

## Stellungnahme

# Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzumlage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht

Referentenentwurf des Bundesministeriums für  
Wirtschaft und Energie vom 15. Oktober 2018

Berlin, 26. Oktober 2018

## Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung	3
2. Zusammenfassung	3
3. Anmerkungen im Einzelnen	5
3.1. Artikel 1 – Änderungen der StromNEV	5
3.1.1. § 3a StromNEV (Nummer 3)	5
3.1.2. § 11 StromNEV (Nummer 4)	6
3.1.3. § 19 Abs. 3 StromNEV (Nummer 5)	7
3.1.4. § 30 Abs. 3 StromNEV (Nummer 6)	8
3.1.5. § 32b StromNEV (Nummer 8)	8
3.2. Artikel 2 – Änderungen der ARegV	9
3.2.1. § 4 Abs. 3 ARegV (Nummer 1)	9
3.2.2. § 23 ARegV (Nummer 5)	9
3.2.3. § 32 ARegV (Nummer 7)	15
3.2.4. § 33 ARegV (Nummer 8)	15
3.2.5. § 34 ARegV (Nummer 9)	16
3.2.6. Anlage 2a (zu § 6)	18
3.3. Artikel 3 – Änderungen der NAV	20
§ 19 NAV (Artikel 3 Nummer 2)	20
3.4. Artikel 4 – Änderungen der StromGVV	22
§ 1 StromGVV (Artikel 4 Nummer 1)	22
Ansprechpartner	23

## 1. Vorbemerkung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) plant mit dem vorliegenden Referentenentwurf vom 15. Oktober 2018 Anpassungen in verschiedenen energiewirtschaftlichen Verordnungen. So sollen in der StromNEV konkretisierende Regelungen zur Berechnung und Umlage der Offshore-Netzkosten eingeführt werden. Daneben enthält der Verordnungsentwurf Änderungen der ARegV, wie etwa an der Regelung zu den Investitionsmaßnahmen.

Im Weiteren sind Anpassungen einzelner Vorschriften vorgesehen, die für die rechtssichere Praxis in der Energiewirtschaft sehr hilfreich sind, so beispielsweise die Klarstellung, dass der Anwendungsbereich des § 19 Abs. 3 StromNEV nicht die Niederspannung umfasst, ebenso wie die Transparenzregelung für Ladeeinrichtungen der Elektromobilität im Niederspannungsbereich. Schließlich sollen einzelne, redaktionelle Anpassungen, Klarstellungen und Folgeänderungen vorgenommen werden, die unter anderem aus dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende bzw. dem MsbG folgen, so in der NAV und der StromGVV.

Zu dem Referentenentwurf nimmt der BDEW wie folgt Stellung.

## 2. Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt die Klarstellung in Hinblick auf den Anwendungsbereich der Sonderentgeltregelung bei singular genutzten Betriebsmitteln. Die durch das BMWi geplanten Folgeänderungen in der NAV und der StromGVV erachtet der BDEW in Bezug auf die Einordnung des Messstellenbetriebs im Verhältnis zur Lieferung und zum Netzbetrieb ebenfalls als sinnvoll und notwendig. Der BDEW hatte bereits im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende entsprechende Klarstellungen hinsichtlich des Messstellenbetriebs in den Verordnungen angemahnt. Ebenso zu begrüßen ist die Etablierung einer Mitteilungs- und Zulassungspflicht für den Anschluss von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge gegenüber dem Netzbetreiber in der NAV.

In Hinblick auf die Konkretisierungen zur Berechnung und Umlage der Offshore Netzkosten in der StromNEV weist der BDEW darauf hin, dass sich die Investitionsbedingungen für Offshore-Anbindungsleitungen durch die methodischen Anpassungen beim Übergang in die Umlage erheblich verschlechtern. Ausdrücklich zu begrüßen ist zwar die Intention des BMWi, durch die Bestandsschutzregelungen in § 32b StromNEV diese Nachteile zumindest für einen Teil der Anlagen mit Fertigstellung bis zum 31. Dezember 2019 zu verhindern. Allerdings bedarf es noch weiterer Nachbesserungen hierzu im Referentenentwurf, um den Investoren auch dauerhaft einen verlässlichen Vertrauensschutz zu bieten, der durch weitere Verordnungsanpassungen in Zukunft nicht verletzt werden darf.

Abzulehnen und nicht nachvollziehbar sind auch die vorgesehenen Verschärfungen des Regulierungsrahmens in der ARegV, die teilweise rückwirkend Anwendung finden sollen. Das betrifft insbesondere die Verschlechterung der Rahmenbedingungen für die Gewährung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV. Es ist stark zu bezweifeln, dass die geplanten Änderungen tatsächlich zu der gewünschten Beschleunigung von mit Investitionsmaßnahmen gestützten Projekten führen. Vielmehr wird mit den Änderungen ein kontraproduktives Signal gesetzt.

Das Instrument der Investitionsmaßnahmen wurde vom Verordnungsgeber ursprünglich eingeführt, um einen zeitlich unmittelbaren Rückfluss für eine getätigte Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition sicherzustellen. Dies war erforderlich, um den aus dem Regulierungskonzept resultierenden Zeitversatz zwischen Investitionsausgabe und Vergütung der Ausgabe in den Netzentgelten von bis zu sieben Jahren zu vermeiden. Auf Basis dieses gesetzlichen Rahmens wurden im Laufe der letzten Jahre signifikante Investitionsentscheidungen getroffen. Nur beispielhaft zu nennen sind hier etwa die Umstellung der Markträume von L- auf H-Gas mit großer Bedeutung für die Versorgungssicherheit im Gasbereich oder der notwendige Ausbau des Übertragungsnetzes für den zunehmenden Transportbedarf Erneuerbarer Energien. Entsprechende Projekte sind aktuell mitten in der Umsetzungsphase bzw. stehen kurz vor Beginn der Baumaßnahmen.

Ein stabiler und nachhaltiger Regulierungsrahmen ist für die Umsetzung solcher Projekte zwingend erforderlich. Der BDEW fordert daher eine angemessene Berücksichtigung der im Folgenden dargelegten Bedenken und der in diesem Zusammenhang gemachten Änderungsvorschläge sowie eine angemessene Übergangsregelung, die den bereits im bestehenden Rechtsrahmen getätigten Investitionsentscheidungen ausreichend Rechnung trägt.

Die geplanten Änderungen des § 23 ARegV stellen in der jetzigen Fassung des Referentenentwurfs einen massiven Eingriff in den bestehenden Rechtsrahmen dar, insbesondere durch die Neuregelungen

- zur Antragstellung und zur Befristung der Genehmigungen,
- zur Differenzierung und deutlichen Absenkung von Betriebskostenpauschalen,
- zum unsachgerechten Abzug von aktivierten Eigenleistungen und
- zum vorgezogenen Auflösungsbeginn der Abzugsbeträge.

Die Änderungen stellen aber nicht nur eine Verschärfung der bisherigen Genehmigungspraxis dar. Dessen ungeachtet lassen sie auch einen erheblichen Interpretationsspielraum bzgl. der Umsetzung und der Auswirkungen der neuen Vorgaben zu und verursachen damit eine deutliche Planungs- und Rechtsunsicherheit bei den hiervon betroffenen Netzbetreibern. Dies wirkt sich durch die geplanten gesetzlichen Befristungen auch auf bereits genehmigte oder schon seit langem beantragte Investitionsmaßnahmen aus, deren Bescheidung durch die BNetzA – oft aus nicht nachvollziehbaren Gründen – noch aussteht. Dabei ist ein Eingriff des Verordnungsgebers mit Wirkung auf bereits getätigte Investitionsentscheidungen mit erheblichem monetären Volumen aufgrund der sehr langen Amortisationszeiträume und enormen Finanzierungsbedarfe äußerst kritisch zu bewerten. Im Vertrauen auf einen nachhaltig stabilen Regulierungsrahmen sind die Netzbetreiber finanzielle Verpflichtungen am Kapitalmarkt eingegangen, die letztlich zu einer Sicherstellung der zukünftigen Energieversorgung und einem Gelingen der Energiewende beitragen sollen. Keinesfalls dürfen sich die Anpassungen des § 23 ARegV auf bereits getroffene Investitionsentscheidungen auswirken.

