

Würzburger Studien zum Umweltenergierecht

Digitalisierung und Netzausbau

Zur Einordnung als Stand der Technik und zur Behandlung der Kosten in der Anreizregulierung

erstellt von

Julian Senders und Ass. iur. Anna Halbig

Entstanden im Rahmen des Vorhabens

„NEW 4.0 Norddeutsche EnergieWende – Rechtliche Aspekte der Transformation des Energiesystems (FKZ 03SIN427)“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

17

Oktober 2020

Zitiervorschlag: *Senders/Halbig*, Digitalisierung und Netzausbau, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 17 von Oktober 2020.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail senders@stiftung-umweltenergierecht.de

halbig@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung	5
B. Netzausbaupflicht und digitale Lösungen	6
I. Der „Stand der Technik“ im Kontext der Kapazitätserweiterung	7
1. Definition	8
a) Fortschrittliche Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen.....	9
b) Praktische Eignung.....	9
2. Abgrenzung zu anderen Begriffen.....	11
a) Allgemein anerkannte Regeln der Technik.....	12
b) Stand von Wissenschaft und Technik.....	13
II. Digitalisierungsmaßnahmen als Stand der Technik?	14
C. Berücksichtigung von Digitalisierungskosten in den Netzentgelten	15
I. Überblick über die Regulierung von Netzentgelten	16
1. Netzausbau und -entgelte im Stromnetz	16
2. Modifikation durch die Anreizregulierung	16
II. Anreizregulierung und Digitalisierungskosten: Status quo	17
1. Kostenprüfung	18
a) Grundlegender Ablauf	18
b) Anreizeffekt in Bezug auf neuartige Methoden	19
2. Einordnung in die verschiedenen Kostenarten	20
a) Grundlegender Ablauf	20
aa) Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	20
bb) Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten	21
cc) Beeinflussbare und volatile Kosten	21
b) Einordnung von Digitalisierungskosten	23
aa) Genehmigte Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 i.V.m. § 23 Abs. 1 ARegV).....	23
bb) Weitere Tatbestände des § 11 Abs. 2 ARegV	24
(1) § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a i.V.m. § 25a ARegV	24
(2) § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV	24
(3) Abschließender Charakter von § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV?	25
3. Effizienzvergleich	26

a) Grundlegender Ablauf	27
b) Einordnung von Digitalisierungskosten	28
4. Festlegung der Erlösobergrenze	28
a) Kapitalkostenabgleich.....	29
b) Einordnung von Digitalisierungskosten	30
5. Zusammenfassung des Status quo und die Folgen für Digitalisierungskosten	31
III. Änderungs- und Reformoptionen	32
1. Möglichkeiten der BNetzA.....	32
a) Rechtsanwendung	32
b) Entscheidungen durch Festlegung.....	33
2. Änderungen von Rechtsvorschriften.....	34
a) Einzelmaßnahmen	34
aa) Anknüpfung am hohen Betriebskostenanteil.....	35
(1) Betriebskostenabgleich	35
(2) Betriebskostenpauschale	35
bb) Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	36
cc) Anknüpfung im Effizienzvergleich	37
b) Systemische Ansätze.....	38
aa) Yardstick-Competition	38
bb) Differenzierende Regelungen	39
3. Zusammenfassung und Fazit zu den Reformoptionen.....	40
D. Gesamtfazit.....	41

A. Einleitung

Seit jeher folgt das EEG der Philosophie, nicht nur den Zubau von neuen Erzeugungsanlagen zu fördern, sondern ebenso den Netzausbau zu garantieren, damit der erzeugte Strom auch tatsächlich aufgenommen werden kann. Nicht zufällig geht mit dem Anspruch des Anlagenbetreibers auf unverzüglichen, vorrangigen Netzanschluss aus § 8 Abs. 1 EEG 2017¹ daher der Anspruch aus § 12 Abs. 1 EEG 2017 einher, nach dem die

„Netzbetreiber [...] auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen [müssen], um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien [...] sicherzustellen“.

Die Pflicht zur Optimierung, zum Ausbau und zur Verstärkung der aufnehmenden Netze (für die Zwecke dieser Studie einheitlich als „Kapazitätserweiterung“ oder schlicht „Netzausbaupflicht“ bezeichnet²) gehört zu den Eckpfeilern der Systemintegration erneuerbarer Energien. Dennoch greift auch die Netzausbaupflicht der Verteilnetzbetreiber nicht unbegrenzt: Nach § 12 Abs. 3 EEG 2017 muss der „Netzbetreiber [...] sein Netz nicht optimieren, verstärken und ausbauen, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist“. Liegt tatsächlich eine solche Unzumutbarkeit vor³, muss der Netzbetreiber auch die Anlage nicht anschließen⁴. Der Umfang des geschuldeten Netzausbaus ist also zentral für die gesamte Architektur des EEG.

Eine zuweilen schnell überlesene Anforderung ist, dass der Netzausbau nach dem „Stand der Technik“ zu erfolgen hat. Was konkret ist damit gemeint – und vor allem, was bedeutet dies in Zeiten der Digitalisierung? Auf welchen Standard können sich Anlagenbetreiber berufen? Was müssen die Netzbetreiber umsetzen und wie können sie es refinanzieren? Auf diese Fragen gibt die vorliegende Studie Antworten. Sie erörtert zunächst, unter welchen Voraussetzungen die Netzausbaupflicht nicht mehr nur physische Maßnahmen, sondern auch digitale Lösungen verlangt (dazu unter B.) und geht dann darauf ein, wie Digitalisierungskosten bei den Netzentgelten berücksichtigt werden können, ob der dafür geltende Rechtsrahmen die materiellen Anforderungen des EEG an die Kapazitätserweiterung unterstützt oder eher behindert und welche Änderungen insoweit ggf. erforderlich sind bzw. diskutiert werden (dazu unter C.).

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist.

² Die Netzausbaupflicht nach § 12 EEG 2017 ist nicht mit dem Neubau von Übertragungsleitungen im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus nach §§ 11 Abs. 1 S. 1, 12 Abs. 3 EnWG zu verwechseln. Diese steht gleichberechtigt neben der Netzausbaupflicht nach § 12 EEG 2017 (vgl. § 12 Abs. 4 EEG 2017).

³ Grundlegend dazu Clearingstelle EEG, Votum v. 19.09.2008 – 2008/14, S. 22 ff.

⁴ Clearingstelle EEG, Votum v. 19.09.2008 – 2008/14, S. 33, sowie Votum v. 23.03.2015 – 2014/40, S. 18.

B. Netzausbaupflicht und digitale Lösungen

Gemäß § 12 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 muss eine Kapazitätserweiterung dem „Stand der Technik“ entsprechen⁵. Doch was heißt das? Um die Formulierung einordnen zu können, empfiehlt sich zunächst ein allgemeiner Blick auf die Verwendung von Technikstandards im Recht und auf ähnliche Begriffe, da erst im Vergleich mit diesen der materielle Maßstab deutlich wird, auf den es hier ankommt.

Durch die Verwendung von abstrakten Technikstandards wird das Recht für neue technische Erkenntnisse und Innovationen geöffnet und muss in seinem Wortlaut nicht fortlaufend an die technische Entwicklung angepasst werden⁶. Angesichts der Fortentwicklung der Technik wird so ein Qualitätsmaßstab geschaffen, der nicht statisch, sondern bewusst dynamisch und damit entwicklungsoffen ist⁷. Das heißt zugleich: Trotz gleichbleibenden Wortlauts kann sich die materielle Rechtslage ständig ändern.

Dabei ist der „Stand der Technik“ von den Standards der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ und dem „Stand von Wissenschaft und Technik“ abzugrenzen, denn diese stehen in einem Stufenverhältnis zueinander, wie das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) in seiner *Kalkar*-Entscheidung dargelegt hat⁸. Prägend für die Einordnung in diese Stufen ist der Grad der technischen und wissenschaftlichen Entwicklung⁹.

- Den Mindeststandard entfalten die „allgemein anerkannten Regeln der Technik“. Diese umfassen allein solche Verfahren, die sich zum einen in der Praxis erprobt sind und sich bewährt haben sowie zum anderen in der Fachpraxis allgemein anerkannt sind und sich bei der Mehrheit der Praktiker durchgesetzt haben¹⁰.
- Der „Stand der Technik“ geht über diese Regelungen hinaus¹¹ und ist damit „fortschrittlicher“¹², da dieser keine Anerkennung der technischen Maßnahme in der Fachpraxis erfordert.

⁵ *Wustlich*, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 9 Rn. 2. Dabei ist zu beachten, dass der Netzausbauanspruch dem Einspeisewilligen zusteht. Eine Beurteilung des Standes der Technik ist zum Zeitpunkt des Verlangens des Einspeisewilligen vorzunehmen, nicht zum Zeitpunkt der Errichtung des Netzes, siehe *Sailer*, EnWZ 2016, 250 (254).

⁶ *Seibel*, NJW 2013, 3000 (3000).

⁷ Dies wurde früher – auf Grundlage eines abweichenden Begriffsverständnisses, vgl. zum heutigen Verständnis so gleich – anders gesehen. So strich der historische Gesetzgeber des BImSchG im Jahr 1973 den „Stand der Technik“ aus der Vorfassung des heutigen § 38 BImSchG mit der Begründung, der Stand der Technik schreibe den status quo fest und gebe den Herstellern deswegen kaum Anreiz, die Fahrzeugemissionen weiter zu senken, vgl. die Stellungnahme des Bundesrates: BT-Drs. 7/179, S. 56.

⁸ BVerfG, B. v. 08.08.1978 – 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (135 f.).

⁹ *Jarass*, in: Jarass, BImSchG, 12. Aufl. 2017, § 3 Rn. 114.

¹⁰ BVerwG, B. v. 30.09.1996 – 4 B 175/96, Rn. 5, NVwZ-RR 1997, 214; BVerwG, Urteil v. 18.07.2013, Az. 7 A 4/12 – BVerwGE 147, 184, Rn. 40; *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

¹¹ BVerfG, B. v. 08.08.1978 – 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (135 f.); *Wustlich*, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 9 Rn. 26; *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

¹² *Thiel*, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 90. EL Juni 2019, § 3 BImSchG, Rn. 104.

- Die höchsten Anforderungen weist der „Stand von Wissenschaft und Technik“ auf, demgemäß die Regelung sowohl den wissenschaftlichen als auch den technischen Erkenntnis- und Entwicklungsstand berücksichtigen muss¹³.

Diese Begriffe sowie deren Verhältnis zueinander werden in der Rechtsprechung und Literatur teilweise fehlerhaft oder synonym benutzt¹⁴. Jedoch ist eine genaue Abgrenzung der jeweiligen Begriffe essenziell – allgemein und auch hier, um den in § 12 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 vom Gesetzgeber vorgeschriebenen Standard zielgenau zu realisieren¹⁵.

I. Der „Stand der Technik“ im Kontext der Kapazitätserweiterung

Die Anforderung, dass sich der Netzausbau am „Stand der Technik“ messen lassen muss, wurde mit dem EEG 2009 eingeführt¹⁶. Im damaligen Gesetzgebungsverfahren wurde als Stand der Technik insbesondere die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen, der Einsatz lastflusststeuernder Betriebsmittel, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150°C und die Anwendung des Freileitungs-Monitoring auf der 110 kV-Ebene anerkannt. Zeitgleich wurde jedoch vom Gesetzgeber betont, dass

„aufgrund der hohen Dynamik im Bereich der Netzoptimierung [...] mit einer kurz- und mittelfristigen Fortschreibung des Stands der Technik zu rechnen“ sei¹⁷.

Angesichts der zwischenzeitlichen technischen Entwicklung wird teilweise angezweifelt, ob die damals genannten Maßnahmen noch dem heutigen „Stand der Technik“ entsprechen oder aber es sich inzwischen nur noch um solche nach den „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ handelt¹⁸. Doch was heißt nun „Stand der Technik“ konkret und wo verläuft die genaue Grenze zu den anderen Standards?

¹³ BVerfG, B. v. 08.08.1978 – 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (136); Schäfermeier, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42; Görtsch, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 49 Rn. 8.

¹⁴ So werden teilweise die Standards „allgemein anerkannte Regeln der Technik“ und „Stand der Technik“ synonym verwendet, die Begriffe fälschlicherweise zum „allgemein anerkannten Stand der Technik“ oder „Stand der allgemein anerkannten Regeln der Technik“ zusammengezogen oder eine unzutreffende inhaltliche Abstufung vorgenommen, ausführlich hierzu Seibel, Abgrenzung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ vom „Stand der Technik“, NJW 2013, 3000 (3004).

¹⁵ Eine Abgrenzung der Begriffe erfolgt ausführlicher unter B. I. 2.

¹⁶ BT-Drs. 16/9477, S. 22.

¹⁷ BT-Drs. 16/9477, S. 22. Hervorhebung nicht im Original.

Daher könnte es sich bei den genannten Techniken teilweise bereits um Maßnahmen nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik, für die geringere Standards als für den Stand der Technik gelten, handeln, Sailer, EnWZ 2016, 250 (254); Schäfermeier, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

¹⁸ Schäfermeier, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

1. Definition

Das EEG selbst verhält sich nicht zum „Stand der Technik“. Allerdings wird der „Stand der Technik“ im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)¹⁹, im Wasserhaushaltsgesetz²⁰ (WHG) sowie im Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG)²¹ nahezu wortgleich legaldefiniert, sodass sich hier ein Rückgriff anbietet, um den Inhalt zu konturieren (dazu unter a)).

So wird der Begriff „Stand der Technik“ in § 3 Abs. 6 BImSchG legaldefiniert als

„der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme zur Begrenzung von Emissionen in Luft, Wasser und Boden, zur Gewährleistung der Anlagensicherheit, zur Gewährleistung einer umweltverträglichen Abfallentsorgung oder sonst zur Vermeidung oder Verminderung von Auswirkungen auf die Umwelt zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt gesichert erscheinen lässt. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere die in der Anlage aufgeführten Kriterien zu berücksichtigen“²².

Nahezu wortgleiche Definitionen finden sich in § 3 Nr. 11 WHG und § 3 Nr. 28 KrWG. Ob das im Umweltrecht vorherrschende einheitliche Begriffsverständnis, das sich im Zuge der Umsetzung des damals geltenden Unionsrechts²³ in verschiedenen Bereichen des Umweltrechts etabliert hat²⁴, auch auf den zivilrechtlichen Begriff „Stand der Technik“ im EEG übertragen werden kann, ist nicht eindeutig. Denn gemäß dem einleitenden Wortlaut der jeweiligen Legaldefinitionen („im Sinne dieses Gesetzes“) im BImSchG, im WHG und im KrWG finden diese ausdrücklich nur für das jeweilige Gesetz Anwendung. Hier stellt sich die Frage, ob das einheitliche Verständnis sich auch auf die zivilrechtlichen Vorschriften des EEG erstreckt oder ob dem zivilrechtlichen Begriff nicht vielmehr ein autonomes Begriffsverständnis zugrunde zu legen ist. Die weitestgehend identischen Legaldefinitionen im BImSchG, WHG und KrWG zeigen, dass der Gesetzgeber zumindest im Umweltrecht ein einheitliches, rechtsgebietsübergreifendes Begriffsverständnis angestrebt hat²⁵. Aus dem Willen des Gesetzgebers nach einem einheitlichen Begriffsverständnis wird in der energierechtlichen Literatur geschlossen, dass die Legaldefinition des Begriffs „Stand der

¹⁹ Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgängen der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. April 2019 (BGBl. I S. 432) geändert worden ist.

²⁰ Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2254) geändert worden ist.

²¹ Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 9 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

²² Hervorhebungen nicht im Original.

²³ Insbesondere der IVU-Richtlinie (Richtlinie 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Januar 2008 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung).

²⁴ BT-Drs. 14/4599, S. 82.

²⁵ *Seibel*, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 55; *Seibel*, NJW 2013, 3000 (3002).

Technik“ im BImSchG auch eine Vorbildfunktion für § 12 EEG 2017 einnimmt²⁶ und die Auslegung des § 12 EEG 2017 an diese Legaldefinition angelehnt werden kann²⁷. Aufgrund des unterschiedlichen Sachzusammenhangs sind jedoch einzelne Anpassungen im energierechtlichen Begriffsverständnis gegenüber dem öffentlich-rechtlichen Begriffsverständnis möglich.

