



WISO
DISKURS

05/2019

Thomas Bruckner, Hendrik Kondziella

SEKTORENKOPPLUNG

Die nächste Stufe
der Energiewende

**FRIEDRICH
EBERT**
STIFTUNG

Die Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) wurde 1925 gegründet und ist die traditionsreichste politische Stiftung Deutschlands. Dem Vermächtnis ihres Namensgebers ist sie bis heute verpflichtet und setzt sich für die Grundwerte der Sozialen Demokratie ein: Freiheit, Gerechtigkeit und Solidarität. Ideell ist sie der Sozialdemokratie und den freien Gewerkschaften verbunden.

Die FES fördert die Soziale Demokratie vor allem durch:

- politische Bildungsarbeit zur Stärkung der Zivilgesellschaft;
- Politikberatung;
- internationale Zusammenarbeit mit Auslandsbüros in über 100 Ländern;
- Begabtenförderung;
- das kollektive Gedächtnis der Sozialen Demokratie mit u. a. Archiv und Bibliothek.

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik verknüpft Analyse und Diskussion an der Schnittstelle von Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit, um Antworten auf aktuelle und grundsätzliche Fragen der Wirtschafts- und Sozialpolitik zu geben. Wir bieten wirtschafts- und sozialpolitische Analysen und entwickeln Konzepte, die in einem von uns organisierten Dialog zwischen Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit vermittelt werden.

WISO Diskurs

WISO Diskurse sind ausführlichere Expertisen und Studien, die Themen und politische Fragestellungen wissenschaftlich durchleuchten, fundierte politische Handlungsempfehlungen enthalten und einen Beitrag zur wissenschaftlich basierten Politikberatung leisten.

Autoren

Prof. Dr. Thomas Bruckner ist Inhaber der Professur für Energiemanagement und Nachhaltigkeit sowie Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig. Er ist dort gleichzeitig verantwortlich für die Forschungsstelle für Kommunale Energiewirtschaft.

Dr. Hendrik Kondziella ist Geschäftsführer der InfraRes GmbH in Leipzig. Er ist darüber hinaus wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM) der Universität Leipzig.

Für diese Publikation ist in der FES verantwortlich

Dr. Philipp Fink ist in der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik für den Arbeitsbereich Klima-, Umwelt-, Energie- und Strukturpolitik verantwortlich und leitet den Arbeitskreis Nachhaltige Strukturpolitik.

Thomas Bruckner, Hendrik Kondziella

SEKTORENKOPPLUNG

Die nächste Stufe der Energiewende

2	VORWORT
3	1 KURZFASSUNG
4	2 EINLEITUNG
6	3 ENERGIE- UND KLIMAPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN
6	3.1 Klimapolitische Rahmenbedingungen auf der globalen Ebene
6	3.2 Energiepolitische Rahmenbedingungen auf nationaler Ebene
9	3.3 Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors durch erneuerbaren Strom
12	4 TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER SEKTORENKOPPLUNG
12	4.1 Techniken der Sektorenkopplung
13	4.2 Power-to-X
13	4.3 Technische Effizienz
16	4.4 Technisch machbar – wirtschaftlich sinnvoll?
17	5 INTEGRIERTE BEWERTUNG DER SEKTORENKOPPLUNG
17	5.1 Zum Ausgleich der zeitlichen Variabilität der EE-Einspeisung
19	5.2 Power-to-Gas zur Sicherung der Versorgungssicherheit
20	5.3 Zum Ausgleich der räumlichen Variabilität der EE
21	5.4 Zur Dekarbonisierung des Wärme- und Transportsektors
24	5.5 Aus industriepolitischer Perspektive
24	5.6 Vergleichende Bewertung der Sektorenkopplung
26	6 POLITIKEMPFEHLUNGEN
27	6.1 CO ₂ -Bepreisung als zentrales Klimaschutzinstrument
28	6.2 Reform der Energiesteuern und -abgaben
28	6.3 Technologieförderung
28	6.4 Forschungsförderung
29	6.5 Volkswirtschaftliche Kosteneffizienz und Technologieoffenheit
29	6.6 Sektorenkopplung ist kein Selbstzweck
29	6.7 Kurzfristige Maßnahmen
30	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis
31	Abkürzungsverzeichnis
31	Literaturverzeichnis

