

# Stellungnahme zu Änderungen im Energiewirtschaftsrecht

bne-Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 10.2.2021 zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht

Berlin, 31. März 2021. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) begrüßt die Vorlage eines Gesetzentwurfs zur Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie in Deutschland, die Aufnahme der Transparenzvorgaben in das EnWG und die Einführung einer Regulierung von Wasserstoffnetzen. Insgesamt gehen die Änderungen in die richtige Richtung, allerdings erscheint die Umsetzung der Regelungen zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen noch unausgereift und die Umsetzung der Vorgaben der EU-Richtlinie zu aktiven Kunden ist unvollständig. Bei der Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen sind noch problematische Lücken zu schließen, die andernfalls die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts behindern könnten.

Inhaltsüberblick:

- I. [Umsetzung EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie \(2019/944\) vom 5. Juni 2019](#)
- II. [Regulierung reiner Wasserstoffnetze](#)
- III. [Transparenzvorgaben und Veröffentlichungspflichten](#)
- IV. [Weitere Änderungen im EnWG](#)
- V. [Zu Artikel 6: Änderung der Stromnetz Zugangsverordnung](#)

Mit dem vorgelegten Gesetzentwurf werden drei wesentliche Ziele erreicht: die Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, die Verankerung der Transparenzvorgaben im EnWG und die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffnetze. Bei der Umsetzung der EU-Richtlinie werden wichtige neue Vorgaben

insbesondere für die Nutzung von Flexibilitäten der Verbraucher durch Einführung einer Verpflichtung zum Anbieten von dynamischen Tarifen für Lieferanten, die verbesserte Einbindung von Aggregatoren und der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Netzbetreiber umgesetzt. Allerdings ist das in der Richtlinie vorrangige Instrument der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen noch nicht klar genug in die bisherige Systematik des Gesetzes eingefügt worden. Die Transparenzvorgaben sind aus den Verordnungen herausgenommen worden und sollen jetzt im Gesetz geregelt werden. Damit ist die Hoffnung verbunden, dass die Veröffentlichung der Daten in Zukunft rechtssicher erfolgen wird. Auch wenn der Wasserstoffmarkt in Deutschland sehr klein starten wird, sobald das Wasserstoffnetz mehr als ein Inselnetz für ein paar Industriekunden ist, muss es reguliert werden. Dazu gehört auch ein gesetzlicher Rahmen mit klaren Vorgaben zu Bedingungen und Entgelten für Netzanschluss, Einspeisung, Transport und Entnahme aus dem Wasserstoffnetz. Hier weist der Gesetzentwurf noch eine große Lücke auf. Der regulierte Netzzugang schafft für alle Beteiligten eine verlässliche Planungsgrundlage und ist somit elementare Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts. Auch bei der Umwidmung von Gasnetzen zu Wasserstofftransportleitungen müssen die Möglichkeiten zur Quersubventionierung des Wasserstoffnetzausbaus durch die Gaskunden wirksam unterbunden werden. Der bne begrüßt auf der anderen Seite die klare Trennung des Wasserstoffnetzbetriebs von marktlichen Aktivitäten im Gesetzentwurf sowie das Verbot für Wasserstoffnetzbetreiber, selbst Eigentümer oder Betreiber von Anlagen zur Wasserstoffherzeugung oder -speicherung zu werden. Bei der Entflechtung darf es keine Kompromisse geben und daher sollte zudem der Wasserstoffnetzbetrieb rechtlich unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen organisiert werden.

Unsere Anmerkungen zu den Regelungen im Gesetzentwurf im Einzelnen:

**I. Umsetzung EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (2019/944) vom 5. Juni 2019**

• **Zu Nummer 3 Begriffsbestimmungen:**

**§ 3 Ziffer 1a) Aggregatoren**

Die Aufnahme des Begriffs Aggregatoren in die Begriffsbestimmungen ist sinnvoll, um eine klare Abgrenzung dieser Marktrolle von anderen Marktrollen zu erreichen. Dabei ist jedoch der Begriff „Elektrizitätsmarkt“, der in der Definition verwendet wird, zu ungenau. Es bietet sich an, hier die Definition aus der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie zu übernehmen, die ihrerseits auf die Definition in der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 Artikel 2 Ziffer 4 verweist.

**§ 3 Ziffer 25a) Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen**

Variable Tarife sind wichtig für die Energiewende und ermöglichen Verbrauchern eine aktive Rolle im zukünftigen Energiesystem, welches durch zunehmende

Einspeisung aus volatiler Wind- und Solarstromerzeugung geprägt ist. Erst durch zeitvariable, lastvariable oder ereignisvariable Tarife schlägt sich die Anpassung des Stromverbrauchs beim Letztverbraucher an die aktuelle Erzeugungssituation auch in der Stromnachfrage im Energiemarkt nieder. Wir begrüßen daher die Absicht des Gesetzgebers, bessere Voraussetzungen für ein breites Angebot von variablen Tarifen und insbesondere Stromtarifen mit dynamischen Preisen zu schaffen. Der **neue § 41a EnWG enthält eine verbraucherfreundliche Regelung, die auch positive Wirkungen auf die Integration steuerbarer Verbraucher in die Netze haben wird.** Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur waren Tarife mit dynamischen Preisen, die den Preis auf dem Day-Ahead-Markt in Intervallen widerspiegeln, bis Ende 2019 lediglich bei zwei Anbietern verfügbar.

Allerdings ist die geplante **Definition in § 3 Ziffer 25a EnWG in mehrerer Hinsicht problematisch:**

- **Problem 1: Der Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen nach Vorgabe von § 3 Ziffer 25a) ist nicht darstellbar.** Auf den ersten Blick mag die beinahe wortgleiche Übernahme der Definition des „Vertrags mit dynamischen Stromtarifen“ aus der EU-Strommarktrichtlinie in das EnWG eine elegante Lösung sein. Doch die nach **§ 41a Abs. 2 EnWG-E betroffenen Stromlieferanten würden bei dieser Definition zu etwas verpflichtet, was sich so nicht erfüllen lässt.**

Denn die Definition in der EU-Richtlinie enthält einen Denkfehler.

Ein Stromtarif kann nicht in einem Angebot gleichzeitig auf die Preise des Day-Ahead- und des Intraday-Marktes referenzieren, die sich ja beide auf den gleichen Erfüllungstag der Stromlieferung beziehen. Sonst würde man praktisch<sup>1</sup> den Kunden einen Tarif anbieten mit stündlichen Day-Ahead-Preisen, welche dann jedoch innerhalb des Liefertages von viertelstündlichen Intraday-Preisen überschrieben werden. Der Verbraucher weiß die widersprüchlichen Preisinformationen nicht einzuordnen; es ist kaum vorstellbar, dass ein solches Angebot verbraucherrechtlich zulässig wäre und die korrekte Abrechnung eines solchen Tarifs gegenüber den Kunden würde Eichbehörden, Bundesnetzagentur und Stromlieferanten mit einem nicht lösbaeren Problem beschäftigen. Darüber hinaus gibt es sowohl für den Day-Ahead- als auch Intraday-Markt verschiedene Produkte mit verschiedenen Handelsintervallen und damit unterschiedliche Abrechnungsintervalle für den dynamischen Tarif. Um die Kritikpunkte zu beheben, sieht unser Anpassungsvorschlag für Nummer 3 Buchstabe q) wie folgt aus:

*„25a. Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen  
einen Stromliefervertrag mit einem Endkunden, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- ~~und~~ oder Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen ~~Marktes~~ **Handelsproduktes** entsprechen“*

<sup>1</sup> Fallbeispiel nach den Handelsmodalitäten, Marktsegmenten und Produkten der EPEX Spot für den deutschen Strommarkt (Auktion); für andere EU-Länder gibt es zum Teil andere Handelsprodukte und -intervalle.