Gemäß der zitierten Legaldefinition ist für den „Stand der Technik“ demnach

- einerseits der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen und
- andererseits die praktische Eignung der Maßnahme zur Erweiterung der Netzkapazität maßgeblich²⁸.

a) Fortschrittliche Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen

Für den Stand der Technik ist der Entwicklungsstand der „fortschrittlichen“ Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen maßgeblich. Damit ist nicht unbedingt jedwede neue Maßnahme gemeint, da die neuesten Erfahrungen nicht zwingend die „fortschrittlichsten“ Verfahren sein müssen²⁹. Im Rahmen der Beurteilung der „Fortschrittlichkeit“ ist vielmehr die Wirksamkeit das entscheidende Kriterium, d. h., die konkrete Maßnahme muss im Hinblick auf ihre Wirksamkeit an der Spitze der technischen Entwicklung stehen; es genügt jedoch, wenn gleiche oder ähnliche Ergebnisse auch mit vergleichbaren Maßnahmen erzielt werden können³⁰.

Die Anforderungen des EEG bedeuten auch, dass sich der Netzbetreiber nicht auf Techniken berufen kann, die nicht länger dem „Stand der Technik“ entsprechen; bestehende Anlagen sind somit gegebenenfalls zu modernisieren³¹. Damit kann ein bereits erfüllter Netzkapazitätserweiterungsanspruch wieder neu aufleben, wenn sich der Stand der Technik fortentwickelt³².

b) Praktische Eignung

Darüber hinaus müssen das Verfahren, die Einrichtungen oder die Betriebsweisen nach der Legaldefinition praktisch „gesichert erscheinen“. Die Beurteilung der praktischen Eignung ist stets einzelfallbezogen, weshalb es nicht auf die generelle Geeignetheit einer Maßnahme, sondern auf den konkreten Einsatz an der spezifischen Stelle ankommt³³.

²⁶ Sailer, EnWZ 2016, 250 (254).

²⁷ König, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 6, 4. Aufl. 2018, § 12 EEG 2017, Rn. 40; Gabler/Walikso, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, 2020, § 12 Rn. 28; Ebenso wohl auch Ludwigs, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 105. EL Februar 2020, § 12 Rn. 26, der in den Fußnoten zu § 12 EEG auf BImSchG-Kommentare verweist.

²⁸ König, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 6, 4. Aufl. 2018, § 12 EEG 2017, Rn. 40.

²⁹ Seibel, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 39 f. und 42.

³⁰ Schladt, Der Begriff Stand der Technik im Immissionsschutzrecht, 1980, S. 44; Seibel, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 39.

³¹ Boemke, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG, 5. Aufl. 2018, § 12 Rn. 29.

³² König, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 6, 4. Aufl. 2018, § 12 EEG 2017, Rn. 39.

³³ König, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 6, 4. Aufl. 2018, § 12 EEG 2017, Rn. 41.

Das Bundesverwaltungsgericht stellte in einem Beschluss zur praktischen Eignung im Zusammenhang mit dem Stand der Technik fest:

„Es kommt nicht darauf an, ob sich bestimmte technische Verfahren und Einrichtungen in der Praxis bereits durchgesetzt und allgemeine Anerkennung gefunden haben. Vielmehr reicht es aus, dass die Eignung [...] praktisch gesichert erscheint. Ein wichtiges Indiz hierfür kann sein, dass eine Maßnahme in einem Betrieb bereits mit Erfolg erprobt worden ist. Die Bewährung im Betrieb ist indessen nicht zwingende Voraussetzung. Auch Verfahren, deren praktische Eignung aufgrund anderer Umstände soweit gesichert ist, dass ihre Anwendung ohne unzumutbares Risiko möglich erscheint, entsprechen dem Stand der Technik. Vorausgesetzt wird in dieser Hinsicht lediglich, dass es sich um Techniken handelt, die bereits entwickelt sind. Dagegen genügt es nicht, dass die Wissenschaft Lösungen für bestimmte Verfahren erforscht hat. Ob sich eine Maßnahme in einem Fachbereich oder unter vergleichbaren Verhältnissen in einer anderen Branche bewährt hat, beurteilt sich nicht ausschließlich nach dem inländischen Entwicklungsstand. Unter dem Aspekt der praktischen Eignung sind auch im Ausland gewonnene Erfahrungen selbstverständlich zu berücksichtigen“³⁴.

Im Rahmen der praktischen Eignung ist somit nach der Rechtsprechung des BVerwG die Bewährung im Betrieb ein Indiz, aber keine zwingende Voraussetzung³⁵. Vielmehr genügt es, wenn die entsprechende Maßnahme erst bei einer einzigen Anlage oder auch nur im Versuchsbetrieb unter praxisnahen Anforderungen erfolgreich erprobt wurde; diese Erprobung kann auch beim Hersteller erfolgt sein³⁶.

Mit Verabschiedung der Urfassung des BImSchG im Jahre 1974 wurde erstmals auf das Erfordernis der betrieblichen Bewährung verzichtet und dieses Kriterium nur noch mit Indizwirkung für die praktische Eignung ausgestattet³⁷. Im Rahmen des bis dahin geltenden Verständnisses des Begriffs „Stand der Technik“ war – basierend auf der TA Luft 1964 und der TA Lärm 1968 – die

³⁴ BVerwG, B. v. 04.08.1992 – 4 B 150/92, Rn. 4.

³⁵ So auch *Schulte/Michalk*, in: Giesberts/Reinhardt, Umweltrecht, 2. Aufl. 2018, § 3 BImSchG, Rn. 106; *Thiel*, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 90. EL Juni 2019, § 3 BImSchG, Rn. 108; a. A. *Boemke*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG, 5. Aufl. 2018, § 12 Rn. 28, die mit Verweis auf die Systemverantwortung der Netzbetreiber gemäß §§ 13 ff. EnWG feststellt, dass die Nutzung von Techniken im Teststadium nicht von den Netzbetreibern verlangt werden kann.

³⁶ *Schladt*, Der Begriff Stand der Technik im Immissionsschutzrecht, 1980, S. 43. Eine bloß theoretische Untersuchung bzw. eine solche unter Laborbedingungen scheidet somit aus, *Schulte/Michalk*, in: Giesberts/Reinhardt, Umweltrecht, 2. Aufl. 2018, § 3 BImSchG, Rn. 106.

³⁷ BGBl. I 1074. S. 721; *Seibel*, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 32 f.

Vergleiche § 3 Abs. 6 BImSchG in der Fassung vom 15. März 1974: „Stand der Technik im Sinne dieses Gesetzes ist der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme zur Begrenzung von Emissionen gesichert erscheinen lässt. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere vergleichbare Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, die im Betrieb erprobt worden sind“.

Bewährung im Betrieb noch eine zwingende Voraussetzung³⁸. In diesem Sinne wurde auch noch der Gesetzesentwurf der Bundesregierung aus dem Jahr 1973 zum BImSchG formuliert: „Die geforderten fortschrittlichen Maßnahmen müssen sich bereits im Betrieb bewährt haben; sie müssen praktisch erprobt sein“³⁹. Der Bericht des Innenausschusses aus dem Jahr 1974 stellte demgegenüber jedoch ausdrücklich fest:

„[W]ährend bisher nur solche Verfahren und Einrichtungen zur Emissionsbegrenzung als dem Stand der Technik entsprechend angesehen wurden, die sich im Betrieb bewährt hatten, [sollen] künftig in begründeten Fällen auch noch nicht betriebserprobte Verfahren als dem Stand der Technik entsprechend angesehen werden“

können⁴⁰. Damit werde die Zeitspanne zur Durchsetzbarkeit einer technischen Neuentwicklung erheblich verkürzt⁴¹.

Entscheidend sind somit die aktuell technisch-praktisch realisierbaren Erkenntnisse. Dass es sich um die neuesten technischen und wissenschaftlichen Erkenntnisse handelt, ist erst bei dem höheren Standard des „Standes von Wissenschaft und Technik“ maßgeblich⁴². Der Netzbetreiber ist daher im Rahmen des Netzerweiterungsanspruchs nicht verpflichtet, von einer innovativen, jedoch noch nicht technisch erprobten Maßnahme Gebrauch zu machen, wohl aber von Techniken, die erfolgreich erprobt wurden und damit der technischen Entwicklung Rechnung tragen⁴³.

2. Abgrenzung zu anderen Begriffen

Wie bereits dargestellt, steht der geschuldete „Stand der Technik“ in einem Stufenverhältnis zu den Begriffen der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ und dem „Stand von Wissenschaft und Technik“. Den Mindeststandard enthalten die „allgemein anerkannten Regeln der

³⁸ BT-Drs. 7/1513, S. 2; *Seibel*, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 32 f.

³⁹ BT-Drs. 7/179, S. 32.

⁴⁰ BT-Drs. 7/1513, S. 2.

⁴¹ BT-Drs. 7/1513, S. 2 f.

⁴² *Ludwigs*, in: Danner/Theobald, Energierecht, 91. EL Januar 2017, § 12 EEG 2014, Rn. 24.

⁴³ *Woltering*, in: Greb/Boewe, EEG, § 12 Rn. 23, 2018; ähnlich auch *Boemke*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG, 5. Aufl. 2018, § 12 Rn. 28. Dabei muss nicht immer nur die unmittelbar dienende Maßnahme ergriffen werden, sondern alle technischen und betrieblichen Verhältnisse ausgenutzt werden, die mittelbar zum gleichen Ergebnis führen, d. h. auf verschiedene Weise die gleiche technische Aufgabenstellung lösen, *Schladt*, Der Begriff Stand der Technik im Immissionsschutzrecht, 1980, S. 47. Als Beispiel im Immissionsschutzrecht führt er an, dass nicht zwingend nur Maßnahmen erfasst sind, die unmittelbar zu einer Emissionsbegrenzung führen, sondern auch fortschrittliche Technologien, die primär nicht der Emissionsbegrenzung dienen, aber bestimmte Emissionen gar nicht erst entstehen lassen.

Technik“ (a). Der „Stand der Technik“ geht über diese Regelungen hinaus⁴⁴ und ist damit „fortschrittlicher“⁴⁵. Die höchsten Anforderungen weist der „Stand von Wissenschaft und Technik“ (b) auf⁴⁶.

a) Allgemein anerkannte Regeln der Technik

Der Begriff der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ findet unter anderem in § 49 Abs. 1 EnWG⁴⁷ Anwendung, wird dort allerdings nicht näher definiert, wenn auch mit einer beweisrechtlichen Vermutungsregel versehen, die auf die technischen Regeln der einschlägigen Fachverbände zielt, § 49 Abs. 2 EnWG.

Dem allgemeinen Begriffsverständnis entsprechend handelt es sich um solche Prinzipien, Lösungen oder Maßnahmen, die

- zum einen in der Praxis erprobt und bewährt sind sowie
- zum anderen in der Fachpraxis allgemein anerkannt wurden und sich bei der Mehrheit der Praktiker durchgesetzt haben⁴⁸.

Regeln der Technik sind vielfältige Anweisungen oder Anleitungen für Verfahrensbeschreibungen bei der Herstellung oder Verwendung insbesondere von technischen Produkten, unabhängig von Art, Größe und Mobilität⁴⁹. Technische Regeln sind dann als allgemein anerkannt zu qualifizieren, wenn sie den sicherheitstechnischen Maßstäben genügen⁵⁰.

Wenden Behörden und Gerichte diesen Standard an, müssen sie also die herrschende technische Lösung ermitteln⁵¹. Darin liegt nach Ansicht des BVerfG auch der Nachteil dieses Standards: Da eine Technik erst von der Mehrheit der Praktiker anerkannt werden muss, um als „allgemein anerkannte Regel der Technik zu gelten“, hinkt die Rechtsordnung der weiterstrebenden technischen Entwicklung hinterher⁵². Auch bereits veraltete, dem technischen Entwicklungsstand nicht (mehr) entsprechende Verfahren können daher vom Begriff der allgemein anerkannten Regeln der Technik umfasst sein⁵³.

⁴⁴ BVerfG, B. v. 08.08.1978 – Az. 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (134 f.); *Wustlich*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 9 Rn. 26; *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

⁴⁵ *Thiel*, in: Landmann/Rohmer, UmweltR, 90. EL Juni 2019, § 3 BImSchG Rn. 104. Unzutreffend wird das Verhältnis dargestellt in OLG Düsseldorf, Urteil v. 11.01.2011 – 23 U 28/10, vgl. ausführlich hierzu *Seibel*, NJW 2013, 3000 (3004).

⁴⁶ *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

⁴⁷ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist.

⁴⁸ BVerwG, B. v. 30.09.1996 – 4 B 175/96, NVwZ-RR 1997, 214; BVerwG, Urteil v. 18.07.2013 – 7 A 4/12, BVerwGE 147, 184, Rn. 40; *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

⁴⁹ *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

⁵⁰ *Schäfermeier*, in: Reshöft/Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 42.

⁵¹ BVerfG, B. v. 08.08.1978 – 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (107).

⁵² BVerfG, B. v. 08.08.1978 – 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (107).

⁵³ *Schulte/Michalk*, in: Giesberts/Reinhardt, Umweltrecht, 2. Aufl. 2018, § 3 BImSchG, Rn. 101.

Soll der einzuhaltende Standard angehoben und „an die Front der technischen Entwicklung“⁵⁴ verlagert werden, muss gesetzlich der Standard „Stand der Technik“ gefordert werden⁵⁵. Da hier keine Anerkennung des technischen Verfahrens durch die Mehrheit der Fachpraxis erforderlich ist, kommt es zu einer insgesamt schnelleren Durchsetzbarkeit des technischen Fortschritts⁵⁶.

Der BGH verwendete in einem Urteil den Begriff des „allgemein anerkannten Stand[es] der Technik“, also eine Kombination aus den „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ und dem „Stand der Technik“⁵⁷. Eine Vermengung beider Technikstandards ist jedoch aufgrund der unterschiedlichen Voraussetzungen nicht möglich, weshalb hier von einer fehlerhaften Begriffsverwendung auszugehen ist⁵⁸, die nicht beispielgebend sein sollte.

b) Stand von Wissenschaft und Technik

Setzt das Gesetz den „Stand von Wissenschaft und Technik“ voraus, werden damit die höchsten Anforderungen festgesetzt. Anwendung findet der Begriff unter anderem im Umweltenergie-recht⁵⁹ sowie im medizinischen und umweltrechtlichen Vorsorgebereich⁶⁰. Ein Beispiel für diese Anforderung ist § 7 Abs. 2 Nr. 3 Atomgesetz⁶¹, der fordert, dass „die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Vorsorge gegen Schäden durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage getroffen“ wird.

Im Rahmen des „Standes von Wissenschaft und Technik“ muss die Regelung sowohl den wissenschaftlichen als auch den technischen Erkenntnis- und Entwicklungsstand berücksichtigen⁶². Die zu ergreifende Maßnahme muss entsprechend den neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen erfolgen und diese umsetzen⁶³. Zur Ermittlung des neuesten wissenschaftlichen Standes müssen stets alle vertretbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse ausgewertet werden⁶⁴. Sofern eine Umsetzung der neuesten wissenschaftlichen Ergebnisse technisch (noch) nicht realisierbar ist, muss diese entsprechend unterlassen werden⁶⁵. Der Standard, der nach den neuesten

⁵⁴ BVerfG, B. v. 08.08.1978 – 2 BvL 8/77, BVerfGE 49, 89 (106).

⁵⁵ *Seibel*, NJW 2013, 3000 (3003).

⁵⁶ *Seibel*, NJW 2013, 3000 (3003).

⁵⁷ BGH, Urteil v. 24.05.2013, Az. V ZR 182/12.

⁵⁸ *Seibel*, Abgrenzung der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ vom „Stand der Technik“, NJW 2013, 3000 (3003).

⁵⁹ Unter anderem in §§ 3, 6 EEV, § 1 EEAU, § 35 MsbG und § 10 WindSeeG.

⁶⁰ Als wichtigstes Beispiel gilt hier das Atomrecht, bei dem dieser Technikstandard an mehreren Stellen Erwähnung findet (§§ 4-7, 7d, 9, 26 AtG). Weitere Beispiele: § 130 StrlSchV, § 87 SGB 5, Anlage 2 43./44. BImSchV, §§ 19, 26 f. StandAG, § 31 KSpG, § 10 MPKPV, § 4 SprengG, § 138 BbergG, § 1 ProdHaftG, § 5a HoheSeeEinbrG und § 3 AbwAG.

⁶¹ Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 239 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

⁶² *Görisch*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 49 Rn. 8.

⁶³ *Leidinger*, in: Frenz, Atomrecht, 2019, § 7 AtG, Rn. 157; *Görisch*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 49 Rn. 8.

