

🌐 www.dvgw.de

STELLUNGNAHME

vom 29. Januar 2025 zur
Systementwicklungsstrategie 2024

**DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.**

Ansprechpartner

Robert Ostwald

Robert-Koch-Platz 4

10115 Berlin

T: + 49 30 794736-46

E-Mail: robert.ostwald@dvgw.de

Lobbyregisternummer DVGW: R000916

DVGW-Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung der Systementwicklungsstrategie

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat im November 2024 die erste Systementwicklungsstrategie (SES 2024) vorgelegt. Die SES soll Orientierung für die weitere Transformation der Wirtschaft und Gesellschaft zu Klimaneutralität geben und bildet gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Grundlage für die Entwicklung der Energieinfrastrukturen (Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff). Der DVGW teilt das mit der SES 2024 zum Ausdruck gebrachte Bedürfnis, parallel bestehende Einzelplanungen abzustimmen und die Transformation in Deutschland ganzheitlich voranzutreiben. An der SES sollten jedoch inhaltlich und prozessual Anpassungen vorgenommen werden. Handlungsbedarf besteht insbesondere in folgenden Bereichen:

- **Szenarien zu Wasserstoff und seinen Derivaten in der SES konsequent einbeziehen:** Damit die SES eine robuste Grundlage für die weitere Entwicklung der Energiewende bildet, müssen mögliche Transformationspfade gleichermaßen berücksichtigt werden, da in vielen Bereichen weiterhin Unsicherheiten bestehen, welche Technologien, Anwendungen und Energieträger sich in welchem Umfang durchsetzen werden. Die SES muss dazu Szenarien stärker einbeziehen, die auch die durchaus mögliche Entwicklung mit einem Wasserstoff- und PtL-Anteil abbilden, statt primär Szenarien abzubilden und Transformationspfade zu beschreiben, die eine direkte Elektrifizierung darstellen und deren Erreichbarkeit (z. B. im Gebäudesektor) großen Unsicherheiten unterliegt.
- **Verteilnetzbetreiber als Know-how-Träger in den SES-Stakeholderprozess stärker beteiligen:** Im Rahmen der weiteren Entwicklung der Systementwicklungsstrategie sollten auch die Strom- und Gasverteilnetzbetreiber selbst, und damit stärker als bislang, in den Beteiligungsprozess involviert werden. Denn die Weiterentwicklung der Verteilnetze ist für die Versorgung aller Sektoren mit Erneuerbarer Energie von hoher Bedeutung, und das Know-how der Unternehmen kann wichtige Impulse für die Entwicklung der Strategie liefern: Die Gasverteilnetzbetreiber tragen z. B. im Rahmen der Initiative H2vorOrt kontinuierlich die Informationen für die Transformation der Gasnetze hin zu Wasserstoff und Biomethan zusammen, die im Zuge der Weiterentwicklung der SES berücksichtigt werden sollten, um eine robuste Energiewende zu ermöglichen.
- **Die Rolle der Gasverteilnetzinfrastrukturen zur Versorgung von Unternehmen und Energieinfrastrukturen umfassend analysieren:** Die Bedeutung der Gasverteilnetze als Energieinfrastrukturen in einem klimaneutralen Energiesystem wurde in der SES 2024 nicht umfassend genug untersucht. Beginnend mit dem Prozess zur Entwicklung der SES 2027 sollte eine intensive Betrachtung der Rolle der Gas- und Wasserstoffverteilnetze zur Versorgung der diversen Endverbraucher erfolgen. Der Anschluss an ein Gas- und Wasserstoffverteilnetz ist zur Versorgung von energieintensiven Unternehmen, Kraftwerken und KWK-Anlagen, Speichern sowie Gewerbe- und Haushaltskunden essentiell.
- **Biogenen Wasserstoff und Biomethan in der SES abbilden:** Deutschland verfügt über erhebliche Biogaspotenziale, die durch Aufbereitung oder Pyrolyse zu Biomethan bzw. Wasserstoff umgewandelt werden können. Der Weg zur Klimaneutralität und das zukünftige klimaneutrale Energiesystem können durch die Einbindung dieser biogenen Energieträger abgesichert werden. In der SES wird der Beitrag von Biogas bislang kaum abgebildet. Im weiteren SES-Prozess sollte dies korrigiert werden.
- **Technische, wirtschaftliche und rechtliche Entwicklungen umfangreicher berücksichtigen:** Studien und Analysen Dritter zur Energiewende sowie reale Entwicklungen divergieren zum Teil erheblich von den Annahmen, die in der SES getroffen werden. So besteht z. B. ein Rechtsrahmen, der den Einsatz von gasförmigen Energieträgern in Gebäuden ermöglicht. Die aktuellen gesetzlichen Regelungen zum Einsatz gasförmiger Energieträger (GEG) sollten entsprechend in der SES berücksichtigt werden und deren Auswirkungen auf den Bedarf an Biomethan und Wasserstoff Eingang in die Strategie und die Ankerpunkte finden. Es sollte nicht ausgeschlossen werden, dass sich Haushalte für gas- und wasserstoffbasierte Heizsysteme entscheiden und auch ein solcher Transformationspfad mitgedacht werden. Blendet die SES solche möglichen Entwicklungen aus, entstehen blinde Flecken. Das Ziel, eine resiliente und robuste Strategie zu entwickeln, würde so konterkariert. Pfadszenarien können die LSF-Zielszenarien ergänzen.

1 Fragen zur SES und zum SES-Prozess

1.1 Wie bewerten Sie die SES insgesamt? Welche relevanten Themen fehlen? [max. 3000 Zeichen]

Das Kapitel der Systementwicklungsstrategie (SES) 2024 zum strategischen Rahmen sieht eine robuste Strategie vor. Also eine Strategie mit Annahmen, die in allen möglichen Szenarien mit hoher Wahrscheinlichkeit gültig sein werden. Es wird sich auf die Publikation von Ueckerdt, F. et al. (2021) "Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie" bezogen, die deutlich macht, dass es wichtig ist, anpassungsfähig zu bleiben. Das ist grundsätzlich zu begrüßen. Der projizierte Möglichkeitsraum, d. h. das Leitbild, die Transformationspfade und die Ankerpunkte zu Energieangebot und -nachfrage sowie zu Energieinfrastrukturen, sollten, ausgehend von den Entwicklungsmöglichkeiten in den verschiedenen Szenarien, möglichst weit gefasst werden.

In den folgenden Kapiteln der SES 2024 werden jedoch stattdessen das Leitbild und die Transformationspfade sowie die Ankerpunkte zumeist eng gefasst und primär aus dem Szenario O45-Strom der BMWK-Langfristszenarien (LFS) abgeleitet. Diese Gewichtung in Richtung eines Szenarios führt in der SES zum Ausschluss von bestimmten Transformationsmöglichkeiten und Ankerpunkten. So werden beispielsweise der Einsatz von Biomethan und Wasserstoff im Wärmebereich ausgeschlossen. Der Möglichkeitsraum wird so frühzeitig verengt. Dies wirkt sich wiederum nachteilig auf die „Robustheit“ der SES aus.

