

› POSITIONSPAPIER

Anforderungen an den vorausschauenden Netzausbau zum Gelingen der Energiewende – Hemmnisse und Lösungsvorschläge

Berlin, 16.02.2023

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 268.000 Beschäftigten wurden 2017 Umsatzerlöse von mehr als 116 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 61 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 86 Prozent, Wärme 70 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 68 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitband-Ausbau. Ihre Anzahl hat sich in den letzten vier Jahren mehr als verdoppelt: Rund 180 Unternehmen investierten 2017 über 375 Mio. EUR. Seit 2013 steigern sie jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent und bauen überall in Deutschland zukunftsfähige Infrastrukturen (beispielsweise Glasfaser oder WLAN) für die digitale Kommune aus.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Hintergrund und generelle Anmerkungen

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland haben in den letzten Jahren umfangreiche Investitionen zur Umsetzung der Energiewende und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorgenommen. Auch in der aktuellen Energiekrise versorgen die Netzbetreiber in Deutschland ihre Kunden weiterhin zuverlässig mit Energie. Damit das auch in Zukunft so bleibt, insbesondere mit zunehmend erneuerbaren Energien, müssen dafür jetzt die Weichen gestellt werden. Denn nach den jüngst veröffentlichten Langfristszenarien durch das BMWK muss ein Großteil der Investitionen in die Stromnetze bereits bis zum Jahr 2035 erfolgen.

Im besonderen Fokus für die Netzbetreiber stehen derzeit daher die Planungen für den Netzum- und -ausbau, die die politisch forcierten Entwicklungen in der Energiewende antizipieren und bereits bei den aktuellen anstehenden Maßnahmen die in nächster Zukunft notwendige Infrastrukturbestandteile implementieren. Durch das vorausschauende Handeln der Netzbetreiber können volkswirtschaftliche Kosten erheblich reduziert werden und eine wichtige Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende geschaffen werden.

Die kommunalen Netzbetreiber sind sich ihrer gesellschaftlichen Verantwortung für das Gelingen der Energie-, Wärme- und Verkehrswende bei gleichzeitiger Bezahlbarkeit von Energie und Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit sehr bewusst. Sie stehen bereit, um den Umbau des Energiesystems auch in Krisenzeiten zu übernehmen und verstehen sich dabei als Ermöglicher der Energiewende. Sie arbeiten an technischen und prozessualen Lösungen, um Antworten auf die vielfältigen neuen und komplexeren Anforderungen an die Netze zu finden. Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende, die in herausragender Art und Weise vor Ort mit den Verteilnetzbetreibern erfolgt, ist allerdings eine Regulierung, welche die richtigen Rahmenbedingungen setzt. Die Regulierung ist dann für alle – vom Verbraucher über den Netzbetreiber bis zur Kommune – eine passende Regulierung, wenn sie es effizienten Netzbetreibern ermöglicht im Rahmen des Mammutprojekts der Energiewende, ihre betriebsnotwendigen Maßnahmen kostendeckend durchzuführen und das benötigte Kapital angemessen zu verzinsen.

Dabei sind die Investitionen der VNB eine elementare Voraussetzung für den Ausbau, den Erhalt und die Digitalisierung der Infrastruktur und für das Gelingen der Energiewende. In den nächsten Jahren werden auf Grund der beschriebenen – politisch vorgegebenen Aufgaben – von den VNB weitere umfangreiche Investitionen erwartet, so dass die größten Herausforderungen für die Netze noch bevorstehen.

Die steigende Erzeugung von Erneuerbaren Energien sowie der zusätzliche Strombedarf stellen das Stromnetz schon heute vor große Herausforderungen. Die EEG-Novelle 2023 aus dem Osterpaket schreibt für das Jahr 2030 installierte Leistungen in Höhe von 215 GW aus PV, 30 GW aus Wind Offshore und rund 115 GW aus Wind Onshore vor. Dazu kommt der angestrebte Hochlauf der Elektromobilität (15 Mio. Fahrzeuge bis 2030) und der Wärmepumpen (6 Mio. bis 2030). Diese Ziele sind ohne einen umfassenden und vorausschauenden Ausbau der Netzinfrastruktur – insbesondere der Verteilnetze in denen 95 % der EE-Anlagen sowie praktisch alle Wärmepumpen und Wallboxen angeschlossen werden – zum Scheitern verurteilt.

Hinzu kommt, dass das Verteilnetz „intelligent“ werden muss, um technische Belastungsgrenzen ohne Schäden weiter auszureizen, den schnellen Netzanschluss von Wärmepumpen und

Elektromobilen zu garantieren und Einspeisung und Entnahme auch auf lokaler Ebene zu koordinieren. Dies erfordert den Einsatz weiterer Telekommunikations- und Rechentechnik. Nicht zuletzt verschafft eine intelligente Steuerung von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und anderen flexiblen Verbrauchern und Erzeugern die notwendige Zeit, um die Verteilnetze entsprechend den steigenden Anforderungen auszubauen.

Der Um- und Ausbau der Netze betrifft auch die Betriebskosten: Vermehrte Bearbeitung von Anschlussanträgen, vertiefte Betriebsplanung, erhöhter Umfang von Dispatch und Redispatch usw. Deshalb werden auch Personal- und Materialkosten sowie Fremdleistungskosten stärker und früher steigen, als dies durch die implementierte Inflationskorrektur berücksichtigt wird.

Nicht zuletzt hätte ein vorausschauender Netzausbau auf allen Ebenen den Netznutzern bereits heute deutlich Geld gespart: die Engpassbewirtschaftungskosten im Stromnetz sind von 1,4 Milliarden Euro im Jahr 2020 drastisch auf 2,3 Milliarden Euro im Jahr 2021 gestiegen – für 2022 wird mit einer Kostenexplosion in Höhe eines zweistelligen Milliardenbetrages gerechnet.

Auch wenn ein Grund für die Höhe der Kostensteigerung in den deutlich gestiegenen Stromkosten liegt, so hätten diese Kosten – und die volkswirtschaftlich wie ökologische fatale Abregelung der Erneuerbaren Energien - vermieden werden können, wenn die Netze bereits in der Vergangenheit hätten vorausschauend ausgebaut werden können. Diese Engpässe wären nicht aufgetreten. Auch diese Kosten müssen berücksichtigt werden, wenn es bei der Diskussion um eine investitionsfreundliche Anpassung des Regulierungsrahmens einmal wieder um zusätzliche Kosten für die Netznutzer geht – die Zusatzkosten des nicht (vorausschauend) erfolgten Netzausbaus werden bei einer Verdreifachung des Ausbautempos von Wind und PV in Zukunft drastisch steigen und letztlich ein Vielfaches der eigentlichen Netzausbaukosten ausmachen, da sie kontinuierlich anfallen, solange der Engpass besteht.

