

Kommunale Energieversorger befinden sich weiterhin in einer Finanzierungskrise 2.0

Die Energiewirtschaft befindet sich weiterhin in turbulenten Zeiten. Seit dem 23. Juni 2022 gilt die Alarmstufe des Notfallplans-Gas. Seitdem konnte durch die Bereitstellung einer Kreditlinie von 15 Mrd. Euro an die THE für die Befüllung der Gasspeicher, die Substitution von russischem Gas durch alternative Bezugsquellen sowie Einsparungen im Verbrauch die Versorgungssicherheit bis heute gewährleistet werden. Im Vergleich zum vergangenen Winter fällt das Wort Energiekrise in der öffentlichen Debatte nur noch selten. Vor wenigen Monaten stellte sich die Situation gänzlich anders dar, so wurden noch die Szenarien einer Gasmangellage, drohender Blackouts sowie eines kollabierenden Energiesystems diskutiert. GEODE hat sich im Rahmen der Energiekrise auch mit der wirtschaftlichen Situation kommunaler Energieversorger beschäftigt und dazu bereits am 21. Oktober 2022 ein Positionspapier veröffentlicht.

In dem Positionspapier wurde deutlich, dass sich Stadtwerke zum Zeitpunkt des Winters 2022/2023 in einer Finanzierungskrise befanden. Als Problemfelder wurden identifiziert:

- Finanzierung von notleidenden Kundenforderungen
- Finanzierung von Sicherheiten für das Erzeugungs- und Beschaffungsgeschäft
- Finanzierung der Energietransformation und des Netzausbaus.

In dem Papier wurde betont, dass ein dringender politischer Handlungsbedarf zum damaligen Zeitpunkt bestand. So wurde vorgeschlagen, dass die KfW in Kooperation mit großen Kapitalgesellschaften kooperieren und Eigenkapitalprogramme auf den Weg bringen sollte, die zur Finanzierung des Netzausbaus und des Ausbaus der regenerativen Energieerzeugung zur Verfügung stehen. Schließlich stellt nicht nur der Krieg in der Ukraine und der angespannte Energiemarkt Stadtwerke und kommunale Energieversorger vor Herausforderungen, sondern auch die Energiewende, die ebenfalls einen raschen Ausstieg aus der fossilen Strom- und Wärmeerzeugung und einen erheblichen Ausbaudruck auf die Stromverteilsowie Wärmenetze bedeutet.

In dieser Neuauflage unseres Finanzierungspapiers 2.0 wird der Frage nachgegangen, inwiefern sich die Finanzierungssituation der Stadtwerke und kommunalen Energieversorger verändert hat bzw., inwiefern wirklich von einer Entspannung der wirtschaftlichen Situation gesprochen werden kann und an welchen Stellen sich neue Herausforderungen und politischer Handlungsbedarf ergeben.

Folgende Positionen werden im Folgenden herausgearbeitet:

Zum Update Finanzierung von notleidenden Kundenforderungen und Anpassung der Beschaffungs- und Vertriebskonzepte:

- Durch die Preisbremsen konnte das Risiko für Zahlungsausfälle gemindert werden, allerdings bergen sie einen erheblichen Umsetzungsaufwand und Liquiditätsrisiken, da die komplexen Regelungen innerhalb kürzester Zeit in bestehende Systemlogiken eingebaut und in neue interne Prozessstrukturen übersetzt werden mussten. Um zukünftige Verzögerungen und zusätzliche Aufwände (auch zulasten der Verbraucher) zu reduzieren, sollte ein geregelter Ausstieg aus den Preisbremsen erfolgen und den Energieversorgern genug Zeit für die Rückabwicklung gegeben werden. Für künftige Krisensituationen müssen zudem auch staatliche Auszahlungsinstrumente entwickelt werden, um Bürger und Bürgerinnen zielgenau zu entlasten.

