

STELLUNGNAHME

zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 Konsultation der BNetzA

Berlin, 26.08.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 275.000 Beschäftigten wurden 2018 Umsatzerlöse von rund 119 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 12 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 90 Prozent, Wärme 74 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitbandausbau. 190 Unternehmen investieren pro Jahr über 450 Mio. EUR. Sie steigern jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent. Beim Breitbandausbau setzen 93 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude.

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

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben am 1. Juli 2020 den Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2020 der Bundesnetzagentur übergeben, nachdem sie einen ersten Entwurf vom 4. bis zum 29. Mai 2020 mit dem Markt konsultiert hatten. Die Bundesnetzagentur hat am 10. Juli 2020 die Dokumente veröffentlicht mit der Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 28. August 2020. Am 5. August 2020 hat sie einen begleitenden Workshop (web-basiert) durchgeführt.

Der VKU nimmt im Folgenden zu ausgewählten Aspekten des begleitenden Fragebogens Stellung.

1. Einführung (Kapitel 1 im Entwurf des NEP Gas 2020-2030)

1.1. Datenbank zum Netzentwicklungsplan Gas

1.1.1. Wie schätzen Sie die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit der Datenbank zum NEP Gas ein? Sind Ihrer Ansicht nach alle notwendigen Daten dort enthalten und für Ihre Zwecke gut zu finden? Geben Sie zum Beispiel an, welche konkreten Änderungen oder welche konkreten Informationen zu einer Erhöhung der Transparenz beitragen könnten.

Die Datenbank ist sehr gut geeignet um die Eingangsgrößen nachzuvollziehen. Sie ist übersichtlich und verständlich. Für die Zukunft könnte geprüft werden, ob auch die der Grüngas-Variante zugrundeliegenden Daten dort aufgeführt werden können.

2. Szenariorahmen (Kapitel 2)

2.1. Annahmen zur deutschen Gasbedarfsentwicklung

Ist die Methodik zur Ermittlung des Gasbedarfs Ihrer Ansicht nach sachgerecht? Sollte die gleiche Methodik im Rahmen des Szenariorahmens zum NEP Gas 2022-2032 verwendet werden? Welche alternative Vorgehensweise könnte vorteilhaft sein?

Für den Endenergiebedarf Gas haben die FNB zwei Szenarien zugrunde gelegt: Zum einen das Szenario der dena-Leitstudie und integrierte Energiewende Technologiemixszenario (dena-TM95), sowie das Szenario des Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios (EUCO30).

Der VKU stimmt mit den FNB überein, dass das Szenario dena-TM95 zu präferieren ist.

- Dies entspricht u.a. dem Vorgehen der anderen europäischen Staaten, die ebenfalls ihr nationales Referenzszenario für die Netzentwicklungsplanung vorrangig zugrunde zu legen.
- Zudem wird die Entwicklung Grüner Gase (Wasserstoff, Methan) darin schwerpunktmäßig betrachtet. Diese Akzentsetzung unterstützt der VKU, da Grüne Gase in der Zukunft ein wichtiger Energieträger sein werden (s. unten).

Die Tabellen 5 und 6 (S. 31) stellen den prognostizierten Gasverbrauch in den verschiedenen Sektoren dar. In beiden Szenarien zeigt sich ein Rückgang in dem Bereich Haushalte/GHD. Wir betonen, dass ein sinkender Verbrauch nicht zwangsläufig einen Rückgang der Leistung bedeutet. Zum Beispiel werden Gasthermen zur Spitzenlastabdeckung auch bei sogenannten Hybridwärmepumpen installiert. Im Bereich

des Kleingewerbes ist bei verschiedenen Netzbetreibern zudem eine Zunahme des Kapazitätsbedarfs durch die vermehrte Installation von Blockheizkraftwerken feststellbar. Fakt ist: Bei Energieverbrauchsänderungen ist ein direkter Schluss auf die entsprechende Leistungsänderung (z. B. im Verhältnis 1:1) nicht zielführend. Dies ist auch das Ergebnis z. B. der Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Gas-Verteilnetzbetreiber¹.

3. Modellierung der Fernleitungsnetze

3.2.1. Verteilernetze: Wie beurteilen Sie die Berücksichtigung des VNB-Bedarfs in der Modellierung?

Aus den Gründen unter 2.1 ist der gewählte Modellierungsansatz für den Kapazitätsbedarf der Verteilnetzbetreiber (VNB) (als Startwert wird die interne Bestellung 2020 berücksichtigt, für die weitere Entwicklung die plausibilisierte Langfristprognose bis einschließlich 2025, für die folgenden fünf Jahre erfolgt eine konstante Fortschreibung) richtig und angemessen. Der „bottom-up-Ansatz“ (d.h. die Berücksichtigung der Daten der einzelnen VNB) aufgrund ihrer dezentralen Kompetenz mit belastbaren Netz- und Kundenkenntnisse ist sinnvoll.

Dass es zudem eine Auslegungsvariante für Baden-Württemberg gibt, die keine Fortschreibung in den Jahren 2026-2030 vornimmt, sondern die Langfristprognose der VNB zugrunde legt, berücksichtigt die besonderen Umstände im Süd-Westen Deutschlands und ist adäquat (s. 7.2).

3.4. Marktgebietszusammenlegung

3.4.1. Halten Sie generell die Nutzung des Modellansatzes NewCap im Rahmen des Netzentwicklungsplan für sinnvoll? Welche Kritikpunkte sehen Sie?

Ja, der NewCap-Ansatz scheint gesamtwirtschaftlich sinnvoll zu sein: Die Kosten-erwartungen liegen deutlich unter denen für einen alternativen Netzausbau. Zudem wäre ein Netzausbau erst zu einem späteren Zeitpunkt umgesetzt. Dass die FNB den Ansatz einer sehr deutlichen Reduzierung der Einspeisekapazität nicht weiterverfolgen, ist nachvollziehbar.

Wichtig ist, dass die Fusion der beiden Marktgebiete keinen Einfluss auf die interne Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber haben darf.

Richtig ist zudem, dass das Konzept nach den ersten Erfahrungen in dem gemeinsamen Marktgebiet Trading Hub Europe auf den Prüfstand gestellt wird.

3.4.2. Sind für Sie die Beschreibungen zum Modellansatz NewCap verständlich und ausführlich genug? Sind Aspekte unklar oder nicht ausführlich genug beschrieben?

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, November 2014.

Während die Hintergründe und das grundsätzliche Bilanzierungsmodell/Knoten-Kanten-Modell nachvollziehbar beschrieben werden, sind weiterführende Prämissen und Berechnungen vage formuliert und kaum nachvollziehbar. Insbesondere die markt-basierten Instrumente, die sich noch in einer grundlegenden Ausgestaltung befinden, bilden eine nur schwer zu durchdringende Variabel.

5.3. Teilen Sie die Einschätzung der FNB bezüglich der Auswirkungen der COVID-19-bedingten Einschränkungen auf die L-H-Gas-Umstellungsplanung?

Zu Beginn der Corona-Pandemie waren Netzbetreiber, die dieses Jahr wichtige Maßnahmen für die Marktraumumstellung ergreifen müssen, in einer schwierigen praktischen und planerischen Situation: Sie mussten z.B. mit Personalengpässen bei Dienstleistern und Projektbeteiligten, Zutrittsverweigerungen und Terminabsagen von Kunden, Materialengpässen infolge verzögerter Lieferungen/Ausfall von Lieferungen oder Schwierigkeiten bei der Beschaffung von Schutzkleidung umgehen. Hinzu kam eine große Unsicherheit über die weitere Entwicklung der Lage. Unterdessen hat sich die Situation entspannt.

Es ist auch aus VKU-Sicht zu erwarten, dass unter der Annahme, dass sich die aktuelle COVID-19-Situation nicht verschärft, die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden können.

7.2. Modellierungsergebnisse Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

7.2.1. Wie bewerten Sie die unterschiedlichen Versorgungsvarianten?

Die Auslegungsvariante umfasst die erhöhte Kapazitätsbedarfsentwicklung in Baden-Württemberg für das Modellierungsjahr 2030/2031. Dabei werden verschiedene Versorgungsvarianten aufgezeigt. Diese bauen alle nachvollziehbar auf der Basisvariante auf.

Die Gestaltung der Energiewende und die Umsetzung des Kohleausstiegs zeigen immer nachdringlicher auf, dass Gaskapazitäten belastbar benötigt werden und dies insbesondere in Baden-Württemberg. Die verbindlichen Gaskapazitätsbedarfsanfragen im Rahmen des § 16 Abs. 4 KoV von Mitte Juli 2020 verstärken diese Entwicklung, beispielsweise durch einen rund 1.300.000 kWh/h/a zusätzlichen Kapazitätsbedarf im Verteilnetzbereich im Nordwesten von Baden-Württemberg. Dies unterstreicht die langfristige Ausrichtung auf einen erhöhten Gaskapazitätsbedarf eindrucksvoll. Die Annahmen der Auslegungsvariante mit den verschiedenen Versorgungsvarianten können als realistisch eingeschätzt werden; eher ist der Kraftwerksanteil sogar noch höher anzusetzen.

Die Versorgungsvariante V1 ist die mit Abstand kostengünstigste Alternative.

7.2.2. Wie bewerten Sie den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber, die ermittelten Neubaumaßnahmen noch nicht im Netzausbauvorschlag zu berücksichtigen und einer erneuten Prüfung und Bewertung im Netzentwicklungsplan 2022-2032 zu unterziehen,

die GDRM-Anlagen aber bereits jetzt schon gemäß der Auslegungsvariante für Baden-Württemberg zu dimensionieren?

Die folgenden wesentlichen Akteure sehen erhöhte und belastbare Gaskapazitätsbedarfe als sinnvolle Lösung im zukünftigen Energiemarkt an:

- Die Bundespolitik u.a. mit dem Kohleausstiegsgesetz,
- die Landesregierung Baden-Württemberg,
- der Gasmarkt in Baden-Württemberg mit dem **FNB** terranets bw mit der Auslegungsvariante und den baden-württembergischen **VNB** mit ihren Langfristprognosen und den verbindlichen Kapazitätsanfragen nach § 16 Abs. 4 KoV sowie den **Netzkunden** mit mehreren Gaskraftwerksstandorten.

Vor diesem Hintergrund besteht aus Sicht des VKU konkreter Handlungs- und Umsetzungsbedarf; ein nochmaliges Prüfen und Abwarten oder ein „Vertagen“ auf den NEP Gas 2022 wäre nicht angemessen.

Dementsprechend sollten die Neubaumaßnahmen der Auslegungsvariante und die verbindlichen Kapazitätsanfragen aus der diesjährigen internen Bestellung in den Netzausbauvorschlag angemessen berücksichtigt werden. Damit könnten zeitnah Unsicherheiten bei den Beteiligten genommen und unnötige Zeitverzögerungen vermieden werden. Eine der bisherigen Entwicklung gegenläufige relevante Gaskapazitätsbedarfsreduzierung, die zu anderen Erkenntnissen in einem Jahr führen würde, ist nicht erkennbar und von daher bei aller Prognoseunsicherheit risikoarm. Das Mindestmaß, jetzt schon die Planung zu ermöglichen und die Dimensionierung der Gas-Druckregel- und Messanlagen gemäß Auslegungsvariante umzusetzen, wäre zwar richtig und hilfreich, aber noch zu wenig ambitioniert.

8. Grüngasvariante (Kapitel 8)

8.1. Grundsätzliches Vorgehen

8.1.1. Halten Sie die Modellierung der Grüngasvariante in der vorliegenden Form für sinnvoll? Was könnte aus Ihrer Sicht verbessert werden?

Die Orientierung der Grüngasvariante ausschließlich an den bestehenden oder gemeldeten Projekten mit Anschluss an das FNB-Netz im NEP Gas greift zu kurz. Grüngasanfragen mit einer ausschließlichen Anschlussanfrage an das VNB-Netz wurden in der Modellierung laut S. 150 NEP Gas nicht direkt berücksichtigt. Eine Berücksichtigung in den Planungen der FNB soll über eine Rückmeldung der VNB an die FNB unter anderem im Rahmen einer angepassten Langfristprognose erfolgen. Eine solche Anpassung hat jedoch bislang nicht stattgefunden. Der Plan berücksichtigt so zwar die heute absehbaren Projekte mit Anschluss ans FNB-Netz, nicht aber die aus der Umsetzung der politischen Randbedingungen resultierenden Entwicklungsziele, die in den heute bekannten Projekten überhaupt noch nicht sichtbar sind.

Selbst wenn der Zuschnitt der Beteiligung einer „Wasserstoffwelt“ an dem zukünftigen Energieszenario noch nicht klar ist, sollten hierzu Prämissen – nicht nur in der „Vision Wasserstoffnetz“ – in die Planung aufgenommen werden. Ähnlich dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität wird eine Orientierung des Aus- oder Umbaus an

bereits bestehenden Anforderungen nicht die notwendige Entwicklungsgeschwindigkeit erzeugen, um die gesteckten Ziele von Dekarbonisierung und Klimaschutz zu erreichen. Auch hier gilt das „Henne-Ei-Prinzip“, so dass – natürlich nur in sinnvollem und leistbarem Maße – die Infrastruktur den absehbaren und gewünschten Anpassungen vorauslaufen muss. Da das in der Aufbauzeit sicherlich nicht wirtschaftlich darstellbar sein wird, müssen hier passende Förder- und Unterstützungsmaßnahmen angebunden werden.

Zudem gehen die FNB bei der Grüngasvariante teilweise sehr stark ins Detail, in anderen Bereichen werden Vereinfachungen vorgenommen. Dies ist kein stringentes Vorgehen. Einerseits ist zum Beispiel die Erfassung der landkreisscharfen Elektrolyseleistung (S. 156) sehr detailliert. Diese ist nach unserer Prüfung nicht vollständig nachvollziehbar: die Angaben z.B. für Schleswig-Holstein in Tabelle 43 können so nicht im NEP Strom gefunden werden.

Andererseits wird die Regionalisierung/Clusterbildung (S. 156 ff.) weiterhin nicht näher begründet. Hier wird eine Zusammenfassung aufgrund räumlicher Nähe als pauschaler Grund genannt.

Auch ist das Zurückrechnen von „benötigten“ Wasserstoffmengen auf die dafür notwendige Transportinfrastruktur undifferenziert. Potenzielle industrielle Bedarfe von Wasserstoff in der Chemie- und Stahlindustrie sind zwar regional gut abgebildet, führen aber eben nicht automatisch zu realen Bedarfen.

8.1.2. Wie schätzen Sie grundsätzlich das Vorgehen der Fernleitungsnetzbetreiber zur Modellierung der Grüngasvariante ein (Startnetz, Erdgasmodellierung, Wasserstoffmodellierung)?

Bei dem visionären Wasserstoffnetz, das nun in die Modellierung miteinfließt, heißt es pauschalisierend, dass sich dort Kavernenspeicherstandorte für die potenzielle Nutzung als Wasserstoffspeicher zum Ausgleich von Wasserstoffverbrauch und Wasserstoffherzeugung bzw. Importen befinden (vgl. S. 180). Hier bitten wir um Konkretisierung, da bei den Kavernenspeichern eine genaue Prüfung erfolgen muss, ob sie tatsächlich wasserstoffverträglich sind und ob die Speicheranlage vollständig oder in Teilen auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden können. Eine Konsultation der entsprechenden Speicherbetreiber ist hierfür zwingend erforderlich.

Auch das Kriterium, dass sich ca. 80 % des deutschen Fahrzeugbestandes und ein Teil des nicht elektrifizierten Schienenverkehrs in Reichweite befinden, um damit einen Beitrag zur Verkehrswende zu ermöglichen, halten wir vor dem Hintergrund, dass sich ein politisch motivierter Trend hin zur batterieelektrischen Mobilität einstellt, für nicht nachvollziehbar.

Unklar ist zudem, wie die FNB auf die Kosten für die Grüngasvariante in Höhe von 662 Mio. € gegenüber der Basisvariante kommen. Es heißt allgemein, dass „individuelle projektspezifischer Kostenermittlungen“ vorgenommen werden. Was dies genau bedeutet, ist so nicht nachvollziehbar.

8.2. Zusätzlicher Wasserstoffbedarf Wie beurteilen Sie die Annahmen der FNB zum zusätzlichen Wasserstoffangebot (Speicher, Import, ausgeförderte EE-Anlagen)? Würden Sie andere Annahmen zugrunde legen?

Bei Windenergie-Anlagen, die aus der EEG-Förderung auslaufen, wird lediglich ein geringer Anteil der Leistungen der inländischen Produktion von „grünem“ Wasserstoff dieser Onshore-Windparks zur Deckung der Leistungsbilanz angesetzt (Anteil 2030: 4 %) (vgl. S. 161). Diese Annahmen halten wir für sehr gering.

Die Darstellung des Aufwuchses von Elektrolyseleistung in den Niederlanden bis 2030 scheint sehr optimistisch. Daraus sollte keinesfalls eine Art „Exportdruck“ von grünem Wasserstoff nach Deutschland abgeleitet werden.

Die Leistungsbilanz wirkt zusätzlich vereinfacht: Auf S. 162 heißt es, dass Speicher eine zusätzliche Leistung von 10 % liefern. Dies ist nicht nachvollziehbar, da Speicher keine zusätzliche Erzeugungsleistung bereitstellen können, sondern nur bereits erzeugten und eingespeicherten Wasserstoff im Spitzenlastbedarf zur Verfügung stellen können. Vor dem Hintergrund geringer Erfahrungen bzgl. des Verhaltens von Wasserstoffquellen und -senken sowie der lediglich potentiellen Nutzung von Kavernenspeichern (s. 8.1.2), sollten diese endlichen Wasserstoffquellen kurz- bis mittelfristig nicht in Leistungsbilanzen berücksichtigt werden.

8.3.4. Befürchten Sie Nachteile für Nutzer der Erdgasinfrastruktur, die durch die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen entstehen könnten? Gibt es Gründe die gegen eine Umwidmung sprechen? Wie kann sichergestellt werden, dass sich die Versorgungssicherheit für den Erdgastransport durch die Umwidmung nicht verschlechtert?

Derzeit sind viele Fragen zu reinen Wasserstoff-Leitungen ungeklärt. Der richtige Weg wäre, sie ins regulierte Regime zu übernehmen. Dies würde einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Betrieb dieser „neuen“ Infrastruktur bedeuten. Gerade Kombinetzbetreiber könnten dabei auf ihre Erfahrungen bauen.

9. Netzausbaumaßnahmen (Kapitel 9)

9.2.4. Wie bewerten Sie den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber keine Netzausbaumaßnahmen für die Marktgebietszusammenlegung vorzuschlagen, da marktbasierende Instrumente dem alternativen Netzausbau vorzugswürdig seien?

Diesem Vorgehen stimmen wir zu (s. auch Frage 3.4.1).

10. Ausblick auf kommende Netzentwicklungspläne (Kapitel 10)

10.1.1. Halten Sie die von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Kriterien für die Berücksichtigung von Grüngasprojekten als sachgerecht?

Ja. Ergänzend zu den Angaben auf S. 179 sollte ein Projektvorhaben im Szenariorahmen zudem die Informationen bereithalten, ob es sich um grünen, blauen oder türkisen

Wasserstoff handelt, um einen eventuellen Einspeisevorrang berücksichtigen und nachhalten zu können.

10.2. Integrierte Netzplanung

Die Vision einer vernetzten, intelligenten „Smart City“ prägt die klimapolitischen Diskussionen. Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Dekarbonisierung ist die konsequente Einbindung von Erneuerbaren Energien. Leistungsfähige und intelligente Verteilnetze sind hierfür essentiell. Die Verteilnetze sind die zentrale Instanz, um Flexibilisierung und Sektorenkopplung an den Systemgrenzen Strom, Gas, Wärme und Mobilität zu ermöglichen. Die gezielte Koordination des Ausbaus und der Optimierung von Infrastrukturen (Strom, Gas und Wärme) im Rahmen eines Systementwicklungsplans ist daher zwingend geboten. Die bisher getrennte Planung der Infrastrukturen ist in eine intelligente, integrierte Netzinfrastukturplanung zu überführen. Lösungen sind kundenzentriert zu erarbeiten, um die Akzeptanz der Energietransformation in allen Sektoren zu gewährleisten. Wichtig ist, dass bereits heute die energiepolitischen Ziele klar definiert werden und der ordnungspolitische Rahmen für alle Marktakteure so überarbeitet wird, dass den VNB für Strom, Gas und Wärme Handlungsmöglichkeiten für die Gestaltung der Zukunft eröffnet werden.

10.2.1. An welchen konkreten Punkten sollen Strom- und Gasnetzplanung weiter angeglichen werden? Sehen Sie Hemmnisse für eine Angleichung aufgrund geltender Gesetze, Verordnungen oder sonstigen Regelwerke?

Es sollte einen gemeinsamen Szenariorahmen geben. Hemmnisse bestehen hauptsächlich im EnWG. Bei den Vorgaben zu den Netzentwicklungsplänen stehen unterschiedliche Zeitabläufe, Konsultationen etc.

Wichtig, aber z.B. bei der dena Netzstudie II vernachlässigt, ist die Berücksichtigung der Verteilnetze bei der Systementwicklungsplanung. Ein beachtlicher Teil „der Energiewende“ findet in den Verteilnetzen statt. Dies sollte sich auch in einer Systementwicklungsplanung für die Energiewende widerspiegeln. Technische Fragestellungen, die aufgrund neuer Betrachtungsweisen „Sektorkopplung, Flexibilisierung, Marktgeschehnisse, Business-Cases“ entstehen, werden kommen und müssen schnell beantwortet werden.

10.2.2. Sollte sich der Netzentwicklungsplan Strom an den Netzentwicklungsplan Gas angleichen oder anders herum?

Es besteht die Grundsatzfrage, welche Akteure den Szenariorahmen ausarbeiten. Der Szenariorahmen ist einheitlich zu erstellen. Die NEP sollten dann getrennt, wie bisher, bleiben.

10.2.3. Halten Sie eine Harmonisierung der Betrachtungszeiträume und des zeitlichen Prozesses zur Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas für sinnvoll? Welchen Betrachtungszeitraum erachten Sie als angemessen?

Ein gemeinsamer Szenariorahmen erfordert eine Anpassung der zeitlichen Prozesse. Angemessen wären Szenarien für zehn Jahre und ein Ausblick auf zwanzig Jahre.

10.2.4. Halten Sie einen gemeinsamen Szenariorahmen Strom/Gas für sinnvoll?

Ja (siehe oben). Ein über die Sektoren konsistenter Szenariorahmen ermöglicht die integrierte Netzplanung, die die Energietransformation in allen Sektoren im Einklang zu netzseitigen Ausbaupfaden aufzeigt. Wichtig ist, dass bereits jetzt die politischen Ziele und ordnungspolitischen Rahmen für alle Marktakteure überarbeitet werden, um Infrastrukturen für Strom, Gas, Wärme und Verkehr integral zu planen und zu betreiben. Eine Angleichung der beiden NEPs sollte u.a. bei den Ausgangsparametern passieren. Die Bevölkerungsentwicklung und Finanzsituation sollte identisch sein. Speziell an den Kopplungspunkten zwischen Strom und Gas müssen diese in beiden NEPs hinterlegt sein.

10.2.5. Halten Sie einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom/Gas für sinnvoll?

Die Weiterentwicklung der Sektorenkopplung wird zunehmend wichtig, gerade im Zusammenhang der Wasserstofferzeugung und -speicherung auf Basis von regenerativem Strom. Unter dem Gesichtspunkt der Nationalen Wasserstoffstrategie kann sich ein Gewinn durch einen gemeinsamen NEP einstellen, und eventuell kann man dann auch von einer spartenübergreifenden Energiewende sprechen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass ein erheblicher Abstimmungsaufwand zwischen den Netzbetreibern entstünde. ÜNB und FNB dürfen VNB-Themen nicht verdrängen. Es muss zumindest eine enge Koordinierung zwischen den NEP Gas/Wasserstoff und Strom erfolgen, da sich nur so wirtschaftlich und technisch optimierte Netze und Infrastruktureinrichtungen entwickeln lassen. Notwendige Harmonisierungen sind hierbei schnellstmöglich umzusetzen.