Trotz dieser offensichtlichen Vorteile des vorausschauenden Netzausbaus und der Dringlichkeit, mit der dieser umgesetzt werden soll, fehlt es an einem Regulierungsrahmen, der den Netzbetreibern es ermöglicht, vorausschauenden Netzausbau zu betreiben.

I. Vergangenheitsorientierung der Regulierungspraxis

Das aktuell existierende System der Anreizregulierung orientiert sich an der Vergangenheit. Um das Budget der Netzbetreiber für die kommenden Jahre zu bestimmen, werden Kosten vorangegangener Jahre herangezogen. Damit die Stromnetze fit für die Zukunft gemacht werden, bedarf es allerdings eines vorausschauenden Netzausbaus. Ansonsten besteht die Gefahr, dass das Netz maßgeblich von der Substanz lebt und zumindest langfristig „auf Verschleiß gefahren“ wird. Sorgen um die Liquidität und kurzfristige finanzielle Stabilität aufgrund der Energiekrise verschieben Investitionen in neue Technologien in die Zukunft und erschweren den Netzausbau. Die Investition in den regelbaren Ortsnetztransformator muss dann erst einmal warten.

Gleichzeitig richtet die BNetzA ihr Handeln sehr einseitig in Richtung Kostensenkung im Netzbereich aus. Dies ist jedoch nicht der gesetzliche Auftrag der BNetzA und führt dazu, dass den Netzbetreibern im Zuge dessen Mittel fehlen, die in strategische und vorausschauende Investitionen eingesetzt werden könnten. Insbesondere der massive Aufwuchs der operativen Kosten,

also der Personalkosten und Kosten für Dienstleister (Bauunternehmen, IT etc.) sind in den letzten Jahren massiv gestiegen. Diese Kostensteigerungen werden nicht in den Budgets der Netzbetreiber berücksichtigt und verhindern ein den anstehenden Herausforderungen angemessenes Agieren der Netzbetreiber.

Das zukünftige Budget, welches für den operativen Stromnetzbetrieb (z.B. für Instandhaltung und für große Anteile an den Löhnen und Gehältern sowie der IT) innerhalb der vierten Regulierungsperiode beginnend im Jahr 2024 bis Ende des Jahres 2028 jährlich zur Verfügung stehen wird, liegt aktuell zur Prüfung bei den Regulierungsbehörden vor. Die Regulierungsbehörden schauen bei ihren Kostenprüfungen in den „Rückspiegel“, also auf die Kosten des sog. Basisjahres 2021 bzw. 2020 und auf die Kosten der gerade noch laufenden Regulierungsperiode. Für das richtige Augenmaß, bleibt es jedoch wichtig, die immer umfangreichere und komplexere Versorgungsaufgabe im Strom und die anstehende Transformation im Gas im Blick zu haben.

Der Regulierungsrahmen setzt den Regulierungsbehörden bei der Genehmigung der Budgets für operative Ausgaben im Rahmen der Kostenprüfungen zwar derzeit Grenzen. So werden zum Beispiel keine in die Zukunft gerichtete Kosten anerkannt. Die Behörden haben bei den zu prüfenden Ist-Kosten und deren Anerkennung für zukünftige Budgets jedoch einen weiten Ermessensspielraum, der mit dem EuGH-Urteil vom 01.09.2021 noch ausgeweitet wurde. Die Rechtsprechung hat ebenfalls aufgezeigt, dass bei der Bewertung der Datenmeldung für das Ausgangsniveau auch die Zeit nach dem Basisjahr einzubeziehen ist. Diesen Ansatz beabsichtigt die BNetzA bei der aktuellen Kostenprüfung Strom schon jetzt partiell z.B. durch den Wegfall der EEG-Umlage beim Betriebsverbrauch nach dem Basisjahr zu berücksichtigen. Jedoch: Selbst, falls die Regulierungsbehörde die vom Netzbetreiber angezeigten Kosten vollständig anerkennen sollte, wird das resultierende Budget den wachsenden Aufgaben in der Zukunft nicht gerecht werden können. Und dass die Aufgaben der Netzbetreiber in den nächsten Jahren aufgrund der Strom-, Verkehrs- und Wärmewende stark anwachsen, ist unbestritten.

Des Weiteren sieht der Gesetzentwurf zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) vor, dass von den bisher für ein Intelligentes Messsystem anfallenden Kosten für den Anschlussnutzer von jährlich 100 Euro künftig 80 Euro durch den Anschlussnetzbetreiber zu zahlen sein sollen. Dadurch kann eine neue Dynamik beim Rollout Intelligenter Messsysteme entstehen. Zugleich jedoch erwächst daraus für die kommunalen Netzbetreiber perspektivisch ein neuer Kostenblock, dessen Berücksichtigung in der EOG der Gesetzentwurf leider offenlässt. Sollten die Netzbetreiber diese Kosten nicht in vollem Umfang und ohne Zeitversatz durch entsprechende Erlöse decken können, reißt der Rollout Löcher in ihre Budgets, die nur durch Einsparungen an anderer Stelle zu kompensieren sein werden. Diese Entwicklung darf nicht zu einem Hemmnis bei den dringend erforderlichen operativen Maßnahmen und Investitionen kommunaler Netzbetreiber in die Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende werden. Der VKU setzt sich deshalb für eine dringende Klarstellung in der Gesetzgebung ein. Sie sollte die BNetzA ermächtigen, aber auch verpflichten den Verteilnetzbetreibern die Deckung ihrer oben beschriebenen Zusatzkosten aus dem GNDEW über ihre EOG zu gestatten. Indem der BNetzA nicht die operative Umsetzung, sondern nur das Ziel vorgegeben wird, ist Konformität mit der EuGH-Rechtsprechung gegeben. Eine klare und verlässliche Lösung ist notwendig!