Zum Update Finanzierung von Sicherheiten für das Erzeugungs- und Beschaffungsprogramm:

- Obwohl die Energiepreise im Vergleich zum vergangenen Jahr gesunken sind, verblieben Preissprünge und Unsicherheiten im Markt, wodurch weiterhin hohe Sicherheitsleistungen für Termingeschäfte hinterlegt werden mussten. Dadurch sind die Handelslimite der meisten Stadtwerke und regionaler Energieversorger bereits ausgeschöpft oder es stehen kaum noch Handelspartner für langfristige Geschäfte zur Verfügung. Es sollten Maßnahmen ergriffen werden, um den langfristigen Stromhandel, sowohl an der Börse als auch im OTC-Geschäft zu stärken. Dazu gehört weiterhin auch die Ausweitung der bestehenden KfW-Hilfen (sog. „Liquiditätsunterstützung für Margins“) auf den OTC-Handel. Durch den glättenden Effekt von Termingeschäften auf die Markt- und Endkundenpreise profitieren neben den Energieversorgern auch die Endkunden. Außerdem kann eine Begünstigung von Anbietern außerhalb der Grundversorgungsverpflichtung und eine erneute Insolvenzwellen durch Ausnutzen von kurzfristigen (und riskanten) Beschaffungsstrategien verhindert werden.

Zum Update Finanzierung der Energietransformation und des Netzausbaus:

- Die aktuell von der Bundesregierung angestrebte Vernetzung des Gebäude-Energienetzes (GEG) und des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) begrüßen wir ausdrücklich. Um dem erwarteten Investitionsvolumen im dreistelligen Millionenbereich pro Kommune¹ in den kommenden 10 Jahren gerecht zu werden, müssen allerdings die Fördermittel der BEW-Förderung bis 2026 ausgeweitet werden und bis zur Erzielung der gesetzlich vorgeschriebenen Klimaneutralität 2045 abgesichert werden. Gleichzeitig sollten Risiken für Maßnahmen wie Geothermiebohrungen, Ausfälle von industriellen

¹ Nach vorläufigen Einschätzungen von Mitgliedsunternehmen

Abwärmeequellen etc. im Rahmen eines Versicherungskonzepts durch einen staatlichen Risikofonds abgefangen werden können.

- Um die umfangreichen erforderlichen Investitionen in die Erreichung der Klimaneutralität in den nächsten Jahren zu finanzieren, wird die Beschaffung von Eigenkapital an Bedeutung gewinnen. Der Zugang zum Kapitalmarkt und die Aufnahme von Eigenkapital, auch über private Kapitalgeber, muss für Stadtwerke und regionale Energieversorger erleichtert und geeignete Anreize und Rahmenbedingungen hierfür geschaffen werden. Dazu könnte ein neues KfW-Programm geschaffen werden, mit dem Städte Kredite mit der Auflage erhalten, diese als Eigenkapitaleinlage in ihre Stadtwerke zu geben. Eine Berücksichtigung von Stadtwerken und regionalen Energieversorgern im geplanten Gesetz zur Finanzierung von zukunftssichernden Investitionen (Zukunftsfiananzierungsgesetz – ZuFinG) erscheint ebenfalls sinnvoll, da eine klimaneutrale und effiziente Energieversorgung und -verteilung das Rückgrat für einen attraktiven Wirtschaftsstandort darstellt.
- Durch die Anreizregulierung werden aktuell kapitalkostenintensive Lösungen wie der Netzaufbau gegenüber betriebskostenintensiven Lösungen wie Investitionen in die Digitalisierung und Flexibilisierung der Netze begünstigt. Da für die Energiewende aber sowohl Investitionen in den Aufbau als auch in die Transformation der Netze notwendig sind, sollte eine ausgewogene Berücksichtigung von CAPEX (Kapitalkostenanteil) und OPEX (Betriebskostenanteil) angestrebt werden.
- Um eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für die benötigten Investitionen zu gewährleisten, müssen die Eigenkapitalzinssätze dynamisch angepasst werden können. Deshalb begrüßen wir das Eckpunktepapier der BNetzA zu Eigenkapitalverzinsung im Strom- und Gasbereich grundsätzlich. Um der Zinswende gerecht zu werden, ist außerdem eine Anpassung der Fremdkapitalsätze und ein Aufschlag auf die Umlaufrenditen der Unternehmensanleihen von 0,2 bis 0,5 % aus der Sicht unseres Verbandes notwendig.
- In den Gasverteilnetzen wurden in den letzten Jahren erhebliche Investitionen getätigt, die möglicherweise aufgrund eines beschleunigten Ausstiegs aus fossilem Erdgas nicht mehr refinanziert werden können, was zu einer enormen wirtschaftlichen Belastung für die kommunalen Energieversorger führt. Im Hinblick auf die Zukunft der Gasnetze und den Wasserstoffhochlauf ist deshalb neben einer Planungs- und Investitionssicherheit auch eine Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern für Bestandsanlagen erforderlich, um die Energietransformation kosteneffizient zu gestalten.

