

Große Anfrage

der Fraktion der FDP/DVP

und

Antwort

der Landesregierung

Synthetische und biogene Gase als Bindeglied der energiewirtschaftlichen Sektorenkopplung

Große Anfrage

Wir fragen die Landesregierung:

1. Wie viel Energie wird derzeit ihrer Kenntnis nach in Deutschland und Baden-Württemberg jeweils über die Stromnetze und die Erdgasnetze bereitgestellt (Angaben in Terrawattstunden pro Jahr)?
2. Wie haben sich ihrer Kenntnis nach in den vergangenen zehn Jahren in den deutschen Erdgasnetzen die Anteile und Einspeisungsvolumina von Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas entwickelt?
3. Welches perspektivische Potenzial misst sie, vor allem hinsichtlich des Auslaufens der Vergütungsansprüche nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), der Umrüstung von Biogas-Bestandsanlagen in Baden-Württemberg und Deutschland auf Biomethan-Aufbereitung und Biomethan-Netzeinspeisung bei (gegebenenfalls unter Angabe kalkulierter Einspeisevolumina)?
4. Inwieweit setzt sie sich diesbezüglich für einen speziellen Fördermechanismus ein, um entsprechende Umrüstungen anzureizen?
5. In welchem Umfang sind ihrer Kenntnis nach in den vergangenen fünf Jahren in Deutschland Stromerzeugungsanlagen nach dem EEG im Rahmen von Redispatch, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen abgeregelt worden (gestaffelt nach Kalenderjahr und Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regelzone sowie unter Angabe der dadurch entstandenen, umlagefähigen Kosten bzw. Erstattungen)?
6. Inwieweit erwartet sie nach Inbetriebnahme der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen „SuedLink“ und „Ultranet“ unter Berücksichtigung der weiteren Ausbaupfade der erneuerbaren Energien eine vollumfängliche und dauerhafte Entspannung der unter Frage 5 dargestellten Entwicklung?

7. Inwieweit und durch welche konkreten Initiativen hat sie sich im Bundesrat bisher für eine verstärkt integrierte Betrachtung beim Ausbau von Strom- und Gasnetzen eingesetzt, um eine bessere räumliche Allokation und Koordination bei der Erschließung der erneuerbaren Energien zu erreichen?
8. Inwiefern teilt sie die Kritik, dass „erneuerbare Gase“, will heißen, biogene und synthetische Gase, in Deutschland derzeit keiner einheitlichen gesetzlichen Definition und somit keinem einheitlichen Rechtsrahmen unterliegen?
9. Inwieweit teilt sie die Auffassung, dass die stromintensive Wasser-Elektrolyse sowie weiterführende stromintensive Power-to-Gas-Verfahren (Methanisierung, Gasverflüssigung usw.) sachlich nicht als Letztverbrauch elektrischer Energie zu bewerten sind, sondern gesetzgeberisch als systemdienliches Netzelement eingestuft und infolgedessen von der EEG-Umlage, Netzentgelten sowie von Strom- und Energiesteuer befreit werden sollten?
10. Welche aktuellen Erkenntnisse hat sie (unter Einbeziehung der Vorhabenliste des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches) über geplante oder umgesetzte Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (bitte mit tabellarischer Angabe: Standorte gestaffelt nach den 16 Ländern, Projektstand, Vorhabenträger bzw. Betreiber, technisches Verfahren, elektrische Leistung des Elektrolyseurs sowie aktuelle Gesamtleistung der betriebsbereiten Elektrolyseure in den Ländern und Deutschland insgesamt)?
11. In welchen Mengen fällt Wasserstoff derzeit pro Jahr jeweils in Baden-Württemberg und nach ihrer Kenntnis in Deutschland als industrielles Nebenprodukt an?
12. Welche Potenziale sieht sie sowohl innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums als auch in Drittstaaten-Regionen (z. B. Nordafrika und Naher Osten), um die natürlichen Standortvorteile bei den Stromgestehungskosten für die kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan zu erschließen und somit mögliche Importanteile für eine bilanziell treibhausgasneutrale Gasversorgung zu entwickeln (siehe dazu auch: Projekt „Desert Power 2050“)?
13. Welche Handlungsmöglichkeiten des Landes Baden-Württemberg sieht sie aktuell, um eine derartige wirtschaftliche Zusammenarbeit gezielt voranzutreiben und vor allem den nordafrikanischen Staaten somit auch eine zukunftssichernde Einkommensperspektive zu eröffnen?
14. Welche Erkenntnisse hat sie über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die bestehenden Fördermechanismen für „erneuerbare Gase“ in Schweden, Dänemark, Österreich und der Schweiz?
15. Teilt sie die unter anderem von der Unternehmensgruppe Thüga und der Gedankenschmiede „Agora Energiewende“ diskutierte Forderung nach einem Quotenmodell für „erneuerbare Gase“, bei dem die Gashändler gesetzlich dazu verpflichtet werden, einen von Jahr zu Jahr linear steigenden Mindestanteil „erneuerbare Gase“ zu handeln, um im Sinne eines Markthochlaufs Planungssicherheit für Investoren zu schaffen und über die Produktskalierung sowie Forschung und Entwicklung Kostensenkungen zu erreichen?
16. Welche Erkenntnisse hat sie hinsichtlich der technischen Problematik der Wasserstoffversprödung über deutsche und baden-württembergische Pilotversuche bei der Beimischung von Wasserstoffanteilen in Erdgasnetze (Blending), beispielsweise durch die Münchner Thüga-Gruppe oder den Freiburger Versorger Badenova?
17. Inwiefern sieht sie mit Blick auf die perspektivisch verstärkte Einspeisung von Wasserstoffanteilen die Notwendigkeit für ein Markthochlaufprogramm des Bundes zur Förderung entsprechender Infrastruktur- und Tannelemente sowie von speziellen Konversionsanlagen?

18. Welche Erkenntnisse hat sie über die einschlägige Forschungsarbeit des Fraunhofer-Instituts für Werkstoffmechanik in Freiburg und des Forschungsnetzes „Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e. V.“?
19. Welche Erkenntnisse hat sie über aktuelle Forschungsprojekte und Perspektiven zur Steigerung des Wirkungsgrads bei der Elektrolyse, beispielsweise hinsichtlich der Erforschung der Hochtemperaturelektrolyse am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart?
20. Welche Erkenntnisse hat sie über aktuelle Forschungsprojekte und Perspektiven zur Steigerung des Wirkungsgrads bei der kathalytischen bzw. biologischen Methanisierung?
21. Welche Erkenntnisse hat sie über die aktuellen Forschungsaktivitäten des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung bezüglich der thermochemischen Konversion von Biomasse in Kombination mit Elektrolyse-Wasserstoff?
22. Welche Erkenntnisse hat sie über aktuelle Forschungsaktivitäten zum Potenzial der Gewinnung von Biomethan durch Holzvergasung?
23. Inwieweit teilt sie die Auffassung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, dass Wasserstoff- und weitere Power-to-Gas-Lösungen zeitnah in regionalen Reallaboren erprobt werden sollten, um vertiefte praktische Erkenntnisse über die nötige Infrastruktur und den Endverbrauch „erneuerbarer Gase“ (z. B. Wasserstoff oder synthetisches bzw. biogenes Methan) zu gewinnen?
24. Welche Möglichkeiten sieht sie dafür konkret in Baden-Württemberg?
25. Wie bewertet sie das Potenzial von Kraft-Wärme-Kopplung mit direkter Energieumsetzung aus Wasserstoff, beispielsweise in abgelegenen Verbrauchsregionen oder im Rahmen von Notversorgungskonzepten für kritische Infrastrukturen?
26. Welche Pilotprojekte sind ihr diesbezüglich in Baden-Württemberg bekannt?
27. Wie gestaltet sich aktuell die Zahl der Tankstellen für Wasserstoff, Methanol, Erdgas (Compressed Natural Gas, kurz: CNG) und Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, kurz: LNG) jeweils in Baden-Württemberg und Deutschland?
28. Wie haben sich ihrer Kenntnis nach die Marktanteile bzw. Zulassungszahlen bei den Personenkraftwagen und Lastkraftwagen in Baden-Württemberg und Deutschland in den vorigen zehn Jahren entwickelt, die mit den unter Ziffer 27 aufgeführten Kraftstoffarten angetrieben werden?
29. Wie viele für die unter Ziffer 27 genannten Kraftstoffe geeigneten Fahrzeuge befinden sich derzeit im Fuhrpark der Landesverwaltung (Auflistung jeweils nach Wasserstoff, Methanol, CNG – monovalente und bivalente Fahrzeuge und LNG)?
30. Was tut sie, um Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Rahmen von Pilotversuchen für den baden-württembergischen Nahverkehr (Züge und Busse) zu erproben?

19.09.2019

Dr. Rülke, Karrais
und Fraktion

Begründung

Zur Erfüllung der sich aus dem Abkommen von Paris ergebenden Minderungsziele für die Emissionen von Treibhausgasen ist es erforderlich, neben der Stromversorgung auch den Gasverbrauch bis zur Mitte des Jahrhunderts in eine bilanzielle Treibhausgas-Neutralität zu überführen. Dies wird nur mit biologisch und synthetisch erzeugten Gasen möglich sein. Für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse sowie weitere Verfahrensschritte zur Methanisierung kann unter anderem aus Wind- und Sonnenenergie erzeugter Strom genutzt werden, der derzeit noch aufgrund des zeitweiligen Überangebots im Norden und Osten Deutschlands und der entsprechenden Engpässe in den Stromnetzen abgeregelt werden muss. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass aufgrund der natürlich begrenzten Verfügbarkeit von Strom aus Biomasse und Wasserkraft in Zukunft emissionsarme Gaskraftwerke den Hauptanteil der energiewirtschaftlichen Back-up-Kapazitäten in Phasen der jahreszeitlich bedingten Dunkelflaute darstellen werden.

Eine Metastudie des Energieberatungsunternehmens Ecofys hat nicht nur zutage gefördert, dass die Kosteneffizienz der Energiewende ganz erheblich von einer zielgerichteten Einbindung der bestehenden Gasinfrastruktur profitieren würde, sondern auch, dass ein rechtzeitiger Markthochlauf grüner Gase entscheidende Auswirkungen für den weiteren Treibhausgas-Minderungspfad Deutschlands ab dem Jahr 2030 haben wird (siehe Ecofys, Metaanalyse aktueller Studien zum Thema „Sektorenkopplung“ – Welchen Beitrag kann Power-to-Gas für die Erreichung der Klimaziele leisten?, 11. Juli 2018). Dabei spielt auch die sogenannte Drop-in-Fähigkeit der Erdgasnetze eine Rolle, also die Möglichkeit, herkömmlichem Erdgas flexibel steigende Anteile an Wasserstoff sowie biogenem und synthetischem Methan beizumischen. Zudem erlaubt bereits natürliches Erdgas gegenüber den übrigen fossilen Energieträgern eine vergleichsweise saubere und emissionsarme Verbrennung. So würde allein die zeitnahe Umstellung der Braunkohle-Verstromung auf Erdgas in Deutschland einen jährlichen Minderungseffekt in Höhe von 70 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten ermöglichen – und zukünftig ohne neue Infrastruktur einen sukzessiven Umstieg auf „erneuerbare Gase“ erlauben.

Antwort

Schreiben des Staatsministeriums vom 5. November 2019:

In der Anlage übersende ich unter Bezugnahme auf § 63 der Geschäftsordnung des Landtags von Baden-Württemberg die von der Landesregierung beschlossene Antwort auf die Große Anfrage.

