

Deutscher Bundestag  
19. Wahlperiode  
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache 19(9)261  
18. Februar 2019

## ›STELLUNGNAHME

### zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) vom 12. Dezember 2018

Berlin, 15. Februar 2019

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.460 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 260.000 Beschäftigten wurden 2016 Umsatzerlöse von knapp 114 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment große Marktanteile in zentralen Versorgungsbereichen (Strom 60 Prozent, Erdgas 65 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Wärmeversorgung 72 Prozent, Abwasserentsorgung 43 Prozent). Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 66 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Die kommunalen Unternehmen versorgen zudem über 6 Millionen Kunden mit Breitbandinfrastrukturen. Sie investieren in den kommenden Jahren mehr als 1 Milliarde Euro in digitale Infrastrukturen von Glasfaser bis Long Range Wide Area Networks (LoRaWAN) in den Kommunen und legen damit die Grundlagen für die Gigabitgesellschaft.

**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)

## › ZENTRALE FORDERUNGEN

- Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass **Verteilnetzbetreiber** mit den in diesem Entwurf geplanten Änderungen eine **größere Rolle bei der Gewährleistung der Systemstabilität und der Netzsicherheit** zukommt.
- Aus VKU-Sicht ist es jedoch unverzichtbar, dass **Anpassungsanforderungen nicht nur Top-down, sondern auch Bottom-up und horizontal gestellt werden können**. In diesem Zusammenhang ist das Prinzip der **kooperativen Zusammenarbeit** zu stärken. Ein Verteilnetzbetreiber muss auch eigenständig die Möglichkeit haben, bei Bedarf Anlagen in seinem Netz für Redispatch zu adressieren
- Die **Vorgaben zur Zusammenarbeit von Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen sind klar zu definieren**: In § 13a Absatz 5 EnWG-Entwurf ist vorgesehen, dass die Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes zu erfolgen haben, in das die Anlage eingebunden ist. Aus diesem Grund sieht der VKU die **Notwendigkeit der Definition einer klaren Verantwortlichkeit in Form einer eindeutigen Schnittstelle zwischen Anschlussnetzbetreibern und Anlagenbetreibern** sowie einem **planwertbasierten Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern**, um die Randbedingungen aller betroffenen Netze adäquat abbilden zu können.
- Grundsätzlich ist darauf zu verweisen, dass alle **Kosten, die Verteilnetzbetreibern bei der Wahrnehmung der Aufgaben** im Kontext dieses Entwurfes zusätzlich entstehen, regulatorisch anerkannt und über die Netzentgelte weitergereicht werden müssen.
- Darüber hinaus müssen die **Maßnahmen und Fallgruppen nach §13 EnWG** besser voneinander abgegrenzt werden: Zur Erleichterung der Rechtsanwendung sollte die **Rolle des „Redispatch“** im Gefüge des § 13 EnWG deutlicher herausgestellt werden. Es sollte gesetzlich klargestellt werden, wie das **Verhältnis von Redispatchmaßnahmen zu Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG** ist. Dies kann u. U. im Wege einer neuen Nummer 4 in Absatz 1 des § 13 EnWG erfolgen.
- Der VKU kritisiert, dass in dem Regierungsentwurf die ursprünglich **geplante Einführung von § 13 (6a) Satz 5 wieder zurückgenommen** wurde. Diese Regelung sollte es auch **Verteilnetzbetreibern** ermöglichen, vertragliche **Vereinbarungen mit „Power-to-Heat“-Anlagenbetreibern** abzuschließen. Sie stellt eine sinnvolle Erweiterung der Flexibilitätsoptionen des Verteilnetzbetreibers dar. Der VKU fordert daher, dass diese Regelung wieder in den Gesetzesentwurf aufgenommen wird.

## › GRUNDSÄTZLICHE ANMERKUNGEN

Der Koalitionsvertrag sieht vor, dass Möglichkeiten zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren von Infrastrukturvorhaben genutzt werden sollen. Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus soll dies nun umgesetzt werden. Zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) für ein Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus (Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz – NABEG) hat der VKU bereits Stellung genommen. Zudem wurde hinsichtlich des konkreten Anpassungsbedarfs sowie der Kernforderungen hinsichtlich der Netzplanungs- und -genehmigungsverfahren ausdrücklich auf die verbände- und unternehmensübergreifende Stellungnahme vom 14.09.2018 verwiesen.