- **Problem 2: Die Definition aus der EU-Richtlinie blockiert die weitere Standardisierung der SMGW im Roadmap-Prozess von BSI und BMWi.** Technische Voraussetzung für die Nutzung eines Stromtarifs mit dynamischen Preisen ist ein entsprechendes Messsystem. Im Markt gibt es mindestens ein freies intelligentes Messsystem, das diese Funktion leistet. Allerdings wird die Funktion bislang nicht von den BSI-zertifizierten SMGW abgedeckt und bei der Entwicklung der Vorgaben für die weitere Standardisierung der SMGW steht die Umsetzung der dynamischen Tarife noch relativ weit hinten im aktuellen Stufenmodell von BSI und BMWi. Der bne hat hier bereits auf die Notwendigkeit einer früheren Umsetzung des Energieanwendungsfalls hingewiesen. Bislang ist der dynamische Tarif nicht gesetzlich definiert und wird im Stufenmodell dokument selbst beschrieben<sup>2</sup>. Tritt die Begriffsbestimmung durch die EnWG-Änderung wie entworfen in Kraft, müsste die gesetzliche Definition in den Standardisierungsprozess übernommen werden; sie bestimmt damit wesentlich die technische Umsetzung im BSI-zertifizierten SMGW (das ist eine Folge dessen, dass sich der Gesetzgeber beim Messstellenbetriebsgesetz auf die Vorgabe konkreter Architekturvorgaben für die Zertifizierung der SMGW festgelegt hat). Die Definition im Gesetzentwurf ist jedoch nicht geeignet, dass sich daraus eine sinnvolle Vorgabe für die technische Standardisierung in den SMGW ableiten ließe. Daher schlagen wir eine **grundlegende Anpassung von § 3 Ziffer 25a. EnWG-E** vor mit einer Begriffsbestimmung, die zur Strommarkt-Richtlinie passt und sich auch bei der technischen SMGW-Standardisierung abbilden lässt:

*„25a. ~~Stromliefervertrag~~tarif mit dynamischen ~~Preisen~~Tarifen einen Stromliefervertrag mit einem Endkunden, in dem ~~der~~ die ~~Preiseschwankungen~~ auf demn Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und oder Intraday-Markt-Märkte, in den Intervallen widerspiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes **gewählten Handelsproduktes** entsprechen widerspiegelt“*

- **Zu Nummer 14, § 7c Ausnahme für Ladepunkte für Elektromobile, Verordnungsermächtigung**

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung enthält die wichtige Klarstellung, dass sich die Vorschrift nur auf das Netzgebiet des jeweiligen Netzbetreibers bezieht und ein Netzbetreiber damit nur innerhalb seines Netzgebietes unter den Bedingungen der neuen Vorschrift Ladepunkte errichten darf. Allerdings sind die Vorgaben aus Artikel 33 Abs.3 d) der Richtlinie (EU) 2019/944 deutlich weitreichender als die Vorgabe in §7c Abs. 2 EnWG, was den **Zugang Dritter beim Betrieb von Ladepunkten durch Verteilnetzbetreiber** angeht: „Der Verteilernetzbetreiber betreibt die

<sup>2</sup> „Der Verbraucher oder Erzeuger erhält kurzfristig für bestimmte Zeitfenster, auch Ereignisse genannt, variable Tarife durch den Energielieferanten oder Aggregator. Der Verbraucher oder Erzeuger kann auf diese ereignisvariablen Tarife reagieren, wenn er über flexible Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speichereinrichtungen verfügt, und somit seine Energiekosten optimieren. Neben dem Anzeigen der Tarifereignisse wird auch sichergestellt, dass die ereignisvariablen Tarife mit dem aktuellen angepassten Verbrauchs- oder Erzeugungsverhalten des Letztverbrauchers korrekt abgerechnet werden.“

*Ladepunkte gemäß Artikel 6 auf der Grundlage des Zugangs Dritter und enthält sich jeder Diskriminierung von Netznutzern oder Kategorien von Netznutzern, insbesondere zum Vorteil der mit ihm verbundenen Unternehmen.“ Demnach ist der „Zugang Dritter“ die einzige zulässige Art des Betriebs, nicht lediglich eine zusätzliche Option. Deshalb sollte § 7c Abs. 2 in diesem Sinne nachgeschärft werden.*

- **Zu Nummer 20, § 11a Ausschreibung von Energiespeicheranlagen, Vermarktungsverbot, Festlegungskompetenz**

Der Grundsatz, dass Netzbetreiber keine eigenen Energiespeicheranlagen besitzen sollen, wird vom bne ausdrücklich unterstützt. Nur auf diese Weise kann durchgängig verhindert werden, dass Netzbetreiber in den wettbewerblichen Teilen des Stromversorgungssystems tätig werden. Hier bietet sich allerdings noch eine andere Alternative, als die Errichtung und den Betrieb der Anlagen auszuschreiben. So könnte stattdessen die für das Netz benötigte Leistung bzw. das zu lösende Problem ausgeschrieben werden, also z.B. die Aufnahme einer definierte Menge Stroms über einen definierten Zeitraum und ggf. eine spätere Abgabe dieser Mengen (**Flexibilität als ein Service anstelle Ausschreibung der Hardware**). Damit könnten auch andere technische Lösungen zur Anwendung kommen, z.B. auch die Steuerung von Verbrauchern. Ein solches Ausschreibungsdesign spricht viel mehr potentielle Bieter an, was sich auch günstig auf die Kosten der kontrahierte Systemdienstleistung auswirkt. Der bne sieht solche technologieoffenen Modelle als deutlich vorzugswürdig an.

Außerdem muss das Gesetz eine **faire Ausschreibung des Netzbetreibers sicherstellen**. Um bewerten zu können, ob der Netzbetreiber die ausgeschriebene Flexibilitätsdienstleistung tatsächlich selbst „rechtzeitig und zu angemessenen Konditionen“ erbringen kann (und dies nicht nur nach Abschluss der Ausschreibung behauptet), muss er zur Ausschreibung sein Dienstleistungsangebot ebenfalls einreichen. Dazu gehört auch, dass das Angebot des Netzbetreiber inkl. Gewinnanteil, den er damit erlöst, in den Vergleich eingeht. Das ist bereits hier im EnWG vorgegeben.

- **Zu Nummer 24:**

- **§ 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz, Festlegungskompetenz**

Die Einfügung des § 14c zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen greift Artikel 32 der **Richtlinie (EU) 2019/944** auf. Dabei sieht die Richtlinie die **marktgestützte Beschaffung als das zentrale Instrument** an und lässt hiervon **unter bestimmten Bedingungen Ausnahmen** zu. Im Energiewirtschaftsgesetz sind hingegen die Ausnahmen bereits vorhanden und geregelt, jetzt kommt die allgemeine Vorschrift nachträglich hinzu. Durch die hier vorgeschlagene Ausgestaltung wird nicht mehr deutlich, dass diese **Vorrangbeziehung der marktgestützten Beschaffung** gelten soll, es entsteht vielmehr der Eindruck, dass die Vorgaben gleichrangig nebeneinander stehen. Insbesondere die Formulierung in Abs. 1 „Die §§ 12h, 13, 13a, 14 Absatz 1 und 1c sowie 14a bleiben unberührt.“ legt diese

Gleichrangigkeit nahe. Mit der Vorgabe in Absatz 4, dass die BNetzA Ausnahmen von der marktgestützten Beschaffung zulassen darf, sind die schon gesetzlich geregelten Ausnahmen nicht mehr vereinbar. Damit ist die **EU-Richtlinie** aber **nicht vollständig umgesetzt**, es sollte deshalb deutlicher der Vorrang der marktgestützten Beschaffung herausgestellt werden. Besonders deutlich zeigt sich dies in den Vorgaben der **§§ 12h und 14a EnWG**, diese **sollten in eine klare Normenhierarchie eingeordnet werden**. Bei §12h wird die marktgestützte Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen in Absatz 1 als Grundprinzip eigenständig aufgenommen. Die nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen stellen aber letztlich nur eine Untergruppe der Flexibilitätsdienstleistungen nach §14c dar und sind somit durch die neue Einfügung abweichend geregelt. In EnWG §14a wird hingegen eine Verpflichtung geregelt, für eine Flexibilitätsdienstleistung, hier die Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, verringerte Netzentgelte einzuführen, ohne dafür die für eine Ausnahme entsprechend §14c Abs. 4 notwendigen Bedingungen zu betrachten. Hier bedarf es also weiterer Änderungen, um die Vorgaben der EU-Richtlinie konsistent umzusetzen.