Schopper
Staatsministerin

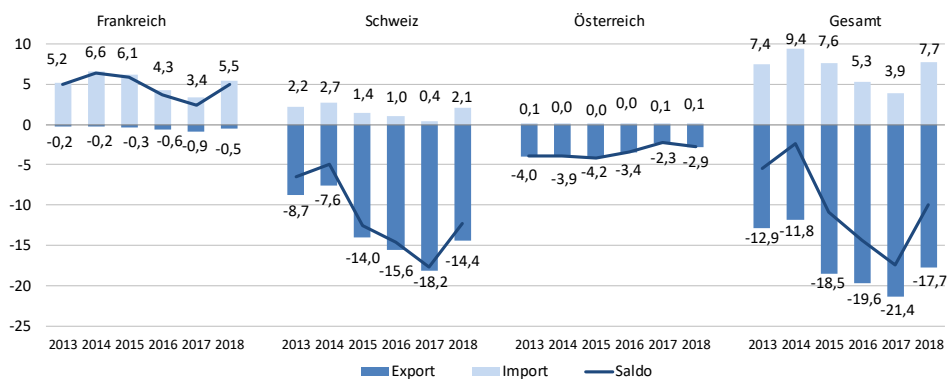
Anlage: Schreiben des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Mit Schreiben vom 30. Oktober 2019 Nr. 6-4585/627 beantwortet das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft im Einvernehmen mit dem Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst, dem Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Wohnungsbau sowie dem Ministerium für Verkehr im Namen der Landesregierung die Große Anfrage wie folgt:

1. *Wie viel Energie wird derzeit ihrer Kenntnis nach in Deutschland und Baden-Württemberg jeweils über die Stromnetze und die Erdgasnetze bereitgestellt (Angaben in Terrawattstunden pro Jahr)?*

Strom:

Für Deutschland weist die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für das Jahr 2018 (2017) einen Brutto-Inlandsstromverbrauch von 595,6 Terrawattstunden (TWh) (598,7 TWh) aus. Diesem Stromverbrauch standen eine Bruttostromerzeugung von 646,8 TWh (653,6 TWh) sowie 31,5 TWh (28,4 TWh) Stromzuflüsse aus dem Ausland, ebenso wie 82,7 TWh (83,4 TWh) Stromflüsse in das Ausland gegenüber. Somit ergab sich ein Stromexportsaldo von 51,2 TWh (55 TWh). Die gesamte Stromerzeugung in Deutschland sowie die Zuflüsse aus dem Nachbarland wurden durch das deutsche Stromnetz aufgenommen und transportiert. Dies entsprach in 2018 einer Summe von 678,3 TWh (2017: 682 TWh). Für Baden-Württemberg weist die amtliche Statistik für 2017 einen Bruttostromverbrauch von 72,2 TWh aus. Für 2018 liegen die vorliegenden Schätzwerte ebenfalls bei rund 72 TWh. Diesem stand in 2018 eine Bruttostromerzeugung von 62,3 TWh (2017: 60,4 TWh) gegenüber. Um den Strombedarf zu decken waren daher in 2018 10 TWh Stromimport erforderlich. Baden-Württemberg ist ein Stromtransitland, da es neben den innerdeutschen Verflechtungen über die Bundesländergrenzen hinaus über Grenzkuppelstellen mit Frankreich, Österreich und der Schweiz verbunden ist. Während es für die innerdeutschen Stromflüsse keine tatsächliche Erfassung gibt, werden die Stromzu- und -abflüsse über die Grenzkuppelstellen erfasst. Die physikalischen Lastflüsse sind der nachfolgenden Grafik zu entnehmen:

Physikalische Lastflüsse [TWh]

Quelle: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Insgesamt wurden somit im baden-württembergischen Stromnetz im Jahr 2018 in Summe (Erzeugung plus Import und Export) 87,7 TWh (2017: 85,7 TWh) Strom transportiert.

Erdgas:

Für Deutschland weist die AGEB für die Jahre 2017 und 2018 die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Werte aus. Das über das Erdgasnetz verteilte Erdgasaufkommen lag bei 1.307,3 TWh in 2017 und bei 1.834,9 TWh in 2018.

	2017	2018
Förderung Inland	70,5 TWh	61,6 TWh
Importe	1.237,2 TWh	1.773,2 TWh
Erdgasaufkommen	1.307,3 TWh	1.834,9 TWh
Exporte	347,6 TWh	861,7 TWh
Speichersaldo	+ 0,7 TWh	-27,8 TWh
Erdgasverbrauch	960,8 TWh	945,3 TWh

Quelle: ZSW auf Basis von AGE B

Das Erdgasnetz in Baden-Württemberg setzt sich aus dem Fernleitungsnetz der terranets bw GmbH und den nachgelagerten Erdgasverteilnetzen zusammen. Das Fernleitungsnetz hat eine Länge von rund 2.000 km und ist über elf Einspeisepunkte mit angrenzenden Transportnetzen verbunden. Hinzu kommen drei Grenzübergangspunkte zu ausländischen Netzkopplungspartnern in Vorarlberg, der Ostschweiz sowie in Basel. Rund 200 Netzkopplungspunkte verbinden das Fernleitungsnetz mit den nachgelagerten Verteilnetzen. Die dem Transportgasnetz der terranets bw GmbH im Jahr 2018 entnommene Jahresarbeit lag bei 78,46 TWh.

2. *Wie haben sich ihrer Kenntnis nach in den vergangenen zehn Jahren in den deutschen Erdgasnetzen die Anteile und Einspeisungsvolumina von Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas entwickelt?*

Um in das Erdgasnetz eingespeist werden zu können, müssen die Gase bestimmte Qualitätsparameter erfüllen. Dies ist in der Regel nur bei speziell aufbereitetem Biomethan oder anderen synthetischen Gasen der Fall, nicht jedoch bei nicht aufbereitetem Biogas, Deponie-, Klär- und Grubengasen. Letztere werden in der Regel am Ort ihres Anfalls direkt zur Stromerzeugung eingesetzt. Der erzeugte Strom wird entweder direkt vor Ort genutzt oder ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, wofür der Betreiber dann gemäß EEG eine entsprechende Vergütung pro Kilowattstunde (kWh) Strom erhält.

Aus den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (BNetzA) lässt sich folgende Zeitreihe ableiten:

	Einheit	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Anzahl der einspeisenden Anlagen		77	108	144	185	190	198	190
davon Wasserstoff								5
davon Synthesegas								6
Eingespeiste Gasmenge		275	413	520	688	774	856	853
davon Wasserstoff	Mio.							< 1
davon Synthesegas	Nm ³							22
Eingespeiste Gasmenge		2,67	4,39	5,47	7,49	8,36	9,22	9,22
davon Wasserstoff								0,002
davon Synthesegas	TWh							0,257
Anteil am Erdgasverbrauch	%						0,009	0,01

Quelle: ZSW auf Basis von BNetzA

Für den Zeitraum vor 2011 liegen keine Daten vor.

3. *Welches perspektivische Potenzial misst sie, vor allem hinsichtlich des Auslaufens der Vergütungsansprüche nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), der Umrüstung von Biogas-Bestandsanlagen in Baden-Württemberg und Deutschland auf Biomethan-Aufbereitung und Biomethan-Netzeinspeisung bei (gegebenenfalls unter Angabe kalkulierter Einspeisevolumina)?*

Nach aktuellen Studien der Deutschen Energie-Agentur (dena) („Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr“) und eines Verbundes aus Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Deutschem Biomasseforschungszentrum und DBI Gas- und Umwelttechnik („Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen“) könnten in Deutschland 131 bis 151 Petajoule (PJ; rd. 36,4 bis 42,0 TWh) Biogas aus rund 2.000 bestehenden Biogasanlagen mobilisiert werden, die in den nächsten zehn bis 15 Jahren ihren Anspruch auf EEG-Vergütung verlieren und sich aufgrund der Anlagengröße und bisher schlechter Wärmenutzung für eine Umrüstung auf Biomethan bzw. Bio-LNG besonders gut eignen.

Da sich in Baden-Württemberg rund zehn Prozent sowohl der Anlagen als auch der installierten Leistung befinden, dürften hier rund 200 Anlagen für eine Aufbereitung geeignet sein, die 13 bis 15 PJ (rd. 3,6 bis 4,2 TWh) Biomethan erzeugen könnten. Zu beachten ist allerdings, dass die Anlagen in Baden-Württemberg durchschnittlich eher kleiner sind und deshalb für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogas-Aufbereitungsanlage häufig ein Zusammenschluss über Rohgasleitungen und mit gemeinsamer Aufbereitungsanlage erforderlich ist.

4. *Inwieweit setzt sie sich diesbezüglich für einen speziellen Fördermechanismus ein, um entsprechende Umrüstungen anzureizen?*

Ein Fördermechanismus wäre erst denkbar, wenn vorher die entsprechenden Zielsetzungen auf Bundesebene geregelt werden. Die Bundesregierung ist gefordert, eine prinzipielle Weichenstellung für die zukünftige Biogasnutzung festzulegen. Im Ergebnispapier Strom 2030 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) werden für Biomasse Nutzungspfade vorgeschlagen, die im Biogassektor nur durch Aufbereitung auf Biomethan erfüllt werden können.

Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg hat in den aktuellen Beratungen des Umweltausschusses des Bundesrates zur Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) einen Antrag mit der Forderung eingebracht, vor weitgehenden Festlegungen zur Vor-Ort-Verstromung von Biogas ein Konzept vorzulegen, wie Biogas zukünftig prioritär genutzt werden soll. Anforderungen aus dem Verkehrs- und Wärmesektor, insbesondere für Prozesswärme, wären dabei ebenso zu berücksichtigen wie die Bereitstellung erneuerbarer Gase für das Gasnetz der Zukunft. Der Antrag war allerdings zum aktuellen Zeitpunkt nicht mehrheitsfähig.

5. *In welchem Umfang sind ihrer Kenntnis nach in den vergangenen fünf Jahren in Deutschland Stromerzeugungsanlagen nach dem EEG im Rahmen von Redispatch, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen abgeregelt worden (gestaffelt nach Kalenderjahr und Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regelzone sowie unter Angabe der dadurch entstandenen, umlagefähigen Kosten bzw. Erstattungen)?*

Im Rahmen des Engpassmanagements stehen den Netzbetreibern mehrere Optionen zur Verfügung. Die erste Option ist der Redispatch von am Strommarkt agierenden Kraftwerken. Unter Redispatch versteht man dabei eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber, mit dem Ziel, auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer Kraftwerke auf der einen Seite des Engpasses bei gleichzeitiger Steigerung der Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke auf der anderen Seite des Engpasses bleibt in Summe die gesamte Wirkleistungseinspeisung bei gleichzeitiger Entlastung des Engpasses nahezu unverändert. Die zum Re-

dispatch angewiesenen Kraftwerke erhalten für die Mehr- oder Minderproduktion eine entsprechende Vergütung. Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung gemäß EEG wurden in den vergangenen fünf Jahren nicht im Redispatch eingesetzt. Hierfür fehlte u. a. die rechtliche Grundlage. Bei drohenden Netzengpasssituationen unterliegen Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung gemäß EEG dem Einspeisemanagement (EinsMan). Die Bundesnetzagentur weist die entsprechenden Daten zum EinsMan nach Regelzonen seit 2015 aus. Zu Anpassungsmaßnahmen sind nur Gesamtmengen bekannt. Erneuerbare-Energien-Anlagen dürften hierin aufgrund der geltenden Rechtslage nicht enthalten sein. Anpassungsmaßnahmen werden zudem nicht finanziell entschädigt, weshalb sie in der folgenden Tabelle nicht aufgeführt werden. Diese enthält somit nur die relevanten abgeregelten erneuerbaren Stromerzeugungsmengen nach EinsMan im EEG und die entsprechenden Entschädigungszahlungen.