1. Update: Finanzierung von notleidenden Kundenforderungen und Anpassung der Beschaffungs- und Vertriebskonzepte

Die hohen Energiepreise am Großhandel und die starken Preisvolatilitäten in 2022 betrafen fast alle Wirtschaftsbereiche und wirkten sich direkt auf die Inflation aus. Im Strom ist der Durchschnittspreis für Haushalts- und Gewerbekunden² in einem Jahr (2021 bis 2022) um ca. 10 % (von 32,63 ct/kWh auf 36,06 ct/kWh) gestiegen, bei Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh betrug der Anstieg sogar ca. 33 %³. Daneben führt die Beschaffungsstruktur der Energieversorger zu einer (zeitlichen) Entkopplung der Verbraucherpreise von den tatsächlichen Börsenpreisen, so dass die hohen Preise noch nicht vollständig bei den Endkunden angekommen sind. Um die Auswirkungen auf Verbraucher/innen und Unternehmen abzumildern, gilt deshalb seit Januar 2023 die Strom- und seit März 2023 die Gas- und Wärmepreisbremse⁴. Dadurch können für Energieversorger und Stadtwerke zwar die Risiken für einen Zahlungsausfall bei Endkunden begrenzt werden, sie fordern gleichzeitig aber auch einen erheblichen Umsetzungsaufwand und Vorfinanzierungs- sowie Liquiditätsrisiken.

Die Preisbremsen wurden am 20. Dezember 2022 mit Geltung ab dem 1. Januar 2023 verabschiedet und forderten eine Auszahlung der Entlastungen ab März 2023 rückwirkend für Januar und Februar. Zwischen dem politischen Beschluss und der Umsetzung verblieben gerade einmal 8 bis 9 Wochen. In diesen mussten die komplexen gesetzlichen Regelungen in konkrete Umsetzungsmaßnahmen übersetzt und sodann weitreichende Änderungen an den IT- und Abrechnungssystemen, Rechnungsformularen, kundenindividuellen Abschlagsplänen und internen Prozessen durchgeführt werden. Durch die Pfadabhängigkeiten bei der Umsetzung, erforderliche Systemstopps, multiple Abhängigkeiten in den System- und Prozesskomponenten sowie den erforderlichen Qualitätskontrollen und Kundenansprachen kam es bei vielen Energieversorgern zu einer zeitlichen Verzögerung bei der Umsetzung, zusätzliche Umsetzungskosten (z. B. Finanzierung von Testaten, Kommunikationskosten, etc.), unplanmäßigen Abrechnungsstopps, fehlerhaften Abbuchungen und extremen Auslastungen der Kundenzentren. Zusammen mit dem zeitlichen Auseinanderfallen von der Beantragung der Vorauszahlungen und deren tatsächlicher Auszahlungen entstanden bei vielen hohe Zwischenfinanzierungsaufwände/-risiken und Liquiditätsbedarfe.