Lösungsvorschläge:

- Grundsätzlich ist ein neues Verständnis der Zusammenarbeit zwischen den Regulierungsbehörden und den Netzbetreibern ist erforderlich. Die Regulierungsbehörde nutzt ihren durch den EuGH umschriebenen Ermessensspielraum und betrachtet bei Kürzungsabsichten mit Bezug auf § 6 Abs. 2 ARegV (Besonderheit des Basisjahrs) auch die Zeit nach dem Basisjahr. Liegen der Behörde Hinweise auf Kostenveränderungen im Nachbasisjahr oder gut belegte Planansätze vor, so werden auch diese angemessen berücksichtigt.
- Damit das GNDEW seine beabsichtigte Wirkung tatsächlich bestmöglich erzielen kann, sollten die von den Netzbetreibern adressierten unbeabsichtigt drohenden neuen Bremseffekte auf dem Weg zur Klimaneutralität sehr ernstgenommen und vermieden werden. Dazu ist es notwendig, dass im MsbG klargestellt wird, dass Netzbetreiber ihre Kosten für den Rollout der intelligenten Messsysteme ohne Zeitverzug und vollständig bei den Netzentgelten berücksichtigen dürfen.

II. Regulatorische Kapitalverzinsung

Die Energie-, Wärme- und Verkehrswende kann nur gelingen, wenn die Netzbetreiber die damit verbundenen enormen Investitionen stemmen können. Deswegen kommt es darauf an, dass die Regulierungsbehörden nicht nur ein angemessenes Budget für operative Ausgaben genehmigen; es müssen auch die richtigen regulatorischen Vorgaben bei den Investitionsbedingungen gemacht werden. Diese sind im § 21 Abs. 2 EnWG normiert, wo eine „angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals“ als Regulierungsvorgabe verlangt wird. Blickt man sowohl auf die operativen Ausgaben als auch auf die Investitionskosten, so müssen Netzbetreiber die Effizienzvorgaben der Regulierung insgesamt unter den ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen können (§ 21a Abs. 5 EnWG).

Eine angemessene, international wettbewerbsfähige, nachhaltige und stabile Verzinsung des eingesetzten Kapitals ist eine essenzielle Voraussetzung für den vorausschauenden Netzausbau. Die aktuelle Regulierungspraxis erfüllt die zitierten EnWG-Vorgaben derzeit nicht. Der Kapitalmarkt wird infolge der Zinswende nicht mehr adäquat in der Regulierung abgebildet, weil letztere sich auch mit Blick auf die Investitionen zu sehr an der Vergangenheit orientiert. Spätestens ab der vierten Regulierungsperiode (Strom ab 2024, Gas ab 2023) droht eine Situation, in der die Netzbetreiber ihre Kapitalkosten nicht mehr vollständig werden zurückverdienen können. Das ginge zulasten der notwendigen operativen Ausgaben und droht die Energie- wende auszubremsen und zu verteuern. Die Finanzierungsmöglichkeiten für Verteilnetzbetreiber drohen zum Problem zu werden. Es gibt daher dringenden Anpassungsbedarf.

Eigenkapitalzinssatz

Maximal 40 Prozent des betriebsnotwendigen Eigenkapitals der Netzbetreiber werden mit einem durch die BNetzA festzulegenden Eigenkapitalzinssatz verzinst. Der aktuell für die 3. Regulierungsperiode im Strombereich gültige EK-Zinssatz von 6,91 % liegt bereits jetzt weit unter

dem europäischen Durchschnitt und ist einer der niedrigsten in Europa. Diese geringe EK-Verzinsung führt zu einem unangemessenen, nicht sachgerechten Kostensenkungsdruck und damit zu einem erheblichen Rückgang der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber.

Für die 4. Regulierungsperiode hat die BNetzA den Zinssatz für Neu-Investitionen um ca. ein Viertel auf 5,07 % abgesenkt. Die BNetzA hatte dabei in ihrer Festlegung (Seite 46) die Möglichkeit einer kurzfristigen nachträglichen Anpassung explizit verankert. Sollte sich der Basiszins als ein Element innerhalb des festgelegten Eigenkapitalzinssatzes infolge von Kapitalmarktveränderungen im Nachhinein und für die 4. Regulierungsperiode als unangemessen zu niedrig herausstellen, würde die BNetzA sehr kurzfristig reagieren. Eine entsprechende Formulierung findet sich auch in der zugehörigen Pressemeldung der BNetzA.

Der risikolose Basiszins für die 4. Regulierungsperiode wurde von der BNetzA mit 0,74 % ermittelt. Der Leitzins der EZB liegt nach mehreren Erhöhungen bereits heute bei 3,0 % und damit schon höher als der risikolose Basiszins. Weitere Erhöhungen wurden seitens der EZB angekündigt. Der Leitzins kann als Orientierungsgröße für ein Mindestmaß für den risikofreien Basiszins dienen. Die Zinswende ist also da! Bleibt die BNetzA bei ihrer Festlegung, steht der regulatorische Eigenkapitalzinssatz im deutlichen Widerspruch zum Kapitalmarkt. Das deutsche Regulierungssystem verfehlt damit sein Ziel, wettbewerbliche Rahmenbedingung für regulierte Netzbetreiber zu setzen.

Wir möchten unterstreichen, dass es den kommunalen Netzbetreibern nicht um Gewinnmaximierung oder besonders hohe Renditen geht. Denn sie setzen die regulatorische Eigenkapitalverzinsung in großen Teilen wieder zur Finanzierung neuer Investitionen für die Daseinsvorsorge durch Energieverteilung ein. Kommunale Netzbetreiber werden sich zur Bewältigung des notwendigen Netzausbaus auch um zusätzliches Eigenkapital bemühen müssen, da der Netzausbau nicht komplett über die Aufnahme von Fremdkapital finanziert werden kann. Damit die Finanzierung gelingt, muss für die Investitionen ins Netz eine Rendite erwirtschaftet werden können, die einer marktangemessenen und risikoadäquaten Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals entspricht. Das Agieren der BNetzA beeinflusst hier folglich direkt das Gelingen und die Geschwindigkeit der Energiewende vor Ort.

In ihrer Festlegung (BK4-21-056/55) hat die BK 4 auf Seite 46 darauf hingewiesen, dass sie den festgelegten EK-Zins nachträglich ändern wird, falls dies erforderlich sein sollte. Nach unserer Auffassung ist die Situation eingetreten und eine Anpassung der EK-Verzinsung ist erforderlich.

Lösungsvorschlag:

Die BNetzA hält ihr Wort und nutzt die in der Festlegung verankerte Klausel und bezieht das voraussichtliche Zinsniveau der Jahre 2023-28 in ihre Festlegung ein.