Regelzone	2015		2016		2017		2018	
	Ausfallarbeit in GWh	Entschädigungsansprüche in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Entschädigungsansprüche in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Entschädigungsansprüche in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Entschädigungsansprüche in Euro
TenneT	3.458,31	354.438.315	2.905,94	292.801.588	4.501,88	517.584.075	4.701,10	568.076.510
50 Hertz	1.220,55	120.641.724	793,68	76.667.864	974,25	88.418.241	647,11	61.843.437
Amprion	40,5	2.514.881	40,26	2.960.667	37,25	3.574.651	35,59	3.848.748
TransnetBW	2,94	427.990	3,4	329.214	4,6	398.247	18,87	1.668.162
Gesamt	4.722,30	478.022.910	3.743,28	372.759.333	5.517,98	609.975.214	5.402,67	635.436.857

Quelle: ZSW auf Basis von BNetzA

6. *Inwieweit erwartet sie nach Inbetriebnahme der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen „SuedLink“ und „Ultranet“ unter Berücksichtigung der weiteren Ausbaupfade der erneuerbaren Energien eine vollumfängliche und dauerhafte Entspannung der unter Frage 5 dargestellten Entwicklung?*

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen „SuedLink“ und „Ultranet“ werden mit ihren Übertragungskapazitäten von vier bzw. zwei Gigawatt (GW) die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den jeweiligen Regionen deutlich erhöhen. Sie sind eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in Richtung der süddeutschen Verbrauchszentren und werden nach ihrer Inbetriebnahme entsprechend reduzierend auf den Redispatchbedarf wirken. Dass eine einzelne leistungsstarke Leitung große Auswirkungen auf den Redispatchbedarf haben kann, zeigt das Netzausbauprojekt „Thüringer Strombrücke“. Nach Angaben der Bundesnetzagentur ging die Belastung des zuvor stark überlasteten Netzelements „Remptendorf-Redwitz“ nach der vollständigen Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017 deutlich zurück: Die zeitliche Überlastung der Leitung „Remptendorf-Redwitz“ sank im 4. Quartal 2017 auf nur noch 18 Stunden. Im 4. Quartal 2016 war die Leitung dagegen an 945 Stunden überlastet.

7. *Inwieweit und durch welche konkreten Initiativen hat sie sich im Bundesrat bisher für eine verstärkt integrierte Betrachtung beim Ausbau von Strom- und Gasnetzen eingesetzt, um eine bessere räumliche Allokation und Koordination bei der Erschließung der erneuerbaren Energien zu erreichen?*

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Strom- und Gasnetze sollte integriert betrachtet werden. Die Standortentscheidungen und damit die regionale Verteilung des Ausbaus der erneuerbaren Energien hängen jedoch von den Marktbedingungen ab. Wichtig ist daher, dass Nachteile bei den Standortbedingungen ausgeglichen werden, die insbesondere Windenergieanlagen in Süddeutschland gegenüber norddeutschen Anlagen aufweisen. Diesbezüglich ist die Landesregierung auf vielfältige Weise aktiv geworden, u. a. durch Vorschläge für eine regionale Steuerung des Windenergieausbaus im Rahmen des EEG.

8. *Inwiefern teilt sie die Kritik, dass „erneuerbare Gase“, will heißen, biogene und synthetische Gase, in Deutschland derzeit keiner einheitlichen gesetzlichen Definition und somit keinem einheitlichen Rechtsrahmen unterliegen?*

Die Landesregierung ist der Auffassung, dass eine Legaldefinition für biogene und synthetische Gase und die konsistente Verwendung der Begrifflichkeiten in der Gesetzgebung einen klaren Rechtsrahmen und Vertrauen bei potenziellen Investoren schaffen könnten.

9. *Inwieweit teilt sie die Auffassung, dass die stromintensive Wasser-Elektrolyse sowie weiterführende stromintensive Power-to-Gas-Verfahren (Methanisierung, Gasverflüssigung usw.) sachlich nicht als Letztverbrauch elektrischer Energie zu bewerten sind, sondern gesetzgeberisch als systemdienliches Netzelement eingestuft und infolgedessen von der EEG-Umlage, Netzentgelten sowie von Strom- und Energiesteuer befreit werden sollten?*

Die Landesregierung teilt derzeit die Auffassung nicht, dass die strom-/energieintensiven Power-to-Gas-Verfahren (PtG) gesetzgeberisch als systemdienliches Netzelement eingestuft werden sollten, um somit von Umlagen und Abgaben befreit zu werden. Genannte Anlagen würden aufgrund einer höheren Wirtschaftlichkeit vermehrt im Norden und Osten Deutschlands vor dem Hintergrund hoher Stromüberschüsse entstehen, nicht jedoch in Baden-Württemberg, wo derzeit und auf absehbare Zeit nicht mit Stromüberschüssen zu rechnen ist. Somit würde eine Ausweitung von o. g. Ausnahmetatbeständen zur Verringerung von Umlagen und Abgaben zu einer Mehrbelastung von Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern in Baden-Württemberg führen. Darüber hinaus sind PtG-Verfahren, je nach Anwendungsfall, bereits heute bei Netzentgelten, der EEG-Umlage und der Stromsteuer in besonderer Weise vom Gesetzgeber berücksichtigt.

10. *Welche aktuellen Erkenntnisse hat sie (unter Einbeziehung der Vorhabenliste des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches) über geplante oder umgesetzte Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (bitte mit tabellarischer Angabe: Standorte gestaffelt nach den 16 Ländern, Projektstand, Vorhabenträger bzw. Betreiber, technisches Verfahren, elektrische Leistung des Elektrolyseurs sowie aktuelle Gesamtleistung der betriebsbereiten Elektrolyseure in den Ländern und Deutschland insgesamt)?*

Im Rahmen verschiedener Forschungs- und Pilotprojekte wurden in fast jedem Bundesland PtG-Anlagen errichtet, die nach dem Prinzip der Sektorenkopplung arbeiten und synthetische erneuerbare Gase produzieren, die gespeichert, in ein Gasnetz eingespeist oder anderweitig vermarktet werden. Im Frühjahr 2019 waren insgesamt Deutschlandweit 37 Anlagen mit insgesamt rund 25 Megawatt (MW) in Betrieb, drei Anlagen waren außer Betrieb und 18 Anlagen in Planung. Die bislang in Betrieb befindlichen Anlagen befinden sich überwiegend im Leistungsbe- reich unter 1 MW, teilweise auch deutlich darunter. Mit 5 MW und 6 MW (zwei Anlagen) liegen lediglich drei der 37 Anlagen in einer deutlich höheren Leistungs- klasse. Im Rahmen der Reallaboraausschreibung des BMWi sind mehrere Anlagen im zweistelligen MW-Bereich geplant, einzelne wagen den nächsten Skalierungs- schritt auf 100 MW. Details können der Tabelle in *Anlage 1* entnommen werden.

11. *In welchen Mengen fällt Wasserstoff derzeit pro Jahr jeweils in Baden-Württemberg und nach ihrer Kenntnis in Deutschland als industrielles Nebenprodukt an?*

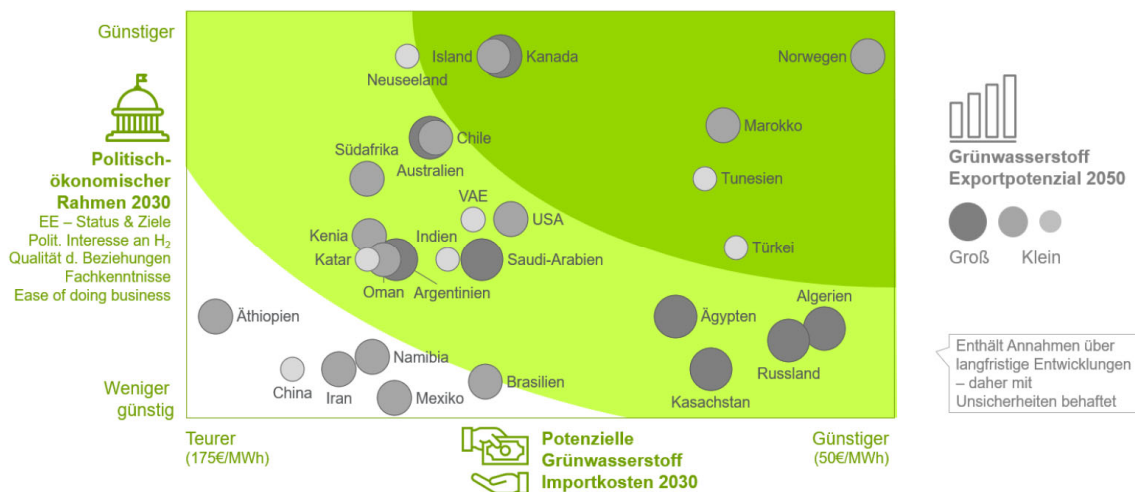
Laut der Studie Energieträger der Zukunft (e-mobil BW, 2012) wurden in den Jahren 1998 ff. über die Produktion von Wasserstoff als Nebenprodukt verschiedener Chemieprozesse in Deutschland zusammengetragen. Danach belief sich die Produktionskapazität dieses Nebenprodukt-Wasserstoffs in Baden-Württemberg auf ca. 1,1 Mrd. Nm³/Jahr. Aktuelle Zahlen liegen nicht vor. Auch wenn die Daten bereits vor beinahe 20 Jahren erhoben wurden, kann davon ausgegangen werden, dass sich diese Menge zumindest nicht verringert hat.

Die Produktion von Wasserstoff ist aufgrund der vielfältigen Herstellungsverfahren und Akteure ein fragmentierter Markt mit geringer Gesamtmarkttransparenz. Die deutschlandweite Wasserstoff-Produktion beläuft sich auf ca. 20 Mrd. Normkubikmeter (Nm³), wobei der Großteil des Wasserstoffs in der chemischen und petro-chemischen Industrie verwendet und weiterverarbeitet wird. Weltweit sind es etwa 600 Mrd. Nm³. Aufgrund der stabilen Rahmenbedingungen der Chemieindustrie kann davon ausgegangen werden, dass die Produktion in den vergangenen Jahren zumindest konstant geblieben ist.

Die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff durch Elektrolyse aus Erneuerbaren Energien befindet sich in Baden-Württemberg noch im Anfangsstadium. Als erstes Leuchtturmprojekt wurde in Grenzach-Wyhlen ein 1-MW-Elektrolyseur errichtet, der mittels Strom aus Wasserkraft max. 2 Mio. Nm³ Wasserstoff pro Jahr erzeugen soll. Dieser Elektrolyseur kann auf bis zu 10 MW ausgebaut werden. Beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Lampoldshausen steht ebenfalls ein 1-MW-Elektrolyseur, der in Kürze nach über einjähriger Testphase in Betrieb genommen wird. Auch diese Anlage kann bei ausreichendem Absatz weiter ausgebaut werden.

12. Welche Potenziale sieht sie sowohl innerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums als auch in Drittstaaten-Regionen (z. B. Nordafrika und Naher Osten), um die natürlichen Standortvorteile bei den Stromgestehungskosten für die kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan zu erschließen und somit mögliche Importanteile für eine bilanziell treibhausgasneutrale Gasversorgung zu entwickeln (siehe dazu auch: Projekt „Desert Power 2050“)?

