

Berlin, 23. April 2021

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

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

ARegV-Novelle 2021

Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung

BMWi-Referentenentwurf vom 19. April 2021

Inhalt

1.	Zusammenfassung	3
2.	Hintergrund	3
3.	Generelle Anmerkungen	4
4.	Detaillierte Anmerkungen	5
4.1.	Engpassmanagementkosten bei Übertragungsnetzbetreibern (§§ 17, 27, 32, 33, 34, Anlage 5 ARegV-E).....	5
4.2.	Engpassmanagementkosten bei Strom-Verteilernetzbetreibern (§§ 11, 27, 32, 34 ARegV-E).....	5
4.3.	Kapitalkostenabgleich bei Übertragungs- und Fernleitungsnetz- betreibern (§§ 6, 10a, 35 ARegV-E).....	7
4.4.	Verzinsung von Eigenkapital > 40 %.....	7
4.5.	Übergangsregelung (§ 34 Abs. 15 Satz 2 ARegV-E).....	9
4.6.	Verlängerung der Übergangsregelung zu Redispatch- Implementierungskosten (§ 34 Abs. 15 Satz 1 ARegV-E).....	9
4.7.	Übergangsregelung für Kosten der Netzbetreiber aus §§ 14c, 14d und 14e EnWG	10
4.8.	Übergangsregelung Sockeleffekt Verteilernetzbetreiber	11
4.9.	Erweiterungsfaktor Digitalisierung	12
4.10.	Verschiebung der Evaluierung der Anreizregulierung (§ 33 Abs. 1 und 4 ARegV-E).....	14
4.11.	Folgeänderungen	14

1. Zusammenfassung

Mit Blick auf einen weiterhin hohen Investitionsbedarf in den Strom- und Gasnetzen muss die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber unbedingt erhalten bleiben. Notwendige Infrastruktur-Investitionen müssen auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, die die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet. Zur Lebensfähigkeit der Netze gehört es auch, sowohl den im Zuge der Energiewende erforderlichen Um- und Ausbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten sicherzustellen, als auch die Unternehmen weiterhin erfolgreich auf die sich rasant verändernden Rahmenbedingungen auszurichten. Bis 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien und der Einspeisung in das Stromnetz auf mindestens 65 % steigen sowie über 10 Mio. E-Fahrzeuge sollen ihren Fahrstrom aus dem Verteilnetz entnehmen. Gleichzeitig läuft der Ausstieg aus der Kern- sowie Kohleenergie und muss in den Netzen abgebildet werden.

Ein verlässlicher und auskömmlicher Regulierungsrahmen ist für Netzinfrastruktur-Investitionen erforderlich. Eine nicht wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung und der Wegfall der Übergangssockel für Verteilernetzbetreiber führen zur nachträglichen Entwertung bereits getätigter Investitionen und gefährden die Investitionsfähigkeit und -tätigkeit. Eine angemessene Eigenkapitalverzinsung ist unverzichtbar. Da Netzausbau und Netzoptimierung notwendig sind für die Reduzierung von Engpässen, würden ohne auskömmliche Investitionsbedingungen auch die Bemühungen um die Verringerung von Redispatch-Kosten ins Leere laufen.

2. Hintergrund

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hat am 19. April 2021 die Verbändeanhörung zum Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) eröffnet. Von Mai 2019 bis März 2020 hatte das BMWi zur Diskussion der Herausforderungen und Lösungsansätze einen Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung geführt.¹ Der BDEW hat sich in den BMWi-Branchendialog aktiv mit Vorschlägen und Stellungnahmen eingebracht.²

Nachfolgend werden die ARegV-Änderungen des BMWi-Entwurfs bewertet und konkrete Anpassungsvorschläge unterbreitet. Darüber hinaus werden weitere Änderungen vorgeschlagen, die zur Sicherstellung eines nachhaltigen Regulierungsrahmens notwendig sind.

¹ vgl. BMWi, Branchendialog zur Weiterentwicklung Anreizregulierung, [LINK](#).

² vgl. BDEW, Stellungnahme zum Abschlussbericht BMWi-Branchendialog, [LINK](#).

3. Generelle Anmerkungen

Der BDEW kritisiert, dass für die Verbändekonsultation vom BMWi ein Zeitraum von nur vier Tagen eingeräumt wird. Dies wird der Thematik nicht gerecht und ermöglicht keine angemessene Beteiligung der betroffenen Wirtschaftskreise am Verordnungsgebungsverfahren.

Das BMWi schlägt auf Basis der im Branchendialog diskutierten Herausforderungen und Lösungsansätze Änderungen insbesondere zur regulatorischen Berücksichtigung der Engpassmanagementkosten und zur Berücksichtigung von Investitionen auf der Transportnetzebene vor.

