



Rückmeldebogen - Marktkonsultation Regulierung von Wasserstoffnetzen

Unternehmensbezeichnung: Thüga Aktiengesellschaft
Name des Ansprechpartners: Eva Hennig
E-Mail-Adresse: eva.hennig@thuega.de

Haben Sie eine für die Veröffentlichung vorgesehene, z.B. **um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung** beigefügt?

Anmerkungen zum Positionspapier

1. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel): I.

Seite: 8, Bullet 11

Kommentar: Wir teilen diese Aussage nicht, da es nicht zu den Erfahrungen aus Projekten in Frankreich, UK, Dänemark und Deutschland passt. Insbesondere in DE kann H2 als Beimischung mit vergleichsweise geringem Aufwand in das Verteilnetz eingespeist werden. Grund dafür ist der sehr hohen PE Anteils und der vielen KKS geschützten Stahlleitungen. Viele Gasgeräte vertragen 20% H2, vermutlich sogar mehr. Viele Pilotprojekte+Tests der Hersteller bauen grade viel Wissen auf. Gewerbe- und Industriekunden benötigen natürlich eine Einzelfallprüfungen. Reines CH4 und auch reines H2 wird von speziellen Größtkunden benötigt, die üblicherweise wegen ihrer Größe nicht am Verteilnetz angeschlossen sind. Lokal werden besonders Tankstellen und Brennstoffzellen die ersten H2 Kunden sein, die über eigene Anschlüsse separat versorgt werden können. Darüber kann dann sukzessive die Beimischung und Umstellung beginnen.

Änderungsvorschlag: Es ist wahrscheinlich, dass reiner Wasserstoff zu Beginn in den Sektoren Industrie und Verkehr zum Einsatz kommen wird, meist als Ersatz für andere Stoffe oder auch für grauen Wasserstoff. In anderen Sektoren wie Wärme kann Wasserstoff als Gemisch eingesetzt werden, ein Vollkonvertierung zu einem kompletten Substitut von Erdgas wird sukzessive einsetzen.

Eine Beimischung von Wasserstoff erfordert Vorbereitung. Das Wissen um die Wasserstofffähigkeit von Verbraucher/Endgeräte muss erhöht werden. Bei bestimmten Verbrauchern besteht Bedarf an sowohl reinem Wasserstoff und reinem Erdgas, andere Verbraucher können sehr gut Gemische verarbeiten. Je nach Netzebene und Kundeninteresse werden sich Wasserstoffnetz parallel zum bestehenden Gasnetz entwickeln, zu weiten Teilen auf Basis umgewidmeter und umgerüsteter Erdgasleitungen. Hierfür ist der Aufbau des H2-Backbone auf FNB Ebene und der Bau und Anschluss von lokalen H2-Produktionen elementar. Ein Transport von H2 über die Strasse ist bei großen Mengen undenkbar.

weitere Anmerkung erfassen

2. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): I.

Seite: 9

Kommentar: Die Szenarien zeigen nicht alle verfügbaren und volkswirtschaftlich sinnvollen

Optionen. Die Szenarien konzentrieren sich ausschließlich auf die Großindustrie und Verkehr und blenden den kompletten Wärmemarkt aus. Wir schlagen ein Szenario 4 vor, siehe auch die Anmerkungen zu Seite 60.

Wir glauben dass ein Netzzugangs- und Entgeltregulierung bereits im Szenario 2 zwingend notwendig ist, in Szenario 3 ohnehin. Sobald Fernleitungen involviert sind, an die neben Industrieclustern auch einzelne Industriekunden; Erzeuger, Importleitungen und evtl. einzelne VNB angeschlossen werden könnten, ist eine Regulierung zwingend. Eine 2 stufiges Konzept - erst ohne Regulierung und dann mit - halten wir für nicht zielführend, weil es die Dynamik im Markt erstickt. Solange Investoren nicht wissen, welches Regime gilt, werden keine Investitionen getätigt. Es ist auch schwer vorstellbar, wie das entgeltseitig funktionieren könnte. Wenn z.B. eine FNB-Leitung von Erdgas auf H2 umgestellt wird, dann müsste sie im Szenario II aus der Regulierung rausgenommen werden. H2 Abnehmer und Einspeiser verhandeln dann den Netzzugang mit den Netzbetreiber. Sobald sich mehr Kunden/Einspeiser anschliessen wollen, wir die Leitung wieder in die Regulierung und das RAB zurückgebracht. Wie wirkt sich das auf die Netzentgelte aus? Was passiert an bestehenden GÜP, an denen an eine regulierte FNB-Leitung angeschlossen ist? Wir halten das wir nicht praktikabel.

Änderungsvorschlag: Szenario 4:

Netzstruktur: engmaschige Verteilnetze, parallele Anbindung an den H2-Backbone und Erdgas-Fernleitungen, bestmögliche Nutzung bestehender Gasnetze, Zumischung 20-30% H2 in erster Stufe, bis 2050 komplette Dekarbonisierung der Gasversorgung durch H2, Biomethan und/oder SNG. Viele lokale H2-Erzeugung vor Ort. **Bereits bis 2030 Bau und Umstellung von H2-Leitungen auf VNB-Ebene zur Versorgung von Industriekunden, KWK-Anlagen, Tankstellen und geeigneten Neubaugebieten**

Positionen: Netzentgelt/-zugangsregulierung in Szenario II und III notwendig.

weitere Anmerkung erfassen

3. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): I.

Seite: Seite 9

Kommentar: Bullet 6 und 7:

Es entsteht der Eindruck, als ob es nur die Alternative für eine eigenständige Wasserstoffregulierung gäbe. Wir befürworten den Wasserstoff vollumfänglich - sowohl reinen H2 als auch in Gemischen – in die bestehende Gasregulierung zu integrieren. Dafür müsste der Gasbegriff des EnWG erweitert werden.

Der Gedanke, dass eine reine Wasserstoffregulierung einem eigenen Regulierungsrahmen unterliegt ergibt sich aus dem Szenario, in dem nur sehr wenige Kunden Zugang zu dem Wasserstoff erhalten. Wir vermuten dass dies geprägt wird von dem Gedanken, dass nie ausreichend H2 produziert wird. Dieser Ansatz begrenzt allerdings alle weiteren Gedanken, so bildet sich aber nie ein Wasserstoffmarkt aus. Investoren sehen das anders, sie sehen das Risiko im fehlenden Zugang zu Kunden und fehlenden Regeln und nicht in fehlenden Projekten und Finanzen zur Erzeugung des H2.

Sobald der Netzzugang für alle Kunden organisiert werden muss - incl. der Beimischung - macht eine Trennung in H2 und Gas keinen Sinn, man dupliziert alles wie Verordnungen, die Kooperationsvereinbarung, Formatregelungen etc. Im übrigen auch auf der EU Seite in der VO und Directive. Eine Trennung der Regulierung bei Gasgemischen ist ohnehin nicht möglich.

Änderungsvorschlag: neu diskutieren unter einem Szenario mit echtem Markt.

weitere Anmerkung erfassen

4. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): II.

Seite: 12

Kommentar: Aus unserer Sicht ist es wichtig, die Überlegungen in den größeren Kontext der nationalen und internationalen Klimapolitik einzubetten. Dazu gehört neben dem Pariser Klimaschutzabkommen auch die aktuell laufende Debatte um eine Verschärfung der EU Klimaziele für 2030 und darüber hinaus. Der EU Green Deal und die Netto-Null Emissionen in 2050 revolutioniert die heutige Gasversorgung. Alle Studien (vgl. Gas 2030 Dialogprozess, DENA Leitstudie etc.) konstatieren, dass Gas wichtig ist, aber dekarbonisiert werden muss.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

5. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): II.

Seite: 12

Kommentar: Es entsteht der Eindruck, als ob in Deutschland nur über die Anpassung der Gesetze und Regeln diskutiert wird. Für uns fehlt in der Darstellung, was tatsächlich operativ bereits passiert, es handelt sich schon lange nicht mehr um fiktive Planungen für eine weit erntfernt Zukunft.

In vielen Ländern weltweit gibt es intensive Anstrengungen mit mittlerweile sehr großen Investmentsummen, um die H2-Wirtschaft aufzubauen: unterschiedliche Produktionstechnologien, Wasserstoffanwendungen, Anpassung von Gasgeräten, Materialtests, Transportmöglichkeiten, Abtrennung von Wasserstoff aus Gemischen, etc. . Es ist nicht mehr die Debatte, ob H2 erzeugt wird, sondern wie und wann der Verbrauch und Produktion sinnvoll zusammengebracht gebracht werden.

Es ist wichtig, dass Deutschland von den Entwicklungen nicht überholt wird. An allen Projekten hängen immer auch Technologie-Unternehmen. Deutschland möchte führend im Bereich H2 sein, das geht nur wenn H2 auch zügig und konsequent in allen Sektoren eingesetzt wird. Wenn z.B. nur in UK Hydrogen Ready Geräte eingesetzt werden, dann werden sich die großen deutschen Hersteller sehr schwertun, den größten Gerätemarkt in Europa bedienen zu können.

Änderungsvorschlag: Im Text aufnehmen, was faktisch bereits passiert. Passt auch zu Status Quo C
Wasserstoffprojekte

weitere Anmerkung erfassen

6. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): III.A.

Seite: 17

Kommentar: Wir freuen uns, dass Sie die Methanpyrolyse mit in die Liste aufgenommen haben, auch wenn sie noch in einer frühen Entwicklungsphase ist. Erwähnenswert ist, dass sie nicht nur mit normalem Erdgas läuft, sondern direkt in den Abwasserprozess integriert werden kann, mit Müll oder auch mit Biomethan. Zudem kann die erforderliche Wärme entweder mit Erdgas oder mit erneuerbarem Strom erzeugt werden. Insofern kann H2 aus einer Pyrolyse auch erneuerbar hergestellt werden.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

7. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): III.C.

Seite: 21

Kommentar: Da es sich hier um eine Bestandsanalyse handelt fänden wir es wichtig, dass nicht nur die Projekte in Deutschland aufgeführt werden. Es vermittelt nur bedingt einen Eindruck darüber, was mittlerweile auf globaler Ebene passiert. Natürlich haben ausländische Projekte nur indirekt Einfluss auf die deutsche Regulierung, sie treiben aber mit einer sehr hohen Geschwindigkeit die Entwicklung des Sektors. Das Spielfeld ist dabei sehr breit: unterschiedliche Produktionstechnologien, Wasserstoffanwendung, Anpassung von Gasgeräten, Materialtests, Transportmöglichkeiten wie LH2, Ammonia, LOHC, Abtrennung von Wasserstoff aus Gemischen mit z.B. Membranen. Einige Übersichten über Projekte ist z.B. <https://www.fch.europa.eu/page/fch-ju-projects> ; <https://hydrogeneurope.eu/projects>; <https://www.powertogas.info/projektkarte/>; <https://www.h2-view.com/> ; <https://www.sgn.co.uk/index.php/about-us/future-of-gas>; <https://www.h21.green/> ; <https://www.hy4heat.info/>;

Es ist wichtig, dass Deutschland von den Entwicklungen nicht überholt wird.

Siehe auch Anmerkungen zu II Seite 12.

Änderungsvorschlag: erweitern

weitere Anmerkung erfassen

8. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): IV.A.

Seite: Seite 29-31

Kommentar: Wir begrüßen die Sichtweise, dass der turnusmässige aber auch vorzeitige Austausch von Komponenten gegen H2-Ready Komponenten sinnvoll ist. Genau an diesem Punkt gibt es ein Projekt, das von Thüga AG gemeinsam mit EON geleitet wird (H2-Kompodium VNB) um gemeinsam mit weiteren VNB und mehreren Verbänden das Wissen über die Wasserstofffestigkeit der einzelnen Netzkomponenten voranzutreiben. Dabei werden alle Komponenten betrachtet die a) neu beschafft werden, oder b) in der Vergangenheit eingebaut wurden. Die Hersteller erstellen je Komponente einen Steckbrief mit einer Einschätzung über die Wasserstofffestigkeit – unterlegt mit Labortests. Glücklicherweise sind alle reinen PE-Produkte und auch weitere Netzkomponenten bereits heute 100 % wasserstofffest, so dass dort mit wenig Mehrkosten gerechnet werden muss. Dies wird bei Produkten aus Stahl oder auch Kombis PE/Stahl aktuell im Detail geprüft. Durch unser Vergabekriterium bei Ausschreibungen im Materialeinkauf „Wasserstofftoleranz“ werden die Hersteller zusätzlich motiviert ihre Produkte auf H2 Eignung zu überprüfen und diese wenn nötig zu verbessern. Unser Ziel ist der Einsatz von H2 Ready Komponenten. Der nächste Schritt ist die Zertifizierung der Komponenten. Der DVGW stellt dafür durch die Überarbeitung von Regelwerken die Weichen. Diese strukturierte Vorgehensweise soll Herstellern und Netzbetreibern im Prozess der Umstellung und Einspeisung helfen.