VORWORT

Mit der Empfehlung, die Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 in Deutschland zu beenden, hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ den Weg für die nächste Stufe der Energiewende freigemacht. Denn das Aus für die Kohlemeiler ermöglicht zugleich den Start ins post-fossile Zeitalter, das den Verzicht auf fossile Energieträger bis zum Jahr 2080 vorsieht. Ebenso stellt dieser Schritt einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Pariser Klimaziele dar. Für die Energiewende heißt diese Entscheidung nicht nur, dass der Ausbau der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien vorangehen muss, sondern dass auch die übrigen Sektoren ihren Beitrag zur CO₂-Reduzierung leisten und ausreichend Möglichkeiten bestehen müssen, um den Grünstrom zu nutzen.

In diesem Zusammenhang rückt das Konzept der Sektorenkopplung zunehmend ins politische und öffentliche Interesse. Gerade mit Blick auf die langfristigen Klimaschutzziele, global wie national, werden gegenwärtig technologische Ansätze diskutiert, durch die sich die Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren besonders effizient verknüpfen lassen. Die Hoffnung ist, so über Synergieeffekte die Klimaziele schneller und effektiver erreichen zu können. Außerdem verbindet sich mit der Sektorenkopplung das Ziel, Strom aus erneuerbaren Quellen in Form von Wasserstoff oder Methan zu speichern, um sie als Energie- und Wärmequelle zu verwenden. Doch die Sektorenkopplung kann noch mehr. Mittels der PtX-Verfahren können synthetische Kraft-, Schmier-, Verbund- und Kohlenstoffe hergestellt werden, die in der Industrie- und Chemieproduktion, in der Mobilitäts- und Bauwirtschaft Verwendung finden. Somit sehen viele Expert_innen in der Sektorenkopplung eine Schlüsseltechnologie, nicht nur um langfristig den Übergang zu einer weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung zu realisieren, sondern auch als eine Chance für Industrieproduktion und Beschäftigung im post-fossilen Zeitalter.

Doch wie soll diese nächste Stufe der Energiewende am besten gestaltet werden? Thomas Bruckner und Hendrik Kondziella von der Universität Leipzig haben in der vorliegenden Publikation den aktuellen Wissensstand zur Sektorenkopplung allgemein verständlich zusammengefasst und bieten eine umfassende Begriffsklärung. Darüber hinaus zeigen die Autoren die momentanen technologischen Grenzen der Sektorenkopplung auf und diskutieren ihre volkswirtschaftlichen

Kosten. Dennoch hat die Sektorenkopplung in ihren Augen das Potenzial, dem Ziel einer dekarbonisierten Wirtschaft auch volkswirtschaftlich kostenoptimal näherzukommen. Entscheidend dafür wird es aber sein, dass die richtigen Preissignale gesetzt werden, beispielsweise durch eine CO₂-Bepreisung. Ebenfalls müssen die Rahmenbedingungen politisch so gestaltet werden, dass eine entsprechende Nachfrage nach den Technologien erzeugt wird und Investitionen in diese Technologien und ihre Anwendung erfolgen. Die Autoren geben daher abschließend politische Handlungsempfehlungen, die helfen können, einerseits bestehende Barrieren einer stärkeren Kopplung der Sektoren abzubauen und andererseits zielgenau Verfahren der Sektorenkopplung zu fördern – damit die nächste Stufe der Energiewende gelingt.