Die Kosten für die Wasserstofferzeugung hängen wesentlich von den Strom- und den Nebenkosten wie Steuern und Abgaben ab. Sofern die Nebenkosten gering sind, kommt es im Wesentlichen noch auf die Kosten für die Erzeugung des Stromes an. Wenn strombasierte Kraft- und Brennstoffe in erheblichem Umfang im deutschen Energiesystem zum Einsatz kommen sollen, ist nach heutigem Stand, nicht zuletzt aufgrund der Kostenvorteile, von einem überwiegenden Import der Energieträger aus Regionen mit sehr guten Einstrahlungs- und/oder Windverhältnissen auszugehen. Innerhalb der EU kommen laut Studien von „Agora Energiewende“ und „Frontier Economics“ bislang und künftig vor allem Island, Norwegen und Spanien infrage, um durch geringe Stromgestehungskosten vor Ort eventuell Wasserstoff/synthetische Kraftstoffe zu erzeugen und zu exportieren. In der MENA-Region und Subsahara-Afrika kommen weit mehr Staaten infrage, die sich – in Abhängigkeit von zahlreichen ökonomischen und politischen Faktoren – zu Exporteuren von synthetischem Methan und/oder Wasserstoff entwickeln könnten. Das Potenzial der wirtschaftlichen Herstellung und ggf. des Exports ist in erster Linie abhängig von den Investitions- und Betriebskosten von Erneuerbare-Energie-Anlagen in der Region sowie den zur Herstellung von Wasserstoff/synthetischen Kraftstoffen benötigten Power-to-X-Technologien. Bislang werden beispielsweise in Saudi-Arabien durch Photovoltaik-Projekte Stromgestehungskosten von unter 3 Eurocent/kWh erreicht. Dieselben Skaleneffekte lassen sich aber bei weitem noch nicht bei Power-to-X-Technologien beobachten. Neben günstigen Gesteungskosten sind weitere Aspekte hinsichtlich der potenziellen Herkunftsländer zu berücksichtigen: Eine Kurzanalyse von „Adelphi“ bewertet unter Berücksichtigung von qualitativen Kriterien wie Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 und dem politischen Interesse an Wasserstoff sowie quantitativen Kriterien wie dem verfügbaren Potenzial und Eigenenergiebedarf die potenziellen Herkunftsländer wie folgt:



Quelle: Adelphi

13. Welche Handlungsmöglichkeiten des Landes Baden-Württemberg sieht sie aktuell, um eine derartige wirtschaftliche Zusammenarbeit gezielt voranzutreiben und vor allem den nordafrikanischen Staaten somit auch eine zukunftsichernde Einkommensperspektive zu eröffnen?

Die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom und die Weiterverarbeitung zu synthetischen Kraft- und Brennstoffen bietet den heute erdöl- und erdgasexportierenden Ländern eine mögliche Zukunftsperspektive. Für Länder wie bspw. Marokko, die selbst eine hohe Energieimportabhängigkeit aufweisen, würde ein neues Geschäftsmodell erwachsen können. Grundsätzlich ist die wirtschaftliche, forschungsseitige und politische Zusammenarbeit zum Aufbau einer Kooperation zu intensivieren.

Die Erschließung der wirtschaftlichen Chancen für den Anlagen- und Maschinenbau durch den Export der Technologien erfordert die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft im Inland zur Weiterentwicklung und Erprobung der Technologie.

14. Welche Erkenntnisse hat sie über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die bestehenden Fördermechanismen für „erneuerbare Gase“ in Schweden, Dänemark, Österreich und der Schweiz?

Schweden verfolgt das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 und hat bereits seit dem Jahr 1991 eine CO₂-Steuer, die aktuell etwa 115 €/t CO₂ beträgt. Schweden verfügt über keine eigenen fossilen Rohstoffe, sodass Kohle, Erdgas und Mineralöl, aber auch Uran vollständig importiert werden müssen. Ausgelöst durch die Ölkrise wurden bereits sehr früh Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (bspw. im Gebäudesektor) und zur verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien gesetzt. Erdgas spielt bislang im Energiemix von Schweden eine eher untergeordnete Rolle, während die Biomasse einschließlich Biogasen traditionell eine wichtige Rolle in der Energieversorgung einnimmt. Bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung stand traditionell die Wasserkraft, aber auch die Biomasse im Vordergrund. Zunehmend rückt aber auch die Windenergie in den Vordergrund, weshalb Schweden seine Ziele für 2030 im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits erreicht hat. Im Jahr 2017 wurden 64 Prozent des in Schweden produzierten Biogases aufbereitet als Biomethan im Verkehrssektor eingesetzt, 20 Prozent zur Wärmebereitstellung, 9 Prozent für sog. „flaring“ (dt. Abbrennen über Gasfackel), drei Prozent in industrieller Nutzung und lediglich drei Prozent zur Stromerzeugung (restliche Prozentpunkte andere Nutzung sowie fehlende Daten). Jedoch könnte insbesondere LBG (liquified biogas, auch Bio-LNG – Bio Liquified Natural Gas) die Treibhausgasemissionen aus Schwedens Verkehrssektor wesentlich reduzieren helfen. Entsprechende Investitionen wurden bereits getätigt und die Infrastruktur ist im Aufbau. Zum Zielkanon

von Schwedens 2018 verabschiedetem Klimaschutzgesetz zählt die Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehr um 70 Prozent gegenüber 2010 bis zum Jahr 2030. Neben der Elektromobilität spielen Biokraftstoffe hierbei eine wichtige Rolle. Hierzu zählen auch Biogas und auf Basis erneuerbarer Energien erzeugter Wasserstoff. Die Förderung der Biomethaneinspeisung in Schweden zielte bislang vor allem auf den Einsatz im Verkehrssektor ab. Hierzu trug eine Befreiung von der CO₂-Steuer und sonstigen Energiesteuern maßgeblich bei. Hinzu kamen zeitlich befristete Einkommensteuerermäßigungen beim Einsatz gasbetriebener Firmenwagen sowie Investitionszuschüsse für den Bau von Biogas- bzw. Biomethanerzeugungsanlagen.

Dänemark traf im Lichte der Ölkrise die strategische Entscheidung, die Wärmeversorgung auf Nah- und Fernwärmesystemen umzustellen. Entsprechend sind heute 64 Prozent der dänischen Haushalte an ein Wärmenetz angeschlossen. Die dänische Regierung verfolgt ein Ausbauziel von 75 Prozent. Dabei stammen 68 Prozent der Fernwärme heute aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die gleichzeitig auch der Stromversorgung dienen. 62 Prozent der Fernwärmeproduktion basiert heute bereits auf dem Einsatz erneuerbarer Energien, hauptsächlich aus Biomasse. Hierzu zählt auch Biogas, das allerdings nur einen Anteil von 2,3 Prozent an der Brennstoffbereitstellung für die Fernwärme ausmacht. Der Energieträger Erdgas kommt in Dänemark mit Ausnahme des Verkehrssektors im gesamten Energiesystem zum Einsatz. Es wird zum Heizen in Privathaushalten, zur Produktion von Strom und Wärme in KWK-Anlagen und in der Industrie eingesetzt. Dabei weist das Gas im Erdgasnetz in Dänemark im Jahresdurchschnitt einen Biomethananteil von rund 10 Prozent auf, was auf die Einführung eines Einspeisetarifs für Biogas zur Wärmebereitstellung zurückzuführen ist. Aufgrund der hohen Inanspruchnahme der Einspeisetarife und der resultierenden Sorge vor hohen Kosten plant die dänische Regierung aktuell den Umstieg von einer Festvergütung auf ein Ausschreibungsmodell, ähnlich wie beim deutschen EEG. Die Ausgestaltung insbesondere für den Wärmemarkt ist noch unklar. Aktuell gelten die Einspeisetarife weiter, weshalb auch von einer weiteren Zunahme des Biomethananteils im dänischen Gasnetz auszugehen ist. Aktuell sind 21 Aufbereitungsanlagen für Biomethan in Betrieb und weitere sind in Planung. Dänemark könnte mit seiner Strategie das erste Land in Europa werden, in dem der gesamte Erdgasbedarf durch Biomethan aus Lebensmittelabfällen, Industrieabfällen und landwirtschaftlichen Rückständen gedeckt werden kann. Schon heute hat kein europäisches Land einen höheren Anteil an Biogas im Gasnetz. In den Sommermonaten werden einige Gebiete bereits ausschließlich mit Biomethan versorgt. Im Rekordsommer 2018 lag der Biogasanteil auch im Gesamtnetz an einem Juniwochenende bei über 26 Prozent. Die Menge an erneuerbarem Gas, welche in das Gasnetz eingespeist wird, steigt stetig. So weist das Gasnetz in Kopenhagen bereits heute einen Biogasanteil von etwa 40 Prozent auf, der in Zukunft weiter steigen soll. 2030 bis 2035 könnte Biogas fossiles Erdgas vollständig ablösen. Den Einsatz von Biogas oder synthetischen Gasen im Verkehr favorisiert Dänemark hingegen nicht. Generell muss für CNG-Fahrzeuge – auch wenn sie mit Biomethan oder synthetischem Methan betrieben werden – eine besondere Steuer bezahlt werden. CNG-Busse dürfen ab 2025 nicht mehr im öffentlichen Nahverkehr eingesetzt werden. Steuern auf den Verbrauch von Erdgas werden genauso auf den Einsatz von Biomethan erhoben, wenn dieses ins Erdgasnetz eingespeist wurde. In allen anderen Fällen ist Biogas von CO₂- und Energiesteuern befreit.

Österreich will mit der Strategie „Mission 2030“ die Nutzung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energie forcieren und damit den Weg hin zu einer Dekarbonisierung von energieintensiven Industriezweigen ermöglichen sowie das damit verbundene langfristige Speicherpotenzial erschließen und gleichzeitig die Fluktuationen der erneuerbaren Stromerzeugung abfedern. Österreich will sukzessive konventionelles Erdgas, ein heute bedeutender Energieträger mit entsprechend ausgebauten Infrastrukturen, durch erneuerbares Gas (Einspeisung von Wasserstoff und Biogas) ersetzen. Dafür sollen im Zeitraum von 2019 bis 2021 verschiedene Maßnahmen ergriffen und die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden: 1.) die Langfristspeicherung von Strom mittels Wasserstoff soll ermöglicht und gefördert werden. Hierfür soll geprüft werden, ob branchennahe Zukunftsinvestitionen der Kohlenwasserstoffindustrie (z. B. Power-to-Gas) bei der Berechnung von Förderzinsen angerechnet werden können (Mineralrohstoffge-

setz). 2.) Die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyseanlagen soll die Produktion überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen abfedern. Durch eine Verknüpfung der Förderung erneuerbarer Energie mit der Bereitstellung von Speicherkapazitäten soll der Ausbau von Speichern bei gleichzeitig verstärkter Volatilität im Strommarkt forciert werden (Energiegesetz neu). 3.) Begünstigte Einspeisung von Wasserstoff/Biogas in das Erdgasnetz. In diesem Zusammenhang sind geeignete Instrumente zu entwickeln (Energiegesetz neu). 4.) Um den Einsatz nicht-fossiler Energieträger zu forcieren und Rechtssicherheit für Investoren zu schaffen, soll Wasserstoff dem Erdgasabgabengesetz zugeordnet sowie eine steuerliche Begünstigung verankert werden. Biogas ist in gleicher Weise zu behandeln. Die genannten Maßnahmen sind zwar noch nicht umgesetzt, lassen aber die Zielsetzungen von Österreich in diesem Kontext klar erkennen. Die weiteren Entwicklungen werden stetig verfolgt.