### 3. Anmerkungen im Einzelnen

#### 3.1. Artikel 1 – Änderungen der StromNEV

##### 3.1.1. § 3a StromNEV (Nummer 3)

###### 3.1.1.1 Onshore-Anlagengüter - § 3a Abs. 1 Satz 2 StromNEV (neu)

Bei der Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen werden neben den Offshore-Anlagengütern (insb. Plattformen und Seekabeln), auch zugehörige Onshore-Anlagengüter verbaut, die zum Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen notwendig sind. Aus den Regelungen im Referentenentwurf wird nicht ersichtlich, ob auch die Onshore-Anlagengüter über die Offshore-Netzumlage refinanziert werden können. Aus Sicht des BDEW bedarf es daher dringend einer Klarstellung, dass die Netzkosten zur Errichtung und Betrieb dieser erforderlichen Onshore-Anlagengüter ebenfalls umlagefähig sind. Alternativ könnte der Begriff der Offshore-Anbindungsleitung im Verordnungstext genauer definiert werden.

Sollten die erforderlichen Onshore-Anlagengüter Bestandteil der Offshore-Netzumlage werden und gleichzeitig die kalkulatorische Abschreibungsdauer der Onshore-Anlagengüter an die bisherige kalkulatorische Abschreibungsdauer von Offshore-Anlagengütern (20 Jahre) angeglichen werden, was aus dem neu eingefügten § 32 Abs. 8 StromNEV (Artikel 1, Nummer 7) und der Anpassung in Anlage 1 (Artikel 1, Nummer 9) ableitbar wäre, **sollte dies in der Verordnung oder in der Begründung dieser Sachverhalt klargestellt werden.**

###### 3.1.1.2 Gewerbesteuer - § 3a Abs. 2 Satz 3 StromNEV (neu)

Im Referentenentwurf ist angedacht, dass abweichend von § 8 StromNEV eine tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer in Ansatz zu bringen ist, die dem Netzbereich nach Absatz 1 sachgerecht zugeordnet werden kann. Bei der Mehrzahl der betroffenen Netzbetreiber existieren steuerrechtliche Organschaften. Unklar bleibt dann, wie eine sachgerechte Zuordnung einer tatsächlichen Gewerbesteuer in der Regulierungspraxis erfolgen soll. Ohne Annahmen und umfangreiche Schlüssellösungen ist dies kaum möglich. Ein Beibehalten der kalkulatorischen Gewerbesteuer wäre daher bei diesen Gesellschaften zu bevorzugen, um Unklarheiten, Unsicherheiten und zusätzliche Bürokratie zu vermeiden. Zudem werden für die finale Fertigstellung des Gewerbesteuerbescheids mehrere Jahre benötigt. Regelmäßige Betriebsprüfungen führen noch Jahre später zu Steuerzahlungen zzgl. steuerlicher Zinsen. Die Zuordnung kann daher final erst mit einem mehrjährigen Zeitverzug erfolgen. Bei einer kalkulatorischen Bestimmung nach § 8 StromNEV wäre dies nicht der Fall.

**Demzufolge wäre Satz 3 mit einem entsprechenden Verweis auf § 8 StromNEV anzupassen.**

###### 3.1.1.3 Umlagefähige Netzkosten - § 3a Abs. 3 und Abs. 4 StromNEV (neu)

In den Absätzen 3 und 4 wird in Verbindung mit § 17f Abs. 4 EnWG geregelt, dass die zu erwartenden Kosten nachvollziehbar zu prognostizieren sind und dass Ausgaben aus den nach Absatz 1 ermittelten Netzkosten folgen.

**In der Begründung sollte diesbezüglich klargestellt werden**, dass diese Formulierungen sich ausschließlich auf die umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen und nicht auf die Entschädigungszahlungen, die ebenfalls Bestandteil des § 17f Abs. 4 EnWG sind, beziehen.

#### **3.1.1.4 Saldierung - § 3a Abs. 6 StromNEV (neu)**

In Absatz 6 wird die durchzuführende Saldierung, die bereits im § 17f Abs. 4 EnWG verankert ist, noch einmal näher spezifiziert. Unklar ist jedoch, welche Netzkosten „in einem Folgejahr noch nicht vorliegen“ könnten, da bereits im Absatz 2 auf die Gewinn- und Verlustrechnung abgestellt wird, die im Rahmen des Jahresabschlusses von einem Wirtschaftsprüfer testiert wird. Sollte mit der Formulierung auf den Gewerbesteuerbescheid abgezielt worden sein, der mehrere Jahre benötigen kann, dann würde ein Zeitverzug von mehreren Jahren – trotz einer möglichen Zwischenfinanzierung – eine klare wirtschaftliche Verschlechterung und mehr Unsicherheit bei den erforderlichen Offshore-Investitionen mit sich bringen (siehe nochmals die Ausführungen zu § 3a Abs. 2 Satz 3 StromNEV (neu)).

**Der BDEW lehnt diese Regelung daher ab.**

#### **3.1.1.5 Berücksichtigung des Jahres 2018 - § 3a Abs. 6 StromNEV (neu)**

Zudem wird in den Sätzen 4 und 5 des Absatzes 6 der Umgang mit dem Jahr 2018 geregelt. Dargelegt wird, dass die Kapitalkosten des Jahres 2018 weiterhin über die Erlösobergrenze bzw. über die Netzentgelte abgerechnet werden sollen. Im Gegensatz dazu sollen die tatsächlichen Betriebskosten mit den Einnahmen aus der Betriebskostenpauschale verrechnet und bei der Saldobildung über die Offshore-Netzumlage abgerechnet werden. Zum einen ist die Regelung in sich nicht konsistent, zum anderen werden dadurch Verbrauchergruppen (Netzkunden und Umlagekunden) unterschiedlich behandelt. Die Kapital- und Betriebskosten des Jahres 2018 wurden über die Erlösobergrenze 2018 bzw. die Netzentgelte vereinnahmt. Folglich sollte der Plan-Ist-Abgleich auch über die Erlösobergrenze bzw. die Netzentgelte erfolgen, so wie gesetzlich auch in der Anreizregulierung vorgesehen. Eine Verrechnung des Saldos über die Offshore-Netzumlage würde zu einer Ungleichbehandlung der Verbrauchergruppen führen.

**Eine Klarstellung wäre daher aus Sicht des BDEW erforderlich.**

#### **3.1.2. § 11 StromNEV (Nummer 4)**

Die Änderung ist aus Sicht des BDEW in der Intention nachvollziehbar, aber missverständlich formuliert, da die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen und vermiedene Netzentgelte auch in die Netzkosten und in die Netzentgelte eingehen. Missverständlich ist auch die neue Formulierung „die Erlöse der Kosten“ in Satz 2.

**Nachvollziehbarer wäre ggf. folgende Formulierung:**

**„die aus Netzentgelten erzielten Erlöse bzw. die zugrunde gelegten der Kosten nach Satz 1 Nr. 1...“** oder **„unter Berücksichtigung der Kosten...“**.

### 3.1.3. § 19 Abs. 3 StromNEV (Nummer 5)

Der BDEW begrüßt, dass mit der Anpassung des § 19 Abs. 3 StromNEV deutlich gemacht wird, dass der Anwendungsbereich des § 19 Abs. 3 StromNEV keine Betriebsmittel auf der Netzebene Niederspannung umfasst.

Mit der Einführung des § 19 Abs. 3 StromNEV wurde das Ziel verfolgt, mit der Gewährung eines Sonderentgelts einen netztechnisch wie wirtschaftlich nicht sinnvollen Direktleitungsbau zu vermeiden. Diese Zielsetzung drohte in jüngerer Vergangenheit infolge einer zu weiten Auslegung der Regelung verfehlt zu werden. Es erweist sich daher als wichtig, die Sonderentgeltregelung des § 19 Abs. 3 StromNEV auf verursachungsgerechte Anwendungsfälle zu begrenzen, in denen tatsächlich Direktleitungsbau vermieden wird. Der Sondertatbestand des § 19 Abs. 3 StromNEV ist auf in Einzelfällen besondere Netzsituationen ausgerichtet, die ausnahmsweise eine abweichende Berechnung der Netzentgelte begründen.