Wir möchten darauf hinweisen, dass wir keines der 3 Szenarien für realistisch halten. Siehe auch Anmerkungen zu Seite 59/60. Nachdem keines der Szenarien von einem nennenswerten Anteil von H2 im Verteilnetz ausgeht, dürften VNB keine Investitionen in H2-Readiness vorsehen. Dem können wir so nicht zustimmen. Wir gehen davon aus, dass langfristig die gesamte Infrastruktur entweder mit H2, Biomethan oder SNG betrieben wird, da ansonsten die Klimaziele nicht erreicht werden können.

Je nach Beschluss von EU Parlament und Rat zu den Zielen 2030, 2040 und 2050 wird sich diese Entwicklung der Dekarbonisierung noch wesentlich beschleunigen. Einen genauen Zeitpunkt zu nennen für die Umstellung einzelner Netzteile ist es noch zu früh, da dieses von der Geographie und Größe der Einspeisungen, der Fähigkeit der Gasgeräte und der Entwicklung auf der FNB-Ebene abhängen wird. Einen eigenen NEP für die VNB zu eröffnen macht in unseren Augen keinen Sinn, allerdings müssen die VNB besser in den Prozess des NEP integriert werden. Das Augenmerk sollte darauf liegen, wasserstofffeste Komponenten so früh wie möglich einzubauen, um die technische Basis zu legen, zeitliche Flexibilität für die Umstellung zu schaffen und Kosten zu sparen - auch wenn heute der konkrete Umstellzeitpunkt je Netzteil noch nicht feststehen wird.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

9. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): IV.

Seite: 34

Kommentar: Nachdem ein reines Biogas-Wasserstoffverteilstrom dem EnWG und damit auch der GasNZV, GasNEV und ARegV unterliegt, sollten auch die Kosten für das Upgrading des Netzes regulatorisch anerkannt werden. Dies gilt unabhängig von den vorgeschlagenen Szenarien.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

10. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): IV.

Seite: 36

Kommentar: Es fehlt an der Stelle der Verweise auf die EU-Rahmenbedingungen zum Klimaschutz wie z.B. EU-Effort Sharing, EU-Emissionshandel und die laufende Diskussion im Rahmen des Green Deals. Besonders letzteres wird einen sehr großen Einfluss darauf nehmen, mit welchen Gasen und in welcher Geschwindigkeit die Transformation der Gasversorgung stattfinden wird.

Es sollte auch nicht unerwähnt bleiben, dass in der RED II steht, dass die Mitgliedstaaten den Bedarf an Netzerweiterungen prüfen

müssen, wie Gas aus erneuerbaren Energien ins Gasnetz integriert werden können.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

11. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): IV.C.

Seite: 38

Kommentar: Es ist richtig, dass die Fähigkeit der Endkunden zur Aufnahme von H2 unterschiedlich ist und dass manche Kunden wie Erdgastankstellen nur einen geringen Anteil vertragen. Das bedeutet aber nicht, dass jede Einspeisung und jedes Teilnetz auf genau diesen Anteil limitiert ist. Intelligente Sektionierung sowie die Möglichkeit der Abtrennung von Wasserstoff aus Gemischen eröffnen große Flexibilitäten bei der Beimischung.

Siehe auch Kommentare zu Seite 57.

Änderungsvorschlag: Bitte Ändern.

weitere Anmerkung erfassen

12. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): Bitte auswählen

Seite: 45

Kommentar: Im Gasdialogprozess geht davon aus, dass „grüner“ Wasserstoff nicht ausreichend zur Verfügung steht. Zitat: “Deswegen steht die flächendeckende Erhöhung des Wasserstoffanteils im Erdgasnetz derzeit nicht im Vordergrund. Die Entwicklungen werden aber im Rahmen eines anschließenden Stakeholderdialogs untersucht.”

Dies ist eine andere Aussage, als dass eine flächendeckende Einspeisung kritisch gesehen wird.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

13. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.A.

Seite: 49

Kommentar: Der DVGW, der BDEW und die Thüga setzten sich für den Einsatz von H2 in allen Sektoren ein. Wir glauben, dass die Klimaziele ohne erneuerbares und dekarbonisiertes Gas verfehlt werden, was zu hohen Ausgleichszahlungen an andere EU-Staaten führt und drastische und unplanbare politische Entscheidung provoziert.

Kritikpunkt 1: Die Betrachtung basiert zu großen Teilen auf dem FFE Gutachten. Dieses Gutachten dient einen komplett anderen Zweck und kann daher nicht die Basis für die Bedarfsabschätzung sein. Die Grundprämisse des Gutachtens ist, dass die Sektoren Haushalt, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen NICHT berücksichtigt werden. Das Gutachten konzentriert sich ausschließlich auf Industrie und Verkehr, das wird als Eingangsprämisse festgelegt. Aus dieser Studie kann daher nicht abgeleitet werden, dass es keinen Bedarf in den anderen Sektoren gibt, das wäre ein Kreiselschluss. Wir finden, dass auf dieser Datenbasis keine Marktentwicklung für alle Sektoren als Basis für den Regulierungsbedarf von H2-Netzen abgeschätzt werden.

Kritikpunkt 2: Der Green Deal und seine Auswirkungen werden nirgendwo im Text erwähnt werden. Das ist sehr erstaunlich, da die diskutierten Veränderungen der Ziele für 2030 auf –55 bis –60% sowie das Netto-Null für 2050 drastische Auswirkungen auf alle Berechnungen haben. Aus diesem Grund wird auch die Dena-Studie “Integrierte Energiewende” aktuell auch aktualisiert, die u.a. ebenfalls die Basis für diese Betrachtung ist.

Im Übrigen hat der DVGW in seinem zitierten Positionspapier vom 22. Juli 2019 zum Gas 2030-Dialog des BMWi eine in unseren Augen ganz andere Position eingenommen als zitiert.

Änderungsvorschlag: bitte überdenken bzw. korrigieren

weitere Anmerkung erfassen

14. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.A.

Seite: 51

Kommentar: Auch wenn man nur den Industriesektor betrachtet, dann werden sehr viele Industriekunden erst sehr spät oder gar nicht berücksichtigt. In Kenntnis der großen Industriekunden in BaWü, BY und Sachsen haben wir den Eindruck, dass sehr viel Industrie im Gutachten entweder unberücksichtigt gelassen wurde oder gedanklich komplett verstromt wird. Wir halten das für die Entscheidungsfindung, ob eine Regulierung sinnvoll und notwendig ist, für nicht richtig.

Ein Transport von Wasserstoff, so wie die FNB es mit dem Backbone vorgeschlagen haben, und der Import von Wasserstoff sind – bedingt durch die gewählte Methode und den vorab festgelegten Fokus – vom FfE nicht berücksichtigt. Die Studie des FfE zeigt also nur einen kleinen Teil des Wasserstoffbedarfs und damit auch des möglichen Verbrauchs und reicht nicht aus, um die Fragestellung der Regulierung ausreichend belastbar zu beantworten.

Für eine Einstufung des Industriesektors in die Netzebenen ist es wichtig sich daran zu erinnern, dass gemäß Monitoringbericht Energie 2019 wird 52 % des Gasabsatzes an Industriekunden > 100 Mio. kWh, 95 % des Gasabsatzes aller Kunden zwischen 10 und 100 Mio. kWh und 57 % des Gasabsatzes an Kraftwerke > 10 MW aus dem Netz der VNB versorgt. Damit ist klar, dass eine Dekarbonisierung der Industrie und der örtlichen KWK nur über die VNB möglich ist.

Änderungsvorschlag: bitte erneut diskutieren, aktuelle Erkenntnisse einfließen lassen.

weitere Anmerkung erfassen

15. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.B.

Seite: 54

Kommentar: Die Methanpyrolyse steht zwar technologisch erst am Anfang, allerdings sind – anders als bei der PEM Elektrolyse – bereits zu Anfang große Industrieplayer an der Entwicklung beteiligt. Es wäre wünschenswert, wenn diese Verfahren, nicht nur als “in der Forschung” erwähnt wird. Auch hier ist erkennbar, dass global die Aktivitäten hochgefahren wurden und die verschiedenen Methoden der Pyrolyse in Piloten gehen. Pyrolysen werden in sehr unterschiedlichen Größen gebaut und stellen damit für die Verteilnetze den idealen Partner zu einer Elektrolyse dar. Sie haben den großen Vorteil, dass sie steuerbar sind und mit unterschiedlichen Gasformen betrieben werden können. Auch eine Nutzung von Abwasser ist möglich, vgl. Plasmalyse mit Abwasser von Graforce (<https://www.graforce.com/>).

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

16. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.C.

Seite: 57

Kommentar: Der Text vermittelt den Eindruck, als ob in allen Netzen nur eine Beimischquote von 2 % Wasserstoff möglich ist. Dem möchten wir widersprechen:

Bestimmte Kundenanlagen reagieren sensibel auf Wasserstoff. Aber nicht an allen Netzteilen sind Erdgastankstellen oder andere sensible Kunden angeschlossen. Ein Erdgasnetz besteht heute schon aus vielen Netzteilen, die zusätzlich auch noch weiter sektioniert werden können. Damit können ganz unterschiedliche Beimischquoten realisiert werden.

Zudem gibt es bereits Technologien mit denen H2 abgetrennt werden kann, die Forschung ist in diesem Bereich sehr aktiv.

Hersteller von industriellen Gasanwendungen arbeiten mit Hochdruck daran, Gewissheit über die H2-Festigkeit zu bekommen und

diese ggf. durch intelligente Instandhaltung zu erhöhen.

Die Zukunft der VNB an der Zukunft der Erdgasmobilität festzumachen ist nicht zielführend. Die Thüga-Gruppe war ein Vorreiter der Erdgasmobilität. Leider kommunizieren die Hersteller der Fahrzeuge keine langfristige Perspektive. Inwieweit die Hersteller sowohl Erdgas, H2 und Strom-Fahrzeuge in der Zukunft bauen, bleibt abzuwarten.

Die Konzeption der Einspeiseanlagen ermöglicht die Steuerung der Einspeisung. Wir haben damit Langzeiterfahrungen im Verteilnetz gesammelt (Frankfurt, Freiburg). Bei fließendem Gas kommt es aufgrund von Verwirbelungen nicht zu einer Entmischung, durch die „Brownschen Molekularbewegungen“ werden stehenden Gasen nicht entmischt. Wir würden uns daher sehr dafür interessieren, welcher Netzbetreiber oder Forschungsinstitut zu diesen Ergebnissen kommt, da sie uns nicht bekannt sind und bisher in der Praxis auch nicht aufgetreten sind.

Unter Beachtung dieser Punkte können wir nicht nachvollziehen, wie die Potentialeinschätzung der Beimischung in Verteilnetzen entstanden ist. Hier sehen wir dringenden Aufklärungsbedarf und bieten gerne an, einen fachlichen Austausch mit mehreren Spezialisten zu diesen Themen zu organisieren.

Absatz 2:

Aufgrund der europäischen Ziele zur CO2-Minderung ist davon auszugehen, dass auch die Nachbarländer von Deutschland ihren H2 Anteil im Erdgas erhöhen werden. In der EU (GIE, ENTSOE, EC) wird diskutiert, wo ein erster europäischer Grenzwert für ein Beimischung in Cross-Border-Leitungen liegen könnte. Die europäischen Regeln der Gasqualität CEN befinden sich in einer intensiven Diskussion und Veränderung, der Anpassungsprozess des NC Interoperability beginnt im Sep 2020. Natürlich sind nationale Alleingänge auf FNB Seite nicht sinnvoll. Allerdings hat die Beimischung im Verteilnetz keine Auswirkung auf die Cross-Borderpunkte. Auch ist es richtig, dass bestimmte Netzkomponenten wie Verdichter oder PGC auszuwechseln sind. Dies betrifft fast ausschließlich die FNB Ebene, aber ist auch dort in Relation zum Gesamtanlagevermögen von untergeordneter Bedeutung.