⁶⁴ *Leidinger*, in: Frenz, Atomrecht, 2019, § 7 AtG, Rn. 157.

⁶⁵ *Görisch*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 49 Rn. 8; *Semper*, in: Smeddinck, StandAG, § 19 Rn. 13; auch *Seibel*, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 93.

wissenschaftlichen Erkenntnissen für erforderlich gehalten wird, ist folglich einzuhalten, unabhängig davon, ob eine technische Umsetzung möglich ist⁶⁶.

Eine Begrenzung auf gegenwärtig realisierte und machbare Maßnahmen findet somit im Rahmen des Standes von Wissenschaft und Technik nicht statt⁶⁷. Obwohl die technische Verwirklichung folglich keine Voraussetzung für den „Stand von Wissenschaft und Technik“ ist, müssen die Erkenntnisse jedenfalls technisch realisierbar und bereits im Experiment erprobt sein⁶⁸. Insgesamt gehen somit trotz der Kombination aus „Stand der Wissenschaft“ und „Stand der Technik“ im Zweifelsfall die wissenschaftlichen Erkenntnisse dem technischen Entwicklungsstand vor, da weder die allgemeine Anerkennung noch die praktische Bewährung der Technik eine erforderliche Voraussetzung ist⁶⁹.

II. Digitalisierungsmaßnahmen als Stand der Technik?

Es hat sich gezeigt, dass der Netzbetreiber gemäß § 12 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 eine Kapazitätserweiterung schuldet, die dem „Stand der Technik“ und damit einem Standard entsprechen muss, der fortschrittlich und praktisch geeignet ist. Das heißt, die konkrete Maßnahme muss im Hinblick auf ihre Wirksamkeit an der Spitze der technischen Entwicklung stehen und im Versuchsbetrieb unter praxisnahen Anforderungen mindestens einmal erfolgreich erprobt worden sein, während die Bewährung im Betrieb zwar ein Indiz sein kann, aber keine zwingende Voraussetzung mehr ist.

Der „Stand der Technik“ ist ein dynamischer Rechtsbegriff, der den mit ihm beschriebenen materiellen Maßstab einer fortlaufenden Änderung unterwirft. Netzbetreiber, die noch heute allein die in der Gesetzesbegründung von 2009 beispielhaft genannten Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung umsetzen, unterliegen der Gefahr, den „Stand der Technik“ damit nicht mehr abzubilden. Vielmehr muss jeder Netzbetreiber prüfen, welche neuen fortschrittlichen Verfahren es gibt, die ihre praktische Eignung zumindest im Versuchsbetrieb bewiesen haben und diese bis zur Grenze der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit nach § 12 Abs. 3 EEG 2017 im Zweifel auch als neue Routine umsetzen.

Es wird also deutlich, dass Kapazitätserweiterungen, die auf Basis digitaler Anwendungen beruhen – sei es durch eine Echtzeiterfassung der Netzsituation mit entsprechender Autokorrektur der Einspeisung auf einem bestimmten Netzstrang oder anderen vergleichbaren Maßnahmen – vom Netzbetreiber nicht nur erwogen, sondern tatsächlich auch schon umgesetzt werden müssen, sobald es ein Anwendungsbeispiel gibt, in dem sich diese Methode bewährt und damit ihre praktische Eignung belegt hat. Dies mag auf den ersten Blick überraschen, da digitale

⁶⁶ Jarass, in: Jarass, BImSchG, 12. Aufl. 2017, § 3 Rn. 115; Seibel, Stand der Technik im Umweltrecht, 2003, S. 93.

⁶⁷ Seibel, NJW 2013, 3000 (3003).

⁶⁸ Schladt, Der Begriff Stand der Technik im Immissionsschutzrecht, 1980, S. 31.

⁶⁹ Kloepfer, Umweltrecht, 4. Aufl. 2016, § 16 Rn. 120.

Kapazitätserweiterungen bislang nicht als Branchenstandard erkennbar geworden sind, obwohl vereinzelt schon erfolgreiche Pilotprojekte gelaufen sind⁷⁰. Dem Willen des Gesetzgebers, der sich in § 12 Abs. 1 EEG 2017 ausdrücklich für den „Stand der Technik“ und nicht nur – wie etwa beim Netzanschluss nach § 10 Abs. 2 EEG 2017 i.V.m. § 49 Abs. 1 EnWG – für die weniger anspruchsvollen „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ entschieden hat, entspricht die Vornahme rein physischer Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung nicht (mehr).

Hier dürfte auch eine wesentliche Rolle spielen, dass bei Wahl der konkreten Maßnahme seitens des Netzbetreibers weniger der materielle Maßstab des § 12 Abs. 1 EEG 2017 ausschlaggebend ist, als vielmehr die Frage nach ihrer Refinanzierbarkeit über die Netzentgelte. Kann der Netzbetreiber fortschrittlichere Maßnahmen in geringerem Umfang refinanzieren als „bewährte“ Maßnahmen, wirkt dies faktisch – und trotz § 12 Abs. 1 EEG 2017 – als Innovationsbremse. Deshalb soll in einem zweiten Schritt näher untersucht werden, wie Digitalisierungskosten bei den Netzentgelten berücksichtigt werden können, ob der dafür geltende Rechtsrahmen die materiellen Anforderungen des EEG 2017 an die Kapazitätserweiterung unterstützt oder eher behindert und welche Änderungen insoweit ggf. erforderlich sind bzw. diskutiert werden (dazu sogleich unter C.).

C. Berücksichtigung von Digitalisierungskosten in den Netzentgelten

Ausgangspunkt für die Frage der Refinanzierung von digitalen Lösungen zur Kapazitätserweiterung ist der vorliegende Rechtsrahmen zur Refinanzierung von Netzausbaukosten. Im folgenden Abschnitt werden deswegen zunächst die grundlegenden Mechanismen der Netzentgelt-Refinanzierung und der zugrundeliegende rechtliche Rahmen dargestellt (I.). Dem folgt eine Betrachtung der vorhandenen einschlägigen Instrumente der Anreizregulierung einschließlich der Reichweite einzelner Kostenpositionen, welche über die Netzentgelte und damit über die Refinanzierung der Netzbetreiberkosten maßgeblich entscheiden (II.). Dies schließt eine Beurteilung ein, die die Refinanzierbarkeit von Digitalisierungskosten zum Maßstab hat. Anschließend erfolgt eine Betrachtung und kritische Diskussion möglicher Änderungsansätze (III.).

⁷⁰ Vgl. z. B. das im Rahmen des Projektes **SysDL 2.0** durch die ARGE FNB Ost durchgeführte aktive Blindleistungsmanagement. Unter Koordination der OTH Regensburg wird zudem das Vorhaben **SyNErgie** (Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilnetze der Zukunft) mit Blindleistungsreglern durchgeführt, um ein neues Blindleistungsmanagement zu erforschen. An der Netzoptimierung durch einen verstärkten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie forschen mehrere Projektpartner um die SH Netz im Rahmen des Projekts **ENSURE**. Bei der **Avacon Netz AG** findet sich das den Netzausbau reduzierende Freileitungsmonitoring als eine von neun Planungsleitlinien (<https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/avacon-investiert-in-den-netzausbau/netzausbauplan.html>, letzter Aufruf 03.08.2020).

I. Überblick über die Regulierung von Netzentgelten

Der Refinanzierungsrechtsrahmen soll auf seine Anreizfunktion in Bezug auf neuartige Methoden der Kapazitätserhöhung von Netzen untersucht werden, welche durch die Nutzung von Digitalisierungsanwendungen/Software keine physischen Maßnahmen an den Netzen erfordern (nachfolgend: „neuartige Methoden“). Schwerpunkt der Betrachtung bildet dabei die Refinanzierung der Verteilnetze.

1. Netzausbau und -entgelte im Stromnetz

Gemäß § 20 Abs. 1 S. 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen und damit auch von Elektrizitätsversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 16 EnWG) jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Aus der Vorschrift geht auch hervor, dass die Netzbetreiber hierfür Entgelte erheben können.

§ 21 Abs. 1 EnWG legt für diese Netzzugangsentgelte u.a. die Gebote der Angemessenheit, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz fest. Durch die folgenden Bestimmungen wird die unionsrechtlich vorgegebene Grundentscheidung zugunsten einer wettbewerbsgeprägten Regulierung der Energienetze umgesetzt⁷¹. Zunächst werden die Kosten des Netzbetreibers nach den Vorschriften der auf Grundlage von § 24 EnWG erlassenen Stromnetzentgeltverordnung⁷² (StromNEV) ermittelt. Sodann erfolgt gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG eine Korrektur dieser Kosten anhand der Kosten eines strukturell vergleichbaren, effizienten Netzbetreibers. Für die Ermittlung dieses Effizienzkostenmaßstabs normiert § 21 Abs. 3, 4 EnWG das in §§ 22 ff. StromNEV konkretisierte Vergleichsverfahren. Diese sog. „kostenorientierte Entgeltbildung“ ist nach § 23a Abs. 1 Hs. 1 EnWG genehmigungspflichtig. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, sind nicht zu berücksichtigen (§ 21 Abs. 2 S. 2 EnWG).

2. Modifikation durch die Anreizregulierung

Dieses Grundmodell zur Bestimmung genehmigungsfähiger Netzentgelte⁷³ wurde durch Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung⁷⁴ (ARegV) maßgeblich modifiziert. Denn die Bestimmung der Netzentgelte auf Basis der entstandenen Kosten vermochte nicht sicherzustellen, dass die Netzbetreiber auch nach wettbewerblichen Maßstäben effizient wirtschaften: Die Bildung

⁷¹ *Mohr/Bourazeri*, EnWZ 2018, 297.

⁷² Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

⁷³ *Busse von Colbe/Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, Vor §§ 21 ff. EnWG, Rn. 3.

⁷⁴ Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

des Effizienzkostenmaßstabs nach § 21 Abs. 3 und 4 EnWG setzt nicht voraus, dass für die Märkte der Vergleichsunternehmen überhaupt ein Wettbewerb eröffnet ist⁷⁵. § 21a Abs. 1 EnWG eröffnet deswegen die Möglichkeit, Netzentgelte auch nach einer durch Rechtsverordnung zu spezifizierenden Methode der Anreizregulierung zu bestimmen. Die ARegV ist 2007 erlassen worden und seit dem 1. Januar 2009 verpflichtend anzuwenden (§ 1 Abs. 1 Satz 2 ARegV)⁷⁶. Das eingangs dargestellte Grundmodell läuft daher praktisch leer⁷⁷. Denn die Anreizregulierung ersetzt auch das in § 23a Abs. 1 Hs. 1 EnWG statuierte Genehmigungserfordernis für die kostenorientierte Entgeltbildung (vgl. § 23a Abs. 1 Hs. 2 EnWG).

Grundgedanke der Anreizregulierung ist dabei die Entkoppelung des Gewinns des Netzbetreibers von den Kosten, die für Bereitstellung und Betrieb des Netzes anfallen⁷⁸. Dies wird dadurch verwirklicht, dass für einen bestimmten Zeitraum eine Obergrenze für die Netzzugangserlöse („Revenue Cap“) in Kombination mit einer Vorgabe für die Effizienzsteigerung unter Berücksichtigung der allgemeinen Inflation festgelegt wird. Gelingt es dem Netzbetreiber, die Effizienzvorgabe durch schnellere oder stärkere Kostensenkung zu übertreffen, kann diese Differenz als zusätzlicher Gewinn vereinnahmt werden⁷⁹. Die Regulierungsbehörde hat diese Erlösbergrenzen (§ 4 ARegV) für jeden einzelnen Netzbetreiber festzulegen. Zuständig sind gemäß § 54 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörden bzw. die BNetzA, soweit sie deren Aufgaben übernimmt⁸⁰.

II. Anreizregulierung und Digitalisierungskosten: Status quo

Die erste Weichenstellung für die Frage, was unter die Netzausbaukosten fällt und daher grundsätzlich in die Netzentgelte Eingang finden kann, ist der Tatbestand des § 12 EEG 2017. Unterstellt, dass bestimmte neuartige Methoden der Netzkapazitätserweiterung durch Digitalisierungsanwendungen ohne physischen Netzausbau dem Stand der Technik entsprechen und auch im Übrigen der Tatbestand dieser Vorschrift erfüllt ist, sind die hierfür anfallenden Kosten (Digitalisierungskosten) grundsätzlich mit „normalen“, physischen Netzausbaukosten gleich zu behandeln (vgl. bereits Teil B).

Die beim Netzbetreiber anfallenden Kosten werden über die Netzentgelte refinanziert. Die Kosten werden dabei auf zweierlei Art und Weise aufgeteilt. Wie sogleich im Einzelnen aufgezeigt wird, differenzieren zum einen StromNEV und ARegV an einigen Stellen zwischen Kapital- (CAPEX) und

⁷⁵ *Busse von Colbe/Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, Vor §§ 21 ff. EnWG, Rn. 5; *Busse von Colbe*, in: Deutscher Bundestag, Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit, Schriftliche Stellungnahme, Ausschuss-Drs. 15(9)1511, 2004, S. 235.

⁷⁶ Ermächtigungsgrundlage für die Einführung der Verpflichtung durch VO ist dabei § 21 Abs. 6 S. 1 Nr. 1 EnWG.

⁷⁷ *Busse von Colbe/Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, § 21 EnWG, Rn. 189.

⁷⁸ *Pritzsche/Vacha*, Energierecht, 2017, § 4, Rn. 303.

⁷⁹ *Busse von Colbe/Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, Vor §§ 21 ff. EnWG, Rn. 3.

⁸⁰ Dies ist der Fall in den Ländern Berlin, Brandenburg, Bremen und Schleswig-Holstein.

Betriebskosten (OPEX), zum anderen teilt die ARegV unabhängig von der CAPEX-/OPEX-Aufteilung die Kosten in verschiedene Kostenarten auf. Hieran sind jeweils unterschiedliche Rechtsfolgen geknüpft.

Die Festlegung von Netzentgelten erfolgt in vier Schritten: Kostenprüfung, Effizienzvergleich, Festlegung der individuellen Erlösobergrenzen und Umsetzung in Netzentgelte. Da innerhalb des letzten Schrittes, der Umsetzung der Erlösobergrenzen in Netzentgelte, nicht mehr nach dem Ursprung bzw. Charakter von Kosten und Kostenpositionen unterschieden wird, soll nachfolgend nur der Prozess bis zur Bildung von Erlösobergrenzen untersucht werden.



(Bildquelle: BNetzA, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/elemente_anreizreg-node.html)

1. Kostenprüfung

a) Grundlegender Ablauf

Die Ermittlung der Erlösobergrenzen beginnt mit einer Kostenprüfung. § 6 Abs. 1 ARegV verweist für die Ermittlung des „Ausgangsniveaus“ auf die §§ 4 ff. StromNEV. Nach § 4 Abs. 2 S. 2 StromNEV setzen sich die Netzkosten zusammen aus

- den aufwandsgleichen Kosten (§ 5 StromNEV),
- den kalkulatorischen Abschreibungen (§ 6 StromNEV),
- der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung (§ 7 StromNEV) sowie
- den kalkulatorischen Steuern (§ 8 StromNEV)

abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Beträge (§ 9 StromNEV).

Die so ermittelten Kosten („Ausgangsniveau“) bilden die Grundlage für die weiteren Schritte der Anreizregulierung. Digitalisierungskosten können zunächst über § 6 ARegV i.V.m. §§ 4 Abs. 1, Abs. 2, 5 Abs. 1 StromNEV (aufwandsgleiche Kostenpositionen) berücksichtigt werden, worunter die Aufwendungen für Material und für vom Netzbetreiber bezogene Leistungen sowie sonstige betriebliche Aufwendungen fallen⁸¹, soweit die Benutzung dieser Technologie nicht evident

⁸¹ Vgl. § 275 Abs. 2 HGB; Schütz/Schütte, in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 5 StromNEV, Rn. 12.

betriebswirtschaftlich ineffizient ist⁸². Intelligente Lösungen, welche einen physischen Ausbau zum Zwecke der Kapazitätserweiterung ersetzen sollen, bringen in der Regel eine Erhöhung von aufwandsgleichen Positionen mit sich⁸³.