Der BDEW hatte darüber hinaus im Branchendialog dringenden Handlungsbedarf bei der Sicherstellung einer wettbewerbsfähigen Eigenkapitalverzinsung und zur Verlängerung der Übergangsregelung zu Sockeleffekten bei Verteilernetzbetreibern aufgezeigt. Diese Probleme bleiben mit dem vorliegenden BMWi-Referentenentwurf ungelöst. Die Festlegung der Zinssätze für Eigenkapital bis zur Quote von 40 % (EKI) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist für alle Strom- und Gasnetzbetreiber ein zentrales Thema mit hoher Relevanz für die Wirtschaftlichkeit und die Investitionsfähigkeit. Eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikangepasste Verzinsung kann unter anderem dadurch gewährleistet werden, dass die Festlegung nach wissenschaftlich anerkannten Methoden unter Einbeziehung prognostischer Methoden und mit Bezug zu internationalen Vergleichsmaßstäben erfolgt. Der BDEW wird sich hierzu weiterhin für sachgerechte Lösungen einsetzen.

Mit der ARegV-Novelle aufgegriffen werden sollten aber die weder für die aktuelle Kapitalmarktlage noch den Fortschritt der Energiewende geeigneten Regelungen in § 7 Gas- und StromNEV. Aufgrund der expliziten Verordnungsvorgaben zur Verzinsung von Eigenkapital oberhalb der Quote von 40 % (EKII) und zur Berücksichtigung von Sockeleffekten für Verteilernetzbetreiber werden hierzu vom BDEW Handlungsbedarf und Lösungsansätze aufgezeigt.

Bei der Frage nach der richtigen Einordnung der Engpassmanagementkosten der Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung gilt es zu berücksichtigen, dass die Kosten zur Behebung von Netzengpässen nur in begrenztem Umfang durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Häufig werden diese durch exogene Einflüsse hervorgerufen. So sind unter anderem etwa in der Höchst- und Hochspannungsebene die Kosten auch aufgrund des deutlich – aus nicht im Einflussbereich der Netzbetreiber liegenden Gründen – nachlaufenden Netzausbaus de facto nicht von den Netzbetreibern beeinflussbar. Daher sollte der Grundsatz verankert werden, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen des Anreizsystems in einem angemessenen Verhältnis zur Beeinflussbarkeit der Kosten für das Engpassmanagement stehen, was sich letztlich in angemessener Begrenzung der Chancen und Risiken widerspiegeln muss.

Auch wenn die Frage der Beeinflussbarkeit in dem vorliegenden Entwurf zur Novelle der ARegV nach wie vor nicht abschließend beantwortet wird, finden sich aber auch richtige Ansätze zur sachgerechten Anerkennung der Redispatch-Kosten. So sind etwa die vorgesehenen Übergangsregelungen zu den Engpassmanagementkosten ausdrücklich zu begrüßen.

4. Detaillierte Anmerkungen

4.1. Engpassmanagementkosten bei Übertragungsnetzbetreibern (§§ 17, 27, 32, 33, 34, Anlage 5 ARegV-E)

Bei den Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber soll ergänzend zu der bestehenden Verfahrensregulierung („FSV Redispatch“) ein Anreizmechanismus installiert werden. Hierzu wird aus den Engpassmanagementkosten der letzten fünf Jahre über eine lineare Trendfunktion ein gemeinsamer Referenzwert ermittelt. Wird der Referenzwert unterschritten, erhalten die vier Übertragungsnetzbetreiber einen Bonus (EOG-Zuschlag), wird der Referenzwert überschritten, resultiert ein Malus (EOG-Abzug). Um Risiken zu begrenzen und Fehlansätze zu vermeiden, erfolgt nur eine anteilige Berücksichtigung in Höhe von 6 % der Differenz der Ist-Kosten zum Basiswert und eine Begrenzung des Gesamtbetrags auf 30 Mio. €/a. In der laufenden dritten Regulierungsperiode wird zur Beanreizung eines frühen Tätigwerdens („early action“) ein reines Bonussystem mit einem doppelt so hohen Beteiligungsfaktor (12 %) umgesetzt. Die BNetzA soll bis zum 31. Dezember 2029 einen Bericht mit einer Evaluierung des Anreizinstruments und mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung einer sachgerechten Einbeziehung von Kosten aus Engpassmanagementmaßnahmen vorlegen.