1.2 Wie bewerten Sie die SES als gemeinsame Grundlage für die Szenariorahmen der Netzentwicklungsplanung? Welche Weiterentwicklungsbedarfe sehen Sie? [max. 3000 Zeichen]

Der DVGW teilt das mit der SES 2024 zum Ausdruck gebrachte Bedürfnis, parallel bestehende Einzelplanungen abzustimmen und die Transformation in Deutschland ganzheitlich voranzutreiben. Damit die SES eine robuste Grundlage für die Szenariorahmen darstellen kann, müssen die unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten bzw. Szenarien gleichermaßen berücksichtigt werden (z. B. Strom, Wasserstoff, PtL). Der Fokus auf ein Szenario der LFS (O45-Strom) an vielen Stellen in der SES und der damit einhergehende ex ante Ausschluss von Entwicklungsmöglichkeiten, die in anderen Szenarien abgebildet werden (z. B. im Szenario O45-H2), birgt die Gefahr, dass Technologien und Infrastrukturen ausgeschlossen oder falsch geplant werden, die in Abhängigkeit von den realen Entwicklungen eine wichtige Rolle bei der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem spielen müssen.

Die Annahmen in den LFS zum deutschlandweite Wasserstoffnetz können hier exemplarisch herangezogen werden, um die Auswirkung der Ausrichtung der SES auf ein Szenario zu verdeutlichen: Das von der Bundesnetzagentur im Jahr 2024 bestätigte Wasserstoff-Kernnetz umfasst eine Länge von 9.040 Kilometern (im Jahr 2032). Erweiterungen des Wasserstoffnetzes bis zum Zieljahr 2045 sind über die rollierende integrierte Netzplanung möglich. In diesem Zeitraum von 20 Jahren ist ein Ausbau des Netzes durchaus zu erwarten. Die LFS gehen im aktuellsten Wasserstoff-Szenario O45-H2 vom Juli 2024 für das Jahr 2045 (!) ausschließlich von einer Länge des nationalen Wasserstoffnetzes von 8.000 Kilometern aus. Die Annahmen im LFS-Szenarien O45-Strom liegen unter dieser Annahme (7.200 Kilometer im Jahr 2045) und wurden ggü. früheren Szenarien wie z. B dem T45-Strom* Szenario (7.600 Kilometer im Jahr 2045) nochmals reduziert. Durch den Fokus auf das Strom-Szenario bzw. die untere Bandbreite der möglichen Entwicklung würde das nationale Wasserstoffnetz zu klein dimensioniert. Jedoch zeigt die Betrachtung auch, dass die LFS insgesamt ein zu kleines Wasserstoffnetz antizipieren.

Um möglichen Fehlplanungen und einer Verfehlung der Klimaschutzziele vorzubeugen, sollte die SES daher nicht die alleinige Grundlage für die Entwicklung der Szenariorahmen sein, sondern um weitere Eingangsgrößen ergänzt werden: Die Szenariorahmen, aber auch die SES selbst sollten neben Szenarien auch weitere Faktoren berücksichtigen. Dazu zählen u. a. Entscheidungen von Akteuren zur Energiewende wie Kommunen (Kommunale Wärmepläne), Unternehmen (z. B.

Bedarfsmeldungen zu Wasserstoff) und Infrastrukturbetreibern (z. B. Gasnetzgebietstransformationspläne der in der Initiative H2vorOrt zusammengeschlossenen Gasverteilnetzbetreiber und European Hydrogen Backbone-Pläne der Fernleitungsnetzbetreiber), aber auch Entwicklungen (z. B. Maßnahmen zu Klimaschutz und Energieinfrastrukturen anderer Länder und deren Auswirkungen auf nationale Industrien und Märkte).

1.3 Wie bewerten Sie die Beteiligungsmöglichkeiten im Prozess der SES? Haben Sie Verbesserungsvorschläge? [max. 3000 Zeichen]

Im Prozess zur Entwicklung der SES 2024 wurden einige Infrastrukturbetreiber in die vom BMWK initiierte AG Netzbetreiber einbezogen. Vielen interessierten Verteilnetzbetreibern wurde eine Mitarbeit jedoch nicht ermöglicht. Dies ist unverständlich, da sich sowohl auf Ebene der Stromverteilnetze als auch der Gasverteilnetze eine umfangreiche Weiterentwicklung und Transformation der Infrastrukturen vollziehen muss, damit die Transformation zur Klimaneutralität gelingt. Die Gasverteilnetzbetreiber in der Initiative H2vorOrt haben in enger Zusammenarbeit mit dem DVGW und dem VKU einen Transformationspfad für das Gasnetz entwickelt, um die regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret auszugestalten. Um kostspieligen Fehlplanungen vorzubeugen, sollten bereits bestehende Transformationspläne in der SES umfassend berücksichtigt und Energieinfrastrukturbetreiber in die hierfür relevanten Arbeitsgruppen integriert werden.

2 Fragen zu den Inhalten der SES

2.1 Strategischer Rahmen

2.1.1 Welche allgemeinen Anmerkungen habe Sie zur Beschreibung der Ausgangslage, Funktion und Ziele der SES? [max. 2500 Zeichen]

Der Aussage in der SES 2024, dass die Infrastrukturplanung aufgrund diverser Unsicherheiten eine robuste Bandbreite an Transformationspfaden ermöglichen muss, ist zuzustimmen. Derzeit bestehen bei einigen Anwendungen noch Unsicherheiten, in welchem Umfang z. B. eine direkte Elektrifizierung oder Wasserstoff zum Einsatz kommen wird. Verschiedene Handlungsoptionen sollten daher offengehalten werden, wo Unsicherheiten bestehen. Eine regelmäßige Überprüfung der Annahmen und Berücksichtigung marktlicher und technischer Entwicklungen ist bei der Fortschreibung der Strategie wichtig.

2.2 Energienachfrage

2.2.1 Teilen Sie grundsätzlich die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für die Industrie? Welche abweichenden Entwicklungen sehen Sie? [max. 3000 Zeichen]

In der SES 2024 wird darauf verwiesen, dass die Infrastrukturen zur Versorgung der Industrie so ausgelegt werden sollen, wie dies zum Erhalt der bestehenden Industriestruktur erforderlich ist: Zur Versorgung der bestehenden Industriestruktur spielen die Gasinfrastrukturen eine wichtige Rolle. Prozessbedingt kann nicht jede Branche ihre Verfahren auf Elektrizität umrüsten. Diese Betriebe werden weiterhin auf gasförmige Energieträger (insb. Wasserstoff) angewiesen sein, um klimaneutral zu werden. Eine Analyse bestehender und geplanter Gas- und Wasserstoffnetzinfrastrukturen und bestehender Industriestandorte mit Gasbedarf für Prozesswärme (5.600 Standorte mit Gasbedarf von 192 TWh/Jahr sowie 1,1 Mio. Standorte des verarbeitenden Gewerbes mit Gasbedarf von 12 TWh/Jahr) zeigt, dass ein Großteil dieser Standorte (ca. 78 % mit einem Bedarf rund 160 TWh/Jahr) über einen Kilometer vom Wasserstoff-Kernnetz entfernt liegt [DVGW (2024): Prozesswärme – woher kommt die Energie?]. Zur Versorgung der Industriekunden wäre ein Wasserstoffverteilnetz erforderlich, da eine zunehmende Anzahl von Endkunden versorgt werden muss (z. B. Kraftwerksstandorte, Wärmenetze, Gewerbekunden, Industriekunden, die Wasserstoff zur stofflichen Nutzung einsetzen, Verbraucher im Verkehrsbereich, private Haushalte).