Zu § 14c Abs. 4: Entsprechend der Vorgaben von Artikel 32 der EU-Richtlinie soll von der marktgestützten Beschaffung nur im Ausnahmefall abgewichen werden. Die in der Richtlinie genannten Kriterien wurden im neuen Abs. 4 übernommen. Allerdings sind die Kriterien auslegungsbedürftig, es wäre deshalb sinnvoll, hier noch erläuternde und präzisierende Ergänzungen aufzunehmen, damit die Kriterien im Laufe der Verfahren zur Bestimmung der Ausnahmen nicht abgeschwächt werden. Auf keinen Fall dürfen die Vorgaben aus der Richtlinie verwässert werden.

#### **§ 14d Netzausbaupläne, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz**

Zu Absatz 6: Eine regionale Netzplanung, an der die meisten Netzbetreiber aufgrund der de-minimis-Regelung nicht teilnehmen müssen, ist offenbar unvollständig. **Es sollten hier keine Ausnahmen vorgesehen werden, damit der Bedarf an Netzinfrastruktur möglichst zuverlässig abgeschätzt werden kann** und der Ausbau rechtzeitig und sinnvoll koordiniert erfolgen kann. Zudem würden auch zusätzliche Kosten entstehen, wenn der Netzausbaubedarf nicht vollständig erfasst wird und zu einem späteren Zeitpunkt erneut Maßnahmen durchgeführt werden müssen, die bei korrekter Planung schon im ersten Schritt hätten verwirklicht werden können. **Die de-minimis-Regelung sollte daher vollständig gestrichen werden, zumindest aber deutlich abgesenkt werden.**

#### **§ 14e Gemeinsame Internetplattform, Festlegungskompetenz**

Die Plattform sollte möglichst einfach für die Netznutzer handhabbar sein mit standardisierten Schnittstellen und einheitlichen Abfragen. Perspektivisch sollten die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber ebenfalls über diese Plattform umgesetzt werden.

- **Zu Nummer 31 a), § 20 Abs. 1c EnWG – Verträge mit Aggregatoren**

Die Einschränkung der Vorgaben durch den Halbsatz „*sofern dem die technischen Anforderungen des Netzbetreibers nicht entgegenstehen.*“ ist unglücklich. Die **technischen Anforderungen** liegen weitgehend in der Hand des Netzbetreibers und könnten damit gezielt dazu verwendet werden, **Verträge mit Aggregatoren** zu verhindern. Besser wäre, hier nicht auf Kriterien aufzusetzen, die unmittelbar dem Einfluss der Netzbetreiber unterstehen. Idealerweise **sollte der Halbsatz gestrichen werden.**

- **Zu Nummer 31 b), §20 Abs. 1d EnWG – Untermessungen und Verrechnung von Messwerten**

Die Streichung des letzten Halbsatzes des Satzes 3 ist eine wichtige Änderung, die in Hinblick auf die **Verwendung von Untermessungen und die Verrechnung von Messwerten** eine problematische Regelungslücke beseitigt. Die Streichung wird ausdrücklich begrüßt.

- **Zu Nummer 32 Buchstabe a) bb), § 20a EnWG – Lieferantenwechsel**

Zur Änderung in § 20a Abs. 2: Den Lieferantenwechsel innerhalb von 24 Stunden auszuführen, ist zwar nicht kurzfristig umsetzbar, da damit umfangreiche Änderungen der Marktprozesse notwendig sind. Allerdings ist das **Zieldatum 1. Januar 2026 sehr wenig ambitioniert.** Hier sollte ein kürzerer Zeitraum ins Auge gefasst werden.

- **Zu Nummer 45, Ersatz der §§ 40 und 41 durch neue §§ 40 bis 41e EnWG**

#### **§ 40 Inhalt der Strom- und Gasrechnungen**

Zu Absatz 3 Ziffer 4: Siehe hierzu unsere Anmerkungen zu Nummer 24 Buchstabe a. Damit die Lieferanten ihren Verpflichtungen ohne unverhältnismäßigen Aufwand nachkommen können, ist das **elektronische Preisblatt auch für den Gassektor** zeitnah durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur einzuführen.

Zu Absatz 3: Bei **Mieterstrom** erfolgt die Stromlieferung teilweise aus einer Stromerzeugungsanlage innerhalb einer Kundenanlage und der Rest wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Während die EEG-Umlage bei jeglicher Lieferung anfällt, sind Konzessionsabgabe, Netzentgelte etc. nur auf die aus dem Netz bezogene Strommenge zu zahlen. Zur Umsetzung von § 40 Abs. 3 in Mieterstromangeboten wäre eine im jeweiligen Abrechnungszeitraum notwendige Verhältnisbildung oder gar messtechnische Abgrenzung der dezentral erzeugten Strommengen zu den aus dem Netz bezogenen Mengen notwendig. Das würde Mieterstromanbietern eine **unverhältnismäßig hohe bürokratische Hürde** auferlegen. Wir schlagen daher eine Regelanpassung vor, welche die **Belieferung aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen (bspw. Mieterstrom nach § 21 Abs. 3 EEG 2021) an Letztverbraucher** ermöglicht, ohne dass konkret eine **Ausweisung der lediglich für den Netzbezug anfallenden Abgaben, Umlagen und Steuern** erfolgen muss. Da die EEG-Umlage jedoch bei jeglicher Lieferung anfällt (einzige Ausnahme: Besondere Ausgleichsregelung nach § 64 EEG 2021 ff), ist diese weiterhin auszuweisen.

*Der bne-Lösungsvorschlag: Dem § 40 Abs. 3 wird ein weiterer Satz 2 hinzugefügt: „Für Stromlieferungen, die zumindest teilweise aus Stromerzeugungsanlagen innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung an Letztverbraucher innerhalb dieser Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung erfolgen, sind die im Satz 1 aufgeführten Belastungen nicht auszuweisen. Ausgenommen hiervon ist die Umlage nach § 60 Abs. 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz.“*

Zu Absatz 4: Die **Darlegung der Berechnungsgrundlagen** durch den Lieferanten gegenüber dem Letztverbraucher ist nachvollziehbar. Das gleiche Recht muss jedoch auch den Gaslieferanten gegenüber den Netzbetreibern eingeräumt werden. Leider ist es übliche Praxis, dass die Gasnetzbetreiber standardmäßig **technische Regelwerke des DVGW** als festen Vertragsbestandteil in Netzzugangsverträgen führen, in denen u.a. die Gasabrechnung für den gesamten Markt festgelegt ist. Doch diese Regelwerke sind nicht barrierefrei einsehbar und können bislang nur kostenpflichtig beim DVGW erworben werden. Das ist längst nicht mehr zeitgemäß. Der bne fordert: **Wenn Netzbetreiber die technischen Regelwerke als festen Vertragsbestandteil in Netzzugangsverträgen und Netzanschlussverträgen angeben, dann sind diese den Netznutzern sowie Letztverbrauchern auch kostenfrei zur Verfügung zu stellen.** Schließlich wurde die Erstellung der Regelwerke über die Netzentgelte bereits mit bezahlt.