Aus Sicht des BDEW stellen die Regelungen einen ausgewogenen Kompromiss zwischen den gewünschten Anreizwirkungen und den tatsächlichen Einflussmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber dar.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Hinsichtlich der Evaluierung des Anreizinstruments (§ 33 Abs. 9 ARegV) sollte der Evaluierungsauftrag konkretisiert werden. Die Evaluierung sollte dabei nicht nur eine sachgerechte Einbeziehung von Kosten überprüfen, sondern auch grundsätzlich die Notwendigkeit der Fortführung des Anreizmodells. Im Sinne der Transparenz und Nachvollziehbarkeit sollten die Evaluierungsberichte grundsätzlich unter Einbeziehung der Branche erstellt und nach Fertigstellung veröffentlicht werden.

4.2. Engpassmanagementkosten bei Strom-Verteilernetzbetreibern (§§ 11, 27, 32, 34 ARegV-E)

§ 11 Abs. 5 Satz 1 ARegV-E soll neu gefasst werden und die Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber als volatile Kosten einordnen. Hierdurch können sie weiterhin jährlich in der Erlösobergrenze angepasst werden. Charakteristisch für volatile Kosten ist, dass diese beeinflussbar erscheinen, aber für gewöhnlich stärkeren Schwankungen unterliegen können. Die neue Einordnung gilt entsprechend der Übergangsvorschrift (§ 34 Abs. 8 Satz 1 ARegV-E) ab der vierten Regulierungsperiode. Grundsätzlich sollen die betreffenden Kosten damit erstmals in den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode, der ab 2026 durchgeführt wird, einbezogen werden. Diese Übergangsregelung ist grundsätzlich zu begrüßen. Zu

beachten ist weiterhin, dass die BNetzA bzgl. der Einbeziehung der Engpassmanagementkosten im Effizienzvergleich einen entsprechenden Output-Parameter hinzuzieht, der diese Kosten sachgerecht abbildet.

Voraussetzung für die Einbeziehung in den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode ist allerdings, dass die BNetzA im Vorhinein eine Festlegung hinsichtlich einer angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen dem Bau von EEG-Anlagen und dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich erlassen hat (§ 32 Abs. 2 Satz 2 ARegV-E). Von dieser Befugnis kann die BNetzA insbesondere unter der Voraussetzung Gebrauch machen, dass ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 ARegV-E hervorruft und ausschließlich auf Gründen beruht, die außerhalb des Einflusses von Verteilernetzbetreibern liegen. Die BNetzA kann dabei sowohl eine allgemeine und für alle Verteilernetzbetreiber geltende Festlegung wie auch Einzelfestlegungen pro Verteilernetzbetreiber treffen.

Die vorgesehenen Übergangsregelungen sind zu begrüßen. Der BDEW begrüßt zusätzlich, dass der zwangsläufige Charakter des nachlaufenden Netzausbaus, insbesondere auf der Hochspannungsebene, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien – und damit dessen Nicht-Beeinflussbarkeit – Berücksichtigung in der ARegV finden soll.

Um den nach wie vor bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Beeinflussbarkeit und damit der richtigen Erfassung der Engpassmanagementkosten in der Anreizregulierung zu begegnen, sollte die Kostenentwicklung auch bei den Verteilernetzbetreibern rechtzeitig evaluiert werden. Die weitere Entwicklung sollte in den kommenden Jahren durch die Regulierungsbehörde beobachtet werden, um künftig eine möglichst genaue Abbildung der Kosten in den Netzentgelten zu gewährleisten.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Zu den Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber sollte in Analogie zum Evaluierungsauftrag des § 33 Abs. 9 ARegV-E auch ein Evaluierungsauftrag verankert werden.

Der Vorschlag lässt sich wie folgt umsetzen:

„In § 33 ist folgender Absatz 10 einzufügen:

(10) Die Bundesnetzagentur legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vor dem Erlass einer Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2, spätestens zum 31. Dezember 2029, einen Bericht über die Entwicklung des Engpassmanagements und der daraus resultierenden Kosten in den Elektrizitätsverteilernetzen vor. Sie hat zur Erstellung des Berichts die Vertreter von Wirtschaft und Verbrauchern zu hören.“

4.3. Kapitalkostenabgleich bei Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern (§§ 6, 10a, 35 ARegV-E)

Der bereits bei Verteilernetzbetreibern angewendete Kapitalkostenabgleich (KKA) soll zur vierten Regulierungsperiode auch bei Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern eingeführt werden und das Instrument der Investitionsmaßnahmen (IMA) zum Ende der vierten Regulierungsperiode auslaufen. In § 35a ARegV-E wurden hierzu Übergangsregelungen geschaffen. Mit Blick auf die bisher bei IMA berücksichtigten tatsächlichen Fremdkapitalkosten wurden im Sinne verlässlicher Investitionsbedingungen spezifische Regelungen zur Fremdkapitalverzinsung im KKA (§ 10a Abs. 7 ARegV-E) verankert.