Der von der Bundesregierung am 12.12.2018 beschlossene Gesetzesentwurf enthält allerdings wesentliche Änderungen des EnWG zum **Redispatch**, die in keinem Zusammenhang mit den bereits im Referentenentwurf des NABEG 2.0 enthaltenen zahlreichen planungsrechtlichen Erleichterungen stehen. Hiermit soll den Übertragungsnetzbetreibern der vollständige Zugriff auf die in den Stromverteilnetzen angeschlossenen Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bis 100 kW Anschlussleistung gewährt werden. Diese Regelungen waren zunächst von den Regierungsfractionen aus dem Energiesammelgesetz herausgelöst worden, weil noch Klärungsbedarf bestand. Trotz der noch laufenden Gespräche zwischen Wirtschaftsministerium, Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern über zukünftige Redispatch-Regelungen würden damit kurzfristig Fakten geschaffen – und zwar zu Lasten der Verteilnetzbetreiber.

Für die Verteilnetzbetreiber bliebe kaum noch ein Spielraum, in ihrem eigenen Versorgungsgebiet Stromerzeugung und -verbrauch optimal aufeinander abzustimmen. Durch die Nutzung des Redispatch-Potenzials auf Verteilnetzebene ließen sich nach einem aktuellen Gutachten von frontier economics ab 2023 rund 150 Millionen Euro jährlich einsparen. Nach Auffassung des VKU muss jeder Stromnetzbetreiber für die Steuerung seiner Netzebene verantwortlich sein und so seinen Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit leisten können. Dies wird durch die von der Bundesregierung vorgeschlagenen EnWG-Änderungen konterkariert. Zudem wird nach wie vor im Gesetzesentwurf nicht geklärt, wie die Kosten, die dem Verteilnetzbetreiber beim bilanziellen Ausgleich der abgeregelten Energiemengen entstehen, refinanziert werden können.

Grundsätzlich ist darauf zu verweisen, dass alle Kosten, die Verteilnetzbetreibern bei der Wahrnehmung der Aufgaben im Kontext dieses Entwurfes zusätzlich entstehen, regulatorisch anerkannt und über die Netzentgelte weitergereicht werden müssen. Zudem sind Vorgaben zur Zusammenarbeit von Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen klar zu definieren. Darüber hinaus müssen die Maßnahmen und Fallgruppen nach §13 EnWG besser voneinander abgegrenzt werden.

Von essentieller Wichtigkeit ist es, Anpassungsforderungen von Netzbetreibern zur Gewährleistung der Systemstabilität und Netzsicherheit im Rahmen der Kaskade nicht ausschließlich in Form eines Top-Down-Ansatzes zuzulassen. Sollen technische Restriktionen aller betroffenen Netzbetreiber berücksichtigt werden, müssen Anpassungsforderungen ebenfalls in Bottom-up- sowie in horizontaler Richtung zulässig sein. Restriktionen müssen dabei auf allen Ebenen gleichberechtigt in Entscheidungen einfließen.

**Der VKU plädiert daher dafür, die bereits von ihm vorgelegten Normierungsvorschläge zur Änderungen des EnWG zu übernehmen und die §§ 11 und 14 EnWG (s. S. 8/9) entsprechend anzupassen.**

Die im Gesetzesentwurf enthaltenen verschiedenen **Vereinfachungen und Beschleunigungen der Genehmigungsverfahren für den Ausbau der Stromnetze** begrüßt der VKU. Hiermit werden nunmehr dringend notwendige Gesetzgebungsvorhaben auf den Weg gebracht werden. In der Zielstellung des Gesetzesentwurfs wird richtigerweise neben dem raschen Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes in Deutschland auch der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen genannt. Der NABEG 2.0 adressiert – neben dem Bedarf in der Höchstspannung – allerdings ausschließlich die dem Übertragungsnetz nachgeordneten 110-Kilovolt-Hochspannungsebene. Jedoch entsteht auch in den weiter nachgelagerten Netzebenen durch die fortschreitende Integration der erneuerbaren Energien ein erheblicher Ausbau- und Erneuerungsbedarf.

Dieser muss bei der weiteren Ausgestaltung des Regulierungsrahmens zwingend berücksichtigt werden, um die Netz- und Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten und die Gesamtkosten für das System im Rahmen zu halten.

Für das Gelingen der Energiewende ist der Aus- und Umbau der Verteilnetze mindestens ebenso wichtig wie der weitere Ausbau der Übertragungsnetze. Die erneuerbare Erzeugungslleistung ist zu mehr als 90 % an Verteilnetze angeschlossen. Auch die Zunahme der Lasten im Zuge einer fortschreitenden Sektorkopplung, insbesondere durch den Ausbau der Elektromobilität, erhöht in erster Linie die Anforderungen an die Verteilnetze. Ebenso ist der regionale Ausgleich zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren über die Verteilnetze einschließlich der dazu gehörenden Hochspannungsnetze zu gewährleisten. Mit diesen Entwicklungen geht eine zunehmende Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber einher (Spannungshaltung, Lastmanagement etc.), die sich im energiewirtschaftsrechtlichen Rahmen bislang nur unzureichend widerspiegelt.