*Der bne-Lösungsvorschlag: Ergänzung von § 49 Absatz 2 Ziffer 2 am Ende um folgende Regelung: „die Möglichkeit der Netzbetreiber, technische Regeln, auf die sie in Netzzugangsverträgen verweisen, den Netznutzern kostenfrei zur Verfügung zu stellen, darf jedoch nicht beschränkt werden.“*

#### **§ 40a Verbrauchsermittlung für Strom- und Gasrechnungen**

Absatz 1: Dem Lieferanten explizit die Möglichkeit zur **Nutzung von den Letztverbrauchern selbst abgelesener Werte** einzuräumen, stellt diese in der Praxis häufig genutzte Verfahrensweise nun auf eine klare rechtliche Grundlage. Damit wird sichergestellt, dass auch zukünftig diese kostengünstige Verbrauchsermittlung zulässig ist. Der bne begrüßt diese Klarstellung.

Ergänzung für den Gasmarkt: Damit der vom Kunden abgelesene Verbrauchswert verwendet werden kann, ist eine **Umrechnung des gemessenen Volumens (m<sup>3</sup>) in eine Energiemenge (kWh)** nötig. Daher bitten wir um Klarstellung in der Begründung, dass die **Bereitstellung von Brennwert und anderen Umrechnungsparametern durch den Netzbetreiber** auf Anfrage des Lieferanten im Rahmen des Stammdatenprozesses **ohne Zusatzentgelte** zu erfüllen ist.

#### **§ 41 Energielieferverträge mit Letztverbrauchern**

**Absatz 6** nimmt eine bereits bestehende Regelung auf. Grundsätzlich sollten Änderungen von staatlich veranlassten Abgaben und Steuern nicht zu einem Sonderkündigungsrecht der Kunden führen, da weder die Verbraucher noch die



Lieferanten diesen Änderungen entgehen können und sie diese auch nicht zu verantworten haben. Es wäre deshalb folgerichtig, die Regelung um weitere Tatbestände zu erweitern, insbesondere Steuern, wie **Strom- und Energiesteuer**.

#### § 41a Lastvariable, tageszeitabhängige und dynamische Stromtarife

Siehe hierzu auch unsere Anmerkungen zu Nummer 3, § 3 Ziffer 25a. Ergänzend möchten wir an dieser Stelle noch folgendes anmerken: Art. 11 der Richtlinie (EU) 2019/944 besagt in Absatz 1: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Versorger gemäß dem nationalen Regelungsrahmen Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten können.“ Die Richtlinie eröffnet hier mit dem Hinweis auf nationale Regelungen erheblichen Spielraum für die Mitgliedsstaaten bei der Ausgestaltung der Verpflichtung. Weiterhin spricht Art. 11 nicht von Haushaltskunden, sondern von Endkunden (=Letztverbraucher). Damit wäre es den Mitgliedstaaten möglich, Haushaltskunden oder jedenfalls Kunden mit einem geringen Jahresplanverbrauch von dieser Regelung auszunehmen. Die Sorge ist, dass die 1:1-Weitergabe von Intra-Day-Börsenpreisen ganz klar zu Fällen führen wird, in denen der Kunde punktuellen, aber massiven Preissteigerungen in der Viertelstunde ausgesetzt ist. Das mag für B2B-Kunden akzeptabel sein, für Haushaltskunden ist das nicht realistisch.


Da das Angebot eines dynamischen Tarifs zudem an einige, auch technische Voraussetzungen geknüpft ist, wäre eine Übergangsregelung wünschenswert bzw. es sollte für alle gleichermaßen erkennbar sein, ab wann diese Verpflichtung gilt.

- **Umsetzung der Vorgaben für aktive Kunden und Beseitigung der Doppelbelastungen für Energiespeicher gemäß EU-Richtlinie fehlen im Entwurf**

Die Vorgaben von Art. 15 der Richtlinie („Aktive Kunden“) wurden nicht direkt übernommen, wodurch einzelne Teile der Vorschrift im Gesetzentwurf nicht umgesetzt werden. Hier fehlen insbesondere das **Verbot der Doppelbelastung** gespeicherten Stroms bei der Erbringung von Netzdienstleistungen nach Art. 15 Abs. 5 Ziffer b) der EU-Richtlinie und das Recht, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig mit Speichern zu erbringen (**Multi-use**), entsprechend Art. 15 Abs. 5 Ziffer d) der Richtlinie. Zudem ist § 611 EEG praktisch nicht umsetzbar, weshalb aktive Kunden mit Speicher in der Praxis in Deutschland doch doppelte Umlagen zahlen müssen. Damit werden Speicher noch immer nicht ausreichend unterstützt, um ihr volles Potenzial zu nutzen. Deshalb sollten diese Vorgaben dringend noch in den Gesetzentwurf aufgenommen werden. Wir schlagen vor, **mindestens Artikel 15 Absatz 1, 2 und 5 eins zu eins ins EnWG zu übernehmen**.

## II. Regulierung reiner Wasserstoffnetze

Grüner Wasserstoff kann ein wichtiger Lösungsbeitrag im Rahmen der Energiewende sein. Power-to-Gas ermöglicht die saisonale Speicherung von erneuerbaren Energien und leistet eine wichtige Backup-Funktion für das zunehmend auf erneuerbaren Energien basierende Energiesystem. Zudem lassen sich nach dem



derzeitigen Stand der Technik einige Sektoren und Anwendungen nur mit grünem Wasserstoff dekarbonisieren. Nicht zuletzt verfügt Power-to-Gas über das Potential, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vollständig zu nutzen. Dennoch ist grundsätzlich von einer weitreichenden Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors auszugehen. Schon weil jede Umwandlung von erneuerbarem Strom Verluste bedingt, die durch eine größere erneuerbare Stromerzeugung (und damit erhöhtem Flächenbedarf) auszugleichen sind, müssen die Umwandschritte so gering wie möglich gehalten werden. Daher wird nur ein Teil der bisher mit fossilem Erdgas betriebenen Energieanwendungen in der Zukunft (grünen) Wasserstoff nutzen. Dieser Hintergrund ist auch bei der Einführung der Regulierung von Wasserstoffnetzen zu berücksichtigen. Bei aller Begeisterung für die Nutzung von grünem Wasserstoff für die Energiewende darf nicht vergessen werden, den **Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu vervielfachen**. Schließlich ist der Strom aus erneuerbaren Energien der Rohstoff für die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland.

Kein Thema im Gesetzentwurf aber noch immer umstritten in der Debatte zur Regulierung von Wasserstoffnetzen: Die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Sie mag kurzfristig als eine Option erscheinen, doch mehrere Faktoren sprechen für die Entwicklung eines reinen Wasserstoffnetzes. Ausgehend von dem Ziel, bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen, ist die **Beimischung in das Erdgasnetz keine nachhaltige Lösung**, denn sie erhält zu lange die Infrastruktur für den Transport von fossilem Erdgas. Zudem zielt die Wasserstoffnachfrage insbesondere aus Industrie und Verkehr gerade ja auf den Wasserstoff direkt ab. Die vermehrte Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wäre kein sinnvoller und effizienter Zwischenschritt und sich hieraus ergebende regionale Unterschiede würden die Bildung eines Marktes für Wasserstoff erheblich erschweren. Der bne begrüßt daher, dass der vorliegende Gesetzentwurf die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz nicht vorantreibt.

