

## STELLUNGNAHME

zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht  
(Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz) vom  
22.01.2021

Berlin, 27.01.2021

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 275.000 Beschäftigten wurden 2018 Umsatzerlöse von rund 119 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 12 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 90 Prozent, Wärme 74 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitbandausbau. 190 Unternehmen investieren pro Jahr über 450 Mio. EUR. Sie steigern jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent. Beim Breitbandausbau setzen 93 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude.

**Verband kommunaler Unternehmen e.V.** · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin  
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · [info@vku.de](mailto:info@vku.de) · [www.vku.de](http://www.vku.de)

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einverstanden.

Sofern Kontaktdaten von Ansprechpartnern enthalten sein sollten, bitten wir, diese vor einer Veröffentlichung zu schwärzen.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zu dem Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Stellung zu nehmen. Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass angesichts der sehr kurz bemessenen Stellungnahmefrist und des nicht unerheblichen Umfangs der Neuerungen, eine vertiefte Auseinandersetzung mit dem Gesetzentwurf nur schwer möglich ist. Die gewährte Frist von faktisch drei Tagen steht in einem deutlichen Missverhältnis zu der Bedeutung der geplanten Änderungen für die kommunale Energiewirtschaft und wird dem Anspruch an eine ordnungsgemäße Anhörung nicht gerecht. Auch wenn es aufgrund der europäischen Umsetzungsfrist nachvollziehbar ist, dass eine Implementierung der Richtlinienvorgaben in innerstaatliches Recht aufgrund der pandemiebedingten Verzögerungen nunmehr schnell erfolgen sollte, hat der VKU erhebliche Bedenken hinsichtlich der Vorgehensweise des Bundesministeriums. Wir behalten uns deshalb ausdrücklich vor, dem Bundesministerium auch nach Ablauf der Stellungnahmefrist weitere Hinweise und Anmerkungen zukommen zu lassen.

## Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Die geplanten gesetzlichen Änderungen enthalten eine Reihe nicht unerheblicher Neuerungen für die kommunale Versorgungswirtschaft. Die Umsetzung dieser europäischen Vorgaben wird die nächste Aufgabe, die die Unternehmen nun unmittelbar zu bewältigen haben. Auch wird hiermit üblicherweise ein zum Teil nicht unerheblicher Aufwand verbunden sein. Neben der Umsetzung der Vorgaben aus der Neufassung der Strombinnenmarkttrichtlinie sollen erstmals Regelungen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen in das EnWG aufgenommen werden. Es werden damit wichtige Stellschrauben gesetzt, die für das Gelingen des Umbaus der – auch kommunalen - deutschen (Erd)Gasinfrastruktur hin zu einem mit Wasserstoff betriebenen Netz in den kommenden Jahren entscheidend sein werden.

## Positionen des VKU in Kürze

- **Regulierung der Wasserstoffnetze**

Wasserstoffnetzbetreiber sollten nicht – auch nicht übergangsweise – die Möglichkeit eines Opt-In für regulatorische Vorgaben haben. Vielmehr erachtet es der VKU für zielführender, verpflichtende Regulierungsvorgaben für alle Wasserstoffnetzbetreiber ohne Übergangszeit vorzusehen. Dabei sollte auf Sonderregelungen verzichtet werden. Vielmehr würde eine Ausweitung des Gasbegriffs im EnWG um Wasserstoff zu einer Anwendung der für Gasnetzbetreiber geltenden Regulierungsvorgaben führen. Bei diesen handelt es sich um bekannte und bewährte Prozesse, so dass hierdurch die Komplexität für die Betroffenen möglichst

niedrig gehalten werden könnte. Zudem sprächen weitere Aspekte dafür, den Betrieb von Wasserstoffnetzen von Beginn an Regulierungsvorgaben zu unterwerfen. So ist eine integrierte und europäisch harmonisierte Netzentwicklung und -planung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen nur bei äquivalenter Regulierung möglich. Dies gäbe überdies auch aus Sicht des Handels mit Wasserstoff verlässliche Sicherheit über die geltenden Rahmenbedingungen. Bei einem verlässlichen Regulierungsumfeld würden auch höhere Anreize für Investitionen in die Infrastruktur geschaffen.

Ohne verpflichtende Regulierungsvorgaben für alle Wasserstoffnetzbetreiber bestünde nach Auffassung des VKU ggf. die Gefahr zur „regulatorischen Arbitrage“, die letzten Endes zu Marktverzerrungen führen könnte. Nicht zuletzt würden Standardisierungen ermöglicht, vor allem bei der Marktkommunikation, die für die Massengeschäftstauglichkeit unerlässlich sind und wodurch missbräuchliches Verhalten erschwert wird.

Nach alledem zeigt sich, dass die Position des BMWi unzutreffend ist; eine einheitliche Regulierung von (Erd-)Gas- und Wasserstoffnetzen ist rechtlich zulässig und geboten. Im Gegensatz zu dem Bundesratsvorschlag bevorzugt die Pflicht zur Entflechtung zwischen Gas und Wasserstoff-Netzbetreibern lediglich solche mit ineffizienten (Doppel-)Strukturen. Nur diese können kurzfristig ohne Transformation Wasserstoffnetze anbieten und mittelfristig ihren Wirkungsbereich ausweiten. Andere, vor allem Verteilernetzbetreiber, deren Angebot erst dem sukzessiv steigenden Wasserstoffbedarf folgen wird, werden aus ihrer angestammten Marktrolle verdrängt. Damit ist nicht nur die Existenz der Unternehmen in Frage gestellt, sondern auch die Energieversorgung und die notwendige Transformation zu einer grünen Energiewirtschaft stark gefährdet.

Bei vorstehender Analyse zeigt sich, dass die gewählte Regulierung allenfalls geeignet ist, die Interessenlage bestimmter Erdgas-Fernleitungsnetzbetreiber, die sich zukünftig auch als Wasserstoffnetzbetreiber betätigen können, zu berücksichtigen. Das BMWi schließt damit zugleich kategorisch eine Entwicklung aus, bei der sich mittelfristig alle heutigen Gasnetzebenen bzw. Markttrollen – mithin auch Verteilernetzbetreiber – an einem Wasserstoffmarkt beteiligen können. Im Hinblick auf die entstehende europarechtliche Regulierung und die erklärten Ziele der europäischen Kommission bedeutet der Referentenentwurf einen Rückschritt – tatsächlich sind mithin Lock-in Effekte zu erwarten.

Die Nebenwirkungen des Referentenentwurfs werden vorliegend ohne Not hingegen genommen, liegen doch geeignete Regulierungsansätze vor, welche die o.g. Probleme vermeiden, die sich aus einer grundsätzlichen Trennung von Wasserstoff

und konventionellem Gas ergeben. Der VKU unterstützt daher ausdrücklich den Vorschlag aus dem Bundesrat, der im Rahmen einer Stellungnahme zur Änderung des Bundesbedarfsplanungsgesetzes (BBPlG) am 06.11.2020 an den Bundestag übermittelt wurde. Dieser Ansatz, der auf einem einheitlichen Gasbegriff beruht, wird durch die Verteilernetzbetreiber begrüßt und im Übrigen auch von Fernleitungsnetzbetreibern geteilt. Vorgesehen ist ein „minimaler Rechtsrahmen“ für die schnellstmögliche Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur. Es sollen lediglich gesetzliche Beschränkungen beseitigt werden, indem in § 3 Nr. 19 EnWG („Fernleitung“) sowie § 3 Nr. 5 EnWG („Betreiber von Fernleitungsnetzen“) schlicht der Begriff „Erdgas“ durch den Begriff „Gas“ ersetzt werden.

Sollte an der Möglichkeit eines Opt-In weiterhin festgehalten werden, sollten aus Sicht des VKU – zumindest für eine angemessene Übergangszeit – auf entflechtungsrechtliche Vorgaben verzichtet und eine Quersubventionierung über den Gasnetzbetrieb ermöglicht werden. Zumindest für Gasverteilernetzbetreiber lässt sich ein Verbot der Quersubventionierung der Wasserstoffinfrastruktur weder den innerstaatlichen noch den gemeinschaftsrechtlichen Regelungen eindeutig entnehmen. Hierbei muss man berücksichtigen, dass es im Gasverteilernetz zukünftig häufiger zu einer „Umwidmung“ von bestehenden Gasleitungen in Wasserstoffleitungen kommen wird. Aufgrund des engen sachlichen Zusammenhangs des sukzessiven ausgeweiteten Wasserstoffbetriebs mit dem Gasnetzbetrieb könnte man sogar hinterfragen, ob es sich um eine Quersubventionierung im klassischen Sinne handeln würde. Bei einer Umgestaltung des Gasversorgungsnetzes zu einem Wasserstoffversorgungsnetz würden die bestehenden Gasleitungen im Wesentlichen weiterbetrieben, lediglich mit einem anderen Energieträger. Bei einer Ausweitung des Gasbegriffs im EnWG wäre der Energieträger sogar identisch, so dass eine Quersubventionierung gar nicht erst gegeben wäre.

Die für alle Wasserstoffnetzbetreiber relevanten **Übergangsregelungen** erachtet der VKU für sinnvoll und begrüßt sie ausdrücklich. Hierdurch wird u.a. die Umstellung der Gasinfrastruktur auf den Transport und die Verteilung von Wasserstoff wegerechtlich erleichtert, da sichergestellt wird, dass man in diesem Zuge keine neuen Wegenutzungsverträge abschließen muss. In der Übergangsvorschrift sollte aber aufgenommen werden, dass § 46 Abs. 1 EnWG auch für den Neubau von Wasserstoffnetzen entsprechend anwendbar ist, um hier Rechtsunsicherheiten zu vermeiden. Zudem sollte im Rahmen des Verweises auf die in der KAV enthaltenen Vorgaben für Konzessionsabgaben Gas nur auf die Sonderkunden-KA verwiesen werden, da die übrigen Regelungen nicht relevant sein dürften.