Absatz 3:

Viele heute installierte Gasgeräte sind nach derzeitigem Kenntnisstand für 20-30% H2 geeignet. Dazu gibt es diverse Forschungsvorhaben in ganz Europa. Bezüglich der Entwicklung von H2-Ready-Geräten ist z.B. das Projekt Hy4Heat beachtenswert (<https://www.hy4heat.info/s/hy4heat-march-2020-church-house-slides-fn24.pdf>). Der UK Markt ist aufgrund seiner Größe für viele Hersteller sehr wichtig, auch deutsche Hersteller beschäftigen sich intensiv damit. Deswegen verwundert die Aussage, dass es nie ein Gasgerät geben wird, das sowohl Erdgas als auch H2 verbrennen kann. Dazu ein Zitat von Worcester-Bosch: The prototype has been designed to also run effectively on natural gas. This means that in the future if hydrogen gas becomes reality, those who have a 'hydrogen-ready' boiler can simply convert to hydrogen without the need for an entirely new heating system.

Eine weiteres aktuelles Zitat von Bosch zu Brennstoffzellen: Die neu entwickelte SOFC-Brennstoffzelle der 10-Kilowatt-Leistungsklasse kann flexibel mit Wasserstoff, Biogas oder Erdgas betrieben werden und spart im Vergleich zum deutschen Strom-Mix beim Betrieb mit Erdgas bereits 40 Prozent CO2-Emissionen. Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff oder Biogas ist sogar eine nahezu klimaneutrale Energieversorgung möglich.

Damit möchten wir dokumentieren, dass sich der Gerätemarkt sehr schnell entwickelt, es gibt sehr viel Wettbewerb darum wer das erste Geräte beim Kunden installiert. Die Zurückhaltung vieler Hersteller noch in 2019 ist einer breiten Aktivität gewichen.

Eine schrittweise Erhöhung von 0 auf 100 % ist nicht geplant. Gerade um eine mehrmalige Umstellung zu vermeiden, soll der H2-Anteil zuerst auf eine Stufe erhöht werden, die ohne Geräteersatz möglich ist. Im nächsten Schritt wird dann auf 100% H2 übergegangen, ohne Zwischenstufe. Je früher H2-ready Geräte auf dem Markt verfügbar sind und auch eingebaut werden desto geringer ist der Anteil der komplett zu ersetzenden Geräte. Viele Faktoren bestimmen dann ob und wann der Sprung auf 100 % erfolgt. Für die Vorbereitung sind Pilotprojekte wichtig, Best-Practice-Sharing europaweit und eine strukturierte Vorgehensweise, ähnlich der Marktraumumstellung.

Änderungsvorschlag: Wir würden Sie bitten das Kapitel zu überarbeiten. Wir schlagen zu diesem Thema einen Workshop mit Experten aus der Branche (Netze, Gerätehersteller, DVGW/DBI/EBI, GWI) und aus der BNetzA vor, um den

aktuellen Stand der Entwicklungen in DE und EU darzustellen.

weitere Anmerkung erfassen

17. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.C.

Seite: 58

Kommentar: Mit Blick auf die geringen Gebäudesanierungsraten < 1 % und die geringe Quote von Strom-Wärmepumpen im Gebäudebestand, sind die Sektoren große und kleine Industrie als auch der Gebäudebestand ein "hard to abate" Sektor, der so schnell wie möglich mit klimaneutralem Gas versorgt werden sollte. Diese Maßnahme ergänzt die bestehenden Bemühungen der Politik zur Heizungs- und Gebäudesanierung. Nur eine zügige und breite Nutzung von Wasserstoff führt dazu, dass Deutschland seine CO₂-Ziele erreichen kann.

Die oft erwähnt Bevorzugung der stofflichen Nutzung der H₂-Eigenschaften ist ein wichtiges Thema. Der Aufbau einer H₂-Wirtschaft mit Netzen, Kunden, Erzeugung ist ein komplexes Projekt. Die Einphasung des Wasserstoffs z.B. aus Holland in Synchronisation mit dem Aufbau des Backbones und gleichzeitig den Investitions- und Umstellplänen einiger weniger sehr großen Industriekunden verteilt in ganz Deutschland würde wir als mehr als ambitioniert bezeichnen. Man stelle sich vor die Lieferung aus den Niederlanden oder der Nordsee steht an, und eine Anlage kann wegen technischer Probleme erste zwei Jahre später in Betrieb gehen. Untergrundspeicher können sicher einiges abfangen, aber dafür müssen diese ebenfalls zum richtigen Zeitpunkt umgestellt sein. Die Beimischung von H₂ in Erdgasnetze hat den großen Vorteil, dass sie dem Gesamtsystem eine wesentliche Flexibilität zur Verfügung steht. Sie unterstützt auch den Aufbau lokaler H₂-Einspeisungen.

Änderungsvorschlag: bitte das komplette Kapitel C überarbeiten

weitere Anmerkung erfassen

18. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.D.

Seite: 59

Kommentar: Wir teilen die Annahme, dass ein Technologiemies ein wesentlich besseres Optimum bringen wird als eine reine Verstromung oder reine Wasserstofflösung.

Für die Szenarien schlagen wir vor, dass sie die sich abzeichnenden Klimazielen mit in die Betrachtung einbauen. Die neue Dena-Studie wird leider erst begonnen, aber zumindest sollte die wesentliche Beschleunigung der Dekarbonisierung und das Netto-Null für 2050 ansatzweise betrachtet werden. Die Erfahrung aus der Dena-Studie zeigt, dass Gas eine größere Rolle spielt je schneller und stärker dekarbonisiert werden muss.

Wir teilen die Meinung, dass Wasserstoff nicht kurzfristig Erdgas ersetzen kann. Mittel- und vor allem langfristig in großen Teilen schon.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

19. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): V.D.

Seite: 60

Kommentar: Auch wenn die Szenarien nur für die Diskussion genutzt werden, ob und wann eine Regulierung wichtig ist, so können wird das Szenario 3 nicht unwidersprochen lassen. Wir teilen die Meinung, dass der H₂ für den Verkehr nicht ausschließlich auf der Straße transportiert werden kann. Allerdings bildet Szenario 3 genauso wenig wie 1 und 2 einen echten H₂-Markt ab, noch unterstützt es die Dekarbonisierung im erforderlichen Umfang. Das Gutachten der FfE ist für diesen Zweck ungeeignet, da es per Definition nur Industrie und Verkehr betrachtet, es ist eben keine Systemstudie wie die der Dena. Aus der FfE Studie kann daher nicht abgeleitet werden, dass es keinen Wasserstoff im Wärmemarkt gibt, es handelt sich dabei um einen tautologischen Rückschluss. Außerdem bildet die Studie entsprechend der festgelegten Prämissen keinen Import ab, damit darf der

kalulierte Bedarf nur so hoch sein wie die Inlanderzeugung.

Für die Verteilung von H2 nur zu einzelnen Industriekunden und Tankstellen müsste eine parallele H2-Infrastruktur zum Gas-Netz geschaffen werden, die vergleichsweise wenige Kunden versorgt. Es entsteht dabei immer noch kein funktionierender Markt, da viel zu wenige Akteure beteiligt sind. Andere Kunden werden gewollt oder ungewollt vom H2 ferngehalten, was zu gerichtlichen Auseinandersetzungen führen kann. Die allermeisten Industriekunden oder auch Fernwärmeerzeuger haben kaum Alternativen zu Gas, da Großwärmepumpen mit mehreren 100 MW angeschlossen an Flüssen, Seen und Grundwasser vielleicht in Dänemark entlang der Küste möglich sind, aber in Deutschland in der Praxis und nach unserer Erfahrung kaum vorstellbar sind.

Wir sind nicht der Meinung, dass Szenario 3 geeignet ist für den anstehenden politischen Diskurs, da es viel zu begrenzt ist. Wir schlagen daher ein Szenario 4 vor, indem die bestehenden Gasnetze bestmöglich für den Transport/Verteilung von H2 genutzt werden.

Änderungsvorschlag: Vorschlag für ein Szenario 4: Netzstruktur: vorgelagerte Transportleitungen auf Erdgas und Wasserstoff, engmaschige Verteilnetze, parallele Anbindung an den H2-Backbone und Erdgas-Fernleitungen, bestmögliche Nutzung bestehender Gasnetze, Zumischung 20-30% H2 in erster Stufe, bis 2050 komplette Dekarbonisierung der Gasversorgung durch H2, Biomethan und/oder SNG. Viele lokale H2-Erzeugung vor Ort. Bereits bis 2030 Bau und Umstellung von H2-Leitungen auf VNB-Ebene zur Versorgung von Industriekunden, KWK-Anlagen, Tankstellen und geeigneten Neubaugebieten.

weitere Anmerkung erfassen

20. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.A.2.

Seite: 64

Kommentar: Richtigerweise wird an dieser Stelle festgestellt, dass die bisherigen Nachfragecluster den Charakter eines natürlichen Monopols aufweisen. Dieser Aussage stimmen wir zu. Leider wird im folgenden Absatz der Schluss gezogen, dass sich aufgrund einer zu geringen Nachfrage in den Gebieten außerhalb der Cluster noch keine Leitungsinfrastruktur ausgebildet hat und deswegen auch kein natürliches Monopol vorliege. Unseres Erachtens hängt die Herausbildung einer entsprechenden Infrastruktur aber entscheidend von der Marktentwicklung und einem entsprechenden Angebot ab. Da bisher auf Grund der technologischen Entwicklung vielerorts und für viele Kundengruppen gar nicht die Möglichkeit besteht, Wasserstoff zur Anwendung zu bringen, stellt sich auch keine entsprechende Nachfrage ein. Zudem bezieht sich die Aussage auf den Status quo. An dieser Stelle sollte vielmehr ein Endzustand beurteilt werden, bei dem die Gasversorgung vollständig auf Wasserstoff, Biomethan und SNG beruht und auch Haushaltskunden damit versorgt werden. Insofern ist die Argumentation für ein natürliches Monopol aufgrund der aktuell geringen Nachfrage nicht zielführend.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

21. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.A.2.

Seite: 64

Kommentar: Am Ende der Seite heißt es: „...Derzeit sind auf den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Märkten bisher keine Anzeichen für ein missbräuchliches Verhalten bekannt.“ Nur weil es keine Anzeichen gibt, heißt nicht, dass es kein missbräuchliches Verhalten gibt. Wie frage uns wie die Beurteilung mit den wenigen verlässlichen Informationen durchgeführt wurde?

Änderungsvorschlag: Besser wäre hier zu konstatieren, dass aktuell nicht beurteilt werden kann, ob missbräuchliches Verhalten vorliegt.

weitere Anmerkung erfassen

22. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.A.2.

Seite: 65

Kommentar: Zu Zugangsregulierung heißt es: „...In den jetzigen Inselnetzen gibt es durchaus andere Einspeiser neben den Betreibern der Netze, das bedeutet es kam bisher wohl nicht zu Zugangsverweigerungen, was durch die etablierten Geschäftsbeziehungen und die Synergien durch die Nutzung von Nebenprodukten in großen Industriegebieten zu erklären sein könnte.“ Dass es einzelne weitere Einspeiser gibt, bedeutet nicht, dass es grundsätzlich nicht zu Zugangsverweigerungen kommt. Dies ist eher eine Vermutung.

Weiter heißt es: „...Auch hier könnte es je nach Interessenlage und Kostenstruktur zu einer Zugangsverweigerung kommen. Allerdings dürfte dies in erster Linie eine Frage des Preises sein.“ ==> Gerade über den Preis kann auch eine Zugangsverweigerung stattfinden oder zumindest eine Diskriminierung potentieller Marktteilnehmer stattfinden. Ein höherer Preis für den Netzzugang für einzelne Anschlussnehmer führt zu einer Verzerrung des Wettbewerbs und zu höheren Renditen (ggf. Monopolrenditen) beim Netzbetreiber. Kleinere H2-Erzeuger mit weniger finanziellen Mittel werden ggf. vom Markt ferngehalten.

Zu Entgeltregulierung heißt es: „...Wie oben beschrieben ist bisher kein missbräuchliches Verhalten (im Sinne einer erhöhten Preissetzung) seitens der Lieferanten bekannt...“ Auch hier gilt, dass es sich eher um eine Vermutung handelt.

Weiter heißt es: „...Bei einzelnen Industriekunden besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass sie abhängig von den Rahmenbedingungen den Standort wechseln...“ ==>
Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, ja, aber diese wird gering sein. Die Verlagerung eines Industriestandorts, gerade bei der analgenintensiven Verarbeitung chemischer Produkte, dürfte sehr kostenintensiv sein und wird Unternehmen erstmal lange davon abhalten den Standort zu wechseln.