Aus den gleichen Erwägungen spricht sich der BDEW darüber hinaus dafür aus, die Anwendung des § 19 Abs. 3 StromNEV auch in der Umspannebene Mittel- zu Niederspannung auszuschließen, den Anwendungsbereich dieser Regelung also auf die Netzebenen Mittelspannung und höher zu beschränken.

#### **Dies ließe sich wie folgt in dem vorgelegten Änderungsvorschlag umsetzen:**

*„(3) Sofern ein Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene oberhalb der Umspannebene Mittel- zu Niederspannung von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt, ist zwischen dem Betreiber dieser Netz- oder Umspannebene und dem Netznutzer für diese singulär genutzten Betriebsmittel gesondert ein angemessenes Entgelt festzulegen. Das Entgelt orientiert sich an den individuell zurechenbaren Kosten der singulär genutzten Betriebsmittel dieser Netz- oder Umspannebene unter Beachtung der in § 4 dargelegten Grundsätze. Diese Kosten sind auf Verlangen des Netznutzers durch den Netzbetreiber nachzuweisen. Der Letztverbraucher ist bezüglich seines Entgelts im Übrigen so zu stellen, als sei er direkt an die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene angeschlossen.“*

Im Weiteren regt der BDEW zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten an, in einer Übergangsvorschrift (etwa in einem neuen Absatz 9 in § 32 StromNEV) zu regeln, dass ab Inkrafttreten der klarstellenden Änderung des § 19 Abs. 3 StromNEV auch bereits bestehende Netz-/Anschlussnutzungsverhältnisse hiervon erfasst werden.

#### **Eine entsprechende klarstellende Regelung könnte wie folgt lauten:**

*„Die Änderung in § 19 Abs. 3 tritt mit der Maßgabe in Kraft, dass sie auch auf alle bereits angeschlossenen Betriebsmittel Anwendung findet. Soweit ein Netzbetreiber und ein Anschlussnutzer eine Vereinbarung zur Berücksichtigung singulär genutzter Betriebsmittel abgeschlossen haben oder der Netzbetreiber eine entsprechende Bekanntmachung von Netzentgelten nach Maßgabe der bis zum [Tag der Verkündung der Verordnung] geltenden Fassung durchgeführt hat, treten die entsprechenden Regelungen zu Netzentgelten am 1. Januar 2019 außer Kraft, ohne dass es hierzu einer Kündigung/Vertragsanpassung bedarf.“*

### 3.1.4. § 30 Abs. 3 StromNEV (Nummer 6)

In § 30 Abs. 3 StromNEV (neu) ist vorgesehen, dass die Regulierungsbehörde für die Prüfung der jährlichen Betriebskosten von Offshore-Anbindungsleitungen im Sinne des §17f Abs. 1 Satz 3 EnWG, die von den Übertragungsnetzbetreibern geltend gemacht werden, einen Schwellenwert festlegen kann, bis zu dessen Erreichen kein Kostennachweis erforderlich ist. Dieser Schwellenwert kann unternehmensindividuell unterschiedlich hoch sein. Zumindest in der Begründung **muss klargestellt werden**, dass eine Festlegung der Höhe des Schwellenwertes technische Spezifikationen, wie beispielsweise die Komplexität der Offshore-Anbindungsleitung zu berücksichtigen hat. Eine alleinige Ableitung eines Schwellenwertes auf Basis des Verhältnisses der Betriebskosten zu den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ist nicht sachgerecht, da hierdurch weder die Entwicklungen der Anschaffungs- und Herstellungskosten bei zugrundeliegenden Übertragungskapazitäten noch Änderungen im Rahmen der zu realisierenden Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen im Zeitablauf berücksichtigt würden.

### 3.1.5. § 32b StromNEV (Nummer 8)

Für Offshore-Anbindungsleitungen, die bis zum 31. Dezember 2019 fertiggestellt und in Betrieb genommen werden, soll die Möglichkeit eingeräumt werden, die bestehende Systematik der ARegV in der jeweils geltenden Fassung weiter anzuwenden. Diese Regelung gibt den Investoren grundsätzlich die Möglichkeit, wirtschaftliche Nachteile aus einem nachträglichen Systemwechsel zu verhindern und ist daher aus Investorensicht ausdrücklich zu begrüßen.

Allerdings besteht das Risiko, dass die Methodik der ARegV in den kommenden Jahren erneut angepasst wird. In diesem Fall würden die Netzbetreiber, die diese Option gewählt haben, womöglich rückwirkend Nachteile erleiden, da bis zu diesem Zeitpunkt die Auflösungsbeträge nach § 23 Abs. 2a ARegV weiterhin kostenmindernd zur Anwendung kämen. Um den Vertrauensschutz für diese Anlagen wirkungsvoll und dauerhaft sicherzustellen, wäre es daher erforderlich, – statt der jeweils gültigen Fassung – den aktuellen Stand der ARegV in der Übergangsregelung zu verankern oder zumindest eine Sprechklausel in der Verordnung zu ergänzen, wonach eine Rückabwicklung des Abzugsbetrages ermöglicht wird, soweit die ARegV künftig erneut angepasst werden sollte.

Im Weiteren wird auf § 34 Abs. 13 und 14 ARegV (neu) verwiesen. Da Betriebskosten von Offshore-Anbindungsleitungen aber künftig nicht mehr auf Grundlage der ARegV bestimmt werden sollen, handelt es sich bei dem Verweis auf Absatz 13 wohl um einen redaktionellen Fehler.

**Der BDEW schlägt daher folgende Anpassung vor:**

„Abweichend von § 3a Absatz 1 werden, soweit § 34 Absatz 13 und 14 und 15 der Anreizregulierungsverordnung dies regelt, auf die Ermittlung des Kapitalkostenanteils der Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen ergänzend die Vorschriften der Anreizregulierungsverordnung in der jeweils geltenden Fassung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 20. Juni 2018 (BGBl. I S. 865) angewendet, sofern [...]“

## **3.2. Artikel 2 – Änderungen der ARegV**

### **3.2.1. § 4 Abs. 3 ARegV (Nummer 1)**

Bei der vorgeschlagenen Anpassung handelt es sich keineswegs nur um eine redaktionelle Änderung. Die Anpassung hat sowohl organisatorisch aber auch materiell deutliche Nachteile für die betroffenen Netzbetreiber zur Folge. Das bisherige Abstellen bei der Auflösung des Abzugsbetrages nach § 23 Abs. 2a ARegV auf die Kosten aus dem vorletzten Kalenderjahr hat für die Netzbetreiber organisatorische Vorteile, da zu diesem Zeitpunkt die Auflösungsbeiträge feststehen und auf eine nachträgliche Spitzabrechnung mit erneuter Anpassung der Erlösobergrenze verzichtet werden kann. Die bisherige Handhabung hat sich bewährt und unterscheidet sich nicht von der Mehrzahl der übrigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Positionen, bei denen die finalen Jahresabschlusswerte für die Anpassung der Erlösobergrenze zugrunde gelegt werden. Gleichzeitig konnten mit der bestehenden Regelung die Nachteile aus der Vorfinanzierung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gemindert werden.

**Der BDEW lehnt die Anpassung des § 4 ARegV daher ab.**

### **3.2.2. § 23 ARegV (Nummer 5)**

#### **3.2.2.1 Aufhebung der Nr. 5 in Absatz 1 Satz 2 sowie der Nr. 1 in Absatz 2b Satz 7**

Es bleibt offen, wie mit bereits gestellten Anträgen für den Zeitraum vor 2019 umzugehen ist, die noch nicht beschieden wurden.

**Hierzu wäre ggf. eine weitere Übergangsregelung in § 34 ARegV aufzunehmen.**

#### **3.2.2.2 Befristung von Investitionsmaßnahmen - § 23 Abs. 1 Satz 4 ARegV (neu)**

Mit der Befristung von Investitionsmaßnahmen bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der der Antrag gestellt wurde (Satz 4 neu), erfolgt eine Verschärfung der bisherigen Rechtslage. Bisher wurde bei der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen laut Leitfaden der BNetzA Bezug genommen auf das Ende derjenigen Regulierungsperiode, in der das Projekt abgeschlossen wird und die wesentlichen Szenariobedingungen eingetreten sind.