In der SES 2024 (S. 14) wird angeführt, dass sich der Energieträgermix durch die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem ändern wird. Der Aussage ist grundsätzlich

zuzustimmen, da erneuerbare Energieträger fossile Energieträger zunehmend ersetzen werden. Insgesamt sollten in der SES jedoch alle Szenarien berücksichtigt werden. So wird z. B. in Abbildung 4 zum zukünftigen Endenergieverbrauch der Industrie ausschließlich das Szenario O45-Strom der BMWK-Langfristszenarien abgebildet. Das Szenario O45-Strom wird aber z. B. auch an anderer Stelle ausschließlich gezeigt (siehe Abbildungen 7, 8, 10, 13, 16 in der SES). Dabei ist die daran anschließende Schlussfolgerung in der SES 2024 „Die Elektrifizierung von Industrieprozessen ist vielfach der kostengünstigste Pfad zur Klimaneutralität“ nicht zutreffend. Eine Studie des Umweltbundesamtes mit Blick auf industrielle Prozesswärme kommt zu einem gegenteiligen Ergebnis: „Die Betrachtung von Kosten- und Wirtschaftlichkeit unterliegt großen Unsicherheiten, da besonders für die nötigen Investitionen kaum aktuelle belastbare Daten verfügbar sind und die Ergebnisse sehr von der Wahl der Systemgrenze abhängen“ [UBA (2023): CO₂-neutrale Prozesswärmeezeugung, S. 41]. An anderer Stelle wird im Bericht darauf hingewiesen, dass Elektrische Anwendungen mit hohem Technologiereifegrad (TRL 9) nicht eingesetzt werden, da diese Nachteile ggü. gasbasierten Technologien mit sich bringen (erhöhter Anlagen- und Platzbedarf, geringere Produktionskapazität, geringere Energiedichte, benötigte Infrastruktur wie eine elektrische Anschlussleitung), z.T. aber auch eine schlechtere Wirtschaftlichkeit ausschlaggebend ist [UBA (2023): S. 50].

2.2.2 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie? Fehlen zentrale Themen, die für die Transformation der Industrie von Bedeutung sind? [max. 2500 Zeichen]

Bei der Entwicklung der SES 2027 sollte der Wasserstoffbedarf der verschiedenen Industriezweige umfassender untersucht werden. So geht der Nationale Wasserstoffrat davon aus, dass z. B. auch bei der Glasindustrie, der Papierindustrie, der Industrie der Nicht-Eisen-Metalle, dem Industriezweig Steine und Erden und dem Maschinen- und Anlagenbau ein Bedarf an Wasserstoff besteht [Nationaler Wasserstoffrat (2024): Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland].

2.2.3 Teilen Sie grundsätzlich die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für den Gebäudesektor? Welche abweichenden Entwicklungen sehen Sie? [max. 3000 Zeichen]

In der SES 2024 werden „Umweltwärme, Strom und Fernwärme“ als Säulen der zukünftigen Wärmeversorgung im Gebäudesektor beschrieben. Dabei wird im Kapitel zum Gebäudesektor die weitere Entwicklung ausschließlich anhand des Szenarios O45-Strom der BMWK-Langfristszenarien 3 dargestellt. Im Zieljahr 2045 verbleiben gemäß dem Szenario ausschließlich Wärmenetze, Wärmepumpen und Heizkessel mit Biomasse (Hackschnitzel, Pellets) als Technologien in der Anwendung.

In der SES 2024 wird nicht erwähnt, dass sich auch im Szenario O45-Strom im Jahr 2040 noch 2,9 Millionen Heizgeräte in der Anwendung befinden, die Öl (0,5 Mio.) und Gas (2,4 Mio.) als Energieträger einsetzen [ifeu (2024): BMWK-Langfristszenarien, Orientierungsszenarien, Gebäudesektor, S. 14]. Um das Zielbild des Szenario O45-Strom zu erreichen, das in der SES 2024 verfolgt wird, wäre im Zeitraum von 2040 bis 2045 laut ifeu ein vorgezogener Austausch von 300.000 Heizkesseln pro Jahr erforderlich, der „eine Herausforderung für den Heizungsmarkt und die Wärmenetze“ [ifeu (2024), S. 15] darstellt und bei Gebäudeeigentümern zu Verlusten führt.

Das Szenario O45-H₂ der BMWK-Langfristszenarien 3, das im Jahr 2035 von mehreren Millionen Endverbrauchern ausgeht, die wasserstoffbasierte Heizsysteme nutzen, wird nicht dargestellt [siehe ifeu (2024), S. 7ff]. Auch andere Studien zur Energiewende gehen von Wasserstoffbedarfen für den Gebäudesektor aus, die sich im zwei- bis dreistelligen TWh-Bereich bewegen [dena Leitstudie (2021); Ariadne (2021)].

Auch die Studie des nationalen Wasserstoffrates kommt zu dem zentralen Ergebnis: "Um eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2045 zu erreichen, werden alle potenziell klimaneutralen Energieträger Strom, Fernwärme, Erneuerbare Energien (Photovoltaik, Windkraft, Solarthermie, Geothermie und Biomasse) und Wasserstoff in der Wärmeversorgung benötigt. In den betrachteten

Szenarien werden die Anteile der jeweiligen Energieträger wesentlich von der Kostendifferenz zwischen den Energieträgern sowie deren Verfügbarkeit bestimmt." [Thomsen, J. et al. (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Kurzfassung, S. 5]. Im Sinne der robusten Annahmen müssen also Lösungen vorgesehen werden, die jede mögliche Kostendifferenz zwischen den Energieträgern abbilden kann. Da die zukünftigen Stromkosten mit ähnlicher Unsicherheit zu bewerten sind wie die für Wasserstoff, ist auch die mögliche Kostendifferenz unklar.

Die Annahmen in der SES 2024 stehen zudem grundsätzlich im Gegensatz zur technologieoffenen Ausgestaltung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und des Wärmeplanungsgesetzes. Die Ausweisung von „Wasserstoffnetzausbaugebieten“ ist in beiden Gesetzen als Lösungsoption verankert. Ebenso ist die Nutzung von Biomethan zur Erfüllung der GEG-Anforderungen möglich.

Die Anzahl der Endkunden, die gasbasierte Heizsysteme nutzen, kann im Jahr 2045 daher durchaus größer sein, als dies im Szenario O45-Strom abgebildet wird.