Genau dieses beschreiben Sie auch auf Seite 66 im Absatz 2.: „.... Darüber hinaus ist eine einmal vom Nachfrager getroffenen Standortentscheidung, auch und gerade im industriellen Bereich nicht mehr ohne weiteres rückgängig zu machen. Kunden sind insofern zumindest für eine relevante Zeitdauer gefangen.“

Für die Frage des Wettbewerbs ist aus unserer Sicht nicht relevant, ob der Kunde das H2 selbst erzeugt oder ob er sich umsiedeln könnte, sondern ob er die Wahl zwischen mehreren Anbietern hat.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

23. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.A.2.

Seite: 66

Kommentar: Zitat: "Da jedoch keine Haushaltskunden mit Wasserstoff versorgt werden, gibt es weniger angeschlossene Endkunden als im Strom- und Gasbereich..." Diese Annahme teilen wir überhaupt nicht. Wie zuvor beschrieben lehnen wir das Szenario 3 ab und schlagen ein vollumfängliches Marktszenario 4 vor. Der Diskurs bezüglich der Entgelt- und Zugangsregulierung muss unter dem Aspekt durchgeführt werden, dass alle Kunden incl. privater Haushaltskunden Zugang zu Wasserstoff oder Wasserstoffgemischen erhalten. Ansonsten ist es nur eine Teilbetrachtung mit begrenzter Aussagekraft.

Änderungsvorschlag: bitte neu diskutieren

weitere Anmerkung erfassen

24. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.A.4.

Seite: 69

Kommentar: Wenn H2 nur an singuläre Industriecluster geliefert wird und der Netzzugang für Wasserstoff allen anderen Kunden verwehrt bleibt – wegen fehlender Infrastruktur oder per Gesetz - dürfen die Kosten auch nicht auf alle Gaskunden gewälzt werden!

Im Falle eines Netzzugangs für alle und dem sukzessiven Markthochlauf in allen Sektoren unterstützen wir ausdrücklich, dass die

Kosten für Bau/Betrieb von Erdgas und H2-Netzen sowohl der FNB-Netze als auch der VNB-Netze in gemeinsame Entgelte münden. In Mischnetzen kann ohnehin keine Trennung vorgenommen werden.

Auch wenn zu Beginn alle Erdgaskunden den Aufbau/Umstellung der H2-Infrastruktur mitfinanzieren, so profitieren sie von der Dekarbonisierung und der Perspektive in Zukunft auch Wasserstoff zu erhalten. In späteren Jahren bei sinkenden Erdgasmengen stabilisieren die Wasserstoffkunden dann die Netzentgelte, die ansonsten für Erdgas entrichtet werden müssten. Es sollen die Kundengruppen die Dekarbonisierung des Gassystems mitfinanzieren, die davon profitieren. Dazu zählen auch Tankstellen, Gaskraftwerke oder Fernwärmanlagen.

Eine weitere Finanzierungsmöglichkeit ergibt sich aus der Sektorenkopplung. Elektrolysen sind klassische Kopplungselement zwischen Strom- und Gasmarkt. Sofern ein Stromnetzbetreiber Elektrolysen als Anbieter von Flexibilitäten nutzt werden dafür auch Erlöse generiert, die die Netzentgelte reduzieren können.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

25. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.C.

Seite: 73

Kommentar: Wie bereits geschrieben teilen wir diese Annahme nicht. Es vermittelt den Eindruck, dass H2 nur in sehr geringen Prozentsätzen dem Netz zugemischt werden könnte. Das Gegenteil wird der Fall sein, der Wasserstoffanteil wird sukzessive steigen. Damit ist es wichtig, die Kostenanerkennung für mögliche Anpassungskosten jetzt zu regeln und nicht erst in 10 Jahren. Je früher die H2-ready Bauteile eingesetzt werden könne, desto weniger Kosten fallen in der Zukunft an. Je mehr diese Bauteile zum Standard werden, desto geringer wird das Preisdelta ausfallen.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

26. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.C.

Seite: 74

Kommentar: Richtigerweise wird in Absatz 3 festgestellt, dass zukünftig rückläufige Erdgasmengen zu spezifisch höheren Netzentgelten für die verbleibenden Erdgaskunden führen werden. Insofern muss die Schlussfolgerung lauten, dass gerade die Beimischung von H2 und auch die Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen auf Beimischung und in reine H2-Leitungen bei einem einheitlichen Entgeltsystem für Erdgas- und H2-Kunden steigenden Netzentgelten für reine Erdgaskunden zukünftig entgegenwirken. Ein getrenntes Entgeltsystem führt zu steigenden Netzentgelten für Erdgaskunden und zu Beginn zu prohibitiv hohen Entgelten für reine H2-Kunden. Daher sollte auch beim Entgeltsystem kein Unterschied gemacht werden. Das wäre den Endkunden nur schwer vermittelbar.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

27. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VI.D.4.

Seite: 79

Kommentar: Im Entgeltregulatorischen Fazit heißt es: „Beimischungen in einer Höhe, die eine Umstellung der Endkundengeräte zur Folge hätte, sind unwahrscheinlich (vgl. Kapitel III und IV) ...“

Diese Annahme halten wir für falsch. Wir verweisen auf bisher getätigte Ausführungen und Kommentierungen zu Beimischung und Szenarien bzw. auf unser vorgeschlagenes Szenario IV.

Änderungsvorschlag:

weitere Anmerkung erfassen

28. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VII.A.

Seite: 82-83

Kommentar: Wir teilen einige der Schlussfolgerungen. Allerdings lässt der Text erkennen, dass die BNetzA weder reinen H2 auf der Verteilnetzebene sieht noch eine Beimischung von Wasserstoff betrachten möchte. Dies können wir aus den vielen zuvor genannten Gründen nicht akzeptieren.

Die Änderung des Gasbegriffs im EnWG erscheint ein praktikabler Weg um den H2-Hochlauf zu initiieren. Die Gefahr, dass man Wechselwirkungen übersieht ist theoretisch bei jeder Gesetzesänderung gegeben, aber wenn die Branche gemeinsam daran arbeitet dürfte das überwindbar sein. Niemand hat Interesse an Gesetzeslücken oder Inkonsistenzen, also werden alle auf ein stabiles System hinwirken.

Ein langwieriger Gesetzesprozess wird den Markthochlauf verlangsamen oder gar nicht erst loslaufen lassen. Projekte brauchen Planungssicherheit, und die Frage der Regulierung ist nun einmal sehr zentral.

Parallel dazu muss das DVGW Regelwerk angepasst werden, was bereits passiert.

Änderungsvorschlag: Nachdem das Resümee eine logische Konsequenz der getroffenen Annahmen ist, würden wir sehr gerne die aktuellen Entwicklungen in einem Workshop diskutieren mit z.B. breiter Beteiligung von Unternehmensvertretern, die bereits aktiv im Bereich Wasserstoff sind, dem DVGW/DBI, der BDEW und VKU, aber auch Spezialisten wie z.B. Gerätehersteller oder Komponentenhersteller oder dem Gas-Wärme-Institut. Wir glauben, dass damit viele der von uns aufgeführten Fragen und Kritikpunkte diskutiert werden könnten.

weitere Anmerkung erfassen

29. Anmerkung

Betroffene Stelle (Kapitel/Seite): VII.C.

Seite: 86

Kommentar: Wir sind der Meinung, dass wir nicht am Anfang stehen. Investitionen haben Vorlaufzeiten von mindestens einem Jahr. Falls der Prozess erst nach der nächsten Bundestagswahl angestoßen wird, werden die Gesetzesänderungen 2023/24 vielleicht in Kraft treten. Bis 2030 sollen 50 % der CO2 Emissionen im Non ETS-Sektor vermieden werden. Damit möchten wir darstellen, dass es ganz im Gegenteil sofort losgehen muss mit der Diskussion. Ansonsten könnte z.B. ein Kooperationsprojekt NL-DE mit H2-Lieferung aus NL scheitern, da die Regulierung fehlt. Das sollte unbedingt vermieden werden, da ansonsten die Investoren sich in anderen Ländern umorientieren.

Änderungsvorschlag: Bitte um Workshop um die unterschiedlichen gesetzlichen/regulatorischen/sonstigen Vorgaben einmal durchzudiskutieren.

2. Antworten zum Fragenkatalog

1. Antwort

Frage: I.1

Antwort: Bis 2025: In den deutschen Regionen werden diverse Konzepte entwickelt. Der Grund dafür ist die örtliche Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom bzw. die Nähe zu möglichen Wasserstoff-Pipelines.

Wir erwarten, dass erste Pipeline-H2 über eine umgestellte L-Gas Leitung aus den NL kommt und in ein umgestelltes FNB-Netz einspeist. Kunden, die direkt an dieser Leitung angeschlossen sind, erhalten direkt H2. VNB erhalten die Möglichkeit, den H2 zuzumischen.

Beginn Aufbau H2-Backbone der FNB.

Parallel werden in vielen Regionen lokale H2-Elektrolysen unterschiedlicher Größe entstehen, die an die VNB+FNB angeschlossen werden. Auf VNB Ebene sehen wir die H2-Beimischung in einigen Netzen und erste H2-Direktlieferungen an Interessenten (Industrie, Fernwärme, Tankstellen, Neubaugebiete mit H2-Brennstoffzellen) über Sticleitungen.

H2-Ready-Anwendungsgeräte kommen auf den Markt. H2-Geräte kommen auf den Markt wie z.B. Brennstoffzellen für KWK. H2-Fahrzeuge kommen auf den Markt wie Busse, LKW, Flottenfahrzeuge. Tankstellennetz wird weiter ausgebaut, Versorgung mit H2 vor allem mit Tankclustern

2025-30: Der H2-Backbone der FNB wird abgeschlossen. Weitere Anlandung von Pipeline-H2 z.B. aus der Nordsee über neu gebaute H2-Leitungen oder Umstellung von Importleitungen wie Europipe. Mindestens 5 GW Elektrolyse-Anlagen entstehen. Großindustrie wie Stahl, Düngemittel, Chemie stellt Anlagenteile um.

Auf VNB-Ebene Zumischung 20-30% in vielen Netzen. Bau weiterer lokaler H2-Erzeugungen, erste Pyrolysen gehen in Betrieb. Weitere Kunden werden direkt mit H2 versorgt. Umstellung kleinerer Netzgebiete/Cluster auf 100% H2.

2030-40: Umstellung von weiteren VNB Teilnetzen auf 100 % H2 je nach Verfügbarkeit des H2. 20-30% H2-Beimischung ist flächendeckend möglich.

Bis 2050: Alle VNB-Netze sind vollständig auf H2, Biomethan und SNG umgestellt.

weitere Antwort erfassen

2. Antwort

Frage: I.2

Antwort: Die H2-Beimischung ist eine elementare erste Stufe zur Dekarbonisierung der Kunden. Sie ermöglicht den Hochlauf der H2-Produktion und ist neben Biomethan die einzige Möglichkeit den Wärmemarkt (Haushalte, Gewerbe, Industrie) entsprechend der sehr wahrscheinlich verschärften Green Deal-Ziele in den gebotenen Zeitachsen kostengünstig zu dekarbonisieren.

Forschungsprojekte weltweit verbessern kontinuierlich das Wissen um die H2-Verträglichkeit der Gasgeräte und Netzkomponenten. Ergebnisse zeigen, dass 20% mit bestehender Infrastruktur und Großteil der bestehenden Gasgeräte möglich ist, möglicherweise sogar 30 %. Best-Practices werden in der globalen H2-Community schnell verbreitet.

Oberhalb des Grenzwerts wird - je nach Verfügbarkeit von H2 oder Biomethan - auf 100 % H2 umgestellt. Sofern ausreichend Biomethan zur Verfügung steht kann auch dauerhaft unter Zuhilfenahme von SNG mit einem stabilen Gemisch gearbeitet werden. Weitere Zwischenstufen zu 100 % sind aus heutiger Sicht nicht sinnvoll. Das Optimum kann je Netz unterschiedlich sein. H2-Ready-Geräte kommen 2021 auf den Markt, sie sind unabdingbar für die Umstellung. UK überlegt z.B. eine verpflichtende Einführung ab 2025.

weitere Antwort erfassen

3. Antwort

Frage: I.3

Antwort: Regeln zum Schutz sensibler Kunden werden EU-weit festgelegt. Im Sektorforum Gas bei CEN arbeiten viele Spezialisten aus den Bereichen Netzen, Gashandel, Vertrieb, Gasgeräte an neuen Standards für Gasqualitäten. Die Arbeiten sollen bis Ende 2020 abgeschlossen sein mit einem konkreten Entwurf. Parallel dazu beginnen am 15.9. die Arbeiten an der Anpassung des Network Code (NC) Interoperability. Der Network Code enthält heute schon Regeln für das Thema Gasqualität und sensible Kunden, diese werden erweitert um die zukünftige Kommunikation zwischen den Netzbetreibern und Einspeisern und den relevanten Endkunden. Nationale Details folgen dann im DVGW-Regelwerk und der Kooperationsvereinbarung.