Zudem sollte **über die Regulierung der Wasserstoffnetze hinaus** folgendes beachtet werden:

- Energie aus thermischer Abfallbehandlung/Abfallbehandlungsanlage (TAB)

Auch die Stromerzeugung aus der Abwärmenutzung sollte gleichberechtigt zu Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden, wie sich dies analog bereits bei der Fernwärmenutzung rechtlich und technisch durchgesetzt hat (vgl. Gebäudeenergiegesetz).

Die Verbrennung von Abfällen ist ein thermischer Prozess, bei dem Abwärme frei wird. Diese wird im Rahmen eines KWK-Prozesses (direkt an der TAB oder extern über Prozessdampf) genutzt. Die Anlagen müssen auch dann betrieben werden, wenn sie theoretisch keine(n) Wärme/Strom in ein Netz einspeisen oder direkt an Nutzer abgeben können. Die primäre Aufgabe liegt also in der Abfallentsorgung, die Energienutzung ist ein Folgeprozess, um die Abfallentsorgung so nachhaltig wie möglich zu gestalten. Diese Abwärme ist klimafreundlich und treibhausgasneutral, und ihre Nutzung führt zudem zu hoher mittelbarer Emissionsvermeidung, wie bereits die Bundesregierung und im Übrigen auch das Umweltbundesamt festgestellt haben (vgl. BT-Drucksache 19/18606 vom 17.04.2020, Antwort auf Frage 26 und Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018, Reihe CLIMATE CHANGE Band 37/2019). Dennoch wurde es im EEG 2021 und auch in dem vorliegenden Gesetzentwurf versäumt, das Thema „Abwärme“ ausreichend und zielführend zu regeln, zumal im Rahmen des EEG 2021 zutreffend darauf hingewiesen wird, dass der Strom „treibhausgasneutral“ erzeugt werden muss und nicht zwingend aus „Erneuerbaren Energien“. Auch ist in Art. 15 Nr. 3 der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) die die Pflicht der Mitgliedstaaten vorgesehen, die Gleichstellung von Abwärme mit Erneuerbaren Energien sicher zu stellen.

- Wasserstoffherzeugung:

Der zügige und international wettbewerbsfähige Aufbau der Wasserstoffwirtschaft wird bisher im Energierecht nicht ausreichend geregelt. Gerade Elektrolyseure sind ein Paradebeispiel der Sektorenkopplung. Durch technische Aggregate, wie Elektrolyseure und Power-to-Heat in Kombination mit Wärmespeicher für die Fernwärme, lassen sich Systemdienstleistungen gerade an TAB-Standorten gut verwirklichen. Diese Standorte sind in der Regel optimal

für diese Art der Sektorenkopplung geeignet (flächendeckend über Deutschland verteilt, häufig über 8.000 Volllaststunden, niedrige Stromgestehungskosten, ideale Standortentwicklung und Infrastruktur, Personal, Know-how und wirtschaftliche Stärke vorhanden, umfangreicher Fahrzeugverkehr usw.). Die meisten TABs sind bereits beim Betrieb, beim Bau oder bei der Planung von Elektrolyseuren. Bereits die aktuellen Regelungen im EEG 2021 sind wenig ambitioniert, die Wasserstoffwirtschaft zum Erfolg zu bringen. Um die gewünschten Ziele zu erreichen, müssten einerseits wasserstoffspezifische Regelungen formuliert, andererseits aber auch die Schnittstellen zu anderen Sektoren aufeinander abgestimmt werden. Dies setzt sich mit dem vorliegenden Gesetzentwurf fort. Die aktuell diskutierte Technologiebindung/„Farbenlehre“ (Einstufungssystematik von H<sub>2</sub> in unterschiedliche Kategorien, je nach Klimarelevanz) für eingespeisten Wasserstoff (Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom) darf zunächst in der „Hochlaufphase“ nicht greifen. Die Einspeisung, der Transport und die Speicherung von Wasserstoff muss zunächst unabhängig von der Art seiner Erzeugung erlaubt werden. Des Weiteren muss eine Befreiung der Produktion von klimafreundlichem Wasserstoff von der EEG-Umlage, Stromsteuern etc. erfolgen.

Der im § 37b Abs. 8 Nr. 4 BImSchG geplante Ausschluss von Wasserstoff, der aus biogenen Quellen erzeugt wird, von der Anrechnung auf die Verpflichtungen zur Treibhausgasminderungen bei Kraftstoffen, ist ein weiterer Punkt, der den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft behindern wird. Je nach Standortbedingungen und regionaler Situation kann die Wasserstofferzeugung aus biogenen Quellen, zum Beispiel Abfallbiomasse, die nachhaltigste Option sein. Die in der Nationalen Wasserstoffstrategie bestehenden Lücken sollten gesetzlich geschlossen und korrigiert werden.

- Herkunftsnachweise:

Die Umsetzung der EU-Vorgaben gemäß Art. 19 EE-RL II sind weder im EEG 2021 noch im vorliegenden Gesetzentwurf ausreichend umgesetzt. Die EE-RL II bezieht sich auch auf „die Menge erneuerbarer Energie im Energiemix“, umfasst somit nicht nur Strom, sondern soll auch auf andere Energieträger (z. B. Wasserstoff) anwendbar sein. Fehlende Rechtsgrundlagen, um einen Elektrolyseur bilanziell mit Herkunftsnachweisen zu betreiben, verhindert jedoch den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen in Deutschland.

- **Strom- und Gasrechnungen**

Strom- und Gasrechnungen sollten einfach aufgebaut sein und für Verbraucher verständliche und nicht irreführende Formulierungen enthalten. Die Forderung nach Hinweisen „zu der **Verfügbarkeit und den Vorteilen eines Lieferantenwechsels**“ (§ 40 Abs. 2 Nr. 12 EnWG-E) in einem Atemzug sehen wir aber äußerst kritisch. Grundsätzlich erachten wir die Formulierung in dieser Form als suggestiv. Schließlich ist es keinesfalls sichergestellt, dass ein Wechsel immer zum Vorteil des Kunden ausfällt. Für uns wäre daher eine Formulierung als Hinweis zu „möglichen Vorteilen“ treffender. Dies gilt umso mehr mit Bezug auf den optionalen Lieferantenwechsel. Uns ist bewusst, dass die Nennung von „Vorteilen eines Versorgerwechsels“ eine Forderung aus der Strombinnenmarkt-Richtlinie in der deutschen Übersetzung darstellt. In der englischen Fassung dieser Richtlinie wird aber nur „the information on the availability and benefits of switching“ verlangt und damit der Wechsel nicht weiter konkretisiert. Dadurch wird die Option eines Vertragswechsels, z.B. auf einen günstigeren Tarif desselben Lieferanten, nicht explizit ausgeschlossen. Aus unserer Sicht wäre der Hinweis auf die „möglichen Vorteile eines Vertragswechsels“ klar zu bevorzugen, da er in dieser Form neutral und wertfrei ist und auch die Option eines Versorgerwechsels nicht ausschließt und damit die Intention der unionsrechtlichen Vorgaben widerspiegelt.

Wir begrüßen ausdrücklich die Absicht zur Schaffung eines unabhängigen und zertifizierten **Vergleichsinstruments**. Bis zu seiner Implementierung und der Wahrnehmung dieses Instruments in der Öffentlichkeit ist die Forderung nach Hinweisen zur Verfügbarkeit anderer Lieferanten als sehr kritisch zu bewerten. Ein entsprechender Hinweis zum jetzigen Zeitpunkt führt nur dazu, dass Verbraucher, wenn sie denn dem Hinweis folgen, die etablierten Vergleichsportale ansteuern, deren Geschäftsmodelle rein privatwirtschaftliche Interessen verfolgen und sich nicht vordergründig der objektiven Information der Verbraucher verpflichtet sehen. Vor diesem Hintergrund lehnen wir den Hinweis auf die Verfügbarkeit des Versorgerwechsels ab, bis ein entsprechendes zertifiziertes Vergleichsinstrument verfügbar ist.

Wenngleich „**die elektronische Übermittlung der Abrechnungen und Abrechnungsinformationen**“ (§ 40b Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E) heute in vielen Fällen regelmäßig erfolgt, stellt sie dennoch einen administrativen Aufwand und Kostenfaktor dar und bedarf entsprechender Vorbereitungen für die praktische Implementierung. Wir bitten daher, für die vorgesehene elektronische Übermittlung von Abrechnungen und Verbrauchsinformationen eine Übergangsfrist vorzusehen, um den Lieferanten die Schaffung entsprechender technischer Voraussetzungen zu

ermöglichen. Die Anwendung der neu aufgenommenen verbraucherrechtlichen Regelungen in den §§ 40, 41 EnWG auch auf den Gasbereich stellt eine zusätzliche Doppelbelastung für die Energievertriebe dar, die Systeme, Prozesse und Kommunikation gleich für beiden Energieträger umsetzen müssen, dies sollte bei der Festlegung einer Umsetzungsfrist beachtet werden.

Um erneuten Aufwand zu vermeiden sollte zudem darauf geachtet werden, dass bei der Novellierung der **Binnenmarktrichtlinie Gas** vergleichbare Regelungen getroffen werden.

Die Festlegung des generellen **Zahlungsziels** auf zwei Wochen ist ein nicht sachgerechter Eingriff in die Vertragsfreiheit zwischen den Vertragsparteien, denn bei Nicht-Haushaltskunden sind kürzere Zahlungsziele branchenüblich.