Auch wenn es derzeit unmodisch klingt, die Frage der Nutzung von Wasserstoff hängt in vielen Bereichen von der Entwicklung der Batterietechnik ab, im Verkehrssektor ganz besonders. Aber selbst eine umfangreiche Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor erforderte **nicht den Aufbau eines Wasserstoffverteilernetzes und schon gar kein den eines Engmaschigen**. Wasserstoffkunden aus dem Schwerlast- und Schienenverkehr können an großen Tankstationen versorgt werden, die direkt an Fernleitungsnetze oder überregionale Pipelines angeschlossen sind. Selbst Tankstellen zur Versorgung von Lieferfahrzeugen, Bussen und gar Kleinfahrzeugen können über Tankfahrzeuge beliefert werden. **Sobald das Wasserstoffnetz mehr als ein Inselnetz für ein paar Industriekunden ist, muss es reguliert werden inklusive strenger Entflechtung der Netze**. Der bne begrüßt daher die klare Trennung Netz von marktlichen Aktivitäten im Gesetzentwurf sowie die Untersagung von Wasserstoffnetzbetreibern als Eigentümer oder Betreiber von Anlagen zur Wasserstoffherzeugung oder -speicherung. Ein gesetzlicher Rahmen mit klaren Vorgaben zu Bedingungen und Entgelten für Netzanschluss, Einspeisung,

**Transport und Entnahme aus dem Wasserstoffnetz schafft für alle Beteiligten eine verlässliche Planungsgrundlage und ist somit elementare Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts.** Ein transparenter und diskriminierungsfreier Systemwechsel ist nur mit Regulierung möglich. Insbesondere bei der Regulierung des Netzanschlusses und Netzzugangs für das Wasserstoffnetz sehen wir in dem Gesetzentwurf große Lücken, die gefüllt werden sollten. Darauf gehen wir bei den einzelnen Regelungsvorschlägen noch einmal näher ein.

- **Zu Nummer 3 Begriffsbestimmungen:**

- **§ 3 Ziffer 39a) Wasserstoffnetze**

Der bne begrüßt diese Definition, denn sie zielt auf ein Wasserstoffnetz ab, das grundsätzlich dem Anschluss und der Versorgung eines jeden Kunden offensteht. Hierdurch erfolgt eine klare Abgrenzung zu von der Industrie aufgebauten Wasserstoffpipelines, die darauf ausgerichtet sind, ganz bestimmte Wasserstoffquellen und -verbraucher zu verbinden (Inselnetze). Leider füllen u.E. die weiteren Regelungen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen im Gesetzentwurf den Grundsatz, der in der Definition beschrieben wird, nicht hinreichend aus.

- **Zu Nummer 40, neuer Abschnitt 3b, Regulierung von Wasserstoffnetzen**

- **§ 28k EnWG: Rechnungslegung und Buchführung**

- **§ 28m EnWG: Entflechtung**

Der bne begrüßt die klare Trennung des Netzbetriebs von marktlichen Aktivitäten im Gesetzentwurf sowie das Verbot für Wasserstoffnetzbetreiber, selbst Eigentümer oder Betreiber von Anlagen zur Wasserstoffherzeugung oder -speicherung zu sein. Die Fehler des mangelnden Unbundlings der Strom- und Gasnetze, die Wettbewerb und Energiewende bis heute massiv beeinträchtigen, dürfen nicht wiederholt werden. Um die Wirksamkeit dieser Regelung in der Praxis zu unterstützen, gab der Referentenentwurf des BMWi zudem vor, dass Wasserstoffnetzbetreiber hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sein müssen. Hierdurch sollten außerdem Quersubventionierung sowie eine diskriminierende Nutzung von Informationen des übrigen Energieversorgungsunternehmens verhindert werden, so die Gesetzesbegründung. Leider ist diese wichtige Regelung für eine wirksame Entflechtung aus dem Gesetzentwurf der Bundesregierung entfallen. Der bne bittet die Mitglieder des Bundestages, den gestrichenen Absatz zur eigenständigen Rechtsform wieder aufzunehmen.

*Der bne-Lösungsvorschlag: Ergänzung als neuer Absatz 2 in § 28 m EnWG:*

*„(2) Energieversorgungsunternehmen haben sicherzustellen, dass Betreiber von Wasserstoffnetzen, die mit ihnen vertikal oder horizontal verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind.“*

*Begründung aus Referentenentwurf des BMWi: „Absatz 2 regelt, dass Energieversorgungsunternehmen sicherzustellen haben, dass die Betreiber von Wasserstoffnetzen hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sein müssen. Die Energieversorgungsunternehmen haben also eine eigenständige Gesellschaft für die Betreiber von Wasserstoffnetzen zu gründen. Dies dient ebenfalls der Verhinderung von Quersubventionierung und verhindert eine diskriminierende Nutzung von Informationen des übrigen Energieversorgungsunternehmens.“*

§ 28j EnWG: Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffnetzen

§ 28n EnWG: Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen, , Verordnungsermächtigung

§ 28o EnWG: Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, Verordnungsermächtigung

§ 28p EnWG: Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit von Wasserstoffinfrastrukturen

Die Regelungen in den §§ 28j bis 28o wecken ungute Erinnerungen an die frühen Jahre der Strom- und Gasmarktregulierung: „verhandelter“ **Netzzugang, keine standardisierten Anschluss- und Zugangsbedingungen**. Einige verlorene Jahre später musste die Bundesnetzagentur dann doch als Regulierungsbehörde für den Energiemarkt eingesetzt werden. In dieser Negativliste fehlen nur noch die Verbändevereinbarung und der Single-Buyer. **Auch wenn der Wasserstoffmarkt sehr klein starten wird, sobald das Wasserstoffnetz mehr als ein Inselnetz für ein paar Industriekunden ist, muss es reguliert werden – inkl. eines gesetzlichen Rahmens mit klaren Vorgaben zu Bedingungen und Entgelten für Netzanschluss, Einspeisung, Transport und Entnahme aus dem Wasserstoffnetz**. Das schafft für alle Beteiligten eine verlässliche Planungsgrundlage und ist somit elementare Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts. Dagegen wird der im Entwurf vorgeschlagene verhandelte Netzzugang in Kombination mit der **freiwilligen Teilnahme an der Regulierung (Opt-In)** zu einem Flickenteppich sorgen. Projekte, die erst über entsprechende Förderungen (z.B. CCfD) wirtschaftlich sind, werden sich nicht der Regulierung unterwerfen, weil Sie dann auch keinem Dritten Zugang zur Wasserstofftransportleitung gewähren müssen. Verbindungsleitungen zwischen einzelnen Inseln dagegen könnten dann eher das Opt-In nutzen, um noch staatliche Zuschüsse für den Bau zu bekommen. Im Prinzip kann der gleiche Wasserstoffnetzbetreiber ein solches Rosinenpicken auch über zwei Tochtergesellschaften betreiben. Spätere Zusammenschlüsse zu einem Marktgebiet und Etablierung eines liquiden Handlungspunktes für Wasserstoff werden schwierig, wie die Erfahrungen aus dem Gasmarkt zeigen.