Die Schweiz verfügt mit der CO₂-Abgabe auf fossile Brenn- und Kraftstoffe über ein Instrument, das fossile Energieträger verteuert und Anreize für den Einsatz von alternativen Brenn- und Kraftstoffen auf erneuerbarer und synthetischer Basis setzt. Teilweise wird das Mittelaufkommen aus der CO₂-Abgabe für die Förderung entsprechender Projekte verwendet. Hinzu kommt, dass die Importeure von Treibstoffen ebenso wie die Betreiber von fossil-thermischen Kraftwerken zur CO₂-Kompensation im Inland verpflichtet sind (10 Prozent im Jahr 2020). Bei den zu ergreifenden Maßnahmen muss es sich um zusätzliche Maßnahmen zur CO₂-Einsparung handeln. Die Produktion und Nutzung erneuerbarer Gase kann je nach Ausgestaltung der konkreten Projektbedingungen eine anrechenbare Maßnahme zur CO₂-Kompensation im Inland sein. Darüber hinaus hat sich die Schweizer Gaswirtschaft das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 den Anteil der erneuerbaren Gase im gasversorgten Wärmemarkt auf 30 Prozent zu steigern. Hierzu bedarf es einer weiteren Erschließung der in der Schweiz vorhandenen Potenziale zur Biomethanherzeugung (bspw. auf Basis landwirtschaftlicher Reststoffe). Zusätzlich dürfte dies aber bis 2030 auch die Produktion und Einspeisung synthetischer Gase auf Basis von erneuerbarem Strom bedingen. Der Einsatz synthetischer Gase als Brennstoff ist aktuell nicht reguliert, d. h. sie unterliegen nicht der CO₂-Abgabe-Pflicht, was ihren Einsatz attraktiv werden lassen kann. Auch in der Mobilität bestehen Anreize: Synthetische Gase sind von der Mineralölsteuer befreit, sofern der Strom zur Herstellung dieser Gase aus erneuerbaren Energien stammt und ihr Einsatz kann ggf. bei der CO₂-Kompensationspflicht angerechnet werden, wie dies aktuell im Programm Biotreibstoffe möglich ist. Einige Kantone gewähren Kfz-Steuererleichterungen für besonders emissionsarme Fahrzeuge, zu denen in der Regel auch gasbetriebene Fahrzeuge gehören.

15. Teilt sie die unter anderem von der Unternehmensgruppe Thüga und der Gedankenschmiede „Agora Energiewende“ diskutierte Forderung nach einem Quotenmodell für „erneuerbare Gase“, bei dem die Gashändler gesetzlich dazu verpflichtet werden, einen von Jahr zu Jahr linear steigenden Mindestanteil „erneuerbare Gase“ zu handeln, um im Sinne eines Markthochlaufs Planungssicherheit für Investoren zu schaffen und über die Produktskalierung sowie Forschung und Entwicklung Kostensenkungen zu erreichen?

Aus Sicht der Landesregierung ist eine sachgerechte Quotenregelung für erneuerbare Gase grundsätzlich sinnvoll, sie muss aber zwingend auf europäischer Ebene implementiert werden. Die Einführung könnte das Potenzial bieten, einen stabilen Investitionsrahmen von neuen, umweltschonenden Technologien zu fördern.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass das Land Baden-Württemberg wie in der Vergangenheit auch in der Zukunft auf Stromimporte angewiesen sein wird, um den bestehenden Bedarf zu decken. Eine großskalige regionale Produktion von synthetischem Gas, für die eine zusätzliche nennenswerte und möglichst erneuerbar erzeugte Strommenge benötigt würde, wird deshalb sehr begrenzt sein.

Nach einer aktuellen Studie zu den Potenzialen der Biomethaneinspeisung aus bestehenden Biogasanlagen kommen rund 2.000 Anlagen für eine Umrüstung auf Biomethan infrage. Das entspricht 44 Prozent der gesamten Biogasproduktion und rund vier Prozent des Erdgasverbrauchs in Deutschland.

Um eine etwaige Nachfrage nach erneuerbaren Gasen zu stimulieren, wären deshalb Importe erforderlich. Die hierzu benötigten Produktionsanlagen auf internationaler Ebene existieren derzeit jedoch noch nicht. Daher ist fraglich, ob ein rascher Markthochlauf, wie es beispielsweise der von der Thüga geforderte Anteil von 25 Prozent erneuerbarem Gas am Gesamtgasmix bis 2030 erfordern würde, zu erreichen ist.

16. Welche Erkenntnisse hat sie hinsichtlich der technischen Problematik der Wasserstoffversprödung über deutsche und baden-württembergische Pilotversuche bei der Beimischung von Wasserstoffanteilen in Erdgasnetze (Blending), beispielsweise durch die Münchner Thüga-Gruppe oder den Freiburger Versorger Badenova?

Die Landesregierung ist sich der gegebenenfalls auftretenden Problematik der Versprödung von Infrastruktur und bei Endanwendung durch Beimischung höherer Wasserstoffanteile im konventionellen Erdgas bewusst. Über diesbezügliche Probleme bei deutschen oder baden-württembergischen Pilotversuchen liegen der Landesregierung keine Kenntnisse vor. Die Landesregierung weist darauf hin, dass in Zeiten der Nutzung von Stadtgas (aus der Kohlevergasung) bereits rund 25 bis zu rund 40 % Wasserstoff in der Gasversorgung enthalten waren. Sie geht davon aus, dass Versprödungsprobleme prinzipiell beherrschbar sind.

17. Inwiefern sieht sie mit Blick auf die perspektivisch verstärkte Einspeisung von Wasserstoffanteilen die Notwendigkeit für ein Markthochlaufprogramm des Bundes zur Förderung entsprechender Infrastruktur- und Tannelemente sowie von speziellen Konversionsanlagen?

Neben der Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehr oder als Rohstoff in der Industrie kann dieser auch in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und so einer Vielzahl von unterschiedlichen Anwendungen zugeführt werden (Studie „Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in BW“, 2016). Wie viel Wasserstoff theoretisch ins baden-württembergische Erdgasnetz eingespeist werden kann, hängt vor allem von der zulässigen maximalen H₂-Konzentration im Erdgas und von der abgesetzten Erdgasmenge ab. Die verschiedenen an das Erdgasnetz angeschlossenen Verbraucher und Anlagenteile haben unterschiedliche Anforderungen bezüglich des zulässigen Wasserstoffanteils im Gasstrom. Erdgastankstellen stellen dabei den am weiträumigsten vorkommenden „Verbraucher“ mit geringer Toleranz bezüglich H₂-Konzentration dar. Gemäß DIN 51624 ist für die Abgabe an CNG-Fahrzeuge eine maximale H₂-Konzentration von zwei Volumen-Prozent zulässig (entspricht 0,6 Prozent des Energieinhaltes). Dieser Wert stellt heute die Begrenzung in weiten Teilen des Erdgasnetzes dar. Aufgrund der geringeren volumenbezogenen Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas, beträgt der energetische Anteil des Wasserstoffs am Gasgemisch dann lediglich 0,6 Prozent. Auf Basis dieser Zumischgrenze kann für 2025 ein theoretisches Einspeisepotenzial für Wasserstoff im gesamten Bundesland in Höhe von etwa 12.100 t H₂ (0,4 TWh H₂) abgeleitet werden. Die Notwendigkeit für ein Markthochlaufprogramm für entsprechende Infrastruktur- und Tannelemente sowie von speziellen Konversionsanlagen wird aktuell nicht gesehen.

18. Welche Erkenntnisse hat sie über die einschlägige Forschungsarbeit des Fraunhofer-Instituts für Werkstoffmechanik in Freiburg und des Forschungsnetzes „Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e. V.“?

Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik (IWM):

Das Fraunhofer-Institut für Werkstoffmechanik in Freiburg setzt sich mit der Wirkung von Wasserstoff auf Werkstoffe auseinander. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt in der Zuverlässigkeit, Sicherheit, Lebensdauer und Funktionalität von Bauteilen und Systemen unter Berücksichtigung der Mechanismen auf makroskopischen und mikrostrukturellen Strukturen. Das IWM überträgt diese Mechanismen in zuverlässige Lebensdauervorhersagen und Risikoeinschätzungen. Der Forschungs-

und Entwicklungsschwerpunkt liegt bei Werkstoffen, die in Kontakt mit Wasserstoff kommen. Wasserstoff reduziert die Festigkeit, Duktilität und Lebensdauer vieler metallischer Werkstoffe durch sogenannte Wasserstoffversprödung. Zunehmende Bedeutung gewinnt das Problem Wasserstoffversprödung im Verkehrs- und Energiebereich. Die damit verbundene Entwicklung neuer Technologien zur Herstellung, Verteilung und zum Einsatz von Wasserstoff als Energielieferant erfordert die Qualifizierung vorhandener und neu zu entwickelnder Werkstoffe für diese Anwendungen.

Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e. V. (HYPOS):

Das Innovationsprojekt Hydrogen Power Storage and Solutions East Germany wird im Rahmen der Förderinitiative „Zwanzig20 – Partnerschaft für Innovation“ vom Bundesministerium für Bildung und Forschung mit 45 Millionen Euro gefördert. HYPOS ist ein deutschlandweites Entwicklungs- und Forschungsnetzwerk und strebt den Aufbau einer Grünen Wasserstoffwirtschaft in der Modellregion Mitteldeutschland an. Dazu gehören alle Aspekte entlang der Wertschöpfungskette von Strombereitstellung über Herstellung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Grünem Wasserstoff in den Bereichen Chemie, Raffinerie, Mobilität und Energieversorgung. Außerdem werden die Themenfelder Sicherheit und Akzeptanz mit einbezogen. Der dafür gegründete HYPOS e. V. bündelt die Kompetenzen von über 100 Mitgliedern aus Wirtschaft und Forschung. Mit Stand Oktober 2019 sind bereits vier Forschungsvorhaben abgeschlossen, 21 Projekte laufend und weitere drei Projekte in Beantragung. Die Pionierleistungen von HYPOS umfassen u. a. die Entwicklung einer Salzkaverne als weltweit größtem Wasserstoffgroßspeicher mit einem Fassungsvermögen von über 50 Mio. Nm³ Wasserstoff (H₂-Forschungskaverne), der Aufbau und Forschungsbetrieb eines lokalen Gasverteilnetzes auf Kunststoffbasis mit 100 Prozent Wasserstoff und entsprechenden exemplarischen Endanwendern (H₂-Netz) und die Entwicklung einer dezentralen Testumgebung mit integrierter H₂-Erzeugung, H₂-Verbrauch und O₂-Nutzung an einer Abwasserbehandlungsanlage (LocalHy). Mehr Informationen finden sich unter: <http://www.hypos-eastgermany.de/>.

19. Welche Erkenntnisse hat sie über aktuelle Forschungsprojekte und Perspektiven zur Steigerung des Wirkungsgrads bei der Elektrolyse, beispielsweise hinsichtlich der Erforschung der Hochtemperaturolektrolyse am Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart?

Das DLR-Institut für Technische Thermodynamik untersucht (neben der Nieder-temperatur-Elektrolyse) die Hochtemperatur-Elektrolyse, die mit einer Betriebstemperatur von über 700 °C Wasserdampf benötigt. Der Wirkungsgrad dieser Technologie ist der höchste aller Elektrolysen (ca. 90 Prozent), setzt aber die Verfügbarkeit von Dampf voraus, weshalb das DLR die Bereitstellung von Dampf mittels Solarthermie untersucht. Weitere Vorteile sind die Reversibilität der Reaktoren (Betrieb wechselnd zwischen Brennstoffzelle und Elektrolyse) und die Möglichkeit der gleichzeitigen Wasserdampf- und Kohlendioxid-Elektrolyse zur Erzeugung von Syngas (H₂ + CO) für synthetische Kohlenwasserstoffherstellung („e-fuels“ und „e-chemicals“). Das DLR untersucht die Degradation der Reaktoren für alle diese Betriebsweisen und konnte nachweisen, dass die Spannungsverluste kleiner 1 %/1.000 h für idealen Betrieb liegen können (Degradationsmechanismen wurden aufgeklärt). Weiter entwickelt das DLR neue Zellen, die aufgrund von periodischer „Erneuerung“ noch bessere Langzeitstabilität versprechen.

