

## **Antwort**

### **der Bundesregierung**

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Lorenz Gösta Beutin, Sabine Leidig, Hubertus Zdebel, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE.  
– Drucksache 19/21451 –**

### **Ökologische Folgen und Kosten der Wasserstoffwirtschaft (Nachfrage zur Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage auf Bundestagsdrucksache 19/18834)**

#### Vorbemerkung der Fragesteller

Wasserstoff wird zweifellos benötigt, um künftig einen Teil des Energie- und Grundstoffbedarfs im Verkehrssektor, in Raffinerien, Hochöfen und der Chemiebranche zu decken, später auch als Langzeitspeicher für Elektrizität. Tatsächlich klimaschutztauglich ist dabei nach Ansicht der Fragestellenden aber nur sogenannter grüner Wasserstoff: Elektrolyseanlagen spalten mit Hilfe von Strom Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff auf. Nur wenn der eingesetzte Strom regenerativ erzeugt wurde, entsteht der Wasserstoff weitgehend CO<sub>2</sub>-frei und kann das Label „grün“ beanspruchen.

Eine Wasserstoffelektrolyse mittels Graustrom (also mit einem Strommix aus dem Netz, der fossile Anteile enthält) nimmt hingegen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung in Kauf, die umso höher sind, je höher der Anteil an Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerken ist. Auch beim derzeit gängigsten Verfahren zur Wasserstoffherstellung – der Dampfreformierung von Erdgas (Methan) – wird CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre freigesetzt. Beide Methoden haben sogenannten grauen Wasserstoff zum Ergebnis.

In den ersten Entwürfen der Wasserstoffstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wurde neben „grünem Wasserstoff“ auch „blauer Wasserstoff“ als „CO<sub>2</sub>-frei“ definiert, gleichwohl diese Bezeichnung nach Ansicht der Fragestellenden irreführend ist. Blauer Wasserstoff bezeichnet schließlich Wasserstoff, dessen Erzeugung mit einem CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und CO<sub>2</sub>-Speicherungsverfahren gekoppelt werden muss (engl. Carbon Capture and Storage, CCS), also auf fossilen Grundstoffen und CO<sub>2</sub> als „Abfall“ beruht. CCS gilt in Deutschland als hochumstritten (siehe den Evaluierungsbericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie gemäß § 44 des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes, <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/068/1906891.pdf>). In der jüngst von der Bundesregierung verabschiedeten Wasserstoffstrategie wird blauer Wasserstoff nunmehr als „CO<sub>2</sub>-neutral“ bezeichnet.

Als „türkiser Wasserstoff“ (und ebenfalls „CO<sub>2</sub>-neutral“ im Sinne der verabschiedeten Wasserstoffstrategie) wird Wasserstoff benannt, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) in einem Hochtemperaturreaktor hergestellt wird. Anstelle von CO<sub>2</sub> entsteht dabei fester Kohlenstoff in großen Mengen. Voraussetzungen für die CO<sub>2</sub>-Neutralität des Verfahrens ist auch hier Strom aus erneuerbaren Energiequellen, zudem die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs. Allerdings scheint „türkiser Wasserstoff“ bislang nur in wenigen Laboranlagen produziert zu werden; von einer industriellen Anwendung ist das Verfahren offensichtlich weit entfernt (Bundesregierung 2020, Methanpyrolyse: Klimafreundlicher Wasserstoff aus Erdgas, <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/wasserstoff-aus-methanpyrolyse.php>; Greenpeace 2020, Kurzstudie Blauer Wasserstoff, <https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/blauer-wasserstoff-studie-2020.pdf>; Tagesspiegel Background, <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/gazprom-sucht-rolle-in-der-wasserstoffzukunft>).

Aus Wasserstoff können Folgeprodukte hergestellt werden (Ammoniak, Methanol, Methan, Benzin, Diesel usw.). Sofern diese Produkte unter der Verwendung von „grünem“ Wasserstoff erzeugt werden, wird in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung übergreifend von Power-to-X (PtX) gesprochen. Je nachdem, ob die erzeugten Folgeprodukte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von Power-to-Gas (PtG) oder von Power-to-Liquid (PtL)

In der verabschiedeten Wasserstoffstrategie wird allein grüner Wasserstoff von der Bundesregierung als „auf Dauer nachhaltig“ bezeichnet. Allerdings ist wenige Zeilen weiter zu lesen, dass sich in den nächsten zehn Jahren ein globaler und europäischer Wasserstoffmarkt herausbilden werde. Auf diesem Markt werde „auch CO<sub>2</sub>-neutraler (z. B. ‚blauer‘ oder ‚türkiser‘) Wasserstoff gehandelt werden“. Und weiter: „Aufgrund der engen Einbindung von Deutschland in die europäische Energieversorgungsinfrastruktur wird daher auch in Deutschland CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff eine Rolle spielen und, wenn verfügbar, auch übergangsweise genutzt werden.“ Aufgrund des Zahlengerüsts der Wasserstoffstrategie lässt sich nach Berechnung der Frage abschätzen, dass langfristig bis 80 Prozent des in Deutschland künftig genutzten Wasserstoffs importiert werden könnte. In einem globalen Wasserstoffmarkt könnte dies jeglicher Wasserstoff sein. Es stellt sich unter diesen Umständen die Frage, wieviel von dem kommunizierten Vorrang grünen Wasserstoffs übrigbleiben wird.

Nach den Plänen der Bundesregierung und verschiedener Akteurinnen und Akteure in Politik und Wirtschaft soll selbst der benötigte „grüne Wasserstoff“ bzw. dessen chemische Transformationsprodukte größtenteils aus dem Ausland kommen, da es in Deutschland zu wenig Platz und Akzeptanz für die benötigte Zahl von großen Photovoltaik-Anlagen und Windparks gebe (vgl. <https://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energie-wende-peter-altmaier-will-globale-vorreiterrolle-bei-co2-freiem-wasserstoff-a-f05471a8-620e-4e05-970c-bf609aee0ae0>). Vielfach werden Südeuropa, die Maghrebstaaten, Westafrika oder gar die windhöfliche chilenische Pazifikküste als Lieferanten für den „grünen Wasserstoff“ genannt (<https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetails/ansicht/pub/kurzanalyse-gruener-wasserstoff-internationale-kooperationspotenziale-fuer-deutschland/>). Hierbei handelt es sich überwiegend um (semi-)aride Regionen, die sich heute schon durch Wasserstress auszeichnen. Durch den Klimawandel könnte sich der Wassermangel in diesen Regionen verschärfen. Die Umstellung des Energiesystems in Deutschland und in der EU auf überwiegend importierten „grünen Wasserstoff“ würde in potenziellen Lieferländern zudem zusätzliche Meerwasserentsalzungsanlagen erfordern (<https://www.dw.com/de/wasserstoff-deutschland-setzt-auf-westafrika/a-52337278>). Da nicht nur Deutschland, sondern auch andere europäische Länder eine Wasserstoffwirtschaft aufbauen wollen, würde sich in den diskutierten Herkunftsregionen des „grünen Wasserstoffs“ der Wasserbedarf vervielfachen.