Für einen geregelten Ausstieg und die erforderlichen Rückabwicklungen der Energiepreisbremsen sollten den Energieversorgern ein ausreichender Umsetzungszeitraum und Planungssicherheit gewährleistet werden. D. h. bei einer Entscheidung zur Beendigung der Energiepreisbremsen zum 31.12.2023 sollte diese idealerweise bis Ende August 2023 erfolgen. **Gleichzeitig sollten durch die Regierung eigene Auszahlungsinstrumente**

² Mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh

³ BNetzA & BKartA (2022): Monitoringbericht 2022, Seite 12

⁴ Für private Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen (< 1,5 GWh) wird der Gaspreis auf 12 ct/kWh, bei Fernwärme auf 9,5 ct/kWh und bei Strom auf 40 ct/kWh für 80 % des jährlichen Verbrauchs gedeckelt.

für künftige Krisensituationen entwickelt werden, durch die Bürger individuell und zielgenau entlastet werden können.

Durch die Marktverwerfungen wurden aber auch die Beschaffungs- und Vertriebskonzepte vieler Stadtwerke und regionaler Energieversorger vor neue Herausforderungen gestellt. Dies trifft besonders auch die Beschaffung der Energiemengen für die Grund- und Ersatzversorgung, die zudem in 2022 von starken Kundenzuwächsen aufgrund von Insolvenzen verschiedener Anbieter geprägt war. Um zukünftig auf extreme Marktsituationen vorbereitet zu sein, müssen grundlegende Anpassungen des Risikomanagements in der Energiebeschaffung und den -vertrieb sowie eine Weiterentwicklung des Kredit- und Liquiditätsmanagements vorgenommen werden. Für viele beinhaltete dies ein Wechsel in die strukturierte Beschaffung. Hier kann das Mengenrisiko durch die Beschaffung von Restmengen über den Spotmarkt direkt im Endkundenpreis berücksichtigt werden, wobei bei starken Preisschwankungen hohe Preisspannen für die Risikoaufschläge einkalkuliert werden müssen. So entstehen, je nach Beschaffungsstrategie und -zeitraum, Margenschwankungen, hohe Preisunterschiede zwischen Produkten (z. B. für Neu- und Bestandskunden) und Anbietern sowie gleichzeitig eine geringe Preisstabilität für die Kunden. Dies führt wiederum zu einer erhöhten Wechselbereitschaft der Kunden sowohl zwischen Produkten als auch zwischen Anbietern sowie zu einer erneuten Begünstigung von Anbietern außerhalb der Grundversorgungsverpflichtung, die ihre Mengen überwiegend kurzfristig beschaffen können. **Da aber vor allem die Preise aus der kurzfristigen Beschaffung (bei anhaltenden Hochpreisphasen) zu einer Verdrei- und Vervierfachung der Energierechnungen und der Insolvenzwelle geführt haben, sollten dringend Maßnahmen ergriffen werden, um den langfristigen Stromhandel sowohl an der Börse als auch im OTC-Geschäft zu stärken.**

2. Update: Finanzierung von Sicherheiten für das Erzeugungs- und Beschaffungsprogramm

Die Finanzierung von den bei Händlern oder an Börsen zu stellenden Sicherheiten für die Energiebeschaffung bringt kommunale Energieversorger seit Beginn des Krieges in der Ukraine in Bedrängnis. Ausgangspunkt für dieses Problem waren die Energiekrise und die in der Konsequenz erheblich gestiegenen Preise und Volatilitäten. Die GEODE setzte sich in diesem Zusammenhang für eine Änderung der strengen Zugangsvoraussetzungen des KfW Hilfsprogramms unter dem Namen „Margining Programm“ ein, von dem viele kommunale Energieversorger und Stadtwerke, die ihre Energie im außerbörslichen Handel beschaffen, nicht profitieren konnten.