Beim verhandelten Netzzugang kann jeder Wasserstoffnetzbetreiber sein eigene Regeln zu Netzanschluss und Netznutzung diktieren. Es fehlt im Gesetzentwurf die Verpflichtung zu **bundesweit standardisierten Geschäftsbedingungen**, auch dieser Fehler der Vergangenheit sollte hier nicht wiederholt werden. **Eckpunkte des regulierten Netzzugangsmodells für das Wasserstoffnetz müssen bereits im Gesetz vorgegeben werden**. Zudem sollte man die Chance ergreifen, die

Netzzugangsregeln zu modernisieren. Grundsätzlich muss ein Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze viel offener gestaltet werden, so dass er sich flexibel auf eine Bandbreite von verschiedenen Szenarien einstellen kann. Nicht zuletzt ist es essentiell das, die Kosten für das Wasserstoffnetz verursachungsgerecht von denen zu tragen sind die es tatsächlich brauchen und nutzen. Eine Quersubvention der Wasserstoffinfrastruktur durch die Gaskunden darf nicht erfolgen.

#### § 28q EnWG: Berichterstattung zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff

Ein Wasserstoffnetzentwicklungsplan, der nur von den regulierten Netzbetreibern erstellt wird, erscheint wenig sinnvoll, wenn nicht auch die unregulierten Wasserstoffpipelines mit betrachtet werden. Der bne begrüßt daher, dass der Gesetzentwurf eine Mitwirkungspflicht jener Wasserstoffnetzbetreiber vorsieht, die nicht ihre Teilnahme an der Regulierung erklärt haben.

- Zu Nummer 62, neue §§ 113a bis 113c

#### § 113b EnWG: Umrüstung von Erdgasleitungen im Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber

Die Vorschrift zum Umrüsten von Erdgasleitungen auf Wasserstoff in §113b EnWG ist kritisch zu bewerten. Als Voraussetzung wird hier nur angeführt, *„Es ist darzulegen, dass im Zeitpunkt einer Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff sichergestellt ist, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann; hierfür kann der Netzentwicklungsplan Gas zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang ausweisen“*. Dies ist zu schwammig, weil es den Fernleitungsnetzbetreibern freie Hand gibt, wie der **Kapazitätsbedarf im Erdgasnetz** zu decken ist – abgesehen von weiterem Netzausbau. Die letzten Jahren waren bereits davon geprägt, dass Fernleistungsnetzbetreiber (FNB) immer weniger fest frei zuordenbare Kapazitäten dem Markt anbieten und über beschränkte Kapazitätsarten das Engpassmanagement immer mehr auf dem Markt übertragen (siehe auch jüngste Marktgebietszusammenlegung). Dies sollte hier nicht der Fall sein dürfen. **Für eine wegfallende Gaspipeline kann der konkrete Marktteilnehmer nichts, daher müssen die dadurch entstehenden Engpässe durch die Fernleitungsnetzbetreiber bewältigt werden (z.B. durch intelligente Engpassinstrumente).**

Weiterhin problematisch ist § 113b EnWG Satz 2 zweiter Halbsatz. Dieser gestattet, dass die Umrüstung von Erdgasleitungen für Wasserstoff *„zusätzliche Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz in geringfügigem Umfang“* rechtfertigen. Auch nach der Überarbeitung ist die Regelung in § 113 b EnWG-Entwurf zu vage – trotz Verweis auf § 15a Absatz 3 Satz 5 EnWG. Den FNB wird durch § 113b explizit das Recht eingeräumt, bislang für den Gastransport genutzte Leitungen für den Wasserstofftransport abzutrennen, ohne dass sichergestellt ist,

- wie mit den bisher an diesen Leitungen angeschlossenen Verbrauchern verfahren wird,

- mit welchem Restwert Erdgasleitungen aus dem Gasnetz herausgenommen und die Erlöse aus der Veräußerung an Wasserstoffnetzbetreiber dem Gasnetzbetrieb netzentgeltentlastend gutgeschrieben werden und
- dass die Herausnahme von Gasleitungen nicht zu einer Einschränkung des Angebots fester frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten führt.

Der kritisierte Halbsatz eröffnet die Möglichkeit, den Aufbau von Wasserstoffnetzen durch Netzentgelte der Gasnetznutzer mitzufinanzieren. Eine solche Quersubventionierung lehnen wir entschieden ab – zumal nicht alle heutigen Erdgasverbraucher in der Zukunft auch Wasserstoff verbrauchen werden. **Damit der Wasserstoffnetzausbau nicht durch die Gasnetzentgelte querfinanziert wird, sollte die BNetzA bereits mit der Bestätigung des Szenariorahmens den FNB Gas Anforderungen und Vorgaben für den Ausweis von Leitungen für den Wasserstoffnetztransport machen dürfen**, u.a. Darstellung der Umstellungskosten für die betroffenen Gaskunden (aggregiert je Leitung), Angabe des Restbuchwerts der Erdgasleitung zum Zeitpunkt der Herausnahme, erwartete Nutzungsdauer der neu zu bauenden Gasleitungen. Im Gesetz sollte klargestellt werden, dass durch die Umrüstung keine Einschränkung des Angebots fester frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten erfolgt und dass die Kosten für den ausgewiesenen Gasnetzausbau (und ggf. intelligente Engpassinstrumente) nicht die Einnahmen aus der Veräußerung der freigebliebenen Leitungen übersteigen dürfen.

#### § 113c EnWG: Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen; Anzeigepflicht und Verfahren zur Prüfung von Umstellungsvorhaben

Die Umrüstung des Transports von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff hat weitreichende Folgen für die angeschlossenen Kunden und ihrer aktuellen als auch zukünftigen Lieferanten. Die in Absatz 2 geregelte Ankündigungsfrist von 8 Wochen gegenüber der zuständigen Behörde vor dem geplanten Beginn der Umrüstung ist um ein Vielfaches zu kurz und eine Vorgabe zur rechtzeitigen Einbindung der an die Leitung direkt angeschlossenen Letztverbraucher sowie ihre Lieferanten fehlt. Mindestens 3 Jahre vor Beginn der Umstellung sind die betroffenen angeschlossenen Gaskunden sowie die Marktteilnehmer über die geplante Umstellung zu informieren. Einen geeigneten Prozess gibt es bereits bei der Marktraumumstellung von L- auf H-Gas, welcher für die Umwidmung von Wasserstoffleitungen als Vorlage herangezogen werden kann.

### III. Transparenzvorgaben und Veröffentlichungspflichten

#### • Zu Nummer 33 Buchstabe a): Veröffentlichung Netzentgelte durch Betreiber von Energieversorgungsnetzen

Der bne begrüßt die Neufassung von § 21 Absatz 3 EnWG, welche die Netzbetreiber u.a. dazu verpflichtet, die Veröffentlichung der Netzentgelte in einem gängigen Format umzusetzen, das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten ermöglicht. Bislang verwendet jeder Netzbetreiber hierfür sein eigenes Layout in einem Format, das keine elektronische Weiterverarbeitung zulässt. Doch bei über

900 Strom- und 700 Gasnetzbetreibern muss nicht nur das Dateiformat, sondern auch das **Layout der Netzentgeltveröffentlichung bundesweit vereinheitlicht** werden. Nach längerer Pause hat die Bundesnetzagentur zumindest das Festlegungsverfahren für ein elektronisches Preisblatt der Stromnetzentgelte wieder in Gang gebracht (das geplante Verfahren sollte hier mit berücksichtigt werden); Im Gasbereich herrscht hier jedoch Stillstand und daher sollte das Gesetz hier eine Vorgabe machen, bis wann das **elektronische Netzentgeltpreisblatt für den Gassektor** einzuführen ist. Nach Ansicht des bne sollte dies in zwei, spätestens aber in drei Jahren implementiert sein.

Die beschriebenen Verpflichtungen müssen zudem für die **Zusatzentgelte der Netzbetreiber sowie die Entgelte/das Preisblatt des grundzuständigen Messstellenbetreibers** gelten, dessen Entgelte ja nicht auf dem Netzentgeltpreisblatt stehen (Rollentrennung gemäß MsbG).