2.2.4 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie? Fehlen zentrale Themen, die für die Transformation des Gebäudesektors von Bedeutung sind? [max. 2500 Zeichen]

Im Rahmen der Dekarbonisierung der dezentralen Wärmeversorgung im dichtbesiedelten Ballungsraum (Mehrfamilienhaus, Reihenhaus) besteht eine der großen Herausforderungen in der zur Verfügung stehenden Fläche für Heiztechnologien. Diese baulichen Einschränkungen führen zu Herausforderungen beim Einbau und Betrieb von bestimmten Heiztechnologien (z. B. Wärmepumpen) und dazu, dass der Einsatz von Biomethan / Wasserstoff in diesem Bereich mitunter die einzig verbleibende Wärmeversorgungsoption darstellt. Die Einschränkungen sollten näher untersucht und bei der Festlegung der Ankerpunkte berücksichtigt werden.

In der SES 2024 wird Biomethan im Gebäudesektor nicht thematisiert. Nach Abschätzung der Deutschen Energie-Agentur (dena) ergibt sich jedoch im Gebäudesektor durch die GEG-Anforderungen ein erhöhter Bedarf nach Biomethan, der laut dena über die heimische Biomethanherzeugung oder durch Importe abgedeckt werden muss: Laut dena erhöht sich der Biomethanbedarf stetig auf 13,4 bis zu 44,6 TWh im Jahr 2040 [dena (2024): Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes?]. Die Biomethan-Verfügbarkeit entwickelt sich indes positiv: Die dena konstatiert zum Biomethan-Handel steigende Handelsvolumina, da viele EU-Mitgliedstaaten das REPower-EU-Ziel unterstützen und die Biomethaneinspeisung intensivieren [dena (2024): Branchenbarometer Biomethan 2024]. Auch in Deutschland hat die Zahl an Biomethan-Einspeisebegehren in den letzten Jahren stark zugenommen [H2vorOrt, GTP Ergebnisbericht 2024, S. 18]. Weitere Politikmaßnahmen, wie z. B. derzeit politisch diskutierte Regelungen zur Einführung einer Quote, könnten die Entwicklung beschleunigen.

Biomethan und Wasserstoff sollten daher im Zielbild für den Gebäudesektor als Lösungsoptionen berücksichtigt werden.

2.2.5 Teilen Sie grundsätzlich die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für den Verkehrssektor? Welche abweichenden Entwicklungen sehen Sie? [max. 3000 Zeichen]

Die SES 2024 erwartet im Straßenverkehr und Schwerlastverkehr eine weitgehende direkte Elektrifizierung. Ein Vergleich von Energiewende-Studien zeigt, dass sich im Verkehrsbereich im Jahr 2030 voraussichtlich Wasserstoffbedarfe von bis zu 9,7 TWh ergeben. Für das Jahr 2045 zeichnet sich hingegen eine durchaus signifikante mögliche Nachfrage von 55,8 bis 189,2 TWh ab, zum Großteil durch den Schwerlastverkehr. Diese Werte bilden eine bei der Transformation des Energiesystems nicht zu vernachlässigende Größe [Team Consult (2023): Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“, S. 16].

2.2.6 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie? Fehlen zentrale Themen, die für die Transformation des Verkehrssektors von Bedeutung sind? [max. 2500 Zeichen]

Die Entwicklung der Bedarfe, insb. im Schwerlastverkehr, sollten weiter im Rahmen der SES betrachtet werden.

2.3 Energieangebot

2.3.1 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für die Stromerzeugung? [max. 3000 Zeichen]

In Bezug auf die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade ist die ausschließliche Fokussierung auf ein Szenario (Abbildung 10: Bruttostromverbrauchsmix im Jahr 2045 basierend auf dem Szenario O45-Strom) grundsätzlich zu kritisieren.

Bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (Windkraft und Photovoltaik), wie dies gemäß EEG festgelegt ist, ist ein Ausbau gesicherter Leistung dringend erforderlich, um eine Unterversorgung im Bereich der Stromversorgung auszuschließen. Der in der SES vorgesehene Aufbau von Wasserstoffkraftwerken ist daher eine wichtige Maßnahme, um die Stromversorgung jederzeit zu gewährleisten, da andere Technologien und Back-up-Möglichkeiten nur zeitlich begrenzt, teils nur für wenige Stunden, Flexibilitäten bereitstellen können [Löffler und Marquardt (2023): Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?, S. 692]. Bei einem Vergleich verschiedener Optionen (Gas- und Wasserstoffkraftwerke sowie Batteriespeicher) im Jahr 2040 werden bei Wasserstoff die niedrigsten Kosten gesehen, um die benötigte Versorgung sicherzustellen [Grimm et al. (2024): Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten, S: 6].

In der SES 2024 wird in Bezug auf den erwarteten Betrieb von Wasserstoffkraftwerken festgestellt: „Die Wasserstoffkraftwerke laufen nur in Zeiten, in denen eine relativ hohe Stromnachfrage auf eine geringe Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen trifft. Dementsprechend sind zukünftig die Volllaststunden dieser Kraftwerke begrenzt“ [SES 2024, S. 32]. Im Gegensatz dazu werden von e.venture jedoch „signifikante“ Einsatzzeiten von Wasserstoffkraftwerken erwartet, die „deutlich über 1.800 Stunden“ pro Jahr betragen [e.venture (2023) Zukunft des deutschen Strommarktes, S. 8].

2.3.2 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Stromerzeugung? [max. 2500 Zeichen]

2.3.3 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen? [max. 3000 Zeichen]

Die SES beschreibt Wärmenetze als Versorgungsoption mit hoher Bedeutung für die Versorgung von Gebäuden, aber auch für die Versorgung der Industrie mit Prozesswärme. Aufgrund der hohen Temperaturbedarfe im Bereich der Prozesswärme dürfte die Bedeutung von Wärmenetzen im industriellen Bereich jedoch begrenzt sein. Bei der Versorgung der Wärmenetze wird Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen und weitere Technologien ergänzen.

2.3.4 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen? [max. 2500 Zeichen]

In der SES sollten Potenziale von Wärmenetzen weiter untersucht werden. Dabei sollte auch die Rolle der KWK und von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen eingehender untersucht werden, da einige Analysen auch bei einem signifikanten Ausbau der Erneuerbaren Energien von einer hohen Anzahl von Stunden pro Jahr ausgehen, in denen Back-up-Optionen erforderlich sein werden. e.venture geht für das Jahr 2040 davon aus, dass die Stromerzeugung von Windkraft und Photovoltaik an 5.000 Stunden im Jahr nicht ausreicht [e.venture (2023) Zukunft des deutschen Strommarktes, S. 8].

2.3.5 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für das Angebot von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten? [max. 3000 Zeichen]

Der DVGW stimmt zu, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft möglichst schnell erfolgen sollte, da Wasserstoff für die Reduktion von Treibhausgasemissionen in der Industrie bei einigen Anwendungen unverzichtbar ist. Zudem wird Wasserstoff im Bereich der Strom- und Wärmeversorgung eine wichtige Rolle spielen, um einen saisonalen Ausgleich zwischen hoher Erzeugung von Erneuerbaren Energien im Sommer und hohem Energieverbrauch im Winter zu ermöglichen und die Energieversorgung jederzeit zu gewährleisten (siehe dazu insbesondere die Anmerkungen zu den Abschnitten 2.2.1, 2.2.3, 2.3.1 und 2.3.3).