Nach heutiger Kenntnis sind u.a. Verdichter, Gasturbinen/-motoren, Tanks/Bauteile der Erdgasfahrzeuge/-Tankstellen und der Einsatz von CH4 als Grundstoff sensibel auf Wasserstoff, es müssen allerdings noch viel mehr industrielle und gewerbliche Geräte getestet werden. Das Gas-Wärme-Institut in Deutschland ist da führend, aber auch andere Labore im europäischen Umfeld. In Verteilnetzen sind diese Kunden in Relation zur Gesamtzahl der Anschlüsse eher selten. Sektionierungen des Netzes in einzelne Netzteile erlauben verschiedene H2-Mischungen bei einem Netzbetreiber. Der Aufbau von Smart Grids mit Sensorik für die Messung von Brennwert/Wobbeindex/H2-Anteil und die Installation von Netzsimulationen ermöglicht eine zielgenaue Verfolgung des H2 in den Netzen und auch die korrekte Abrechnung. Weltweit wird zudem an der Abtrennung von H2 aus Gemischen geforscht sowie an der Erhöhung der H2-Festigkeit der Geräte.

Der Plan zur Einführung von H2 muss den Verbrauchern verbindlich und mit ausreichend Vorlauf kommuniziert werden. Die Gaswirtschaft hat bereits große Erfahrungen mit diesem Prozess aus der Marktraumumstellung.

weitere Antwort erfassen

4. Antwort

Frage: I.4

Antwort: Durch weltweite Forschung wächst das Wissen zur H₂-Verträglichkeit von Netzenkomponenten und Gasgeräten/anwendungen kontinuierlich und schnell an. Das DVGW-Regelwerk erlaubt bisher < 10% H₂, wird aber aktuell überarbeitet für Beimischquoten von 20% und bis zu 100%. Ähnliches passiert in anderen Teilen der EU. Der Vorschlag für die Anpassung der CEN Norm für Gasqualitäten sieht vor, dass VNB zukünftig mehr Verantwortlichkeiten übernehmen. Die Einteilung, Kontrolle, Kommunikation der Gasqualität und besonders des Wobbeindex je Netzgebiet soll zukünftig den VNB obliegen. Dieser Vorschlag ist notwendig, da zukünftig wesentlich mehr unterschiedliche Gase (H₂, Biomethan, SNG) direkt in das Netz der VNB eingespeist wird.

Darauf aufbauend werden die bestehenden Regelungen des NC Interoperability erweitert um notwendige Regeln zu den Informationsflüssen wie Zeitpunkt, Frequenz, Format, Akteure.

Beimischquoten dürfen nicht zu Problemen beim Endkunden führen, Netzbetreiber analysieren den Gerätebestand und Netzzustand vor Beginn der H₂-Einspeisung.

Der Wälzungsmechanismus der GasNZV für die Anschlusskosten von Biomethananlagen sollte zumindest in der Phase des Markthochlaufs für alle H₂-Einspeisungen ausgeweitet werden, er verhindert eine zu starke Entgeltbelastung einzelner VNB.

weitere Antwort erfassen

5. Antwort

Frage: II.1

Antwort: Wir sind der Meinung, dass keines der Szenarien die Ziele der Dekarbonisierung abbildet. Szenario 1 & 2 erzeugen einen sehr kleinen und sehr selektiven H₂-Markt mit wenigen Akteuren. Dies entspricht weder der deutschen noch europäischen H₂-Strategie.

Das Szenario 3 konzentriert sich auf spezielle Großindustriekunden und den Verkehr. Wie wir bereits in den Anmerkungen zum Kapitel des Konsultationstextes beschrieben ist das zugrundegelegte Gutachten des FFE nicht für die Fragestellung dieser Konsultation geeignet, es ist für einen komplett anderen Kontext erstellt worden: zum einen wird per Studienauftrag (!! die Sektoren Haushalt, Gewerbe, Dienstleistungen komplett ausgeblendet. Import von H₂ wird auch nicht betrachtet, per Definition. Zum anderen ist das Ziel der Studie Standorte mit Bedarf an grünem Wasserstoff zu matchen mit Standorten an denen ausreichend lokaler erneuerbarer Strom vorhanden ist. Deswegen fehlen auch alle Industriestandorte z.B. in BaWü, Bayern, Südsachsen, an denen wir große Industriekunden versorgen, da es dort nicht ausreichen erneuerbaren Strom gibt. Das Gutachten macht keine Aussage darüber, wie dieser Kunden zukünftig dekarbonisieren können, das war auch die Aufgabe der Studie.

Die aktuell in der EU diskutierte Verschärfung der 2030 Klimaziele mit 50-65% Reduktion der CO₂-Emissionen wird eine beschleunigte Dekarbonisierung des Wärmemarktes (Haushalt, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie, Fernwärme,...) notwendig machen, dies ist nur mit erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen möglich. Wir erkennen auch nicht das Credo der lokalen, kundennahen Energiewende aus dem Clean Energy Package.

Wir schlagen ein Szenario 4 vor: Wie Szenario 3 aber zusätzlich die frühe Beimischung von bis zu 20% H₂ auf VNB-Ebene für alle Sektoren inkl. Wärmemarkt, Aufbau von lokalen Elektrolyseuren und Pyrolysen, Anschluss lokaler reiner H₂-Kunden, Ziel der kompletten Umstellung aller VNB auf H₂+SNG+Biomethan, frühe Anbindung der VNB an den H₂-Backbone, Ausweitung des H₂-backbones in alle Regionen.

weitere Antwort erfassen

6. Antwort

Frage: II.2

Antwort: Der überregionale H₂-Transport in allen Regionen Deutschlands und der H₂-Import wird über die FNB-Leitungen erfolgen. Entweder werden dafür bestehende Erdgasleitungen genutzt wie z.B. das L-Gas System oder neue Leitungen gebaut.

VNB werden ebenfalls reinen H₂ verteilen, sobald entweder ein Anschluß an eine vorgelagerte H₂-Leitung erfolgen kann, oder eine lokale H₂-Produktion einspeist. Und es muss Nachfrage vorliegen.

Im ersten Schritt könnte der Bedarf bei einzelnen Industriekunden, Heizkraftwerken, Wärmezentralen, H₂-Tankstellen oder auch Neubaugebieten mit Brennstoffzellen entstehen. Die Entwicklung von großen Brennstoffzellen mit KWK-Eigenschaften könnte Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Fernwärme eröffnen. Lokale Flotten wie Busse, städtischen Fahrzeugen wie z.B. Müllwägen, oder LKW brauchen stadtnahe Tankstellen. Gabelstapler mit H₂ brauchen Tankmöglichkeiten auf den Firmengeländen.

Für die Lieferung von reinem H2 können entweder bestehende Erdgasleitungen (PE ist 100 % H2 fähig) genutzt werden, an denen nur wenige Kunden angeschlossen sind. Oder es werden neue H2-Leitungen gebaut, die gleichzeitig zur Beimischung genutzt werden können und damit schon Teil der Umstellinfrastruktur werden.

weitere Antwort erfassen

7. Antwort

Frage: II.3

Antwort: Grenzüberschreitender H2-Leitungstransport sehen wir bis 2025 entstehen, beginnend mit der Verbindung NL-DE im bestehenden L-Gas Netz. Die Niederlande haben eine sehr starke H2-Strategie aufgelegt, große Unternehmen investieren in die Erzeugung.

Offshore-Windfarmen mit angeschlossenen Elektrolysen bzw. der Bau von Energieinseln sind ebenfalls bis 2030 realistisch, die H2 entweder in neue H2-Pipelines oder in umgestellte bestehende Pipelines einspeisen. Die Produktion von blauem H2 in Norwegen bringt die Umstellung einer der Europipes ins Spiel, an die weitere Offshore-Parks angeschlossen werden können. Schottland plant große Offshore-Projekte mit Pipelineanbindung. Das im Rahmen der europäischen H2-Strategie begründete 40+40 GW Projekt rückt die Ukraine als Lieferland in den Fokus, die H2 über das bestehende Leitungsnetz nach Polen, Österreich, Slowakei und Deutschland liefern kann. Russland hat kürzlich über Planungen berichtet, mit Großpyrolysen H2 zu erzeugen und über Nord Stream nach Deutschland zu liefern. Dies alles sind Lieferungen, die über Leitungsnetze möglich sind.

Zusätzlich werden große H2-Anlagen in den arabischen Ländern, Nordafrika und insbes. Australien geplant. Dieser Wasserstoff wird mit Schiffen in Form von LH2, Ammonia oder LOCH nach Deutschland kommen. Australien will wie im LNG Bereich der größte Exporteur von LH2 werden hat bereits Projekte für 36 Mrd. A\$ in Diskussion und teilweise konkreter Planung.

Die Umstellung einiger Untergrundspeicher ist zwingend notwendig um die Saisonalität auszugleichen, ähnlich wie im heutigen Gassystem.

weitere Antwort erfassen

8. Antwort

Frage: II.4

Antwort: Alle Akteure spielen eine wichtige Rolle, analog dem heutigen Gasmarkt. Die Vielfalt an Kunden, Händlern, Produzenten, FNB, VNB, Speicher und Lieferanten ist wichtig für den Markthochlauf und beginnenden Wettbewerb.

Anders als Erdgas und auch Biomethan kann H2 fast überall in großen und kleinen Anlagen produziert werden kann: Onshore/Offshore in Deutschland, in der EU, in nahen Regionen wie UK, NOR, UKR, RUS; vorwiegend angeschlossen mit kostengünstigen Pipelines. Sinkende H2-Preise sind der wichtigste Treiber für die Nachfrage für reinen H2 oder H2-Gemisch. Wir können auch erkennen, dass das Thema Nachhaltigkeit eine stark steigende Wichtigkeit bei unseren Kunden hat. Diese Entwicklung wird sich mit Inkrafttreten der Nachhaltigkeitsgesetzgebung noch verstärken.

Ein Treiber wird auch die Entwicklung im Verkehrsbereich sein. Die absehbare Verschärfung der CO2- und Abgasgrenzwerte rückt Wasserstoff besonders im Schwerlastverkehr, Flotten, Busse, Zügen, Schiffen auf der Agenda nach oben. Je mehr Brennstoffzellen und Elektrolysen produziert werden, desto stärker werden die spez. Kosten sinken. Diese Entwicklung können wir heute schon sehen, alle Hersteller weiten stark ihre Kapazitäten aus. Da im Verkehrsbereich höhere Preise erzielt werden können als im Industriemarkt, könnten dieser Bereich zukünftig die Mengen treiben. Im Umkehrschluss müssen Tankstellen aber auch betankt werden, wofür die lokale Infrastruktur notwendig ist.

Größtindustriekunden wie Stahl, Chemie, Düngemittel, Raffinerie sind wichtig, aber die Anlagenumstellung auf reinen H2 dauert bis zu 10 Jahre. Damit die H2-Wirtschaft nicht zu spät und nur mit wenigen Größtkunden in Gang kommt, sind die VNB wichtig, um den Aufbau des H2-Backbone mit sukzessiven Absatzmärkten zu verbinden und um den Hochlauf zu ermöglichen. Der Green Deal mit den diskutierten CO2-Reduktionszielen von -50 bis -65 % beschleunigt die Dekarbonisierung non-ETS Kunden, die fast alle an den Verteilnetzen angeschlossen sind. In Deutschland müssten die CO2-Emissionsn der Non-ETS Kunden in den nächste 9 Jahren um mehr als 50 % sinken. Es ist vollkommen ausgeschlossen, dass dies durch die Sanierung von Häusern oder den Einbau von Wärmepumpen erreicht werden kann. Auch wenn die Sanierungsquote von unter 1 % mit viel Anstrengung auf 2 % verdoppelt wird, so reicht weder die Zeit aus noch ist der Strom bereits zu 100 % erneuerbar. Aus diesem Grund wird der Absatz im Wärmemarkt über die Beimischung ein großer Treiber sein.

weitere Antwort erfassen

9. Antwort

Frage: II.5

Antwort: Das Ziel ist H2 in allen Sektoren einzuführen. Entweder in reiner Form, als physische Beimischung oder virtuell mit Zertifikaten. Erdgas ist sehr günstig, es kostet im Terminmarkt der nächsten Jahre zwischen 13 und 15 €/MWh. Für Preisgleichheit wäre ein CO2-Preis jenseits von 200 €/t notwendig, der in absehbarer Zeit nicht erreicht wird. Wir schlagen daher eine THG-Minderungsquote für erneuerbare und dekarbonisierte Gase vor, dadurch wird der Markthochlauf angestoßen und ist für alle Akteure - Produzenten, Kunden, Netzunternehmen - planbar. Große Investoren sehen in der Entwicklung des Absatzes das größte Risiko, nicht in der Erzeugung.