In den genannten Herkunftsregionen gibt es in der Regel weder fossile noch biogene CO<sub>2</sub>-Quellen, mit denen „grüner Wasserstoff“ aus den Elektrolysean-

lagen direkt vor Ort zu Methan, Methanol und weiteren reduzierten Kohlenwasserstoffverbindungen weiterverarbeitet werden kann.

Der Einsatz von „grünem Wasserstoff“ (mittels Brennstoffzellen oder synthetischen Kraftstoffen) in Mobilitätsanwendungen, die alternativ auch mit direkt elektrischen Antrieben (Oberleitungen, Batterien) betrieben werden könnten, erfordert infolge der Umwandlungsverluste der Wasserstofftechnologien gegenüber direkt elektrischen Antrieben je gefahrenen Kilometer das Zweieinhalb- bis Fünffache an Ökostrom (Agora Energiewende 2018, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/03\\_Folien\\_satz\\_Deutsch\\_und\\_Maier\\_SynKost-VA\\_13022018.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/03_Folien_satz_Deutsch_und_Maier_SynKost-VA_13022018.pdf)). Darüber hinaus gilt er als deutlich teurer.

Laut Metastudie des Öko-Instituts „Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland“ kann die Herstellung strombasierter Stoffe zu höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen führen als die Nutzung fossiler Alternativen, solange noch fossile Erzeugungskapazitäten im Stromsystem eingesetzt würden und diese durch die Herstellung strombasierter Stoffe stärker zum Einsatz kämen. Eine Umstellung der Wasserstoffherstellung auf die Elektrolyse etwa könne erst ab einem Stromemissionsfaktor von ca. 200 g CO<sub>2</sub>/kWhel zu Treibhausgasminderungen beitragen, der erst bei 70 Prozent Ökostrom im Netz erreicht sei (Bundesrepublik Deutschland 2019: 43 Prozent). Ein Klimavorteil von strombasierten Substituten für Diesel und Erdgas ergebe sich gar erst in dem Bereich der CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung von ca. 150 g CO<sub>2</sub>/kWhel. Diese Stromemissionsfaktoren seien erst ab einem rund 80-prozentigen Ökostromanteil an der Stromerzeugung und frühestens um das Jahr 2040 zu erwarten (Bundesrepublik Deutschland 2019: 43 Prozent).

Beachtung finden sollten auch Kostenbetrachtungen, zu denen sich Fragen ergeben. So ergab die Studie des Umweltbundesamtes (UBA) aus dem Jahr 2019, „Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050“, dass ein umfassender Brennstoffzelleneinsatz im Straßenverkehr gegenüber einer möglichst direkten Nutzung von Strom über batterieelektrische Fahrzeuge im Zeitraum 2020 bis 2050 rund 600 Mrd. Euro Mehrkosten verursachen würde. Berücksichtigt wurden: Bereitstellung des Wasserstoffes, Aufbau und Betrieb der Infrastruktur zur Wasserstoffversorgung sowie Fahrzeugherstellung.

Aufgrund der klaren Hinweise darauf, dass der Einsatz von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten im motorisierten Straßenverkehr gegenüber batterieelektrisch angetriebenen Elektrofahrzeugen mit sehr hohen Energieverlusten und enormen zusätzlichen Kosten verbunden ist (erst recht gegenüber Bahnen und E-Bussen sowie Verkehrsreduzierung), stellt sich die Frage, warum ihr Einsatz mit der Wasserstoffstrategie über dessen Aktionsplan forciert wird. So will die Bundesregierung die nationale Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II nutzen, um die Anrechnung des Einsatzes von grünem Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen auf die Treibhausgasminderungsquote zu ermöglichen. Anreize bei der RED II-Umsetzung sollen so gesetzt werden, „dass grüner Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen schnellstmöglich zum Einsatz kommt“. Es soll einen „koordinierte(n) Aufbau einer bedarfsgerechten Tankinfrastruktur“ für Wasserstoff und Synfuels geben, der Energie- und Klimafonds (EKF) soll dafür „über alle alternativen Technologien“ bis 2023 3,4 Mrd. Euro als Zuschüsse zur Errichtung von Tank- und Ladeinfrastruktur erhalten. Wäre dies alles so zu verstehen, dass die Wasserstoffstrategie letztlich auch den Aufbau einer kompletten parallelen Infrastruktur für E-Mobilität, Wasserstofffahrzeuge und Synfuels zum Ziel hat, würde Deutschland nach Auffassung der Fragestellenden wohl einen der teuersten Dekarbonisierungspfade für den Straßenverkehr beschreiten.

Laut Wasserstoffstrategie der Bundesregierung soll darauf geachtet werden, dass ein Import von „grünem“ Wasserstoff oder darauf basierenden Energieträgern nach Deutschland „zusätzlich“ sei und nicht zu Lasten der häufig unzureichenden erneuerbaren Energieversorgung in den Entwicklungsländern gehe. Alle der im Fokus der Bundesregierung stehenden Länder haben jedoch Ökostromquoten, die weit unterhalb der oben angeführten Quoten liegen, ab

denen die Wasserstoffelektrolyse volkswirtschaftlichen zu Treibhausgaseinsparungen führt. Ferner ist der Anteil der Haushalte mit Zugang zur Stromversorgung mit Ausnahme Marokkos vergleichsweise niedrig. So betragen beispielsweise die entsprechenden Werte für Niger 1 bzw. 13 Prozent, für Marokko 19,7 bzw. 99 Prozent, für Tunesien 3 Prozent bzw. unbekannt oder für Westafrika insgesamt 28,8 bzw. 54 Prozent (eigene Berechnungen, u. a. auf Grundlage von <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-all-data.xlsx> sowie IEA (2019), World Energy Outlook 2019 – Electricity Access Database, aufrufbar auf <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projects>).

In der Antwort der Bundesregierung auf Bundestagsdrucksache 19/18834 führt diese aus, im Rahmen der Energiepartnerschaften unterstütze sie „integrierte Ansätze, d. h. zunächst die dekarbonisierte Eigenversorgung und zusätzlich die Förderung von Exportoptionen von Ökostrom und klimaneutralem Wasserstoff“. Die Bundesregierung fördere „keinen Export von Wasserstoff, der auf Kosten der Eigenversorgung“ produziert werde. Unklar bleibt jedoch angesichts der überwiegend niedrigen Ökostrom- und Dekarbonisierungsquoten der fraglichen Länder, welche Kriterien die Bundesregierung genauer zur Beurteilung heranziehen will, ab wann etwa eines der Länder „Wasserstoffexportfähig“ wäre.

Die folgenden Fragen wurden größtenteils bereits mit der Kleinen Anfrage der Fraktion DIE LINKE. auf Bundestagsdrucksache 19/18122 gestellt. Sie wurden jedoch von der Bundesregierung zu einem erheblichen Anteil in ihrer Antwort auf Bundestagsdrucksache 19/18834 nach Ansicht der Fragestellenden nicht oder nur in Ansätzen beantwortet, unter anderem mit Begründungen wie: „Diese Fragen werden im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie adressiert, die sich derzeit noch in der Ressortabstimmung befindet“.

Nunmehr wurde die Nationale Wasserstoffstrategie am 10. Juni 2020 vom Bundeskabinett verabschiedet.