Der Referentenentwurf sieht eine komplette Neubeantragung aller Investitionsmaßnahmen vor, deren Genehmigungsdauer über eine Regulierungsperiode hinausgeht. Mit der allgemeinen Verkürzung der Befristung von Investitionsmaßnahmen möchte der Verordnungsgeber Anreize zum zügigen Abschluss beantragter Investitionsmaßnahmen schaffen und der BNetzA die Möglichkeit erneuter inhaltlicher Prüfungen bieten. Aus Sicht des BDEW führen diese gesetzlichen Anpassungen – entgegen der Intention des Verordnungsgebers – jedoch nicht zu wirksamen Anreizen für die Netzbetreiber, sondern zu Rechtsunsicherheiten durch erneute inhaltliche Prüfungen und einem systematischen Aufwuchs offener Genehmigungen. Zudem besteht die Gefahr einer Überregulierung und eines enormen Bürokratieaufbaus, der eher zu weiteren Verzögerungen im Ablauf führen wird.

Der aktuelle gesetzliche Rahmen bietet der BNetzA ausreichende Möglichkeiten, den Abschluss von Investitionsmaßnahmen zu unterstützen und zu beschleunigen. Bereits jetzt wer-

den Genehmigungen von Investitionsmaßnahmen nur in Ausnahmen über mehrere Regulierungsperioden erteilt. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass die Netzbetreiber oftmals aufgrund langer Genehmigungsprozesse, langwieriger Verhandlungen mit Grundstückseigentümern und Verzögerungen durch Gerichtsverfahren nur sehr begrenzten Einfluss auf die Dauer der Investitionsphase haben. Verlängerungen sind mit einem Änderungsantrag individuell zu beantragen und nur mit Zustimmung der BNetzA möglich. Die Beschlusskammer 4 der BNetzA sieht dabei grundsätzlich nur Teilbefristungen für einzelne Betriebsmittel der Investitionsmaßnahme vor, die bis zum Ende des Basisjahrs nicht oder nicht vollständig umgesetzt bzw. fertiggestellt werden konnten. Eine grundsätzliche Verkürzung der Befristung ist daher aus Sicht des BDEW nicht sinnvoll und faktisch auch nicht erforderlich.

**Daher sollten die hier vorgeschlagenen Regelungen zur Genehmigungsdauer entfallen und die bisherige Regelung beibehalten werden.**

### **3.2.2.3 Verlängerung/Staffelung von Investitionsmaßnahmen - § 23 Abs. 1 Satz 6 ARegV (neu)**

Die mit der Befristung einhergehende Möglichkeit, nach Ablauf des Genehmigungszeitraums erneut einen Antrag zu stellen, führt zu einem gestaffelten Genehmigungsverfahren. Eine solche zeitlich gestaffelte Antragstellung hat dabei im Vergleich zu dem bisherigen einstufigen Modell, wie bereits angedeutet, deutliche Folgewirkungen: steigende Planungsunsicherheit aufgrund zusätzlicher Beantragung, zunehmender administrativer Aufwand für Netzbetreiber und BNetzA, Berechnung des Abzugsbetrags gem. § 23 Abs. 2a ARegV.

Dies ist aus mehreren Gründen nicht nachvollziehbar und hat keinen erkennbaren Nutzen. Die laut Begründung des Verordnungsentwurfs verfolgte Beschleunigung des Netzausbaus dürfte sich aus Sicht des BDEW damit nicht erzielen lassen. In Erinnerung zu rufen ist in diesem Zusammenhang auch die aktuelle Regelung des § 23 Abs. 3 Satz 7 ARegV, mit der der Verordnungsgeber mit Blick auf die Gewährung der Planungssicherheit für die Netzbetreiber sowie die Begrenzung des administrativen Aufwands für Netzbetreiber und Regulierungsbehörde gerade vorgesehen hat, dass der Investitionsmaßnahmenantrag für mehrere Perioden gestellt werden kann. Die BNetzA sieht in ihrem Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (2017) zudem vor, dass Netzbetreiber bei wesentlichen Veränderungen für die bestehenden Maßnahmen sog. Änderungsanträge stellen können. Dieses Instrument stellt heute schon sicher, dass eine entsprechende Überprüfung und Neubescheidung der Maßnahmen durch die Regulierungsbehörde erfolgt, ohne jedoch die Planungssicherheit für die Netzbetreiber grundsätzlich auszuhebeln.

Außerdem könnte die Wiederholung der Genehmigung einer kausalzusammenhängenden Investitionsmaßnahme zu nicht sachgerechten Ergebnissen bei der Ermittlung des Abzugsbetrags gem. § 23 Abs. 2a ARegV führen. Ursprünglich war mit dieser Regelung beabsichtigt, eine sogenannte „Doppelvereinnahmung“ von Kapital- und Betriebskosten am Ende der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme zu vermeiden. Aufgrund der jetzt eingeführten Wiederholung bestünde das Risiko einer nicht sachgerechten „Mehrfachabschöpfung“ im Zeitablauf einer Projektumsetzung. Da der Abzugsbetrag sich immer auf die letzten drei Jahresrechnungen der Genehmigungsdauer bezieht, der neue Mechanismus aber stets nur eine

Regulierungsperiode umfasst, könnten statt der bislang drei Jahre, künftig zumindest bei länger laufenden Projekten sechs Jahre oder mehr abgeschöpft werden. Dies würde dem ursprünglich verfolgten Zweck des Instruments der Investitionsmaßnahmen, Investitionshemmnisse zu beseitigen und stattdessen Anreize für Investitionen zu schaffen, deutlich widersprechen. Zudem wäre wiederum die vollständige Rückvergütung der Kapital- und Betriebskosten und Amortisation der Investition nicht gewährleistet. Es muss ausgeschlossen sein, dass es zu einer mehrfachen Abschöpfung kommt.

**Daher sollte die in dem Referentenentwurf vorgesehene Mehrstufigkeit bei der Beantragung von Investitionsmaßnahmen entfallen und die bisherige Regelung zur Genehmigungsdauer (s.o.) beibehalten werden.**

Im Übrigen würde eine Bezugnahme in dem neuen Satz 6 auf den „*Ablauf des Genehmigungszeitraums*“ dazu führen, dass für Maßnahmen, die nach dem Basisjahr, aber vor Ablauf der Genehmigungsdauer abgeschlossen werden, kein erneuter Antrag gestellt werden kann. Damit führt die vorliegende Formulierung faktisch zu einer Konterkarierung des ursprünglichen Sinn und Zwecks des Instruments der Investitionsmaßnahmen.

Beispielsweise wäre bei einer Investitionsmaßnahme, die mit einer Genehmigungsdauer bis 2022 (Gas) bzw. 2023 (Strom) beschieden ist und aufgrund technischer Erfordernisse oder zur Gewährung der Versorgungssicherheit erst nach dem Basisjahr 2020 bzw. 2021 abgeschlossen werden kann, die im Referentenentwurf vorgesehene Nachbeantragung nicht möglich. Die Maßnahme wäre jedoch im zurückliegenden Basisjahr 2020 höchstens anteilig in der Kostenbasis enthalten. Der berücksichtigte Kostenanteil der Kapitalkosten wird entsprechend gering sein, da die kalkulatorische Abschreibung erst mit der Inbetriebnahme einsetzt. Folglich würde ab Beginn der nächsten Regulierungsperiode ab 2023 (Gas) bzw. 2024 (Strom) nur ein Teil des Assets vergütet. Für die nach dem Basisjahr getätigten Investitionen würde demnach erst in der darauffolgenden Regulierungsperiode (ab 2028 bzw. 2029) ein Rückfluss über die Erlösobergrenze erfolgen und damit ein neu geschaffener Zeitverzug von bis zu sieben Jahren in der ARegV implementiert. Ferner würde in der Zeit bis zum darauffolgenden Basisjahr der in die Verzinsungsbasis einfließende Anlagenwert durch planmäßige Abschreibungen von fünf Kalenderjahren verringert. Als Resultat der neuen Regelung würden fünf Jahresscheiben der durch die beschriebene Maßnahme generierten Kapital- und Betriebskosten überhaupt nicht vergütet. Somit wäre die durch den Regulierungsrahmen zu gewährende vollständige Rückvergütung der mit einer Investition verbundenen Kosten nicht gewährleistet. Insbesondere könnte das Unternehmen nicht einmal die getätigten Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) zurückverdienen, sodass sich die Investition niemals vollständig amortisieren würde. Eine solche Investition würde kein Unternehmen in einem wettbewerblichen Umfeld tätigen. Dieser Effekt würde sich in jeglicher Regulierungsperiode wiederholen.

