

## Öffentliche Anhörung

### Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages

#### Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (EnWG-Novelle)

Mittwoch, den 14. April 2021, 11 bis 13 Uhr

#### Stellungnahme der E.DIS Netz GmbH

Sachverständiger: Stefan Blache, Mitglied der Geschäftsführung, E.DIS Netz GmbH

#### Vorbemerkung

Eine auch künftig hohe Leistungsfähigkeit der **Verteilnetze** ist für das nachhaltige Gelingen der Energiewende essentiell. In den Stromnetzen der Verteilnetzbetreiber (VNB) ist und wird der ganz überwiegende Teil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) angeschlossen. Zudem stellen die Verteilnetze das Rückgrat für die Sektorenkopplung dar, etwa beim Aufbau der Elektromobilität. Die Gasnetze der VNB sind Garant für die zuverlässige Wärmeversorgung in Deutschland und bieten die Zukunftsinfrastruktur für die sukzessive Mitnutzung von Wasserstoff bzw. „grünen“ Gasen.

Die VNB sind **Treiber** von wirtschaftlicher Entwicklung, Beschäftigung und Digitalisierung. Nach Berechnungen von RWTH Aachen und Frontier Economics stehen im Zuge der Energiewende allein im Verteilnetz Strom bis 2050 Gesamtinvestitionen im Umfang von 110 Mrd. € an. Laut dena-Leitstudie beläuft sich dieses Volumen sogar auf 146 bis 252 Mrd. €. Die Investitionen im Verteilnetz können gerade auch in der Post-Pandemie-Zeit erhebliche konjunkturelle Wirkung entfalten.

Der gesetzliche und regulatorische Rahmen sollte dieser Schlüsselrolle der Verteilnetze bei der Energiewende sowie den mit der entsprechend veränderten Versorgungsaufgabe einhergehenden Herausforderungen ausreichend Rechnung tragen. Neben dem EnWG kommt hier insbesondere den Netzentgeltverordnungen (StromNEV/GasNEV) sowie der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und im Rahmen dieser der Ausgestaltung der künftigen **Investitionsbedingungen** entscheidende Bedeutung zu.

Die **E.DIS Netz GmbH** (E.DIS) mit Sitz in Fürstenwalde/Spree zählt zu den größten Arbeitgebern und Ausbildern in Ostdeutschland. Sie betreibt Verteilnetze vom Spreewald in Brandenburg bis zur Ostsee in Mecklenburg-Vorpommern. Hierbei trägt die E.DIS unter anderem mit Blick auf eine Leitungslänge von 5.500 km in der Hochspannung die Systemverantwortung. Im Jahr 2020 betrug die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Netzgebiet, im Verhältnis zum Stromverbrauch, 133 %. Die E.DIS ist damit ein wesentlicher Enabler der Energiewende.

#### Auslaufende Bewertung der Redispatch-Kosten rechtzeitig fortschreiben

Zu § 21a (5) und (6) sowie § 53. In den Erzeugungsregionen kann der erforderliche Netzausbau in der Hochspannung auf Sicht nicht mit der Dynamik im EE-Zubau Schritt halten. Neben dem regulatorischen Prinzip des „nacheilenden Netzausbaus“ sind hierfür die gegenüber den EE-Anlagen selbst deutlich längeren Realisierungszeiträume ursächlich. Dabei sind wiederum die Anforderungen und Prozesse im Genehmigungsverfahren für die Hochspannung wesentliche Faktoren.

Gegenwärtig beläuft sich die im Netzgebiet der E.DIS angeschlossene EE-Leistung auf etwa 11 GW. Die Spitzenlast beträgt dagegen strukturbedingt lediglich knapp 3 GW. Das aktuelle Antragsvolumen für zusätzliche EE-Leistung, vor allem im Bereich großer Freiflächen-Photovoltaik, liegt bei 60 GW. Auf dieser Basis ist von einem Zuwachs der EE-Leistung bis 2030 im E.DIS-Netzgebiet auf 30 GW auszugehen. Dagegen ist keine signifikante Steigerung der Lasten zu unterstellen. Im Zielzustand werden an das Netz der E.DIS daher Erzeugungsanlagen angeschlossen sein, deren Gesamtleistung die zu erwartende Höchstlast um den Faktor 10 übersteigen wird