Fremdkapitalzins im Kapitalkostenaufschlag

Zur Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende sind auch die kommunalen Netzbetreiber auf neues Fremdkapital angewiesen, das sie am Kapitalmarkt zukünftig beschaffen müssen. Die Regulierung gestattet es den Stromverteilungsnetzbetreibern, ab 2024 Fremdkapitalzinsen für ihre Investitionen nach dem Basisjahr im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags in Höhe von 1,71% (bisher 2,72%) erlöswirksam zu vereinnahmen. Im Gas dürfen ab 2023 2,03%

(bisher 3,03%) erlöst werden. Diese neuen regulatorischen Zinssätze gelten für Strom bis Ende des Jahres 2028 und für Gas bis Ende des Jahres 2027.

Allerdings liegen infolge der Zinswende schon die noch gültigen regulatorischen Zinssätze weit unterhalb der aktuellen tatsächlichen Fremdkapitalzinsen am Kapitalmarkt. Und die Fremdkapitalzinsen steigen tendenziell weiter an! Neues Fremdkapital können kommunale Netzbetreiber derzeit – je nach Laufzeit – deutlich über 4 % aufnehmen.

Die regulatorischen Zinssätze für die Verteilnetzbetreiber halten nicht Schritt mit der Zinswende am Kapitalmarkt. Das können sie derzeit methodisch auch gar nicht, weil die Regulierung bislang – wie bei den regulatorischen Budgets für operative Ausgaben hier den Blick in den Rückspiegel vorschreibt. Die neuen regulatorischen Fremdkapitalzinssätze basieren im Strom auf Bundesbankdaten für die Jahre 2012 bis 2021 (Gas 2011 bis 2020). Nehmen die Verteilnetzbetreiber nun neues Fremdkapital auf, um notwendige Investitionen zu finanzieren müssen sie folglich in Kauf nehmen, dass ihre Finanzkraft und damit auch die der Kommunen geschädigt wird. Da dies auch für die Banken erkennbar ist, wird sich zukünftiges Fremdkapital für kommunale Netzbetreiber dadurch weiter verteuern.

Das Festhalten an der bisherigen Regulierungspraxis bei den regulatorisch zulässigen Fremdkapitalzinssätzen (so genannte EK-II-Zinssätze) im Rahmen der Kapitalkostenaufschläge für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber entwertet somit Infrastruktur und reißt entsprechend erhebliche Löcher in kommunale Kassen. Dabei liegt in diesem Fall die unbürokratische und wirkungsvolle Lösung auf der Hand: Übernahme der Regelung des § 10a Abs. 7 ARegV für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber auch für Verteilnetzbetreiber.

Anders als bei den Verteilnetzbetreibern, die für neue Investitionen nach den letzten Basisjahren (Strom 2021 und Gas 2020) auf einen regulatorischen Zinssatz bis Ende des Jahres 2028 bzw. 2027 fixiert werden, der sich aus der Vergangenheit vor der Zinswende ableitet, erfolgt bei den Übertragungsnetzbetreibern eine jährliche Dynamisierung anhand relevanter Zinsreihen mit aktuellen Kapitalmarktdaten. Die Regelung für Übertragungsnetzbetreiber ergibt derzeit einen regulatorischen Fremdkapitalzins von ca. 3,5 % und erlaubt es den Übertragungsnetzbetreibern damit auch perspektivisch, ihre tatsächlichen Zinskosten für neue Investitionen zu decken. Nicht mehr, aber auch nicht weniger. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Energiewende vor allem lokal in den Verteilnetzen stattfindet, ist die regulatorische Ungleichbehandlung zwischen den Netzbetreibern nicht nachzuvollziehen. Hier liegt eine Diskriminierung vor, die schnellstmöglich beendet werden muss.

Die BNetzA hat mit dem neuen § 118 (46d) EnWG die Möglichkeit, die Fremdkapitalzinsen auf einem marktüblichen Niveau festzulegen. Es ist höchste Zeit, dass die Behörde wie angekündigt unverzüglich handelt.

Lösungsvorschlag:

Änderungsvorschlag in § 10a Abs. 7 Anreizregulierungsverordnung

„(7) Der auf die nach den Absätzen 5 und 6 bestimmte kalkulatorische Verzinsungsbasis anzuwendende kalkulatorische Zinssatz bestimmt sich als gewichteter Mittelwert aus kalkulatorischem Eigenkapitalzinssatz und kalkulatorischem Fremdkapitalzinssatz, wobei der kalkulatorische Eigenka-

pitalzinssatz mit 40 Prozent und der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz mit 60 Prozent zu gewichtet ist. Für den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz sind die nach § 7 Absatz 6 der Stromnetzentgeltverordnung oder § 7 Absatz 6 der Gasnetzentgeltverordnung für die jeweilige Regulierungsperiode geltenden kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen anzusetzen. ~~Für den kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz bei Betreibern von Verteilernetzen sind die Zinssätze anzusetzen, die nach § 7 Absatz 7 der Stromnetzentgeltverordnung oder nach § 7 Absatz 7 der Gasnetzentgeltverordnung für die jeweilige Regulierungsperiode gelten.~~ Bei der Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes ~~für Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen~~ ist für die kalkulatorische Verzinsungsbasis in dem nach Satz 1 bestimmten Umfang der sich nach Satz 5 für das jeweilige Anschaffungsjahr ergebende kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz anzuwenden, der nach den sich aus den Sätzen 6 und 7 ergebenden Grundsätzen gewichtet wird. Für den kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz ist das arithmetische Mittel aus den folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen oder Zinsreihen anzusetzen:

1. Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen und
2. Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren.“

III. Effizienzvergleich

Der Idee des vorausschauenden Netzausbaus basiert auf dem Ansatz, dass ein schneller und vorausschauender Netzausbau gesamtwirtschaftlich sinnvoll ist, da auf diesem Wege in großem Maße Wartezeiten für Anschlussbegehren und -erweiterungen signifikant verkürzt und die Transformation der Energie- und Wärmeversorgung deutlich beschleunigt werden. Vor diesem Hintergrund wird bewusst in Kauf genommen, dass im Bereich der Energienetze temporäre Überkapazitäten entstehen. Netzkapazität und Netzdigitalisierung kosten, finden aber keine Berücksichtigung bei den Vergleichsparametern. Vorausschauend geschaffene Netzkapazität wird damit vom bestehenden System als ineffizient eingestuft. Der erwartete Wohlfahrtsge Gewinn aus der Beschleunigung der Transformation übersteigt deutlich die aus heutiger Sicht zu erwartenden unsystematisch auftretenden Effizienzverluste bei einzelnen Netzbetreibern.