Hilfsweise wäre daher **zumindest eine andere Formulierung erforderlich. Satz 6 müsste demnach wie folgt lauten:**

„Sofern eine Investitionsmaßnahme nach Ablauf des Genehmigungszeitraums **Basisjahres** noch nicht abgeschlossen ist, kann der Netzbetreiber für die noch nicht im Basisjahr aktivierten abschreibungsfähigen Anlagen der Investitionsmaßnahme erneut einen Antrag stellen, der gesondert zu bescheiden ist.“

### 3.2.2.4 Kürzung der Betriebskostenpauschale - § 23 Abs. 1a ARegV (neu)

Erhebliche Nachteile ergeben sich aus dem neu eingefügten Absatz 1a.

Das betrifft zum einen die Regelung in Satz 1, dass erst ab dem Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme sämtlicher Anlagegüter Betriebskosten geltend gemacht werden können. Dies würde insbesondere bei komplexen Investitionsvorhaben, welche sich aus mehreren Anlagegütern zusammensetzen, dazu führen, dass für bereits in Betrieb befindliche Anlagegüter gar keine Betriebskosten geltend gemacht werden könnten, da noch nicht sämtliche Anlagegüter in Betrieb genommen wurden. Auch beispielsweise bei notwendigen Nacharbeiten oder dem Bauablauf geschuldeten geringfügigen Anpassungen nach dem maßgebenden Basisjahr und nach dem Zugang der meisten Anlagen als Fertiganlagen könnte für den größten Teil der Fertiganlagen der Investitionsmaßnahme keine Betriebskostenpauschale in Höhe von 0,8 Prozent vereinnahmt werden. Die vollständige Inbetriebnahme aller Anlagengüter ist nicht der richtige Anknüpfungspunkt. Eine Unterscheidung zwischen Anlagen im Bau und Fertiganlagen wäre sachlich eher herleitbar und mithilfe der bestehenden Möglichkeiten der Anlagenbuchhaltung erfassbar. Doch auch dann wäre die derzeitige Höhe der Betriebskostenpauschale von 0,8 Prozent – sowohl für Anlagen im Bau als auch für Fertiganlagen – die Untergrenze einer sachgerechten und kostendeckenden Pauschale.

Mit der Regelung, dass von den 0,8 Prozent der projektspezifische Ersatzanteil nach Absatz 2b abzuziehen sei (ebenfalls in Satz 1), würde überdies die Bemessungsbasis der Betriebskostenpauschale deutlich reduziert. Leider werden in der Verordnungsbegründung keine Gründe angeführt, die diesen Einschnitt rechtfertigen würden. Die BNetzA stellt in ihrem aktuellen Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (2017) auf Seite 14 fest: „Die Betriebskostenpauschale wird unabhängig von der gewählten Vorgehensweise und ohne Abzug eines Ersatzanteils auf Basis der ansetzbaren bzw. tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) bestimmt.“ Die Betriebskostenpauschale fällt somit für alle neu zu errichtenden Betriebsmittel an und ist damit auf die gesamten AHK anzuwenden. Gerade für in der Vergangenheit genehmigte und auf Basis des bisher gültigen Rechtsrahmens geplante Investitionsmaßnahmen stellt eine derartige Kürzung der Bemessungsbasis der Betriebskostenpauschale eine Verletzung des Vertrauensschutzes dar.

**Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW vor, die bestehenden Regelungen zur Betriebskostenpauschale unverändert beizubehalten.**

**Hilfsweise wäre der Wortlaut in Satz 1 des neuen Absatzes 1a zumindest wie folgt zu ändern:**

„Soweit die Bundesnetzagentur nicht gemäß § 32 Absatz 1 Nummer 8a etwas Abweichendes festgelegt hat, können ab dem Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme **sämtlicher Anlagegüter des jeweiligen Anlagengutes [...]**, als Betriebskosten für die

Anlagegüter, die Gegenstand der Investitionsmaßnahme sind, jährlich pauschal 0,8 Prozent der für die Investitionsmaßnahme ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten, abzüglich des projektspezifischen Ersatzanteils nach Absatz 2b, geltend gemacht werden.“

Eine entsprechende Änderung müsste ebenfalls in der Übergangsregelung des § 34 Abs. 13 ARegV (neu) vorgenommen werden.

Im Weiteren sieht der Verordnungsentwurf in Satz 2 vor, dass bis zur Inbetriebnahme eine Pauschale durch die BNetzA erst noch festgelegt werden soll. Entsprechend § 34 Abs. 13 ARegV (neu) kann bis dahin übergangsweise eine Pauschale von 0,2 Prozent geltend gemacht werden. Die Begründungen des BMWi hierzu überzeugen jedoch nicht. Dem BDEW ist nicht bekannt, worauf die Erkenntnis fußt, dass die bislang gültige Betriebskostenpauschale in Höhe von 0,8 Prozent der AHK nicht den „tatsächlichen Gegebenheiten“ entspreche und zu Fehlallokationen führe. Für die Annahmen des BMWi und die daraus resultierenden Anpassungen liegen keine belastbaren Daten und Zahlen vor. Der im Verordnungsentwurf gewählte Wert von 0,2 Prozent erscheint willkürlich gewählt und hat gravierende Auswirkungen auf die Netzbetreiber. Soweit angenommen wird, dass die Betriebskosten bis zur Inbetriebnahme allenfalls in geringerem Umfang anfielen und ggf. auch erstattet oder aktiviert werden könnten, trifft dies nicht in jedem Fall zu. So ist keineswegs auszuschließen, dass die Betriebskosten auch gerade in der Errichtungsphase höher ausfallen können. Zwar könnte die BNetzA auch diesen Effekt mit einer gesonderten Pauschale mit einer Festlegung abbilden. Es bestehen aber Zweifel, dass dies bei der Erwartungshaltung des Ordnungsgebers, dass hier (wenn überhaupt) nur geringere Pauschalen festgelegt werden sollten, auch geschieht.

**Die Höhe der Betriebskostenpauschale bis zur Inbetriebnahme muss verlässlich und eindeutig bestimmbar sein sowie auf belastbaren Zahlen und Daten basieren.**

### **3.2.2.5 Berücksichtigung von Eigenleistungen - § 23 Abs. 2c ARegV (neu)**

Der neu eingefügte Absatz 2c widerspricht dem Sinn und Zweck des § 23 ARegV, ist betriebswirtschaftlich falsch sowie handelsrechtlich nicht zulässig.

Der Mechanismus einer Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV soll den Zeitverzug heilen, der bei einer Berücksichtigung von Investitionen allein über das Basisjahr bestünde. Dies ist in den bisherigen Regelungen zur Genehmigungsdauer abgebildet, indem die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen regelmäßig bis zum Ende derjenigen Regulierungsperiode befristet ist, in der die Investitionskosten in den Kostenblock des Basisjahres eingehen. Schon deshalb ist ausgeschlossen, dass Eigenleistungen für eine Investitionsmaßnahme bereits während der Laufzeit der Genehmigung im Kostenblock des Netzbetreibers abgebildet sind.

Da die gesamten aktivierten Eigenleistungen im Basisjahr als kostenmindernder Erlös von der Kostenbasis in Abzug gebracht werden, würde ein nochmaliger Abzug der aktivierten Eigenleistungen von den AHK einer Investitionsmaßnahme zu einer erheblichen Benachteiligung

gung der Netzbetreiber führen. Ein Ingenieur beispielsweise, welcher im Basisjahr für eine Investitionsmaßnahme tätig ist und zukünftig für weitere Investitionsmaßnahmen arbeitet, würde somit doppelt in Abzug gebracht.