Positiv ist, dass nun alle Investitionen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber, auch Ersatzinvestitionen, ohne Zeitverzug in der Anreizregulierung berücksichtigt werden und der regulatorische Abwicklungsaufwand (z.B. projektbezogene Antragstellung, Ist-Abrechnung) perspektivisch reduziert werden können.

4.4. Verzinsung von Eigenkapital > 40 %

Die vom BDEW bereits im BMWi-Branchendialog eingebrachten Anpassungsvorschläge zur Verzinsung von Eigenkapital > 40 % (EKII) wurden im Verordnungsentwurf nicht aufgegriffen.

Die Regelung des § 7 Abs. 7 StromNEV/GasNEV zielt darauf ab, Eigenkapital, das über die 40 %-Quote hinausgeht, mit Fremdkapital gleichzustellen und zu verzinsen (sog. EKII). Hintergrund ist, dass Netzbetreiber für den Einsatz von Eigenkapital, das über die 40 %-Quote hinausgeht, weder belohnt noch bestraft werden sollen. D.h. durch die Regulierung soll an dieser Stelle keine Lenkungswirkung erzielt werden. Dies ist insofern sinnvoll, als dass es nicht möglich ist, eine optimale Eigenkapitalquote festzulegen. Zum Beispiel kann es sinnvoll sein, wenn Netzbetreiber für anstehende größere Investitionsprogramme Eigenkapital aufbauen.

Zur methodischen Verwaltungsvereinfachung wurde 2013 eingeführt, dass zur Ermittlung des EKII-Zinssatzes der Durchschnitt aus den drei Zinsreihen „Anleihen der öffentlichen Hand“, „Anleihen von Unternehmen“ und „Hypothekendarlehen“ zu bilden sei. Entscheidend für die sachgerechte Ermittlung des EKII-Zinssatzes ist dabei, dass diese Zinsreihen das Risiko einer Kreditfinanzierung von Infrastruktur adäquat abbilden. Mit Blick auf die Zinsreihe „Anleihen von Unternehmen“ ist dies der Fall. Dagegen sind die beiden nahezu risikolosen Zinsreihen „Anleihen der öffentlichen Hand“ und „Hypothekendarlehen“ im aktuellen Zinsumfeld inhaltlich nicht mehr sachgerecht. Beide Reihen sind durch Schuldner dominiert, die entweder selbst die öffentliche Hand sind oder bestimmten öffentlichen Garantien unterfallen. Sie gelten am Markt daher als „ausfallsicher“. Dies zeigen in aller Deutlichkeit die bei beiden Zinsreihen infolge der Geld- und Finanzpolitik seit 2019 dauerhaft eingetretenen Negativzinsen. Solche Negativzinsen treten bei der Kreditfinanzierung von Infrastruktur nicht auf. Da alle Zinsreihen jeweils zu einem Drittel in die Ermittlung eingehen, kann die Zinsreihe „Anleihen von Unternehmen“ die Negativentwicklung der anderen beiden Zinsreihen nicht kompensieren.

Entsprechend werden mit dieser Zinsreihenzusammensetzung keine Verzinsungswerte erreicht, die einer Kreditfinanzierung von Infrastruktur entsprechen.

Als sachgerechte Abbildung wurde im Branchendialog vorgeschlagen, die beiden Zinsreihen „Anleihen der öffentlichen Hand“ und „Hypothekendarlehen“ bei der Ermittlung des Zinssatzes für EKII zu streichen. Dadurch wird verhindert, dass die Folgen der Geld- und Finanzpolitik auf die Netzinvestitionen übergreifen. Die Anpassung wird der grundsätzlichen Intention gerecht, den übersteigenden Anteil des Eigenkapitals von Strom- und Gasnetzbetreibern nicht höher als eine Verzinsung von Fremdkapital zu vergüten.

Vor dem Hintergrund der im ARegV-Entwurf vorgeschlagenen Anpassung der Fremdkapitalzinsen für den Kapitalkostenabgleich der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber in § 10a erscheint zur sachgerechten Abbildung eine analoge Verwendung der beiden Rendite- bzw. Zinsreihen über § 7 Abs. 7 GasNEV/StromNEV geboten.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Die beiden Umlaufrenditen bzw. Zinsreihen aus der Regelung in § 10a Abs. 7 ARegV-E zur Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für den Kapitalkostenabgleich bei Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber werden für die Ermittlung des EKII-Zinssatzes in § 7 Abs. 7 GasNEV/StromNEV übernommen. So wird auf einfachem Weg eine analoge und sachgerechte Regelung geschaffen.