- **Energielieferverträge**

Es sollte auf die geplante generelle ausnahmslose Vorgabe des Abschlusses von Energielieferverträgen in Textform verzichtet werden. Ansonsten würde dies - bei strenger Auslegung der Textformvorgabe – vor allem die bewährte und rechtlich unbedenkliche Praxis des Online-Vertragsabschlusses per „Klick-Lösung“ unmöglich machen. Dies wäre aber nicht sachgerecht, da dies eine auch für den Kunden unkomplizierte Form des Vertragsabschlusses - und auch der Einleitung des Versorgerwechsels - darstellt. Dem Schutz des Kunden gegen „untergeschobene Verträge“ könnte dadurch Rechnung getragen werden, dass der Vertragsschluss, sollte er nicht in Textform erfolgen, zumindest in Textform bestätigt werden muss.

Der VKU bewertet die Verpflichtung bestimmter Versorger, auf Verlangen Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen abzuschließen, grundsätzlich kritisch. Vielmehr hätte auf die Freiwilligkeit der Versorger gesetzt werden sollen, aus eigenem Antrieb entsprechende Tarife anzubieten. Es ist auch davon auszugehen, dass es stets Versorger geben wird, die derartige Tarife für Kunden mit intelligenten Messsystemen auch bundesweit anbieten werden. Dies verpflichtend von allen in der Norm genannten Versorgern zu fordern, lässt die Kosten-/Nutzenrelation vollkommen außer Betracht. Es ist zudem festzuhalten, dass der von den Stromlieferanten nichtbeeinflussbare Anteil der Stromkosten 75 % beträgt. Folglich ist der Spielraum für Einsparungen für Kunden mit lastvariablen Tarifen entsprechend gering.

Nicht zuletzt setzt ein derartiger Tarif – wie in der Regelung angelegt - die flächendeckende und verlässliche Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen voraus,

die dynamische Tarife auch verwalten können. Aufgrund der bisherigen Erfahrung mit den technischen Fähigkeiten der bisher auf dem Markt verfügbaren Messtechnik sollte dies nicht – wie bei der Umsetzung des MsbG zu beobachten - außer Acht gelassen werden.

Auf das Netzentgeltsystem haben dynamische Stromtarife nach Auffassung des VKU keine unmittelbaren Auswirkungen. Dieses muss - wie bereits heute auch - unabhängig von Preisentwicklungen auf den Strommärkten bleiben. Ansonsten würde das Netzentgeltsystem so komplex, dass der damit verbundene Aufwand in absolut keinem Verhältnis zu dem damit verbundenen Nutzen für den Kunden stünde.

- **Mieterstromverträge**

Die Regelung in § 42a Absatz 4 EnWG, wonach der Preis für Mieterstrom **90 Prozent** des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden **Grundversorgungstarifs**, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen darf, sollte gestrichen werden. Der Preisdeckel verhindert vielerorts Mieterstromprojekte: Es gibt Versorgungsgebiete, in denen der Grundversorgungstarif so niedrig ist, dass Mieterstromprojekte mit diesem Preisdeckel nicht wirtschaftlich umgesetzt werden können. Im Übrigen besteht kein Zwang, Mieterstrom zu beziehen, so dass ein Preisdeckel nicht notwendig ist. Ein ausreichender Verbraucherschutz ist bereits durch die Regelungen zur Begrenzung der Laufzeit und der Trennung vom Wohnraummietvertrag gewährleistet.

- **Aktive Kunden, Aggregatoren**

Es sollte klargestellt werden, dass die Dienstleistungen, die Letztverbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen gegenüber Dritten und über einen anderen Bilanzkreis erbringen („Aktive Kunden“), diese Tätigkeit **nicht gewerblich oder beruflich** ausüben, so wie dies auch in der Richtlinie vorgesehen ist. Zudem sollte insbesondere darauf geachtet werden, dass die zu schaffenden Möglichkeiten mit dem Ziel der Richtlinie (Kunden nehmen aktiv an der Energiewende teil) in Einklang stehen und ein Missbrauch durch – v.a. gewerbsmäßig handelnde – Dritte erschwert bzw. verhindert wird.

Der VKU begrüßt die Öffnung des Energiesystems für neue Formen der Laststeuerung durch Aggregation, da hierdurch Beiträge für mehr (regionale) Flexibilität im Gesamtsystem generiert werden können. Auch hier gilt aber “level-playing-

field" für neue Marktakteure. Bei der konkreten Ausgestaltung muss auch die zukünftige Ausgestaltung der Regelung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung berücksichtigt werden.

- **Vergleichsinstrumente**

Vergleichsportale für Strom und Gas werden von einer Vielzahl von Verbrauchern genutzt, da sie durch eine Bündelung der Angebote den Suchaufwand reduzieren und die beim Anbieterwechsel für die Entscheidungsfindung benötigten Informationen bereitstellen können. Der erste Eindruck einer **neutralen Plattform** ist aber oft nicht gerechtfertigt. Einem Bericht des Bundeskartellamts aus dem Jahr 2019 zufolge standen Vergleichsportale in der Vergangenheit häufig in der Kritik, im Hinblick auf die Transparenz ihres Geschäftsmodells und die Objektivität ihrer gelisteten Tarife. Aus Verbrauchersicht problematisch sind hierbei vor allem verzerrte Wahrnehmungen infolge versteckter Kooperationen und Verflechtungen bei der Hierarchisierung von Angeboten. Diskriminierungsfreier Wettbewerb auf den Energiemärkten erfordert eine Vielzahl heterogener Anbieter, die sich durch ihre Produkte und Energiedienstleistungen klar abgrenzen lassen.

Wären Verbraucher über bestehende Unternehmensverflechtungen und Kooperationen umfassend informiert, würden Entscheidungen für einen bestimmten Strom- oder Gasanbieter bei voller Kenntnis der gegenseitigen Abhängigkeiten womöglich anders ausfallen. Dies gilt nicht nur für **Unternehmensverflechtungen** zwischen dem Vergleichsportal und den dort gelisteten Energieversorgungsunternehmen, sondern auch für versteckte Verflechtungen zwischen den gelisteten Unternehmen, die hinter den Tarifen stehen.

Verbraucher benötigen einen unverfälschten Zugang zu aktuellen Marktinformationen und die Möglichkeit zu einem **objektiven Vergleich** der Anbieter als Entscheidungsgrundlage für die Auswahl eines Lieferanten. Wir begrüßen daher ausdrücklich die Absicht zur Schaffung unabhängiger und zertifizierter Vergleichsinstrumente. Diese sollten dem Verbraucher ermöglichen, sich ein umfassendes Bild seines zukünftigen Energielieferanten unter Berücksichtigung seiner individuellen Präferenzen zu bilden. Der Preis der Kilowattstunde ist dabei sicher ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal. Als alleiniges Entscheidungskriterium wird er diesem Anspruch aber nicht gerecht. Aspekte der regionalen Wertschöpfung und das ökologische oder soziale Engagement der Unternehmen sind dabei ebenso klare und objektive Kriterien wie der Hinweis auf bestehende Unternehmensverflechtungen und Kooperationen.

- **Transparenz der Netzregulierung / Veröffentlichung von Netzdaten**

Der VKU erachtet es für wichtig, dass die Netznutzer und Letztverbraucher die Möglichkeit haben, sich im Rahmen von Internetveröffentlichungen über grundlegende **erlösobergrenzenrelevante Daten** zu informieren, um die Ermittlung der Erlösobergrenze und die Kalkulation der Netzentgelte besser nachvollziehen zu können. Abgesehen von der Tatsache, dass das BMWi vorliegend weit über die Regelung des § 31 Abs. 1 ARegV hinausgehen möchte, bestehen auch Zweifel, ob die geplante **Einbeziehung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen** des jeweiligen Netzbetreibers in die Veröffentlichung nach § 23b EnWG-E ohne jegliche behördliche Abwägungsmöglichkeit rechtmäßig ist.

Im Rahmen des den Beschlüssen vom 26.09.2017 | Az.: 1 BvR 1486/16 u.a. („Verfassungsbeschwerden Lichtblick“) zugrundeliegenden Sachverhalts verlangte die Beschwerdeführerin von der BNetzA die vollständige Offenlegung der Genehmigungsunterlagen der betroffenen Netzbetreiberinnen, ohne zwischen wettbewerbsrelevanten und nicht wettbewerbsrelevanten Angaben zu differenzieren. Damit sei die Beschwerdeführerin nicht in ausreichendem Umfang auf die Frage eingegangen, inwieweit die von ihr verlangten und in den Genehmigungsunterlagen enthaltenen Informationen den durch Art. 12 Abs. 1 GG geschützten Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen der beklagten Netzbetreiberinnen unterfallen. Das Bundesverfassungsgericht stellt demnach klar, dass Netzbetreiber durchaus auch eigene Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse haben können, die durch Art. 12 GG geschützt sind. Zwar seien die Netzbetreiber natürliche Monopolisten, sie stünden aber jedenfalls in nach- und vorgelagerten Märkten sowie in Bereichen wie Effizienzvergleich und Konzessionsvergaben untereinander und in Bereichen wie Beschaffung oder bei Lieferanten, Kapitalgebern und beim Personal mit anderen im Wettbewerb. Netzbetreiber hätten daher an der Nichtverbreitung von Informationen, über die sich Rückschlüsse über die Ausbaustrategie oder die getätigten Investitionen ableiten lassen, ein berechtigtes Interesse.