DR. PHILIPP FINK

Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Friedrich-Ebert-Stiftung

1

KURZFASSUNG

Das Klimaabkommen von Paris verpflichtet die unterzeichnenden Staaten dazu, besondere Anstrengungen zu unternehmen, um die Veränderung der globalen Mitteltemperatur auf einen Wert von 1,5 Grad zu begrenzen. Für Deutschland bedeutet dies im Kontext der Energiewendeziele (Bundesregierung 2010), bis 2050 eine Treibhausgasminimierung um mindestens 95 Prozent anzustreben. Aufgrund unvermeidbarer Emissionen in anderen Sektoren leitet sich für den Stromsektor daraus das Ziel einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (EE) ab.

Eine Schlüsseltechnologie zur Realisation einer solchen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien und damit für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende als Ganzes betrachtet stellen die Verfahren der Sektorenkopplung dar. Dabei gilt: Eine umfassende Bewertung der infrastrukturellen Sektorenkopplung muss die kumulierten CO₂-Emissionen betrachten – ein möglichst früher Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energien (Fuel-Switch) in allen Sektoren schon das zulässige CO₂-Budget. Mittelfristig gelingt dies durch die Nutzung von Erdgas, das langfristig zunehmend durch grüne Gase (d. h. mit erneuerbarem Strom synthetisch erzeugtem Wasserstoff oder Methan bzw. Biogas) ersetzt wird.

Die Nutzung von erneuerbarem Strom zur ambitionierten Dekarbonisierung aller Sektoren und Emissionsbereiche erfordert eine umfassende Kopplung mehrerer Infrastrukturen durch den Einsatz der sogenannten Power-to-X-Verfahren: Power-to-Heat (Einsatz von EE bei der Wärmeerzeugung, kurzfristig), Power-to-Mobility (Elektromobilität, mittelfristig) sowie Power-to-Gas (grüne Gase, mittelfristig) und Power-to-Liquid (synthetische Kraftstoffe, langfristig). Hierdurch wird es möglich, erneuerbaren Strom im Wärmesektor und (über die Elektromobilität) im Verkehrssektor zu nutzen.

Wegen der in unregelmäßigen Abständen auftretenden sogenannten Dunkelflauten (eine z. T. mehrere Wochen anhaltende Wetterlage mit wenig Wind und wenig Sonnenlicht) ist eine zunehmende Vollversorgung mit erneuerbaren Energien in allen Sektoren nur dann möglich, wenn elektrische Energie in ausreichendem Umfang über längere Zeiträume gespeichert werden kann. Die existierende Gasnetzinfrastruktur in Form von Gasspeichern und -netzen ist bei einer zukünftig angemessenen Zahl von vorzuhaltenden Gaskraft-

werken über Power-to-Gas bspw. dazu in der Lage, die erforderliche Langzeitspeicherung zu leisten. Die Gasnetzinfrastruktur garantiert somit die Versorgungssicherheit von Strom und Wärme bei Dunkelflauten und zwar auch dann, wenn im Rahmen der Energiewende die gesicherte Leistung aus dem Bereich der Kern- und Kohlekraftwerke sinkt und/oder es im europäischen Strommarkt zu Knappheitssituationen kommen sollte.

Mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber dem notwendigen Stromnetzausbau stellt eine Gefahr für den weiteren EE-Ausbau dar. Hier kann Power-to-Gas (PtG) abhelfen, denn PtG besitzt bereits bei einem EE-Anteil von 80 Prozent der Stromnachfrage ein signifikantes netzdienliches Einsatzpotenzial. PtG kann dann über die Nutzung der existierenden Gasinfrastruktur (in Form der Transportleitungen und Gasspeicher) Verzögerungen beim Stromnetzausbau ausgleichen. Die Kopplung des Strom- und Gasnetzes und der parallele Betrieb der dazugehörigen Infrastrukturen erhöht gleichzeitig die Resilienz der Energieversorgung.

Ambitionierter kosteneffizienter Klimaschutz erfordert bereits heute die schrittweise Einführung und mittelfristig den Markthochlauf der Power-to-X-Technologien, da das Erreichen der bezogen auf das Jahr 2050 volkswirtschaftlich gewünschten Größenordnung ohne längere Vorlaufzeiten nicht umsetzbar wäre.