Der Vorschlag lässt sich wie folgt umsetzen:

„§ 7 Absatz 7 StromNEV und § 7 Absatz 7 GasNEV sind wie folgt zu ändern:

(7) Der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals nach Absatz 1 Satz 5 bestimmt sich als Mittelwert des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen bzw. Zinsreihen:

~~1. Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen der öffentlichen Hand~~

~~2. Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs*).~~

~~3. Umlaufrendite inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Hypothekendarlehen.~~

1. Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen und

2. Kredite an nicht finanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung von einem Jahr bis zu fünf Jahren.

Weitere Zuschläge sind unzulässig.“

4.5. Übergangsregelung (§ 34 Abs. 15 Satz 2 ARegV-E)

Die Einfügung des neuen Satzes 2 in der Übergangsvorschrift ist ausdrücklich zu begrüßen. Damit soll die bisherige Regelung zur Anerkennung der Kosten zur Umsetzung der neuen Redispatch Vorgaben laut Verordnungsbegründung zum einen verlängert und zum anderen leicht modifiziert werden. Insbesondere sollen hiervon Kosten erfasst werden, die in dem Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2021 und dem 31. Dezember 2023 dem Aufbau einer digital gestützten Kooperation unter Netzbetreibern zur Umsetzung des Engpassmanagementregimes und dem bundesweiten Datenaustausch dienen. Dies leistet einen wichtigen Beitrag zur Realisierung des Projektes Redispatch 2.0. Der BDEW unterstützt daher vollumfänglich die in Satz 2 gefundene Lösung.

4.6. Verlängerung der Übergangsregelung zu Redispatch-Implementierungskosten (§ 34 Abs. 15 Satz 1 ARegV-E)

In seiner Begründung gibt der Ordnungsgeber an, die bisherige Übergangsregelung verlängern zu wollen, was jedoch in dem Verordnungstext so noch nicht zum Ausdruck kommt.

Eine Verlängerung der bestehenden Übergangsregelung über den 1. Oktober 2021 hinaus ist sinnvoll und notwendig. Sowohl bei den Verteilernetzbetreibern als auch bei den Übertragungsnetzbetreibern sind durch die neuen Redispatch 2.0 Prozesse wesentlich komplexere bzw. vollkommen neue Prozesse aufzubauen. Die dazu notwendige Implementierungsphase wird nach heutigem Kenntnisstand über den 1. Oktober 2021 hinweggehen. Die Etablierung der neuen Prozesse in den Unternehmen, die Datenaustausche zwischen den Marktteilnehmern und die Schulung des entsprechenden Personals werden auch in den nächsten Jahren Aufwand und Kosten verursachen. Die dafür notwendigen Umsetzungs- und Betriebskosten der betroffenen Netzbetreiber, insbesondere für weitere IT-Lösungen, die zur Umsetzung der neuen Vorgaben des Redispatch benötigt werden, sollen daher ebenfalls bis zum 1. Januar 2024 refinanziert werden können. Auch werden erst die ersten Praxiserfahrungen zeigen können, inwieweit etwaige Nachjustierungen vorzunehmen sind. Mit Blick vor allem auf die notwendige und wichtige Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist es wichtig, dass den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt wird, die Prozesse in der Praxis beständig zu verbessern und zu optimieren, so dass die angelegten Mechanismen effizient funktionieren. Die dabei entstehenden Kosten werden aufgrund des bestehenden Budgetprinzips (nur Anerkennung von zwischen 1. Oktober und 31. Dezember entstehender Betriebskosten im Basisjahr 2021) nicht berücksichtigt. Um die sinnvollen Prozesse des Redispatch 2.0 abzusichern, sollte übergangsweise eine Refinanzierung der unternehmensindividuellen Umsetzungskosten über das Regulierungskonto möglich gemacht werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Die Verlängerung der bisherigen Übergangsregelung in § 34 Abs. 15 Satz 1 ARegV hinsichtlich der unternehmensindividuellen Implementierungs- bzw.

Umsetzungskosten über den 1. Oktober 2021 hinaus muss in § 34 Abs. 15 Satz 1 ARegV klar zum Ausdruck kommen.

Der Vorschlag des BDEW lässt sich wie folgt umsetzen:

„§ 34 Absatz 15 Satz 1 ARegV-E ist wie folgt zu ändern:

*Abweichend von § 5 Absatz 1 Satz 1 dürfen Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. ~~Oktober~~ **Januar 2021** durch die ~~Vorbereitung der~~ Umsetzung der Änderungen in den §§ 13, 13a und 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes durch Artikel 1 Nummer 9, 10 und 13 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen.*

4.7. Übergangsregelung für Kosten der Netzbetreiber aus §§ 14c, 14d und 14e EnWG

Mit dem derzeitigen Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht sollen mit den o.g. Paragraphen neue Aufgaben für die Verteilernetzbetreiber eingeführt werden. Laut Begründung des benannten Gesetzesentwurfs liegt der einmalige (Implementierungskosten) und der jährliche Erfüllungsaufwand für die Unternehmen zur Umsetzung der neuen Vorgaben der §§ 14c, 14d und § 14e EnWG-E im Bereich mehrerer Millionen Euro.