Aus einigen der für eine Veröffentlichung durch die Regulierungsbehörde vorgesehenen Daten lassen sich detaillierte Angaben zu Kosten und damit die den Netzbetreibern anfallenden Kostenarten sowie weitere netzwirtschaftliche Parameter entnehmen. Die Offenlegung dieser Daten - ohne Rücksicht darauf, ob es sich um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse handelt – ist nach Auffassung des VKU bedenklich. In vorstehend aufgeführten Entscheidungen wird darauf hingewiesen, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Grundrechtsschutz nach Art. 12 GG genießen. Entgegen der Gesetzesbegründung dürfte das Interesse der Allgemeinheit an einer effektiven Anreizregulierung, Kontrolle der Verwaltungsbehörden

und Nachvollziehbarkeit ihrer Entscheidungen, insbesondere des Effizienzvergleichs, nicht generell das Interesse der Netzbetreiber an der Nichtverbreitung ihrer Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse überwiegen. Zumindest dürfte eine solche vom Gesetzgeber vorweggenommene Abwägungsentscheidung ohne jegliche behördliche Abwägungsmöglichkeit unverhältnismäßig sein. Das Interesse der Allgemeinheit kann nach Auffassung des VKU nicht nur durch generelle Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen im Internet gewährleistet werden. Der Regulierungsbehörde muss die Möglichkeit eröffnet werden, das Interesse des Netzbetreibers an der Nichtverbreitung seiner Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse mit dem Interesse Dritter an Transparenz der Netzentgeltregulierung im Einzelfall abzuwägen. Nebenbei sei bemerkt, dass der VKU Zweifel daran hat, dass Dritte durch Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen in die Lage versetzt werden, den Effizienzvergleich der BNetzA nachvollziehen zu können. Bekanntermaßen ist dies sogar den betroffenen Netzbetreibern aufgrund fehlender Offenlegung von hierfür relevanten Daten durch die BNetzA verwehrt. Hier wäre mehr Transparenz dringend erforderlich.

Erhebliche Bedenken bestehen aus VKU-Sicht auch hinsichtlich der Regelung des **§ 23c Abs. 7 EnWG-E**. Hier sollten die vorgesehenen Vorgaben, vor allem an die Form der Veröffentlichung und die vorgesehenen Fristen, auf ein sinnvolles und verhältnismäßiges Maß reduziert werden.

- **Ladeinfrastruktur für Elektromobile**

Leider wird die Umsetzung der Richtlinienvorgabe, die es Stromverteilernetzbetreibern grundsätzlich verbietet, Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile zu sein oder diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, zu einer Beeinträchtigung flächendeckender Versorgung abseits der für Marktakteure interessanten Innenstädte führen und damit nationalen Bestrebungen entgegenwirken, durch gezielte Förderung der Kommunen den Ausbau der Ladeinfrastruktur anzukurbeln.

Dennoch begrüßt der VKU, dass geplant ist, von der laut Richtlinie möglichen Ausnahme Gebrauch zu machen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass bereits im Gesetz sichergestellt wird, dass eine **sachgerechte Entschädigung** bei zwangsweisem Ausscheiden eines Stromverteilernetzbetreibers aus dem Betrieb von Ladeinfrastruktur erfolgen muss. Nähere Einzelheiten sollten dann in der Verordnung geregelt werden. Eine Entschädigung sollte über den reinen Investitionswert hinaus unter Antizipation künftiger Ersparnisse und Gewinne erfolgen.

Für **Bestandssachverhalte** – d.h. Stromverteilernetzbetreiber, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen gesetzlichen Vorgaben auf diesem Gebiet tätig sind – muss eine angemessene Übergangszeit und Entschädigung vorgesehen werden. Diesen Unternehmen darf kein Nachteil daraus entstehen, dass sie ihren Beitrag zur flächendeckenden Errichtung von Ladesäuleninfrastruktur geleistet haben.

Zudem sollte zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass das grundsätzliche Verbot nicht für **De-Minimis-Unternehmen** gilt. Unserem Verständnis nach ergibt sich dies lediglich mittelbar im Rahmen der Auslegung. Es lassen sich aus den geplanten Gesetzesänderungen keine Verschärfungen der Entflechtungsvorgaben bezüglich des Betriebs von Ladeinfrastruktur entnehmen. Eine eindeutige Regelung wäre aber erforderlich, wenn ein solcher Eingriff in die Berufsfreiheit der betroffenen Unternehmen beabsichtigt wäre. Eine – unserer Auffassung nach von der Richtlinie nicht geforderte - Ausweitung des Anwendungsbereichs des § 7c Abs. 1 EnWG-E auf De-Minimis-Unternehmen würde es dem Vertriebsbereich dieser Unternehmen verwehren, ihren erforderlichen Beitrag für die ausreichende Ausstattung mit Ladeinfrastruktur Sorge zu tragen. Wäre dies nur möglich, wenn der Vertrieb – oder ein anderer Unternehmensbereich – getrennt vom Netzbereich in einer selbständigen Gesellschaft betrieben würde, würde eine faktische gesellschaftsrechtliche Entflechtungspflicht statuiert, die nur aufgrund einer eindeutigen Regelung zulässig wäre. Gerade die Tatsache, dass selbst in der Richtlinie eine Verschärfung der Pflichten zur Entflechtung des Stromverteilernetzbetriebs nicht vorgesehen ist, zeigt, dass die De-Minimis-Unternehmen auch nicht in den Anwendungsbereich des grundsätzlichen Verbots fallen können. Es wäre angesichts der Intensität des damit verbundenen Eingriffs in die Berufsfreiheit sowohl in Bezug auf die Gemeinschaftsgrundrechte als auch verfassungsrechtlich bedenklich. Da sich nach Auffassung des VKU ergibt, dass eine De-Minimis-Ausnahme geboten ist, sollte eine solche in den Gesetzestext aufgenommen werden oder zumindest in der Gesetzesbegründung explizit klargestellt werden, dass aus § 7c EnWG-E keine Verschärfung von Entflechtungsregelungen für De-Minimis-Unternehmen folgt. Die betroffenen kommunalen Unternehmen benötigen Rechtssicherheit dahingehend, inwiefern sie den – auch von der Bundesregierung forcierten - Aufbau von Ladeinfrastruktur betreiben können, ohne hiermit gegen geltende Rechtsvorgaben zu verstoßen.

Es sollte auch klargestellt werden, was unter dem in § 7c Abs. 1 EnWG-E enthaltenen Begriff „**verwalten**“ zu verstehen ist. Nach Auffassung des VKU steht dem grundsätzlichen Verbot des „Verwaltens“ von Ladeinfrastruktur nicht entgegen, dass Stromverteilernetzbetreiber lediglich **Dienstleistungen** für einen Ladesäulenbetreiber erbringen. In diesem Rahmen tragen sie nicht das wirtschaftliche Ri-

siko des Betriebs und können somit auch nicht als Betreiber der Ladesäulen betrachtet werden. Das Verbot des Verwaltens von Ladesäulen sollte entweder aus dem Gesetzestext gestrichen oder zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass dies nicht Dienstleistungen von Stromverteilernetzbetreibern im Zusammenhang mit dem Betrieb von Ladesäulen entgegensteht. Eine derartige Klarstellung ist zwingend erforderlich, um Rechtssicherheit für die betroffenen Akteure zu schaffen. Abgesehen davon, dass eine Auslegung des Begriffs im Sinne eines Verbots der Erbringung von reinen Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Ladesäulenbetrieb einen unverhältnismäßigen Eingriff in die Berufsfreiheit der betroffenen Unternehmen darstellen würde, wäre es widersinnig, den Marktakteuren zu verwehren, auf das know-how der Netzbetreiber gegen angemessenes Entgelt, zurückgreifen zu dürfen. Da der Stromverteilernetzbetreiber in diesen Fällen nicht das wirtschaftliche Risiko des Aufbaus und des Betriebs der Ladesäuleninfrastruktur trägt, widerspricht das auch nicht dem „wettbewerblichen Ansatz“, den der europäische Normgeber verfolgt. Zugleich würde damit auch dem Interesse an einem raschen Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur Rechnung getragen.

- **Speicheranlagen**

Grundsätzlich betont der VKU, dass sich Flexibilitätsoptionen wie Speicheranlagen im Strommarkt bewegen müssen und nur in eng umgrenzten Ausnahmefällen im regulierten Bereich eingesetzt werden dürfen

Der VKU begrüßt die Absicht des Bundeswirtschaftsministeriums, **Ausnahmen** für den Speicherbetrieb durch Stromverteilernetzbetreiber vorzusehen. Es muss den Stromverteilernetzbetreibern zukünftig möglich sein, im Rahmen eines intelligenten Aus- und Umbaus ihrer Netze zwischen verschiedenen Optionen – und dazu zählen auch ausdrücklich Speicher – zu wählen. Es ist Sinn und Zweck der Anreizregulierung, dass der Netzbetreiber seine Versorgungsaufgabe möglichst effizient löst - die Wahl der zur Verfügung stehenden Mittel ist ihm dabei ausdrücklich freigestellt. Heute ist noch nicht absehbar, welche Rolle Speicher als integrierte Netzkomponenten im Verteilnetz spielen werden, daher darf es hier nicht in bei der Umsetzung in innerstaatliches Recht zu “lock out“-Effekten kommen. Klar ist dabei aber auch, dass marktliche Speicherbetreiber nicht benachteiligt werden dürfen oder die von Netzbetreibern errichteten Speicher nicht zu marktlichen Zwecken eingesetzt werden dürfen.