1. Welchen Wasserstoffbedarf sieht die Bundesregierung für die Jahre 2025, 2030 und 2050 in welchen Sektoren der Bundesrepublik und insgesamt (bitte tabellarisch darstellen)?

Der nationale Verbrauch von Wasserstoff liegt aktuell bei rund 55 Terrawattstunden (TWh). Der Bedarf besteht dabei hauptsächlich für stoffliche Herstellungsverfahren im Industriesektor und verteilt sich gleichmäßig zwischen der Grundstoffchemie (Herstellung von Ammoniak, Methanol usw.) und der Petrochemie (Herstellung konventioneller Kraftstoffe). Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von circa 90 bis 110 TWh.

Die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes in Deutschland, aber auch weltweit, wird maßgeblich von dem Ambitionsniveau des Klimaschutzes und der zur Erreichung jeweils verfolgten Strategien bestimmt. Vor dem Hintergrund des Übereinkommens von Paris und dem Bekenntnis der Bundesregierung zu dem Ziel der Treibhausgasneutralität 2050 werden für den Wasserstoffmarkt folgende Entwicklungen erwartet: Bis 2030 wird durch den Anstoß des Markthochlaufs ein erster Anstieg des Bedarfs an Wasserstoff insbesondere im Industriesektor (Chemie, Petrochemie und Stahl) und zu einem geringeren Maße im Verkehr erwartet. Konservative Abschätzungen gehen in der Industrie von einem zusätzlichen Bedarf von 10 TWh aus. Weiterhin ist von einem wachsenden Bedarf für die brennstoffzellenbetriebene Elektromobilität auszugehen. Weitere Verbraucher (z. B. langfristig Teile der Wärmeversorgung) könnten hinzukommen. Um das Ziel der Treibhausgasneutralität 2050 erreichen zu können, werden Wasserstofftechnologien auch in Deutschland eine wichtige Rolle spielen müssen. Verschiedene Studien mit Szenarien, in denen die Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert

werden und die dabei das gesamte Energiesystem betrachten, lassen einen Verbrauch von strombasierten Energieträgern in Größenordnungen zwischen 110 TWh (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; BMU, Klimaschutzszenarien) und rund 380 TWh (Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., BDI, Klimapfade) in 2050 erwarten. Neben den Industrie- und Verkehrssektoren entsteht langfristig auch ein Bedarf im Umwandlungssektor. Die zukünftige Ausgestaltung der politischen Rahmenbedingungen, insbesondere hinsichtlich der Ambitionen beim Klimaschutz und der zur Erreichung jeweils verfolgten Strategien, wird dabei maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung der Gesamtnachfrage und die Verbräuche in den einzelnen Sektoren haben.

2. Welcher Anteil am Wasserstoffbedarf soll in den Jahren 2025, 2030 und 2050 in welchen Sektoren der Bundesrepublik als „grauer Wasserstoff“, „grüner Wasserstoff“, „blauer Wasserstoff“ und „türkiser Wasserstoff“ gedeckt werden (bitte tabellarisch darstellen)?
3. Welche Vorstellung hat die Bundesregierung davon, inwieweit (in welchen Anteilen und Größenordnungen) nach Deutschland importierter Wasserstoff in den Jahren 2025, 2030 und 2050 einerseits als reiner Wasserstoff und andererseits verarbeitet zu Methan, Methanol bzw. weiteren reduzierten Kohlenwasserstoffverbindungen nach Deutschland gelangen könnte?

Welcher Anteil daran sollte nach Auffassung der Bundesregierung dabei auf „grünem“ und welcher auf „blauem“ bzw. „türkisenem“ Wasserstoff beruhen (bitte tabellarisch darstellen)?

Die Fragen 2 und 3 werden gemeinsam beantwortet.

Aus Sicht der Bundesregierung ist nur Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt wurde („grüner“ Wasserstoff), auf Dauer nachhaltig. Daher ist es Ziel der Bundesregierung, grünen Wasserstoff zu nutzen, für diesen einen zügigen Markthochlauf zu unterstützen sowie entsprechende Wertschöpfungsketten zu etablieren. Die Bundesregierung geht jedoch gleichzeitig davon aus, dass sich in den nächsten zehn Jahren ein globaler und europäischer Wasserstoffmarkt herausbilden wird. Auf diesem Markt wird auch CO<sub>2</sub>-neutraler (z. B. „blauer“ oder „türkiser“) Wasserstoff gehandelt werden. Aufgrund der engen Einbindung von Deutschland in die europäische Energieversorgungsinfrastruktur wird daher auch in Deutschland CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff eine Rolle spielen und, wenn verfügbar, auch übergangsweise genutzt werden.

Um einen Teil dieses Bedarfs im Jahr 2030 von ca. 90 bis 110 TWh zu decken, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung entstehen. Dies entspricht einer grünen Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh. Um den zukünftigen Bedarf zu decken, wird der überwiegende Teil des benötigten Wasserstoffs aber importiert werden müssen. Eine darüber hinaus gehende sektorale Zielplanung zum Einsatz von Wasserstoff besteht nicht. Ein hoher Bedarf an Wasserstoff bzw. dessen Folgeprodukten besteht in jedem Fall in der Industrie (insbesondere Chemie, Stahl) und im Verkehrsbereich (insbesondere Flug- und Seeverkehr sowie Teilen des Schwerlastverkehrs).

4. Folgt die Bundesregierung der These, dass bei einer klimapolitischen Betrachtung auf Ebene einer Volkswirtschaft die durchschnittliche Ökostromquote eines Landes maßgeblich dafür ist, ob überhaupt bzw. inwieweit über Elektrolyseverfahren hergestellter Wasserstoff gegenüber fossilen Substituten Treibhausgase einspart, und nicht die konkrete Erzeugungsart einer Stromversorgungsanlage eines Elektrolyseurs, da beispielsweise in Deutschland bei Windkraftstrom noch für absehbare Zeit stets ein (auch hinsichtlich Treibhausgaseinsparungen) wesentlich effizienterer alternativer Ökostromeinsatz zur Ablösung von Kohlestrom in Betracht zu ziehen ist?
5. Kann die Bundesregierung die Plausibilität der in den Vorbemerkungen angeführten Berechnungen des Öko-Instituts bestätigen, nach der die Herstellung von Wasserstoff auf Grundlage der Elektrolyse erst bei etwa 70 Prozent Ökostrom im Netz, und als Substitut für Diesel oder Erdgas sogar erst bei 80 Prozent Ökostromanteil an der Stromerzeugung zu Treibhausgasminderungen beitragen könne?
6. Kann die Bundesregierung bestätigen, dass im Umkehrschluss die Herstellung von Wasserstoff mit einem Strommix bei der Elektrolyse unterhalb der in der vorhergehenden Frage angegebenen Ökostromanteil-Schwellenwerte zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen führt?

Die Fragen 4 bis 6 werden gemeinsam beantwortet.

Die aus heutiger Sicht erforderliche Nutzung von Wasserstoff setzt einen langfristigen Markthochlauf voraus, damit die relevanten Technologien bis 2050 die erforderliche Marktdurchdringung erreichen. Als erster Schritt für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien ist eine starke und nachhaltige inländische Wasserstoffproduktion und Wasserstoffverwendung unverzichtbar. Um den Klimavorteil des Wasserstoffs zu erreichen wird die Bundesregierung sicherstellen, dass die durch die Elektrolyseanlagen induzierte Nachfrage nach Strom im Ergebnis nicht zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führt.