Deshalb muss verhindert werden, dass einzelne Netzbetreiber einen vorausschauenden Netzausbau mit Blick auf das folgende Basisjahr 2026 aufgrund der Befürchtung scheuen, dass sie in diesem Zusammenhang eine Benachteiligung aufgrund des Effizienzvergleichs erleiden.

Da darüber hinaus im Transformationszeitraum die Flexibilisierung der Netz- bzw. Laststeuerung eine große Rolle spielt und unter Umständen schnell umgesetzt werden muss, sollten die damit im Zusammenhang stehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne des § 11 Abs. 2 ARegV eingestuft werden. Dies würde gewährleisten, dass die Netzbetreiber hier anfallende Mehrkosten zeitnah wieder über die Netzentgelte Erlösen könnten und diese weiterhin nicht mit in den Effizienzvergleich einfließen.

Auf diesem Wege wäre sichergestellt, dass weder Netzausbau noch Flexibilisierung des Netzbetriebs im Rahmen des Effizienzvergleichs bevorzugt oder benachteiligt würden. Dies ist notwendig, da Situationen denkbar sind, in denen Netzausbau und Netzflexibilisierung gleichermaßen als Lösung in Frage kommen. Durch die beschriebene Gleichbehandlung beider Ansätze

wäre gewährleistet, dass Entscheidungen der Netzbetreiber nicht durch erwartete Auswirkungen im Effizienzvergleich verzerrt werden.

Aufgrund der unterschiedlichen Herausforderungen städtischer und ländlicher Netze in der Energiewende müssen diese Herausforderungen umfänglich in den Strukturparametern erfasst werden. Außerdem: Bei einer vorausschauenden Netzerweiterung bzw. -umstrukturierung entstehen Netzkosten u.U. zeitlich vor der Ausprägung entsprechender Strukturparameter. Die „Early Mover“ dürfen nicht durch Effizienzabschläge bestraft werden.

Lösungsvorschlag:

Bei der Auswahl der Strukturparameter und bei der Bestimmung des Benchmarkingmodells sollten vorausschauender Netzausbau und entsprechende Parameter berücksichtigt werden.

Der Effizienzvergleich Gas sollte gänzlich entfallen. Nach Ende der 4. Regulierungsperiode sind die Effizienzen gehoben und die „End-of-Erdgas“ Strategie der Politik erfordert Transformation mit entsprechenden Kosten, bei denen Effizienz zunächst nicht die oberste Priorität hat, sondern vielmehr Geschwindigkeit und Versorgungssicherheit.

IV. Netzentgeltsystematik und -struktur

Die Refinanzierung der Investitionen und der Netzkosten erfolgt über Netzentgelte. Die aktuelle Netzentgeltsystematik korrespondiert allerdings nicht mit der Struktur der Netzkosten. Die Netzkosten setzen sich fast ausschließlich aus Fixkosten zusammen und hängen somit größtenteils nicht von der durchgeleiteten Energiemenge ab. Für einen Netzbetreiber ist es unerheblich, ob der Kunde seinen Netzanschluss mit einer hohen durchgeleiteten Energiemenge nutzt oder nur gelegentlich auf die Netzinfrastruktur zurückgreift. Auslegungsrelevant und somit auch entscheidend für die Höhe der Netzkosten ist die verfügbare Leistungsbereitstellung durch den Netzbetreiber. Diese Fixkosten werden im gegenwärtigen System jedoch nur bedingt verursachungsgerecht an die Kunden weitergegeben, da die Netzentgelte in den meisten Fällen fixe und variable Anteile beinhalten.

Aus diesem Grund hält es der VKU für notwendig und sachgerecht, in Zukunft eine verursachungsgerechtere Beteiligung an der Refinanzierung der Netzkosten durch die Netznutzer möglichst unabhängig von der entnommenen Menge vorzunehmen.

Lösungsvorschlag:

Die Netzentgelte müssen zukünftig entnahmemengenunabhängig gebildet werden. Eine grundpreisbasierte Netzentgeltsystematik würde das Netzentgeltaufkommen vergleichmäßigen, Marktprozesse vereinfachen und die Komplexität der Netzentgeltabrechnung wesentlich reduzieren. Dies würde die Refinanzierung verstetigen und verursachungsgerecht gestalten. Zudem wird damit einer Entsolidarisierung durch zunehmende Eigenerzeugung sowie dem Effekt sinkender Verbrauchsmengen der Kunden entgegengewirkt. Nicht zuletzt würde mit einer grundpreisbasierten Netzentgeltsystematik auch anderen zukünftigen Anforderungen wie bspw. Ladesäulen für E-Mobilität und Wärmepumpen adäquat begegnet werden können.

V. Planungs- und Verfahrensbeschleunigung

Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

Die zu geringen Personalkapazitäten in den lokalen Prüf- und Genehmigungsbehörden bremsen die kommunale Energie-, Wärme- und Verkehrswende ungewollt aus. Selbst übliche Maßnahmen, wie Kundenversorgungen oder Sanierungen von Niederspannungskabeln benötigen oftmals viele Monate bis zu mehreren Jahren bis die notwendigen behördlichen Genehmigungen für das Bauvorhaben vorliegen. Das ist nicht nur ärgerlich, sondern hat vor allem für die Betroffenen vor Ort auch oftmals ganz konkrete finanzielle Belastungen zur Folge.

Folgender Fall für den Bau eines Umspannwerks auf einem neuen Areal macht die dramatischen Auswirkungen der behördlichen Verwaltungsprozesse besonders deutlich. Im Jahr 2011 hat die zuständige Verwaltungsbehörde den Aufstellungsbeschluss für das zu entwickelnde Areal gefasst. Auf dem Areal soll ein energetisch hochmodernes Wohn-, Gewerbe- und Forschungsumfeld entwickelt werden. Ca. vier Jahre später wurde beschlossen, nicht einen, sondern neun Bebauungspläne abzubilden. Fünf Jahre nach diesem Beschluss, also 2020, wurden die ersten beiden dieser Bebauungspläne genehmigt. Die das Areal entwickelnde Projektgesellschaft und der lokale Verteilungsnetzbetreiber sind zurückhaltend optimistisch, dass die noch zu beschließenden sieben Bebauungspläne für das Areal jeweils nur noch ca. 1 ½ Jahre beansprucht werden. Allerdings ist der Behörde ein paralleles Bearbeiten aus Kapazitätsgründen nicht möglich. Deshalb ist davon auszugehen, dass mit dem Bau des Umspannwerkes nicht vor 2027 begonnen werden kann.