Obwohl die Energiepreise im Vergleich zum vergangenen Jahr gesunken sind, erscheint ein Rückgang des Preisniveaus auf das Vorkrisenniveau vor 2021 unwahrscheinlich. Gleichzeitig verblieben hohe Preissprünge und Unsicherheiten im Markt, wodurch weiterhin hohe Sicherheitsleistungen für Termingeschäfte hinterlegt werden mussten. Beim OTC-Handel, über den ungefähr drei Viertel des Stromhandels abläuft, bestehen dabei weiterhin die Problematiken,

dass Sicherheiten für jeden Handelspartner individuell hinterlegt werden müssen, die Handelslimits der meisten Stadtwerke und kommunalen Energieversorger bereits ausgeschöpft sind und dass für den Terminhandel nur noch wenige Handelspartner zur Verfügung stehen, bzw. diese Preisangebote mit höheren Risikoaufschlägen stellen.

Durch die aktuell sinkenden Preise stellen Stadtwerke und kommunale Energieversorger, die mit ihren Vertragspartnern langfristige Verträge auf Basis höherer Preise geschlossen hatten, aktuell ein erhebliches Kreditausfallrisiko dar. Um dieses Risiko zu minimieren, passen die Vorlieferanten die Kreditlinien an und erhöhen die Sicherheitsforderungen oder treten ganz vom Markt zurück. Dadurch entstehen Ausfallrisiken für langfristige Verträge und die damit verbundenen Mengen sowie das Risiko einer Verlagerung der (Restmengen-)Beschaffung auf den Spotmarkt.

Durch die steigenden Sicherheiten wird dem Terminmarkt Liquidität entzogen. Zudem müssen die steigenden Risiken und Volatilitäten auch über die Preise an die Endkunden weitergegeben werden. Da für viele Stadtwerke und regionale Energieversorger ein Wechsel in die Börsenbeschaffung, v. a. **aufgrund des Liquiditätsrisikos, nicht möglich ist, ist es weiterhin erforderlich, die Vergabekriterien der bestehenden KfW-Hilfen (sog. „Liquiditätsunterstützung für Margins“) auf den OTC-Handel auszuweiten bzw. ein Margining-Programm aufzulegen, das auf die Bedürfnisse der kommunalen Energiewirtschaft zugeschnitten ist.** Durch die erheblichen Mengen, die im OTC-Handel gehandelt werden sowie durch den damit verbundenen glättenden Effekt der langfristigen Strombeschaffung auf die Markt- und damit auch Endkundenpreise würden von diesen Anpassungen letztlich nicht nur die Stadtwerke und kommunalen Energieversorger, sondern auch die Endkunden profitieren.

3. Update: Finanzierung der Energietransformation und des Netzausbaus

Die finanzielle Situation von kommunalen Energieversorgern ist entsprechend der zuvor geschilderten Probleme nach wie vor angespannt. Gleichzeitig wurde mit dem novellierten Klimaschutzgesetz in 2021 das ambitionierte Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 festgelegt, wodurch u. a. die Transformation des Energiesystems in einer hohen Geschwindigkeit umzusetzen ist. Durch die neuen gesetzlichen Regelungen entsteht v. a. auf kommunaler Ebene ein erheblicher Handlungs- und Finanzierungsbedarf in den nächsten Jahren. Allein die Umsetzung der Maßnahmen aus der kommunalen Wärmeplanung wird nach eigener Schätzung, je nach Größe und Transformationsstand der Kommune, voraussichtlich Investitionen im dreistelligen Millionenbereich (pro Kommune) in den nächsten 10 Jahren erfordern. Die erforderlichen Gesamtinvestitionen für die Zielvorgaben der Bundesregierung bis 2030 werden insgesamt auf ca. 600 Mrd. Euro geschätzt⁵.