**Der VKU forderte daher die in den 4+4-Gesprächen bereits adressierte Ausweitung des Untersuchungsrahmens zur Umsetzung des Aktionsplans Stromnetze mit Blick auf die in den Verteilnetzen verfügbaren Beiträge zur Entlastung des Gesamtsystems.**

## › ZU DEN REGELUNGEN IM EINZELNEN

### I. Änderungen des EnWG zum Redispatch

#### Redispatch (§§ 13 ff. EnWG-Entwurf)

Grundsätzlich unterstützt der VKU die Zielsetzung, die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch, die sich im Jahr 2017 auf ca. 1,4 Milliarden Euro beliefen, möglichst einzudämmen. Eine Relativierung des Einspeisevorrangs – selbst wenn dadurch ein Vielfaches an Redispatch im konventionellen Kraftwerksbereich vermieden werden kann – kann der VKU jedoch allenfalls vorübergehend tolerieren. Vorrangig sollten sich die Bestrebungen darauf konzentrieren, den Ausbau der Übertragungsleitungen und Ansätze zur regionalen Integration voranzubringen.

#### › Systematik des § 13 EnWG verbessern, Kapazitätsreserve sauber abgrenzen

Die verschiedenen Maßnahmen und Fallgruppen des § 13 EnWG sollten besser voneinander abgegrenzt und der regulatorische Charakter von Redispatch-Maßnahmen besser zum Ausdruck gebracht werden. Zudem zwingt der neue kostenbasierte Ansatz die Kapazitätsreserve in das gleiche Regime wie Regelenergie, Redispatch und Netzreserve. Es handelt sich vermutlich um ein redaktionelles Versehen, da dies weder von den Voraussetzungen der Kapazitätsreserve noch von der Vergütungsstruktur sinnvoll ist.

Die Aufzählung der Maßnahmen in § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG sollte daher wie folgt lauten:

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen,
2. marktbezogene Maßnahmen, insbesondere durch den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und das Management von Engpässen, sowie
3. Maßnahmen nach § 13a Abs. 1, ~~die Netzreserve nach § 13d zusätzliche Reserven, insbesondere und die Kapazitätsreserve nach § 13e.~~
4. die Netzreserve nach §13d sowie
5. weitere Reserven, insbesondere die Kapazitätsreserve nach §13e und die Sicherheitsbereitschaft nach §13g Abs. 2.

Gleichzeitig sollte gesetzlich klargestellt werden, wie das Verhältnis von Redispatchmaßnahmen zu Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ist.

Zur Erleichterung der Rechtsanwendung sollte die Rolle des „Redispatch“ im Gefüge des § 13 EnWG deutlicher herausgestellt werden, u. U. im Wege einer neuen Nummer 4 in Absatz 1 des § 13 EnWG. Im geplanten § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG-Entwurf geht es um die Auswahl „zwischen mehreren geeigneten Maßnahmen nach Satz 1 Nummer 2 und 3“. Gemeint sind offenbar Redispatch-Maßnahmen, welche aus VKU-Sicht grundsätzlich zuallererst planwertbasiert auszugestalten sind. Aufgrund der großen Anzahl der in den Redispatch zwangsweise einbezogenen EEG- und KWK-Anlagen fällt es mit Blick auf die Gesetzessystematik jedoch schwer, diese Maßnahmen als – marktbezogenen – Redispatch im Sinne des § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG einzustufen. Vielmehr dürfte es sich bei Redispatch in der Regel um eine regulatorische Maßnahme handeln.

Klärungsbedürftig ist auch das Verhältnis von Redispatch zu Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG. Unklar ist, in welchen Fällen eine Regelung von EEG- und KWK-Anlagen nach § 13 Absatz 2 EnWG möglich ist. Dies dürfte die EEG- und KWK-Anlagen betreffen, die nicht in § 13a Absatz 1 EnWG aufgeführt sind, möglicherweise aber auch Situationen, in denen ein „Redispatch“ nicht in Betracht kommt, z. B. bei sehr kurzfristigen Notfallmaßnahmen. Diese Klärung, die zumindest im Rahmen der Gesetzesbegründung erfolgen sollte, ist insbesondere deshalb von Bedeutung, da im Fall des § 13 Absatz 2 EnWG keine Entschädigung der Anlagenbetreiber und auch kein bilanzieller Ausgleich der Maßnahme durch den Netzbetreiber erfolgt. Nach Auffassung des VKU handelt es sich bei Redispatchmaßnahmen gegenüber EEG-/KWK-Anlagen stets um eine Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG, wenn die in § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG neu aufgeführten Voraussetzungen nicht vorliegen. Dabei ist eine Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG natürlich nur zulässig, wenn die in Absatz 1 aufgeführten Maßnahmen entweder ausgeschöpft oder nicht geeignet/ausreichend sind, um die Störung/Gefährdung rechtzeitig zu beseitigen. Den Nachweis dieser Voraussetzungen muss stets der Netzbetreiber erbringen, der Notfallmaßnahmen ergreift.