Eine derartige Regelung würde zudem zu einer Ungleichbehandlung der Netzbetreiber führen, die selbst Anlagen erstellen, im Vergleich zu denjenigen, die dies vollständig durch Dritte durchführen lassen. Letztere könnten die entstehenden Kosten vollumfänglich geltend machen, während erstere einen Abzug der Eigenleistungen hinnehmen müssten. Eine derartige Regelung würde damit einen unverhältnismäßigen Eingriff in die unternehmerische Entscheidungsfreiheit bedeuten. Sollte die vorgesehene Regelung umgesetzt werden, müssten die Netzbetreiber zur Vermeidung einer erheblichen Kostenunterdeckung die bestehende Projektumsetzung durch eigenes Personal beenden und stattdessen sämtliche zuvor selbst erbrachte Leistungen durch Fremdfirmen erbringen lassen. Eine Substitution von Eigenleistung mit teureren Fremdleistungen kann einer kostenorientierten Umsetzung der Energiewende nicht dienlich sein. Allein durch die hierfür notwendigen Ausschreibungen und die Knappheit von in Frage kommenden geeigneten Dienstleistern würden zu erheblichen Verzögerungen bei der Projektrealisierung führen. Die angedachte Änderung führt damit gerade nicht zu der intendierten beschleunigten Umsetzung der Netzausbauvorhaben.

Abgesehen davon würde eine solche Vorschrift auch einen Bruch der Abbildung der handelsrechtlichen Vorgaben in der regulatorischen Buchführung bedeuten. Aktivierte Eigenleistungen sind grundsätzlich erforderlich, um den zu erstellenden Vermögensgegenstand in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Sie sind demnach auch nach den in Deutschland geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) Bestandteil der handelsrechtlichen AHK (vgl. § 255 HGB). Die Basis für die Ermittlung der Kapitalkosten bildet das handelsrechtliche Anlagevermögen. Insofern besteht eine Aktivierungspflicht. Mit dem Abzug aktivierter Eigenleistungen von den kalkulatorischen AHK wäre eine fundamentale Abkehr von den handelsrechtlichen Grundsätzen und der bisherigen Bilanzierungs- und Regulierungspraxis geschaffen. Eine Neudefinition der ansatzfähigen AHK würde eine regulatorische Schattenbuchhaltung erforderlich machen.

Es fehlt auch an einer plausiblen Begründung im Referentenentwurf für diese Neuregelung. Soweit die Begründung des Referentenentwurfes zur vorgesehenen Neufestlegung von Betriebskosten für die Zeit vor der Inbetriebnahme darauf verweist (S. 21), dass die Netzbetreiber die Möglichkeit hätten, „Betriebskosten im Zeitpunkt der Inbetriebnahme zu aktivieren“, so widerspricht das zudem der geplanten Vorschrift im neu eingefügten Absatz 2c. Außerdem liegt dem ein offensichtlich falsches Verständnis der aktivierungsfähigen AHK gemäß § 255 HGB zugrunde. Aktivierungsfähig sind in keinem Fall „Betriebskosten“, also Kosten, die im Zusammenhang mit der Nutzung des geschaffenen Anlagengutes stehen, sondern ausschließlich Kosten die durch die Herstellung bzw. Errichtung der betreffenden Anlagen anfallen (z.B. Kosten für Planungsleistungen, Genehmigungsverfahren). Insofern kann es schon deshalb zu keiner „Doppelerstattung“ von Betriebskosten kommen.

Die aktivierten Eigenleistungen umfassen gem. § 255 Abs. 2 HGB Material- und Personalaufwand die zur Errichtung des Anlagenvermögens notwendig sind. Eine Aktivierung beispielsweise von „Betriebsaufwand“, wie es an anderer Stelle auch in der Begründung heißt, kommt

daher nicht in Betracht. Hierbei handelt es sich handelsrechtlich eindeutig um nicht aktivierungsfähigen Aufwand der Periode. Die Refinanzierung der aktivierten Eigenleistung kann somit auch nur für die sich aus den AHK ergebenden Kapitalkosten über die Nutzungsdauer mit Ansatz in der Erlösobergrenze erfolgen.

Der Abzug der aktivierten Eigenleistungen von den AHK der Investitionsmaßnahmen führt somit zu einer Refinanzierungslücke bei aktivierungspflichtigen Material- und Personalkosten und dies insbesondere beim energiewendebedingten Personalaufbau. Die Kürzung der AHK um die aktivierten Eigenleistungen würde mithin einen doppelten Abzug der aktivierten Eigenleistungen bedeuten. Denn die im Basisjahr erfassten aktivierten Eigenleistungen inkl. dem Anteil der Investitionsmaßnahmen werden in der Erlösobergrenze kostenmindernd (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromNEV) angesetzt.

Im Ergebnis des im vorliegenden Referentenentwurfes eingefügten Absatzes 2c würden die Aufwendungen für Material und das eigene Personal zur Umsetzung von Investitionsmaßnahmen weder über die Erlösobergrenze als Aufwand noch als Kapitalkosten der aktivierten Anschaffungskosten der Investitionsmaßnahme refinanziert. Dies widerspricht schließlich auch den Kalkulationsvorgaben der StromNEV, bei denen Anschaffungskosten beziehungsweise fortgeführte Anschaffungskosten ohne Abzug die Grundlage für die Kapitalkostenermittlung (§ 6, 7 StromNEV) bilden.

**Der neu eingefügte Absatz 2c ist deshalb ersatzlos zu streichen.**

### **3.2.3. § 32 ARegV (Nummer 7)**

Neben der o.g. Problematik der Befristung zukünftiger und auch bereits bestehender Anträge auf Gewährung einer Investitionsmaßnahme wird durch den Verordnungsentwurf zusätzlich Interpretationsspielraum hinsichtlich der rückwirkenden Geltung insbesondere der neu eingeführten Betriebskostenpauschale vor Inbetriebnahme gem. § 32 Abs. 1 Nr. 8c ARegV (neu) geschaffen. Hier heißt es im letzten Halbsatz, dass eine Festlegung auch rückwirkend erfolgen könne. Klarstellend sollte diese Rückwirkung auf das Inkrafttreten der hier vorliegenden Verwaltungsänderung begrenzt werden, um nicht zusätzliche Unsicherheiten bezüglich bereits vereinnahmter Investitionsmaßnahmenrückflüsse durch einen völlig unbestimmten Rückwirkungszeitraum zu erzeugen.

**Die Neuregelung in § 32 Abs. 1 Nr. 8c) sollte daher wie folgt lauten:**

„8c. zur Höhe der Betriebskostenpauschale nach § 23 Abs. 1a Satz 2, wobei die tatsächliche Höhe der für die genehmigte Investitionsmaßnahme notwendigen Betriebskosten angemessen zu berücksichtigen ist; die Festlegung kann auch rückwirkend bis zum [Inkrafttreten der Verordnung] Anwendung finden.“

### **3.2.4. § 33 ARegV (Nummer 8)**

Aus Sicht des BDEW sollte bereits in dem Verordnungstext (Absatz 7a) festgehalten und die **Formulierung entsprechend angepasst** werden, dass bei der Evaluierung und Erstellung des Endberichts „die betroffenen Wirtschaftskreise zu beteiligen“ sind.

Der BDEW fordert außerdem eine offenerere als die in dem Entwurf verwendete Formulierung „..., ob diese Kosten durch die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen beeinflussbar sind“, der bereits eine ungewollte Vermutung innewohnt. Das Ergebnis des Berichts darf hiermit nicht vorweggenommen werden.

Überdies stellt sich die Frage, ob eine Regelung zur Evaluierung angesichts der derzeit im Umlauf befindlichen Hinweise auf eine Änderung der Regeln zum Einspeisemanagement und Redispatch verfrüht ist. Sie könnte erforderlichenfalls auch im dortigen Zusammenhang vorgenommen werden.

### **3.2.5. § 34 ARegV (Nummer 9)**

#### **3.2.5.1 Personalzusatzkosten - § 34 Abs. 11 ARegV (neu)**

Der BDEW sieht die rückwirkende Anpassung des Regulierungsrahmens durch den neuen Absatz 11 kritisch. Mit der ARegV-Novelle im Jahr 2016 konnten die Personalzusatzkosten aus Sicht vieler Unternehmen bereits ab 2017 mit dem neuen Stichtag angesetzt werden. Mit der nun erfolgenden „Klarstellung“ wird dies für die zweite Regulierungsperiode rückwirkend verhindert. Der BDEW spricht sich daher ausdrücklich gegen diese Regelung aus.