Es sollte sichergestellt werden, dass eine **Ausnahmegenehmigung** für den Betrieb integrierter Netzkomponenten durch den Netzbetreiber oder bei erfolglosem

Ausschreibungsverfahren nicht je Anlage, sondern je Anlagentyp erfolgt, um einen unverhältnismäßigen administrativen Aufwand zu vermeiden.

Zudem muss klargestellt werden, dass **De-Minimis-Unternehmen** nicht in den Anwendungsbereich des grundsätzlichen Verbots fallen. Gerade die Tatsache, dass eine Verschärfung der Pflichten zur Entflechtung des Stromverteilernetzbetriebs durch die Richtlinie nicht intendiert ist, zeigt, dass die De-Minimis-Unternehmen auch nicht in den Anwendungsbereich des grundsätzlichen Verbots fallen können. Dies wäre angesichts der Intensität des damit verbundenen Eingriffs in die Berufsfreiheit sowohl in Bezug auf die Gemeinschaftsgrundrechte als auch verfassungsrechtlich bedenklich.

Auch muss eine sachgerechte **Entschädigung** bei zwangsweisem Ausscheiden sichergestellt werden. Das bedeutet nach Auffassung des VKU eine Entschädigung über den reinen Investitionswert hinaus unter Antizipation künftiger Ersparnisse und Gewinne.

- **Flexibilität in Stromverteilernetzen**

Der VKU begrüßt diese Regelungen ausdrücklich. Er sieht in zukünftigen regionalen Flexibilitätsplattformen ein geeignetes Element, **Engpässe zu vermeiden und EE-Einspeisung noch besser in das Gesamtsystem zu integrieren**. Intelligente Verteilnetzcluster können dabei in einer Region übergreifend das notwendige Datenmanagement organisieren. Im Rahmen des sicheren Netzbetriebs müssen die Stromverteilernetzbetreiber zunehmend Beiträge zur Einhaltung der Betriebsparameter Stromstärke und Spannung, zum Blindleistungsmanagement sowie zur Netzengpassbewirtschaftung leisten. Gleichzeitig wirken sie in zunehmendem Maße durch in den Verteilnetzen bereits etablierten Verfahren an der Aufrechterhaltung der Systemstabilität mit, etwa in Form des Einspeisemanagements gemäß § 14 EEG, von Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG („Kaskade“) sowie des Versorgungswiederaufbaus nach Störungen. Stromverteilernetzbetreiber entwickeln sich zu „Systemmanagern“, die durch Nutzung von Intelligenz und Flexibilität in ihren Netzen den sicheren Betrieb ihrer Netze auch unter Einbindung der verschiedenen vor- und nachgelagerten Netzebenen sowie von Verbrauchern, Einspeisern, Speichern, E-Mobilität etc. gewährleisten. In Regionen mit hoher EE-Einspeisung nehmen immer mehr Stromverteilernetzbetreiber diese Rolle bereits heute intensiv, aktiv und erfolgreich wahr. Wichtig ist auch in diesem Zusammenhang, dass dies in der zu erwartenden **Änderung des § 14a EnWG** berücksichtigt wird.

- **Netzausbauplanung Verteilernetzbetreiber**

Der VKU weist auch darauf hin, dass der Gesetzentwurf mit seinen Regelungen zum Aufbau von Planungsregionen und Regionalszenarien über die in der **Strombinnenmarktrichtlinie** enthaltenen Anforderungen deutlich hinausgeht.

Gerade vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, sowohl eine längere Frist für den Aufbau der Planungsregionen als auch für die Einrichtung der in § 14e EnWG-E vorgesehenen gemeinsamen Internetplattform einzuräumen. Die Einräumung einer angemessenen **Übergangsfrist** ist vor allem auch mit Blick auf die Umsetzung der zum 01.10.2021 in Kraft tretenden Redispatch-Regelungen zwingend notwendig. Zusätzliche umfangreiche Vorgaben würden die vorhandenen personellen Kapazitäten der Netzbetreiber derart beanspruchen, dass eine Umsetzung bis zum Jahr 2022 auch bei größter Anstrengung nicht zu gewährleisten sein dürfte.

Hinsichtlich der Ausgestaltung der Planung sollte auch die Mindestanzahl der **Planungsregionen** hinterfragt werden. Gegebenenfalls wäre zur Vereinfachung der Koordinierung eine Verringerung dieser Anzahl auf die Anzahl der vorhandenen Regelzonen, also 4 Planungsregionen, sinnvoll. Zudem sollten dringend die **Häufigkeit** der Netzausbauplanung überdacht werden. Die vorgesehenen zwei Jahre stellen für die Verteilernetzebene einen zu kurzen Zeitraum dar, der den Aufwand unverhältnismäßig erscheinen lässt. Überdacht werden sollte auch die Pflicht der Netzbetreiber zur **Abstimmung** untereinander. Bei einer unter Umständen hohen zweistelligen oder gar dreistelligen Zahl von Netzbetreibern je Planungsregion erscheint dies nur schwer bzw. nur mit unverhältnismäßigem Aufwand umsetzbar.

- **Kosten für das Engpassmanagement (§21a Absatz 5a ff.)**

§ 21a Abs. 5a EnWG-E enthält Vorgaben für die Ausgestaltung von Effizienzvorgaben in der ARegV auf Basis von Referenzwerten zwecks Senkung der Kosten für das Engpassmanagement im Zuge des ab dem 01.10.2021 geltenden Redispatch 2.0. Die hier vorgesehenen unterschiedlichen Modellansätze für **Stromverteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber** erachten wir für nicht zielführend.

Die **Verordnungsermächtigung** des § 21a Abs. 6 EnWG-E ist sowohl in zeitlicher als auch inhaltlicher Hinsicht nicht ausreichend, da eine weitere Ausgestaltung dazu in der ARegV nicht vorgesehen ist und die geplante Erweiterung der Festlegungsbefugnisse in § 54 Abs. 3 Nr. 3 EnWG-E einen anderen Regelungsgegenstand - lediglich die „Effizienzwertbereinigung zur angemessenen Berücksichtigung eines Zeitverzugs beim Ausbau der Verteilernetze“ - adressiert.

Die Regelungen für die Kostenanerkennung der **Redispatchkosten** werden für kritisch erachtet, da sie der Regulierungsbehörde unbestimmte Freiräume eröffnen. Zudem ist sie in der Zielausgestaltung nicht mit den Regelungen zur Netzplanung kompatibel (Forderung nach witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb zur Vermeidung des Netzausbaus bedingt dann Redispatchkosten). Hier steht der Regulierungsbehörde auf der einen Seite ein Bewertungsspielraum in Bezug auf eine sachgerechte Netzausbauplanung zu, auf der anderen Seite werden durch die Regulierungsbehörde mögliche Redispatchmaßnahmen als beeinflussbar angesehen.

- **Nutzen statt Abregeln**

Der VKU begrüßt, dass das Ministerium mit den geplanten Änderungen in § 13 Absatz 6a auf die Aufforderungen des Bundestags in der Entschließung vom 17.12.2020, eine bundesweit einheitlich fortgeltende Regelung für die Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ vorzulegen, reagiert.

Voraussetzung für den Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 13 Absatz 6a war bisher, dass sich die KWK-Anlage im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem **Netzausbaugebiet** nach § 36c Absatz 1 EEG befindet. Durch die EEG-Reform 2020 wurde die Vorschrift über das Netzausbaugebiet gestrichen, ohne dass eine Anpassung des § 13 Absatz 6a erfolgt ist. Daher ist es positiv, dass dies jetzt nachgeholt wird.

Maßnahmen gemäß § 13 Absatz 6a können bundesweit bei der Bewältigung von Netzengpässen helfen. Deswegen sollte auf den Ausschluss von Anlagen in der **Südregion nach dem KVBG** verzichtet werden. Dies gilt umso mehr, als es sich dabei um eine statische räumliche Eingrenzung handelt, die der Dynamik der Netzengpässe nicht gerecht wird. Auch in der Südregion findet teilweise Abregelung statt. Mit dem weiteren Ausbau der Photovoltaik kann dies zunehmend auch in den Mittagsspitzen während der Heizsaison der Fall sein. Die Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Verbund mit KWK-Anlagen im Sinne des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ bleibt damit hinter ihren Möglichkeiten zurück.

Zudem ist es für die Hebung des vorhandenen Potentials auf **Verteilnetzebene** unerlässlich, Satz 5 der Regelung zu streichen, der die Anwendung der Norm auf Stromverteilernetzbetreiber ausschließt. Dadurch würde der Anwendungsbereich der Norm sachgerecht erweitert.

Schließlich sollte im Rahmen dieser Umsetzung auch die **zeitliche Befristung** aufgehoben werden. § 118 Absatz 22 Satz 1 EnWG, wonach § 13 Absatz 6a nach dem

31. Dezember 2023 nicht mehr anzuwenden ist, wird durch den Referentenentwurf nicht angetastet. Um langfristig bestehende Potentiale zu heben und Planungssicherheit zu schaffen, sollte die Regelung über den 31.12.2023 hinaus bestehen bleiben.

- **Gemeinsame Internetplattform Verteilernetzbetreiber**

Die Einführung der für Verteilernetzbetreiber geplanten Pflicht, eine gemeinsame Internetplattform zu betreiben, über die u.a. Anschlussanträge eingereicht werden und veröffentlicht werden können, wird für unverhältnismäßig erachtet. Dem hierfür notwendigen **Aufwand** steht kein entsprechender Nutzen gegenüber. Zu bedenken ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Antragslage in der Praxis sehr volatil ist. Anträge werden auch verschoben und/oder zurückgezogen; daher ist es nicht sachgerecht, diese nicht für zukünftige Zeitpunkte aussagekräftige Antragslage mit Stichtag für eine Planung auf 10 Jahre anzusetzen. Es ist aus Sicht des VKU auch nicht notwendig, die Kundenanträge zu spezifizieren, da die Kundenanschlussbegehren schon in den Szenarien in der Lastentwicklung mit enthalten sind. Es stellt sich auch die Frage der Verbindlichkeit der angezeigten / beantragten Leistungen und die Überführung in die entsprechenden Prozesse. Es müsste sichergestellt werden, dass die notwendigen Terminketten eingehalten werden und auch der „richtige“ Netzbetreiber adressiert wird.