**› § 13 Abs. 1a und b Bezugnahme auf Wirkleistungserzeugung statt Erzeugungsleistung notwendig**

Bei der Nutzung von KWK-Anlagen im Redispatch ist die Nutzung der Wärmeseite der KWK-Anlage zu berücksichtigen. Das heißt, Redispatchmaßnahmen bei KWK-Anlagen dürfen sich nur auf den Kondensationsanteil dieser Anlagen beziehen.

Die Erbringung einer Redispatch-Maßnahme sollte immer auch die Auswirkung auf der Wärmeseite berücksichtigen. Die Fernwärmeversorgung darf nicht gefährdet sein. Es ist dem Anlagenbetreiber nicht zumutbar, zusätzliche Heizwerksleistung zu installieren, um die KWK im Ernstfall für Redispatch auflösen zu können. Eine entsprechende Berücksichtigung sollte zwischen anweisendem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber im Vorhinein analysiert und vereinbart werden. Einer uneingeschränkten Anweisung von KWK widersprechen beispielsweise Lieferverpflichtungen auf der Wärmeseite (mit nachgelagerten

erheblichen technischen/kommerziellen oder politischen Auswirkungen bei Nichterfüllung), mit Wärmekunden abgestimmte Revisionstermine, die z. B. einen Produktionsausfall/Verdienstausfall beim Kunden zur Folge hätten, Wartungsintervalle und Betriebsgrenzen der Anlagen oder Verfügbarkeit von Brennstoffen, die ansonsten entsprechend zu vergüten wären.

**› § 13 Abs. 6a EnWG, „Power-to-Heat“-Anlagen in Anbetracht künftiger Herausforderungen nutzen:**

Der VKU kritisiert, dass in dem Regierungsentwurf die ursprünglich geplante Einführung von § 13 (6a) Satz 5 wieder zurückgenommen wurde. Diese Regelung sollte es auch Verteilnetzbetreibern ermöglichen, vertragliche Vereinbarungen mit „Power-to-Heat“-Anlagenbetreibern abzuschließen. Sie stellt eine sinnvolle Erweiterung der Flexibilitätsoptionen des Verteilnetzbetreibers dar. Der VKU fordert daher, dass diese Regelung wieder in den Gesetzesentwurf aufgenommen wird.

Grundsätzlich sollten weitere Flexibilitätspotentiale gehoben werden, indem das Prinzip des „Nutzen statt Abregeln“ auf Regionen ausgeweitet wird, in denen regelmäßig Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen ergriffen werden. Auch dort - und nicht nur im Netzausbaubereich - sollte Strom aus Erneuerbaren Energien genutzt statt abgeregelt werden. Dies ist mit Power-to-Heat-Anlagen effizient möglich. Denn: Im Fall eines Netzengpasses nutzt die Power-to-Heat-Anlage den EE-Strom, um die entfallende Wärmeerzeugung der abgeregelter KWK-Anlage für die angeschlossenen Wärmekunden bereitzustellen. § 13 (6a) Satz 1 Nr. 2, der die Anwendung derzeit auf Netzausbaubereiche beschränkt, sollte daher entsprechend auf o. g. Regionen ausgeweitet werden.

Daher sollte § 13 Abs. 6a Satz 5 EnWG ersatzlos gestrichen werden.

~~[...]Sie dürfen nur von Übertragungsnetzbetreibern aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeschlossen werden, § 14 Absatz 1 Satz 1 findet insoweit keine Anwendung.[...]~~

**§ 13a, Vorgaben, Kostenanerkennungen und Übergangsregelungen klar definieren:**

Da mit der Absenkung des Schwellenwertes deutlich mehr im Verteilnetz angeschlossene Anlagen in den Redispatch einbezogen werden, begrüßt der VKU die stärkere Rolle, die Verteilnetzbetreibern zugedacht werden soll. Allerdings bedarf es hier noch deutlich klarerer Vorgaben hinsichtlich der Abstimmung aller beteiligten Akteure untereinander, der Weitergabe zusätzlich entstehender Kosten für Netzbetreiber sowie einer angemessenen Übergangsregelung. Aufgabe, Verantwortung und Entscheidungshoheit für die Steuerung der Anlagen müssen zu jedem Zeitpunkt beim Anschlussnetzbetreiber verbleiben. Die Anerkennung der Kosten muss - dem Charakter der Redispatch-Kosten folgend - in Form von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erfolgen.