Den Verteilernetzbetreibern entstehen damit also bei der Erfüllung ihrer neuen Aufgaben Kosten in nicht unerheblicher Höhe, z.B. für den Aufbau der Planungsregionen oder für eine ggf. erforderliche Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform, die über die bisherigen Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung nicht hinreichend erfasst werden. Den Aufbau der gemeinsamen Internetplattform sieht der BDEW weiterhin kritisch, insbesondere so lange Inhalt, Funktion, Verantwortung und Kosten/Nutzen-Verhältnis nicht hinreichend genau geklärt sind und diese Plattform aus europarechtlichen Vorgaben nicht ableitbar ist. Insbesondere wäre zudem eine Abbildung dieser Kosten über das Basisjahr 2021 für die vierte Regulierungsperiode unvollständig. Es sollte eine Regelung geben, die die Kooperationskosten der Netzbetreiber adäquat abbildet und einen Anreiz zur Kooperation schafft.

➤ BDEW-Vorschlag

- Für einen Übergangszeitraum bis zum Beginn der fünften Regulierungsperiode sollten diese Kosten von den betroffenen Netzbetreibern über den Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos nach § 5 Abs. 3 i.V.m. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nummer 1a ARegV geltend gemacht werden können. So kann ein Netzbetreiber z.B. im Jahr 2021 entstandene Kosten über den Antrag zum 30. Juni 2022 geltend machen.
- Die Regulierungsbehörde kann die geltend gemachten Kosten auf Effizienz prüfen. Eine Anerkennung von geltend gemachten Mehrkosten wäre nur zu gewähren, soweit diese Kosten nicht bereits über andere Mechanismen der Anreizregulierungs-

verordnung Berücksichtigung finden, z.B. über das Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 und 2 ARegV oder als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV.

Der Vorschlag des BDEW, dass die Verteilernetzbetreiber für einen Übergangszeitraum bis zum Beginn der fünften Regulierungsperiode ihre im Zusammenhang mit der Umsetzung der neuen Verpflichtungen aus den §§ 14c, 14d und 14e EnWG-E entstehenden Implementierungskosten sowie die aus dem jährlichen Erfüllungsaufwand resultierenden Kosten über den Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos nach § 5 Abs. 3 i.V.m. § 4 Abs. 4 Satz 1 Nummer 1a ARegV geltend machen können, lässt sich wie folgt umsetzen:

„Dem § 34 der Anreizregulierungsverordnung wird folgender Absatz 16 anfügt:

(16) Abweichend von § 5 Absatz 1 Satz 1 dürfen Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. Januar 2028 durch die Vorbereitung der Umsetzung der §§ 14c, 14d und 14e des Energiewirtschaftsgesetzes vom [Datum des Inkrafttretens] 2021 (BGBl. ...) entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen. Die sich daraus ergebende zusätzliche Differenz ist nach § 5 Absatz 3 Satz 1 zu genehmigen, wenn die zusätzlichen Kosten effizient sind und nicht bereits aufgrund anderer Regelungen dieser Verordnung in den zulässigen Erlösen nach § 4 berücksichtigt wurden.“

Die Regelung entspricht der Lösung, die bei der NABEG-Novelle im Zuge der Einführung des Redispatch 2.0 in § 34 Abs. 15 ARegV gefunden wurde.

4.8. Übergangsregelung Sockeleffekt Verteilernetzbetreiber

Der BMWi-Referentenentwurf enthält keine Lösung zum sog. „Übergangssockel“.

Durch die Netzbetreiber wurden in den Jahren 2007 – 2016 weitreichende und substantielle Investitionen getätigt, obwohl durch den Zeitverzug bei der Berücksichtigung von Investitionen strukturell eine „Investitionsbremse“ eingebaut war. Je nach Investitionsjahr haben die Unternehmen bis zu sieben Jahre lang keine oder nur geringe Erlöse aus den großen Zuwächsen ihrer Netzinfrastruktur generiert. Die Investitionen erfolgten unter der Erwartung, dass der anfängliche Zeitverzug über die Nutzungsdauer durch den rechtlich inhaltlich wie zeitlich uneingeschränkten Sockeleffekt gemildert wird.

Die ARegV-Novelle 2016 hat das Problem des Zeitverzugs für VNB-Investitionen ab der dritten Regulierungsperiode geheilt, allerdings ein neues Problem geschaffen: Der für die getätigten Investitionen immanente Zeitverzug und die hiermit einhergehenden fehlenden Rückflüsse waren bereits eingetreten, die zukünftigen Sockeleffekte und damit das „Versprechen eines späteren Ausgleichs von Nachteilen“ wurde hingegen abgeschafft.