In der SES wird für das Jahr 2045 ein Wasserstoffbedarf in Höhe von 300 bis 500 TWh angenommen. Der Bedarf könnte bei einigen Anwendungen, z. B. im Bereich Industrie und in der dezentralen Gebäudewärme, auch höher ausfallen (siehe Anmerkungen zu Ankerpunkten der SES 2024).

Um die Wasserstoffnachfrage zu decken, sieht die SES 2024 bis zum Jahr 2045 den Ausbau der heimischen Elektrolyse-Kapazitäten auf 60 – 80 GW vor. Aufgrund der o. g. Rolle von Wasserstoff zur Stabilisierung der Strom- und Wärmeversorgung ist ein Ausbau der Elektrolyse-Kapazitäten eine wichtige Maßnahme. Da der Ausbau der Photovoltaik auch in Süddeutschland erfolgt, kann auch in diesem Gebiet der Aufbau von systemdienlichen Elektrolyseuren sinnvoll sein, um das Stromnetz zu entlasten, und sollte zumindest nicht ausgeschlossen werden.

In Ergänzung dazu sollte berücksichtigt werden, dass auch andere Formen der Wasserstofferzeugung eine Rolle spielen können: So besteht die Möglichkeit, aus Biogas mittels thermischer Umwandlung und Pyrolyse gleichzeitig Wasserstoff und technische CO₂-Senken zu erzeugen.

Der Import von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline aus anderen EU-Mitgliedstaaten und - soweit möglich - Drittstaaten ist aufgrund der hohen technischen Reife, des hohen energetischen Ausnutzungsgrades sowie der im Vergleich zum Schiff geringeren Transportkosten eine Option, die so weit wie möglich erschlossen werden sollte. Der Import per Schiff bleibt nichtsdestotrotz ebenfalls eine wichtige Importoption. Der Import per Schiff wird in Zukunft aufgrund technischer, wirtschaftlicher und politischer Gründe mittels eines Mix der Derivate erfolgen. Für den Import großer Mengen von Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten nach Deutschland kommen daher grundsätzlich der Import per Schiff und per Pipeline infrage.

2.3.6 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf Wasserstoff und Wasserstoffderivate? [max. 2500 Zeichen]

Die Möglichkeiten der Integration von Abwärme aus Elektrolyseuren ins Energiesystem sollte weiter untersucht werden (z. B. Erzeugung von Wärme aber auch Kälte zur Kühlung und Klimatisierung während der Sommermonate), da diese bei einem Ausbau der heimischen Elektrolyse-Kapazitäten im zwei- bis dreistelligen TWh-Bereich liegen wird [Röhe et al. (2024): 1/3 Wärme, 2/3 Wasserstoff: Wärmeintegration in der Wasserstoffwirtschaft]. Zudem sollten weitere Verfahren (z. B. Pyrolyse und Plasmalyse) und deren zügige Marktintegration untersucht werden. In Bezug auf den Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten per Schiff sollte die technische Reife der einzelnen Transportoptionen genauer untersucht werden, da in diesem Feld Innovationen zu einer Verbesserung der Transportbedingungen führen können (z. B. geringere Umwandlungsverluste und geringere Transportkosten) [Provaris (2024): Concept Design Study - confirmation of low energy use for compressed hydrogen supply in Europe].

2.3.7 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für den Energiehandel? [max. 3000 Zeichen]

2.3.8 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf den Energiehandel? [max. 2500 Zeichen]

Die in der SES 2024 angenommene starke Reduktion der Importquote von etwa 70 % heute auf 26 % (2045) bei den meisten Energieträgern sollte als Untersuchungsbedarf mit aufgenommen werden.

2.3.9 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für Flexibilität und Speicher (Strom-, Wärme-, Wasserstoffspeicher)? [max. 3000 Zeichen]

Der Bedarf eines frühzeitigen Aufbaus von Wasserstoffspeichern wird geteilt und sollte schnellstmöglich erfolgen. In Deutschland sind an die Gasnetzinfrastruktur 47 unterirdische Gasspeicher angeschlossen. Diese unterirdischen Speicher verfügen über eine Gesamtkapazität von ca. 24 Mio. m³ bzw. 278,5 TWh – einem Volumen, das etwa einem Viertel des deutschen Jahresverbrauchs an Gas entspricht. Ein resilientes Energiesystem wird auch in Zukunft auf diese Gasspeicher zurückgreifen müssen, um eine fluktuierende Energieerzeugung mit dem Energieverbrauch in Einklang zu bringen und zugleich die Netzstabilität zu gewährleisten [BDEW, DVGW, Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase].

Die Notwendigkeit zur großvolumigen Energiespeicherung in Wasserstoff-Untergrundgasspeichern (UGS) resultiert aus der zeitlichen und räumlichen Entkopplung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und dem Bedarf. Speichertechnologien werden dabei sowohl für den kurzfristigen Ausgleich der Fluktuationen als auch für die Langzeitspeicherung benötigt. Außer den großvolumigen UGS zur Energiespeicherung von Erdgas besitzen keine derzeit verfügbaren oder in Entwicklung befindlichen Speichertechnologien eine annähernd ausreichende Kapazität für eine großvolumigen Speicherung von Erneuerbaren Energien (EE) zur Sicherung der Grundlastfähigkeit und Absicherung der Netzstabilität bei wachsendem EE-Anteil.

Der Zubau von Wasserstoffspeichern ist daher notwendig. Heute bestehende UGS können für die Speicherung umgerüstet und auf diese Weise weitergenutzt werden: Bei Kavernenspeichern kann aufgrund mehrerer Forschungsprojekte davon ausgegangen werden, dass Salzformationen für die Speicherung von Wasserstoff gleichermaßen geeignet sind. Bei Porenspeichern kann eine Eignung für Wasserstoff aufgrund individueller Untersuchungen erfolgen [DVGW (2023): H2-Datenbank UGS (UGS-Kompendium Wasserstoff)]. Neben der Erschließung von Kavernen bietet möglicherweise auch eine Umnutzung bestehender Ölkavernen Potenzial.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, bestehende Porenspeicher ohne Umrüstung für Biomethan weiterzuverwenden, um so zukünftig beispielsweise Biomethan für die stoffliche Nutzung in der Industrie und im Gebäudebereich vorzuhalten oder aber mittels Pyrolyse Wasserstoff und festen Kohlenstoff zu erzeugen.

2.3.10 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf Flexibilität und Speicher (Strom-, Wärme-, Wasserstoffspeicher)? [max. 2500 Zeichen]

Es sollten potenzielle Veränderungen bei Flexibilitäten aufgrund anderer als bisher unterstellter Verhaltensweisen bei Kunden mindestens als Sensitivitäten mit betrachtet werden.

2.4 Infrastrukturen

2.4.1 Teilen Sie die Beschreibung der Methan- und Wasserstoffnetze? [max. 3000 Zeichen]

Die Beschreibung der Methan- und Wasserstoffnetze in der SES 2024 wird nicht geteilt.

Der Umfang des zukünftigen Wasserstoff-Transportnetzes bemisst sich an der weiteren Marktentwicklung, z. B. auch entlang eines Wasserstoff-Szenarios. Die Erweiterung des Wasserstoff-Kernetzes erfolgt entsprechend über die integrierte Netzplanung. Der Aussage in der

SES 2024: „Der Umfang des zukünftigen Wasserstoff-Transportnetzes wird deutlich kleiner ausfallen als das heutige Erdgas Fernleitungsnetz“ wird daher widersprochen.