**Daher sollten sowohl das EnWG als auch die ARegV wie nachstehend geändert werden:**

**§ 13a Abs. 6 EnWG neu:**

Die Netzbetreiber sind berechtigt, die nach den vorhergehenden Absätzen erforderlichen Ausgaben bei der Berechnung der Netzentgelte in Ansatz zu bringen.

**§ 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 17 ARegV sollte wie folgt gefasst werden:**

Entschädigungen nach § 15 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die die Voraussetzungen des § 15 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und ab dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 21 Absatz 1 dieses Gesetzes] die im Rahmen des § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlichen Ausgaben.

In § 13a geht es um die grundsätzliche Pflicht, als Kraftwerksbetreiber für Redispatch zur Verfügung zu stehen. Bisher betraf dies Erzeugungsanlagen (außer EEG- und KWK-Anlagen) und Speicher ab 10 MW. Künftig sollen Erzeugungsanlagen ab 100 kW sowie mit Fernsteuerungseinrichtungen ausgestattete EEG- und KWK-Anlagen dieser Pflicht unterliegen.

Durch die Absenkung des Schwellenwertes werden deutlich mehr Anlagen auf den Verteilnetzebenen in den Redispatch einbezogen. Dadurch wird es umso wichtiger, die Verteilnetzbetreiber stärker einzubeziehen. Unter diesem Aspekt ist es auch sinnvoll, dass nach § 13a Absatz 5 EnWG-Entwurf Redispatch-Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Anlage eingebunden ist, erfolgen sollen.

Die vorgesehenen Maßnahmen nach § 13a Absatz 1a EnWG-Entwurf für eine bessere und schnellere Information betroffener Bilanzkreisverantwortlicher durch den ÜNB, der die Maßnahme angefordert bzw. durchgeführt hat, erscheinen bei erster Betrachtung sinnvoll. Allerdings wird nicht klar geregelt, mit welchem zeitlichen Vorlauf, in welcher Form und welche Inhalte mitzuteilen sind. Dies sollte aus Gründen der Rechtssicherheit und -klarheit angesichts der komplexen Vorgänge – ggf. auch im Rahmen einer Verordnung – bestimmt werden.

Der VKU weist auf einen vermutlich redaktionellen Fehler hin. In der Neufassung bedürfen Maßnahmen nach §13a Abs. 1 EnWG keiner anderen Voraussetzung mehr als den Wunsch der ÜNB. In der aktuell gültigen Fassung sind Maßnahmen nur im Falle einer Gefährdung oder Störung zulässig. Dies ist in §13d und §13e auch weiterhin so geregelt. Diese Diskrepanz sollte nachgebessert und in der neuen Fassung deutlich gemacht werden, dass der Eingriff nur im Falle einer Gefährdung oder Steuerung erfolgen darf.

In § 13a Absatz 5 EnWG-Entwurf ist vorgesehen, dass die Maßnahmen in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes zu erfolgen haben, in das die Anlage eingebunden



ist. Aus diesem Grund sieht der VKU die Notwendigkeit der Definition einer klaren Verantwortlichkeit in Form einer eindeutigen Schnittstelle zwischen Anschlussnetzbetreibern und Anlagenbetreibern sowie einem planwertbasierten Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern, um die Randbedingungen aller betroffenen Netze adäquat abbilden zu können. Im Übrigen müssen für eine reibungslose und zielführende Abwicklung der Prozesse nicht nur die betroffenen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen vollständig einbezogen werden, sondern auch die Anlagenbetreiber und die Direktvermarkter. Dies sollte auch explizit geregelt werden (Gutachten S. 138 ff., „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys).

Den Verteilernetzbetreibern entstehen mit den neuen Aufgaben, die ihnen im Kontext dieses Entwurfs zugeordnet werden, zusätzliche Kosten, die über die Netzentgelte zurückverdient werden müssen. Entsprechende Regelungen fehlen (vgl. dazu S. 134 ff. Gutachten „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von consentec, BBH und ecofys). Wenn keine Regelung zur Berücksichtigung der Kosten des § 13a EnWG getroffen wird, können diese erst im Rahmen des Ausgangsniveaus 2021 ab dem Jahre 2024 in der Erlösobergrenze abgebildet werden, während die Kostenbestandteile nach § 15 EEG auf Grund der Aufhebung der Regelung vollständig entfallen. Dies betrifft einen Erlösausfall bei den Netzbetreibern in Höhe von ca. 500 Mio. € pro Jahr (Stand 2017), der äußerst ungleichmäßig verteilt wäre. Ohne entsprechende Regelung läge somit ein Verstoß gegen den Grundsatz der angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 EnWG) vor. Da aus der Wahrnehmung ihrer neuen Aufgaben für die Netzbetreiber hohe Kosten entstehen, muss das Risiko eines daraus folgenden hohen Erlösausfalls zwingend vermieden werden, in dem entsprechende Regelungen in die Anreizregulierung eingefügt werden.