Planungsbeschleunigung an einem weiteren Beispiel eines VKU-Mitgliedsunternehmens: der Zeitraum für den Ersatzneubau einer 50 Kilometer langen 110-kV Leitung mit einem derzeitigen Zeithorizont von 20 Jahren ließe sich mit mehr Kapazitäten in den Behörden mindestens halbieren. Dieser verzögerte Neubau bedingt derzeit, dass regenerative Einspeisekapazitäten von 8 Megawatt aufgrund Engpässen abgeregelt werden müssen. Somit wird jeglicher weitere Zubau an EE-Einspeisungen an diesem Punkt erst im Jahr 2040 effektiv einen Beitrag zur Energiewende leisten können. Mit einer Beschleunigung (Wegfall einer erneuten Bestandskartierung als Auflage durch die lokalen Genehmigungsbehörden) wäre im Bestcase sogar eine Engpassbeseitigung auf diesen 50 Kilometern Freileitung in 5 Jahren umsetzbar.

Die Transformation der Stromnetze findet jedoch nicht nur auf der 110 kV-Ebene statt. Die Umstellung auf Elektromobilität und bei dem Netzanschluss von Wärmepumpen erfordert an vielen Stellen die Ertüchtigung des Verteilnetzes bis in die Keller der Netzkunden hinein. Damit diese Maßnahmen in der erforderlichen Geschwindigkeit umgesetzt werden können, wird eine Planungs- und Verfahrensbeschleunigung in allen betroffenen Verwaltungsbereichen benötigt. Neben der Entschlackung des Ordnungsrahmens sind in gleichem Maße Maßnahmen in der Ablauforganisation der betreffenden Behörden notwendig. Diese umfassen eine organisatorische Beschleunigung der Prozesse sowie eine ausreichende Bereitstellung von Personalkapazitäten zur Prüfung und Genehmigung der einzelnen Baumaßnahmen.

Beschleunigung von Netzausbauprojekten auf der 110 kV-Ebene durch Umsetzung von Art. 6 EU-NotfallVO

Die Verordnung ist am 29.12.2022 für eine Dauer von 18 Monaten in Kraft getreten. Projekte auf der 110 kV-Ebene könnten, durch die die Umsetzung der in Artikel 6 der EU-Notfallverordnung genannten Ausnahmen beschleunigt werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass diese Projekte in einem Gebiet liegen, das eine strategische Bedeutung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien hat und das für diese Projekte die Pflicht zu einer strategischen Umweltprüfung (SUP) besteht. Die Mitgliedstaaten können festlegen, dass in diesen Gebieten eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und Artenschutzprüfung nicht oder nur eingeschränkt nötig ist, wenn die Ausweisung der Gebiete einer strategischen Umweltprüfung unterzogen wurde. Voraussetzung ist, dass Vermeidungs- oder Erhaltungsmaßnahmen getroffen werden oder eine Artenschutzabgabe gezahlt wird (Art.6).

Artikel 6 adressiert somit auch die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren im Bereich Netze. Aktuell wird geprüft, ob insb. im Bereich der 110-kV-Ebene Netzausbauprojekte (neue Trassen) bestehen, deren Umsetzung durch die Anwendung dieses Artikels im deutschen Recht beschleunigt würde.

Lösungsvorschlag:

Der Gesetzgeber sollte möglichst umfassend von der Umsetzungsoption zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren im Bereich Netze Gebrauch machen.

VI. Unsicherheit über die Zukunft der Gasinfrastruktur

Aktuell diskutierte Optionen einer Dekarbonisierung mithilfe des Gasnetzes und der Wasserstoffwirtschaft und deren Auswirkungen auf den Regulierungsrahmen

Sachstand und Hintergrund

Deutschland will die europäischen und nationalen Klimaschutzziele mit der Energiewende effizient erfüllen. Die deutsche Gaswirtschaft unterstützt diese Zielstellung und steht bereit, diesen Weg engagiert über alle Sektoren hinweg zu flankieren. In diesem Umstrukturierungsprozess werden gasförmige Energieträger einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten. Denn: Ohne Gase geht es nicht. Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Erdgas (SNG) werden einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten und die Erwartungen zur Dekarbonisierung der an die Gasverteilnetze angeschlossenen Haushalts- sowie mittelständischen Industrie- und Gewerbetunden einlösen. Ein wesentlicher Vorteil ist dabei die grundsätzliche Eignung und wirtschaftliche Anpassungsfähigkeit der Netze für die klimaneutralen Gase und die damit verbundene Schnelligkeit und Reaktionsfähigkeit des Verteilnetzes.

Grundsatzposition des VKU

Klar ist: Die Gasnetze werden für die Dekarbonisierung gebraucht. Der politische Trend, Regelungen zu treffen, die Wasserstoff für Anwendungen im Wärmemarkt ausschließen (z.B. mit

der Vorgabe aus dem Koalitionsvertrag, dass jede neue Heizung auf Basis von mindestens 65 Prozent erneuerbare Energien betrieben werden soll) ist aus Sicht des VKU nicht zielführend, da dadurch der Lösungsraum unzulässig verengt wird und damit für die Vielzahl der unsanierten Gebäude im Bestand keine praktikable und vor allem finanzierbare Lösung geschaffen wird.

Durch Umwidmungen kann das bestehende Gasnetz fit gemacht werden für die Zukunft. Jedoch gibt es Bereiche, in denen die gut vermaschte Gasnetzinfrastruktur nicht in dem Maß gebraucht wird und wirtschaftlich betrieben werden kann, wie es heute der Fall ist. In diesen Fällen werden Netze zurückgebaut bzw. stillgelegt.

Wie dieser Transformationsprozess gestaltet werden soll, ist im Detail noch zu klären. Als mögliche Instrumente sind u.a. verkürzte Abschreibungszeiten für die Gasinfrastruktur und eine Aufhebung des Effizienzvergleiches im Gas in der Diskussion.