Wesentliche Elemente zur volkswirtschaftlich angemessenen Förderung der Technologie der Sektorenkopplung beinhalten:

- (1) eine alle Sektoren umfassende CO₂-Bepreisung in einer stetig ansteigenden Höhe, die zu den angestrebten ambitionierten Klimaschutzziele konsistent ist;
- (2) die Schaffung eines „Level Playing Field“ in Bezug auf die staatlichen Zusatzkosten der Stromnutzung;
- (3) die Forschungsförderung;
- (4) die technologiespezifische Förderung des Markteintritts innovativer Technologien der Sektorenkopplung;
- (5) das Vermeiden einer unnötigen Beschränkung der Technologieoffenheit (z. B. im Rahmen der Diskussion zu All-Electric-Ansätzen sowie zur Nützlichkeit mehrerer Infrastrukturen im Strom-, Gas- und Wärmebereich).

2

EINLEITUNG

Die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung (Bundesregierung 2010) bedeutet langfristig den Übergang zu einer weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung. Zu den wesentlichen langfristigen Zielen dieses Konzeptes gehört daher die Senkung der CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent im Verbund mit einer Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) im Bereich der Stromerzeugung auf 80 Prozent sowie einer Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 Prozent (jeweils zu erreichen bis 2050). Die Nutzung der Kernenergie soll bereits bis 2022 beendet sein. Einen bedeutenden Beitrag zum Erreichen dieser Ziele soll die Steigerung der Energieeffizienz und damit verbunden die Reduktion der Stromnachfrage sowie des Primärenergieeinsatzes leisten.

Das Übereinkommen der Klimakonferenz von Paris sieht die Begrenzung des Anstiegs der globalen Mitteltemperatur auf deutlich unter 2 Grad, möglichst 1,5 Grad, im Vergleich zum vorindustriellen Temperaturniveau vor. Während eine Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 80 Prozent bis 2050 gut mit dem lange anvisierten 2-Grad-Ziel vereinbar ist, erfordert das neue 1,5-Grad-Ziel einen deutlich ambitionierteren Klimaschutz. Eine beschleunigte Dekarbonisierung ist deshalb erforderlich, die bereits 2050 weitgehend abgeschlossen sein muss. Damit liegt seit der Pariser Klimakonferenz der Fokus der klimapolitischen Diskussion in Deutschland auf einer Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen, die sich bezogen auf 2050 am oberen Rand der Energiewendeziele (d. h. am Wert von 95 Prozent) ausrichtet.

Wie die Monitoring-Berichte für die Bundesregierung zum Stand der Umsetzung der Energiewende zeigen, werden bezüglich des EE-Anteils an der Stromversorgung die gesetzten Ziele mittelfristig erreicht oder sogar übertroffen. Defizite sind aber bezüglich der Emissionsziele erkennbar. Gegenüber dem Referenzjahr 1990 sind die Treibhausgasemissionen bisher erst um 27 Prozent zurückgegangen. Trotz einer Vielzahl zusätzlicher Maßnahmen, die im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 enthalten sind, ist deshalb davon auszugehen, dass das Ziel einer Reduktion um 40 Prozent bis 2020 nicht erreicht werden kann. Das gilt insbesondere für den Verkehrs- und Wärmesektor: Die ursprünglich gewünschten Emissionseinsparziele bzw. Sanierungsquoten im Gebäudebestand können nicht eingehalten werden.