Die Bundesregierung strebt unabhängig von der konkreten Verwendung einen effizienten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien an. Damit einher geht, dass Strom aus erneuerbaren Energien soweit möglich und sinnvoll direkt und ohne weitere Wandlungsschritte eingesetzt werden sollte. Wir werden aber auch in Zukunft neben Strom aus erneuerbaren Energien gasförmige und flüssige Energieträger benötigen, denn nicht alle Prozesse und Anwendungen lassen sich auf den direkten Einsatz von Strom umstellen.

7. Hält es die Bundesregierung in dieser Phase der Energiewende klimapolitisch für eine effiziente Strategie, Offshore-Windkraftanlagen zum Zweck verlustreicher Wasserstoffherstellung aufzubauen, anstatt den Ökostrom zunächst zur Ablösung des besonders klimaschädlichen Kohlestroms einzusetzen?

Windenergieanlagen auf See werden zur Produktion von Strom genutzt. Sie werden gebaut, um das Ausbauziel für Windenergie auf See, die Klimaziele der Bundesregierung und den gesetzlich vorgesehenen Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Die Verwendung des in Windenergieanlagen auf See erzeugten Stroms wird nicht vorgegeben. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hat in dem Vorwurf des Flächenentwicklungsplans 2020 zusätzlich sonstige Energiegewinnungsbereiche mit dem Ziel ausgewiesen, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen.

8. Welchen Strommix, welche Ökostromquote und welche Quote des Anschlusses der Haushalte an die öffentliche Elektrizitätsversorgung haben nach Kenntnis der Bundesregierung jeweils jene 15 westafrikanischen Staaten der Wirtschaftsgemeinschaft ECOWAS (Economic Community of West African States), in denen Expertenteams Deutschlands nach besten Standorten für die Wasserstoffproduktion suchen (bitte tabellarisch angeben)?
9. In welchen Staaten suchen deutsche Expertenteams im staatlichen Auftrag über die ECOWAS hinaus nach besten Standorten für die Wasserstoffproduktion, und welchen Strommix, welche Ökostromquote und welche Quote des Anschlusses der Haushalte an die öffentliche Elektrizitätsversorgung haben diese (bitte tabellarisch angeben)?

Die Fragen 8 und 9 werden gemeinsam beantwortet.

Derzeit prüft die Bundesregierung, welche Länder in Afrika die erforderlichen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft erfüllen. Entsprechend liegen der Bundesregierung weder eine Länderliste noch die konkreten Daten zu Strommix, Ökostromquote und Quote des Anschlusses der Haushalte an die öffentliche Elektrizitätsversorgung vor.

Die vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderte deutsch-afrikanische forschungsbasierte Potentialanalyse „H2 ATLAS-AFRICA“ betrachtet neben den ECOWAS-Staaten auch die der Entwicklungsgemeinschaft des südlichen Afrikas (Southern African Development Community, SADC). Hierin wird auch die aktuelle Energiesituation in den Staaten erfasst.

10. In welchen Staaten will die Bundesregierung Pilotvorhaben zur Wasserstoffproduktion starten?

Ab wann ist geplant, welche Pilotvorhaben und mit welcher Fördersumme konkret zu beginnen?

In dem im Juni beschlossenen Konjunktur- und Zukunftspaket sind 7 Mrd. Euro für Wasserstofftechnologien in Deutschland sowie 2 Mrd. Euro für internationale Partnerschaften im Kontext von Wasserstoff vorgesehen. Großes Potenzial für Wasserstoffprojekte besteht beispielsweise in Marokko, Tunesien, Brasilien, Chile und Südafrika, aber auch in den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) oder Saudi-Arabien.

Deutschland unterstützt deutsche Firmen im Rahmen der Energiepartnerschaften, der Exportinitiative Energie und weiterer Außenhandelsinstrumente bei der Markterschließung. Im Rahmen der Energiepartnerschaften sowie der wissenschaftlich-technologischen Zusammenarbeit werden darüber hinaus gemeinsame Studien und Prozesse in Partnerländern der Entwicklungszusammenarbeit gefördert. Konkret werden die Fragen im Rahmen der Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie adressiert.

Die Bundesregierung hat mit Marokko den Aufbau einer „Allianz zur Entwicklung des Power-to-X-Sektors“ vereinbart. In diesem Rahmen beabsichtigt die Bundesregierung, eine Referenzanlage für die Produktion von grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten zu fördern. Das marokkanische Vorhaben befindet sich derzeit in der ersten Vorbereitungsphase. Für Machbarkeits- und Konzeptstudien wurden 4,4 Mio. Euro zur Verfügung gestellt.

Im Rahmen eines Vorhabens über die Internationale Klimaschutzinitiative (IKI) sollen Argentinien, Südafrika und Marokko bei der Untersuchung der technischen und finanziellen Machbarkeit der Herstellung sowie der Entwicklung von Strategien zur nachhaltigen Nutzung von aus grünem Wasserstoff hergestellten

Folgeprodukten (PtX) unterstützt werden. In einem weiteren Schritt soll die Machbarkeit einer Pilotanlage zu Demonstrationszwecken für Power-to-X-Produkte in Marokko gemeinsam mit den Partnern vor Ort analysiert und deren Errichtung unterstützt werden. Für das Vorhaben stehen insgesamt bis zu 20 Mio. Euro zur Verfügung. Ein bereits laufendes IKI-Vorhaben in Brasilien widmet sich dem Thema klimaneutrale alternative Kraftstoffe für den Luftverkehr. Das Vorhaben entwickelt ein internationales Referenzmodell für die Herstellung und Anwendung klimaneutraler Kraftstoffe, die mit Wind- und Sonnenenergie hergestellt werden und im Luftverkehr und anderen Verkehrssegmenten zum Einsatz kommen. In einem Pilotprojekt sollen Kraftstoffe erzeugt und angewendet werden, um Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit nachzuweisen. Für das Vorhaben stehen aktuell insgesamt 5 Mio. Euro zur Verfügung.

11. Was versteht die Bundesregierung angesichts der derzeit überwiegend sehr niedrigen Ökostromquoten der potenziellen Lieferländer (siehe Vorbemerkung der Fragestellenden) genauer darunter, dass ein Import von „grünem“ Wasserstoff oder darauf basierenden Energieträgern nach Deutschland „zusätzlich“ sein solle und nicht zu Lasten der häufig unzureichenden erneuerbaren Energieversorgung in den Entwicklungsländern gehen dürfe?

Nach Auffassung der Bundesregierung darf die Produktion von „grünem“ Wasserstoff in Partnerländern nicht zu Lasten der dortigen allgemeinen Energieversorgung gehen. „Zusätzlich“ bedeutet insbesondere, dass der zur Produktion von „grünem“ Wasserstoff erforderliche Strom zusätzlich zur allgemeinen Energieversorgung produziert werden muss. Hierfür wird in der Regel der Ausbau von Erneuerbaren Energien in den Partnerländern erforderlich sein. Im Rahmen der Energiepartnerschaften unterstützt die Bundesregierung integrierte Ansätze, d. h. zunächst die dekarbonisierte Eigenversorgung und zusätzlich die Förderung von Exportoptionen von Ökostrom und klimaneutralem Wasserstoff. Die Bundesregierung fördert keinen Export von Wasserstoff, der auf Kosten der Eigenversorgung produziert wird.