20. Welche Erkenntnisse hat sie über aktuelle Forschungsprojekte und Perspektiven zur Steigerung des Wirkungsgrads bei der katalytischen bzw. biologischen Methanisierung?

Der thermodynamische Wirkungsgrad für die vollständige CO₂-Methanisierung ist für katalytische und biologische Verfahren gleich ($H_u \text{ CH}_4 / H_u \text{ H}_2 = 0,83$). Die Verfahren unterscheiden sich vielmehr in der Prozessführung, Reaktoren, Baugröße, Temperatur, Druck, Umsatz, Betrieb, Wartung und vielem mehr.

Während die katalytische Methanisierung von Synthesegas ($\text{CO} + \text{H}_2$) ihre Ursprünge in der chemischen Industrie hat und dort auch schon vielfach großtechnisch umgesetzt wurde, ist die Entwicklung der biologischen Methanisierung jüngerer Datums und eher im Bereich von Biogasanlagen zu verorten. Sowohl bei katalytischer als auch bei der biologischen Methanisierung geht es in aktuellen Forschungsprojekten darum, die Verfahren an die neuen Anforderungen der Energiewende (z. B. saisonale Energiespeicherung) anzupassen und zu optimieren.

Weitergehende Angaben zu Perspektiven und aktuellen Forschungsprojekten sind in den Technologieberichten zur Vorbereitung des 7. Energieforschungsrahmenprogramms ausführlich dargestellt: Schmidt, M.; Schwarz, S.; Stürmer, B.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken sowie in Kretzschmar, J. (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

21. Welche Erkenntnisse hat sie über die aktuellen Forschungsaktivitäten des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung bezüglich der thermochemischen Konversion von Biomasse in Kombination mit Elektrolyse-Wasserstoff?

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erforscht im Rahmen des Kopernikus-Verbundvorhabens des BMBF „P2X: Erforschung, Validierung und Implementierung von Power-to-X-Konzepten“ eine innovative Verfahrenskombination von endothermer Hochtemperatur-Elektrolyse und thermochemischer Konversion im Oxyfuel-Prozess, mit der aus der Kohlenstoff-Ressource Biomasse erneuerbare kohlenstoffbasierte PtX-Kraftstoffe und -Chemikalien mit einem Elektrolysestrombedarf von $2,5 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3\text{H}_2$ hergestellt werden können (verglichen mit der heute üblichen Niedertemperatur-Elektrolyse $\approx 4,5 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3\text{H}_2$). Die grundlegende technische Innovation besteht darin, dass der Sauerstoffbedarf der Oxyfuel-Verbrennung von der Hochtemperatur-Elektrolyse gedeckt und die aus der Verbrennung entstehende Hochtemperatur-Wärme in die endotherme Hochtemperatur-Elektrolyse gekoppelt wird. Dabei kann der Kohlenstoff der begrenzt verfügbaren Biomasse vollständig in das erneuerbare Zielprodukt überführt werden.

22. Welche Erkenntnisse hat sie über aktuelle Forschungsaktivitäten zum Potenzial der Gewinnung von Biomethan durch Holzvergasung?

Die einzige erneuerbare Energie, die Kohlenstoff zur Erzeugung von erneuerbaren kohlenstoffbasierten Kraftstoffen und Chemikalien enthält, ist die Biomasse. Nachhaltig verfügbare Biomasse ist jedoch in vielen Ländern knapp. Aufgrund der chemischen Zusammensetzung der Biomasse ist es mit konventionellen (Holz-)Vergasungsverfahren zur Gewinnung von Biomethan nicht möglich, 100 Prozent des Kohlenstoffs in das erneuerbare Zielprodukt zu überführen. Das ZSW sieht daher eine große Chance in einem neuartigen Ansatz, der auf der Einkopplung von Elektrolyse-Wasserstoff in die Kohlenstoff-Ressource Biomasse basiert. Durch die Wasserstoff-Einkopplung in geeignete thermochemische Konversionsprozesse (z. B. Oxyfuel-Verbrennung oder Vergasung) kann der Kohlenstoff der Biomasse vollständig in z. B. Biomethan überführt und somit eine wesentlich höhere Biomethanmenge produziert werden – bei gleichbleibendem Biomasse-Einsatz. Dies entspricht einer Erhöhung des Kraftstofftrags gegenüber bisherigen Biokraftstoffen, wie Bio-Diesel oder Bio-Ethanol, um das mehr als Fünffache, bezogen auf die Anbaufläche und den Kraftstofftrag je Hektar.

23. *Inwieweit teilt sie die Auffassung der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, dass Wasserstoff- und weitere Power-to-Gas-Lösungen zeitnah in regionalen Reallaboren erprobt werden sollten, um vertiefte praktische Erkenntnisse über die nötige Infrastruktur und den Endverbrauch „erneuerbarer Gase“ (z. B. Wasserstoff oder synthetisches bzw. biogenes Methan) zu gewinnen?*

24. *Welche Möglichkeiten sieht sie dafür konkret in Baden-Württemberg?*

Die Fragen 23 und 24 werden aufgrund ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die Landesregierung befürwortet die Erprobung von Power-to-X-Verfahren und Wasserstoff-Lösungen in Reallaboren. In begrenzten Experimentierräumen können so neue Technologien und neue Geschäftsmodelle erprobt werden, die unter dem derzeit gegebenen Rechts- und Regulierungsrahmen nur bedingt umsetzbar sind. Auch kann so erprobt werden, wie der regulatorische Rahmen zu gestalten wäre, um Innovationen und neue Technologien zur Anwendung zu bringen.

In der Elektrolyse-Anlage in Grenzach-Wyhlen am Rhein (siehe Frage 10) wird mittels Strom aus dem dortigen Laufwasserkraftwerk Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der Wasserstoff kann dann für verschiedene Nutzungswege bereitstehen. Mit dem Reallabor-Projekt „H2 Wyhlen“ soll die in Grenzach-Wyhlen bereits bestehende Power-to-Hydrogen-Infrastruktur mit dem angrenzenden Quartier und Industrieareal zu einem Testraum ausgebaut werden. „H2 Wyhlen“ zählt zu den Gewinnern des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ des BMWi vom Juli 2019. Die Energiedienst AG plant bei „H2 Wyhlen“ gemeinsam mit weiteren Projektpartnern aus Industrie und Forschung (darunter das ZSW) die Anlage um weitere 5 MW elektrisch zu erweitern. Der erzeugte Wasserstoff sowie anfallende Prozess-Abwärmen sollen lokal in der Industrie, in Mobilitätsanwendungen sowie zur Nahwärmeversorgung genutzt werden können. Geforscht wird unter anderem an der Entwicklung großskalig fertigerbarer Elektrolysetechnologie. Das Projekt befindet sich aktuell in der formalen Antragstellung und soll Anfang 2020 beginnen.

25. *Wie bewertet sie das Potenzial von Kraft-Wärme-Kopplung mit direkter Energieumsetzung aus Wasserstoff, beispielsweise in abgelegenen Verbrauchsregionen oder im Rahmen von Notversorgungskonzepten für kritische Infrastrukturen?*

Brennstoffzellensysteme als Netzersatzanlagen und für die unterbrechungsfreie Stromversorgung stehen heute in verschiedenen Größen und Leistungsbereichen zur Verfügung. Das Spektrum reicht von großen Modulen mit mehreren hundert Kilowatt Leistung bis zu kleinen Anlagen im niedrigen Watt-Bereich. Für Notstromsysteme bieten Brennstoffzellensysteme große Vorteile. Sie vereinen eine schnelle Reaktionszeit, hohe Zuverlässigkeit, lange Lebensdauer, Wartungsfreiheit und nur geringe Ansprüche an die Umgebungstemperatur. Auch Startprobleme oder Geräusch- und Abgasproblematiken, wie beispielsweise bei Notstromdieselaggregaten, gibt es bei der Brennstoffzelle nicht.

Im Oktober 2010 wurde die strategische Partnerschaft Clean Power Net (CPN) von 19 Akteuren aus Industrie und Forschung ins Leben gerufen. Mittlerweile ist das Netzwerk auf 23 Partner angewachsen, die gemeinsam die Markteinführung von umweltfreundlichen Brennstoffzellenapplikationen für Industrie und Business vorantreiben. Das CPN ist ein Leuchtturmprojekt des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP), das von 2013 bis 2016 offiziell gefördert wurde.

Eine unterbrechungsfreie Stromversorgung ist vor allem in kritischen Infrastrukturen wie dem Digitalfunk der „Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben“ (BOS) unabdingbar. Brennstoffzellen-Netzersatzanlagen (BZ-NEA) stellen in immer mehr Regionen Deutschlands die Notstromversorgung von Digitalfunkstandorten. Äußerst umweltfreundliche Betriebsbedingungen und eine unkomplizierte und kostengünstige Fernwartung machen das Netzersatzanlagen-System für die Anwendung in der Praxis attraktiv. Eine zusätzliche Kostenerspar-

nis resultiert aus der fast unbegrenzten Haltbarkeit von Wasserstoff, sodass im Unterschied zu Dieselsystemen auch bei längeren Standzeiten kein Kraftstoffwechsel vorgenommen werden muss. Insbesondere im Bereich der Notstromversorgung mit typischerweise geringen Einsatzzeiten und höchsten Anforderungen an die Einsatzbereitschaft stellt dies einen wichtigen Vorteil des Systems Wasserstoff und Brennstoffzelle dar.

In Baden-Württemberg wurden für die Einführung des Digitalfunks in Deutschland für die BOS rund 700 Funkstandorte errichtet. Hinsichtlich der Verfügbarkeit und Ausfallsicherheit bestehen an diese sogenannte kritische Infrastruktur besonders hohe Anforderungen. Daher hat das Land Baden-Württemberg an 35 bedeutsamen und im Winter mitunter schwer erreichbaren Standorten eine stationäre Notstromversorgung durch die Installation von Brennstoffzellensystemen eingerichtet.

Als Brennstoffzellentyp werden Polymerelektrolytbrennstoffzellen (PEM) eingesetzt. Der Leistungsbedarf an den Standorten liegt im Bereich zwischen 2,0 bzw. 2,5 kW. Die Brennstoffversorgung erfolgt durch den Einsatz von komprimiertem Wasserstoff in Druckgasflaschen. Die Funkstandorte können bei einem Stromausfall damit bis zu 100 Stunden versorgt werden. Durch den Einsatz von Druckgasflaschen ist eine schnelle Nachlieferung von Wasserstoff vergleichsweise unkompliziert möglich.

Ein großes Potenzial wird aber auch bei der dezentralen Energieversorgung auf Baustellen oder Veranstaltungen gesehen. Hier werden entweder große Dieselaggregate oder viele kleine Motoren zur Stromerzeugung genutzt. Diese Systeme durch Brennstoffzellen zu ersetzen würde sowohl bzgl. der Schadstoffe als auch des Lärms deutliche Vorteile mit sich bringen.

26. Welche Pilotprojekte sind ihr diesbezüglich in Baden-Württemberg bekannt?

Im Projekt H₂ORIZON des DLR-Instituts für Raumfahrtantriebe und der ZEAG Energie AG, das von der Landesregierung gefördert wird, sollen zwei Blockheizkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,6 MW zum Teil mit dem in einer PEM-Elektrolyse (Anschlussleistung von rund 1 MW) erzeugten Wasserstoff betrieben werden.

27. Wie gestaltet sich aktuell die Zahl der Tankstellen für Wasserstoff, Methanol, Erdgas (Compressed Natural Gas, kurz: CNG) und Flüssiggas (Liquefied Natural Gas, kurz: LNG) jeweils in Baden-Württemberg und Deutschland?