Die Ausgestaltung der Transformation kann nur vor Ort in den einzelnen Kommunen entsprechend der konkreten Gegebenheiten erfolgen. Die kommunalen Versorger stehen bereit für die Umsetzung der Wärmewende. Sie liefern bereits heute häufig Strom, Gas und Fernwärme aus einer Hand und kennen die Gegebenheiten für die Daseinsvorsorge vor Ort. Dieses Wissen muss in die Transformation der Gasnetze einfließen. Zentrale Vorgaben – wie etwa Höchstmengen für den Einsatz von Wasserstoff zur Verwendung im Wärmesektor – schränken diese Flexibilität ein und führen im Ergebnis zu Mehrkosten der Energieversorgung, die am Ende die Verbraucher tragen müssen.

Der VKU bezieht weitere Ansätze zur regulatorischen Gestaltung des Transformationsprozesses verschiedener Stakeholder und Organisationen in seinen Meinungsfindungsprozess auch in Abstimmung mit seinen Mitgliedern mit ein. Dies sind im Wesentlichen:

- 1. Gründung einer Wasserstoffnetzgesellschaft (BMWK)**
- 2. Unterstützung der Infrastrukturbetreiber durch ein Amortisationskonto (dena)**
- 3. Zwischenbericht von Agora/BET/ Rosin Büdenbender**

1. Vorschlag der Gründung einer Wasserstoffnetzgesellschaft (BMWK)

Der inoffizielle Entwurf der Nationalen Wasserstoffstrategie des BMWK vom Dezember 2022 umreißt das Konzept wie folgt:

- Mittelfristig soll die Wasserstoffnetzgesellschaft die bisherigen H₂-Leitungen sowie umzunutzende Erdgasleitungen erwerben sowie Planung und beschleunigte Umsetzung eines deutschlandweiten Zielnetzes für den Wasserstofftransport im Jahr 2030 umsetzen.
- Durch staatliche Beteiligung soll die Finanzierung der notwendigen Investitionen zu günstigen Bedingungen sichergestellt werden und Risiken abgesichert werden.

Aufgrund mangelnder näherer Informationen zu dem Konzept der Wasserstoffnetzgesellschaft ist eine Bewertung nur schwer möglich. Unklar ist u.a., wie die staatliche Beteiligung aussehen soll, welche Netzebenen betroffen sind (nur die FNB, oder auch die VNB?), welche Rolle den Netzbetreibern zugeschrieben wird, oder wie die Abwicklung/Überführung erfolgen soll.

Aus Sicht des VKU ist das Konzept der H₂-Netzgesellschaft als sehr problematisch einzuschätzen. Dies gilt auch unabhängig davon, dass durch eine mögliche „Anschub-Finanzierung“ des

Bundes beim Aufbau einer H2-Netzgesellschaft eine Beschleunigung der Transformationsgeschwindigkeit erreicht werden könnte.

Mit einer derartigen H2-Netzgesellschaft würde – je nach Ausprägung – die Rolle der GasVNB schwinden. Eine staatliche Beteiligung würde die Transformation und den Betrieb der Netze eher ineffizient und bürokratisch gestalten.

Der Ansatz der Gründung einer H2-Netzgesellschaft passt zur Haltung, die das BMWK in der Diskussion zur Neugestaltung der Entflechtungsregeln im EU-Gasbinnenmarktpaket einnimmt. Hierin schlägt die EU-KOM strengste Entflechtungsvorgaben für Gasnetzbetreiber vor. Unter diesen Bedingungen wäre eine Transformation der Gaswirtschaft zu einer klimaneutralen Versorgungsinfrastruktur nicht möglich! Eine Umsetzung der Idee der H2-Netzgesellschaft begünstigt den Versuch über ein unternehmerisches Unbundling, die Verteilnetzebene auszutrocknen und Verteilnetzbetreiber an einer Beteiligung am H2-Hochlauf zu hindern. Dies ist aus VKU-Sicht zwingend zu vermeiden!

2. Unterstützung der Infrastrukturbetreiber durch ein Amortisationskonto (dena)

In einem Impulspapier macht die Dena im August 2022 den Vorschlag der Einrichtung eines Amortisationskontos. Dieser beinhaltet folgende Eckpunkte:

- Absicherung der Investitionen in der Anfangsphase durch ein „Amortisationskonto“
- Die Netzbetreiber erhalten den Auftrag, das H2-Netz zu errichten (szenariobasierte Planung) und in Rückkopplung mit der BNetzA, durch Neubau und Umwidmung.
- H2-NB unterwerfen sich einer allein auf H2 basierenden Kostenregulierung (so wie auch derzeit mit der Opt-In-Variante im EnWG verankert).
- Die Netzbetreiber gehen hinsichtlich der Finanzierung mit Eigenmitteln in Vorleistung. Der Staat sichert die Investition ab, indem er den Netzbetreibern langfristig die Rentabilität der Investition zusichert.
- Ab Fertigstellung einer Leitung (z. B. ab 2026) können Netzbetreiber entsprechende (Wasserstoff-)Netzentgelte erheben. Um das Netzentgelt für die sehr wenigen ersten Kunden wirtschaftlich attraktiv zu gestalten, wird es zunächst gedeckelt. Die konkrete Höhe des Netzentgelts wird durch die BNetzA geprüft und bestätigt. Das Entgelt ist in Summe nicht auskömmlich, aber um diese Finanzierungslücke wird ein Amortisationskonto erstellt. Von diesem gehen die Kosten für den Aufbau und die Netzentgelte ein. Die Lücke fängt zunächst der NB auf. Er hält sie auf dem Amortisationskonto fest, welches über die folgenden Jahre fortgeschrieben und verzinst wird.
- Der Staat sichert die Amortisation der Leitungen für den Fall ab, dass der Wasserstoffhochlauf verzögert erfolgt und so die Rentabilität gefährdet ist. Die vereinbarte Amortisationsregelung wird im Bundeshaushalt abgesichert.
- In 2045, also nach Ablauf der Abschreibungsdauer, werden Mehr- oder Mindererlöse abschließend verrechnet.