12. Kann die Bundesregierung nähere Angaben zu den Vorteilen und Nachteilen von „türkischem Wasserstoff“ machen (Energieaufwand, Kosten, Kohlestoffbindung, Technologiereife), angesichts der Tatsache, dass dazu bislang im Vergleich zu „grauen“, „grünen“ und „blauen“ Wasserstoff in den Medien nur wenig Informationen zu finden sind?

Als „türkiser“ Wasserstoff wird meist Wasserstoff bezeichnet, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von CO<sub>2</sub> entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO<sub>2</sub>-Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren oder CO<sub>2</sub>-neutralen Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs und die Vermeidung eventueller Vorkettenemissionen. Bisher wird Methanpyrolyse nur in kleinen Anlagen eingesetzt und insbesondere für größere Anlagen besteht nach Einschätzung der Bundesregierung noch Forschungsbedarf. Aus Sicht der Bundesregierung ist die Methanpyrolyse insbesondere für den Umgang mit ohnehin anfallendem, nicht-fossilem Methan aus biogenen oder anthropogenen Quellen (z. B. Deponiegase) als Ergänzung zur Wasserelektrolyse geeignet.

13. In welchen Staaten der Erde und in welchen Projekten wird nach Kenntnis der Bundesregierung bereits heute in welchem Umfang über Pilotprojekte oder Demonstrationsprojekte hinaus „grüner Wasserstoff“, „blauer Wasserstoff“ bzw. „türkiser Wasserstoff“ produziert (bitte tabellarisch angeben)?

Der Bundesregierung sind weltweit zahlreiche Wasserstoff-Projekte bekannt, die derzeit bereits laufen oder konkret geplant sind. U.a. arbeiten Chile, Australien, Saudi-Arabien, Oman, VAE, Marokko, Ukraine, Japan, Korea aber auch europäische Partner an ersten „grünen“ Wasserstoff-Pilotprojekten. An „blauen“ Wasserstoffprojekten arbeiten u. a. Norwegen, die Niederlande, Ukraine und Russland. Zu „türkischem“ Wasserstoff laufen gegenwärtig vor allem Forschungsprojekte.

Der Bundesregierung liegt keine entsprechende tabellarische Liste vor. Es wird auf die öffentlichen Quellen bei der Internationalen Energieagentur (IEA, <https://www.iea.org>) und der International Renewable Energie Agency (IRENA, <https://www.irena.org>) verwiesen. Eine umfangreiche, tabellarische Übersicht über weltweite Wasserstoffprojekte findet sich zum Beispiel auf der IEA-Seite. Hier sind sowohl geplante als auch im Bau befindliche Projekte vermerkt: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database>.

14. Mit welchen gewässerökologischen Problemen ist nach Einschätzung der Bundesregierung zu rechnen, wenn an küstennahen Standorten von Elektrolyseanlagen der Wasserbedarf mit Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden soll – beispielsweise bei der Rückleitung der aufkonzentrierten Salzsole in die Küstengewässer?

Die Menge und Salzkonzentration der Sole hängen vom Salzgehalt des zu entsalzenden Meerwassers, den Vorbehandlungsprozessen, dem Entsalzungsverfahren und der prozentualen Wasserrückgewinnung ab. Die weltweit gebräuchlichste Entsorgungsmethode für die Sole ist die direkte Einleitung in das Meerwasser, was zu einem lokalen Salzgehalt führt, der 1 bis 10 Prozent höher als normal ist, manchmal bis zu 25 Prozent höher. Da der höhere Salzgehalt der Sole eine höhere Dichte als das Meerwasser aufweist, kann diese sich bei der Einleitung auf dem Meeresboden absetzen und ausbreiten. Mit der Zeit verbraucht die Sole am Meeresboden den gelösten Sauerstoff. Der hohe Salzgehalt und der reduzierte Sauerstoffgehalt des Meerwassers am Boden verursachen eine Veränderung des Lebensraumes, insbesondere für benthische (d. h. am Boden lebende) Organismen, was wiederum zu einer Verringerung der Anzahl benthischer Bakterien, Phytoplankton, Wirbellosen und Fischgemeinschaften führen kann. Darüber hinaus können die zur Vorbehandlung des zu entsalzenden Wassers zugesetzten Produkte (z. B. Antiscalants und Koagulierungsmittel) toxische Chemikalien enthalten, die in den nachfolgenden Schritten nicht immer ausreichend herausgefiltert werden können. Dadurch können sich Stoffe wie Nitrat, Phosphat und natürlich vorkommende radioaktive Stoffe in 4-10fach höherer Konzentration in der Sole als im Meerwasser anreichern. Der konzentrierte Nährstoffgehalt in der Sole kann zu erhöhten Nährstoffgehalten im Meer führen und Algenblüten und Sauerstoffmangel an den Küsten auslösen. Darüber hinaus kann Sole hohe Konzentrationen von Schwermetallen enthalten, die aus Korrosion der in den Entsalzungsanlagen verwendeten metallischen Werkstoffe resultiert. Aus diesen Gründen kann die direkte Einleitung von Sole in Küsten- und Meeresgewässer die Wasserqualität verringern und empfindliche Ökosysteme gefährden.

Daher sollten Meerwasserentsalzungsanlagen die Abwässer vor der Einleitung reinigen und keine ungereinigte Sole in die Meere abgeben. Die eingeleitete Sole sollte verdünnt, großräumig verteilt und aktiv vermischt werden. Eine

wichtige Rolle hinsichtlich der Umweltauswirkungen spielt auch die Wahl des Einleitungsortes. Bei einer Einleitung in offene und gut durchströmte Küstengewässer können die ökologischen Auswirkungen verringert werden. Am umweltfreundlichsten wäre die Aufbereitung der Sole unter Rückgewinnung der darin enthaltenen Salze und Metalle, jedoch ist die Technologie hierfür bislang nicht ausgereift.

15. Inwiefern könnten sich nach Einschätzung der Bundesregierung durch zusätzliche Meerwasserentsalzungsanlagen Gewässerökologieprobleme verschärfen, die schon jetzt vielfach mit der bisherigen Zahl von Meerwasserentsalzungsanlagen verbunden sind?

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass sich die ökologischen Auswirkungen von Meerwasserentsalzungsanlagen nur dann minimieren lassen, wenn es nicht zu einer Einleitung von Sole kommt bzw. wenn diese bei der Einleitung oder durch Strömungen im Meer verdünnt wird. Beim Betrieb von zusätzlichen Meerwasserentsalzungsanlagen, die die Sole in einer Küstenregion einleiten, ist deshalb von kumulativen Effekten auszugehen. Mit jeder neuen Anlage würden sich die unter 14 beschriebenen Probleme und ökologischen Auswirkungen potenzieren, Salz-, Nähr- und Schadstoffkonzentrationen würden sich erhöhen und das betroffene Küstengebiet würde sich vergrößern.