⁵ BDEW & EY (2022): Fortschrittsmonitor 2022 Energiewende, S. 6, https://www.bdew.de/media/documents/RZ_EY-22-047_Fortschrittsmonitor_BKL2302-v11-high.pdf

Gefördert werden die Maßnahmen im Wärmebereich zum einen über die überarbeitete Kommunalrichtlinie und zum anderen vorrangig über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Die nun von der Bundesregierung angestrebte Vernetzung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) begrüßen wir ausdrücklich. Die Fördermittel der BEW-Förderung sollten bis 2026 ausgeweitet und bis zur Erzielung der gesetzlich vorgeschriebenen Klimaneutralität bis 2045 abgesichert werden. **Bei den oben beschriebenen zu erwarteten Investitionsvolumen werden die von der Bundesregierung vorgesehenen Fördermittel von rund 3 Mrd. Euro bis 2026 kaum ausreichen, um die flächendeckende Wärmewende umzusetzen. Gleichzeitig sollten Risiken bei der Anwendung besonderer Technologien (Geothermiebohrungen, Ausfall von industriellen Abwärmequellen etc.) im Rahmen eines Versicherungskonzepts durch einen staatlichen Risikofonds abgefangen werden.**

Neben der Förderung sind aber weitere Finanzierungsformen erforderlich, um die umfangreichen Investitionen zu finanzieren: Neben der klassischen Fremdfinanzierung durch Banken wird für Stadtwerke besonders die Beschaffung von Mezzanine-Kapital in Form von Nachrangdarlehen, Genussrechten etc. interessant. Durch den hybriden Charakter dieser Finanzierungsform ist eine Stärkung der Eigenkapitalposition, eine Verbesserung der Bilanzstruktur sowie Bonität und damit wiederum eine Erweiterung des Kreditspielraums möglich, sofern es durch seine Ausgestaltung die Kriterien von wirtschaftlichem Eigenkapital erfüllt. **Um die enormen Eigenkapitalbedarfe für die künftigen Investitionen zu decken, sollte es Kapitalgebern wie Banken erleichtert werden, auch Mezzanine-Kapital in (Infrastruktur-) Projekte von Stadtwerken und regionalen Energieversorgern zu geben.** Dies ist aufgrund der aktuellen Regulierung und Rating-Vorgaben nicht/kaum möglich. **Außerdem könnte ein neues KfW-Programm aufgelegt werden, mit dem Städte Kredite zusammen mit einer Auflage erhalten, diese als Eigenkapitaleinlage in ihre Stadtwerke zu geben.** Gleichzeitig steigt auch die Bedeutung von privaten Kapitalgebern wie Bürgern und Genossenschaften. Da sich der dezentrale und lokale Ausbau der erneuerbaren Wärme- und Stromerzeugungsanlagen unmittelbar auf den Alltag der Bevölkerung auswirkt, nimmt außerdem die soziale Akzeptanz für die Umsetzung dieser Projekte eine entscheidende Rolle ein. Dies erfordert von den Kommunen und regionalen Energieversorgern einen erhöhten Kommunikations- und Marketingaufwand, der auch mit einem erhöhten Zeit- und Kostenaufwand einhergeht.

Die zentrale Bedeutung von Stadtwerken und regionalen Energieversorgern als Treiber für die Energiewende sollte außerdem im geplanten Gesetz zur Finanzierung von zukunftssichernden Investitionen (Zukunftsförderungsgesetz – ZuFinG) berücksichtigt werden. Um Deutschland zu einem führenden Standort für Start-ups und Wachstumsunternehmen zu machen, ist gerade auch eine (kosten-)effiziente und klimaneutrale Energieversorgung und -verteilung entscheidend, auf der diese Unternehmen aufsetzen können. Vor allem im Wärmebereich übernehmen Stadtwerke und regionale Energieversorger zu einem großen Teil die Investitionen und damit auch Kreditrisiken für die Bürger, indem sie die Fernwärme

durch erneuerbare Erzeugungsanlagen zentral transformieren und Endkunden allein durch einen Hausanschluss von grüner Wärme profitieren können.

Der rasante Wandel und die enormen Investitionen, die zum Erreichen der Klimaneutralität in den nächsten Jahren benötigt werden, treffen in besonderem Maße auch die Strom-, Gas- und Fernwärmenetze. Allein der Stromnetzausbau der ÜNB bis 2037 wird im aktuellen Netzentwicklungsplan mit ca. 12.413 km für Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Onshore-Bereich angegeben, was Investitionen von ca. 106,1 Mrd. Euro bedeutet⁶. Hinzu kommen notwendige weitere Investitionen in Milliardenhöhe in die Verteilnetze.