Vor allem mit Blick auf die langfristigen Klimaschutzziele werden in jüngster Zeit neben Anpassungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zunehmend auch technologische Ansätze zur Sektorenkopplung diskutiert. Durch die stärkere Verknüpfung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors sollen Synergieeffekte bei der gesamtwirtschaftlichen Umsetzung der Energiewende ermöglicht werden. Zu den Vorteilen, die durch eine stärkere Kopplung der Sektoren erreicht werden können, zählen: (1) der Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom als Beitrag zur beschleunigten Dekarbonisierung im Wärme- und Verkehrssektor; (2) die Integration der zeitlich variablen Überschussstrommengen aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen, die ansonsten abgeregelt (d. h. nicht genutzt) werden; (3) die Speicherung von regenerativ erzeugtem grünem Gas zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem Energieversorgungssystem, das sich energiewendebedingt immer weniger auf fossil befeuerte Kraftwerke verlassen kann; (4) industriepolitisch gesehen die Übernahme der internationalen Technologieführerschaft in diesem innovativen Bereich.

Aus systemischer Sicht betrachtet, eröffnet die Sektorenkopplung neue Freiheitsgrade, die es erlauben können, die Kosteneffizienz der klimapolitischen Zielerreichung zu erhöhen. In welchem Ausmaß die Kopplung erfolgen sollte und inwieweit hierzu spezielle Fördermaßnahmen (z. B. für innovative Verfahren wie die Erzeugung von synthetischem Methan) oder die Anpassung des energierechtlichen Rahmens notwendig sind, ist bisher noch nicht abschließend geklärt. Bezogen auf das Langfristziel einer CO₂-Emissionsminderung um 95 Prozent bildet sich aber zunehmend ein Konsens heraus, der davon ausgeht, dass eine entsprechende Zielerreichung ohne die Kopplung der Sektoren (z. B. durch eine zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs und den Einsatz von EE-Strom zur Bereitstellung von Wärme und synthetischen Gasen) nicht realisierbar ist.

Im Rahmen der vorliegenden Studie soll der Stand des Wissens zum Themenbereich „Sektorenkopplung“ allgemein verständlich aufbereitet werden. Hierzu werden in Kapitel 3 zunächst die Rahmenbedingungen vorgestellt und in Kapitel 4 die wesentlichen Begriffe (z. B. Sektorenkopplung, Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-X) definiert

sowie die dazugehörigen Konzepte unter Einbeziehung anschaulicher Beschreibungen der technologischen Möglichkeiten skizziert. Kapitel 5 gibt den gegenwärtigen Stand der diesbezüglichen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Diskussion wieder. Auf Basis einer zusammenfassenden Darstellung und einer Einordnung der Ergebnisse der derzeit zu diesem Themenbereich existierenden Studien und Veröffentlichungen wird so die Bedeutung der Sektorenkopplung für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende herausgearbeitet. Ein besonderer Wert wird abschließend im Kapitel 6 auf die Beschreibung der energiepolitischen Handlungsempfehlungen gelegt, die helfen können, Barrieren in Bezug auf eine zunehmend stärkere Kopplung der Sektoren abzubauen bzw. dort, wo dies sinnvoll erscheint, Verfahren der Sektorenkopplung zu fördern.

3

ENERGIE- UND KLIMAPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Das zunehmende öffentliche wie politische Interesse an technologischen Ansätzen zur Sektorenkopplung erklärt sich vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen, sowohl auf globaler wie nationaler Ebene, und insbesondere der bisher diesbezüglichen Erfolge, aber auch bestehenden Defiziten. Deshalb werden im Folgenden zunächst die globalen, dann die nationalen Rahmenbedingungen vorgestellt, um daran anschließend die Erwartungen und Anforderungen an die unterschiedlichen Verfahren der Sektorenkopplung besser einordnen zu können.