Die mit der ARegV-Novelle 2016 beschlossene Übergangsregelung in § 34 Abs. 5 ARegV in der dritten Regulierungsperiode („Übergangssockel“) ist nicht ausreichend, um eine vollständige Refinanzierung effizienter Investitionen zu gewährleisten. Dies haben mehrere Studien aus ökonomischer (Prof. Pedell) und juristischer (Prof. Büdenbender) Perspektive und auch die

Analysen konkreter Unternehmenszahlen (VKU, Städteallianz) überzeugend aufgezeigt. Nach der dritten Regulierungsperiode ist bei vielen Netzbetreibern die aus der Investitionstätigkeit resultierende Kapitalkostenunterdeckung noch nicht ausgeglichen. Die wirtschaftliche Betroffenheit der Unternehmen fällt je nach Investitionszyklus und Investitionsumfang unterschiedlich aus. Von einer Kapitalkostenunterdeckung sind besonders jene Unternehmen betroffen, die in den fraglichen Jahren (2007-2016) hohe Investitionen in ihr Netz getätigt haben.

Bei der ARegV-Novelle sollte den betroffenen Unternehmen eine Verlängerung des Übergangssockels zugestanden werden. Die Betroffenheit sollte anhand einfacher, aber belastbarer Prüfkriterien nachgewiesen werden können.

So könnte z.B. ein Netzbetreiber eine Verlängerung des Übergangssockels erhalten, falls:

1. die Summe der Investitionen aus den Jahren 2009 - 2018, die Summe der in den Erlösobergrenzen 2009 - 2018 enthaltenen kalkulatorischen Abschreibungen übersteigt

oder

2. die Kapitalkosten im Ausgangsniveau zur dritten Regulierungsperiode abzüglich der in der Erlösobergrenze 2016 enthaltenen Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor und abzüglich der in der Erlösobergrenze 2016 enthaltenen Erlöse aus Investitionsmaßnahmen, die Kapitalkosten im Ausgangsniveau zur ersten Regulierungsperiode abzüglich der in der Erlösobergrenze 2009 enthaltenen Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor übersteigt.

Beide Vorschläge stellen belastbare Indikatoren dar, die es ermöglichen, nur die Netzbetreiber zu identifizieren, die in den ersten beiden Regulierungsperioden aufgrund von Netzwachstum (EEG-Zubau, wachsende Stadt) und Investitionszyklen stark vom Zeitverzug und damit von einer Kapitalkostenunterdeckung betroffen waren. Beide Ansätze können unbürokratisch und einfach berechnet und umgesetzt werden.

Der Bundesrat hat zurecht in seinem Prüfauftrag darauf gedrungen, das Thema rechtzeitig vor der vierten Regulierungsperiode zu behandeln. Im Rahmen der jetzt vorliegenden Novelle sollte daher eine sachgerechte Lösung zur Verlängerung des Übergangssockels für betroffene Unternehmen geschaffen werden.

4.9. Erweiterungsfaktor Digitalisierung

Netzbetreiber leisten einen großen Beitrag zur Energiewende. Kernaufgaben der Netzbetreiber sind ein sicherer Netzbetrieb, die Gewährleistung der Systemsicherheit sowie der Erhalt, Umbau und Ausbau der Netzinfrastruktur. Die Energiewende erfordert jedoch nicht nur den Netzausbau zur Integration Erneuerbarer Energien. Neben der Dekarbonisierung der gesamten Volkswirtschaft bestehen erhöhte Anforderungen an die Netze auch aus Dezentralisierung, Flexibilisierung (z.B. Erzeugungs- und Lastmanagement, Speichereinsatz) und Digitalisierung der Energieversorgung sowie der Kopplung mit anderen Sektoren (Verkehr,

Wärmemarkt). Hierzu ist u.a. der Aufbau einer entsprechend sicheren Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Die Netzbetreiber können die erhöhten Anforderungen jedoch nur dann erfüllen, wenn ihnen die Regulierung die zeitnahe Refinanzierung der Kosten über Netzentgelte ermöglicht.

Mit dem nun auch für Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehenen Kapitalkostenabgleich ist die Deckung der mit den erheblichen Investitionen verbundenen Kapitalkosten (CAPEX) möglich, unter der Voraussetzung einer angemessenen und wettbewerbsfähigen Verzinsung.

Die oben genannten Entwicklungen werden aber zu **Zuwächsen bei aufwandsgleichen Kosten** (OPEX) führen. Dies gilt vor allem für die zuwachsenden Aufgaben im Zuge der Digitalisierung der Netzinfrastrukturen und dem zunehmenden Einsatz von IKT-Lösungen. Aufwendungen für Telekommunikation etc. sind häufig Drittkosten (Fremdleistungen); steigen diese über das Niveau im Basisjahr, können die Mehrkosten nicht refinanziert werden, was ein wesentliches Hemmnis für die weitere Digitalisierung sein wird, zumal keine korrespondierenden Kostensenkungen zu erwarten sind.