Wenn H2 nur im Netz der FNB transportiert werden würde, entsteht unserer Meinung nach weder ein echter Markt noch Wettbewerb, unabhängig von der Farbe des H2: nur 550 RLM-Marktlösungen sind an den Netzen der FNB angeschlossen, am Netz der VNB sind es 39.500. Nach Fertigstellung des H2-Backbone bis 2030 könnte ein Teil dieser 550 Kunden reinen H2 erhalten, sofern Sie an einem umgestellten Netzteil angeschlossen sind. Der momentane Plan der FNB umfasst ja nicht alle Leitungen in Deutschland. Wir sind der Meinung, dass das viel spät und viel zu wenig ist. Damit wird auch nicht die Industrie dekarbonisiert, die zahlenmäßig fast zu 100 % und auch mengenmäßig zu mehr als 75 % am Netz der VNB hängt.

Für eine Betrachtung des Industriesektors ist es wichtig sich daran zu erinnern, dass gemäß BNetzA Monitoringbericht Energie 2019 52 % des Gasabsatzes an Industriekunden > 100 Mio. kWh, 95 % des Gasabsatzes aller Kunden zwischen 10 und 100 Mio. kWh und 57 % des Gasabsatzes an Kraftwerke > 10 MW aus dem Netz der VNB versorgt. Damit ist klar, dass eine Dekarbonisierung der Industrie und der örtlichen KWK nur über die VNB möglich ist.

Deswegen muss H2 (über den Backbone oder dezentral erzeugt) auch in Verteilnetze.

weitere Antwort erfassen

10. Antwort

Frage: III.1

Antwort: Wir teilen die Prämisse. H2-Netze sind wie Strom- und Gasnetze leitungsgebundene Infrastruktur. Wie im Erdgas ist es schwer vorstellbar und volkswirtschaftlich ineffizient, dass paralleler Leitungsbau erfolgt und damit Kunden die Wahl zwischen verschiedenen Netzbetreibern hätten (wir nehmen bei Betrachtung die heutigen industrieller H2-Netze aus, dort aber keine Wahl des H2-Produzenten). Es ist auch unerheblich, ob ein Kunde H2 selbst produzieren kann. Stromnetze sind ebenso reguliert, auch wenn Kunden Strom selbst erzeugen.

Damit sind die Voraussetzungen für ein natürliches Monopol erfüllt und ein möglicher Missbrauch von Marktmacht oder ineffizientes Verhalten liegt nahe. Daher ist die Regulierungsbedürftigkeit unseres Erachtens gegeben, insbesondere dann, wenn Szenario III bzw. von uns vorgeschlagene Szenario IV eintreten, wovon wir mittel- bis langfristig ausgehen.

weitere Antwort erfassen

11. Antwort

Frage: III.2

Antwort: Wir schlagen vor, dass KEINE parallele gesonderte H2-Regulierung entsteht, sondern dass Wasserstoff in die heutige Erdgasregulierung integriert wird. Der Netzzugang für H2 soll allen Kunden - groß und klein - an Netzen der FNB und VNB ermöglicht werden. Eine Trennung der Regulierung bei Mischnetzen ist ohnehin unmöglich.

Durch Regulierung wird Missbrauch ausgeschlossen, alle Akteure haben eine Chance am Markt teilzunehmen, Wettbewerb entsteht, Netzentgelte sind planbar und kontrolliert. Das zeigt auch die Erfahrung aus verhandeltem Netzzugang vor 20 Jahren. Besonders Industriekunden benötigen Planungssicherheit. Darüber hinaus schafft die schnelle Integration des Wasserstoffs in die heutige Regulierung Investitionssicherheit bzw. gesicherte Refinanzierungsmöglichkeiten. Auf diese Weise können „Stranded Investments“ potentieller Marktteilnehmer vermieden und die Marktentwicklung für H2 beschleunigt werden. Dies beschleunigt die Dekarbonisierung der Gaswirtschaft und die Erreichung der Klimaziele.

weitere Antwort erfassen

12. Antwort

Frage: III.2.a

Antwort: Die Verweigerung von Durchleitungen und Abnahme halten wir für wahrscheinlich. Wenn Erzeuger und Netzbetreiber identisch sind, könnte anderen Erzeugern der Zugang zum Netz verweigert werden um Wettbewerb auf der Leitung auszuschließen. Kleineren Erzeugern mit geringen finanziellen Mitteln könnte damit der Marktzugang erschwert werden.

Die Fragen des Netzzugangs auf VNB-Ebene sind grundsätzlich ähnlich aber eben für andere Kundengruppen und für eine wesentlich größere Anzahl an Kunden. Auch die Vielfalt der H2-Einpeiser auf VNB Ebene dürfte zukünftig größer sein als an FNB-Ebene, viele eher kleinere Anlagen. Integration H2 erfordert intelligentes Netzmanagement. Thüga arbeitet sehr intensiv an diesen Fragestellungen, sowohl technisch als auch regulatorisch, in Deutschland und in der EU. Die VNB in der Thüga-Gruppe haben bereits viel Erfahrung mit Anschluss der Biomethananlagen; die Entwicklung von Smart Gas Grids mit Sensorik und IT ist ein weiterer Schritt zur Aufnahme von H2.

weitere Antwort erfassen

13. Antwort

Frage: III.2.b

Antwort: Ja, dies halten wir für wahrscheinlich. Die Voraussetzungen für ein natürliches Monopol sind geschaffen und damit liegt missbräuchliches Verhalten, ineffiziente Preissetzung u. ä. nahe. Dies gilt für Verteil- und Fernleitungsnetze gleichermaßen.

weitere Antwort erfassen

14. Antwort

Frage: II.3

Antwort: Hemmnisse wären durch fehlende oder unsichere Refinanzierungsmöglichkeiten gegeben. Regulierung bietet insbesondere in der Hochlaufphase Investitionssicherheit und –anreize. Solange Angebot bzw. Nachfrage begrenzt ist, wird ein Netzbetreiber nicht in H2-Infrastruktur investieren; Erzeuger und Nachfrager werden mit Investitionen zurückhaltend sein, sofern nicht die notwendige Infrastruktur geschaffen ist. Regulierung kann die Marktentwicklung beschleunigen.

Weitere Hemmnisse bei der Marktentwicklung sind durch unzureichende Förderung von Innovationen zu erwarten. Das aktuelle Element des § 25a ARegV ist hier nicht ausreichend. Es ist volkswirtschaftlich sinnvoll, sehr früh in die H2-Fähigkeit der Netze zu investieren. Jede Komponente, die heute H2-ready eingebaut wird, ermöglicht die kostengünstige zukünftige Umstellung. Thüga arbeitet mit vielen Netzbetreibern und Herstellern in einem Projekt zusammen, um die H2-Kompatibilität der Netzkomponenten zu erforschen und bereits heute voran zu treiben.

weitere Antwort erfassen

15. Antwort

Frage: III.4

Antwort: Bezüglich der bestehenden H2-Netze sollte berücksichtigt werden, dass diese unter anderen Rahmenbedingungen gebaut wurden. Demgemäß sollten diese Netze grundsätzlich (oder zumindest übergangsweise) Bestandschutz genießen und nicht einer Regulierung unterworfen werden, es sei denn, sie dienen zum Großteil der örtlichen Versorgung von Letztverbrauchern. Im Übrigen schließen wir uns dem gemeinsamen Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für H2-Netze an, der im Positionspapier „Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“ und der „BDEW-Roadmap Gas“ dargelegt wurde.

weitere Antwort erfassen

16. Antwort

Frage: IV.1

Antwort: Gesellschaftsrechtliche Entflechtung als konsequente Umsetzung der Entflechtung ist u.E. volkswirtschaftlich ineffizienter als Zugangs- und Entgeltregulierung. Sind H2-Netze von Gasnetzen gesellschaftsrechtlich entflochten, könnte ein ineffizienter Wettbewerb dieser beiden Energieträger entstehen. Zudem bleiben potentielle Synergienmöglichkeiten im gemeinsamen Betrieb der Netze ungenutzt. Der Netzzugang zu H2 darf nicht auf wenige Großkunden angeschlossen am FNB-Netz beschränkt sein. Jeder Kunde muss Zugang zu H2 haben, unabhängig von Größe & Netzstufe. Andernfalls beginnt der Aufbau der H2-Wirtschaft anstatt mit Markt und Dynamik mit gerichtlichen Auseinandersetzungen und Zeitverzug. Eine Abhängigkeit vom Investitions- bzw. Umstellpfad einzelner Industriekunden behindert den Aufbau der Erzeugung bzw. der Pipelines. In der Folge würde H2 in andere Länder fließen und dort

zur Wertschöpfung und Klimaschutz beitragen.
Erfahrungen zu Beginn der Liberalisierung sollten herangezogen werden.

weitere Antwort erfassen

17. Antwort

Frage: IV.2

Antwort: Wie bereits erläutert halten wir eine getrennte Regulierung für H2 und Gas für nicht zielführend, dies gilt sowohl für FNB als auch für VNB, und für reinen H2+Gemische. Wir erachten die definitorische Erweiterung des Gasbegriffs und damit die Übertragung der ARegV in ihrer aktuellen Form auch auf reine bzw. gemischte H2-Netze als sinnvoll. Diese hat sich in der Vergangenheit grundsätzlich bewährt und wurde fortlaufend weiterentwickelt. Viele unklare Aspekte wurden u. a. durch Ordnungsänderung und höchstrichterliche Entscheidungen geklärt. Diese mühsam errungenen Erkenntnisgewinne würden bei Anwendung eines neuen Regulierungsregimes für reine H2-Netze zunichtegemacht. Die würde volkswirtschaftlichen Schaden anrichten, der sich durch die Übertragung der aktuellen regulatorischen Vorschriften vermeiden ließe. Anpassungen wären ggf. punktuell notwendig, zum Beispiel im Effizienzvergleich oder auch dem zielgerichteten Setzen von Anreizen durch marktgerechte Eigenkapitalzinsen.

weitere Antwort erfassen

18. Antwort

Frage: IV.3

Antwort: Die Trennung von Netzbetreibern in Netzbetreiber die ausschließlich Erdgasleitungen und ausschließlich reine H2-Leitungen betreiben ist auf jeden Fall zu vermeiden! Gerade wenn von einer sukzessiven Erhöhung der Beimischung bis 20% und dann den Sprung auf 100 % H2 ausgegangen wird, sollte bzw. kann es nur einen Netzbetreiber geben, der reine Erdgasnetze, „Mischnetze“ und reine H2-Netze parallel betreibt. Auch die Hebung von Synergien wäre durch eine organisatorische Trennung unwiederbringlich verloren. Sofern der Gasbegriff im EnWG definitorisch erweitert würde, ließe dies auch nur einen Netzbetreiber für alle gasförmigen Medien zu.

Zukünftig könnten auch andere Akteure wie z.B. reine Stromnetzbetreiber, Industrieunternehmen Wasserstoffnetze bauen und betreiben. Dies sollte möglich sein, sofern sie die gesetzlichen und regulatorischen Regeln als Gasnetzbetreiber erfüllen.

weitere Antwort erfassen

19. Antwort

Frage: IV.4

Antwort: Durch die Erweiterung des Gasbegriffs im EnWG und Übertragung der ARegV kann ein etabliertes System schnell auf reine bzw. gemischte H2-Netze übertragen und Investitionssicherheit geschaffen werden. Klar ist auch, dass sich der bestehende Regulierungsrahmen auf ein etabliertes System bezieht, das bei H2 so bisher nicht existiert und es gerade in der Anfangszeit Regelungen bedarf, die die Marktentwicklung ermöglichen, siehe auch Antwort zu 4.2.

weitere Antwort erfassen

20. Antwort

Frage: IV.5

Antwort: Die zügige Einführung einer Regulierung von H2 schafft Investitionssicherheit und kann somit die Marktentwicklung beschleunigen.
Die Anpassung des Gasbegriffs und damit die Anwendung der ARegV auf „Mischnetze“ und auf reine H2-Netze würde genau das erlauben. Mit verhältnismäßig wenig Aufwand könnte ein etabliertes und funktionierendes System, welches seit Jahren unter größten Bemühungen fortentwickelt und verbessert wird, sehr zeitnah genutzt werden. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass innovative Lösungen ausreichend und konsequent gefördert werden.

Negativ auf den Markthochlauf könnte sich vielmehr eine spät oder stufenweise eingeführte Regulierung auswirken, sofern zwischenzeitlich Marktmissbrauch stattfinden und dieser erst zeitverzögert festgestellt würde. Zudem könnte eine stufenweise Einführung auch zu deutlich erhöhter Komplexität und paralleler Systeme führen.

(siehe dazu auch Frage #4.2.)

weitere Antwort erfassen

21. Antwort

Frage: IV.6

Antwort: Zeitlich begrenzter Bestandsschutz sollte berücksichtigt werden, da die bestehenden reinen H2-Netze unter anderen Bedingungen gebaut wurden. Durch Bestandsschutz wird das Vertrauen in Infrastrukturinvestitionen und bestehende Vertragsbeziehungen gestärkt (siehe dazu auch Frage #3.4.). Bei der Ausgestaltung des Bestandsschutzes sollte vor allem die Bedeutung des Netzes für die öffentliche Versorgung ein wesentliches Kriterium sein.

weitere Antwort erfassen

22. Antwort

Frage: IV.7

Antwort: Die Frage sollte erweitert werden auf den Übergang von Erdgasnetzen zu Mischnetzen und/oder zu reinen H2-Netzen. Neben der Anpassung der technischen Regeln sollte schnell das bewährte Regulierungsregime weiterentwickelt werden, welches potentiellen Investoren Investitionssicherheit bietet und die Marktentwicklung befördert. Bei Ausgestaltung des Regulierungsrahmens sollte darauf geachtet werden, dass gerade in der Anfangszeit ein Markthochlauf durch eine mögliche Regulierung nicht behindert wird. Konkret bedeutet das beispielsweise, dass die Anlagengruppen der Anlage 1 GasNEV für H2-Netze angepasst und erweitert werden sollten. Zudem sollte im Effizienzbenchmark ab der vierten Regulierungsperiode durch geeignete Strukturparameter dem Aufbau von H2-(ready) Netzen Rechnung getragen werden. Die Anerkennung von möglichen Mehrkosten für die Erreichung der H2-Readyness muss schnellstens gegeben sein, damit vermeidbare Kosten und zeitliche Verzögerungen verhindert werden können.

weitere Antwort erfassen

23. Antwort

Frage: V.1

Antwort: Die GasNZV Art. 31 ff regeln heute die Einspeisung von grünem H2. Investoren benötigen die Sicherheit, dass sie den erzeugten H2 einzuspeisen können, der meist aus fluktuierendem Strom produziert wird und kaum steuerbar ist. Dies gilt besonders für Anlagen, die Flexibilitätsdienstleistungen für Stromnetze liefern. Dem steht die Netzsicherheit und der sichere Betrieb der Gasgeräte gegenüber, beides muss optimal in Einklang gebracht werden. Wir arbeiten bereits an Smart Grid Konzepten, um mit Hilfe von IT + Messtechnik + Steuerung möglichst viel lokalen H2 einspeisen zu können. Dazu gehört z.B. auch die Nutzung von lokalen Speichern (Untergrund, Röhren, Netzpuffer, Hybrid etc.) oder Demand-Response Verträge mit Endkunden.

Die staatlich gewollte finanzielle Förderung bzw. Vergütung bestimmter Erzeugungsarten oder Technologien ist grundsätzlich vom Netzbetrieb zu trennen und kann vom Gesetzgeber über andere Mechanismen u. a. Umlagen, Quoten und CO2-Zertifikate gesteuert werden.

weitere Antwort erfassen

24. Antwort

Frage: V.2

Antwort: Bestehende Netze sollten auf Grund von Bestandsschutz (noch) nicht der Regulierung unterworfen werden (siehe dazu Frage #3.4.). Insofern kann es hier nach unserer Einschätzung auch keinen Einspeisevorrang geben.

weitere Antwort erfassen

25. Antwort

Frage: V.3

Antwort: Die Kriterien für die Einstufung müssen europäisch festgelegt werden. Die

Privilegierung von grünem H2 dient der Erreichung der Klimaziele und der Dekarbonisierung der Gaswirtschaft. Insofern ist die Förderung der Erzeugung von grünem H2 zu begrüßen. Diese sollte aber vom Netzbetrieb getrennt werden.

Zukünftig sehen wir auf VNB-Ebene die Pyrolyse als wichtige Erzeugungsform in Ergänzung zur Elektrolyse. Dies ist wichtig, da erneuerbarer Strom vor allem im Winter entweder sehr fluktuierend oder gar nicht vorhanden ist. Um stabil lokalen H2 anzubieten, wird eine ergänzende H2-Erzeugung benötigt. Zudem sind erneuerbare Erzeugungskapazitäten im Süden eher begrenzt & HGÜ Leitungen fehlen. Aktuell werden unterschiedliche Technologien entwickelt wie z.B. Pyrolyse aus Müll&Abwasser, oder die klassische Pyrolyse die u.a. mit Biomethan und erneuerbarem Strom betrieben werden kann. Der H2 aus diesen Anlagen ist damit zumindest teil- oder weitgehend erneuerbar.

weitere Antwort erfassen

26. Antwort

Frage: V.4

Antwort: Da sich die Einführung von H2 zum Großteil auch, insbesondere in der frühen Phase, durch eine erhöhte Beimischung vollzieht, können ausschließlich die aktuellen Entgeltmodelle für Erdgas für diese „Mischnetze“ angewendet werden. Diese Entgeltmodelle haben sich in der Vergangenheit bewährt. Auch aus Gründen der Einheitlichkeit sowie auf Grund des ähnlichen technischen Aufbaus von Erdgas- und reinen H2-Netzen sollten die Entgeltsysteme für reine H2-Netze wie die aktuellen Entgeltsysteme im Bereich Erdgas gestaltet sein.

weitere Antwort erfassen

27. Antwort

Frage: V.5

Antwort: Ziel eines H2-Marktes ist: hohe Liquidität, viele Akteure für Angebot und Nachfrage, Handelspunkt, stabile Regeln. Das Bilanzierungssystem muss den Entwicklungen des Marktes folgen, ggf. sind zu Beginn Ausnahmen notwendig, um das Risiko für hohe Ausgleichsenergiezahlungen zu reduzieren.

Ähnlich H/L-Gas sollte H2 und Erdgas zu Beginn getrennt bilanziert werden. Für die verschiedenen H2-Arten schlagen wir eine gemeinsame Bilanzierung vor, da die Portfolien sonst zu klein werden. Die „Farbzuordnung“ erfolgt über Zertifikate. Für erneuerbaren H2 sollte die heutige Flexibilität der Biogasbilanzkreise vorerst beibehalten werden, da der Strom für Elektrolysen sehr fluktuierend anfällt. Je mehr Anlagen einspeisen und größere Portfolien entstehen – auf Einspeise und Abnahmeseite – desto eher kann auf diese Flexibilität verzichtet werden. Regeln für den Einsatz von Elektrolysen in der Sektorenkopplung oder für system-/netzdienliche Services und Regelernergie sollten gesondert diskutiert werden.

weitere Antwort erfassen

28. Antwort

Frage: V.6

Antwort: Ja. H2 soll in der Zukunft ein Commodity wie Erdgas sein und benötigt dafür einen eigenen VHP neben dem existierenden für Gas/Biomethan.

weitere Antwort erfassen

29. Antwort

Frage: V.7

Antwort: Grundsätzlich sollte eine integrierte Strom- und Gasnetzplanung erfolgen und auch berücksichtigt werden, dass durch den Bau von mit Überschussstrom betriebenen Elektrolyseuren, der Stromnetzausbau ggf. an bestimmten Stellen reduziert werden kann. Wir schlagen einen integrierten NEP für alle Gase vor, eine weitere Trennung ist nicht sinnvoll. Die zukünftigen NEP müssen integrierter gedacht werden sowohl vertikal FNB-VNB als auch sektoral Strom-Gas. Dies ist bereits in der europäischen Regulierung angedacht (siehe Projekt Interlinked Model). Die Rolle der Strom-VNB hat sich im Clean Energy Package wesentlich verändert, für Gas steht dieses noch aus. Durch die lokale Erzeugung von Gas benötigen FNB mehr Daten von den VNB, um ihre eigene Planung darauf aufzusetzen. Gas wird z.B. zeitweise von den VNB an die FNB fließen, was es heute sehr selten gibt. Einen eigenen NEP je VNB halten wir allerdings für zu aufwendig, besser wäre es, die Prozesse der KOV (interne

Bestellung) zu erweitern.

weitere Antwort erfassen

30. Antwort

Frage: V.8

Antwort: Der Standort von mit erneuerbarem (Überschuss-)Strom betriebenen Anlagen zur Erzeugung von grünem H₂ kann sich positiv auf das Abregelverhalten von volatilen Stromerzeugungsanlagen und den Stromnetzausbau auswirken. Sofern es Allokationsanreize geben sollte, sind diese im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung so zu setzen, dass sie zum einen technologie- und anwendungsoffen gestaltet sind und zum anderen den Bau von Anlagen dort fördern, wo die Anlagen den größten Beitrag für das Gesamtsystem liefern. Hinsichtlich Speicherung und Transport von grünem H₂ sollten die bestehenden Gasnetze in jedem Falle geprüft und in die weitere Planung mit einbezogen werden.

Grundsätzlich sollte aber der Netzbetreiber unabhängig vom Standort den Netzanschluss diskriminierungsfrei für solche Anlagen bereitstellen und der Anreiz für den Bau bzw. die Standortwahl unabhängig vom Netzbetreiber erfolgen.

weitere Antwort erfassen

31. Antwort

Frage: V.9

Antwort: Siehe dazu auch Frage #5.8.

weitere Antwort erfassen

32. Antwort

Frage: V.10

Antwort: Erdgasspeicher leisten bereits heute einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit sowohl mit Gas als auch mit Strom. Diese Rolle wird zukünftig Wasserstoffspeichern zuzuschreiben sein. Die Umstellung von Erdgas-Kavernenspeicher auf H₂-Beimischung bzw. reinen H₂ ist geplant. Um gleiche Bedingungen zu schaffen, sollten für diese die gleichen Regelungen gelten wie für Erdgas-Kavernenspeicher. Darüber hinaus können Speicher mit geringerem Volumen bei zunehmend volatiler Stromerzeugung Überschüsse in Form von grünem Wasserstoff zwischenspeichern, der dann in H₂-betriebene bzw. als Gasgemisch in Endanwendungen zum Einsatz kommt sowie zur Rückverstromung zur Verfügung steht.

weitere Antwort erfassen

33. Antwort

Frage: VI.1

Antwort: Sofern H₂ in allen Sektoren Anwendung finden soll, sollten die Kosten durch alle angeschlossenen Gas- und H₂-Kunden finanziert werden. Die Dekarbonisierung der Gasnetze wird damit von allen Nutzern getragen. Dies ermöglicht moderate Entgelte für reine H₂-Kunden bereits zu Beginn der Entwicklung, was für den Markthochlauf sehr wichtig ist. Für die Beimischung von H₂ in Erdgasnetzen kann es ohnehin keine getrennten Entgelte geben.

Die gemeinsamen Entgelte ermöglichen in der weiteren Zukunft erst die Belieferung der Erdgaskunden, da auf Grund rückläufiger Erdgasmengen die reinen Gasentgelte ansonsten ansteigen würden. Außerdem ermöglichen sie frühzeitig größere Investitionsvolumina für die H₂-Netze, was die Marktentwicklung stark begünstigt.

Sofern der Zugang zu H₂ gesetzlich auf ausgewählte Sektoren und Kundengruppen - wie z.B. Größtindustriekunden angeschlossen an den FNB - beschränkt wird, lehnen wir eine Refinanzierung durch alle anderen angeschlossenen Gas- und H₂-Kunden konsequent ab.

weitere Antwort erfassen

34. Antwort

Frage: VI.2

Antwort: Diese Befürchtung teilen wir. Sofern die Kosten für reine H2-Netze ausschließlich auf die angeschlossenen H2-Kunden gewälzt würden, ist gerade zu Beginn bei hohen Investitionen und einer noch geringen Kundenanzahl und geringen Verbräuchen mit sehr hohen spezifischen Netzentgelten und sehr hohen Endkundenpreisen zu rechnen. Damit würde die Marktentwicklung ins Stocken geraten. Große Industriekunden würden eigene H2-Erzeugungsanlagen bauen, es entsteht kein H2-Markt. Die unterschiedliche Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom im Norden und Süden würde zu einem Ungleichgewicht auf dem Industriesektor führen. H2 im Verkehr könnte nur über Tanklaster über die Straße transportiert werden, was für große Busflotten, ÖPNV, LKW oder Züge undenkbar ist. DE würde von den europäischen Entwicklungen abgehängt. Es verbliebe ein Gasnetz mit immer geringer werdenden Gasmengen mit steigenden Netzentgelten, da die Ziele der Dekarbonisierung trotzdem erreicht werden müssen.

weitere Antwort erfassen

35. Antwort

Frage: VI.3

Antwort: Grundsätzlich besteht das Risiko von Sonderabschreibungen auf nicht mehr genutzte Erdgasinfrastruktur, sofern diese vor Ablauf ihrer Nutzungsdauer außer Betrieb gesetzt werden. Das Risiko ist abhängig von den Szenarien und dem damit einhergehenden Grad der Beimischung und der Umwidmung von Leitungen für die weitere Nutzung mit H2.

Um volkswirtschaftliche ineffiziente Sonderabschreibungen zu vermeiden, sollte die bestehende Gasinfrastruktur für H2 genutzt werden. Falls das politisch nicht gewünscht ist, müsste die Refinanzierung von frühzeitig außer Betrieb genommenen Leitungen z. B. durch eine Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauer sichergestellt werden. Das wiederum führt zu steigenden Gasnetzentgelten und macht Gas zunehmend unattraktiv.

Insofern würde die sukzessive Beimischung von H2, die Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen in reine H2-Leitungen und der Einsatz von H2 in allen Sektoren das Risiko von Sonderabschreibungen deutlich mindern (wie in Szenario 4 beschrieben).

weitere Antwort erfassen

36. Antwort

Frage: VI.4

Antwort:

weitere Antwort erfassen

37. Antwort

Frage: VI.5

Antwort: Grundsätzlich sind Finanzierungsmodelle sowohl über Steuerermäßigungen, Umlagen oder direkte Zuschüsse denkbar. Bei Steuern und direkten Zuschüssen würde im ersten Schritt die EU, der Bund bzw. die Länder die Kosten tragen, falls keine Steuererhöhung oder sonstige Weitergabe an die Steuerzahler erfolgt. Durch eine Umlage würden die Nutzer der Infrastruktur in ganz Deutschland gleichmäßig, d. h. ohne regionale Unterschiede belastet.

In der EU wird die Anpassung der TEN-E Regulierung diskutiert. Bisher können dort Projekte im TSO Bereich für Strom und Gas eingebracht werden. Projekte von Strom-VNB sind theoretisch auch möglich, aber extrem aufwendig. Thüga schlägt seit langem vor, dass auch Gas-VNB aufgenommen werden und die Regeln insgesamt für VNB angepasst werden. Diese Projekte haben Modellcharakter und ermöglichen innovative Maßnahmen wie z.B. Testen von Sensoren, Membranen, Nachverfolgungssysteme beim Aufbau eines Gas Smart Grids.

weitere Antwort erfassen

38. Antwort

Frage: VI.6

Antwort: Grundsätzlich sind die Kosten aktuell sehr schwer abzuschätzen. Dies liegt mitunter daran, dass die Kosten für H2-Ready-Komponenten bisher nur unzureichend bekannt sind.

Sofern Kosten allen Erdgas- und H2-Kunden angelastet werden, ist zur Beurteilung der Entgeltentwicklung das Verhältnis von Kosten (bzw. EOG) für Gasnetze und Aufbau der H2-Infrastruktur zu durchgeleiteter Menge maßgeblich. Im Idealfall bleiben die Entgelte der Gaskunden konstant, wenn die im Gasnetz entfallenden Investitionen für die Umrüstung bzw. den Aufbau der H2-Infrastruktur verwendet werden.

Auch wenn Kosten für reine H2-Netze ausschließlich auf H2-Kunden gewälzt würden, würden Gasnetzentgelte steigen. Heutige Gaskunden werden sich zukünftig einer CO2-neutralen Versorgung zuwenden müssen. In diesem Fall müssten die Kosten für bestehende Gasnetze auf immer weniger Kunden umgelegt werden.

Kontinuität der Entgelte und Beförderung einer schnellen Marktentwicklung für H2 sprechend stark für eine Solidarisierung der Kosten auf alle Gas- und H2-Kunden.

weitere Antwort erfassen

39. Antwort

Frage: VI.7

Antwort: Wir unterstützen die definitorische Erweiterung des Gasbegriffs. Dabei wäre die ARegV in der aktuellen Fassung anzuwenden und es würde ein einheitlicher Rahmen sowohl für Erdgas, Mischgas und reine H2-Netze geschaffen. Ausgehend von einer steigenden Beimischung kann so auch der fließende regulatorische Übergang von einer Erdgas- zu einer H2-Wirtschaft gelingen. Zu berücksichtigen ist, dass die ARegV auf einen eingeschwungenen Markt abzielt, der bei reinem H2 so bisher noch nicht vorhanden ist. Das Regulierungssystem sollte gerade in einer frühen Phase die Marktentwicklung nicht behindern. Hier sollten dann auch zukünftig H2-spezifische Parameter Berücksichtigung finden. Gleiches gilt auch für die Förderung von Innovationen in einem noch sehr jungen Markt. Auch hier ist die ARegV in ihrer aktuellen Ausgestaltung nicht ausreichend.

weitere Antwort erfassen

40. Antwort

Frage: VI.8

Antwort: Siehe dazu auch Frage #6.7.

weitere Antwort erfassen

41. Antwort

Frage: VI.9

Antwort: Cost-Plus-Regulierung: Könnte ggf. zu Beginn auf Grund fehlender Effizianreize Innovationen und Investitionen fördern. Fehlende Effizianreize führen aber auch zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten. Zudem würde eine dritte regulierte Sparte eingeführt und Synergien könnten nicht vollumfänglich genutzt werden.

Yardstick-Regulierung: Hierzu sind keine klaren Aussagen möglich, da es nicht die eine Yardstick Regulierung gibt. Tendenziell ist eine Yardstick-Regulierung leichter umsetzbar, je weniger regulierte Unternehmen zu betrachten sind. Wird die Gas-Definition im EnWG um H2 erweitert, müsste die Yardstick-Regulierung für alle ca. 800 Gasnetzbetreiber entwickelt werden, was unseres Erachtens höchst komplex wäre.

Um einen Markthochlauf zu unterstützen ist es empfehlenswert, auf bekannte Regulierungsprinzipien zurückzugreifen.

weitere Antwort erfassen

42. Antwort

Frage: VI.10

Antwort: Wir unterstützen die definitorische Anpassung des Gasbegriffs im EnWG. Dementsprechend gehen wir davon aus, dass die regulatorischen Vorschriften inklusive der bestehenden Mechanismen zur Kostenumlage auch für Mischnetze und reine H2-Netze Anwendung finden.

Die Prämisse, eine reine H2-Infrastruktur mit reinen H2-Netzentgelten zu finanzieren, d. h. die Kosten für die Infrastruktur ausschließlich auf die angeschlossenen H2-Kunden zu wälzen, dürfte anfänglich zu prohibitiv hohen Netzentgelten und damit prohibitiven Endkundenpreisen führen und ist aus unserer Sicht abzulehnen.

weitere Antwort erfassen

43. Antwort

Frage: VI.11

Antwort: Lenkungsstrukturen sind unseres Erachtens kritisch zu diskutieren. Über die Netzentgelte sollte grundsätzlich eine möglichst kostenreflexive Zurechnung der Netzkosten zu den Netznutzern stattfinden. Die Setzung von Anreizen über Netzentgelte sollte vermieden werden und vielmehr über u. a. Steuern, Umlagen, Quoten und Zertifikate erfolgen. Sofern Lenkungsstrukturen diskutiert würden, sollten dabei netzdienliche Aspekte im Vordergrund stehen.

Fragen 6.12. und 6.13. waren leider nicht im Formular eingebbar:

6.12. Müssten evtl. Parameter wie Nutzungsdauern etc. oder Anlageklassen der Gasinfrastruktur für Wasserstoffnetze angepasst werden?

Hier ist eine Prüfung insbesondere unter technischen Gesichtspunkten von Nöten, ob die aktuell verwendeten Nutzungsdauern für Gasnetze für H2-Netze Anwendung finden können. Eine Anpassung der Anlagenklassen kann sinnvoll sein.

6.13 Sehen Sie Unterschiede bei der Anwendung der Entgeltregulierungsvorschriften z. B. zwischen der Anlaufphase und einem späteren Zeitpunkt mit einem weiter entwickelten Wasserstoffnetz? Sofern Sie sich für eine stufenweise Einführung aussprechen, legen Sie bitte dar, welche Instrumente Sie für die jeweiligen Phasen als angemessen ansehen.

Sofern der aktuelle Regulierungsrahmen für Erdgasnetze auf H2-Netze angewendet wird, die Kosten für reine H2-Netze ausschließlich auf die H2-Kunden gewälzt würden und anfänglich nur eine geringe Anzahl an Letztverbrauchern angebunden ist, könnten sich zu Beginn sehr hohe spezifische Netzentgelte einstellen, welche einer schnellen Marktentwicklung entgegenwirken. Insofern müssten für die Anfangszeit Regelungen geschaffen werden, die die Marktentwicklung begünstigen oder zumindest nicht behindern. Grundsätzlich sollte aber der Regulierungsrahmen für Erdgas- und reine H2-Netze von Beginn an sehr ähnlich ausgestaltet werden, um nicht zuletzt einen fließenden Übergang hin zu einer Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen. Die Frage nach prohibitiv hohen Netzentgelten stellt sich nicht, sofern die Kosten im Rahmen aktuellen ARegV auf alle Letztverbraucher – Erdgas- und H2-Kunden – gewälzt würden.

Weitere Anmerkungen: Sehr geehrte Damen und Herren,
wir danken Ihnen für die Möglichkeit, eine Stellungnahme gemeinsam mit 31 Unternehmen aus der Thütagruppe abzugeben.

Anbei die Namen der Unternehmen, die sich der Stellungnahme der Thüga AG anschließen:

- 1 SWP Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG
- 2 ESWE Versorgungs AG
- 3 Rhein Hessische Energie- und Wasserversorgungs-GmbH
- 4 erdgas schwaben gmbh
- 5 schwaben netz gmbh
- 6 Erdgas Kempten-Oberallgäu Netz GmbH
- 7 Stadtwerke Pirna Energie GmbH
- 8 Thüga Energienetze GmbH
- 9 Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG
- 10 Harz Energie Netz GmbH
- 11 Gasversorgung Pforzheim Umland GmbH
- 12 Stadtwerke Greven GmbH
- 13 Stadtwerke Gernersheim GmbH
- 14 eins energie in sachsen GmbH & Co. KG
- 15 inetz GmbH
- 16 Energieversorgung Mittelrhein AG
- 17 Erdgas Mittelsachsen GmbH
- 18 bnNETZE GmbH
- 19 Stadtwerke Heide GmbH
- 20 Gasstadtwerke Zerbst

- 21 Energieversorgung Lohr-Karlstadt und Umgebung GmbH & Co KG
- 22 EnR Energienetze Rudolstadt GmbH
- 23 Syneco Trading GmbH
- 24 N-ERGIE Netz GmbH
- 25 Mainova AG
- 26 Energienetze Bayern GmbH
- 27 TEAG Thüringer Energie AG
- 29 N-ERGIE AG
- 29 Thüga Energie GmbH
- 30 Halberstadtwerke GmbH
- 31 Energieversorgung Rudolstadt GmbH

Wie Sie an der Stellungnahme erkennen können sind wir im Bereich Wasserstoff bereits seit langem aktiv, sowohl in Deutschland als auch in Brüssel. Für uns ist dieser nun angestossene Prozess extrem wichtig. An mehreren Stellen in den Antworten haben wir vorgeschlagen einen Workshop gemeinsam zu organisieren, da wir bei manchen technischen oder marktlichen Entwicklungen vielleicht aufgrund der vielen Tätigkeiten Kenntnisse besitzen, die für die Diskussion hilfreich sind. Wir würden uns sehr freuen, wenn diese Idee bei Ihnen positiv aufgenommen wird.

Mit freundlichen Grüßen
Eva Hennig