Ist – in Anlehnung an die Begründung des Verordnungstextes, die von einer Klarstellung in Ausnahmefällen spricht – eine solche Rückwirkung womöglich gar nicht gewollt, könnten **entsprechende Ergänzungen in Absatz 11** für Klarheit sorgen:

„Wird die Erlösobergrenze für ein Kalenderjahr der zweiten Regulierungsperiode erst ab dem 17. September 2016 durch die **Regulierungsbehörde** bestimmt oder angepasst, so bleiben § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 9 und 24 Absatz 2 Satz 3 jeweils in der bis zum 17. September 2016 geltenden Fassung anwendbar. **Die Möglichkeit von Anpassungen durch den Netzbetreiber gemäß § 4 Absatz 3 nach dem 17. September 2016 bleibt davon unberührt.**“

#### **3.2.5.2 Anwendungsbereich § 23 ARegV (Investitionsmaßnahmen) - § 34 Abs. 12 ARegV (neu)**

Die Sätze 1 und 2 in dem neuen Absatz 12 sehen eine Übergangsregelung vor, die den sachlichen und zeitlichen Anwendungsbereich von § 23 Abs. 1 Satz 3 und 4 ARegV (neu) regelt. Der BDEW geht dabei davon aus, dass es sich hierbei um ein redaktionelles Versehen handelt und vielmehr die Sätze 4 und 5 des § 23 Abs. 1 ARegV (neu) gemeint sind.

Die Konkretisierung des sachlichen und zeitlichen Geltungsbereichs der Neuregelungen der ARegV mittels Übergangsregelungen ist angesichts des massiven Eingriffs in den bestehenden Rechtsrahmen für die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen aus Sicht des BDEW sinnvoll und notwendig. Allerdings greift die konkrete Ausgestaltung zu kurz und daher in ungerechtfertigter Weise in Rechtspositionen und schutzwürdige Interessen der Netzbetreiber ein.

Die Befristung von über die dritte Regulierungsperiode hinaus bereits genehmigten Investitionsmaßnahmen bis zum Ablauf der dritten Regulierungsperiode in Absatz 12 Satz 2 stellt

nachträglich eine Verschlechterung der bis dahin verlässlichen Kalkulationsgrundlage und damit der wirtschaftlichen Situation der Antragsteller und schließlich auch einen unzulässigen Eingriff in bestehende Rechtsverhältnisse dar. Die Netzbetreiber haben ein schutzwürdiges Interesse an einem stabilen regulatorischen Rechtsrahmen. Die geplante Übergangsregelung verkennt dies und verstößt damit schließlich gegen den verfassungsrechtlich verankerten Vertrauensschutz.

Die Schutzwürdigkeit des vorgenannten Interesses gründet darauf, dass die Kalkulationsgrundlagen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen sowie damit verbundene kommerzielle Risiken im bestehenden Rechtsrahmen nicht erst bei Genehmigung, sondern bereits zum Zeitpunkt der Beantragung einer Investitionsmaßnahme vorhersehbar und sicher sein müssen. Die Entscheidung über diese Investitionen fallen im Lichte gesetzlicher oder verordnungsrechtlicher Investitionspflichten in aller Regel lange vor der Genehmigung entsprechender Investitionsmaßnahmen. So konkretisieren sich Investitionspflichten beispielsweise der Gasnetzbetreiber, etwa aus § 39 GasNZV (ggf. in Verbindung mit § 15a EnWG), § 15a EnWG oder den Regelungen zur Umsetzung von Projekten für neu zu schaffende Kapazität gemäß der europarechtlichen Verordnung (EU) 459/2017 zeitlich vorgelagert zu einer konkreten Genehmigung von Investitionsmaßnahmen. Investitionsentscheidungen, die auf Eigeninitiative von Netzbetreibern beruhen, sind im gegenwärtigen Regulierungsrahmen hingegen die Ausnahme. Aber auch sie haben mit den vorgenannten gesetzlich motivierten Investitionsentscheidungen gemein, dass sie zeitlich erheblich vor der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen getroffen werden.

Auch die lange Dauer öffentlich-rechtlicher Genehmigungsverfahren für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen führt in der Praxis dazu, dass Netzbetreiber mit der Planung und Realisierung von Investitionsmaßnahmen zeitlich weit vor der Genehmigung ihrer Anträge beginnen müssen. Warteten die Netzbetreiber künftig stets die Genehmigung beantragter Investitionsmaßnahmen ab, weil die Beantragung einer Investitionsmaßnahme für sich genommen keine Investitionssicherheit generiert, würde sich die Realisierung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen vorhersehbar verzögern. Anders als im gegenwärtigen rechtlichen Regulierungsrahmen würde künftig alleine eine bestandskräftige Investitionsmaßnahmenentscheidung ein Mindestmaß an Investitionssicherheit generieren. Der Zeitraum zwischen Antragstellung und Genehmigung für Anträge nach § 23 Abs. 3 ARegV liegt derzeit zu meist bei mehreren Jahren. Die ARegV normiert auch keine Frist, innerhalb derer die BNetzA einen Antrag bescheiden muss. Die langen Verzögerungen in der Genehmigungspraxis der BNetzA wären bei einem stabilen rechtlichen Rahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen noch rechtlich hinnehmbar. Verschlechtert sich jedoch die Rechtsposition innerhalb dieser Zeit durch etwaige Neuregelungen, wie jetzt geplant durch § 34 Abs. 12 ARegV (neu), ist dies nicht hinnehmbar.

Wenig hilfreich ist in diesem Zusammenhang im Übrigen die vorgesehene Regelung in Absatz 12 Satz 3, wonach für solche Investitionsmaßnahmen, die nach der dritten Regulierungsperiode noch nicht abgeschlossen sind, ein neuer Antrag nach § 23 Abs. 3 ARegV zu stellen wäre, da, wie bereits aufgezeigt, sich die Rahmenbedingungen damit ebenfalls verschlechtern würden.

### **Der BDEW fordert daher die Streichung von Satz 2 und 3 in Absatz 12.**

Aus den oben genannten Gründen sollte die Neuregelung in Satz 1 nur auf solche Investitionsmaßnahmen Anwendung finden, die nach dem Inkrafttreten der Verordnung – nicht genehmigt – sondern beantragt werden. Darüber hinaus müsste sich die vorgeschlagene Änderung der Übergangsregelung auch auf den Abzug des Ersatzanteils auf die Betriebskostenpauschale (23 Abs. 1a ARegV (neu)) und die Kürzung der ansetzbaren AHK um aktivierte Eigenleistungen (23 Abs. 2c ARegV (neu)) beziehen. Hierbei müsste also ebenso hervorkommen, dass diese Regelungen nur für ab Inkrafttreten erst zu beantragende Investitionsmaßnahmen gilt und nicht für bereits laufende Investitionsmaßnahmen gelten kann, da hierin ebenfalls eine unzulässige Rückwirkung läge.

### **Dazu müsste in § 34 Abs. 12 Satz 1 ARegV wie folgt geändert werden:**

„§ 23 Absatz 1 Satz 3 und 4 und 5, Absatz 1a und Absatz 2c gilt gelten nur für Investitionsmaßnahmen, die nach dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens der Verordnung] genehmigt beantragt werden.“

#### **3.2.5.3 Betriebskostenpauschale (Investitionsmaßnahmen) - § 34 Abs. 13 ARegV (neu)**

Wie bereits angedeutet, ist völlig unklar, woraus sich der Pauschalwert von 0,2 Prozent in Absatz 13 Satz 1 für Betriebskosten ab Genehmigung der Investitionsmaßnahme bis zum Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme sämtlicher Anlagegüter ergibt bzw. wie dieser vom Ordnungsgeber hergeleitet wurde. Laut Verordnungsbegründung soll auch der geringere Wert der Beschleunigung bei der Umsetzung der Investitionsmaßnahmen dienen. Außer Acht lässt das BMWi dabei, dass auch externe, durch die Netzbetreiber nicht zu beeinflussende Faktoren Verzögerungen bei der Fertigstellung verursachen können.