Soweit über Betriebskosten hinaus Kapitalinvestitionen zu tätigen sind, kann nach §§ 6-8 StromNEV eine Berücksichtigung der Abschreibungen, der hierfür zugestandenen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der Steuern als Kapitalkosten erfolgen. § 7 Abs. 1 S. 1 StromNEV stellt dabei für die Verzinsung auf das betriebsnotwendige Eigenkapital ab, welches sich nach § 7 Abs. 1 S. 2 StromNEV errechnet. Nur durch diese Verzinsung kann Investoren eine risikoangemessene Rendite gewährt werden, denn anders als auf einem nichtregulierten, wettbewerblichen Markt kann sich beim Netzbetrieb dieser Zinssatz nicht frei bilden. Der Zinssatz wird gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV für jede Regulierungsperiode durch die BNetzA festgelegt, die Vorgaben in § 7 Abs. 4, 5 StromNEV bilden hierfür maßgebliche Eckpfeiler. Eine solche Verzinsung wird bei den Betriebskosten nicht gewährt, da es sich um sog. pagatorische, d.h. auf realen Auszahlungsvorgängen für Gegenleistungen beruhende Kosten handelt.

b) Anreizeffekt in Bezug auf neuartige Methoden

Das Verteilungsverhältnis von Betriebs- und Kapitalkosten bei klassischen Ausbaurückstellungen einerseits und Digitalisierungskosten andererseits unterscheidet sich deutlich. Es ist in der Branche bekannt, dass innovative bzw. „intelligente“ Netzausbauverfahren gegenüber konventionellen Lösungen einen höheren Betriebskostenanteil aufweisen⁸⁴. Er liegt bei neuartigen Lösungen gegenüber den korrespondierenden konventionellen Lösungsmethoden um zirka den Faktor 7 höher (durchschnittlich 41 Prozent bei neuartigen Lösungen gegenüber durchschnittlich 6 Prozent bei konventionellen Lösungen)⁸⁵. Denkbar sind offensichtlich auch Digitalisierungslösungen mit einem Betriebskostenanteil von 50 Prozent und mehr.

Die bestehende Rechtslage, in der auf den Eigenkapitalanteil der Kosten eine angemessene Verzinsung gewährt wird, bewirkt, dass Netzbetreiber kapitalkostenintensive Maßnahmen gegenüber betriebskostenintensiven Maßnahmen bevorzugen und begünstigt damit einen Verzerrungseffekt zugunsten klassischer Maßnahmen der Netzkapazitätserweiterung.

⁸² Für diesen Effizienzmaßstab vgl. die Darstellung zum Effizienzmaßstab in § 4 Abs. 1 StromNEV unter C. II. 3. a).

⁸³ *Gersemann*, EnWZ 2016, 531 (533).

⁸⁴ Vgl. die Stellungnahme des BDEW zum Referentenentwurf der ARegV-Novelle vom 19. April 2016, S. 11, online abrufbar: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20160502_Novelle-ARegV.pdf (letzter Aufruf: 21.08.2020); EY/BET/wik, Gutachten „Digitalisierung der Energiewende“ Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, S. 39, online abrufbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energie-wende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (letzter Aufruf: 21.08.2020).

⁸⁵ *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 34.

2. Einordnung in die verschiedenen Kostenarten

a) Grundlegender Ablauf

Ist mit § 6 ARegV i.V.m. §§ 4 ff. StromNEV das „Ausgangsniveau“ ermittelt, erfolgt in der ARegV sodann eine weitere Aufteilung der Kosten in verschiedene Kostenarten, da im Hinblick auf das weitere Verfahren der Bildung der netzbetreiberindividuellen Erlösobergrenzen verschiedene Rechtsfolgen an die unterschiedlichen Kostenarten geknüpft sind. Dabei handelt es sich um die folgenden Kostenarten:

- Nicht beeinflussbare Kosten, § 11 Abs. 1 ARegV, unterteilt in
 - o Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, § 11 Abs. 2 ARegV, und
 - o Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten, § 11 Abs. 3 ARegV;
- Beeinflussbare Kosten, § 11 Abs. 4 ARegV, sowie
- Volatile Kosten, § 11 Abs. 5 ARegV.

Die Verordnung arbeitet – der Ermächtigungsgrundlage in § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG folgend – bei der Einordnung von Kosten in die genannten Kostenarten durchgehend mit Fiktionen. Damit ist zum Ausdruck gebracht, dass die Nichtbeeinflussbarkeit i.S.d. § 11 Abs. 2, 3 ARegV nicht zwangsläufig als eine tatsächliche Nichtbeeinflussbarkeit zu verstehen ist⁸⁶.

aa) Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) sind im Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV definiert. Unter anderem gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben, Betriebssteuern und die Kosten der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen zählen hierzu.

Insbesondere sind nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV die genehmigten Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen nach § 23 Abs. 1 ARegV den dnbK zuzuordnen, sodass die hierunter fallenden Netzausbaukosten auf diesem Wege privilegierten Eingang in die Erlösobergrenze finden und jährlich angepasst werden. § 23 Abs. 1 ARegV setzt voraus, dass Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze getätigt werden, die zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Netzausbau i.S.d. § 11 EnWG notwendig sind. Zunächst konnten diese Vorschriften in Teilen auch auf Verteilnetzbetreiber angewandt werden (§ 23 Abs. 6, 7 ARegV). Seit der dritten Regulierungsperiode sind diese Absätze allerdings gemäß § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV nicht mehr anzuwenden, sodass Verteilnetzbetreiber keine Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 1 ARegV mehr genehmigen lassen können.

⁸⁶ Englmann/Meyer, in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 11 ARegV, Rn. 81.

Eine Einordnung von Kosten als dnbK hat weitreichende, für den Netzbetreiber positive Konsequenzen:

- Die jeweiligen Kosten werden gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV nicht Gegenstand des Effizienzvergleichs. Von diesen Kosten sind somit per se keine Ineffizienzen abzubauen, sodass sie in voller Höhe in die Erlösobergrenze eingehen.
- Ferner hat eine Einordnung als dnbK zur Folge, dass eine ausnahmsweise Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode zum 1. Januar eines Kalenderjahres möglich wird, wenn sich die dnbK ändern, § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV. Dahingegen können Änderungen der anderen Kostenpositionen dem Netzbetreiber erst zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode zugutekommen.

Ziel des Netzbetreibers wird es daher sein, Kosten möglichst den dnbK zuordnen zu können.

bb) Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (vnbK) ergeben sich als Produkt aus den Gesamtkosten abzüglich der dnbK und dem nach §§ 12 ff., 15 ARegV bzw. § 24 ARegV ermittelten Effizienzwert. Bei Verteilnetzbetreibern ist von den Gesamtkosten vor Multiplikation zudem noch der Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV zu berücksichtigen (§ 11 Abs. 3 S. 1 ARegV).

Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten bedingen damit, dass die dnbK bereits ebenso feststehen wie der sog. Effizienzwert (§ 15 ARegV). Dieser wiederum ist das Ergebnis des von der Regulierungsbehörde durchzuführenden Effizienzvergleichs nach §§ 12 ff. ARegV, für den die Gesamtkosten abzüglich der dnbK als Vergleichsgrundlage herangezogen werden (§ 14 Abs. 1 Nr. 2 ARegV) bzw. der für kleine Verteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV durchgeführt wird⁸⁷.

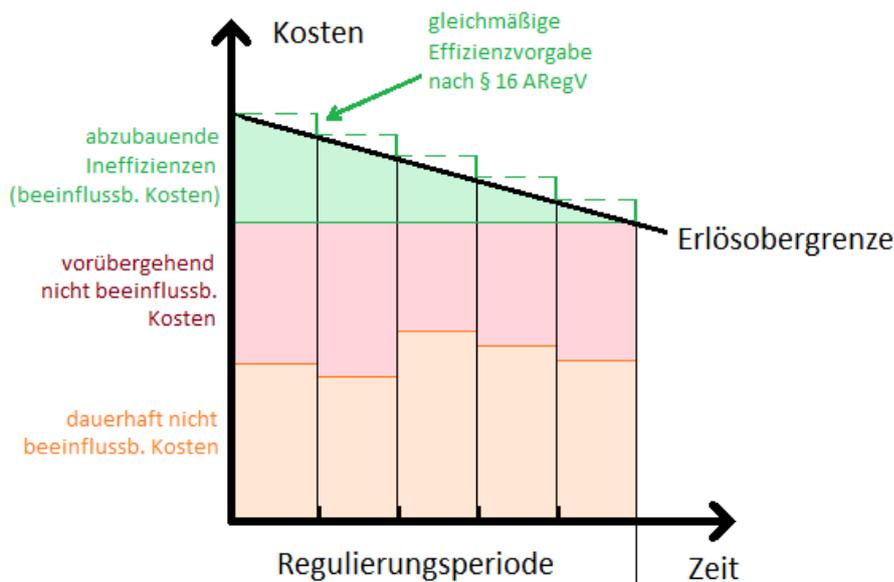
cc) Beeinflussbare und volatile Kosten

Beeinflussbare Kosten sind negativ definiert als alle Kosten, welche sich nach Abzug der dnbK und der vnbK von den Gesamtkosten ergeben. Bei Verteilnetzbetreibern ist der Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV zu berücksichtigen (§ 11 Abs. 4 Satz 1 ARegV). Die beeinflussbaren Kosten bilden damit eine Restgröße. Sie werden – wenn auch als Ergebnis einer anderen Herleitung – in § 15 Abs. 3 S. 3 ARegV als „Ineffizienzen“ bezeichnet⁸⁸. Sie werden anhand eines sich aus dem Effizienzwert ergebenden Verteilungsfaktors, d.h. einer jährlichen Effizienzvorgabe (§ 16 Abs. 1 ARegV) gleichmäßig abgebaut:

⁸⁷ Vgl. hierzu unten, C. II. 3.

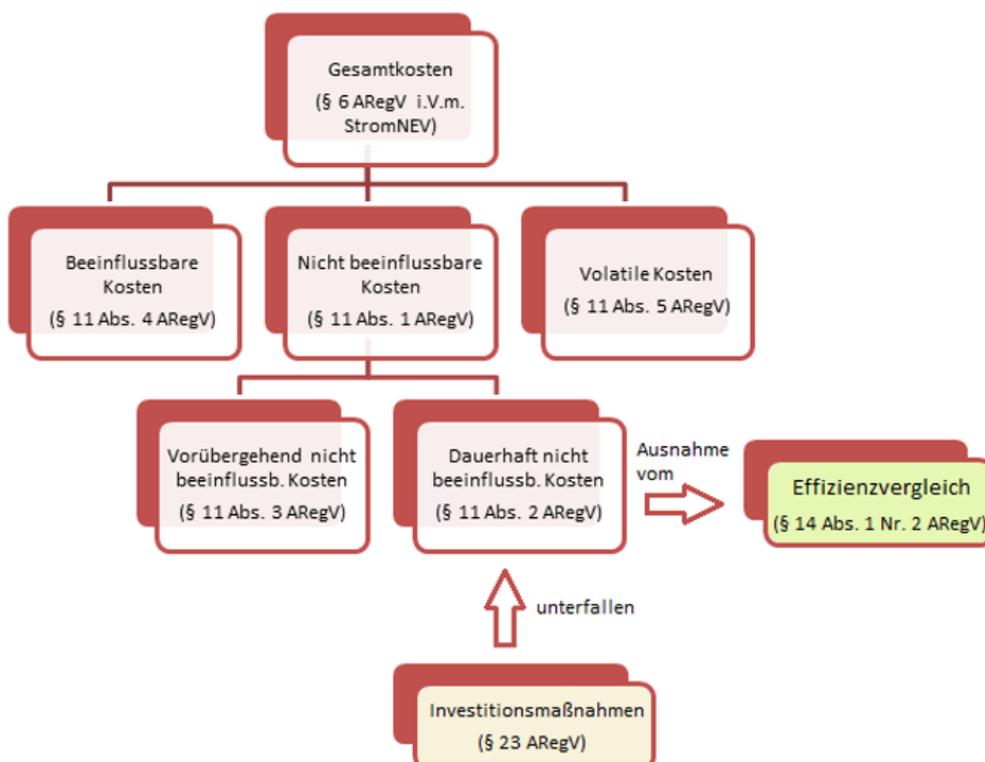
⁸⁸ *Hummel*, in: Danner/Theobald, *EnergieR*, 102. EL August 2019, § 11 ARegV, Rn. 117.

Modell ohne Berücksichtigung des Kapitalkostenabzugs nach § 6 Abs. 3 ARegV



Als volatile Kosten gelten zum einen – die allein für Gasnetzbetreiber relevanten – Kosten für die Beschaffung von Treibenergie (§ 11 Abs. 5 Satz 1 ARegV) und zum anderen solche beeinflussbaren oder vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten, deren Höhe sich erheblich von der Höhe im vergangenen Kalenderjahr unterscheidet, und die von der Regulierungsbehörde daher als volatile Kosten deklariert werden (§ 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV). Dabei können gemäß § 11 Abs. 5 S. 3 ARegV nur Betriebskosten als volatile Kosten gelten.

Das nachfolgende Schaubild stellt die Aufteilung in Kostenarten durch die ARegV mit besonderem Augenmerk auf die dnbK dar:



b) Einordnung von Digitalisierungskosten

Die Einordnung der Kosten in die verschiedenen, bereits vorgestellten Kostenarten kann bestimmte Entscheidungen positiv oder negativ anreizen und ggf. zu einer Verzerrung⁸⁹ führen. An dieser Stelle ist vor allem von Bedeutung, inwieweit Digitalisierungskosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft werden können. Sie sind dann zum einen nicht Gegenstand des Effizienzvergleichs und führen zum anderen zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze ohne Zeitverzug. Dies richtet sich nach § 11 Abs. 2 ARegV.

aa) Genehmigte Investitionsmaßnahmen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 i.V.m. § 23 Abs. 1 ARegV)

Nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 i.V.m. § 23 Abs. 1 ARegV wäre ggf. eine Einordnung als genehmigte Investitionsmaßnahme möglich. Die *BNetzA* versteht unter Erweiterungsinvestitionen alle

„Maßnahmen [...], die das bestehende Netz vergrößern. Dabei beschränkt sich die Vergrößerung nicht allein auf die physikalische Netzlänge, sondern umfasst auch die Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitätswolumen bzw. Transportmengenwolumen“⁹⁰.

Hiernach wären auch nicht-physische, sondern vor allem auf Software basierende Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung grundsätzlich umfasst. Die in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV verfügbare Liste von Maßnahmen stellt – schon dem Wortlaut nach („insbesondere“) – keine abschließende Aufzählung dar⁹¹. Digitalisierungslösungen zur Kapazitätserweiterung könnten in dieser Liste als Netzausbaumaßnahmen nach § 11 EnWG (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 ARegV) und/oder als Maßnahmen zur Integration von EE-Anlagen (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 ARegV) einzustufen sein. Insoweit ermöglicht der geltende Rechtsrahmen, soweit § 23 ARegV anwendbar ist, eine Behandlung von Digitalisierungskosten als dnbK. Verteilnetzbetreiber können seit der dritten Regulierungsperiode von § 23 ARegV allerdings keinen Gebrauch mehr machen (§ 34 Abs. 7 ARegV).

Zudem besteht für Betriebskosten eine Sonderregelung. Zwar sind grundsätzlich auch Betriebskosten als Kosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme anrechnungsfähig (§ 23 Abs. 1 S. 3 ARegV). Gemäß § 23 Abs. 1a ARegV können die anrechenbaren Betriebskosten jedoch mit jährlich 0,8 Prozent der ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) pauschaliert werden. Die Möglichkeit, im Rahmen von Investitionsbudgets auch Betriebskosten zu genehmigen, ist erst seit der Novellierung der ARegV im Jahr 2010 gegeben. Der Ansatz von 0,8 Prozent der AHK jährlich soll dem nach Ansicht des Ordnungsgebers typischen Zuschlag

⁸⁹ Als Verzerrung wird hier eine Begünstigung betriebswirtschaftlich sinnvoller Entscheidungen nicht ausschließlich zulasten der volkswirtschaftlichen Effizienz (d.h. ein Auseinanderfallen betriebswirtschaftlicher Anreize und volkswirtschaftlich effizienter Wahl) sondern auch zulasten von Gemeinwohlbelangen wie dem Umweltschutz und zulasten energiepolitischer Vorgaben, etwa dem Ausbau der erneuerbaren Energien, verstanden.

⁹⁰ *BNetzA*, B. v. 31.10.2012 – BK4-11-214, S. 4.

⁹¹ BGH, RdE 2014, 291 (Rn. 16); *Lüdtker-Handjery/Paust/Weyer*, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 23 ARegV, Rn. 96.

von etwa 9 Prozent auf die jährlichen Kapitalkosten entsprechen⁹². Die BNetzA kann abweichende Festlegungen treffen und hat hiervon auch für einige Bereiche Gebrauch gemacht, z.B. für Erdgasverdichter (5,2 Prozent)⁹³ sowie für Gasdruckregel- und -messanlagen (5,8 Prozent)⁹⁴.

Damit wird zwar eine unterperiodische Berücksichtigung dieser Kosten ermöglicht, eine Einzelfallprüfung findet jedoch nicht statt. Mit Blick darauf, dass die Pauschale mit hoher Wahrscheinlichkeit unter Annahme eines niedrigen Betriebskostenanteils⁹⁵ gefasst wurde, dürfte sie für eine Anreizfunktion in puncto Digitalisierungsanwendungen zu niedrig sein.

bb) Weitere Tatbestände des § 11 Abs. 2 ARegV

Wie bereits dargestellt: Verteilnetzbetreiber können Digitalisierungskosten seit der dritten Regulierungsperiode wegen § 34 Abs. 7 ARegV nicht mehr im Wege genehmigter Investitionsmaßnahmen geltend machen. Für diese kann eine Einordnung von Kosten als dnbK allenfalls aufgrund eines der anderen Tatbestände in § 11 Abs. 2 ARegV erfolgen.

(1) § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a i.V.m. § 25a ARegV

Eine Berücksichtigung von Digitalisierungslösungen könnte auf den ersten Blick über § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 12a i.V.m. § 25a ARegV erfolgen. Allerdings sind Kosten für Forschung und Entwicklung (die von dieser Vorschrift adressiert werden) nur solche, die im Rahmen eines Projektes der staatlichen Energieforschungsförderung anfallen, das durch eine zuständige Landes- oder Bundesbehörde bewilligt wurde und fachlich betreut wird (§ 25a Abs. 2 S. 1 ARegV). Hiervon sind die Kosten dem Stand der Technik entsprechender Methoden zu unterscheiden.

(2) § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV

Nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV zählen Entschädigungen nach § 15 Abs. 1, 2 EEG 2017 zu den dnbK. Solche Entschädigungszahlungen fallen netzbetreiberseitig für Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 an. Nur die Kosten, die durch ein auf Digitalisierungslösungen zurückgreifendes Einspeisemanagement entstanden sind, können den dnbK zugeordnet werden⁹⁶. Die in diesem Zusammenhang nach wie vor bestehende Regelung des § 34 Abs. 8 ARegV, wonach ab dem 1. Januar 2017 die Kosten des Einspeisemanagements den volatilen Kosten (§ 11 Abs. 5 ARegV) zuzuordnen sind, ist dabei gegenstandslos. Sie beruht auf einem Redaktionsversehen auf Grundlage einer durch den Bundesrat nicht akzeptierten Regierungsvorlage, welcher der

⁹² BR-Drs. 312/10 (Beschl.), S. 21 f. (Nr. 28).

⁹³ BNetzA, B. v. 05.12.2011 – BK4-11-027.

⁹⁴ BNetzA, B. v. 05.12.2011 – BK4-11-028.

⁹⁵ Vgl. zur Diskrepanz zwischen Betriebskostenanteilen bei klassischen und Digitalisierungsmaßnahmen unter B. I. 2.

⁹⁶ Diese Vorschrift wird allerdings im Rahmen der NABEG 2.0-Novelle zum 01.10.2021 gestrichen.

Verordnungsgeber explizit mit der Regelung in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV entgegengetreten ist⁹⁷.

(3) Abschließender Charakter von § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV?

Im Übrigen, d.h. über „digitalisiertes Einspeisemanagement“ hinaus, können Digitalisierungskosten im Ergebnis dem Katalog des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV nicht zugeordnet werden. Eine Einordnung als dnbK scheidet allerdings nur aus, wenn dieser Katalog abschließend ist. Dies wird teilweise vertreten⁹⁸, insbesondere geht die amtliche Verordnungsbegründung selbst von einem abschließenden Charakter aus⁹⁹. Die vom Verordnungsgeber vertretene Auffassung eines abschließenden Katalogs schlägt sich allerdings nicht im Wortlaut nieder und ist für die Auslegung auch im Übrigen nicht bindend¹⁰⁰.

Deswegen vertritt eine andere Auffassung¹⁰¹, dass § 11 Abs. 2 ARegV keinen abschließenden Charakter aufweist und daher schon *de lege lata* Digitalisierungskosten als gleichberechtigt neben „klassischen“ Netzausbaukosten in Ansatz gebracht werden können. Gegen den abschließenden Charakter wird eingewandt, dass das höherrangige Recht, insbesondere § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG, bestimmte Kostenanteile unmittelbar kraft Gesetzes zum „nicht beeinflussbaren Kostenanteil“ zählen möchte und den Verordnungsgeber insoweit nur zu einer Konkretisierung ermächtigt (§ 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG). Würde aber der Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV als abschließend zu verstehen sein und zugleich von § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG umfasste Kostenanteile nicht enthalten, wäre § 11 Abs. 2 ARegV insoweit rechtswidrig. Anders als der Verordnungsgeber scheint der Gesetzgeber nicht der Auffassung zu sein, dass § 11 Abs. 2 ARegV abschließenden Charakter aufweist, wenn er eine in diesen Katalog vorzunehmende Einfügung als nur deklaratorisch („stellt klar“) bezeichnet¹⁰².

Hierfür spricht auch der Charakter des § 11 Abs. 2 ARegV als gesetzliche Fiktion. Dieser Fiktionscharakter ergibt sich aus der Formulierung der Ermächtigungsnorm in § 21a Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG. Es soll gerade die Frage und Einzelfallprüfung, ob es sich bei den aufgezählten Kosten-/Erlösströmen tatsächlich um dnbK handelt, unabhängig von einer Prüfung ihrer tatsächlichen dauerhaften Nichtbeeinflussbarkeit (wohl i.S.d. § 21a Abs. 4 S. 2 EnWG) vorweggenommen werden. Dies schließt – auch nach dem Willen des Gesetzgebers, der die Ermächtigungsnorm schon als Fiktion ausformuliert hat – nicht aus, dass andere, nicht kodifizierte Fälle, tatsächlich und unabhängig von der Fiktion in § 11 Abs. 2 ARegV den dnbK zuordenbar sind.

⁹⁷ Hummel, in: Danner/Theobald, EnergieR, 102. EL August 2019, Rn. 65 ff.

⁹⁸ OLG Düsseldorf, B. v. 18.05.2015 – VI-5 Kart 3/14 (V), EnWZ 2015, 566 (Rn. 29); OLG Brandenburg, B. v. 20.10.2011 – Kart W 10/09, Rn. 166; Englmann/Meyer, in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 11 ARegV, Rn. 86.

⁹⁹ BR-Drs. 417/07, S. 50.

¹⁰⁰ Hummel, in: Theobald/Kühling, EnergieR, 105. EL Februar 2020, § 11 ARegV, Rn. 81.

¹⁰¹ OLG Düsseldorf, B. v. 17.02.2010 – VI-3 Kart 4/09 (V), Rn. 39, ZNER 2010, 398 f.; Hummel, in: Theobald/Kühling, EnergieR, 105. EL Februar 2020, § 11 ARegV, Rn. 82; Ruge, DVBl. 2008, 956 (961).

¹⁰² BT-Drs. 17/6073, S. 35.

Würde man sich nun der Auffassung anschließen, dass § 11 Abs. 2 ARegV nicht abschließend ist, wäre es denkbar, dass eine Einordnung von Digitalisierungskosten als dnbK allein nach Maßgabe von §§ 21a Abs. 4, 21 Abs. 2 EnWG erfolgen kann. Zu den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zählen danach „insbesondere“ solche, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen (§ 21a Abs. 4 S. 2 Hs. 2 EnWG). Die Vorschrift ist also wiederum nicht abschließend. Digitalisierungskosten lassen sich zu den – allein in Frage kommenden – Kosten aufgrund struktureller Unterschiede der Versorgungsgebiete aber ebenso wenig pauschal zuordnen wie klassische Ausbaukosten. Für eine Zuordnung außerhalb der genannten Kategorien müssten Digitalisierungskosten tatsächlich (*de facto*) dauerhaft nicht beeinflussbar sein, was nicht angenommen werden kann. Damit ist unabhängig davon, ob man § 11 Abs. 2 ARegV für abschließend hält oder nicht, eine Einordnung von Digitalisierungskosten als dnbK nicht möglich.

Was Verteilnetzbetreiber angeht, so spricht für dieses Ergebnis ohnehin auch der erklärte Wille des Ordnungsgebers: § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 i.V.m. § 23 Abs. 1 Nr. 1 ARegV, wonach Netzausbaumaßnahmen grundsätzlich zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gezählt werden, sei für Verteilnetzbetreiber (VNB) gemäß § 34 Abs. 7 ARegV nicht anwendbar, weil statt der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für VNB stattdessen allein das System des sog. Kapitalkostenabgleichs gelten solle¹⁰³. Damit hat der Ordnungsgeber die finale Entscheidung zugunsten des Kapitalkostenaufschlags als Modell zur Ablösung der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen bei Verteilnetzbetreibern gewählt. Diese Entscheidung ist angesichts des Einschätzungsspielraums des Ordnungsgebers als rechtmäßig hinzunehmen, denn sie steht im Einklang mit der Ermächtigungsgrundlage: Dass es sich bei den hohen Betriebskostenanteilen von Digitalisierungskosten um tatsächlich nicht beeinflussbare Kosten handelt, die zwangsläufig eine Beachtung über § 21a Abs. 4 EnWG finden müssen, ist dahingegen nicht ersichtlich.

Somit ist unabhängig von der Frage, ob die Liste in § 11 Abs. 2 ARegV als abschließend angesehen wird oder nicht, eine Einordnung von Digitalisierungskosten von Verteilnetzbetreibern – anders als bei Übertragungsnetzbetreibern – als dnbK derzeit nicht möglich.

3. Effizienzvergleich

In einem weiteren Schritt erfolgt der sog. Effizienzvergleich, dessen Durchführung in §§ 12 ff. ARegV geregelt ist. Auch der Effizienzvergleich ist auf seine Anreizfunktion und etwaige Verzerrungen in Bezug auf Digitalisierungskosten zu untersuchen. Hierfür werden nachfolgend der Ablauf und die Input-Parameter des Effizienzvergleichs skizziert (a) und auf ihre Kompatibilität mit Digitalisierungslösungen untersucht (b).

¹⁰³ BR-Drs. 296/16, S. 22; Hummel, in: Danner/Theobald, EnergieR, 102. EL August 2019, § 34 ARegV, Rn. 61.

a) Grundlegender Ablauf

Der Effizienzvergleich nach §§ 12 ff. ARegV darf nicht mit der in § 4 Abs. 1 StromNEV angeordneten Effizienzkontrolle aller bilanziellen und kalkulatorischen Kosten im Hinblick auf einen strukturell vergleichbaren Netzbetreiber verwechselt werden: Führt der Effizienzmaßstab des § 4 Abs. 1 StromNEV zu einer initialen Kürzung der Erlösobergrenze schon zum ersten Tag der Regulierungsperiode, so bewirkt demgegenüber der Effizienzwert nach § 15 ARegV lediglich eine jährliche Absenkung der so ermittelten vnbK innerhalb der Regulierungsperiode (§ 16 i.V.m. § 11 Abs. 3 ARegV). Daher stellt die Ausscheidung von Kosten nach dem Effizienzmaßstab in § 4 Abs. 1 StromNEV einen intensiveren Eingriff dar, der auch eine höhere Eingriffsschwelle nach sich ziehen muss: Es muss hier bei einer betriebswirtschaftlichen Evidenzkontrolle im Hinblick auf konkrete Unternehmensentscheidungen und Einzelkostenpositionen bleiben. Dagegen stellt der Effizienzvergleich nach §§ 12 ff. ARegV eine Prüfung der Gesamteffizienz im Vergleich zu anderen Netzbetreibern dar, er weist damit eine niedrigere Eingriffsschwelle auf¹⁰⁴.

Er wird nach § 12 Abs. 1 S. 1 ARegV vor Beginn der Regulierungsperiode durchgeführt; nach § 12 Abs. 5 ARegV hat die BNetzA den Landesregulierungsbehörden zum 1. Juli des Kalenderjahres vor Beginn der Regulierungsperiode den Effizienzwert zu übermitteln. Am Ende des Effizienzvergleichs steht ein Effizienzwert, der mit dem um die dnbK bereinigten Gesamtkosten multipliziert wird. Das sich ergebende Produkt wird von den eingangs ermittelten, um die dnbK bereinigten Gesamtkosten abgezogen, diese Differenz stellt die innerhalb der nächsten Regulierungsperiode abzubauenen Ineffizienzen dar (§§ 16 Abs. 1, 15 Abs. 3 ARegV).

Für die Durchführung des Effizienzvergleichs sind in § 13 Abs. 1 ARegV sog. Aufwands- und Vergleichsparameter normiert. Den Aufwandparameter stellen dabei die um die dnbK bereinigten Gesamtkosten mit weiteren Maßgaben für die Bestimmung vergleichbarer Kapitalkosten dar, vgl. § 13 Abs. 2 i.V.m. § 14 ARegV. Vergleichsparameter sind in § 13 Abs. 3 ARegV normiert, sie sollen die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers – d. h. die Gesamtheit der Anforderungen an die Funktionalität des Netzes in einem gegebenen Versorgungsgebiet – sowie die Gebietseigenschaften dieses Gebiets möglichst gut abbilden¹⁰⁵.

Für Netzbetreiber, an deren Netz weniger als 30.000 Kunden angeschlossen sind, sieht § 24 ARegV das sog. vereinfachte Verfahren vor. Ein großer Teil der Verteilnetzbetreiber – ca. 80 Prozent (Stand 2015)¹⁰⁶ – optiert für dieses vereinfachte Verfahren. Dabei erhalten die hieran teilnehmenden Netzbetreiber einen von der BNetzA festgelegten Effizienzwert. Zudem werden die dnbK mit 5 Prozent der Gesamtkosten i.S.d. § 14 ARegV pauschaliert. Doch auch dieser pauschale Effizienzwert leitet sich aus den Ergebnissen des Effizienzvergleichs der Regelverfahren ab (§ 24 Abs. 2 Satz 2 ARegV), sodass die tendenziell kupferbegünstigende Berücksichtigung der

¹⁰⁴ Scholz/Richter, RdE 2011, 295 (298).

¹⁰⁵ Albrecht/Mallossek/Petermann, in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 13 ARegV, Rn. 37 f.

¹⁰⁶ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Januar 2015, online abrufbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf, S. 315.

genannten Faktoren – Leitungslänge und Spitzenlast – letztlich auf die Effizienzwerte der am vereinfachten Verfahren teilnehmenden Netzbetreiber Einfluss haben.

b) Einordnung von Digitalisierungskosten

Aufgrund der Vergleichsparameter kann eine Verzerrung der Investitionsanreize zulasten neuartiger Methoden erkannt werden. Grundsätzlich sind diese Vergleichsparameter nach § 13 Abs. 3 S. 2, 3 ARegV insbesondere dann geeignet, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen, wenn sie nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind. In diesem Zusammenhang wird von „exogenen“ Parametern gesprochen¹⁰⁷.

§ 13 Abs. 3 S. 4 ARegV enthält Regelbeispiele für Vergleichsparameter. Insbesondere die Leitungslänge stellt einen solchen möglichen Vergleichsparameter dar. Wird diese als Vergleichsparameter herangezogen, so haben Netzbetreiber mit einer höheren Leitungslänge einen Vorteil: Gelingt es einem Netzbetreiber, durch Einsatz von digitalen Lösungen den physischen Ausbau zu vermeiden und dennoch eine Kapazitätssteigerung zu erzielen, welche auch noch insgesamt kosteneffizienter ist, wird wegen der Heranziehung dieses Regelbeispiels in § 13 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 ARegV der Netzbetreiber, der dieselbe Kapazitätssteigerung durch konventionelle Maßnahmen – d.h. Leitungsausbau – erzielt, im Rahmen des Effizienzvergleichs besser gestellt. Hier liegt mithin kein wirklich exogener Vergleichsparameter vor¹⁰⁸. Dies aber steht in einem gewissen¹⁰⁹ Widerspruch zu § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV.

Ebenso kann durch den Einsatz netzdienlicher Flexibilitäten die gemessene Spitzenlast gesenkt werden¹¹⁰. § 13 Abs. 3 S. 4 Nr. 5 ARegV erhebt die „zeitgleiche Jahreshöchstlast“ aber gerade zu einem weiteren Regelbeispiel. Vor diesem Hintergrund wird ein Netzbetreiber, der durch digitale Lösungen die Spitzenlast senken kann, auch insoweit gegenüber einem Netzbetreiber, der konventionelle Lösungen bevorzugt, benachteiligt.

4. Festlegung der Erlösobergrenze

Die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgt nach der Regulierungsformel in § 7 i.V.m. Anlage 1 ARegV. Bei Verteilnetzbetreibern wird hier der sog. Kapitalkostenaufschlag relevant, welche auf seine Anreizfunktion in Bezug auf Digitalisierungskosten zu beurteilen ist.

¹⁰⁷ Albrecht/Mallossek/Petermann, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 13 ARegV, Rn. 41.

¹⁰⁸ Consentec/Frontier Economics, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 43.

¹⁰⁹ Die strikte Geltung der Anforderung der Exogenität ist insoweit abgeschwächt, als nicht nur § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV, sondern auch § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV den Begriff „insbesondere“ verwenden und damit auch endogene oder teilweise endogene Parameter nicht per se unzulässig sind.

¹¹⁰ Consentec/Frontier Economics, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 43.

a) Kapitalkostenabgleich

Mit der Novelle der ARegV wurde für Verteilnetzbetreiber der sog. Kapitalkostenabgleich eingeführt, welcher sich aus dem Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV und dem Kapitalkostenabzug nach § 6 Abs. 3 ARegV zusammensetzt.

Der *Kapitalkostenabzug* möchte den sinkenden Wert von Bestandsanlagen, die vor bzw. zu Beginn der Regulierungsperiode kostenwirksam geworden sind, über die Regulierungsperiode hinweg berücksichtigen. Der Sockeleffekt und dessen erhebliche Verstärkung durch taktisches Investitionsverhalten von Netzbetreibern (Investitionen möglichst im Basisjahr) soll so behoben werden¹¹¹. Er ergibt sich aus der Differenz der Kapitalkosten der Bestandsanlagen im Basisjahr und den verbliebenen Kapitalkosten im jeweils betrachteten Jahr (§ 6 Abs. 3 S. 3 ARegV) und wird im Vorfeld festgelegt. Insoweit erfolgt eine stetige Senkung der Erlösbergrenze.

Dahingegen wird mit dem *Kapitalkostenaufschlag* als Gegenstück zum Kapitalkostenabzug berücksichtigt, dass der Netzbetreiber auch während der Regulierungsperiode Investitionen tätigen kann. Die bisherige abschließende Betrachtung der Kosten des Basisjahres – das sog. Budgetprinzip – mit der ein Zeitverzug bei der Niederschlagung der Investitionen in den Netzentgelten einhergeht und damit Anreize zu Investitionen in das Netz minimiert werden, wird damit aufgegeben. Dieser Zeitverzug kann zwischen drei und sieben Jahren betragen¹¹² und so Investitionen entgegenstehen. Auf Antrag des Netzbetreibers bis zum 30. Juni des Kalenderjahres erfolgt nach § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1, S. 2 ARegV eine Anpassung der Erlösbergrenze zum nachfolgenden 1. Januar. Damit wird – ausnahmsweise – eine unterperiodische Berücksichtigung ermöglicht.

Insoweit stellt der Kapitalkostenaufschlag neben der Einordnung von Kosten als dnbK mit der Rechtsfolge nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV eine zweite Möglichkeit der unterperiodischen Berücksichtigung steigender Kosten dar. Im Gegensatz zur ersteren Möglichkeit unterscheidet der Kapitalkostenaufschlag nicht danach, ob es sich um beeinflussbare oder nicht beeinflussbare Kapitalkosten handelt – er ist daher vor allem für die unterperiodische Berücksichtigung beeinflussbarer Kapitalkosten interessant.

Als Kapitalkosten definiert § 10a Abs. 1 S. 2 ARegV dabei die Summe der kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der kalkulatorischen Gewerbesteuer und des Aufwands für Fremdkapitalzinsen. Trotz der insoweit missverständlichen Formulierung des Tatbestandes „Investitionen in den Bestand“ können durch den Kapitalkostenaufschlag nicht nur Investitionen in bereits bestehende Anlagen abgedeckt werden, sondern es sind grundsätzlich alle Neuinvestitionen ohne Unterscheidung zwischen Ersatz- und

¹¹¹ Schütz/Schütte, in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 6 ARegV, Rn. 105.

¹¹² 3 Jahre (t-3): Die Kosten fallen im Basisjahr der folgenden Regulierungsperiode, z.B. im Jahr 2016 für die 2019 beginnende Regulierungsperiode an; 7 Jahre (t-7): Die Kosten fallen im Jahr nach dem Basisjahr der folgenden Regulierungsperiode an, z.B. im Jahr 2017, und somit die Investitionen nach der Periode 2019-2023 – erst ab 2024 (Basisjahr 2021) – berücksichtigt werden.

Erweiterungsinvestitionen¹¹³ ansatzfähig¹¹⁴. Verteilnetzbetreiber können auf diesem Wege die Kosten für Netzausbau geltend machen, die sie wegen § 34 Abs. 7 ARegV nicht mehr über den Weg der Genehmigung gemäß § 23 ARegV den dnbK zuordnen können. Insoweit wird das Budgetprinzip zugunsten einer unterperiodischen Berücksichtigung von Investitionen beschränkt. So soll insbesondere der Zeitverzug zwischen einer Kostenwirksamkeit der Investitionsmaßnahme und deren Niederschlagung in der Erlösobergrenze und damit in den Netzentgelten beseitigt werden¹¹⁵.

Außerdem werden alle Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter, deren Aktivierung im Verlauf des Jahres zu erwarten ist, in die Ermittlung des Kapitalkostenaufschlags einbezogen (§ 10a Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV). Damit werden Zeitverzüge bei der Berücksichtigung von Investitionen vollständig vermieden. Differenzen, die sich aus Abweichungen von angesetzten Planwerten von den tatsächlich entstandenen Kapitalkosten ergeben, werden nachträglich über das Regulierungskonto ausgeglichen (§ 5 Abs. 1a ARegV).

b) Einordnung von Digitalisierungskosten

Gerade im Hinblick auf den unterperiodisch dem Netzbetreiber zugutekommenden Kapitalkostenaufschlag ist die Außerachtlassung der Betriebskosten kritisch zu sehen: Der Kapitalkostenaufschlag führt zu einem höheren Anreiz für kapitalkostenintensive Investitionsmaßnahmen¹¹⁶ und damit zugleich zu einem geringeren Anreiz für kostensenkende Innovationen, bei denen sich die OPEX erhöhen oder bei denen CAPEX im Ergebnis durch OPEX ersetzt werden¹¹⁷.

Warnungen, dass sich mit dem Kapitalkostenaufschlag die ohnehin bestehende netzbetreiberseitige Tendenz zur Bevorzugung kapitalkostenintensiver Maßnahmen noch verstärken würde¹¹⁸, sind bei der Einführung des Kapitalkostenaufschlags nicht berücksichtigt worden. Der Kapitalkostenaufschlag wird nicht nur von *Zerres* als zur Kostensenkung und Effizienzanziehung kontraproduktiv angesehen¹¹⁹. Es findet auch, was die jährliche Anpassung aufgrund geänderter Kapitalkosten angeht, keine Differenzierung nach der Beeinflussbarkeit dieser Kosten statt. Damit werden beeinflussbare Kapitalkosten gegenüber beeinflussbaren Betriebskosten (nicht aber gegenüber dnbK, da hier die Möglichkeit nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV besteht) besser behandelt.

¹¹³ Darin liegt eine erhebliche Abweichung von der Vorschrift des § 23 ARegV über die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen.

¹¹⁴ BR-Drs. 296/16, S. 34; *Heuser*, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 10a ARegV, Rn. 18.

¹¹⁵ BR-Drs. 296/16, S. 1, 22, 34.

¹¹⁶ *Haucap/Coenen*, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, Einf., Rn. 134.

¹¹⁷ *Gersemann*, EnWZ 2016, 531 (533).

¹¹⁸ *Zerres*, Betriebskosten in der Regulierung - Ein Zwischenruf, Energate Messenger v. 29.11.2016, online abrufbar: <https://www.energate-messenger.de/news/169707/zerres-betriebskosten-in-der-regulierung---ein-zwischenruf> (letzter Aufruf: 19.02.2020).

¹¹⁹ *Zerres*, Betriebskosten in der Regulierung - Ein Zwischenruf, Energate Messenger v. 29.11.2016, online abrufbar: <https://www.energate-messenger.de/news/169707/zerres-betriebskosten-in-der-regulierung---ein-zwischenruf> (letzter Aufruf: 19.02.2020); vgl. auch: *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 59.

Da Digitalisierungskosten einen höheren Anteil haben als die Kosten klassischer Kapazitätserweiterungsmaßnahmen, führt dies wiederum zu einer Verzerrung zum Nachteil von digitalen, innovativen Lösungen.

5. Zusammenfassung des Status quo und die Folgen für Digitalisierungskosten

Die Rechtsfolgen der Unterscheidung zwischen Kapitalkosten und Betriebskosten einerseits und dnbK und beeinflussbaren Kosten andererseits lassen sich wie folgt veranschaulichen:

	Kapitalkosten	Betriebskosten
dnbK	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenkapitalverzinsung (+)¹ • Effizienzvergleich (-) • Kapitalkostenaufschlag (+)² • Jährliche Anpassung der EOG nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV (+) 	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenkapitalverzinsung (-) • Effizienzvergleich (-) • Kapitalkostenaufschlag (-)² • Jährliche Anpassung der EOG nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV (+)³
bK	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenkapitalverzinsung (+)¹ • Effizienzvergleich (+) • Kapitalkostenaufschlag (+)² • Jährliche Anpassung der EOG nach § 4 III 1 Nr. 2 ARegV (-) 	<ul style="list-style-type: none"> • Eigenkapitalverzinsung (-) • Effizienzvergleich (+) • Kapitalkostenaufschlag (-)² • Jährliche Anpassung der EOG nach § 4 III 1 Nr. 2 ARegV (-)
<p>¹ Soweit es sich um den Eigenkapitalanteil an den Kapitalkosten handelt</p> <p>² Anwendbar nur auf Verteilnetzbetreiber</p> <p>³ Nur pauschal (0,8 % Betriebskostenpauschale)</p>		

Die aus Refinanzierungsgesichtspunkten günstigste Behandlung erfahren Kapitalkosten, die den dnbK zuzuordnen sind. Diese sind sowohl vom Effizienzvergleich ausgenommen als auch unterperiodisch im Rahmen der Erlösobergrenze zu berücksichtigen, und zwar über den Kapitalkostenabgleich und die für dnbK geltende Regelung des § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV. Die unterperiodische Berücksichtigung von Kosten erfolgt sowohl bei Betriebskosten, die dnbK sind, als auch bei Kapitalkosten, welche beeinflussbare Kosten darstellen, wenngleich in letzterem Fall der Effizienzvergleich greift.

Die starke Ungleichbehandlung von Kapital- und Betriebskosten zeigt sich damit vor allem bei den beeinflussbaren Kosten. Während *Kapitalkosten* (jedenfalls den Eigenkapitalanteil betreffend) in den Genuss der Eigenkapitalverzinsung kommen und trotz Unanwendbarkeit des § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV – im Falle eines Verteilnetzbetreibers – letztlich durch den Kapitalkostenaufschlag nach §§ 10a, 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV zu einer Anpassung der Erlösobergrenze ohne Zeitverzug ermächtigen, sind beeinflussbare *Betriebskosten* von alledem ausgenommen. Unter der Annahme, dass Kosten für neuartige, digitale Lösungen immer einen weitaus höheren Anteil

an Betriebskosten aufweisen, die nicht den dnbK zugeordnet werden können, besteht *de lege lata* wenig Anreiz, auf effizientere, kostengünstigere Lösungen zuzugreifen.

Verstärkt wird dieser Befund durch die Regelbeispiele für Vergleichsparameter beim Effizienzvergleich, welche mangels Berücksichtigung nicht-physischer Lösungen längere Leitungen und höhere Spitzenlasten begünstigen. Neuartige Lösungen können allein dann den dnbK zugeordnet und so vom Effizienzvergleich und vom Budgetprinzip ausgenommen werden, wenn sie im Rahmen des Einspeisemanagements zum Zuge kommen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV i.V.m. § 15 EEG 2017). Damit entsteht innerhalb von neuartigen bzw. nicht-physischen Lösungen der Kapazitätsregelung ein gewisser Anreiz zum Einspeisemanagement zulasten anderer, neuartiger Digitalisierungsanwendungen.

III. Änderungs- und Reformoptionen

Bei den möglichen Maßnahmen, die zu einer „Entzerrung“ des gegenwärtigen Systems führen sollen, kann zwischen administrativen Möglichkeiten der BNetzA (1.) und Änderungen von Rechtsvorschriften (2.) unterschieden werden.

1. Möglichkeiten der BNetzA

a) Rechtsanwendung

Die BNetzA hat im Rahmen der Anwendung der vorgestellten Vorschriften einen gewissen Spielraum, welchen sie zugunsten von Digitalisierungskosten nutzen kann. Zu nennen ist hier die Bildung der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich. Die physischen Netzausbau begünstigenden Vergleichsparameter in § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV stellen Regelbeispiele dar. Für den Effizienzvergleich der zweiten Regulierungsperiode¹²⁰ wurden durch die BNetzA vor allem die Stromkreislänge und die zeitgleiche Jahreshöchstlast, d.h. diejenigen Parameter, welchen eine Anreizverzerrung zulasten von Digitalisierungslösungen jedenfalls im Grundsatz nachgesagt werden kann¹²¹, als Vergleichsparameter ausgewählt¹²². Seit der dritten Regulierungsperiode ist die Berücksichtigung bestimmter Vergleichsparameter nicht mehr verpflichtend. Dies gibt der BNetzA mehr Spielraum bei der Durchführung des Effizienzvergleichs. Es ist gewiss, dass das Regelbeispiel der Leitungslänge (§ 13 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 ARegV) einen äußerst wichtigen Vergleichsparameter darstellen wird. Die BNetzA hat jedoch aufgrund ihres Einschätzungsspielraums hier die

¹²⁰ Zweite Regulierungsperiode Strom: 2014-2018.

¹²¹ Vgl. o., C. II. 3. b).

¹²² *Sumicsid/Swiss Economics*, Ergebnisdokumentation EVS2, Februar 2014, S. 59, online abrufbar: https://www.ver-sorger-bw.de/fileadmin/BENUTZERDATEN/Erhebungsboegen/Effizienzvergleich_f%C3%BCr_Verteilernetzbetreiber_Strom.pdf (letzter Zugriff: 21.08.2020); *Albrecht/Mallossek/Petermann*, in: *Holznapel/Schütz*, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 13 ARegV, Rn. 122.

Möglichkeit, von sich aus zusätzlich zur Leitungslänge auch die durch Digitalisierungsanwendungen eingesparte physische Leitungslänge zu berücksichtigen.

b) Entscheidungen durch Festlegung

Fraglich ist, ob die BNetzA an der für Digitalisierungskosten ungünstigen Kostenaufteilung in § 11 ARegV kraft eigener Festlegungsbefugnis aus § 32 ARegV Änderungen vornehmen kann. Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke kann die BNetzA hiernach Entscheidungen durch Festlegungen oder Genehmigungen zu den in der Auflistung in § 32 ARegV enthaltenen Themen treffen. Dass die BNetzA nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV Entscheidungen „zu den Erlösobergrenzen“ treffen kann, bedeutet allerdings keine freie Hand für diese. Sie ist hier an die jeweiligen Tatbestände der Erlösobergrenzen-Anpassung gebunden (z.B. § 4 Abs. 4 ARegV¹²³)¹²⁴. Ein Auswahlermessen kommt ihr vor allem dort zu, wo der Wortlaut die Festlegungsbefugnis für eine „nähere Ausgestaltung“ verleiht. Wo allerdings eine nähere Ausgestaltung bereits geschehen ist und auch dem Wortlaut des § 32 Abs. 1 ARegV nach nicht vorgesehen ist, wird dieses Auswahlermessen gegen Null tendieren¹²⁵.

Eine andere Möglichkeit, Digitalisierungskosten durch Festlegung besserzustellen, besteht nicht. So ist vor allem keine eigenständige Zuordnung zu den dnbK oder eine Ausnahme vom Effizienzvergleich möglich. Für dnbK (§ 11 Abs. 2 ARegV) fehlt ein Vorbehalt weiterer inhaltlicher Befüllung durch die BNetzA, wie ihn § 11 Abs. 5 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV – sachlich nicht unbegrenzt – für die volatilen Kosten vorsieht. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV, der die dnbK adressiert, beschränkt sich auf Maßnahmen, die einer wirksamen Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV unterliegen. Diese wirksame Verfahrensregulierung kann nur nach der Stromnetzzugangsverordnung oder der VO (EG) Nr. 714/2009¹²⁶ erfolgen; die Aufzählung dieser beiden möglichen Bereiche einer solchen wirksamen Verfahrensregulierung in § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV ist abschließend¹²⁷ und wird durch Regelbeispiele illustriert, welche allesamt in keinem Zusammenhang zu den hier betrachteten Kosten stehen. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV – mit § 11 Abs. 2 S. 2 ARegV hinsichtlich der möglichen Regelungsbereiche im Gleichlaut¹²⁸ – ist hier nicht einschlägig.

Den Willen des Ordnungsgebers, VNB von der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV auszunehmen, kann sodann auch § 32 Abs. 1 Nr. 8 ARegV nicht derogieren. Die

¹²³ In den Fällen der netzbetreiberseitigen Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV ist hingegen gerade keine Festlegung der BNetzA mehr notwendig, § 4 Abs. 3 S. 2 ARegV.

¹²⁴ *Schreiber*, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 32 ARegV, Rn. 42 ff.

¹²⁵ Ebd., Rn. 21, 24; dies folgt auch aus dem Gegenschluss zur Rechtsprechung zum Thema Regulierungsermessen: BGH, B. v. 22.07.2014 – EnVR 59/12, Rn. 22 ff.

¹²⁶ Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15), die zuletzt durch die Verordnung (EU) Nr. 543/2013 (ABl. L 163 vom 15.6.2013, S. 1) geändert worden ist.

¹²⁷ *Englmann/Meyer*, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 11 ARegV, Rn. 147.

¹²⁸ *Englmann/Meyer*, in: Holznapel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 11 ARegV, Rn. 147.

Entscheidungsbefugnis beschränkt sich hier auf formelle Aspekte und den Inhalt des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme¹²⁹. In diesem Zusammenhang ist § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV zu betrachten. Hiernach kann die BNetzA Festlegungen über abweichende Betriebskostenpauschalen treffen. Die Abweichungsbefugnis bezieht sich dabei auf die in § 23 Abs. 1a ARegV festgelegte Betriebskostenpauschale von jährlich 0,8 Prozent im Rahmen der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen. Von ihr hat die BNetzA für einige Anlagegüter Gebrauch gemacht¹³⁰. Da die rechtliche Verankerung dieser Festlegungsbefugnis in § 23 ARegV geschieht, diese Vorschrift aber ohnehin nicht für Verteilnetzbetreiber anwendbar ist, sind insoweit keine Möglichkeiten zur Berücksichtigung von Digitalisierungskosten gegeben. Im Ergebnis scheidet eine Beeinflussung durch die BNetzA auf diesem Wege vollumfänglich aus.

2. Änderungen von Rechtsvorschriften

Sind Möglichkeiten der BNetzA von vornherein begrenzt, können Änderungen von Rechtsvorschriften, d. h. der ARegV, ggf. aber auch des zugrundeliegenden EnWG, notwendig werden. Differenziert werden kann zwischen Änderungen von spezifischen Regelungen (a) sowie Änderungen des Gesamtsystems der Anreizregulierung (b)¹³¹.

a) Einzelmaßnahmen

Diskutiert werden dabei Maßnahmen wie etwa die Abschaffung des Kapitalkostenabgleichs, die Einführung eines Betriebskostenabgleichs und die weitere Fassung des Tatbestandes des § 11 Abs. 2 ARegV (dnbK) und/oder des § 11 Abs. 5 ARegV (volatile Kosten), welche allesamt die Zeitverzögerung bei der Umlegung von Kosten auf die Netzentgelte adressieren. Ferner wird für eine Begünstigung von Digitalisierungskosten in Bezug auf die Höhe der Netzentgelte die Zahlung einer Betriebskosten-Rendite und die Anpassung der Parameter des Effizienzvergleichs vorgeschlagen. Zuletzt werden Flexibilitätsanreize über die Festsetzung der Netzentgelte selbst angedacht¹³².

Zu beachten ist, dass keine durchgreifenden rechtlichen Einwände gegen die vorhandenen Verbesserungseinsätze erhoben werden können. Die genannten Punkte betreffen insbesondere die Fragen guter Rechtsetzung. Ökonomische oder politische Bedenken werden genannt, können hier aber nicht der weiteren Beurteilung unterliegen.

¹²⁹ Schreiber, in: Holznagel/Schütz, ARegR, 2. Aufl. 2019, § 32 ARegV, Rn. 57.

¹³⁰ Vgl. o., C. II. 2. b) aa).

¹³¹ *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 54.

¹³² *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 57 f.

aa) Anknüpfung am hohen Betriebskostenanteil

So wird etwa für die Verbesserung der Refinanzierung von Digitalisierungskosten zum Teil eine Anknüpfung am hohen Betriebskostenanteil erwogen, und zwar mittels eines Betriebskostenabgleichs (1) oder einer Betriebskostenpauschale (2).

(1) Betriebskostenabgleich

Erwogen werden kann eine zum Kapitalkostenabgleich parallele Regelung über einen Abzug und unterperiodischen Aufschlag von Betriebskosten. Gegen einen solchen Betriebskostenabgleich sprechen allerdings Gründe der Praktikabilität: Es muss zum einen zwischen alten und neuen Betriebskosten unterschieden werden, zum anderen gestaltet sich die Zuordnung von Betriebskosten zu Netzmaßnahmen schwierig¹³³. Zudem würden – wie dies auch jetzt beim unterperiodischen Kapitalkostenaufschlag der Fall ist – die Betriebskosten aus der Effizienzprüfung herausgenommen werden. Zusammengenommen würde dies eine stärkere Annäherung zu einer kostenbasierten Regulierung, welche durch den Ordnungsgeber mit Schaffung der ARegV gerade überwunden werden sollte¹³⁴, bedeuten – Kostensenkungsanreize würden für beide Kostenarten in gleicher Weise verringert werden¹³⁵.

(2) Betriebskostenpauschale

Als der Kapitalkostenabgleich eingeführt wurde, wurde die Einführung einer „OPEX-Pauschale“ diskutiert, wie aus der Verordnungsbegründung hervorgeht. Allerdings wurde hierauf mit dem Argument verzichtet, die zu erwartenden Betriebskostenanteile seien sehr gering und daher zu vernachlässigen¹³⁶. Dabei hat sich die Verordnungsbegründung nach diesseitiger Auffassung schlicht an den Realitäten orientiert, welche durch eine (auch schon vor Einführung des Kapitalkostenaufschlags) zugunsten kapitalkostenintensiver Maßnahmen verzerrte Anreizregulierung erst geschaffen wurde. Die Betriebskostenanteile waren nur wegen der bislang angereizten und folglich durch die Netzbetreiber geübten Praxis dergestalt niedrig. Insofern liefert jedenfalls die Verordnungsbegründung kein vertretbares Argument gegen eine „OPEX-Pauschale“ bzw.

¹³³ Besonders anschaulich wird dies am Beispiel „Personalkosten“, vgl. *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 64.

¹³⁴ Dies geht hervor aus § 1 Abs. 1 S. 2 ARegV, wonach die Anreizregulierungsmethode verpflichtend wird, nachdem diese Methode in § 21a Abs. 1 EnWG als eine Alternative zur kostenbasierten Entgeltbildung dargestellt und der Ordnungsgeber in § 21a Abs. 6 S. 1 Nr. 1 EnWG zur verpflichtenden Einführung der Anreizregulierung durch Rechtsverordnung nach § 24 EnWG ermächtigt wurde. Vgl. auch *Schumacher*, in: *Holznapel/Schütz*, ARegR, 2. Aufl. 2019, Einf., Rn. 24-26.

¹³⁵ *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 64 f.

¹³⁶ BR-Drs. 296/16, S. 22.

Betriebskostenpauschale. Eine solche kann nach einer vertretenen Ansicht in der Literatur das Problem der Bevorzugung von Kapitalkosten lösen¹³⁷.

Als Argument gegen eine Betriebskostenpauschale kann allerdings ein anderer Gedanke relevant werden: Eine solche Pauschale, auf neue Investitionen gewährt, könnte zugleich auch den Reiz zu weiteren Kapitalinvestitionen verstärken¹³⁸.

bb) Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Die Aufnahme von Digitalisierungskosten in die Liste der dnbK könnte die dargestellten Nachteile der betriebskostenbezogenen Maßnahmen vermeiden. Zugleich würde eine Aufnahme in die Liste des § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV sowohl zu einer Ausnahme vom Effizienzvergleich führen als auch eine unterperiodische Anpassung der Erlösobergrenze ermöglichen. Die Behandlung als dnbK würde nicht alle Betriebskosten pauschal umfassen und somit die befürchtete Gesamtverschiebung des Regulierungssystems zu einer Kostenregulierung deutlich abschwächen.

Dabei stößt aber ein neu zu schaffender § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 18¹³⁹ ARegV auf mehrere Probleme: Wird der Tatbestand im Hinblick auf eine möglichst technologieneutrale Ausgestaltung sehr weit gefasst, führt dies zu Problemen der Bestimmtheit und dadurch der Rechts- und Investitionssicherheit. Auch führt dies zu einem höheren Verwaltungsaufwand bei der Prüfung der Tatbestandsvoraussetzungen und ist anfällig für Auslegungstreitigkeiten und daher im Ergebnis für gerichtliche Auseinandersetzungen. Die Aufstellung einer Liste neuartiger, nicht-physischer Methoden zur Kapazitätserweiterung bewirkt dagegen einen Ausschluss weiterer Methoden, weil diese dem Ordnungsgeber entweder nicht bekannt sind oder von ihm als nicht förderungswürdig angesehen werden. Eine solche starre Regelung würde zudem den ohnehin fragmentarischen Charakter der Liste weiter verstärken.

Auch die Frage der Technologieneutralität stellt sich neu. Zwar ist schon jetzt nicht nur durch die Aufnahme des Einspeisemanagements in § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV¹⁴⁰ und insbesondere einzelner Maßnahmen wie Leiterseil-Temperaturmonitoring, Einsatz von Hochtemperatur-Leiterseilen (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 8 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV) und HGÜ-Systemen (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV) eine Technologieneutralität als solche nicht gegeben. Auch die bislang bestehenden Anreize zugunsten kapitalkostenintensiver Maßnahmen führen im Ergebnis zu einer zugunsten alter Technologien parteiischen Anreizregulierung.

Durch die Aufnahme einzelner neuartiger, nicht-physischer bzw. softwarebasierter Maßnahmen würde die Abkehr von der Technologieneutralität sich jedoch noch offener manifestieren. Denn

¹³⁷ *Missling*, IR 2017, 2 (4 Fn. 16).

¹³⁸ *Zerres*, Betriebskosten in der Regulierung - Ein Zwischenruf, *Energate Messenger* v. 29.11.2016, online abrufbar: <https://www.energate-messenger.de/news/169707/zerres-betriebskosten-in-der-regulierung---ein-zwischenruf->.

¹³⁹ Bzw.: Nr. 17 n. F.

¹⁴⁰ Lläuft ab dem 01.10.2021 ins Leere.

aufgrund der ausschließlichen Anwendbarkeit von § 23 ARegV für Übertragungsnetzbetreiber können diese schon nach dem geltenden Recht auch neuartige Maßnahmen über § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV als dnbK geltend machen. Für die Verteilnetzbetreiber, die dies nicht können, besteht aber mangels Anwendbarkeit dieser Vorschrift insoweit bislang eine weitgehende Technologieneutralität. Eine nicht technologieneutrale Ausgestaltung einer ohnehin vom Effizienzvergleich und damit im Ergebnis von der Anreizregulierung ausgenommenen Kostenart hat zudem das Potential, Innovationen nachhaltig zu verhindern.

Abhilfe würde eine möglichst offene Formulierung im Rahmen einer neu einzufügenden Nummer in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV schaffen. Die notwendige Rechtssicherheit für VNB könnte darüber erreicht werden, dass der BNetzA hier eine weitergehende gestaltende Rolle zugewiesen wird. Diese könnte im Rahmen ihrer Festlegungsbefugnisse – geregelt in § 32 ARegV, der insoweit zu ergänzen wäre – die als Digitalisierungslösungen refinanzierbaren Techniken konkretisieren. Damit könnte die für neue Techniken notwendige Flexibilität wohl besser gewahrt werden.

cc) Anknüpfung im Effizienzvergleich

Denkbar ist auch eine Anpassung der Vergleichsparameter des Effizienzvergleichs in § 13 Abs. 3 ARegV. Wie bereits ausgeführt, begünstigen die Regelbeispiele der Leitungslänge (§ 13 Abs. 3 S. 4 Nr. 3 ARegV) sowie der zeitgleichen Jahreshöchstlast (§ 13 Abs. 3 S. 4 Nr. 5 ARegV) indirekt einen physischen Leitungsausbau. Zudem handelt es sich bei der physischen Leitungslänge um einen Parameter, der maßgeblich durch Entscheidungen des Netzbetreibers beeinflusst ist. Dies wiederum steht im Widerspruch zu § 13 Abs. 3 S. 3 ARegV, wonach die Parameter „nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar“ sein sollen.

Hier würde es sich anbieten, die Geltung des Parameters einzuschränken, d. h. die Leitungslänge als Vergleichsparameter unter den Vorbehalt zu stellen, dass der Leitungsausbau nicht durch Digitalisierungsmaßnahmen hätte vermieden werden können. Eine „entzerrende“ Lösung könnte ferner darin bestehen, ein weiteres Regelbeispiel in die Liste der Vergleichsparameter in § 13 Abs. 3 S. 4 ARegV aufzunehmen, welches den Umfang des durch Digitalisierungslösungen eingesparten physischen Netzausbau berücksichtigt. Dies könnte auch als Ergänzung zum bestehenden Regelbeispiel „Leitungslänge“ aufgenommen werden – etwa so: „Leitungslänge + Länge der durch Digitalisierung eingesparten Leitung“, verbunden mit einer verpflichtenden Berücksichtigung eines so gestalteten Parameters¹⁴¹. Soweit Digitalisierungslösungen nicht immer mit einer Einsparung an Leitungslänge einhergehen, könnte ein so gestalteter, verpflichtend zu berücksichtigender Vergleichsparameter offener formuliert werden und etwa auf die durch Digitalisierungslösungen erzielte Kapazitätssteigerung des Netzes abstellen.

Freilich bedeutet dies einen steigenden Dokumentationsaufwand aufseiten der Netzbetreiber und einen steigenden Prüfaufwand aufseiten der Regulierungsbehörde. Dahingegen ist die Frage

¹⁴¹ Vgl. bereits oben bei C. III. 1. als schon jetzt bestehende Möglichkeit seitens der BNetzA.

der Technologieneutralität nach diesseitiger Auffassung weniger kritisch zu beurteilen, da es bei der Anpassung um eine Entzerrung und damit die Beseitigung der Bevorzugung konventioneller Technologien geht. Zudem gibt es aus rechtlicher Sicht für das Postulat der Technologieneutralität ohnehin keine normative Grundlage, welche abstrakt von bestehenden wettbewerbsrechtlichen Vorschriften Bindungswirkung entfaltet¹⁴².

b) Systemische Ansätze

Im Kontrast zu den angesprochenen punktuell korrigierenden Maßnahmen werden auch systemische Ansätze zur besseren Erreichung eines Gleichgewichts bei der Behandlung verschiedener Kostenpositionen diskutiert, welche nachfolgend dargestellt werden.

aa) Yardstick-Competition

Eine ganzheitliche Herangehensweise stellt vor allem eine Fassung des Anreizregulierungssystems hin zu einem simulierten Wettbewerb in Form einer sog. Yardstick-Regulierung¹⁴³ dar. Ein hierauf fußendes Modell wird derzeit in Norwegen praktiziert. Auch die BNetzA könnte im Rahmen der kommenden Evaluierung der ARegV im Jahr 2023 diesen Ansatz wieder aufgreifen¹⁴⁴. Dabei werden einerseits Ist-Kosten und andererseits durch ein Effizienz-Benchmarking Normkosten in einem bestimmten Basisjahr ermittelt und nach Festlegung eines bestimmten Verhältnisses zwischen Ist- und Normkosten eine Erlösobergrenze ermittelt. Hauptunterschied zum geltenden Anreizregulierungssystem ist dabei, dass nicht unternehmensindividuelle Kosten, sondern die durchschnittliche Kostenentwicklung einer bestimmten Branche bzw. einer Gruppe von Netzbetreibern als Grundlage der Kosten herangezogen wird¹⁴⁵.

Dieses System hat zum Vorteil, dass keine individuellen Effizienzvorgaben ermittelt werden müssen. Ihr Gelingen hängt maßgeblich von der Frequenz des Benchmarkings und der Festsetzung der geltenden Erlösobergrenzen ab¹⁴⁶. Durch die Abkopplung von unternehmensindividuellen Kosten wird jedenfalls gänzlich vermieden, dass Netzbetreiber zum Ende bzw. zum Anfang einer Periode ihre Kosten überhöhen¹⁴⁷. Auch in der Festlegung, in welchem Verhältnis Ist- und Normkosten in die Kostenermittlung einfließen, ist – abhängig vom gewählten Regelungsansatz entweder der Regulierer oder der Ordnungsgeber – frei. In praktischer Hinsicht stellt vor allem die typischerweise hohe Anpassungsfrequenz der Erlösobergrenze (Norwegen: zwei Jahre) und

¹⁴² Vgl. auch instruktiv *Roßnagel*, in: Eifert/Hoffmann-Riem, Innovationsfördernde Regulierung, Innovation und Recht II, 2008, S. 323 ff., 337.

¹⁴³ Ansatz entwickelt von *Shleifer*, A theory of yardstick competition, Rand Journal of Economics 1985 (Vol. 16), S. 319 ff.

¹⁴⁴ *Meinzenbach*, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, § 21a EnWG, Rn. 48.

¹⁴⁵ *Meinzenbach*, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, § 21a EnWG, Rn. 48.

¹⁴⁶ *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 91 ff., 96.

¹⁴⁷ *BNetzA*, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30.06.2006, S. 40 (Rn. 145).

die häufigere Durchführung des Benchmarkings eine Herausforderung für den Regulierer dar, welcher nur durch weitgehende Anpassungen der Datenflüsse zwischen Netzbetreiber und Regulierer begegnet werden kann¹⁴⁸.

Mit der Rechtsgrundlage im EnWG ist dieses Effizienz-Benchmarking grundsätzlich vereinbar, insbesondere erlaubt § 21a Abs. 5 EnWG auch eine Bestimmung nicht nur unternehmensindividueller, sondern auch gruppenspezifischer Effizienzvorgaben. Ferner ist auf Grundlage dieser Regelung eine Abkehr von Vergleichsparametern möglich, welche physischen Netzausbau direkt oder indirekt begünstigen. Was die Dauer der Regulierungsperiode anbelangt, so kann diese schon nach dem geltenden Recht (§ 21a Abs. 3 S. 1 EnWG) bis auf eine Dauer von zwei Jahren herabgesetzt werden.

§ 21a Abs. 4 EnWG erfordert allerdings eine Aufteilung der Kosten nach ihrer – tatsächlichen – Beeinflussbarkeit und eine Beschränkung des Effizienzvergleichs auf diese beeinflussbaren Kosten. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die jetzige Ausgestaltung der dnbK in § 11 Abs. 2 ARegV auch Kosten beinhaltet, die tatsächlich beeinflussbar sind, d.h. der Anteil der dem Effizienzvergleich nach der Konzeption des § 21 Abs. 4 EnWG unterfallenden Kosten tatsächlich höher ist.

Umstritten ist allerdings schon grundsätzlich die im Rahmen der Yardstick-Regulierung vorgenommene Entkopplung der Obergrenzen-Ermittlung von den tatsächlichen Kosten. Diese steht im Gegensatz zum grundsätzlich (unternehmens-)kostenorientierten Ansatz der Netzentgeltmittlung in § 21 Abs. 2 EnWG, welcher trotz der Modifikation durch die Anreizregulierungsmethode auch im Rahmen des § 21a Abs. 1 EnWG fortgilt¹⁴⁹. Allerdings verweist die BNetzA darauf, dass schon *de lege lata* an mehreren Stellen – namentlich durch den Ansatz nur effizienter Kosten in § 21 Abs. 2, 4 EnWG und beim Effizienzvergleich – vom kostenorientierten Ansatz abgewichen wird. Zudem berücksichtigt auch eine Kostenermittlung aufgrund von Durchschnittswerten im Ergebnis das jeweilige Unternehmen, indem dessen Geschäftszahlen in die Berechnung einfließen¹⁵⁰. Hierzu passt es auch, dass § 21 Abs. 2 EnWG ohnehin nicht explizit auf die Kosten eines bestimmten Unternehmens, sondern abstrakt auf Kosten einer effizienten Betriebsführung etc. abstellt. Auch nach Ansicht von *Meinzenbach* schließen weder § 21a EnWG noch unionsrechtliche Vorgaben¹⁵¹ eine Yardstick-Regulierung aus¹⁵².

bb) Differenzierende Regelungen

¹⁴⁸ *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 91 ff. und 96.

¹⁴⁹ So etwa *Baur/Pritzsche/Garbers*, Anreizregulierung nach dem EnWG, 2005; dargestellt bei *BNetzA*, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30.06.2006, S. 41 (Rn. 144).

¹⁵⁰ *BNetzA*, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, 30.06.2006, S. 42 f. (Rn. 146 ff.).

¹⁵¹ Im aktuell maßgeblichen Art. 59 Abs. 1 lit. a RL (EU) 2019/944 liegt insoweit keine Rechtsänderung ggü. dem von *Meinzenbach* in den Blick genommenen Rechtsrahmen (insb. Art. 23 Abs. 2 lit. a, Abs. 4 RL 2003/54/EG) vor.

¹⁵² *Meinzenbach*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar, Band 1 Halbband 1, 4. Aufl. 2019, § 21a EnWG, Rn. 47, 49.

Diskutiert wird zudem auch eine Regelung, welche für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber weitergehende Möglichkeiten der Refinanzierung vorsieht. Diese Differenzierung soll vor allem den administrativen Aufwand eingrenzen. Während allerdings zum Teil ein freier Zugang der Netzbetreiber zur Inanspruchnahme dieser Refinanzierungsmöglichkeiten gefordert wird¹⁵³, wird seitens der BNetzA mit Blick auf die genannte Zielsetzung eine engere Definition des hiervon betroffenen Kreises der Netzbetreiber intendiert¹⁵⁴. Wie die privilegierte Gruppe auszuwählen ist, ist unklar, da etwa innerhalb der Verteilnetzbetreiber auf allen Spannungsebenen grundsätzlich Bedarf für Netzkapazitätserweiterungsmaßnahmen besteht, dem auch durch neuartige Lösungen begegnet werden kann¹⁵⁵. Eine Unterteilung nach der Topografie (z.B. städtische oder ländliche Strukturen) ist in der Sache zielführender, allerdings lassen sich Netze desselben Verteilnetzbetreibers oftmals verschiedenen Strukturtypen zuordnen, was zu Abgrenzungsproblemen und -streitigkeiten führen kann. Weitere Abgrenzungskriterien, etwa die Betroffenheit vom Zubau erneuerbarer Energien oder von Elektromobilität, würden ihrerseits Abgrenzungen in vorgenannte Kategorien voraussetzen bzw. noch kleinräumigere Teilgebiete erfordern¹⁵⁶.

Aus diesseitiger Sicht würden sich im Falle solcher Regelungen zwangsläufig verfassungsrechtliche Fragen vor dem Hintergrund des allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatzes (Art. 3 Abs. 1 GG) stellen. Dass allein der Verwaltungsaufwand der Regulierungsbehörde als Rechtfertigung dafür ausreicht, Verteilnetzbetreibern außerhalb bestimmter Gebiete die Refinanzierung von Digitalisierungskosten zu versagen, ist vor dem Hintergrund der bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung¹⁵⁷ jedenfalls zweifelhaft, zumal auch nicht von volatiler und steigender Einspeisung betroffene Verteilnetzbetreiber an solchen Lösungen gegenwärtig oder künftig Interesse haben können.

3. Zusammenfassung und Fazit zu den Reformoptionen

Alle angesprochenen Maßnahmen auf Ebene der Rechtsvorschriften verfügen über Vor- und Nachteile, die unter Heranziehung technischen und insbesondere ökonomischen Sachverständes zu bewerten und gegeneinander abzuwägen sind.

Zu berücksichtigen ist, dass eine weitere Überfrachtung der Regulierungsformel etwa durch Instrumente wie den „Betriebskostenabgleich“ die Bildung von Erlösbergrenzen noch komplexer machen würden. Eine „Betriebskostenpauschale“ adressiert die spezifische Problematik der

¹⁵³ BDEW, Positionspapier Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Vorschläge zur langfristigen Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor dem Hintergrund der Energiewende, 21.03.2014, S. 11.

¹⁵⁴ BNetzA, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Januar 2015, online abrufbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf, S. 396, 398.

¹⁵⁵ *Consentec/Frontier Economics*, Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilernetzbetreiber, Juli 2019, S. 100.

¹⁵⁶ Ebd., S. 101.

¹⁵⁷ Nußberger, in: Sachs, GG, 8. Aufl. 2018, Art. 3 GG, Rn. 110 mit Verweis auf BVerfGE 42, 176, 185; 71, 146, 157.

vermehrten Nutzung von Digitalisierungslösungen zur Kapazitätserweiterung aus diesseitiger Sicht nur unzureichend, zudem erscheint die aus ökonomischer Sicht bestehende Befürchtung einer indirekten Anreizung von kapitalkostenintensiven Investitionen jedenfalls plausibel.

Systemische Ansätze wie etwa die Einführung einer an die Yardstick-Regulierung angenäherten Regulierungsmethode bringen es mit sich, dass über die Jahre erworbenes und nunmehr vorhandenes Praxiswissen beim Regulierer damit entwertet würde. Nicht nur aus Sicht des Regulierers, sondern auch der betroffenen Netzbetreiber würde mit einer Umstellung von einem insgesamt funktionierenden und bewährten Regulierungssystem auf ein neues System – zudem auch „*on the run*“ – Neuland betreten werden, ohne dass der Nutzen mit einiger Wahrscheinlichkeit die Kosten und Risiken der Umstellung überwiegt.

Praktikabel erscheinen dagegen diejenigen Ansätze, die im bestehenden System bei bereits bestehenden, einzelnen Kostenparametern anknüpfen. So ist eine Modifikation der Vergleichsparameter beim Effizienzvergleich dergestalt, dass der Regulierer auch die durch Digitalisierungslösungen erzielte Kapazitätssteigerung zu beachten bzw. in den Vergleich einzupreisen hat, denkbar. Ebenso erscheint eine Aufnahme von Digitalisierungskosten für die Kapazitätssteigerung – hier vorstellbar in Kombination mit Festlegungsbefugnissen der BNetzA hinsichtlich konkreter Digitalisierungstechniken – in den Katalog dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten vor dem Hintergrund des ohnehin schon jetzt bestehenden Fiktionscharakters von § 11 Abs. 2 ARegV durchaus gangbar.

Zwar wird durch eine weitere Ausnahme vom Budgetprinzip der Zielsetzung der ARegV entgegengewirkt. Allerdings werden Digitalisierungskosten nicht etwa zu den Kosten konventioneller Maßnahmen hinzukommen, sondern diese in Teilen ersetzen. Deswegen überwiegt das hier verfolgte Interesse an einer Entzerrung des Status quo zugunsten von Digitalisierungslösungen.

D. Gesamtfazit

Der Netzbetreiber schuldet dem Anlagenbetreiber auf dessen Verlangen gemäß § 12 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 eine Kapazitätserweiterung, die dem „Stand der Technik“ und damit einem Standard entsprechen muss, der fortschrittlich und praktisch geeignet ist. Die konkrete Maßnahme muss also im Hinblick auf ihre Wirksamkeit an der Spitze der technischen Entwicklung stehen und im Versuchsbetrieb unter praxisnahen Anforderungen mindestens einmal erfolgreich erprobt worden sein, während die Bewährung im Betrieb keine zwingende Voraussetzung ist.

Der „Stand der Technik“ ist ein dynamischer Rechtsbegriff, der den mit ihm beschriebenen materiellen Maßstab einer fortlaufenden Änderung unterwirft. Netzbetreiber, die noch heute allein die in der Gesetzesbegründung von 2009 beispielhaft genannten (physischen) Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung umsetzen, unterliegen der Gefahr, den „Stand der Technik“ damit nicht mehr abzubilden. Stattdessen muss jeder Netzbetreiber prüfen, welche neuen fortschrittlichen Verfahren es gibt, die ihre praktische Eignung zumindest im Versuchsbetrieb bewiesen haben und diese bis zur Grenze der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit nach § 12 Abs. 3 EEG 2017 im Zweifel auch als neue Routine umsetzen.

Kapazitätserweiterungen, die auf Basis digitaler Anwendungen beruhen, müssen vom Netzbetreiber nicht nur erwogen, sondern tatsächlich auch schon umgesetzt werden, sobald es ein Anwendungsbeispiel gibt, in dem sich diese Methode bewährt und damit ihre praktische Eignung belegt hat. Auf den ersten Blick mag dies überraschen, da digitale Kapazitätserweiterungen bislang nicht als Branchenstandard erkennbar geworden sind, obwohl es vereinzelt schon erfolgreiche Pilotprojekte gegeben hat. Dem Willen des Gesetzgebers, der sich in § 12 Abs. 1 EEG 2017 ausdrücklich für den „Stand der Technik“ und nicht nur für die weniger anspruchsvollen „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ entschieden hat, entspricht die Praxis, innovative und auf digitale Lösungen zurückgreifende Kapazitätserweiterung zugunsten konventioneller Lösungen zu unterlassen, insoweit nicht (mehr).

Nicht auszuschließen ist, dass bei der Wahl der konkreten Maßnahme – klassischer Netzausbau versus digitale Lösungen – seitens des Netzbetreibers *in praxi* weniger der materielle Maßstab des § 12 Abs. 1 EEG 2017 ausschlaggebend ist als vielmehr die Frage nach ihrer Refinanzierbarkeit über die Netzentgelte. Die Ermittlung von Netzentgelten erfolgt nach dem geltenden Rechtsrahmen anhand des Konzepts der Anreizregulierung. Dabei erfolgt zunächst eine Kostenprüfung (§§ 4 ff. StromNEV) und eine Zuordnung der jeweiligen Kosten zu den einzelnen Kostenarten des § 11 ARegV. Diese Aufteilung in Kostenarten ist wiederum für die Anwendung der komplexen Regulierungsformel (§ 7 i.V.m. Anl. 1 ARegV) relevant, im Zuge derer auch ein Effizienzvergleich (§§ 12 ff. ARegV) durchgeführt wird.

Derzeit werden durch diese verschiedenen Mechanismen im Rahmen der Anreizregulierung die Kosten für nicht-physische Maßnahmen der Netzkapazitätserhöhung gegenüber klassischen, Netzausbau- und Netzoptimierungsmaßnahmen systematisch benachteiligt. Der geltende Rechtsrahmen behandelt nämlich zum einen Kapitalkosten besser als Betriebskosten. Der Anteil an Betriebskosten ist bei Digitalisierungsmaßnahmen aber weitaus höher als bei klassischen Netzausbaumaßnahmen. Zum anderen lassen sich solche bei Verteilnetzbetreibern anfallenden Digitalisierungskosten grundsätzlich nicht als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ i.S.d. § 11 Abs. 2 ARegV einordnen, was zu einer weiteren, erheblichen Schlechterstellung führt. Auch im Rahmen des Effizienzvergleichs werden physische Lösungen privilegiert.

Damit digitale Lösungen in der Praxis vermehrt an Bedeutung gewinnen, bedarf es einer Überarbeitung der geltenden Anreizregulierungsverordnung. Hierfür erscheint im Ergebnis keine systemische Neuordnung des Regulierungsregimes notwendig. Vielmehr ist es im Rahmen der Kostenaufteilung und -zuordnung sowie beim Effizienzvergleich möglich und angezeigt, punktuell eine Anerkennung von Digitalisierungskosten festzuschreiben. Dies kann aufgrund der dynamischen Entwicklung neuartiger Lösungen zur Kapazitätserweiterung auch in Verbindung mit weitergehenden Festlegungsbefugnissen der BNetzA gekoppelt werden.