Wie beim bisherigen Redispatch sollen Mehrkosten über die Netzentgelte an die Stromkunden gewälzt werden. Allerdings wird dem Netzbetreiber nicht ermöglicht, dies auch zu tun. Denn nur im Rahmen der Kostenprüfung genehmigte oder als dauerhaft nicht beeinflusste Kosten anerkannte Kosten dürfen in Netzentgelten weitergewälzt werden. Beides ist hier nicht gewährleistet.

Zudem wurden die Härtefallentschädigungen für Einspeisemanagement im Rahmen der Überleitungsrechnung der letzten Kostenprüfung für das Jahr 2016 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten herausgerechnet und damit aus den beeinflussbaren Kosten eliminiert. Im Rahmen der ARegV-Novelle in 2016 wurde die Anerkennung der Härtefallentschädigungen von einem System mit 2 Jahren Zeitverzug auf ein System ohne Zeitverzug auf Basis Plankosten umgestellt. Der aktuelle Gesetzesentwurf führt neben der o. g. Kostenlücke zu einem Zeitverzug von bis zu 7 Jahren und stellt einen erheblichen Rückschritt gegenüber der ARegV-Novelle dar. Durch Effizienzvorgaben ist die vollständige Refinanzierung der Aufwendungen für Redispatch nicht möglich.

Mit dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der entsprechenden Regelungen muss demzufolge auch eine Änderung der Anreizregulierungsverordnung erfolgen. Die Anerkennung muss dem Charakter der Redispatch-Kosten folgend in Form von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erfolgen. Einerseits, weil eine Anerkennung als beeinflussbare Kosten von vorneherein praktisch ausscheidet (keine Position der bk/vnbK des Basisjahres 2016). Andererseits, weil es sich um klassische, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten handelt. Denn Redispatchkosten sind unter keinem Gesichtspunkt für den Netzbetreiber beeinflussbar. Insbesondere angesichts der zu etablierenden Prozesse, die einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigen, sollte eine ausreichende Übergangszeit für die Umsetzung der neuen rechtlichen Vorgaben vorgesehen werden.

#### **» Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit stärken:**

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass Verteilnetzbetreiber mit den in diesem Entwurf geplanten Änderungen eine größere Rolle bei der Gewährleistung der Systemstabilität und der Netzsicherheit zukommt. Aus VKU-Sicht ist es jedoch unverzichtbar, dass Anpassungsanforderungen nicht nur Top-down, sondern auch Bottom-up und horizontal gestellt werden können. In diesem Zusammenhang ist das Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit zu stärken. Ein Verteilnetzbetreiber muss auch eigenständig die Möglichkeit haben, bei Bedarf Anlagen in seinem Netz für Redispatch zu adressieren. Daher fordern wir folgende klarstellende Ergänzungen im EnWG:

#### **§ 11 Abs. 2 neu: Grundsätze der Eigenverantwortlichkeit und der kooperativen Zusammenarbeit verankern**

„(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen nehmen ihre Aufgabe nach Absatz 1 in eigener Verantwortung für ihr Energieversorgungsnetz unter Berücksichtigung der jeweiligen betrieblichen Gegebenheiten, einschließlich der an ihr Energieversorgungsnetz angeschlossenen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten wahr. Soweit Betreiber von Energieversorgungsnetzen zur Erreichung der in § 1 genannten Ziele mit Bezug auf das Netz eines anderen Betreibers von Energieversorgungsnetzen, mit dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch verbunden sind, Beiträge planen, durchführen oder anfordern, geschieht dies unter Berücksichtigung des Grundsatzes nach Satz 1 sowie in kooperativer Zusammenarbeit.“

#### **§ 14 Abs. 1, Satz 2 neu: Systemverantwortung auch für den Verteilnetzbetreiber**

„(1)“.... Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen führen Maßnahmen nach Satz 1 im Rahmen der ihnen für ihr Elektrizitätsverteilernetz obliegenden Systemverantwortung durch.“

Der Unterschied zur Netzebene der vier ÜNB besteht darin, dass diese Systemverantwortung nur für das jeweils eigene (Verteil-)Netz gilt und einen Teil der Gesamtverantwortung darstellt.