Als Rückgrat der Energiewende sind neben einem starken Zu-, Rück- und Umbau aber auch Investitionen in die Digitalisierung und Flexibilisierung dieser Netze erforderlich, um eine sichere und kosteneffiziente Versorgung zu gewährleisten. Der aktuelle Regulierungsrahmen der Anreizregulierung für Netzbetreiber führt allerdings zu einer Verzerrung zwischen konventionellen und neuartigen Lösungsoptionen wie dem Aufbau von Kompetenzen für die Digitalisierung, Anpassung von Prozessen, netzorientierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen (§14a EnWG) etc. Diese weisen nämlich einen höheren Betriebskostenanteil (OPEX) als konventionelle, kapitalkostenintensive Lösungsoptionen auf, wodurch es zu unterschiedlichen Zeitpunkten und Höhen der Erlöswirksamkeit kommt: Während beeinflussbare Betriebskosten nach dem Budgetprinzip erstmals in der Regulierungsperiode nach Erfassen im Basisjahr, also mit einem Zeitverzug von 3 bis 7 Jahren, erlöswirksam werden, werden Kapitalkosten durch den Kapitalkostenabgleich bereits im Jahr der Investition erlöswirksam und die Erlösobergrenze kann so, anders als bei beeinflussbaren Betriebskosten, unterperiodisch angepasst werden. Außerdem werden die Kapitalkosten bis zur erstmaligen Erfassung im Effizienzvergleich in voller Höhe berücksichtigt, während beeinflussbaren Betriebskosten bereits ab dem ersten Jahr ihrer Erlöswirksamkeit individuellen Effizianzanreizen unterliegen. Durch diese unterschiedliche Behandlung von CAPEX und OPEX kommt es zu einer Anreizverzerrung, durch die kapitalintensive Investitionen den betriebskostenintensiven/neuartigen Lösungen vorgezogen werden, auch wenn letztere kosteneffizient und volkswirtschaftlich sinnvoll wären. **Allerdings ist eine ausgewogene Berücksichtigung von CAPEX und OPEX für die Energiewende von großer Bedeutung, da Investitionen in den Ausbau und die Transformation der Netze notwendig sind, um erneuerbare Energien zu integrieren und eine zuverlässige Versorgung zu gewährleisten.** Dabei gilt es jedoch nicht zu vernachlässigen, dass gleichzeitig die laufenden Betriebskosten effizient gestaltet werden müssen. Eine zu starke Fokussierung auf Investitionen kann zu finanziellen Belastungen führen, während eine Vernachlässigung der Betriebskosten die Qualität und Effizienz der Systeme beeinträchtigen kann. Daher ist es aus Sicht der GEODE wichtig, die Kosten für den Aufbau der Infrastruktur

⁶ Onshore-Startnetz (AC- und DC-Maßnahmen): 6.950 km, Onshore-Zubaunetz: (AC- und DC-Bereich): 6.125 km + 180 km, Neubaumaßnahmen (AC- und DC-Bereich): 1.714 km + 4.396 km, Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023): Seite 253, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf

und die langfristigen Betriebskosten in Balance zu halten, um eine erfolgreiche Energiewende zu ermöglichen.