16. Welche Herausforderungen ergeben sich nach Einschätzung der Bundesregierung in den derzeit diskutierten Lieferregionen für „grünen Wasserstoff“ voraussichtlich durch die Reinigung der bei der Elektrolyse und der Methanisierung bzw. bei der Methanolvergasung entstehenden Abwässer?

Welche zu entsorgenden Stoffe fallen dabei an?

Die bislang angewendeten Standardprozesse zur Methanolherstellung basieren auf Synthesegas. Wasser fällt u. a. in einer der eigentlichen Methanolsynthese vorgelagerten reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion an, in der das benötigte Verhältnis von Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) für die Synthese eingestellt wird. Dieses muss aus dem Synthesegas abgetrennt werden. Die entstehenden Nebenprodukte stellen keine Herausforderungen an die Verwertung, das kondensierte Prozesswasser kann z. B. nach Aufbereitung wieder als Kesselspeisewasser zur Dampferzeugung im Prozess eingesetzt werden (Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry). Mehr Aufmerksamkeit benötigt der Rückstand der Rohmethanoldestillation, der aus Wasser, Methanol, Ethanol, höheren Alkoholen und Paraffinen besteht. Wasserlösliche Substanzen können der biologischen Abwasserreinigung zugeführt werden, da sie biologisch abbaubar sind, unlösliche Inhaltsstoffe können einer Abfallverbrennung zugeführt werden. Das Restwasser kann auch durch eine Destillation weiter gereinigt werden, die zurückbleibende Mischung von Alkoholen, Ketonen usw. kann Vergaserkraftstoff zugeführt werden. Weiterhin fallen verbrauchte Katalysatoren (aktive Elemente sind z. B. Kupfer, Nickel, Molybdän und Kobalt) an, die fachgerecht entsorgt oder regeneriert werden müssen. (Ott et al. 2012)

Die großtechnische Produktion von Methanol benötigt also eine Infrastruktur für die Abwasser- und Abfallbehandlung, diese muss gegebenenfalls mit aufgebaut werden.

Zur Methanisierung, über zum Beispiel den Sabatierprozess aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>, liegen nur wenig Informationen vor, da das Verfahren derzeit nur vereinzelt in Pilotanlagen eingesetzt wird. Wasser fällt in der Gastrocknung an und sollte im Grunde kaum Störstoffe enthalten. Aus dem Prozess ist also kaum Abwasser

mit kritischen Eigenschaften zu erwarten, es ist aber aufgrund der exothermen Reaktion zusätzlich ein Kühlkreislauf notwendig, bei dem gegebenenfalls Abwasser anfällt. Auch hier sind analog zur Methanolherstellung voraussichtlich eine geeignete Abwasserbehandlung und ggf. Abfall-/Katalysatorbehandlung notwendig. (Liebich et al. 2020)

Literatur:

Axel Liebich, Thomas Fröhlich, Daniel Münter und Werner Niederle. 2020. „Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien : Anhang zum Abschlussbericht.“ In Texte / Umweltbundesamt, 1. Dessau-Roßlau: Deutschland. Umweltbundesamt.

Jörg Ott, Veronika Gronemann, Florian Pontzen, Eckhard Fiedler, Georg Grossmann, D. Burkhard Kersebohm, Günther Weiss, and Claus Witte. 2012. 'Methanol.' in, Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry.

17. Welche Vorstellungen bestehen seitens der Bundesregierung, um bei Photovoltaik (PV)-gestützten Elektrolyseanlagen an küsternen Wüstenstandorten (beispielsweise in den Maghrebstaaten oder Westafrika) den Wasserbedarf decken zu können?
18. Welche Nutzungskonkurrenzen zwischen der Trinkwasserversorgung der ansässigen Bevölkerung, dem Bewässerungsbedarf der dortigen Landwirtschaft und ggf. auch dem Wasserbedarf von grund- und oberflächenwasserabhängigen Biotopen in diesen Regionen könnten sich durch große Elektrolyseanlagen nach Einschätzung der Bundesregierung ergeben?

Die Fragen 17 und 18 werden gemeinsam beantwortet.

In den genannten Regionen und weiteren Partnerländern der deutschen Entwicklungszusammenarbeit kann es zu Nutzungskonkurrenzen um die Ressource Wasser kommen, insbesondere zwischen den Sektoren Siedlungswasserwirtschaft, Energie und Landwirtschaft. Damit solche Nutzungskonkurrenzen nicht durch Wasserelektrolyseanlagen entstehen oder verschärft werden, berücksichtigt die Nationale Wasserstoffstrategie die Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen wie Wasser.

Entsprechend dem von der Bundesregierung vorangetriebenem Menschenrecht auf Wasser und dem Prinzip „Leave no one behind“ der Agenda 2030, darf die nachhaltige Wasserversorgung nicht durch die Erzeugung von Wasserstoff beeinträchtigt werden.

19. In welcher Form kann nach Einschätzung der Bundesregierung „grüner Wasserstoff“, der beispielsweise an der chilenischen Pazifikküste oder gar in Australien gewonnen werden soll, nach Europa verschifft werden?

Von weiter entfernten Standorten könnte Wasserstoff in geeigneten Tankschiffen entweder mithilfe eines flüssigen organischen Wasserstoffträgers (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) oder stark komprimiert und tief gekühlt in hierfür geeigneten Transportschiffen transportiert werden.

Für den internationalen Handel stellen der Transport von Wasserstoff in Form von PtX-Folgeprodukten oder gebunden an LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) wichtige Optionen dar. Flüssiger Wasserstoff, PtL-/PtG-Folgeprodukte oder LOHC können leicht und sicher über weite Strecken transportiert werden. Neben der Erschließung neuer Transportkapazitäten können dabei auch

bereits existierende Infrastrukturen wie Methanol- und Ammoniak-tankschiffe genutzt werden.

20. Wo (in welchen Ländern und Regionen) soll für die Versorgung der Bundesrepublik nach Auffassung der Bundesregierung sogenannter „blauer Wasserstoff“ erzeugt werden, und auf welcher fossilen Basis?

Die Bundesregierung geht davon aus, dass sich in den nächsten zehn Jahren ein globaler und europäischer Wasserstoffmarkt herausbilden wird. Auf diesem Markt wird auch CO<sub>2</sub>-neutraler (z. B. „blauer“ oder „türkiser“) Wasserstoff gehandelt werden. Aufgrund der engen Einbindung von Deutschland in die europäische Energieversorgungsinfrastruktur wird daher auch in Deutschland CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff eine Rolle spielen und, wenn verfügbar, auch übergangsweise genutzt werden. U.a. bemühen sich Russland, Norwegen und die Niederlande aktiv um die Förderung von „blauem“ Wasserstoff. Die Bundesregierung plant jedoch weder im In- noch im Ausland einen Aufbau von Erzeugungskapazitäten für „blauen“ Wasserstoff.

21. Wie sieht das CCS-Konzept der Bundesregierung bezüglich „blauen Wasserstoffs“ aus, zum einen innerhalb Deutschlands, zum anderen hinsichtlich potenzieller Lieferländer und Regionen?
22. Welche Regionen innerhalb Deutschlands sieht die Bundesregierung als Gebiete an, unter denen sich potenzielle CO<sub>2</sub>-Speicher befinden?