**§ 14 Abs 1c, Satz 3 neu: Grundprinzip der kooperativen Zusammenarbeit zur Vermeidung von Störungen**

„Maßnahmen im Sinne der §§ 12 und 13 bis 13c, die von Betreibern von Übertragungsnetzen und von Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen selbst oder nach Maßgabe der Vorgaben eines Betreibers von Übertragungsnetzen jeweils gesondert durchgeführt werden, erfolgen in kooperativer Zusammenarbeit und dürfen das Ziel, Gefährdungen und Störungen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringstmöglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden, nicht gefährden.“

Die hierzu geplanten Änderungen bilden grundsätzlich ein kaskadiertes Vorgehen der Netzbetreiber ab, welches von Seiten des VKU begrüßt wird. Allerdings kennt diese Formulierung nur einen Top-down-Ansatz, nachdem Anpassungsforderungen ausschließlich von vorgelagerten an nachgelagerte Netzbetreiber gestellt werden können. Im Rahmen der informatorischen Kaskade muss vor der Durchführung operativer Handlungen in jedem Fall berücksichtigt werden, dass es in einem immer dezentraleren, heterogeneren und volatileren Energiesystem, welches sich insbesondere auf die Ebenen der Verteilnetze auswirkt, immer wichtiger ist, entsprechende Anpassungsforderungen zum Erhalt der Systemstabilität sowie der Netzsicherheit auch in Form eines Bottom-up- bzw. horizontalen Ansatzes stellen zu dürfen. Nur auf diese Weise können technische Restriktionen nachgelagerter bzw. anderweitig technisch betroffener Verteilnetze angemessen berücksichtigt werden. Erst dann sind operative Handlungen sinnvoll möglich. Restriktionen aus allen Netzebenen müssen zwingend gleichberechtigt in alle Entscheidungen einfließen.

Hier liefert der Entwurf keine belastbaren Aussagen und muss aus VKU-Sicht dringend nachgebessert werden. Das Prinzip der Zusammenarbeit „auf Augenhöhe“ muss zwischen den Netzbetreibern klar verankert und geregelt werden, ansonsten besteht die Gefahr, dass durch die Übertragungsnetzbetreiber bei der weiteren Ausgestaltung der unklar beschriebenen Prozesse Fakten für einen alleinigen Top-down-Ansatz geschaffen werden.

Entsprechend der vom VKU vorgeschlagenen Normierungsvorschläge zum EnWG sollte hier stärker betont werden, dass alle Verteilnetzbetreiber Maßnahmen in ihren eigenen Netzen entsprechend der ihnen obliegenden Systemverantwortung durchzuführen haben. In diesem Zusammenhang ist auch das Prinzip der kooperativen Zusammenarbeit mit der Zielsetzung, Gefährdungen und Störungen in Elektrizitätsversorgungsnetzen mit geringst möglichen Eingriffen in die Versorgung zu vermeiden, stärker in den geplanten Gesetzesänderungen zu verankern.

## II. Änderungen zum Planungsrecht

### Grundsätzliche Anmerkungen

**Der gesetzgeberische Aufwand zur Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Neubau, Verstärkung und Optimierung von Stromleitungen zeigt, mit welchen Hindernissen der Netzausbau belastet ist. Daher setzt sich der VKU dafür ein, dass neben den im Entwurf adressierten Vereinfachungen bei Planungs- und Genehmigungsverfahren auch gezielt der Flexibilitätseinsatz in den Verteilnetzen Berücksichtigung findet.**

Einen wichtigen Beitrag kann hier zukünftig die Umwandlung von Strom in Wärme durch sog. „power-to-heat“-Verfahren (P2H) leisten. Der Einsatz von P2H kann sowohl zur Vermeidung von EE-Abregelung bei negativen Preisen als auch zur Reduzierung/Vermeidung lokaler oder regionaler Netzengpässe erfolgen. Zur Erreichung eines wirtschaftlichen Betriebs einer P2H-Anlage im heutigen Marktdesign muss – um Abregelungen regenerativer Anlagen bei negativen Börsenpreisen zu vermeiden – der Strombezug der Anlage selbst bei diesen negativen Strompreisen im Markt um Teile der Abgaben/Umlagen entlastet werden. Da heute für den Strombezug alle Abgaben und Umlagen analog einer Endkundenbelieferung anfallen, ist die Nutzung dieses Stroms ansonsten nicht attraktiv.

Durch Änderungen in den rechtlichen Vorgaben, die die Wirtschaftlichkeit von P2H-Anlagen positiv verändern, kann aus unserer Sicht unter bestimmten Voraussetzungen (Netzanbindung, Lage im Transportnetz etc.) die Gesamtsituation zum „Netzausbau“ schnell und teilweise kostengünstiger durch diese Alternativoption beeinflusst werden, als dies ein beschleunigter Netzausbau allein erbringen könnte.