Aus Sicht des VKU ist der Ansatz grundsätzlich geeignet und könnte den zeitnahen Aufbau von H2-Infrastrukturen begünstigen. Gut ist, dass die Chancen und auch die Risiken nicht bei einem Akteur liegen würden, sondern sowohl bei den Netzbetreibern, als auch bei den Verbrauchern sowie dem Staat. Zudem ist er kompatibel zu noch anstehenden Entscheidungen auf nationaler

und europäischer Ebene (FitFor55/Gaspaket). Durch den Ansatz gedeckelter Netzentgelte zahlen die Wasserstoffverbraucher zwar ein höheres Netzentgelt als bei einer Querfinanzierung über die Erdgas-Regulierung, in keinem Fall aber eines, das quasi prohibitiv für deren zukünftigen Geschäftsmodelle ist (z. B. Faktor zwei des gegenwärtigen Erdgas-Netzentgelts). Positiv ist zudem, dass der Netzbetreiber die Garantie hat, dass sich sein Investment amortisiert und er somit eine belastbare Basis für eine positive Investitionsentscheidung hat. Jedoch müsste sichergestellt sein, dass die staatlichen Garantien langfristig robust gestaltet sind, damit die NB auf dem Kapitalmarkt keine Nachteile erleiden.

3. Zwischenbericht von Agora/BET/ Rosin Büdenbender

Das Konsortium hat den aktuellen Ordnungsrahmen der Erdgasnetze mit Blick auf die Transformationsdienlichkeit analysiert und auf Basis quantitativer und juristischer Prüfungen Optionen für einen zukunftsfähigen Rahmen entwickelt. Die Zwischenergebnisse empfehlen u.a.

zur Finanzierung und Regulierung des Netzbetriebs

- die Schaffung verkürzter Abschreibungsdauern
- die Verkürzung der Regulierungsperiode auf zwei Jahre
- die Abschaffung des Effizienzvergleichs
- bemängeln, dass die gegenwärtige EK-Verzinsung das Risiko des Erdgasnetzbetriebs nicht sachgerecht abbildet.

zur effizienten Netznutzung

- die Definition eines Kippunktes, an dem der Netzbetreiber verbleibende Netzkunden unter Wahrung von Verbraucherschutzinteressen zu kündigen

zur Umwidmung

- die Erwägung der buchhalterischen Entflechtung (nicht wie von der EU-Kommission vorgeschlagene gesellschaftsrechtliche Entflechtung)

zur Netzplanung

- die Synchronisation der nationalen und lokalen Planung:
Schritt I – erweiterte kommunale Wärmeplanung (ekWP)
Schritt II – medienübergreifende Infrastrukturplanung: Die Planung erfolgt gemäß der gesetzten Leitplanken in der ekWP.
Schritt III – Bestätigung: die Planungsergebnisse durch die Kommune sichern ein medienübergreifend stimmiges Ergebnis ab.

Aus Sicht des VKU beinhaltet der Zwischenbericht interessante Ansätze, die weitergedacht und näher geprüft werden sollten. Kritisch sieht der VKU die vorgeschlagene Verkürzung der Regulierungsperiode. Die Abschaffung des Effizienzvergleichs Gas im Zuge des anstehenden Transformationsprozesses wäre hingegen sinnvoll.

Grundsätzlich müssen die Netzbetreiber in ihrer Planung im Zweifelsfall die tatsächlich zu erwartenden Entwicklungen abbilden, keine politisch definierten Ziele. Sie sind die falschen Ansprechpartner, wenn es darum geht, lokale Widerstände gegen die nationale Energie- und Klimapolitik zu überwinden.

VII. Fazit

Der vorausschauende Netzausbau kann heute und vor allen im Zukunft dazu beitragen, die ambitionierten politischen Ziele der Energiewende auch tatsächlich zu erreichen und gleichzeitig die Netznutzer von unnötigen und volkswirtschaftlich unsinnigen Kosten, insbesondere der Engpassbewirtschaftung, zu entlasten. Dazu brauchen wir ein neues Denken auf allen Ebenen von Politik, Regulierung und Verwaltung: wir können heute und in Zukunft nicht „zu viel“ Netz ausbauen, sondern höchstens zu langsam!

Das vorliegende Positionspapier liefert hierfür eine Reihe von Vorschlägen aus verschiedenen Bereichen, um diesen „Katapultstart“ auch tatsächlich umzusetzen – wir brauchen die Deutschlandgeschwindigkeit auch beim Netzausbau.

In der Gesamtschau bleibt jedoch auch festzuhalten, dass sich Netzausbauvorhaben nicht beliebig beschleunigen lassen. Auch wenn die Beseitigung der genannten Hürden und die Optimierung bestehender Prozesse deutliche Verbesserungen bewirken können, bleibt die tatsächlich erreichbare Beschleunigung immer noch durch externe Knappheiten begrenzt, die knappen Ressourcen bei den Tiefbaukapazitäten und der Fachkräftemangel sind hier nur als exemplarische Beispiele zu nennen. Diese faktischen Limitierungen entziehen sich häufig sowohl dem Einfluss der Netzbetreiber als auch der Politik.

Umso wichtiger ist daher die zügige Digitalisierung der Verteilnetze und die damit zukünftige Sichtbarkeit und Steuerbarkeit der einzelnen Verbraucher und Erzeuger: durch sie kann die notwendige Zeit gewonnen werden, auch ohne unmittelbaren Verteilnetzausbau diese in die bestehende Netzinfrastruktur zu integrieren. Wir verschaffen uns und den Netznutzern damit Zeit, bis die Netzbetreiber mit dem notwendigen Ausbau hinterherkommen. Durch zeitlich eng begrenzte steuernde Eingriffe des Netzbetreibers im Falle von ansonsten auftretenden Netzüberlastungen kann ein Vielfaches an Erzeugungs- und Verbrauchskapazität angeschlossen werden. Wir sind zuversichtlich, dass mit der überfälligen Umsetzung des § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nunmehr durch die Bundesnetzagentur der notwendige Rahmen dafür geschaffen wird.

Durch eine intelligente Steuerung der Verteilnetze können bestehende Engpässe im Netz, aber auch bei Personal, Material oder bei Genehmigungs- und Planungsprozessen entschärft werden. Nicht zuletzt kann der notwendige Verteilnetzausbau dadurch auch besser an den sich tatsächlich ergebenden Bedarf angepasst werden.

An Ende des Tages wird trotzdem in den allermeisten Fällen – insbesondere vor dem Hintergrund der beabsichtigten Hochlaufkurven der zusätzlichen EE-Anlagen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge - die nahezu vollständig in den Verteilnetzen angeschlossen werden, der Netzausbau das Mittel der Wahl sein.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft:

Victor Fröse

Tel: 030-58580-195

froese@vku.de