Bei einer auch für die Netzausbauplanung zu nutzenden Internetplattform für alle betroffenen Stromverteilernetzbetreiber ist auch die **Komplexität des Betriebs** zu berücksichtigen. Wenn das BMWi nicht von der Errichtung der Internetplattform absehen sollte, ist zu beachten, dass die hierfür bei den Netzbetreibern anfallende **Kosten** vollständig ohne Zeitverzug refinanziert werden können.

- **Änderung des KWKG**

Die in Artikel 4 vorgesehene Änderung des § 3 KWKG ist ein Eingriff in Artikel 6 Nr. 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13. Mai 2019. Durch Artikel 6 Nr. 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus wurde § 3 KWKG bereits angepasst, um der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch nach § 13a Absatz 1 EnWG Rechnung zu tragen. Weil die Abschaltreihenfolge und Entschädigung sich ab 01.10.2021 nach § 13a EnWG richtet, wurde folgerichtig der **Verweis auf § 14 EEG (Einspeisemanagement) und 15 EEG (Härtefallregelung)** mit Wirkung zum 01.10.2021 gestrichen.

Im vorliegenden Referentenentwurf soll nun aber der Verweis auf die §§ 14, 15 EEG mit sofortiger Wirkung (d. h. ab dem Tag nach der Verkündung) gestrichen

werden. Dies hätte zur Folge, dass bis zum Inkrafttreten des neuen Redispatch-Regimes Abschaltreihenfolge und Entschädigung **keiner gesetzlichen Regelung** unterliegen würden. Dies zeigt, dass die geplante Änderung des § 3 KWKG Rechtsunsicherheit schafft. Auf die Streichung des Verweises auf die §§ 14, 15 EEG sollte daher verzichtet werden. Sollte ungeachtet der bereits erfolgten gesetzgeberischen Vorkehrungen zur Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch eine erneute Änderung von § 3 KWKG für erforderlich gehalten werden, so darf die **Streichung des Verweises auf §§ 14, 15 EEG erst zum 01.10.2021** in Kraft treten, um Rechtsunsicherheiten in der Übergangszeit zu vermeiden.

## Regelungsvorschläge

### Zu Artikel 1

#### § 3 Nr. 10b EnWG-E

**Regelungsvorschlag:**

Die Definition des Betreibers von Wasserstoffnetzen sollte gestrichen werden.

**Begründung:**

Die Ausweitung des Gasbegriffs auf Wasserstoff führt zur Entbehrlichkeit einer gesonderten Definition „Betreiber von Wasserstoffnetzen“. Vielmehr wäre der Transport und die Verteilung von Wasserstoff Bestandteil des Gasnetzbetriebs.

#### Abschnitt 3b (§§ 28j-28p EnWG-E)

**Regelungsvorschlag:**

Die in Abschnitt 3b EnWG-E geplanten Regelungen zur Wasserstoffnetzregulierung sollten gestrichen werden.

**Begründung:**

Die geplanten Regelungen zur Wasserstoffregulierung, die auf einer „Opt-In-Regulierungslösung“ beruhen, sind nicht zielführend. Vielmehr sollten verpflichtende Regelungsvorgaben für alle Wasserstoffnetzbetreiber ohne Übergangszeit vorgesehen werden.

#### § 3 Nr. 19a EnWG

**Regelungsvorschlag:**

Die Definition zum Begriff „Gas“ sollte wie folgt geändert werden:

Gas

Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, ~~der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist,~~ und synthetisch erzeugtes Methan, ~~das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist,~~

Zudem sollte der im EnWG an verschiedenen Stellen enthaltene Begriff „Erdgas“ durch den Begriff „Gas“ ersetzt werden.

**Begründung:**

Der in der Gasdefinition des EnWG enthaltene Technologievorbehalt der Elektrolyse sollte ersatzlos gestrichen werden. Hierdurch würde der Betrieb eines Gasnetzes auch den Betrieb eines Wasserstoffnetzes umfassen. Um eine Anwendbarkeit der derzeitigen Erdgasregelungen zu gewährleisten, sollte zudem der Begriff „Erdgas“ durch den Begriff „Gas“ ersetzt werden.

**§ 7c Abs. 4 EnWG-E neu**

**Regelungsvorschlag:**

Es sollte folgender neuer Absatz 4 in § 7c EnWG-E eingefügt werden:

Durch Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen errichtete, verwaltete oder betriebene Ladeinfrastruktur, die vor Inkrafttreten des Gesetzes bereits in Betrieb genommen wurde, darf über einen Zeitraum von zehn Jahren weiter betrieben werden. Die in Absatz 3 genannten Bundesministerien werden ermächtigt, eine Rechtsverordnung zu erlassen, welche unter Beachtung einer angemessenen Übergangsfrist den Zeitraum des Weiterbetriebs der Bestandsanlagen verkürzen kann. Die zu erlassende Rechtsverordnung hat auch Regelungen zur Erstattung eines festzulegenden Restwerts der getätigten Investitionen in die Ladeinfrastruktur zu enthalten.

**Begründung:**

Derzeit stellt die von Stromverteilernetzbetreibern betriebene öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur in einigen Städten das Rückgrat der gesamten Ladeinfrastruktur dar, weshalb sie einen wesentlichen Anteil am Durchbruch der Elektromobilität hat. Ein Verzicht auf Übergangsregelungen hätte zur Folge, dass zur Umsetzung der gesetzlichen Regelung vom Netzbetreiber betriebene Ladeinfrastruktur letztlich abgeschaltet werden müsste, ohne dass hierfür ein adäquater Ersatz bestünde. Insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Bedeutung der Elektromobilität für die Klimaziele gilt es, Ladesäulen so weit möglich in Betrieb zu halten. Der diskriminierungsfreie Zugang zur Ladeinfrastruktur und ein Zeitplan für die Herbeiführung eines Zustandes nach Abs. 1 oder 2 sollten Bedingung für die Übergangsregelung sein, damit der Regelungszweck in der Sache erfüllt ist.

Für die in dem Vorschlag per Rechtsverordnung ermöglichte „angemessene Übergangsfrist“ sehen wir eine Dauer von mindestens zwei Jahren als geboten an. Dieser Zeitraum ist erforderlich, um eine Rechtsnachfolge mit ggf. zu gründender Gesellschaft organisatorisch mit der gebotenen Gründlichkeit abzuwickeln.

Beim Übergang der Ladeinfrastruktur an andere Betreiber ist zudem die in der EU-Richtlinie 2019/944 Artikel 33 Absatz 4 geregelte Erstattung des Restwerts der Investitionen in die Ladeinfrastruktur in nationales Recht mit aufzunehmen. Eine Regelung dessen in einer

später erfolgenden Rechtsverordnung bietet aus unserer Sicht nicht die gebotene Rechtssicherheit.

### **§ 13 Abs. 6a EnWG-E**

#### **Regelungsvorschlag:**

In § 13 Absatz 6a EnWG-E ist Satz 5 zu streichen. In § 118 Absatz 22 EnWG-E ist Satz 1 zu streichen.

#### **Begründung:**

Der VKU begrüßt, dass das Ministerium mit den geplanten Änderungen in § 13 Absatz 6a auf die Aufforderungen des Bundestags in der Entschließung vom 17.12.2020, eine bundesweit einheitlich fortgeltende Regelung für die Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ vorzulegen, reagiert.

Voraussetzung für den Abschluss einer Vereinbarung gemäß § 13 Absatz 6a war bisher, dass sich die KWK-Anlage im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Netzausbaugebiet nach § 36c Absatz 1 EEG befindet. Durch die EEG-Reform 2020 wurde die Vorschrift über das Netzausbaugebiet gestrichen, ohne dass eine Anpassung des § 13 Absatz 6a erfolgt ist. Daher ist es positiv, dass dies jetzt nachgeholt wird.

Maßnahmen gemäß § 13 Absatz 6a können bundesweit bei der Bewältigung von Netzengpässen helfen. Die Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Verbund mit KWK-Anlagen im Sinne des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ bleibt bisher hinter ihren Möglichkeiten zurück.

Zudem ist es für die Hebung des vorhandenen Potentials auf Verteilnetzebene unerlässlich, Satz 5 der Regelung zu streichen, der die Anwendung der Norm auf Stromverteilernetzbetreiber ausschließt. Dadurch würde der Anwendungsbereich der Norm sachgerecht erweitert.

Auch die zeitliche Befristung sollte aufgehoben werden. § 118 Absatz 22 Satz 1 EnWG, wonach § 13 Absatz 6a nach dem 31. Dezember 2023 nicht mehr anzuwenden ist, wird durch den Referentenentwurf nicht angetastet. Um langfristig bestehende Potentiale zu heben und Planungssicherheit zu schaffen, sollte die Regelung über den 31.12.2023 hinaus bestehen bleiben.