Im Gesetzentwurf ist leider keine Änderung zur **Veröffentlichungspflicht der Netzentgelte in § 20 Absatz 1 EnWG** enthalten. Noch immer können die Lieferanten damit nicht auf die am 15. Oktober eines Jahres veröffentlichten Netzentgelte vertrauen. Dieser Zustand ist unhaltbar. Für Lieferanten entstehen bei Erhöhungen der Netzentgelte relevante Kostenrisiken, die schlicht unnötig sind. Der **bne fordert daher wiederholt die Veröffentlichung von verbindlichen Netzentgelten am 15. Oktober eines Jahres in das EnWG aufzunehmen**. Das ist schnell umgesetzt durch **Streichen von § 20 Absatz 1 Satz 2 EnWG**.

- **Zu Nummer 35, Einfügen von §§ 23b bis 23d EnWG, Veröffentlichungen**  
Der bne begrüßt nachdrücklich die Aufnahme der Veröffentlichungspflichten in das EnWG und dass damit die bestehende Regelungslücke geschlossen wird. Auch die Ausführungen in der Begründung zu den Veröffentlichungspflichten sind nach Auffassung des bne zutreffend. Die **Daten und Informationen sind notwendig, um zum einen Transparenz der Regulierung herzustellen und andererseits auch wichtige Informationen für die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen durch die Marktbeteiligten bereitzustellen**. In keinem Fall sind bei den jetzt neu geregelten Veröffentlichungspflichten Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse in einer für die Netzbetreiber schädlichen Art betroffen. Damit ist die Regelung auch ausgewogen.

Diese Einschätzung trifft ebenfalls auf den Referentenentwurf des BMWi zu. Dieser sah für § 23b Absatz 1 Nr. 8 EnWG eine noch umfassendere Transparenzpflicht vor: *„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; [...]“*. „Da die handelsrechtlichen Zahlen in entsprechender Aufgliederung in den Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b ohnehin zu veröffentlichen sind, besteht am Schutz der gleichen

Kostenkategorie mit kalkulatorischen Daten kein durchschlagendes Schutzbedürfnis“, begründete das BMWi die umfassendere Veröffentlichungspflicht im Referentenentwurf. Die Veröffentlichung mit Unterpositionen verbessert die Aussagekraft der Informationen wesentlich. Der bne empfiehlt daher, § 23b Absatz 1 Nr. 8 in der umfassenderen Variante aus dem Referentenentwurf in das geänderte EnWG aufzunehmen.

#### § 23b EnWG - Veröffentlichungen der Regulierungsbehörde

Heute fehlt der Überblick, wieviel Netzentgelte pro Jahr von den Netzbetreibern überhaupt erlöst werden. Ergänzend zu den genannten Informationen sollten daher außerdem **je Netzbetreiber die Summe der Netzentgelte je Spannungsebene (Strom) oder Druckstufe (Gas) sowie die Einnahmen aus den Zusatzentgelten gemäß Preisblatt der Netzbetreiber sowie Summe der Entgelte für den Messstellenbetrieb veröffentlicht** werden. Ausnahmen von dieser Veröffentlichungspflicht sind da möglich, wo Rückschlüsse auf die Netzentgeltzahlung eines einzelnen angeschlossenen Letztverbraucher möglich wären. Nur bei Kenntnis dieser wichtigen Größe hätten Regulierer, Marktteilnehmer, Verbraucher und Politik eine aussagekräftige Grundlage, auf der die Beteiligten etwa über die Weiterentwicklung der Regulierung (z.B. bei Veränderungen im Gassektor) oder nötige Netzentgeltreform im Stromsektor diskutieren können.

#### § 23b EnWG - Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber

Ergänzung zu Absatz 7: Wir begrüßen, dass die Veröffentlichung der Angaben nach den Absätzen 1 bis 6 in einem gängigen Format erfolgen soll, das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten von der Internetseite ermöglicht. Allerdings sollte nicht nur ein elektronisch leicht auslesbares Dateiformat verwendet werden, sondern das Layout der Veröffentlichung standardisiert werden. Hierzu können wir uns eine Kooperation der jeweiligen Gas- bzw. Stromnetzbetreiber vorstellen. Nur wenn die Inhalte der Veröffentlichung bundesweit einheitlich geregelt sind, sind sie auch für überregionale bzw. in ganz Deutschland tätige Lieferanten und Anbieter von Produkten und Dienstleistungen etwa in den Bereichen Erneuerbare Energien, Energiespeicher, Wärme und Mobilität von Nutzen. Gegebenenfalls lässt sich bei der Standardisierung auf die vorhandenen Fragebögen des *Monitoring Energie* der BNetzA aufbauen.

## IV. Weitere Änderungen im EnWG

### • Zu Nummer 23, § 13 Absatz 6a

**Technologiespezifische Lösungen, wie hier für KWK-Anlagen, stehen im Widerspruch zu wettbewerblichen Lösungsansätzen** und werden deshalb vom bne sehr kritisch gesehen. Auch wenn es unter den derzeitigen Regelungen zu problematischen Folgen kommen könnte (Inc-Dec-Game), so ist der Ansatz, deshalb auf wettbewerbliche Lösungen zu verzichten, zu kurz gegriffen. Zum einen sind durchaus Lösungen möglich, problematische Folgen zu vermeiden, so dass auch kurzfristig



auf technologiespezifische Ansätze verzichtet werden kann. Zum anderen müssen die Bedingungen aber auch so angepasst werden, dass wettbewerbliche Lösungen auf einfache Weise möglich sind und dann bevorzugt zum Einsatz kommen. Es muss deshalb dringend an Netzentgeltstrukturen, den Abgaben, Umlagen und Steuern gearbeitet werden, um endlich die Flexibilitäten heben zu können, die potenziell zur Verfügung stehen. Anderenfalls werden die Flexibilitätpotentiale von z.B. Verbrauchern nicht genutzt werden können und die Kosten für das Energiesystem weit höher liegen, als notwendig. Schließlich muss angemerkt werden, dass die jetzt eingeführten technologiespezifischen Lösungen auch langfristige Auswirkungen haben werden, da diese Lösungen außerhalb des Wettbewerbs finanziert werden und damit gegenüber zukünftigen wettbewerblichen Lösungen einen klaren Vorteil eingeräumt bekommen. Solche langfristig wirkenden Wettbewerbsverzerrungen werden ein volkswirtschaftlich effizientes Ergebnis verhindern. Diese Wettbewerbsverzerrungen wirken sowohl in den Strommärkten, als auch im Gasmarkt und im Wärmemarkt, somit geht es hier um durchaus weitreichende Auswirkungen. Zudem muss angemerkt werden, dass KWK-Anlagen mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, was dem klaren Dekarbonisierungsziel entgegenläuft. **Vor diesem Hintergrund ist auch die Streichung von Satz 7 hoch problematisch, da alternative Lösungen nun gänzlich ausgeschlossen werden sollen.**

- **Zu Nummer 24 Buchstabe c): Potenzial der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung marktbezogener Maßnahmen**

Nach § 14 neuem Absatz 3 EnWG sollen Stromnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen alle vier Jahre das Potenzial der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung von Bilanzierungs- und anderen Systemdiensten bewerten, darunter Nachfragesteuerung und Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen. Ohne Frage steckt bislang ungenutztes Potential in der Vernetzung von Stromsystem und Wärme-/Kältesystemen. Doch nach diesem Regelungsentwurf sollen sich zwei oder mehr Monopolisten (Fernwärme und -kältenetze sind zudem wachsende Monopole im Wärmemarkt, da sie weiter ausgebaut werden) an einen Tisch setzen und gemeinsam die Erbringung marktbezogener Maßnahmen überlegen – Maßnahmen, die den Markt betreffen, der aber hier nicht mitreden darf. Das ist für den bne nicht hinnehmbar und vermutlich auch kartellrechtlich problematisch. Nach Ansicht des bne **darf die Regelung nur auf jene Stromnetzbetreiber angewendet werden, deren Netzbetrieb auch rechtlich und informatorisch von den übrigen Geschäftsbereichen entflochten ist – ohne Ausnahme.** Außerdem sind mindestens **Kriterien für die Zusammenarbeit** zu definieren (vollständige Transparenz, Kontrollmechanismus, neutraler Beobachter oder Moderation durch einen Marktteilnehmer) und die gleichberechtigte Beteiligung interessierter Erzeuger, Netznutzer und Wärmelieferanten ermöglicht werden.