Die Fragen 21 und 22 werden gemeinsam beantwortet.

CO<sub>2</sub>-Speicherung ist in Deutschland rechtlich nicht möglich. Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen zum Zweck der Erzeugung von blauem Wasserstoff in Deutschland ist nicht geplant und wird auch in der nationalen Wasserstoffstrategie nicht adressiert.

Aus Sicht der Bundesregierung ist nur Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt wurde („grüner“ Wasserstoff), auf Dauer nachhaltig. Daher ist es Ziel der Bundesregierung, grünen Wasserstoff zu nutzen, für diesen einen zügigen Markthochlauf zu unterstützen sowie entsprechende Wertschöpfungsketten zu etablieren.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 20 sowie auf den Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie auf Bundestagsdrucksache 19/6891 verwiesen.

23. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die mit der Produktion von „blauem Wasserstoff“ verbundene und vielfach als risikobehafteter beschriebene CCS-Technologie (siehe Vorbemerkung der Fragesteller) in den diskutierten Herkunftsregionen auf mehr Akzeptanz als hierzulande stoßen wird, und wie begründet sie dies?

Der Bundesregierung liegen keine Informationen über die gesellschaftliche Akzeptanz von CCS-Technologien potentieller Wasserstofflieferanten vor.

24. Mit welchen Kosten und welchen Weltmarktpreisen (mögliche Bandbreiten) rechnet die Bundesregierung für „grünen Wasserstoff“ in den Jahren 2025, 2030 und 2050, und wie begründet sie dies?

25. Mit welchen Kosten und welchen Weltmarktpreisen (mögliche Bandbreiten) rechnet die Bundesregierung für „blauen Wasserstoff“ in den Jahren 2025, 2030 und 2050, und wie begründet sie dies?
26. Mit welchen Kosten und welchen Weltmarktpreisen (mögliche Bandbreiten) rechnet die Bundesregierung für „türkisen Wasserstoff“ in den Jahren 2025, 2030 und 2050, und wie begründet sie dies?

Die Fragen 24 bis 26 werden wegen des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die künftigen Erzeugungskosten bzw. Weltmarktpreise für Wasserstoff hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, die von der Bundesregierung nur begrenzt beeinflusst werden können. So hängen die künftigen Kosten der Elektrolyse u. a. in hohem Maße davon ab, welche Kapazitäten weltweit errichtet werden und an welchen Standorten dies erfolgt. Die Kosten von „blauem“ Wasserstoff hängen u. a. vom Erdgaspreis und den Kosten von CCS ab. „Türkiser“ Wasserstoff befindet sich noch in einem vergleichsweise frühen Entwicklungsstadium, entsprechend unsicher sind auch Kostenschätzungen.

Eine ausführliche Kostenanalyse findet sich in der von der Prognos AG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellten Studie „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“ ([https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationen-pfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationen-pfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile)). Die Bundesregierung macht sich die Ergebnisse der Studie nicht zu Eigen. Kostenschätzungen der Wirtschaft sind teilweise deutlich optimistischer.

27. Kann die Bundesregierung über die o. g. Antwort der Bundesregierung zu dieser Frage hinaus (nach der Kosten auch über Anwendungen entscheiden würden) darüber Angaben machen, welche volkswirtschaftlichen Zusatzkosten etwa im Jahr 2030 anfallen würden im Pkw-Bereich und leichtem Nutzfahrzeugbereich bei weitgehender Orientierung auf Brennstoffzellen bzw. strombasierten synthetische Kraftstoffen (einschließlich Transport- und Tankstelleninfrastruktur) gegenüber batterieelektrischen Antrieben (einschließlich Ladeinfrastruktur), oder hat die Bundesregierung Kenntnis von entsprechenden Studien mit vergleichbaren Fragestellungen, und welche Ergebnisse liefern diese in dieser Frage?

Es wird auf die Antwort zu den Fragen 24 bis 26 hinsichtlich der Kosten synthetischer Energieträger verwiesen. Die dort beschriebenen Unsicherheiten gelten auch für Fahrzeuge. Sowohl die E-Mobilität als auch Brennstoffzellenfahrzeuge stecken noch in den „Kinderschuhen“. Ihre Kostenentwicklung hängt in hohem Maße davon ab, wie sie in verschiedenen Ländern vorangetrieben werden und welche Technologie sich in den verschiedenen Märkten durchsetzt.

28. Inwieweit hält es die Bundesregierung angesichts knapper öffentlicher Mittel und begrenzter Ökostromressourcen für ökonomisch und energiepolitisch effizient, den parallelen Aufbau mehrerer Tank- bzw. Ladeinfrastrukturen im Pkw-Bereich (Strom, Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) zu fördern anstatt sich zumindest im Pkw-Bereich auf E-Mobilität zu konzentrieren?

Die Bundesregierung verfolgt zur Erfüllung der Klimaziele einen technologieoffenen Ansatz bei der Förderung von Investitionen in Fahrzeuge mit alternativen Antrieben. Ein ausreichendes Netzwerk an Tank- und Ladeinfrastruktur ist neben der gleichzeitigen Entwicklung von serienreifen Fahrzeugen eine Grundvoraussetzung für den Markthochlauf.

29. Sieht es die Bundesregierung angesichts der nach Ansicht der Fragestellenden mit einem großskaligen Import von Wasserstoff und strombasierten Energieträgern verbundenen Verlagerung von ökologischen Risiken und Akzeptanzproblemen Deutschlands in andere Staaten sowie den Umwandlungsverlusten und zusätzlichen Kosten des Wasserstoffpfades als sinnvoll an, Wasserstoff bzw. strombasierte synthetische Kraft- und Brennstoffe künftig nur in jenen Anwendungen einzusetzen, in denen keine effizienteren Alternativen, wie etwa elektrische Direktantriebe, sinnvoll einsetzbar sind, und wenn ja, für welche Anwendungen gilt dies, und in welchen Anwendungen sollten Wasserstoff und strombasierte Energieträger überwiegend keine Anwendung finden?

Zur Erreichung der Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie ist ein schneller nationaler und internationaler Markthochlauf für die Produktion und Nutzung von Wasserstoff von großer Bedeutung, um technologischen Fortschritt sowie Skaleneffekte voranzutreiben und zeitnah die notwendige kritische Masse an Wasserstoff für die Umstellung erster Anwendungsbereiche zur Verfügung zu haben. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf Bereichen, die schon jetzt nahe an der Wirtschaftlichkeit sind und bei denen größere Pfadabhängigkeiten vermieden werden oder die sich nicht anders dekarbonisieren lassen, etwa zur Vermeidung von Prozessemissionen in der Stahl- und Chemieindustrie oder in bestimmten Bereichen des Verkehrs. Längerfristig werden auch Teile des Wärme-markts eine Rolle spielen.

30. Wird die Bundesregierung bei der Nutzung importierten Wasserstoffs den im Ausland zu dessen Herstellung benötigten Strom als Primärenergieverbrauch Deutschlands erfassen, wenn nein, wie wird dieser Stromverbrauch ansonsten bilanziert?