Nach Absatz 13 Satz 2 soll der pauschale Wert für die Betriebskosten ab Genehmigung der Investitionsmaßnahme bis zum Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme sämtlicher Anlagegüter durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 8c ARegV (neu) auch rückwirkend angepasst werden können. Wie oben bereits ausgeführt, ist auszuschließen, dass auch eine nachträgliche Absenkung vorgenommen werden könnte, da dies zu Unsicherheiten und zur Unzuverlässigkeit der Kalkulationsgrundlagen führen würde. Es bestünde keine verlässliche Planungsgrundlage für die Antragsteller, wenn die Kriterien zur Ermittlung von Betriebskosten vor Inbetriebnahme damit letztlich völlig offenblieben.

#### **3.2.5.4 Offshore-Anbindungsleitungen - § 34 Abs. 15 ARegV (neu)**

In Satz 1 wird auf Absatz 13 verwiesen. Es handelt sich hier womöglich um einen redaktionellen Fehler; ein Verweis auf Absatz 14 liegt inhaltlich näher.

#### **3.2.6. Anlage 2a (zu § 6)**

Gemäß der vorgeschlagenen Änderung soll die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer eines Jahres der Regulierungsperiode nach § 8 Strom-/GasNEV und künftig den Num-

mern 2 – satt wie bisher 5 – bis 9 unter Verwendung des Gewerbesteuerhebesatzes des Ausgangsniveaus im Basisjahr erfolgen. Diese Änderung sollte sich jedoch nicht auf noch laufende Verfahren auswirken dürfen und dort zu neuen Ergebnissen führen.

### **3.3. Artikel 3 – Änderungen der NAV**

#### **§ 19 NAV (Artikel 3 Nummer 2)**

Der BDEW begrüßt die Änderung des § 19 Abs. 2 NAV ausdrücklich. Vor dem Hintergrund des politisch gewünschten Markthochlaufs der Elektromobilität ist es wichtig, dass jetzt die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Netzintegration der Ladeeinrichtungen gesetzt werden. Die Schaffung von Transparenz ist ein Schritt in die richtige Richtung. Die Kenntnis des Netzbetreibers von Ladeeinrichtungen für Elektromobile schafft die Basis für eine bedarfsgerechte Netzentwicklung. Allerdings erscheint eine niedrigere Summen-Bemessungsleistung nach den aktuellen Erkenntnissen zielführender. Nach aktuellen Schätzungen sind mehr als die Hälfte der Ladeeinrichtungen im Privatbereich mit einer Ladeeinrichtung mit 11 kVA versehen. Es steht zudem zu befürchten, dass zukünftig bevorzugt Ladeeinrichtungen mit 11 kVA, also unterhalb der Zustimmungspflicht eingebaut werden. Dieser Entwicklung könnte mit dem Einbezug der 11 kVA-Ladeeinrichtungen in das Zustimmungserfordernis Rechnung getragen werden, so dass ein geordnetes Netzanschlussverfahren für diese neuen Lasten möglich ist.

Zudem sollte mit Blick auf die leistungsrechte Auslegung des örtlichen Verteilnetzes bereits jetzt ein weiterer Schritt hin zu einer intelligenten Netzsteuerung und effizienten Netzintegration unternommen werden. Wie schon in der Verordnungsbegründung angesprochen, werden weitere Maßnahmen erforderlich, um eine sich ändernde Struktur der Stromnachfrage kosteneffizient und versorgungszuverlässig in die Niederspannungsnetze zu integrieren. Ein dies vorbereitender Zwischenschritt sollte bereits jetzt bei der Anpassung der NAV erfolgen, nämlich die grundsätzliche Verankerung der Steuerbarkeit der Ladeeinrichtung.

Zur Gewährleistung der Netzstabilität ist es erforderlich, die technische Grundlage für die vertragliche Umsetzung der Möglichkeit der Steuerung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge zu schaffen. Durch ein Lademanagement und eine übergeordnete Steuerung von Ladeeinrichtungen in einem Netzbereich können die Kosten für die erforderlichen zusätzlichen Netzkapazitäten ohne Nachteile für die Kunden auf ein effizientes Maß begrenzt werden.

Zur Durchsetzung der technischen Erfordernisse an ein flächendeckendes System von Ladeeinrichtungen ist daher eine verordnungsrechtliche Verpflichtung zur Vorhaltung von Steueranlagen erforderlich.

Die Steuerbarkeit ermöglicht die stufenweise Bedarfsanpassung nach oben wie nach unten (z.B. in 10-Prozent-Schritten). So wird der Weg zum bivalenten Laden von Elektrofahrzeugen energiewirtschaftlich geebnet und die Netzdienlichkeit sowie Marktintegration effizient vorbereitet.

Steuerbare Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge können künftig am Lastmanagement teilnehmen, z.B. durch eine Fernsteuerung der Ladeleistung. Die Frage, wer in welchen Fällen steuern kann bzw. darf, ist von den hier angesprochenen technischen Voraussetzungen für die Steuerung zu trennen und in ein Gesamtkonzept für die Steuerung einzubinden. Die Grundlage dafür bietet § 14a EnWG, der sobald wie möglich im Rahmen einer entsprechenden Verordnung konkretisiert werden sollte. Da die Elektromobilität in den nächsten Jahren

rasant zunehmen wird, müssen auch entsprechende Ladeeinrichtungen sowohl im privaten als auch im öffentlichen Umfeld geschaffen werden. Um diese Ladeeinrichtungen technisch und sinnvoll in das Netz zu integrieren bedarf es entsprechender Möglichkeiten und Anreize zur Steuerung. Dies betrifft sowohl die mess- und eichrechtlichen Voraussetzungen, als auch die regulatorischen Vorgaben. Dazu wird sich der BDEW gesondert positionieren.

**Folgende Anpassungen schlägt der BDEW an der Regelung des § 19 Abs. 1 NAV vor:**

**§ 19 Betrieb von elektrischen Anlagen und Verbrauchsgeräten, Meldepflicht für Ladeeinrichtungen, Eigenerzeugung**

*(1) Anlage und Verbrauchsgeräte sind vom Anschlussnehmer oder -nutzer so zu betreiben, dass Störungen anderer Anschlussnehmer oder -nutzer und störende Rückwirkungen auf Einrichtungen des Netzbetreibers oder Dritter ausgeschlossen sind. **Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge müssen eine Möglichkeit zu intelligenter Steuerung aufweisen.***

### 3.4. Artikel 4 – Änderungen der StromGVV

#### § 1 StromGVV (Artikel 4 Nummer 1)

Der BDEW geht davon aus, dass die Gesetzesänderungen die Unsicherheiten in Bezug auf die Einordnung des Messstellenbetriebs im Verhältnis zur Lieferung und zum Netzbetrieb beheben. Dies gilt vor allem für die Frage, ob die Grundversorgung den Messstellenbetrieb umfasst. Zur besseren Lesbarkeit der Regelung schlägt der BDEW vor, nicht auf die Entgeltregelung in § 7, sondern auf die Begriffsbestimmungen in § 2 Nr. 7 und 15 MsbG (intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen) abzustellen.

Dies wäre durch **folgende Formulierung** möglich:

*„Soweit **die Messung mit einer Messeinrichtung im Sinne der § 2 Nr. 7 und 15 Messstellenbetriebsgesetz erfolgt und** auf Wunsch des Kunden nicht ausdrücklich etwas anderes vereinbart ist, beinhaltet ~~in den Fällen des § 7 Absatz 1 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes~~ der Grundversorgervertrag einen kombinierten Vertrag im Sinne des § 9 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes, in dessen Rahmen der Grundversorger nach § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 den Messstellenvertrag abschließt.“*

## **Ansprechpartner**

### **Abteilung Recht**

Dr. Michael Koch

Telefon: +49 30 300199-1530

[michael.koch@bdew.de](mailto:michael.koch@bdew.de)

### **Geschäftsbereich Energienetze und Regulierung**

Jan Kiskemper

Telefon: +49 30 300199-1132

[jan.kiskemper@bdew.de](mailto:jan.kiskemper@bdew.de)