- › Es bleibt festzuhalten, dass – wie in der Vergangenheit - auch im aktuellen Artikelgesetz des NABEG 2.0. in erster Linie ÜNB adressiert werden. Betreiber von 110kV-Netzen sind durch darin genannten Maßnahmen, wie Freileitungsmonitoring oder Neubeseilung von Trassen mit Hochtemperaturleiterseilen nur punktuell bzw. mittelbar betroffen.
- › Im Wesentlichen regelt Artikel 2 „Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz“ hierfür den Verzicht auf die Bundesfachplanung unter bestimmten Bedingungen und damit explizit die Belange der ÜNB.

- › Zudem soll die Bundesfachplanung in einem vereinfachten Verfahren durchgeführt werden, soweit nach § 37 Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung eine strategische Umweltprüfung nicht erforderlich ist und die Ausbaumaßnahme den geplanten Trassenverlauf nur geringfügig verändert.
- › Die ÜNB werden auch zum Monitoring über die Planung und den Stand der Umsetzung der Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes in § 12d, Abs. 2, EnWG verpflichtet.
- › Von der in § 44c EnWG eingeführten Zulassung des vorzeitigen Baubeginns könnten Betreiber von 110 kV-Netzen bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen gegebenenfalls profitieren.

**Die vorstehenden Änderungen werden vom VKU mit Blick auf die Notwendigkeit der Optimierung des Gesamtsystems begrüßt.**

### Änderung der Raumordnungsverordnung

- › In § 1 Nummer 14 der Raumordnungsverordnung vom 13. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2766), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 35 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist, wird nach den Wörtern „110 kV oder mehr“ die Wörter „ausgenommen Errichtungen in Bestandstrassen, unmittelbar neben Bestandstrassen oder unter überwiegender Nutzung von Bestandstrassen“ eingefügt.

Damit wird in der Raumordnungsverordnung (RoV) klargestellt werden, dass in Fällen, in denen für einen Leitungsneubau eine bestehende Trasse genutzt wird, kein Raumordnungsverfahren erforderlich ist.

**Diese Änderung des Raumordnungsverfahrens wird daher vom VKU ausdrücklich begrüßt.**

### Unwesentliche Änderungen und Erweiterungen gem. §43f EnWG

- › Der nachstehende Vorschlag aus der gemeinsamen Stellungnahme (S. 6) wurde im vorliegenden Gesetzesentwurf des BMWi leider nicht umgesetzt, obwohl durch Klarstellung für die verantwortlichen Planungsbehörden Rechtssicherheit geschaffen wird. Da diese Änderung eine deutliche Planungsvereinfachung auch für die 110-kV-Netzbetreiber bedeuten würde, wird sie hier nochmals erhoben:
- › **§ 43f Satz 2 EnWG sollte wie folgt geändert und ein Satz 3 ergänzt werden:**  
  
Unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen ~~können~~ **werden** anstelle des Planfeststellungsverfahrens durch ein Anzeigeverfahren ~~zugelassen werden~~.

- › Eine Änderung oder Erweiterung ist ~~nur~~ dann unwesentlich, wenn
  1. es sich nicht um eine Änderung oder Erweiterung handelt, für die nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist,
  2. andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen und sie dem Plan nicht entgegenstehen und
  3. Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit den vom Plan Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen werden.
- › Unbeschadet Satz 2 sind unwesentliche Änderungen insbesondere alle Maßnahmen, die eine bessere Auslastung der bestehenden Leitungen bewirken und keine baulichen Veränderungen erfordern.

**In der Begründung sollte klargestellt werden, dass ein Fall einer unwesentlichen Erweiterung auch dann vorliegen kann, wenn das Vorhaben einen neuen Freileitungsabzweig aus einer bestehenden Freileitung zur Anbindung einer neuen Umspannanlage oder ein kurzer Freileitungsersatzneubau in vorhandener Trasse darstellt, der die Voraussetzungen des § 43f erfüllt.**

Ansprechpartner für Rückfragen:

Viktor Milovanović

Bereich Recht

Fon +49(0)30.58580-135

Fax +49(0)30.58580-103

[milovanovic@vku.de](mailto:milovanovic@vku.de)

Rainer Stock

Bereich Netzwirtschaft

Fon +49(0)30.58580-190

Fax +49(0)30.58580-101

[stock@vku.de](mailto:stock@vku.de)

Stefan Eisenberg

Bereich Netzwirtschaft

Fon +49(0)30.58580-198

Fax +49(0)30.58580-101

[eisenberg@vku.de](mailto:eisenberg@vku.de)

[§](#)