## § 23b Abs. 1 Satz 1 und 2 EnWG-E

### Regelungsvorschlag:

§ 23b Abs. 1 Satz 1 sollte wie folgt geändert und Satz 2 gestrichen werden:

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

1. die gemäß § 21a Absatz 2 durch die Regulierungsbehörde für eine Regulierungsperiode vorgegebenen kalenderjährlichen Erlösobergrenzen und, sofern abweichend, die zur Entgeltbildung vom Netzbetreiber herangezogene angepasste kalenderjährliche Erlösobergrenze jeweils als Summenwert,
2. den jährlichen Aufschlag auf die Erlösobergrenze für Kapitalkosten, die aufgrund von nach dem Basisjahr getätigten Investitionen in den Bestand betriebsnotwendiger Anlagegüter entstehen, als Summenwert,
3. die nach § 21a Absatz 4 in der vorgegebenen kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen dauerhaft nicht beeinflussbaren sowie volatilen Kostenanteile sowie jeweils deren jährliche Anpassung durch den Netzbetreiber als Summenwert,
4. die nach § 21a Absatz 4 zu berücksichtigenden jährlichen beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile als Summenwert,
5. die in der vorgegebenen kalenderjährlichen Erlösobergrenze enthaltenen Kosten aufgrund von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, welche durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Bildung und Forschung bewilligt wurde und fachlich betreut werden, sowie deren jährliche Anpassung durch den Netzbetreiber als Summenwert,
6. die Werte der nach § 21a Absatz 3 Satz 4 zu berücksichtigenden Mengeneffekte,
7. die gemäß § 21a Absatz 5 ermittelten unternehmensindividuellen Effizienzwerte sowie die hierbei erhobenen, geprüften sowie die verwendeten Parameter zur Abbildung struktureller Unterschiede und die Aufwandsparameter,
- ~~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,~~
9. jährliche tatsächliche Kosten der genehmigten Investitionsmaßnahmen für die Erweiterung und Umstrukturierung in die Transportnetze jeweils als Summenwert,

10. die ermittelten Kennzahlen zur Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlenvorgaben zur Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit einschließlich aller zur Bestimmung der Strukturparameter verwendeten Größen und die daraus abgeleiteten Strukturparameter selbst und die Abweichungen der Netzbetreiber von diesen Vorgaben wie auch die daraus resultierenden Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen,
11. Summe der jährlichen Entwicklung der Kosten für Maßnahmen nach § 13a sowie die Kosten der Entschädigung nach § 13a Absatz 2,
12. die jährliche Entwicklung der Summe der Kosten für die folgenden Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber,
  - a) für Kraftwerksreserven der Transportnetzbetreiber Strom nach den §§ 13b, 13d, 13e und 13g sowie
  - b) für die gesicherte Versorgung von Kraftwerken mit Gas außerhalb der Netzreserve nach § 13f,
- ~~13. alle Daten, die bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Verwendung finden,~~
14. alle in der Entscheidung nach § 23 der Anreizregulierungsverordnung genannten Daten, ausgenommen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Dritter,
15. Kosten für die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen als Summenwert und
16. Kosten für die an Betreiber einer dezentralen Erzeugungsanlage und vorgelagerte Netzbetreiber aufgrund von dezentraler Einspeisung gezahlten vermiedenen Netzentgelte als Summenwert.

~~Die Veröffentlichungen nach Satz 1 haben einschließlich etwaiger 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.

**Begründung:**

Von der Veröffentlichung der in § 23b Abs. 1 Satz 1 Nr. 8 und 13 EnWG-E aufgeführten Daten sollte abgesehen werden. Das faktisch mit den Veröffentlichungspflichten verfolgte Ziel zur Schaffung eines „Datenbinnenmarktes“ sollte nicht mit unverhältnismäßigen und unreflektierten Offenlegungspflichten verfolgt werden, die wiederum in grundrechtlich geschützte Bereiche eingreifen. Es muss vor der Veröffentlichung auch regulierungsrelevanter Daten der betroffenen Unternehmen stets hinterfragt werden, inwieweit dem Eingriff beim Netzbetreiber ein entsprechender Nutzen Dritter gegenübersteht. Eine Veröffentlichung kann nur dann von Nutzen sein, wenn die entsprechenden Daten zuvor gezielt und unter Abwägung der Vorteile für den Adressaten und der Nachteile für den Netzbetreiber ausgewählt wurden. Dies ist bei den vorgenannten Daten nicht der Fall. Zudem sollte die generelle Vorgabe, dass auch Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber

treiber zu veröffentlichen sind, gestrichen werden. Hierdurch würde eine – nach Auffassung des VKU fehlerhafte - generelle Abwägungsentscheidung des Gesetzgebers zugunsten des Interesses Dritter an der Nachvollziehbarkeit netzregulierungsrelevanter Entscheidungen getroffen, die eine sachgerechte behördliche Abwägung im Einzelfall ausschließen würde.

### **§ 23c Abs. 7 EnWG-E**

#### **Regelungsvorschlag:**

§ 23 Abs. 7 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

Die Veröffentlichung der Angaben nach den Absätzen 1 bis 6 hat in einem gängigen Format zu erfolgen, ~~das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten von der Internetseite ermöglicht.~~ Die Angaben nach den Absätzen 2, 3, 5 und 6 sind bei Änderungen unverzüglich anzupassen, ~~mindestens monatlich oder, falls es die Verfügbarkeit kurzfristiger Dienstleistungen erfordert, täglich.~~ Die Regulierungsbehörde kann davon abweichende Termine für Veröffentlichungen festlegen, falls die erforderlich sein sollte. Fernleitungsnetzbetreiber haben die Angaben auf ihrer Internetseite zusätzlich in englischer Sprache zu veröffentlichen.

#### **Begründung:**

Die Pflicht zur Ermöglichung der automatischen Auslesung der Internetseite sollte, zumindest in der geplanten Form, nicht eingeführt werden. Sie wäre in der geplanten Form zu unbestimmt für die Adressaten. Die Umsetzung würde eine Absprache zwecks Standardisierung zwischen den Netzbetreibern voraussetzen und daher mit einem unzumutbaren Aufwand verbunden. Eine generelle Aktualisierungspflicht dürfte ausreichend sein, um eine zeitnahe Aktualisierung zu gewährleisten. Die Vorgabe starrer Zeiträume für die Aktualisierung könnte, falls überhaupt erforderlich, durch die Regulierungsbehörde erfolgen. Diese könnte tätig werden, falls sich herausstellen sollte, dass die Vorgabe fester Aktualisierungszeiträume zwingend notwendig ist, um dem Interesse Dritter an möglichst aktuellen Netzdaten ausreichend Rechnung zu tragen. Es wäre auch volkswirtschaftlich nicht effizient, wenn statt der Regierungsbehörde jeder einzelne Netzbetreiber bewerten müsste, für welche Dienstleistung welche Information in welcher Frequenz notwendig ist. Unterschiedlichen Einschätzungen wären hier vorprogrammiert, zumal die Veröffentlichungsfrequenz von den jeweils zu veröffentlichen Informationen abhängig ist. So wäre beispielsweise eine monatliche Veröffentlichung von Leitungslängen oder installierten Leistungen von Umspannstationen bei dem in der Praxis anzutreffenden regelmäßigen Netzausbau- und Netzanschlussvorhaben kaum gewinnbringend. Bei der Veröffentlichung von Höchstlasten könnte je nach Versorgungsaufgabe ein kurzfristiger Veröffentli-

chungsturnus erforderlich sein. Aus diesem Grund sollten die Regulierungsbehörden einen abweichenden Turnus festlegen können. Sie haben den dafür erforderlichen Überblick.

### **§ 40c Abs. 1 EnWG-E**

#### **Regelungsvorschlag:**

§ 40c Abs. 1 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

Rechnungen und Abschläge werden zu dem von dem Lieferanten angegebenen Zeitpunkt, bei der Belieferung von Haushaltskunden frühestens jedoch zwei Wochen nach Zugang der Zahlungsaufforderung fällig.

#### **Begründung:**

Gerade im Bereich der Sonderverträge mit Nichthaushaltskunden sind kürzere Zahlungsziele branchenüblich. Die Festlegung eines generellen Zahlungsziels von frühestens zwei Wochen ist ein nicht sachgerechter Eingriff in die Vertragsfreiheit zwischen den Vertragsparteien. Insbesondere vor dem Hintergrund von monatlichen Abrechnungen ist die Verlängerung des Zahlungsziels auf zwei Wochen unpassend und beeinflusst die Liquiditätssituation der Lieferanten grundlos negativ.

### **§ 41b Abs. 1 EnWG-E**

#### **Regelungsvorschlag:**

§ 41b Abs. 1 EnWG-E sollte wie folgt gefasst werden:

Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung sollen in Textform abgeschlossen werden. Ist der Vertrag auf andere Weise zustande gekommen, so hat der Energielieferant den Vertragsschluss dem Kunden unverzüglich in Textform zu bestätigen. Die Kündigung des Vertrags durch den Energielieferanten bedarf der Textform. Der Energielieferant soll eine Kündigung des Kunden unverzüglich nach Eingang in Textform bestätigen.

#### **Begründung:**

Mit der Regelung des § 41b Abs. 1 EnWG-E solle für Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung ein Textformerfordernis eingeführt werden. Dieses Formerfordernis beim Vertragsschluss soll insbesondere der Transparenz eines Vertragsschlusses dienen und auch untergeschobenen Lieferverträgen entgegenwirken. Die Beweggründe werden vom VKU begrüßt. Allerdings könnte dieses Textformerfordernis beim Vertragsschluss bei strenger Auslegung dazu führen, dass die in der Praxis gängige Form des Online-Vertragsabschlusses mit „Klick-Lösung“, in dessen Rahmen der Kunde

seine Willenserklärung gerade nicht in Textform abgibt, nicht mehr den gesetzlichen Anforderungen an einen Vertragsabschluss genügen würde. Dies wäre eine Erschwerung sowohl für den Lieferanten als auch für den Kunden. Zur Wahrung des Sinns und des Zwecks der Regelung sollte dies dahingehend geändert werden, dass der Vertrag grundsätzlich in Textform abgeschlossen werden soll. Gleichzeitig sollte dies der gängigen Praxis nicht entgegenstehen, Lieferverträge über das Internet auch ohne Einhaltung der Textform abzuschließen. In diesem Falle muss der Lieferant dem Kunden den Vertragsschluss unverzüglich in Textform bestätigen, was der bereits gelebten Praxis entspricht.