Um Kostenzuwächse auch bei grundsätzlicher Fortgeltung des Budgetprinzips für OPEX abzubilden, könnte in Analogie zu dem Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) ein „**Erweiterungsfaktor Digitalisierung**“ implementiert werden, ohne Effizianzanreize aufzuweichen.

Hierzu könnte eine Anpassung der Erlösobergrenze an folgende **Parameter** gekoppelt werden, die die Entwicklung der Digitalisierung vereinfacht abbilden:

1. Anzahl der Zählpunkte in Niederspannung, an denen steuerbare Verbrauchseinrichtungen, insbesondere Ladepunkte für Elektromobile oder die Sektorenkopplung stützende Wärmeversorgung betrieben werden,
2. Gesteuerte Anschlussleistung der in der Mittel- und Hochspannung angeschlossenen Ladepunkte für Elektromobile sowie von Anschlusspunkten für die Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung,
3. Anzahl der im Versorgungsgebiet mit moderner, digitaler Kommunikation erschlossenen Zählpunkte, Erzeugungsanlagen und sonstigen Betriebsmittel,
4. Anzahl oder Leistung der durch den Netzbetreiber abgeschlossenen Flexibilitätsvereinbarungen.

Zusätzlich, weil es ohne steigende Einspeisung keine vertiefte Sektorenkopplung geben kann

1. Anschlussleistung der in Niederspannung angeschlossenen EEG-Anlagen sowie KWKG-Anlagen,
2. Anschlussleistung der in Mittel- und Hochspannung angeschlossenen EEG-Anlagen sowie KWKG-Anlagen.

4.10. Verschiebung der Evaluierung der Anreizregulierung (§ 33 Abs. 1 und 4 ARegV-E)

Gemäß dem Verordnungsentwurf soll die Frist zur Vorlage eines BNetzA-Berichts zur Evaluierung der Anreizregulierung (§ 33 Abs. 1 ARegV-E) und zur Weiterentwicklung der Methoden des Effizienzvergleichs (§ 33 Abs. 4 ARegV-E) um ein Jahr bis Ende 2024 verschoben werden. Begründet wird dies damit, dass dann die BNetzA auch die Daten des Jahres 2023 als dem letzten Jahr der dritten Regulierungsperiode Strom einbeziehen könnte.

Der BDEW sieht die Fristverschiebung kritisch.

Eine regelmäßige Evaluierung der Anreizregulierung ist insbesondere mit Blick auf das dynamische Umfeld und die steigenden Anforderungen an die Netzbetreiber unbedingt notwendig. Die fünfte Regulierungsperiode startet 2028 für Gasnetzbetreiber und 2029 für Stromnetzbetreiber, Basisjahre sind 2025 (Gas) und 2026 (Strom). Sofern Änderungen am Regulierungsmodell vorgenommen werden sollen, sollten diese bereits vor Beginn eines Basisjahres einer Regulierungsperiode bekannt sein.

Durch die Verschiebung der Fristen wird die Chance vertan, zur fünften Regulierungsperiode notwendige Anpassungen mit ausreichend zeitlichem Vorlauf zu implementieren. Dies stellt auch deshalb ein Risiko dar, weil die oben genannten Entwicklungen einer vertieften Sektorenkopplung spätestens in der fünften Regulierungsperiode Wirkung entfalten werden – hierfür bedarf es eines passenden Regulierungsrahmens. Es zeigt sich schon jetzt, dass der aktuelle Regulierungsrahmen hierauf nicht ausreichend ausgelegt ist.

➤ BDEW-Vorschlag

- Beibehaltung der bisherigen Fristen in § 33 Abs. 1 und 4 ARegV.

4.11. Folgeänderungen

§ 35 enthält Übergangsregelungen für Kapitalkosten der Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen aufgrund des Übergangs zum Kapitalkostenabgleich. Für Betreiber von Verteilernetzen ist dieser Übergang zwar bereits zur dritten Regulierungsperiode erfolgt. Um eine Schlechterstellung der Verteilernetzbetreiber zu vermeiden, sollte die Regelung in § 35 Abs. 5 ARegV-E zur Anwendung des Abzugsbetrages gemäß § 23 Abs. 2a ARegV analog auf Verteilernetzbetreiber Anwendung finden können.

Ansprechpartner:

Jan Kiskemper
GB Energienetze, Regulierung & Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de

Dr. Michael Koch
Abteilung Recht
Telefon: +49 30 300199-1530
michael.koch@bdew.de