Wasserstoff:

In Deutschland sind derzeit 76 Tankstellen in Betrieb, 11 in der Planungsphase, 5 in der Genehmigungsphase, 4 in der Ausführung und 7 in der Inbetriebnahme bzw. Probetrieb.

In Baden-Württemberg gibt es aktuell folgende Tankstellen:

Tankstelle	Straße	PLZ	Ort	Eröffnung
Flughafen (OMV)	Flughafenstraße 70	70629	Stuttgart	Okt. 09
Fraunhofer ISE	Heidenhofstraße 3	79110	Freiburg	Feb. 12
Total	Ohmstraße 25	70736	Fellbach	Okt. 15
ZSW (Total)	Helmholtzstraße 8	89081	Ulm	Jul. 16
OMV	Auchterstraße 19	72555	Metzingen	Sep. 16
Shell	Bodenseestraße 19	78187	Geisingen	Dez. 16
Shell	Neckarstraße 10	71065	Sindelfingen	Aug. 17
Shell	Im Buchbusch 12	75177	Pforzheim	Aug. 17
Total	Goldbeckstraße 1	69493	Hirschberg	Sep. 17
Total	Erlachseeweg 10	76227	Karlsruhe	Sep. 17
Shell	Heinrich-Otto-Str. 2	73240	Wendlingen	Okt. 17
Air Liquide/ Autohof 24	Buchäckerring 40	74906	Bad Rappenau	Okt. 17

Folgende weitere Tankstellen sind im Bau:

Tankstelle	Straße	PLZ	Ort	Eröffnung
Heidelberg	Speyerer Straße 20	69124	Heidelberg	Okt. 19
Rastatt	Karlsruher Straße 16	76437	Rastatt	Dez. 19

LNG:

In Baden-Württemberg ist eine nicht-öffentliche LNG-Tankstelle bekannt.

Zu Tankstellen der weiter genannten Energieträger sind einschlägige, öffentlich zugängliche Quellen und Internetseiten verfügbar.

28. Wie haben sich ihrer Kenntnis nach die Marktanteile bzw. Zulassungszahlen bei den Personenkraftwagen und Lastkraftwagen in Baden-Württemberg und Deutschland in den vorigen zehn Jahren entwickelt, die mit den unter Ziffer 27 aufgeführten Kraftstoffarten angetrieben werden?

Die nachfolgende Tabelle enthält für Personenkraftwagen (Pkw) und Lastkraftwagen (Lkw) die Neuzulassungszahlen insgesamt und nach Kraftstoffarten für die Jahre 2009 bis 2018, aufgeteilt für Deutschland und Baden-Württemberg. Auch sind darin die Marktanteile der jeweiligen Fahrzeuge nach ausgewählten Kraftstoffarten, jeweils bezogen auf die gesamte Anzahl der Neuzulassungen, ersichtlich.

Neuzulassungen von Personenkraftwagen und Lastkraftwagen in Baden-Württemberg und Deutschland von 2009 bis 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten*)												
Jahr	Baden-Württemberg				Deutschland							
	Anzahl an Neuzulassungen insgesamt											
	PKW		LKW		PKW		LKW					
2009	522.611		22.765		3.807.175		204.171					
2010	391.769		26.665		2.916.260		236.388					
2011	430.096		31.376		3.173.634		280.088					
2012	423.894		30.776		3.082.504		260.320					
2013	412.214		29.458		2.952.431		254.263					
2014	416.293		27.946		3.036.773		264.615					
2015	430.558		30.280		3.206.042		274.837					
2016	459.441		33.118		3.351.607		295.760					
2017	472.694		33.343		3.441.262		306.609					
2018	480.095		35.253		3.435.778		321.966					
Baden-Württemberg												
Anzahl an Neuzulassungen nach ausgewählten Kraftstoffarten												
Jahr	PKW						LKW					
	Flüssiggas		Erdgas		Sonstige		Flüssiggas		Erdgas		Sonstige	
2009	883	0,17%	1.377	0,26%	20	0,00%	50	0,22%	342	1,50%	1	0,00%
2010	701	0,18%	670	0,17%	15	0,00%	38	0,14%	254	0,95%	1	0,00%
2011	362	0,08%	781	0,18%	16	0,00%	56	0,18%	146	0,47%	2	0,01%
2012	907	0,21%	619	0,15%	13	0,00%	83	0,27%	142	0,46%	0	0,00%
2013	521	0,13%	972	0,24%	4	0,00%	59	0,20%	122	0,41%	7	0,02%
2014	550	0,13%	943	0,23%	4	0,00%	78	0,28%	105	0,38%	1	0,00%
2015	340	0,08%	543	0,13%	12	0,00%	73	0,24%	93	0,31%	2	0,01%
2016	230	0,05%	414	0,09%	8	0,00%	65	0,20%	87	0,26%	4	0,01%
2017	393	0,08%	509	0,11%	28	0,01%	59	0,18%	77	0,23%	3	0,01%
2018	415	0,09%	1.395	0,29%	65	0,01%	95	0,27%	126	0,36%	2	0,01%
Deutschland												
Anzahl an Neuzulassungen nach ausgewählten Kraftstoffarten												
Jahr	PKW						LKW					
	Flüssiggas		Erdgas		Sonstige		Flüssiggas		Erdgas		Sonstige	
2009	11.083	0,29%	10.062	0,26%	94	0,00%	470	0,23%	2.241	1,10%	61	0,03%
2010	8.154	0,28%	4.982	0,17%	57	0,00%	315	0,13%	1.422	0,60%	22	0,01%
2011	4.873	0,15%	6.283	0,20%	99	0,00%	472	0,17%	1.343	0,48%	19	0,01%
2012	11.465	0,37%	5.215	0,17%	70	0,00%	526	0,20%	1.147	0,44%	22	0,01%
2013	6.257	0,21%	7.835	0,27%	43	0,00%	397	0,16%	958	0,38%	71	0,03%
2014	6.234	0,21%	8.194	0,27%	97	0,00%	606	0,23%	846	0,32%	18	0,01%
2015	4.716	0,15%	5.285	0,16%	208	0,01%	639	0,23%	883	0,32%	13	0,00%
2016	2.990	0,09%	3.240	0,10%	84	0,00%	635	0,21%	649	0,22%	21	0,01%
2017	4.400	0,13%	3.723	0,11%	144	0,00%	771	0,25%	612	0,20%	31	0,01%
2018	4.663	0,14%	10.804	0,31%	161	0,00%	1.181	0,37%	778	0,24%	18	0,01%

*) Flüssig- und Erdgas jeweils einschließlich bivalent angetriebener Fahrzeuge.

Quelle: Kraftfahrtbundesamt, Flensburg

Quellenangabe: © Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Stuttgart, 2019

Für die Kraftstoffarten Methanol und Wasserstoff liegen der Landesregierung keine Zulassungszahlen vor. Die Entwicklung der Zulassungszahlen von Pkw und Lkw, die mit den Kraftstoffarten Erdgas und Flüssiggas angetrieben werden, stellt sich wie in der untenstehenden Tabelle aufgeführt dar.

Zur Beantwortung der Frage wurden öffentlich zugängliche Statistiken des Kraftfahrt-Bundesamtes genutzt:

https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html;jsessionid=523EAB78777CEE9B4FACD5B8E6D89695.live21302

Bestand an Personenkraftwagen in den Jahren 2010 bis 2019 nach ausgewählten Kraftstoffarten

Jahr (jeweils 1. Januar)	Erdgas (Compressed Natural Gas, kurz: CNG)		Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, kurz: LPG)	
	Baden- Württemberg	Deutschland	Baden- Württemberg	Deutschland
2010	8.225	68.515	23.723	369.430
2011	8.696	71.519	28.779	418.659
2012	9.235	74.853	33.279	456.252
2013	9.574	76.284	37.675	494.777
2014	10.151	79.065	39.418	500.867
2015	10.504	81.423	39.984	494.148
2016	10.374	80.300	39.285	475.711
2017	10.139	77.187	37.683	448.025
2018	10.082	75.459	36.043	421.283
2019	11.118	80.776	34.320	395.592

Quelle: KBA

Bestand an Lastkraftwagen in den Jahren 2010 bis 2019 nach ausgewählten Kraftstoffarten

Jahr (jeweils 1. Januar)	Erdgas (Compressed Natural Gas, kurz: CNG)		Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, kurz: LPG)	
	Baden- Württemberg	Deutschland	Baden- Württemberg	Deutschland
2010	1.771	15.551	447	6.093
2011	1.999	16.394	603	7.401
2012	2.086	16.907	761	8.656
2013	2.112	16.989	936	9.831
2014	2.112	16.611	1.059	10.646
2015	2.062	16.033	1.183	11.538
2016	1.927	15.523	1.314	12.472
2017	1.828	14.752	1.417	13.021
2018	1.755	14.203	1.498	13.749
2019	1.773	13.783	1.615	14.994

Quelle: KBA

29. *Wie viele für die unter Ziffer 27 genannten Kraftstoffe geeigneten Fahrzeuge befinden sich derzeit im Fuhrpark der Landesverwaltung (Auflistung jeweils nach Wasserstoff, Methanol, CNG – monovalente und bivalente Fahrzeuge und LNG)?*

Der Fuhrpark der Landesverwaltung ist dezentral organisiert. Eine zentrale Übersicht über die Kraftfahrzeuge der Ressorts, aus der hervorgeht, mit welchen Kraftstoffen sie angetrieben werden, liegt nicht vor und wurde im Rahmen der Beantwortung auch nicht erstellt.

30. *Was tut sie, um Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Rahmen von Pilotversuchen für den baden-württembergischen Nahverkehr (Züge und Busse) zu erproben?*

Züge:

Das Land Baden-Württemberg hat sich schon sehr frühzeitig für die Entwicklung und für den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) stark gemacht. Im September 2014 hat es gemeinsam mit weiteren deutschen Aufgabenträgern für den SPNV eine Absichtserklärung mit der Firma Alstom Transport Deutschland GmbH abgeschlossen, in der sich erstmals in Deutschland Aufgabenträger entschlossen haben, den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen in ihren Zuständigkeitsbereich prüfen zu lassen. Auf Grundlage dieser Absichtserklärung hat das Land Baden-Württemberg, vertreten durch das Ministerium für Verkehr, Strecken- und Netzuntersuchungen vorgenommen, um die Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellenfahrzeugen zu identifizieren.

Als Ergebnis wurde hierfür das NETZ 8 Ortenau ausgewählt, welches aufgrund seiner topografischen und infrastrukturellen Anforderungen (Anteil von nicht-elektrifizierten und elektrifizierten Streckenabschnitten) als geeignetes Netz zum robusten Einsatz von Fahrzeugen mit alternativen Antriebstechnologien angesehen worden ist. Allerdings hat sich das Land von vorneherein für eine technologieoffene Ausschreibung entschieden, um auch weitere Alternativen zu lokal emissionsfreien Fahrzeugen zum Zuge kommen zu lassen. Hierbei haben sich am Markt batteriegestützte Elektrotriebfahrzeuge (sog. BEMU-Fahrzeuge) als Alternative aktuell durchgesetzt und werden derzeit von mehreren Herstellern entwickelt bzw. erprobt.

Im Rahmen der Fahrzeugausschreibung im NETZ 8 Ortenau (die als Lebenszyklusmodell-Ausschreibung angelegt gewesen ist; d.h. neben der Lieferung der Fahrzeuge stehen die Hersteller auch für Wartung und Instandhaltung der Fahrzeuge über die gesamte Lebensdauer ein) haben sich die o.g. BEMU-Fahrzeuge insbesondere im Hinblick auf Instandhaltungsaufwand und Energiekosten eindeutig gegenüber den Brennstoffzellenfahrzeugen durchgesetzt.