### **§ 41c Abs. 1 EnWG-E**

#### **Regelungsvorschlag:**

§ 41c Abs. 1 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

Die Bundesnetzagentur stellt sicher, dass Haushaltskunden und Kleinstunternehmen, die einen voraussichtlichen Jahresverbrauch von weniger als 100 000 Kilowattstunden haben, unentgeltlich Zugang zu mindestens einem unabhängigen Vergleichsinstrument haben, mit dem sie alle am Lieferstandort verfügbaren und dem Betreiber des Vergleichsinstruments gemeldeten Stromlieferanten und deren Angebote, einschließlich der Angebote für Verträge mit dynamischen Stromtarifen, in Bezug auf die Preise und die Vertragsbedingungen sowie andere klare und objektive Kriterien vergleichen und beurteilen können.

#### **Begründung:**

Die ursprüngliche Formulierung „verschiedene“ Stromlieferanten schließt eine künstliche Beschränkung des Angebots und damit eine Gefährdung der Unabhängigkeit des Portals nicht explizit aus. Der Preis der Kilowattstunde alleine stellt nicht das einzige Entscheidungskriterium für die Wahl eines Lieferanten dar. Weitere objektive Kriterien, die für eine Vielzahl von Verbrauchern relevant sind, sind die Möglichkeit zur Darstellung von Angeboten der regionaleren Wertschöpfung, z.B. Versorger oder Erzeugung im Umkreis von 50 km oder die Darstellung der unternehmerischen Verflechtungen der gelisteten Anbieter.

### **§ 41d Abs. 1 EnWG-E**

#### **Regelungsvorschlag:**

§ 41d Abs. 1 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

Stromlieferanten und betroffene Bilanzkreisverantwortliche haben es Letztverbrauchern und Betreibern einer Erzeugungsanlage, sofern deren Stromverbrauch jeweils durch eine Zählerstandsgangmessung im Sinne des § 2 Satz 2 Nummer 27 des Messstellenbetriebsgesetzes oder durch eine viertelstündige registrierende Lastgangmessung gemessen wird,

auf deren Verlangen gegen angemessenes Entgelt zu ermöglichen, Dienstleistungen durch Erzeugung sowie Mehr- oder Minderverbrauch elektrischer Arbeit unabhängig von einem bestehenden Liefer- oder Bezugsvertrag gegenüber Dritten und über einen anderen Bilanzkreis zu erbringen, sofern diese Tätigkeit nicht gewerblich oder beruflich ausgeübt wird. Ein Entgelt ist angemessen, wenn es den Stromlieferanten oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis der Letztverbraucher oder Betreiber einer Erzeugungsanlage zugeordnet ist, wirtschaftlich so stellt, wie er ohne die Erbringung der Dienstleistungen durch den Letztverbraucher oder Betreiber einer Erzeugungsanlage stünde.

**Begründung:**

Um Missbrauch zu verhindern, sollte sichergestellt werden, dass sogenannte aktive Kunden, indem sie Dienstleistungen gegenüber Dritten und über einen anderen Bilanzkreis erbringen, diese Tätigkeit nicht gewerblich oder beruflich ausüben.

**§ 42a EnWG-E**

**Regelungsvorschlag:**

§ 42a Absatz 4 EnWG sollte gestrichen werden.

**Begründung:**

Die Regelung in § 42a Absatz 4 EnWG, dass der Preis für Mieterstrom 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen darf, verhindert vielerorts Mieterstromprojekte: Es gibt Versorgungsgebiete, in denen der Grundversorgungstarif so niedrig ist, dass Mieterstromprojekte mit diesem Preisdeckel oftmals nicht wirtschaftlich umgesetzt werden können. Im Übrigen besteht kein Zwang, Mieterstrom zu beziehen, so dass ein Preisdeckel nicht notwendig ist. Ein ausreichender Verbraucherschutz ist bereits durch die Regelungen zur Begrenzung der Laufzeit und der Trennung vom Wohnraummietvertrag gewährleistet. Zudem steht für Mieterstromkunden in der Regel nicht ausschließlich der Preis im Vordergrund. Oftmals wird die Entscheidung zum Abschluss eines Mieterstromvertrags von weiteren Erwägungen, z.B. der Herkunft des gelieferten Stroms, entscheidend beeinflusst.

## § 40 Abs. 2 Nr. 12 EnWG-E

### Regelungsvorschlag:

§ 40 Abs. 2 Nr. 12 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

Hinweise zu der Verfügbarkeit und den möglichen Vorteilen eines Lieferantenwechsels Vertragswechsels ab dem Zeitpunkt der Verfügbarkeit zertifizierter Preisvergleichsinstrumente sowie Informationen über zertifizierte Preisvergleichsinstrumente für Vertragsangebote der Stromlieferanten nach § 41c.

### Begründung:

Versorger bieten in der Regel mehrere Tarife an. Eine Besserstellung des Verbrauchers setzt nicht zwingend den Wechsel des Lieferanten voraus, sondern kann auch und nahe-liegender durch einen Vertragswechsel beim bestehenden Lieferanten hergestellt werden. Bis zur Verfügbarkeit zertifizierter Preisvergleichsinstrumente ist die Forderung nach Hinweisen zur Verfügbarkeit auf andere Lieferanten irreführend, denn sie leitet Wechsel-willige zu etablierten, nicht zertifizierten Vergleichsportalen, deren Geschäftsmodelle nicht vordergründig zur Verfügbarmachung unabhängiger und objektiver Vergleiche konzipiert sind.

## § 40b Abs. 1 Satz 2 EnWG-E

### Regelungsvorschlag:

§ 40b Abs. 1 Satz 2 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

Sie sind verpflichtet, allen Letztverbrauchern anzubieten

1. eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung sowie
2. ab dem 01.04.2022 die elektronische Übermittlung der Abrechnungen und Abrech-nungsinformationen.

### Begründung:

Die Einräumung einer Übergangsfrist ermöglicht den Lieferanten die Schaffung entspre-chender technischer Voraussetzungen für die elektronische Übermittlung.

## Zu Artikel 4

## § 3 KWKG-E

### Regelungsvorschlag:

Artikel 4 sollte gestrichen werden. Zumindest sollte in Artikel 12 geregelt werden, dass Artikel 4 erst zum 01.10.2021 in Kraft tritt.

**Begründung:**

Die in Artikel 4 vorgesehene Änderung des § 3 KWKG ist ein Eingriff in Artikel 6 Nr. 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019. Durch Artikel 6 Nr. 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus wurde § 3 KWKG bereits angepasst, um der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch nach § 13a Absatz 1 EnWG Rechnung zu tragen. Weil die Abschaltreihenfolge und Entschädigung sich ab 01.10.2021 nach § 13a EnWG richtet, wurde folgerichtig der **Verweis auf § 14 EEG (Einspeisemanagement) und 15 EEG (Härtefallregelung)** mit Wirkung zum 01.10.2021 gestrichen.

Im vorliegenden Referentenentwurf soll nun aber der Verweis auf die §§ 14, 15 EEG mit sofortiger Wirkung (d. h. ab dem Tag nach der Verkündung) gestrichen werden. Dies hätte zur Folge, dass bis zum Inkrafttreten des neuen Redispatch-Regimes Abschaltreihenfolge und Entschädigung **keiner gesetzlichen Regelung** unterliegen würden. Dies zeigt, dass die geplante Änderung des § 3 KWKG Rechtsunsicherheit schafft. Auf die Streichung des Verweises auf die §§ 14, 15 EEG sollte daher verzichtet werden. Sollte ungeachtet der bereits erfolgten gesetzgeberischen Vorkehrungen zur Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch eine erneute Änderung von § 3 KWKG für erforderlich gehalten werden, so darf die **Streichung des Verweises auf §§ 14, 15 EEG erst zum 01.10.2021** in Kraft treten, um Rechtsunsicherheiten in der Übergangszeit zu vermeiden.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

**Andreas Seifert**

Bereichsleiter Recht  
Stv. Leiter Abteilung  
Recht, Finanzen und Steuern

Telefon: +49 30 58580-132  
E-Mail: [seifert@vku.de](mailto:seifert@vku.de)

**Sabine Jaacks**

Bereichsleiterin Energieeffizienz, Energievertrieb und Energiehandel, Abteilung Energiewirtschaft

Telefon +49 30 58580-180  
E-Mail: [jaacks@vku.de](mailto:jaacks@vku.de)

**Rainer Stock**

Bereichsleiter Netzwirtschaft

Telefon +49 3058580-190  
E-Mail: [stock@vku.de](mailto:stock@vku.de)

**Fabian Schmitz-Grethlein**

Bereichsleiter Energiesystem und Energieerzeugung  
Stv. Leiter Abteilung Energiewirtschaft  
Telefon: +49 30 58580-380  
E-Mail: [schmitz-grethlein@vku.de](mailto:schmitz-grethlein@vku.de)

**Viktor Milovanović**

Stv. Bereichsleiter Recht  
Telefon: +49 30 58580-135  
E-Mail: [milovanovic@vku.de](mailto:milovanovic@vku.de)