Diese regionale Kluft zwischen Erzeugung und Last führt in Verbindung mit dem zeitlich sehr aufwendigen bzw. stockenden Netzausbau dazu, dass der erzeugte EE-Strom nicht vollumfänglich verbraucht bzw. abtransportiert werden kann. Die in Folge im Rahmen des Redispatch entstehenden Redispatch- oder **Engpassmanagementkosten** (EPMK) belaufen sich im Netzgebiet der E.DIS bereits heute auf ein jährlichen Betrag im mittleren zweistelligen Millionen-Euro-Bereich. Diese Kosten sind für die VNB de facto nicht beeinflussbar. Daher werden die EPMK regulatorisch bis dato sachgerecht als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) bewertet. Diese Regelung läuft jedoch zu Ende September 2021 aus.

Die EnWG-Novelle anerkennt zwar grundsätzlich den zeitlichen Nachlauf im Netzausbau, schließt allerdings mit Blick auf die VNB nicht die Regelungslücke einer fortgesetzt angemessenen Bewertung der Redispatch-Kosten. Insofern ist im Rahmen der anstehenden Novelle der ARegV rechtzeitig für die Zeit ab Oktober 2021 eine Fortschreibung der bisherigen Bewertung der EPMK als dnbK zwingend erforderlich, da es andernfalls infolge der nicht mehr gegebenen entsprechenden Kostenanerkennung zu massiven Belastungen für die betroffenen Unternehmen käme. Ob der beschriebenen Entwicklung von EE-Zubau-Tempo, einerseits, und Netzausbau-Tempo, andererseits, wäre zudem eine langfristige Fortschreibung der dnbK-Regelung für EPMK sachgerecht.

Sollte der Verordnungsgeber aus übergeordneten politischen Erwägungen dennoch perspektivisch, sprich ab der 4. oder 5. Regulierungsperiode (RegP), eine Abkehr von der bisherigen Bewertungssystematik anstreben, wären durch den Verordnungsgeber selbst auch gleichzeitig die entsprechenden Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass es nicht zu einer Schlechterstellung der VNB kommt, die durch eine hohe EE-Integrationsleistung die Energiewende besonders unterstützen.

Etwaige Folgen des bevorstehenden Urteil des EuGH zum Regulierungsregime in Deutschland können hier für den Verordnungsgeber nicht als Begründung dienen, zwar eine langfristige Entscheidung über das grundsätzliche Bewertungsprinzip der EPMK vorzunehmen, aber von einer Ausgestaltung der grundsätzlichen Rahmenbedingungen Abstand zu nehmen. So steht es dem Verordnungsgeber frei, über das grundsätzliche Bewertungsprinzip speziell für die Zeit ab der 5. RegP ff zu einem späteren Zeitpunkt, auf Basis der dann vorliegenden weiteren Redispatch-Erfahrungen und im Lichte des vorliegenden EuGH-Urteils, zu entscheiden.

Wie bereits ausgeführt ist festzustellen, dass viele der für den Netzbetrieb der Zukunft grundlegend wichtigen Aspekte aktuell nicht im EnWG, sondern in den Verordnungen geregelt sind, die die Regelungen des EnWG ausgestalten. Dies gilt für das Thema Redispatch ebenso wie für die im nachfolgenden Themenblock adressierten Investitionsbedingungen.

## **Weitere entscheidende Weichenstellungen auf Ebene der Verordnungen zum EnWG erforderlich, um Energienetze zukunftsfest zu machen**

Zu ARegV/StromNEV/GasNEV: Unverzichtbare Basis für eine erfolgreiche und kostenoptimale Umsetzung der Energiewende und das Erreichen der Klimaschutzziele ist eine gut ausgebaute und leistungsstarke Infrastruktur. Der Investitionsbedarf ist jedoch keineswegs ein volkswirtschaftlicher Kostentreiber auf dem Weg in die angestrebte CO<sub>2</sub>-arme Zukunft. Ganz im Gegenteil: der wahre Kostentreiber wäre ein Ausbleiben dieser notwendigen Investitionen. Durch ein nicht adäquaten bzw. rechtzeitigen Um- und Ausbau könnten die Kosten – vor allem aus dem Redispatch - bis 2050 allein in den Verteilnetzen auf einen jährlichen „Schaden“ von über 4 Milliarden Euro ansteigen.

Die deutschen Strom- und Gasversorger sind der zweitgrößte Investor in Deutschland (nach dem Fahrzeugbau). Der größte Teil der Investitionen fließt in die Strom- und Gasnetze (allein die VNB investieren heute jährlich über 5 Milliarden Euro). In diesem Sinn sind Investitionen in Energieinfrastruktur nachgewiesen ein verlässlicher Konjunkturmotor. Als regional verankerte Unternehmen können Netzbetreiber beim „Wiederhochfahren“ der deutschen Wirtschaft nach der Bewältigung der COVID-19-Pandemie wichtige Impulse setzen.

Damit in die Netze investiert werden kann, bedarf es einer Modernisierung des bestehenden Regulierungsrahmens. Denn der konstant hohe Kapitalbedarf der nächsten Jahrzehnte für den Aus- und Umbau der Energieversorgung im In- und Ausland und die absehbare Entwicklung der deutschen **Eigenkapitalzinssätze** widersprechen sich. Kapitalgeber orientieren sich an internationalen Anlagemöglichkeiten. Das bedeutet, die deutschen Energienetze müssen sich gegenüber höheren Renditeperspektiven in anderen Staaten und Feldern behaupten. Deutschland liegt dabei im internationalen Vergleich bei der Höhe der Eigenkapitalzinssätze im Schlussfeld.

Der **EK I-Zins**, der ohnehin nur für einen Anteil von maximal 40 % des Kapitals gilt, droht in der 4. RegP um weitere 2,6 Prozentpunkte auf rund 4,3 % vor Steuern zu verfallen. Dies würde nahezu eine Halbierung gegenüber dem Niveau der 1. RegP bedeuten. Die Entwicklung schwächt absehbar die Finanzkraft der Unternehmen, da auch die Investitionen der Vergangenheit deutlich weniger Erträge generieren, als bei ihrer Errichtung angenommen. Zudem erwarten Investoren mehrheitlich Zinssätze um die 6 bis 7 % vor Steuern, wenn sie langfristig ihr Geld für Netze bereitstellen sollen, wie etwa die Investorenumfrage des BDEW zeigt.

Die Eigenkapital-Zinssätze müssen heute nicht nur langfristig verlässlich sein – sie müssen vor allem investitionsanreizend und international wettbewerbsfähig sein. Ein stärkerer internationaler Bezug bei ihrer Berechnung könnte verhindern, dass Deutschland weiter an Anschluss verliert und einen für die 4. RegP und die investiven Herausforderungen angemessenen Zinssatz sicherstellen.

Zusätzlich muss künftig die Beziehung zwischen Marktrisikoprämie und risikolosem Zins sachgerecht abgebildet werden. Wenn wie aktuell in Deutschland ein vergleichsweise niedriger risikoloser Zins mit einer Marktrisikoprämie kombiniert wird, die als Differenz aus der weltweiten Aktienmarktrendite und einem (höheren) internationalen Zinsniveau bestimmt wird, so senkt dies im Ergebnis den Eigenkapitalzins überproportional und wirkt wie ein Verstärker des ohnehin außergewöhnlich niedrigen Zinsniveaus in Deutschland. Eine mögliche Lösung dieses Dilemmas kann darin bestehen, Deutschland bei der Bestimmung der Marktrisikoprämie höher zu gewichten. oder zur Korrektur der Aktienmarktprämie andere Zinsreihen zu verwenden. Alternative Reihen, die zu einem wettbewerbsfähigeren EK-Zins führen würden, sind im DMS Datensatz standardmäßig vorhanden (DMS Bills).

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) muss ihren weiten Ermessensspielraum gezielt nutzen, um die Festlegung durch einen konsistenten Ansatz über alle Elemente der Zinsformel, einen breiten Methodenmix und einen belastbaren internationalen Vergleich abzusichern.

Darüber hinaus wäre eine Änderung von § 7 Abs. 7 StromNEV/GasNEV in der Form sachgerecht, dass der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 StromNEV/GasNEV übersteigenden Anteil des Eigenkapitals ausschließlich auf Basis des Mittelwertes des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs bzw. Daten exklusive monetäre Finanzinstitute) - zu ermitteln ist. Ergänzend hierzu können nach Streichung der Reihen, die durch öffentliche Schuldner ohne wesentliches Ausfallrisiko dominiert werden, auch langfristige Effektivzinssätze aus der Kreditstatistik der Bundesbank herangezogen werden.

Die Regelung des § 7 Abs. 7 zielt darauf ab, Eigenkapital, das über die 40 %-Quote hinausgeht, mit Fremdkapital gleich zu stellen und zu verzinsen (sogenannter **EK II-Zins**). Hintergrund ist, dass Netzbetreiber für den Einsatz von Eigenkapital, das über die 40 %-Quote hinausgeht, weder belohnt noch bestraft werden sollen. D.h. durch die Regulierung nur insofern eine Lenkungswirkung erzielt werden, als es unmöglich sein sollte, durch den vermehrten Einsatz von Eigenkapital mehr Netzentgelte zu erlösen als bei einem Einsatz von Fremdkapital. Dies ist insofern sinnvoll, als es nicht möglich ist, eine zu jeder Zeit und in jeder Situation optimale Eigenkapitalquote festzulegen. Zum Beispiel kann es sinnvoll sein, wenn Netzbetreiber für anstehende größere Investitionsprogramme Eigenkapital aufbauen.

Mit Blick auf künftig ausreichende und stabile Investitionsbedingungen für Energienetzinfrastruktur besteht seitens des Verordnungs- bzw. Gesetzgebers zudem u. a. **Handlungsbedarf**

- beim X-Gen, der perspektivisch und dauerhaft auf Null gesetzt werden sollte,
- bezüglich des Sockeleffektes, zu dem die Übergangsregelung über die 3. RegP hinaus verlängert werden sollte,
- einer der im Zuge der Energiewende veränderten Versorgungsaufgabe (EE-Integration, Ausbau Elektromobilität, voranschreitende Sektorenkopplung etc.) gerecht werdenden OPEX-Regelung - wenigstens mit Blick auf in der RegP neu zuwachsenden Aufgaben, die im Budget nicht enthalten sind, sowie
- eine Kostenanerkennung für Pionierarbeit bei gebührenfreien Branchenlösungen.

### **Transparenzvorgaben handhabbar halten**

Zu §§ 14 e, 21, 23 b-d. Die vorgesehene **Internetplattform** für die etwa 50 VNB, die Hochspannungsnetze betreiben, ist kritisch zu bewerten, da nicht klar ist, was dort geregelt werden und wer diese betreiben soll. Die EU Binnenmarktrichtlinie schreibt eine unternehmensübergreifende Plattform ausdrücklich nicht vor. Damit geht der Gesetzesvorschlag unnötig über das anzuwendende EU-Recht hinaus.

Zudem ergeben sich zahlreiche offene Fragen, etwa zur Übernahme der Kosten für die Einrichtung und den Betrieb solch einer Plattform, zur Informationssicherheit, Pflichten für Plattform-/ Webseitenbetreiber, Haftung für falsche Daten etc. Für den Fall, dass auch (private) Anschlussnehmer über die Plattform kommunizieren sollen, könnten auch Haftungsfragen aufgrund von Datenschutzerfordernungen entstehen.

Eine Lösung der Datenschutzthematik kann auch nicht durch die Ergänzung in § 14e Abs.1 und Abs.2 EnWG erreicht werden. Hier soll geregelt werden, dass die Internetplattform mit *„nicht personenbezogenen Daten einzurichten und zu betreiben“* sowie vom Anschlussnehmer Informationen *„in nicht personenbezogener Form“* zu übermitteln seien. Vielmehr stellen sich dadurch neue datenschutzrechtliche Fragen, z. B. wie und durch wen eine datenschutz- konforme Anonymisierung erfolgen kann, wenn bereits IP-Adressen von Nutzern der Internetplattform nach geltender Rechtslage personenbezogene Daten darstellen. Zudem führte ein Verzicht auf die Verarbeitung personenbezogener Daten dazu, dass die Internetplattform einen deutlich eingeschränkten Nutzen hätte, da beispielsweise die Bearbeitung eines Netzausbaubegehrens einer natürlichen Person ausgeschlossen ist, wenn dieses anonymisiert übermittelt würde.

Dies alles wäre zudem ein enormer Kostentreiber. Sollten die Regeln zur Internetplattform bestehen bleiben, müsste daher zwingend ergänzt werden, dass die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb einer solchen Plattform vollständig regulatorisch anerkannt werden. Ebenso wären die Rechte und Pflichten der Beteiligten klar und handhabbar zu regeln. Gleiches gilt für ausreichende Fristen.

Die weiteren **Veröffentlichungspflichten** sind nicht erforderlich. So werden die Netzausbaupläne der E.DIS bereits über die ARGE FNB OST veröffentlicht. Auf jeden Fall sollten weitere Veröffentlichungspflichten aber nicht die bisherige kundenorientierte und effiziente Vorgehensweise beeinträchtigen.

In den Verteilnetzen herrscht eine ungleich höhere Dynamik mit Bezug auf Einzelanfragen, die im Sinne des Kunden möglichst zeitnah umzusetzen sind. Umfangreiche Konsultationen scheinen insbesondere für die Niederspannung und Mittelspannung daher bremsend und der Energiewende abträglich. Die gelebte Abstimmungspraxis mit der zuständigen Kommune bzw. mit den regionalen/lokalen Stakeholdern ist häufig viel entscheidender für den Fortschritt von Baumaßnahmen, als planerische Belange oder Ressourcenverfügbarkeiten.

### **Hebung von Effizienzpotentialen durch Stärkung von Flexibilitätsmechanismen**

Zu § 14 a bzw. SteuVerG sowie 13 (6) bzw. § 14 c. Im Sinne einer sicheren und zugleich möglichst effizienten Versorgung der Netzkunden, ist neben dem notwendigen Netzausbau auch eine **netzdienliche Steuerbarkeit** flexibler Verbrauchseinrichtungen erforderlich.

Ohne eine netzdienliche Steuerungsmöglichkeit flexibler Verbraucher können marktliche Impulse hohe Gleichzeitigkeiten verursachen, die zu einem signifikanten zusätzlichen Netzausbaubedarf führen. Im Zweifel müsste das Netz für die „letzte Leistungsspitze“ ausgebaut werden, obschon hier nur wenige Partikularinteressen bedient würden. Die Kosten dieses Ausbaus werden durch die Netzentgelte auf alle Netzkunden umgelegt, auch auf solche ohne flexible Einrichtungen, die keine zusätzlichen Belastungen verursachen.

Um eine schnelle und für alle kostengerechte Integration der Elektromobilität und weiterer flexibler Verbraucher in die Verteilnetze zu erreichen, haben die Netzbetreiber den Dialog in den letzten zwei Jahren zwischen BMWi, der Automobilindustrie, den Stromlieferanten, den Verbraucherschutzverbänden und der Energiebranche aktiv und konstruktiv unterstützt und den Lösungsprozess damit vorangetrieben. Mit dem Entwurf des SteuVerG und dem dort verankerten Ansatz der Spitzenglättung wurde ein guter Weg gefunden, um Elektrofahrzeuge und andere flexible Verbraucher schnell in die Netze zu integrieren und gleichzeitig den hohen deutschen Versorgungsstandard nicht zu gefährden. Die Auswirkungen auf das private Laden würden dabei bis zur Wahrnehmungsschwelle minimiert. Für dieses System, die Entwicklung entsprechender

Technologien und die Etablierung geeigneter Marktprozesse müssen dringend die gesetzlichen Weichen gestellt werden.

Unter Einhaltung der Regelungen zur Entflechtung sollte zudem § 13 (6a) („**Nutzen statt Abregeln**“) auch für VNB nutzbar sein, die in Unterstützung des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) durch die Steuerung von Anlagen im eigenen Netz tätig werden oder einen Netzengpass im eigenen Verteilernetzbewirtschaften müssen. Dabei sind die Kriterien der Netzdienlichkeit und volkswirtschaftlichen Effizienz zu beachten.

### **Klimaschutz bei Netzverlusten unterstützen**

Zu § 42 EnWG bzw. § 78 EEG. Derzeit besteht für Netzbetreiber keine Möglichkeit der optionalen **Grünstellung** der ausschreibungspflichtigen Energiemengen für Netzverluste, da diese nach bisheriger Auslegung keinen Letztverbrauch im Sinne der Stromkennzeichnung darstellen. Zudem ist rechtlich nicht eindeutig geregelt, ob Lieferanten für Netzverlustenergie Herkunftsnachweise entwerfen dürfen.

Faktisch ist damit ein bedeutender Teil des Stromsystems von der Integration Erneuerbarer Energien ausgeschlossen (rund 5 % des bereitgestellten Stroms in Deutschland). Die Netzbetreiber können hier einen wesentlichen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz und mithin zur Nachfrage von Grünstrom leisten.