Das Land Baden-Württemberg betreibt im Rahmen seines Elektrifizierungskonzeptes die weitgehende Elektrifizierung von bisher nicht elektrifizierten Strecken und Netzen voran. Im Rahmen dieses Elektrifizierungskonzeptes wird für die Strecken, die langfristig nicht für die Elektrifizierung vorgesehen sind, der Einsatz von Fahrzeugen mit alternativen, lokal emissionsfreien Antriebstechnologien untersucht. Hierbei wird auch betrachtet, ob es weitere Einsatzmöglichkeiten für Brennstoffzellenfahrzeuge in Baden-Württemberg gibt. Die Untersuchungen hierzu dauern noch an.

Busse:

Brennstoffzellenfahrzeuge können die emissionsfreie Mobilität in Ergänzung zu batterieelektrischen Fahrzeugen insbesondere beim Langstreckenverkehr sowie bei Bussen und Nutzfahrzeugen unterstützen. Der Einsatz von Brennstoffzellen in Fahrzeugen kann, vor allem hinsichtlich Reichweite und im Schwerlastbereich, einige Vorteile gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen bieten. Insbesondere Brennstoffzellenbusse können beim Aufbau eines Marktes für innovative emissionsfreie Antriebe mit Wasserstoff als Energieträger eine besondere Dynamik entwickeln. Busse können mit einer Tankstelle (plus Redundanz) auskommen und benötigen kein flächendeckendes Netz an Infrastruktur. Busse haben zudem eine

breite Öffentlichkeitswirksamkeit und entlasten die Städte von Schadstoffen. Brennstoffzellenbusse, die mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff betrieben werden, haben gegenüber batterieelektrisch betriebenen Bussen deutliche Vorteile. Dazu zählen die größere Reichweite, die kurze Betankungszeit und ein deutlich geringerer Einsatz von kritischen Materialien. Zur Initiierung und Unterstützung einer Wasserstoffmobilität werden in Baden-Württemberg im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft in fünf Städten regionale Wasserstoffkonzepte für den ÖPNV erstellt. Das Land Baden-Württemberg sieht hier ein großes Potenzial, den Brennstoffzellenantrieb zu etablieren. Mit einer umfangreichen Investitionsförderung von Brennstoffzellenbussen und den passenden Tankstellen würde auf europäischer Ebene ein deutliches Signal für eine klimaneutrale Mobilität gesetzt.

Im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft befasst sich im Themenfeld „Energie“ die AG 3 „Wasserstoff und Brennstoffzelle“ aktuell mit Möglichkeiten zum Aufbau einer Nutzfahrzeug- und Businfrastruktur. Die Arbeitsgruppe begleitet derzeit die Erstellung von Studien, bei denen in fünf Städten (Heidelberg, Konstanz, Offenburg, Waiblingen und Freiburg) Konzepte für einen emissionsfreien ÖPNV auf Basis der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie entwickelt werden sollen.

Mit den Konzeptstudien ermitteln die Städte die Potenziale, Brennstoffzellenbusse in den ÖPNV zu integrieren. Die Konzeptstudien werden bis Ende 2019 fertiggestellt.

In Vertretung

Meinel

Ministerialdirektor

Anlage 1

Bundesland	Projektstandort	Projektstand	Betreiber	technisches Verfahren		elektrische Leistung	
				Elektrolyseart	Methanisierung	laut DVGW	Elektrolyseur laut DENA
Baden-Württemberg	Freiburg	in Betrieb	Fraunhofer ISE, badenova/ bnNETZE, Hochschule Offenburg	PEM		< 1 MW	
Baden-Württemberg	Freiburg	in Betrieb	Fraunhofer ISE, badenova/ bnNETZE, Hochschule Offenburg	PEM		< 1 MW	
Baden-Württemberg	Grenzach-Wyhlen	in Betrieb	Energiedienst AG	AEL		1 bis < 10 MW	10 MW
Baden-Württemberg	Karlsruhe	in Betrieb	Engler-Bunte-Institut am KIT		ja, katalytisch		
Baden-Württemberg	Karlsruhe	in Betrieb	DVGW-Forschungsstelle am EBI		ja, katalytisch		
Baden-Württemberg	Karlsruhe	außer Betrieb	Engler-Bunte-Institut am KIT		ja, katalytisch		
Baden-Württemberg	Karlsruhe	in Betrieb	Engler-Bunte-Institut am KIT	PEM		< 1 MW	
Baden-Württemberg	Karlsruhe	in Betrieb	Total/Sunfire GmbH	SOEC		< 1 MW	
Baden-Württemberg	Lampoldshausen	in Betrieb	ZEAG Energie AG, DLR	PEM		1 bis < 10 MW	1 MW

Baden-Württemberg	Stuttgart	außer Betrieb	Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung B.-W.	AEL	ja, katalytisch	< 1 MW	
Baden-Württemberg	Stuttgart	außer Betrieb	Netze BW GmbH	AEL		< 1 MW	
Baden-Württemberg							2 MW (+ 10 MW geplant)
Bayern	Altenstadt	in Betrieb	MicroPyros	AEL	ja, biologisch	< 1 MW	
Bayern	Arzberg	außer Betrieb	Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V.	PEM		< 1 MW	
Bayern	Schwandorf	außer Betrieb	microEnergy		ja		
Bayern	Haßfurt	in Betrieb	Windgas Haßfurt GmbH & Co. KG	PEM		1 bis < 10 MW	1,25 MW
Bayern	Ruhstorf an der Rott	in Betrieb	HAW Landshut, TZ Energie		ja, biologisch		
Bayern	Straubing	außer Betrieb	MicroPyros GmbH		ja		
Bayern	Augsburg	in Betrieb	Stadtwerke Augsburg SWA	AEL	ja, katalytisch	< 1 MW	0,0625 MW
Bayern							2,5 MW
Brandenburg	Cottbus	in Betrieb	BTU Cottbus	AEL		< 1 MW	0,145 MW
Brandenburg	Falkenhagen	in Betrieb	Uniper	AEL	ja, katalytisch	1 bis < 10 MW	
Brandenburg	Prenzlau	in Betrieb	Enertrag AG	AEL		< 1 MW	0,5 MW

Brandenburg/ Berlin	Schönefeld/Flughafen BER	außer Betrieb	TOTAL	AEL		< 1 MW	0,5 MW
Brandenburg/ Berlin							2 MW
Hamburg	Hamburg – Bahrenfeld	in Betrieb	Shell	PEM		< 1 MW	0,5 MW
Hamburg	Hamburg – Hafen	in Betrieb	H&R Ölwerke Schindler GmbH	PEM		1 bis < 10 MW	5 MW
Hamburg	Hamburg – Hafencity	außer Betrieb	Vattenfall	AEL		< 1 MW	0,5 MW
Hamburg	Hamburg – Reitbrook	außer Betrieb	Uniper Energy Storage GmbH	PEM		1 bis < 10 MW	0,5 MW
Hamburg							6,5 MW
Hessen	Allendorf (Eder)	in Betrieb	Viessmann, microbEnergy	PEM	ja, biologisch	< 1 MW	1,2 MW
Hessen	Bad Hersfeld	in Planung	Fraunhofer IEE	PEM	ja, katalytisch	< 1 MW	0,5 MW
Hessen	Frankfurt am Main	außer Betrieb	Mainova AG	PEM		< 1 MW	0,5 MW
Hessen	Frankfurt am Main	in Planung	Areva H2Gen GmbH	PEM	ja, katalytisch	1 bis < 10 MW	0,5 MW
Hessen	Hanau	in Betrieb	Greenenergy GmbH	PEM		< 1 MW	0,5 MW
Hessen							3,2 MW
Mecklenburg-Vorpommern	Grapzow	in Betrieb	WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG	AEL		1 bis < 10 MW	0,5 MW

Mecklenburg-Vorpommern	Rostock	in Betrieb	Exytron GmbH	AEL	ja, katalytisch	< 1MW	0,021 MW
Mecklenburg-Vorpommern	Stralsund	in Betrieb	Hochschule Stralsund, Institut für Regenerative Energiesysteme	AEL		< 1MW	0,5 MW
Mecklenburg-Vorpommern							1,021 MW
Niedersachsen	Region Ostfriesland	in Planung	TenneT, Gasunie, Thyssengas	EL		> = 10 MW	100 MW
Niedersachsen	Emden	in Betrieb	Stadtwerke Emden GmbH	PEM		< 1 MW	0,5 MW
Niedersachsen	Emden	in Betrieb	Stadtwerke Emden GmbH	PEM		< 1 MW	0,5 MW
Niedersachsen	Haren (Ems)	in Planung	Windpark Fehndorf	PEM		1 bis < 10 MW	0,5 MW
Niedersachsen	Region Lingen	in Planung	Amprion, Open Grid Europe	EL	ja	> = 10 MW	100 MW
Niedersachsen	Region Lingen	in Planung	RWE Generation SE	EL		1 bis < 10 MW	0,5 MW
Niedersachsen	Region Lingen	in Planung	Enertrag AG	EL		1 bis < 10 MW	0,5 MW
Niedersachsen	Salzgitter	in Betrieb	Salzgitter Flachstahl GmbH	SOEC		< 1MW	0,15 – 0,72 MW
Niedersachsen	Sassenburg-Stüde	in Planung	Bernsteinsee Hotel GmbH	AEL	ja, katalytisch	< 1 MW	0,5 MW
Niedersachsen	Werlte	in Betrieb	Audi AG, Ingolstadt	AEL	ja, katalytisch	1 bis < 10 MW	6 MW

Niedersachsen										10 MW (+ 200 MW geplant)
NRW	Herten	in Betrieb	Anwenderzentrum H2Herten GmbH	AEL					< 1 MW	0,280 MW
NRW	Ibbenbüren	in Betrieb	Westnetz GmbH (Eigentum der innogy)	PEM					< 1 MW	0,5 MW
NRW	Lemgo	in Planung	Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe	PEM		ja, biokatalytisch			1 bis < 10 MW	0,5 MW
NRW	Lünen	in Betrieb	RWE Power AG	PEM					1 bis < 10 MW	0,5 MW
NRW	Metelen	in Planung	innogy/Westnetz GmbH	PEM					< 1 MW	0,5 MW
NRW	Niederaußem	außer Betrieb	Bayer Technology Services (BTS) und weitere	PEM		ja, katalytisch			< 1 MW	0,3 MW
NRW	Wesseling	in Planung	ITM Power GmbH, Shell	PEM					1 bis < 10 MW	0,5 MW
NRW										3,08 MW
Rheinland-Pfalz	Alzey	in Betrieb	EWR AG	AEL		ja, katalytisch			< 1 MW	0,5 MW
Rheinland-Pfalz	Mainz	in Betrieb	Stadtwerke Mainz AG	PEM					1 bis < 10 MW	6 MW
Rheinland-Pfalz	Prirmasens-Winzeln	in Betrieb	Prüf- und Forschungsinstitut Prirmasens e.V.			ja				
Rheinland-Pfalz	Prirmasens-Winzeln	in Planung	Prüf- und Forschungsinstitut Prirmasens e.V.	EL		ja, biologisch			1 bis < 10 MW	0,5 MW

Schleswig-Holstein	Reußenköge	außer Betrieb	H-Tec (GP-Joule)	PEM	> = 10 MW	0,5 MW
Schleswig-Holstein	Westre/Ellhöft	in Planung	Windpark Ellhöft GmbH & Co. KG	PEM	1 bis < 10 MW	0,5 MW
Schleswig-Holstein						3 MW
Thüringen	Heubisch	in Betrieb	AVX/KUMATEC Hydrogen GmbH & Co. KG.	AEL	< 1 MW	0,5 MW
Thüringen						0,5 MW

Quelle: ZSW auf Basis von Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) und Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA)