Stand 26.04.2023

Thüga
Das große Plus der Gemeinschaft

Positionierung der Thüga:

VORSCHLÄGE FÜR EINE TRANSFORMATIONSREGULIERUNG DER GASNETZE

Thüga unterstützt ausdrücklich das Ziel, in Deutschland die Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Zentraler Aspekt hierzu ist eine erfolgreiche und sozial verträgliche Wärmewende. Mit der bestehenden Gasnetzinfrastruktur kann ein erheblicher Beitrag zu deren Gelingen geleistet werden, kann sie doch dazu beitragen, klimaneutrale Gase kostengünstig zu den Kunden zu transportieren, saisonale Schwankungen zwischen Energiebereitstellung und -nachfrage zu glätten und die Herausforderungen des für die Wärmewende erforderlichen Stromnetzausbau eher bewältigbar zu machen.

Dieses Positionspapier fasst konkrete Vorschläge der Thüga zusammen, wie der regulatorische Rahmen gestaltet werden kann, um die notwendige Transformation der Gasinfrastruktur zu erreichen. Viele der vorgeschlagenen Punkte sind unabhängig vom Umfang der tatsächlichen Umstellung auf fossilfreie Gase unverzichtbar und daher in dem nun dringend durchzuführenden Dialog mit der Branche, der im Koalitionsvertrag angekündigt wurde, zu diskutieren.

Die Kernforderungen der Thüga lauten:

- Gas-Verteilnetzbetreibern den Betrieb und Besitz von Wasserstoffnetzen ermöglichen
- Optionale verkürzte kalkulatorische Nutzungsdauern möglichst flexibel und anlagenindividuell für Anlagenbestand im Gasnetz ermöglichen
- Anschlusspflichten an die Gasnetze überarbeiten
- Kunden vor zu hohen Netzentgelten schützen
- Rückbau weitestgehend vermeiden und etwaige Rückbauverpflichtungen in bestehenden Konzessionsverträgen durch Gesetz ausschließen
- Bundesweite kommunale Wärmeplanung einführen unter verpflichtender Einbeziehung von Gas-, Strom- und Wärmenetzbetreibern

Darüber hinaus muss neben den in diesem Papier genannten konkreten Vorschlägen zur Anpassung des regulatorischen Rahmens zusätzlich der Hochlauf der Wasserstoffversorgung sichergestellt werden (u. a. durch ausreichende Importkapazitäten und ausreichende Anreize für heimische Erzeugung).

I. Herausforderungen der Transformation der Gasnetzinfrastruktur

Die Transformation der Gasnetzinfrastruktur muss drei wesentliche Sachverhalte adressieren: Neben Aufwänden, die hinsichtlich der Umstellung von Erdgasnetze auf Wasserstoff entstehen, muss es sachgerechte Lösungen für die Teile des Erdgasnetzes geben, die künftig eine geringere Auslastung aufweisen werden (bspw. aufgrund Steigerung der Effizienz im Gebäudebereich oder in der Umstellung von Wärmeversorgung auf andere Energieträger). Darüber hinaus sind verschiedene Aspekte hinsichtlich der Nutzung von Biogas zu beachten.

I.1 Herausforderungen für den Betrieb/ die Stilllegung von Erdgasnetzen

Die Gasnetze werden spätestens 2045 mit klimaneutralen Gasen betrieben werden, allerdings erscheint eine einhundertprozentige Weiternutzung der Netze unter Einsatz von Wasserstoff oder Biogas wenig realistisch. Daher kann davon ausgegangen werden, dass zumindest Teile der Erdgasnetze stillgelegt werden müssen. Daraus ergibt sich, das folgende Aspekte im Rahmen einer „Transformationsregulierung“ berücksichtigt werden müssen:

- Aufwände, die bei einer Stilllegung von Teilen der Erdgasnetze entstehen können
- Umgang mit nicht vollständig erlösten Restbuchwerten zum Zeitpunkt der Außerbetriebnahme von Netzabschnitten
- Steigende Wartungsintensitäten aufgrund reduzierter Investitionstätigkeit; damit steigende Abhängigkeit von den OPEX im Rahmen der Regulierung
- als Folge perspektivisch steigende Netzkosten bei gleichzeitig sinkender Kundenzahl

1.2 Herausforderungen zur Einbindung von Biogas in bestehende Gasnetze

Biogas ist eine sinnvolle Möglichkeit, klimaneutrale Gase mit der bestehenden Infrastruktur zu integrieren. Zurzeit besteht jedoch keine ausreichende Planungssicherheit für Netzbetreiber, ob die eingespeisten Mengen Biogas dauerhaft zur Verfügung stehen werden, z.B. aufgrund der geplanten Biomassestrategie der Bundesregierung. Dies und die hohen Investitionskosten zum Anschluss der Anlagen bei gleichzeitig widersprüchlichen Signalen z.B. aus dem Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes stellen eine Hürde für den klimaverträglichen Umbau der Wärmeversorgung dar.

1.3 Herausforderungen hinsichtlich des Aufbaus der Wasserstoffnetzinfrastruktur auf Verteilnetzebene

Ziel der Thüga-Gruppe und ihrer Partnerunternehmen ist es, ihre Gasverteilnetze spätestens bis 2045 auf klimaneutrale Gase, insbesondere Wasserstoff, umzustellen. Über 1,8 Millionen insbesondere mittelständige Gewerbe- und Industriekunden sind in Deutschland an das Gasverteilnetz angeschlossen. Die Verteilnetzbetreiber können im Rahmen der Gasnetzgebietstransformationspläne den Bedarf des Mittelstands an Wasserstoff direkt ermitteln. Derzeit bestehen für den Aufbau einer bedarfsgerechten Wasserstoffinfrastruktur vor allem regulatorische Hemmnisse.

Die im EU-Gaspaket durch die EU-Kommission vorgeschlagenen Unbundlingregelungen würden die Transformation der bestehenden Gasnetzinfrastruktur in eine Wasserstoffinfrastruktur praktisch verhindern. Die Regelungen werden derzeit noch im Komitologieverfahren verhandelt, mit einer Entscheidung ist im Jahresverlauf zu rechnen. Essenziell ist, dass sich die Bundesregierung zu ihren kommunalen Energieversorgern bekennt und gegen diese durch die EU-KOM vorgeschlagenen Regelungen votiert. Auf nationaler Ebene ist entsprechend aktueller Gesetzeslage unklar, wie Investitionen in die H2-Readiness im Erdgasnetz regulatorisch anerkannt werden. Damit werden Investitionen gehemmt, die eine frühzeitige Weichenstellung in Richtung eines klimaneutralen Gasnetzes ermöglichen.

2. Geeigneter Regulierungsrahmen für die anstehende Transformation – gemeinsame Regulierung von Wasserstoff- und Erdgasverteilnetzinfrastruktur

Die oben genannten Herausforderungen erfordern Anpassungen der bestehenden Regulatorik. Im Folgenden werden dazu konkrete Vorschläge gemacht.

Die möglichst flexible Transformation der Gasnetze in eine klimaneutral betriebene Infrastruktur mit den geringsten zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten erfordert einen Regulierungsrahmen, der einen Bogen von der bestehenden zur künftigen Gasinfrastruktur spannt. Durch eine separate Regulierung von Wasserstoff- und Gasnetzen droht auf der einen Seite eine Entsolidarisierung der Kostentragung der Gasnetzentgelte, auf der anderen Seite prohibitiv hohe Wasserstoffnetzentgelte. Dies gilt es zu vermeiden. Die Aufgabe einer gemeinsamen Regulierung ist es, die sich abzeichnende auslaufende Nutzung von Teilen der Gasinfrastruktur abzubilden und gleichzeitig die Transformation der anderen Teile zu ermöglichen.

Ein solcher Regulierungsrahmen beinhaltet aus Sicht der Thüga die folgenden Instrumente, die sich in drei Grundkategorien einordnen lassen:

- Instrumente zur Abbildung von Stilllegungsverwerfungen
- Instrumente zur Transformation der Erdgas- in Wasserstoffinfrastruktur bzw. Einbindung anderer klimaneutraler Gase (z. B. Biogas)
- Bundesweit kommunale Wärmeplanung einführen unter verpflichtender Einbeziehung von Gas-, Strom- und Wärmenetzbetreibern

2.1 Instrumente zur Abbildung von Stilllegungsverwerfungen

- Flexible Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern auch für den Anlagenbestand ermöglichen; hierzu ggf. eine „intelligente“ degressive Abschreibung ermöglichen
- Kündigungsrecht für Netzbetreiber einführen, Anschlusspflicht streichen
- Umnutzung des Erdgasnetzes ermöglichen (Lichtwellenleiter, Strom, H2 etc.)
- Finanzieller Ausgleich erforderlich für die verstärkte OPEX-Lastigkeit

2.1.1 Verkürzung der Nutzungsdauern für den Anlagenbestand

Eine flexible Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauern ist nicht nur für ab 2023 erstmals regulatorisch aktivierte Infrastruktur einzuführen, sondern auch für den Anlagenbestand. Dadurch muss sichergestellt werden, dass sich getätigte Investitionen amortisieren, auch wenn die ursprünglich angenommenen Nutzungsdauern den tatsächlichen Betriebsendpunkt überschreiten. Es ist auf eine flexible Ausgestaltung der Regelung zu achten, so dass zum einen gesetzliche/tatsächliche Änderungen, die die ursprünglich angenommenen Nutzungsdauern beeinflussen, eine nachträgliche Anpassung der Nutzungsdauern ermöglichen. Zum anderen müssen die Nutzungsdauern anlagenindividuell gewählt werden können.

Durch eine solche Maßnahme würden die Netzentgelte perspektivisch steigen. Um höhere finanziellen Belastungen der am Netz verbleibenden Kunden zu dämpfen, wären degressive Abschreibungen und eine teilweise Umlage- oder Steuerfinanzierung von Gasnetzentgelten zur Abfederung unzumutbarer Härten denkbar.

Angesichts der Unkalkulierbarkeit des tatsächlichen Stilllegungszeitpunkts von Netzteilen sind alternativ oder ergänzend auch staatliche Entschädigungszahlungen bei Stilllegung eines Netzstrangs denkbar, die den dann noch verbleibenden kalkulatorischen Restwert und die Stilllegungskosten umfassen müssten.

2.1.2 Modifikation Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern in der Regulierung wird der künftigen Realität nicht gerecht. Er könnte in der anstehenden Transformation dazu führen, dass Gasnetzbetreiber an alten Strukturen festhalten, da sie sich von deren Strukturparametern eine günstige Position im Effizienzvergleich erhoffen. Es muss daher nach geeigneteren Mitteln gesucht werden, um den Effizienzvergleich zu modifizieren, wenn der Transformationsprozess angelaufen ist, oder eine Abschaffung des Effizienzvergleichs in der heutigen Form diskutiert werden.

2.1.3 Operative Kosten: Adressierung der bevorstehenden Transformation erforderlich

Bisherige Regelungen sehen vor, dass der Netzbetreiber in der jeweils nächsten Regulierungsperiode nur Erlöse in der Höhe realisieren darf, wie im letzten Basisjahr an Kosten angefallen sind. Dadurch kommt es zu einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren, bis der Netzbetreiber seine gestiegenen Kosten erwirtschaftet.

Die erforderliche Netz-Transformation wird absehbar die OPEX steigern (für Stilllegung, ggf. Umwidmung auf H2, erhöhte Wartungskosten, da weniger Investition). Zur volkswirtschaftlich möglichst effizienten Gestaltung der Transformation sollte daher versucht werden, den zeitweisen OPEX-Anstieg mit einem Anreiz für einen möglichst effizienten Umstieg auf einen anderen Energieträger (u.a. Strom, Fernwärme, Wasserstoff, Biomasse) zu verbinden. Denkbar sind hierfür folgende Ausgestaltungen:

- Es wird eine Unterscheidung zwischen OPEX für den dauerhaften Netzbetrieb und den OPEX für Stilllegung und ggf. Rückbau von Hausanschlüssen vorgenommen. Die Separierung dieser Kosten kann helfen, eine zeitnahe Abbildung der letztgenannten Kosten in der Anreizregulierung zu gewährleisten. Dazu ist eine Festlegung durch die Bundesnetzagentur erforderlich, dass derartige Stilllegungskosten regulatorisch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angesehen werden.
- Eine andere Möglichkeit wäre es, die anerkennungsfähigen OPEX durch einen sog. Transformationsfaktor anzupassen. Die Parametrierung dieses Transformationsfaktors könnte an der Anzahl der auf einen anderen Sektor überführten früheren Erdgaszählpunkte ausgerichtet werden.
- Aufgrund der anstehenden Transformation sollte auch geprüft werden, ob ein verkürzter Rhythmus für bestimmte Aufwandspositionen (z. B. jährlich) die übliche Kostenprüfung ergänzt. Für die Regulierungsbehörden und Netzbetreiber sollte diese Option administrativ jedoch nicht mit unverhältnismäßigem Mehraufwand verbunden sein.
- Eine generelle Verkürzung der Regulierungsperioden im Gas könnte grds. zwar ebenfalls hilfreich sein, die Transformationskosten in den OPEX schneller und damit sachgerechter abzubilden. Der damit einhergehende stark erhöhte administrative Aufwand für Regulierungsbehörden und Netzbetreiber würde allerdings einen gegenläufigen Effekt verursachen, weshalb diese Option volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und überdies zu schwer handhabbar erscheint.

2.1.4 Ausbau- und Anschlusspflicht: Anpassung an erwartbare Entwicklungen

Die allgemeine Anschlusspflicht der Netzbetreiber gegenüber den Kunden (siehe §§ 17 und 18 EnWG) ist dringend zu überarbeiten, um absehbar nicht zukunftsfähige Investitionen unterlassen zu können und ggf. Kündigungsmöglichkeiten zu schaffen.

Die Anschlusspflicht sollte zu einem H2-Transformationsrecht des Verteilnetzbetreibers (VNB) gewandelt werden. Das ermöglicht, dass sobald eine H2-Nutzung eines Netzabschnitts absehbar wird, die Transformation zu Wasserstoff nicht durch eine gesetzliche Verpflichtung zum Festhalten an einer nicht CO2-freien Technologie verhindert wird.

2.1.5 Beschränkung des Rückbaus von stillgelegten Netzsträngen und regulatorische Berücksichtigung von Stilllegungs- und Rückbaukosten

Darüber hinaus ist eine Beschränkung von eventuellen Rückbauverpflichtungen auf das absolut notwendige Minimum erforderlich. Das betrifft die Netze wie auch die Hausanschlüsse. Für Hausanschlüsse genügt – auch sicherheitstechnisch – die bloße Trennung vom Netz. Ein Rückbau der gesamten HA-Leitung inkl. Wanddurchführung ist nicht erforderlich. So werden zusätzliche Kosten für die Haushalte vermieden.

Auch für Netze gilt, dass ein Rückbau in den meisten Fällen weder sinnvoll (bspw. anderweitige Nutzungsmöglichkeiten z.B. für die Digitalisierung denkbar) noch notwendig ist.

Im volkswirtschaftlichen Interesse sollte daher eine gesetzliche Klarstellung erfolgen, dass stillgelegte Leitungen – außer in Ausnahmefällen, in denen dies städtebaulich erforderlich ist – im Boden verbleiben können. Angesichts einer teilweise abweichenden konzessionsvertraglichen Praxis ist überdies zwingend erforderlich, dass die gesetzliche Klarstellung der Vermeidung des Rückbaus eventuelle anderslautende Verpflichtungen in Konzessionsverträgen ausschließt und unwirksam werden lässt. Dies ist sachgerecht, da ein Rückbau so kostenintensiv sein kann, dass deswegen die Netzkosten steigen würden. Daher sollte dieser, wo möglich, vermieden werden. Neben Stilllegungskosten müssen dort, wo Rückbau unvermeidlich ist, auch beim Netzbetreiber entstehende Rückbaukosten regulatorisch in den Netzentgelten Berücksichtigung finden.