Entsprechend sollte im Rahmen der Novellierung des EnWG künftig auch den Netzbetreibern die optionale Grünstellung der im Rahmen der Netzverluste benötigten Strommengen ermöglicht werden. Eine Umsetzung kann über die Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes (UBA) erfolgen. VNB und ÜNB sollte daher die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister anzulegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu dürfen.

Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde die Bedeutung der Herkunftsnachweise nachhaltig stärken und einen Zubau von nicht geförderter EE-Stromerzeugung zusätzlich anreizen, ohne eine diskriminierungsfreie Ausschreibung von Verlustenergie zu gefährden.

Diesbezüglich wäre ferner eine Ergänzung des Kriteriums Grünstrom in § 22 (1) EnWG zielführend.

### **Regelungen zur Wasserstoffinfrastruktur weiter optimieren**

Zu §28 j - p, § 112b, § 113 a – d. Die Regelungen zu Wasserstoffnetzen sind vor dem Hintergrund, dass sie lediglich die **Übergangsregelungen** bis zum Inkrafttreten des europäischen Ordnungsrahmens für Wasserstoffnetze bilden, nachvollziehbar. Sie bieten einen pragmatischen Einstieg in die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur. Eine Belastung des bestehenden Gasgeschäfts zugunsten großer Industrieanschlüsse wird vermieden.

Erfreulich ist die Klarstellung, dass die Entflechtung lediglich buchhalterisch und nicht mehr, wie zunächst vorgesehen, eigentumsrechtlich zu erfolgen hat. Weiterhin ist die Regelung positiv zu bewerten, die die Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen erleichtert. Mit dem Bericht zur Evaluierung wird zumindest die Anerkennung der Beimischung verankert.

Allerdings sollten folgende Punkte im Gesetz klarer geregelt und geändert werden:

Wasserstoff sollte zumindest solange nicht der Definition von Biogas unterliegen, wie reine Wasserstoffnetze nicht der Gasnetzregulierung unterfallen sollen. Für den Fall, dass der Gesetzgeber bestimmte Regelungen für Biogas auch für "grünen" Wasserstoff anwenden will, könnte dies auch durch einen Verweis erfolgen, dass diese Regelungen entsprechend auf "grünen" Wasserstoff Anwendung finden sollen.

Im Zusammenhang mit der einseitigen Erklärung eines Wasserstoffnetzbetreibers, dass seine Wasserstoffnetze der Regulierung unterfallen sollen, sowie zu den Anforderungen an die Wirksamkeit einer solchen Erklärung bzw. zur Anwendung liegt ein Zirkelschluss im Gesetzesentwurf vor. Zudem bleibt unklar, wie eine Prüfung erfolgen soll, wenn zum Zeitpunkt der Erklärung des Betreibers die Vorschrift noch gar keine Anwendung findet.

Im Kontext einer einheitlichen Genehmigung für alle Wasserstoffnetzinfrastrukturen des Antragssteller fehlt es im Gesetzesentwurf bezüglich der Begrifflichkeiten „Bedarfsprüfung“ und „Bedarfsgerechtigkeit“ an Stringenz. Es bleibt unklar, wie mit dem „Rest“-Anteil einer Wasserstoffnetzinfrastruktur verfahren wird, für die keine Regulierung notwendig ist. Eine mögliche Lösung wäre, für den als nicht bedarfsgerecht identifizierten Teil (ggf. vorübergehend) zuzulassen, dass er außerhalb der Regulierung betrieben werden kann.

Wenn bereits Unterlagen über einen Realisierungsfahrplan zwischen Netzbetreiber und -nutzer gefordert sind, ist ein Bedarf zu unterstellen. Ob dieser Bedarf energiewirtschaftlicher („energiewirtschaftliche Notwendigkeit“) oder anderer – etwa industriepolitischer – Natur ist, sollte unerheblich sein; in jedem Fall ist die Notwendigkeit festzustellen. Auch sollte der Zeitraum für die Bedarfsprüfung von vier auf grundsätzlich drei Monate verkürzt werden. Schließlich sollten sich die Kosten auf die „drei Vorjahre“ beziehen, sofern in diesen bereits eine Geschäftstätigkeit stattgefunden hat.