Auch die Aussagen in der SES 2024 in Bezug auf die Perspektive der Gasverteilnetze, wonach diese zum Großteil unwirtschaftlich würden, werden nicht geteilt. Gasverteilnetzbetreiber (VNB) versorgen eine Vielzahl von Endverbrauchern mit verschiedenen Anwendungen. Zu den Endverbrauchern der VNB zählen Industriebetriebe, die perspektivisch Biomethan und Wasserstoff anstelle von Erdgas nutzen müssen, um Treibhausgasneutralität zu erreichen [DVGW (2024): Prozesswärme – woher kommt die Energie?]. Darüber hinaus versorgen die VNB eine Vielzahl an Kraftwerken und KWK-Anlagen. Auch die Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen wird in Zukunft mit über die VNB erfolgen müssen [DVGW (2024): Bedeutung der Gasnetze für die Versorgung von Kraftwerken]. Die BMWK-Langfristszenarien selbst (Szenarien zu Wasserstoff) aber auch andere Bewertungen wie z. B. die des Nationalen Wasserstoffrates (siehe Ankerpunkte) gehen weiterhin von einer signifikanten Methan- bzw. Wasserstoffnachfrage durch private Haushalte aus.

Die EU-Kommission hat am 18. Mai 2022 den REPowerEU-Plan vorgelegt. Die EU-Kommission zeigt darin auf, dass Biomethan die EU-Klimaschutzziele unterstützen sowie einen Beitrag zur Diversifizierung der europäischen Energieversorgung leisten kann. Viele EU-Mitgliedstaaten unterstützen das REPowerEU-Ziel durch eine Ausweitung des Biomethan-Angebots. Die SES sollte daher Biomethan-Importe aus EU-Mitgliedstaaten nach Deutschland berücksichtigen. In Ergänzung zu Biomethan sollte auch der Import von synthetischem Methan (E-Methan) berücksichtigt werden. Aber auch aufgrund der zentralen Lage von Deutschland in der EU und seiner Rolle als Gastransitland sollte die SES Importe und Exporte von Biomethan und E-Methan einbeziehen. Deutschland selbst kommt aufgrund seines Biomethan-Potenzials eine wichtige Rolle zu, um das REPowerEU-Ziel zu verwirklichen. Der DVGW geht bis zum Jahr 2045 von einem heimischen klimawandelresilienten, wirtschaftlichen Biomethanpotenzial von bis zu 113 TWh/a für Deutschland aus, das eine wichtige Funktion für die lokale Energie- und Wärmetransformation hat [DVGW (2024): ENEVEG]. Eine volkswirtschaftlich effiziente Verteilung stellt der Transport von aus Biomasse gewonnenem Biomethan über Gasnetze dar, sodass eine Perspektive für ein deutschlandweites Methanetz, das regionale Netze sowie Biomethan-Erzeuger und -Konsumenten miteinander verknüpft, auch über das Jahr 2045 hinaus besteht.

2.4.2 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Methan- und Wasserstoffnetze? [max. 2500 Zeichen]

Die Bedeutung der Gasverteilnetze in einem klimaneutralen Energiesystem wurde in der SES 2024 nicht umfassend genug untersucht. Beginnend mit dem Prozess zur Entwicklung der SES 2027 sollte eine intensive Betrachtung der Rolle der Gas- und Wasserstoffverteilnetze zur Versorgung der o. g. Endverbraucher erfolgen. Zudem sollte auch die Rolle von klimaneutralem Methan (Biomethan und E-Methan) sowie dessen Import/Export, Transport und Verteilung eingehend untersucht werden. Biogas kann zudem mittels Pyrolyse / Plasmalyse zu Wasserstoff umgewandelt werden, sodass auch in Gebieten mit einem Wasserstoffnetz (dezentrale) Biogaspotenziale erschlossen werden können, was im Zuge der SES 2027 Berücksichtigung finden sollte.

2.4.3 Teilen Sie die Beschreibung der Stromnetze? [max. 3000 Zeichen]

2.4.4 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Stromnetze? [max. 2500 Zeichen]

In Deutschland existieren 69.615 Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer kumulierten, installierten Leistung von rund 5 GW bzw. 6 Prozent des Kraftwerksparks, die als kleine, dezentrale KWK-Anlagen an die Strom- und Gasverteilnetze angeschlossen sind und die Wärmeversorgung vor Ort sichern sowie dazu beitragen, die Schwankungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) auszugleichen. Die Rolle der KWK bei der Optimierung des Stromverteilnetzausbaus und deren Nutzen als Flexibilitätsgeber zur Absicherung der Stromversorgung sollten im Rahmen des SES 2027 untersucht werden.

2.4.5 Teilen Sie die Beschreibung des CO₂-Transportnetzes? [max. 3000 Zeichen]

Der DVGW stimmt der Aussage in der SES 2024 zu, dass die rechtzeitige Bereitstellung zuverlässiger und kosteneffizienter Transportoptionen für CO₂ eine Voraussetzung für den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit von deutschen Industriestandorten ist, da sich Treibhausgasemissionen in einigen Branchen nicht durch andere Technologien vermeiden lassen.

Der Anschluss von CO₂-Punktquellen und CO₂-Senken an ein überregionales Transportnetz und Infrastrukturen zum Export des CO₂ (z. B. via einer europäischen CO₂-Transportinfrastruktur) ist dabei essentiell. Der gesetzliche Rahmen für den Transport und Export von CO₂ muss schnellstmöglich beschlossen werden und einen beschleunigten Aufbau der CO₂-Infrastruktur ermöglichen, damit Anfang der 2030er Jahre CO₂-Infrastrukturen bereitstehen und die betroffenen Industrieunternehmen die Möglichkeit zur Emissionsreduktion erhalten. Ein schnelles Handeln ist erforderlich, da Unternehmen durch die Teilnahme am Europäischen Emissionshandel steigenden Zertifikatspreisen ausgesetzt sind.

Das CO₂-Transportnetz wird voraussichtlich neu aufgebaut werden müssen. Grund für den Neubau ist, dass sich die technischen Anforderungen von CO₂ im Verhältnis zu anderen Gasen unterscheiden und somit die Umnutzung des bestehenden (Erdgas-)Netzes dafür nicht bzw. schlecht geeignet ist. Aktuell wird davon ausgegangen, dass es kostengünstiger und wettbewerbsfähiger ist, CO₂ in der sogenannten "dense"-Phase pipelinegebunden zu transportieren. Wo die Möglichkeit besteht, könnten Trassen nicht mehr benötigter Erdgasleitungen genutzt werden, um so wenig wie möglich in Flächen einzugreifen. Eine Umrüstung von Erdgasnetzen auf den Transport von CO₂ ist nur möglich, wenn das CO₂ im gasförmigen Zustand transportiert wird. Dies ist in Bezug auf Kapazitäten und Antriebsenergie weniger effizient als der Transport in flüssiger oder dichter Phase. Der Transport in dichter Phase erfordert zwar mehr technischen Aufwand für die anfängliche Druckerhöhung, ist jedoch bei größeren Transportmengen und -distanzen klar zu bevorzugen.

Eine koordinierte Planung einer CO₂-Infrastruktur zusammen mit den Infrastrukturplanungen zu Strom, Methan und Wasserstoff, wie in der SES 2024 vorgeschlagen, ist dabei wichtig.

2.4.6 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf das CO₂-Transportnetz? [max. 2500 Zeichen]

Die in den Langfristszenarien erwartete Gesamtlänge eines CO₂-Transportnetzes von 5.000 bis 6.000 km und die technische Möglichkeit der Umrüstung von Erdgasleitungen für den CO₂-Transport sollte eingehender geprüft werden. Zudem ist zu prüfen, ob neben der technischen Machbarkeit auch eine zeitlich sinnvolle Reihenfolge für die Umstellung realisierbar ist. Oder ist möglicherweise eine parallele Nutzung der Netze erforderlich? Werden die Hochdrucknetze weiterhin für Methan benötigt, während gleichzeitig bereits eine CO₂-Infrastruktur genutzt werden muss?

Neben den o. g. technischen Aspekten müssen die derzeit offenen Fragen zum Finanzierungsrahmen und De-Risking für den CO₂-Infrastrukturaufbau untersucht und zeitnah beantwortet werden, damit die benötigte Infrastruktur für das verarbeitende Gewerbe zur Verfügung steht, um Emissionsminderungen zu realisieren. Für den erfolgreichen Aufbau der Carbon Management-Wertschöpfungskette, insbesondere der CO₂-Transportinfrastruktur, sind passende Investitionsbedingungen und ein De-Risking beim privatwirtschaftlichen Aufbau unerlässlich. Der Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur erfordert erhebliche Investitionen insbesondere in den ersten Jahren, wenn die Infrastruktur noch nicht vollständig ausgelastet ist. Ohne geeignete finanzielle Anreize und Absicherungsmechanismen könnten potenzielle Investoren durch die hohen Anfangskosten und die Unsicherheiten abgeschreckt werden. Ein verlässlicher Finanzierungs- und Absicherungsmechanismus ist notwendig, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und den Hochlauf der Infrastruktur zu beschleunigen. Dies könnte durch staatliche Förderungen, langfristige Verträge oder andere finanzielle Anreize wie z. B. Bürgschaften oder Garantien erreicht werden, die

das Risiko für private Investoren minimieren. Ein solcher Rahmen würde nicht nur die Attraktivität von Investitionen in die CO₂-Transportinfrastruktur erhöhen, sondern auch sicherstellen, dass die notwendigen Kapazitäten rechtzeitig zur Verfügung stehen, um die Klimaziele zu erreichen.

3 Bewertung der Ankerpunkte

3.1 Ankerpunkte zur Energienachfrage

Thema Jahr Wert	Bewertung Wert	Kommentar [max. 300 Zeichen]
Bruttostromverbrauch 2035: Über 950 TWh	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch (X)	Die Entwicklung beim Stromverbrauch ist seit dem Jahr 2017 im Trend rückläufig [AGEB (2024): Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland. Daten für die Jahre 1990 – 2023]. 2024 sank der Bruttostromverbrauch auf 510 TWh [Agora Energiewende (2024): Die Energiewende in Deutschland S. 42].
Bruttostromverbrauch 2045: 1.100 – 1.300 TWh	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch (X)	Im Fall einer Entwicklung, die sich stärker an ein Wasserstoffszenario anlehnt, kann der Bruttostromverbrauch auch niedriger ausfallen und unterhalb der angegebenen Bandbreite liegen [vgl. Entwurf Szenariorahmen zum NEP-Strom (2024): S. 36f: 967 TWh im Jahr 2045].
Bruttostromverbrauch Industrie 2035: 250 – 320 TWh	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Anzahl Wärmepumpen 2035: 8 – 12 Mio.	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch (X)	Ausgehend von alternativen Marktentwicklungen (u .a. als Folge der Ergebnisse der Kommunalen Wärmeplanungen und des technologieoffenen GEG), ist von einer geringeren Anzahl im Jahr 2035 auszugehen. Siehe auch Anmerkungen zur Wasserstoffnachfrage Dezentrale Gebäudewärme.
Anzahl Wärmepumpen 2045: 15 – 18 Mio.	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch (X)	Ausgehend von alternativen Marktentwicklungen (u .a. als Folge der Ergebnisse der Kommunalen Wärmeplanungen und des technologieoffenen GEG), ist von einer geringeren Anzahl im Jahr 2045 auszugehen. Siehe auch Anmerkungen zur Wasserstoffnachfrage Dezentrale Gebäudewärme.
E-Pkw 2035: 22 – 24 Mio.	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
E-Pkw 2045: Fast komplette Flotte	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Anzahl elektrische leichte und mittlere Nutzfahrzeuge 2035: Über 3 Mio.	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Anzahl elektrische leichte und mittlere Nutzfahrzeuge 2045: Fast komplette Flotte	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Schwere E-Lkw 2035: Über 250.000	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Schwere E-Lkw 2045: 420.000 – 500.000	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Wasserstoffnachfrage 2045: 360 – 500 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Die Wasserstoffnachfrage könnte im Jahr 2045 deutlich oberhalb der 500 TWh liegen. Siehe dazu die TWh-Angaben zu den einzelnen Endverbrauchern.
Wasserstoffnachfrage Industrie 2045: 300 – 400 TWh	Zu niedrig () Angemessen (X) Zu hoch ()	
Wasserstoffnachfrage Stahlproduktion 2035: Rund 50 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Der Nationale Wasserstoffrat beziffert den Wasserstoffbedarf für die Stahlproduktion im Jahr 2035 auf 63 TWh [Nationaler Wasserstoffrat

		(2024): Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland].
Wasserstoffnachfrage Stahlproduktion 2045: Bis zu 80 TWh	Zu niedrig () Angemessen (X) Zu hoch ()	
Wasserstoffnachfrage High value chemicals 2045: Bis zu 150 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Die Wasserstoffnachfrage der chemischen Industrie könnte im Jahr 2045 bis zu 243 TWh/Jahr betragen [VCI und VDI (2024): Chemistry4Climate, Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Ein Update, S. 7].
Wasserstoffnachfrage Dezentrale Gebäudewärme: kein umfangreicher und großflächiger Einsatz	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Die Nachfrage könnte aufgrund der technologieoffenen Ausgestaltung des GEG und der kommunalen Wärmepläne umfangreich und großflächig ausfallen und sich 2045 im dreistelligen TWh-Bereich befinden [Nationaler Wasserstoffrat (2024): Treibhausgaseinsparungen und Wasserstoffbedarf in Deutschland].
Wasserstoffnachfrage Schwerlast, Busse, Schiene 2045: Deutlich unter 40 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Der Nationale Wasserstoffrat geht für das Jahr 2045 allein für schwere Nutzfahrzeuge und Busse von einer Nachfrage von 88 TWh aus [Nationaler Wasserstoffrat (2024): Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland].
Wasserstoffkraftwerke 2035: Mind. 20 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Der Nationale Wasserstoffrat geht für das Jahr 2035 von einer Nachfrage von 30 TWh aus [Nationaler Wasserstoffrat (2024): Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland].
Wasserstoffkraftwerke 2045: 60 – 120 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Der Nationale Wasserstoffrat geht für das Jahr 2045 von einer Nachfrage von 80 – 200 TWh aus [Nationaler Wasserstoffrat (2024): Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland].
Wasserstoffderivate 2045: Rund 200 TWh	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Wärmenetzanschlüsse 2045: 4 – 5 Mio.	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	