- **Zu Nummer 30, Buchstabe a): Änderungen in § 19 Technische Vorschriften**  
Die Änderung in Buchstabe a) vereinfacht das Verfahren für die Gasnetzbetreiber, das grundsätzliche Problem aus Netznutzersicht mit den Vorgaben des § 19 wird

jedoch nicht gelöst: Jeder Verteilnetzbetreiber (Strom und Gas) ergänzt heute seine umfangreichen **technischen Anschlussbedingungen (TAB)** mit unterschiedlichen Vorgaben, Meldewegen und selbst gestalteten Meldeformularen. Das ist weder für den Wettbewerb noch für Letztverbraucher akzeptabel. Daher sind die individuellen **Bedingungen der Netzbetreiber im Energiemarkt durch bundesweit einheitliche, abschließend geltende Regelwerke zum Netzanschluss zu ersetzen**. Dieser Prozess ist durch die Bundesnetzagentur eng zu begleiten

- **Zu Nummer 34 a), § 21a Abs. 5a EnWG - Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung**

Das **Engpassmanagement** ist derzeit mit hohen Kosten verbunden, zugleich kommt der Netzausbau nicht ausreichend schnell voran. Hier ist die **Einführung von Anreizen zur Verringerung der Kosten ein richtiger Schritt**, der vom bne sehr begrüßt wird. Allerdings sollte die Ausgestaltung mit großer Sorgfalt erfolgen, da es nicht das Ziel sein kann, leicht zu realisierende Zusatzgewinne zu gewähren. Das hier gewählte Verfahren der Referenzwerte birgt diese Gefahr, da eine Parametrierung des Verfahrens im Detail schwierig ist.

- **Zu Nummer 41, § 30 EnWG - Missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers**

Der bne begrüßt die Ergänzung. Allerdings löst das nicht das Problem, dass die aktuelle Gesetzgebung nicht einmal die Vorgaben aus dem 3. EU-Energiebinnenmarkt abbildet: Nach Art. 24 VO (EG Nr. 715/2009 ist die Regulierungsbehörde zur effektiven Durchsetzung der Vorschriften dieser Verordnung<sup>3</sup> verpflichtet. Deshalb sollten Verstöße gegen diese EG-Verordnung sowie gegen die Artikel 59 Absatz 1 Buchstabe u) der EU-Richtlinie 2019/944 in den Anwendungsbereich des Missbrauchsverfahrens nach § 30 aufgenommen werden. Der bne hat Formulierungsvorschläge zur Ergänzung in § 30, 32 sowie 33 EnWG vorliegen, die wir auf Nachfrage gern zuliefern.

- **§ 31 EnWG Besondere Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde**

Ergänzung in § 31 Abs. 1 EnWG, um Beschwerden gegen Verletzung von Entflechtungsregeln zu ermöglichen: Der Anwendungsbereich des besonderen Missbrauchsverfahrens muss um die Entflechtungsvorschriften erweitert werden. Dies entspricht dem Anliegen der Strom- und Gas-Richtlinie, die Entflechtungsvorgaben deutlich zu verschärfen und sie effektiv durchzusetzen. Weiterhin müssen Betroffene auch bei einer sie betreffenden Verletzung der EG-Stromhandels- und Fernleitungs-Verordnungen ein Anspruch auf Tätigwerden der Regulierungsbehörde haben.

<sup>3</sup> Für Strom ergibt sich die Verpflichtung nun aus der EU-Richtlinie 2019/944, Artikel 59 Abs. 1 Buchstabe u): „Sie überwacht die Umsetzung der Vorschriften über die Aufgaben und Zuständigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Versorgungsunternehmen, Kunden und anderer Marktteilnehmer nach Maßgabe der Verordnung (EU) 2019/943.“

### § 32 EnWG, Unterlassungsanspruch, Schadensersatzpflicht

Ergänzungen in § 32 Abs. 1, 3 und 4 EnWG: Betroffene sollten auch im Falle einer Verletzung von Entflechtungsvorschriften sowie der EG-Stromhandels- und Fernleitungs-Verordnungen einen Anspruch auf Unterlassung und Schadensersatz haben. Die Schadensersatznorm ist entsprechend der parallelen Bestimmung in § 33 GWB um den Ausschluss der sog. „passing-on-defense“ zu erweitern, wobei die Formulierung den Besonderheiten der Leistungsbeziehungen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer anzupassen ist (daher Bezugnahme auf erhöhte Kosten).

Damit verbunden ist der Ausschluss des Schadensersatzes nur mittelbar Betroffener, also der Endkunden soweit sie nicht selber Netznutzer sind. Diese profitieren von Schadensersatzzahlungen, wenn diese bei künftigen Preisfestlegungen berücksichtigt werden. Schließlich ist Betroffenen eine Beweiserleichterung zu gewähren beim Nachweis erhöhter Kosten. Gerade im Massenkundengeschäft ist ein detaillierter Nachweis erhöhter Kosten etwa bei Verletzung von Vorschriften zum Wechselprozess o.a. nicht möglich, würde in der Regel eine Offenlegung der eigenen Kostenkalkulation verlangen, die zur Offenlegung empfindlicher entgegenstehender Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse führen würde, und zudem stünde der damit verbundene Aufwand in keinem ansatzweise angemessenen Verhältnis zu dem Schaden. Daher sollte das Gericht pauschale Annahmen über die Kosten treffen können.

### § 33 EnWG, Vorteilsabschöpfung durch die Regulierungsbehörde

Ergänzung in § 33 Abs. 1 EnWG: Auch die Möglichkeit der Vorteilsabschöpfung ist auf Verstöße gegen die EG-Stromhandels- und EG-Fernleitungs-VO zu erweitern. Damit wird zugleich der Sanktionierungspflicht nach Artikel 59 Abs. 3 Buchstabe d) der EU-Richtlinie 2019/944 und Art. 27 VO (EG) 715/2009 genüge getan. Die Einführung weiterer Bußgeldvorschriften bleibt davon unberührt.

#### • Zu Nummer 46, § 42 EnWG - Stromkennzeichnung

Die Änderungen der Stromkennzeichnung sind geeignet, den Verbrauchern ein besseres Bild über die Zusammensetzung der Produkte zu geben. Der bne begrüßt deshalb die Änderungen.

## V. Zu Artikel 6: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)

Die Regelungen in § 41d EnWG gelten für Erzeugung und Letztverbrauch. Der Lieferant kann die Erbringung über einen anderen Bilanzkreis nicht vertraglich ausschließen. Um die Regelung konsistent umzusetzen, ist auch § 26a Abs. 1 StromNZV anzupassen, damit für das Angebot von Regelleistung die gleichen Regeln gelten wie für Dienstleistungen auf allen anderen Märkten.

*Der bne-Lösungsvorschlag: § 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.~~

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.