Gleichzeitig können langfristige Investitionen in den Zu-, Rück- und Umbau der Netze nur mit einem erheblichen Anteil an Eigenkapital finanziert werden. Erfahrungen aus der Vergangenheit haben gezeigt, dass eine Eigenkapitalquote von mindestens 40 % im Netzbetrieb erforderlich ist. Der steigende Leitzins seit Juli 2022 führt in Verbindung mit dem aktuell niedrigen Eigenkapital-Zinssatz dazu, dass es für Investoren unattraktiv wird, Netzbetreibern das für die Energiewende erforderliche Eigenkapital zur Verfügung zu stellen. **Die GEODE vertritt deshalb die Auffassung, dass die Eigenkapitalzinssätze dringend angepasst werden müssen, um eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals für die benötigten Investitionen zu gewährleisten.** Daher begrüßen wir auch grundsätzlich das *Eckpunktepapier zu Eigenkapitalverzinsung im Strom- und Gasbereich* der BNetzA vom 7. Juni 2023, in dem der Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen in Netzausbau- und Netzanschlussvorhaben erhöht werden soll.

Um der Zinswende gerecht zu werden, ist eine Anpassung der Fremdkapitalsätze und ein Aufschlag auf die Umlaufrenditen der Unternehmensanleihen von 0,2 bis 0,5 % aus der Sicht unseres Verbandes ebenfalls notwendig. Eine solche Anpassung ist notwendig, um eine angemessene Kalkulation der Fremdkapitalkosten für Verteilnetzbetreiber sicherzustellen sowie um die tatsächlichen Marktkonditionen der Fremdkapitalfinanzierung abzubilden.

Die finanzielle Situation der kommunalen Energieversorgungsunternehmen wird durch die Unsicherheiten bezüglich der Zukunft der Gasverteilnetze zusätzlich verschärft. Dies gilt insbesondere für Bestandsanlagen, deren Abschreibungsende nach aktueller Regulierung über den Zeitpunkt hinausgeht, bis zu dem das Klimaschutzgesetz eine Beendigung der Nutzung fossiler Energieträger vorsieht. Gemäß dem Klimaschutzgesetz muss Deutschland bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität erreichen, was bedeutet, dass die Nutzung fossiler Energieträger einschließlich Erdgas in emittierenden Anlagen bis zu diesem Zeitpunkt beendet werden soll. In den Gasverteilnetzen wurden in den letzten Jahren erhebliche Investitionen getätigt, die möglicherweise aufgrund eines beschleunigten Ausstiegs aus fossilem Erdgas nicht mehr refinanziert werden können. **Wenn die kalkulatorischen Nutzungsdauern für Bestandsanlagen nicht angepasst werden, besteht die Gefahr, dass diese Anlagen nicht mehr vollständig in den Erlösobergrenzen berücksichtigt und somit nicht vollständig refinanziert werden können.** Dies kann zu enormen finanziellen Problemen für kommunale Energieversorger führen. Die Refinanzierbarkeit von Bestandsanlagen muss regulatorisch dringend sichergestellt werden. Eine fehlende Flexibilisierung der Abschreibungszeiträume für Bestandsanlagen würde dazu führen, dass diese Anlagen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können und letztendlich zulasten der Netzkunden, der Infrastruktur und der Energiewende gehen. Inwiefern kommunale Energieversorgungsunternehmen ihre Gasnetze für die Verteilung von Wasserstoff umrüsten und somit einen wichtigen Beitrag zum Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft leisten können, ist regulatorisch noch vollkommen offen und wird gegenwärtig noch

europapolitisch diskutiert. **Eine Planungs- und Investitionssicherheit für die Verteilnetzbetreiber ist aber dringend erforderlich, damit eine wirtschaftlich effiziente Energietransformation gelingen kann.**

Berlin, 13. Juli 2023

Michael Teigeler
Geschäftsführer Stadtwerke Heidelberg Energie
Vorstandsvorsitzender GEODE Deutschland

Dr. Götz Brühl
Stadtwerke Rosenheim
Vorstand GEODE Deutschland

GEODE
Magazinstraße 15/16
10179 Berlin
Tel.: 0 30 / 611 284 070
Fax: 0 30 / 611 284 099
E-Mail: info@geode.de
www.geode.de
www.geode-eu.org

GEODE AISBL (R001212) und GEODE Deutschland e. V. (R001207) sind im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung registriert und unterliegen dem gesetzlichen Verhaltenskodex des LobbyRG.

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.400 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.