3.2 Ankerpunkte zum Energieangebot

Thema Jahr Wert	Bewertung Wert	Kommentar [max. 300 Zeichen]
Angebot Wind an Land 2035: 157 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	Der Ausbau an Land lag 2024 noch unterhalb des benötigten Ausbaupfads und müsste sich deutlich erhöhen, um z. B. das Ziel für das Jahr 2030 zu erreichen. Die zuletzt positive Entwicklung bei Ausschreibungen sollte betrachtet werden [Agora Energiewende (2024): Die Energiewende in Deutschland S. 53f].
Angebot Wind an Land 2045: Mind. 160 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Angebot Wind auf See 2035: 50 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	Der Ausbau liegt unterhalb des Zielpfads bzw. müsste vervierfacht werden, um das Ziel für das Jahr 2030 zu erreichen [Agora Energiewende (2024): Die Energiewende in Deutschland, S. 55]. Maßnahmen zu Offshore-Wind o. zur Versorgungssicherheit ggf. nötig [McKinsey (2024) Zukunftspfad Stromversorgung].
Angebot Wind auf See 2045: Mind. 70 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Angebot Photovoltaik 2035: 309 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Angebot Photovoltaik 2045: Mind. 400 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Elektrolyseure 2035: 30 – 40 GWel	Zu niedrig () Angemessen (X) Zu hoch ()	Derzeit befindet sich in Deutschland der Großteil der Projekte zu Elektrolyseuren in der Planungsphase [EWI (2024): Datengrundlage für E.ON H2Bilanz 2024 2. Halbjahr]. In Abhängigkeit von weiteren Maßnahmen und Impulsen zur Anreizung von Investitionsentscheidungen könnte das Ziel erreicht werden.
Elektrolyseure 2045: 60 – 80 GWel	Zu niedrig () Angemessen (X) Zu hoch ()	e.venture geht bei einer Auswertung mehrerer Studien von einem Bedarf an heimischen Elektrolyseuren von 70 GW im Jahr 2040 aus [e.venture (2023): Zukunft des deutschen Strommarktes, S. 5].
Importquote Wasserstoff 2045: 50 – 70%	Zu niedrig () Angemessen (X) Zu hoch ()	
Interkonnektoren Strom 2045: 80 – 90 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch (X)	ACER stellt in Bezug auf die länderübergreifenden Infrastrukturen und den TYNDP 2020 bei allen Ländergrenzen eine Lücke von 50 % zwischen geplanten und benötigten Kapazitäten fest [ACER (2024): Electricity infrastructure. 2024 Monitoring Report S. 16f. und S. 38]
Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft) 2035: 50 – 60 GW	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Der Bedarf an H ₂ -Kraftwerken zur Vermeidung einer Unterversorgung wird im Zieljahr 2045 höher erwartet. Daher ist auch für das Stützjahr 2035 von einem höheren Bedarf auszugehen, mindestens aber von einem Bedarf am oberen Ende der Bandbreite.
Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft) 2045: 60 – 80 GW	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Studien sehen einen Bedarf an H ₂ -Kraftwerken von 75 GW im Jahr 2040 [e.venture (2023): Zukunft des deutschen Strommarktes, S. 5] und 100 GW im Jahr 2045 [Löffler und Marquardt (2023): Wie viele Wasserstoff -Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?, S. 693].
Wasserstoffspeicher 2035: Mind. 15 TWh	Zu niedrig () Angemessen (X) Zu hoch ()	Der NWR geht bei einer Wasserstoffnachfrage von 150 TWh von einem Speicherbedarf von 15 TWh aus [Nationaler Wasserstoffrat (2021): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher, S. 10]. Das O45 H2-Szenario sieht für das Jahr 2035 einen

		Bedarf von 161 TWh vor, sodass der Speicherbedarf über 15 TWh läge.
Wasserstoffspeicher 2045: 80 – 100 TWh	Zu niedrig (X) Angemessen () Zu hoch ()	Zum Ausgleich eines Leistungsdefizits und zur Vermeidung einer Unterversorgung wird ein Wasserstoffspeicher-Bedarf von 120 TWh im Jahr 2045 gesehen [Löffler und Marquardt (2023): Wie viele Wasserstoff -Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?].
Stationäre Batteriespeicher 2035: Mind. 35 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	
Stationäre Batteriespeicher 2045: Mind. 50 GW	Zu niedrig () Angemessen () Zu hoch ()	

3.3 Weiterer Untersuchungsbedarf Ankerpunkte

Die Ankerpunkte fassen wesentliche Festlegungen der Systementwicklungsstrategie zusammen. Um eine aus gesamtsystemischer Sicht kohärente und robuste Planung der Energieinfrastrukturen zu gewährleisten, sollten die Ankerpunkte in den Szenariorahmen der Netzbetreiber berücksichtigt werden.

3.3.1 Sehen Sie Ergänzungsbedarf in Bezug auf die Ankerpunkte, z.B. Einbezug zusätzlicher Themen oder Jahre? [max. 2500 Zeichen]

Bei den Ankerpunkten zum Energieangebot sollten die folgenden Ankerpunkte hinzugefügt werden: Ergänzend zu den bestehenden Ankerpunkten sollten beim Energieangebot Ankerpunkte zu Biomethan und E-Methan hinzugefügt werden. Dabei sollte jeweils zwischen der heimischen Erzeugung und Importen differenziert werden (jeweils in TWh). Zudem sollte ein Ankerpunkt zu Methan-Speichern hinzugefügt werden.

Bei den Ankerpunkten zur Energienachfrage sollten die folgenden Ankerpunkte hinzugefügt werden: Zur Wasserstoffnachfrage der Industrie sollte analog zu den Ankerpunkten zur chemischen Industrie und zur Stahlindustrie ein weiterer Ankerpunkt zum Wasserstoffbedarf weiterer Industriebranchen mit aufgenommen werden.

Für alle neuen Ankerpunkte sollten die Angaben zu den gleichen Zeitpunkten bzw. Zieljahren erfolgen wie bei den bestehenden Ankerpunkten.

Als ergänzende Eingangsgröße für die Ankerpunkte wäre zudem eine Bottom-up-Betrachtung ("Pfadscenario") sinnvoll. In diesem Pfadscenario würden die Zielwertszenarien (BMWK-Langfristszenarien) um eine Befragung von Branchenakteuren zu deren Transformationspfaden ergänzt. Das BMWK selbst hat in der Vergangenheit einen entsprechenden Diskurs mit bestimmten Industrien geführt [Die Bundesregierung (2022): Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier und NE-Metallindustrie. Ergebnisrapport zum NWS-Industriedialog]. Das Pfadscenario müsste jedoch weitere Akteure aus anderen Anwendungsbereichen umfassen als der o. g. Dialog.