Die Bilanzierung des Primärenergieverbrauchs erfolgt nach allgemein anerkannten internationalen und europäischen Konventionen der Energiestatistik. Diese kommen auch für einen künftig möglichen Import von Wasserstoff nach Deutschland zur Anwendung. Demnach wird der Energieeinsatz im Herstellungsprozess von chemischen Produkten wie Wasserstoff in der jeweils nationalen Energiebilanz des Herkunftslandes erfasst. Die zur Primärenergiegewinnung importierten Energieträger werden als Primärenergieverbrauch im Importland bilanziert.

31. Von welcher Anzahl
- a) marktgetriebener und
  - b) netzengpassgetriebener Stunden Ökostromüberschuss in Deutschland geht die Bundesregierung jeweils in den Jahren 2025, 2030 und 2040 aus?

Aussagen über die zukünftige Anzahl an Stunden, in denen eine potentielle Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht ins Stromnetz eingespeist werden kann, können auf Grund der unsicheren Entwicklung entscheidender Einflussgrößen nicht getroffen werden. Zu diesen Einflussgrößen zählen u. a. die Sektorkopplung und ihr Einfluss auf Höhe und Struktur des Stromverbrauchs, die regionale Verteilung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Zubaus konventioneller Kraftwerke sowie der Status des Stromnetzausbaus in den Betrachtungsjahren.

32. Von welcher minimalen Volllaststundenanzahl geht die Bundesregierung für einen wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen zur Wasserstoffherstellung aus, und in welchen Regionen Deutschlands und in welchen Zeiträumen kann nach Auffassung der Bundesregierung angenommen werden, dass diese erreicht werden?

Ein wirtschaftlicher Betrieb eines Elektrolyseurs hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Dazu gehören insbesondere die Investitionskosten, die Volllaststunden und die Strompreise. Volllaststunden und Strompreise stehen dabei in einem Spannungsverhältnis, denn bei geringen Volllaststunden dürfte ein Elektrolyseur vor allem in Zeiten sehr niedriger Strompreise betrieben werden, mit steigenden Volllaststunden steigt auch der Strompreis für jede zusätzlich benötigte Kilowattstunde Strom.

33. Stimmt die Bundesregierung der These zu, dass der Aufbau von Elektrolyseuren vor Netzengpässen, die wesentlich auf Basis einer Vermeidung von netzengpassbedingter Abregelungen von Ökostromanlagen geplant werden („Nutzen statt Abregeln!“), Gefahr laufen, im Zuge eines erfolgreichen Netzausbaus wesentliche Teile ihrer wirtschaftlichen Basis zumindest für die Produktion von „grünem Wasserstoff“ zu verlieren?

Ein Investor sollte sich bei seiner Standortentscheidung nicht nur von den aktuellen Rahmenbedingungen leiten lassen, sondern auch die künftige Entwicklung berücksichtigen. Dazu gehört nicht zuletzt der geplante Stromnetzausbau, der zu einer strukturellen Verminderung netzengpassbedingter Abregelungen führt. Geschäftsmodelle, deren Erfolg in hohem Maße vom Fortbestand aktueller Rahmenbedingungen oder der aktuellen Situation in den Netzen abhängen, sind insoweit riskant. Dies spricht aber keineswegs gegen Elektrolysestandorte im Norden („vor Netzengpässen“), da auch perspektivisch dort das Gros der erneuerbaren Stromerzeugung (einschließlich Offshore) stattfinden dürfte und insoweit zusätzlicher Stromverbrauch im Norden zu geringeren Herausforderungen für das Stromnetz führen dürften als zusätzlicher Stromverbrauch im Süden. Mit zunehmender Wasserstoffnutzung sollte die Betrachtung von Strom- und Gasnetz integrierter erfolgen.

34. Warum will die Bundesregierung, wie in der Wasserstoffstrategie angekündigt, prüfen, ob zur Herstellung von grünem Wasserstoff verwendeter Strom weitgehend von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden kann, anstatt alternativ einen definierten Aufwuchspfad an Elektrolysekapazität regelbasiert und energiewendedenlich über eine direkte Projektförderung zu begleiten?

Verbesserte Rahmenbedingungen für den effizienten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien und eine faire, an den Klimazielen und den Zielen der Energiewende ausgerichtete Ausgestaltung der staatlich induzierten Preisbestandteile von Energieträgern stärken auch die Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff. Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Kraft- bzw. Brennstoffe in den Bereichen Verkehr und Wärme stellt ein wichtiges Element dafür dar und wird ergänzt um die im Klimaschutzprogramm 2030 vorgesehene Senkung der EEG-Umlage. Kurz- bis mittelfristig wird dies jedoch nicht ausreichen, um Unternehmen die Grundlage für den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland zu sichern. Mit der Umsetzung des in der Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehenen Aktionsplans wird die Bundesregierung diese Grundlage schaffen. Ein Element dabei ist die Prüfung weiterer Reformen der staatlich induzierten Preisbestandteile. Dieser Teil ist insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Betriebskosten

von Elektrolyseuren besonders relevant und ergänzt die ebenfalls im Aktionsplan vorgesehene Projektförderung. Grundsätzlich werden alle von der Bundesregierung verfolgten Ansätze regelbasiert und energiewendedenlich umgesetzt.

35. Warum strebt die Bundesregierung in der Wasserstoffstrategie „insbesondere ... die Befreiung der Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage“ an, obgleich die Ökostromförderung über das EEG auf einem Umlagesystem beruht, welches darauf basiert, dass im Grundsatz alle Stromverbraucher über die Umlage die 20-jährige Förderung von Ökostromanlagen (auch der zur Versorgung der Elektrolyseure) finanzieren, jede Reduzierung der EEG-Umlage-Zahler demnach eine höhere EEG-Umlage für die verbliebenen privaten und gewerblichen Stromabnehmer zur Folge haben muss?

Bei der Elektrolyse handelt es sich um einen äußerst stromintensiven Prozess. Stromintensive Unternehmen sind im EEG durch die Besondere Ausgleichsregelung schon heute bezüglich der Belastung mit EEG-Umlage privilegiert. Dies gilt im Grunde für jede Elektrolyse, die in einem begünstigten Unternehmen stattfindet. Die Systematik der Besonderen Ausgleichsregelung setzt allerdings entsprechend den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU an Branchen an, so dass die Elektrolyse als stromintensiver Prozess bisher nicht privilegiert ist, wenn sie in einem Unternehmen außerhalb der derzeit begünstigten Branchen stattfindet. Insoweit geht es nicht darum, einen völlig neuen Begünstigungstatbestand zu definieren, sondern die bestehende Regelung zu erweitern.

Zugleich führt der zusätzliche Ausbaubedarf nur zu sehr geringen zusätzlichen Kosten für das EEG-Konto. Denn die Differenzkosten neuer Anlagen sind äußerst gering, sie liegen z. B. für Photovoltaik-Freiflächenanlagen bereits nahe am Börsenstrompreis, so dass das EEG-Konto kaum zusätzlich belastet wird. Im Ergebnis ist nicht zu erwarten, dass die Privilegierung der in der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 vorgesehenen Elektrolyseleistung in Deutschland zu einer spürbaren Mehrbelastung der Verbraucher führt. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass in den kommenden Jahren erhebliche Haushaltszuschüsse für das EEG-Konto vorgesehen sind, die etwaige von der Elektrolyse verursachten Mehrkosten deutlich überschreiten.