2.2 Instrumente zur Transformation der Netze (Wasserstoff / Biogas):

- Kosten für Investitionen in die H2-Readiness von Gasnetzen regulatorisch anerkennen / Finanztransfers von Erdgas zu Wasserstoffnetz ermöglichen
- Kunden Anreiz für Wasserstoffnetzanschlüsse bieten
- Biogasnutzung weiter ermöglichen

2.2.1 Finanztransfers von Erdgas- in Wasserstoffnetz ermöglichen

Die Ermöglichung von Finanztransfers von der Erdgas- in die Wasserstoffnetzinfrastruktur sind ein zentraler Aspekt in Bezug auf die Frage einer gemeinsamen Regulierung dieser Infrastrukturen. Eine gemeinsame Regulierung über ein gemeinsames Netzentgelt, gemeinsame CAPEX und gemeinsam zugrunde liegende OPEX würden die größtmögliche Flexibilität bei der Umstellung der Gasnetze ermöglichen und so den Wasserstoffhochlauf am wirkungsvollsten und schnellsten anreizen. Nicht umsonst befindet sich diese Zielvorstellung in § 112 b Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Sollte sich eine gemeinsame Regulierung aufgrund europarechtlicher Vorgaben nicht realisieren lassen, könnten Finanztransfers von Erdgas- in Wasserstoffnetze in gesetzlich definierten Fällen aber zumindest einige der Vorteile der gemeinsamen Regulierung ermöglichen – insbesondere für den Aufbau des Wasserstoffnetzes. Beispielsweise könnte Gasnetzbetreibern eine Erhöhung der Netzentgelte über die für das Erdgasnetz anerkannte Kostenbasis hinaus in einem gewissen Umfang ermöglicht werden, wenn die Mittel nachweislich für den Umstieg auf H2-Netze verwendet werden, damit in der Anfangsphase nicht die ersten an das H2-Netz angeschlossenen Kunden eine übermäßige Kostenlast zu tragen haben. Solche Finanztransfers sind im Übrigen auch in Art. 4 Paragraf 2 der EU-Gas Regulation vorgesehen.

2.2.2 Kunden Anreiz für Wasserstoffnetzanschlüsse bieten

Die Verpflichtung in § 11 Abs. 1 EnWG zum bedarfsgerechten Netzausbau sollte im Hinblick auf das absehbare Ende der Versorgung mit Erdgas eingeschränkt werden und durch einen Anreiz für den Netzkunden ersetzt werden, auf Wasserstoff umzusteigen. Darüber hinaus ist ein „Transformationsrecht“ des Netzbetreibers erforderlich, so dass der Netzbetreiber die Umstellung von Teilabschnitten seiner Netze vornehmen kann.

2.2.3 Biogasnutzung ermöglichen

Biomethan kann einen erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. So wurden im Jahr 2021 bereits ca. 10,4 TWh Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitet) in das deutsche Gasnetz eingespeist. Dabei ist Biomethan zukunftssicher: Es ist technisch möglich, Biomethananlagen auf die Einspeisung von Wasserstoff umzustellen.

Im Rahmen der Gasnetztransformation muss daher Planungssicherheit für die Biomethaneinspeisung geschaffen werden und für Anlagenbetreiber der Umstieg von Verstromung des Biogases auf Einspeisung in Gasnetze möglichst einfach und attraktiv gemacht werden. Beispielsweise könnten die vermiedenen Netzentgelte gemäß GasNEV § 20a auf den gesamten Einspeisezeitraum ausgeweitet werden.

2.3 Bundesweit kommunale Wärmeplanung einführen unter verpflichtender Einbeziehung von Gas-, Strom- und Wärmenetzbetreibern

Wie in Art. 52a EU-Gas Directive (Entwurf) vorgesehen, ist die Einbeziehung der Gas-, Strom- und Wärmenetzbetreiber in eine bundesweit einzuführende kommunale Wärmeplanung für das Gelingen der Wärmewende auf kommunaler Ebene zwingend erforderlich. Netzplanung und -betrieb müssen dabei in der Hoheit der Gasnetzbetreiber bleiben. Stromnetzbetreiber müssen die Grenzen der Stromnetzkapazität aufzeigen. Top-down-Vorgaben sind auf das Allernötigste zu beschränken. Die Akteure vor Ort, ggf. auch im Zusammenschluss über mehrere Kommunen hinweg, kennen die infrastrukturellen und städtebaulichen Gegebenheiten am besten. Sie sollten daher nicht in ihrer Planungshoheit eingeschränkt werden.

Die Umsetzung der Vorgaben der Kommunalen Wärmeplanung muss zur regulatorischen Anerkennung ihrer Kosten führen.