3.1 KLIMAPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN AUF DER GLOBALEN EBENE

Die internationale Staatengemeinschaft hat sich mit der Ratifizierung des Klimavertrages von Paris (COP 21) auf das Ziel geeinigt, den Anstieg der globalen Mitteltemperatur auf 2 Grad relativ zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Zusätzliche Anstrengungen gelten einer noch ambitionierteren Zielmarke von 1,5 Grad. Wie Klimamodellrechnungen zeigen, lässt sich dieses Ziel nur dann erreichen, wenn die CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre stabilisiert und damit korrespondierend die zukünftige Emission des langlebigen Treibhausgases CO₂ in der Summe auf ein mit den Temperaturzielen verträgliches Budget begrenzt wird (IPCC 2014a: 10). Das hierfür noch verfügbare „Rest-Budget“ an globalen CO₂-Emissionen betrug 2011 noch etwa 1.000 GtCO₂ (für 2 Grad) bzw. 400 GtCO₂ (für 1,5 Grad). Die jährlichen globalen Emissionen liegen derzeit bei knapp 40 GtCO₂ (IPCC 2014a). Bezogen auf das 1,5-Grad-Ziel ist somit bereits heute mehr als die Hälfte des zulässigen Budgets aufgebraucht. Diese klimaphysikalischen Zusammenhänge machen deutlich: Ein Aufschub von Klimaschutzmaßnahmen in einen Zeitraum nach 2030 erschwert das Einschwenken auf einen Dekarbonisierungspfad und reduziert die zur Auswahl stehenden Optionen deutlich. Gleichzeitig steigen (1) die Klimaschutzkosten, (2) die Notwendigkeit, CO₂ aktiv aus der Atmosphäre zu entfernen, und (3) das Risiko, dass die Klimaschutzziele von Paris nicht mehr erreicht werden können (IPCC 2014a). Während es nach Berechnungen, die mithilfe sogenannter Integrated-Assessment-

Modelle durchgeführt werden (vgl. IPCC 2014b; IPCC 2018), bei einem Klimaschutzziel von 2 Grad ausreichend ist, im Verlauf der zweiten Hälfte des Jahrhunderts die globalen CO₂-Emissionen auf null zurückzuführen, erfordert es das 1,5-Grad-Ziel, dass die Nettoemissionen bereits um das Jahr 2050 den Wert null annehmen (vgl. Abbildung 1).

In technologischer Hinsicht gibt es im Wesentlichen drei Möglichkeiten, die gewünschte Emissionsreduktion zu erreichen, ohne gleichzeitig die Bereitstellung von Energiedienstleistungen infrage zu stellen: (1) die Reduktion der Endenergienachfrage durch effizienzsteigernde Maßnahmen (z. B. im Gebäudebereich, in der Industrie und im Verkehr); (2) die CO₂-arme Bereitstellung der nachgefragten Endenergie (z. B. durch die Nutzung erneuerbarer Energien); (3) die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (sogenannte negative Emissionen). Letzteres lässt sich z. B. dadurch realisieren, dass die Nutzung von Bioenergie mit der Abtrennung und Speicherung von CO₂ kombiniert wird (Carbon Capture and Sequestration – CCS), das bei der Verbrennung der Biomasse freigesetzt wird. Welche dieser Optionen in welchem Umfang umgesetzt werden, hängt neben der technologischen Realisierbarkeit insbesondere von ökonomischen Aspekten und Akzeptanzfragen ab, die oft länderspezifisch unterschiedlich ausfallen (Bruckner et al. 2014).

3.2 ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN AUF NATIONALER EBENE

Die Bundesregierung hat in ihren Beschlüssen zur Energiewende bereits im Jahr 2010 eine Reihe von quantitativen Zielen festgelegt, die beschreiben, welchen Beitrag Deutschland im Kontext der europäischen Energie- und Klimapolitik (BMWi 2016a; BMWi 2016b, BMUB 2017) zur Eindämmung des globalen Klimawandels sowie zur Schonung endlicher Ressourcen leisten möchte (BMWi 2016c, vgl. Tabelle 1).

Die genannten Ziele der Energiewende sind im Wesentlichen bereits im Energiekonzept der Bundesregierung enthalten, das im Jahre 2010 veröffentlicht wurde (Bundesregierung 2010). Die konkrete Umsetzung in geltendes Recht erfolgt nachgelagert im Rahmen eines kontinuierlichen gesetzgebenden

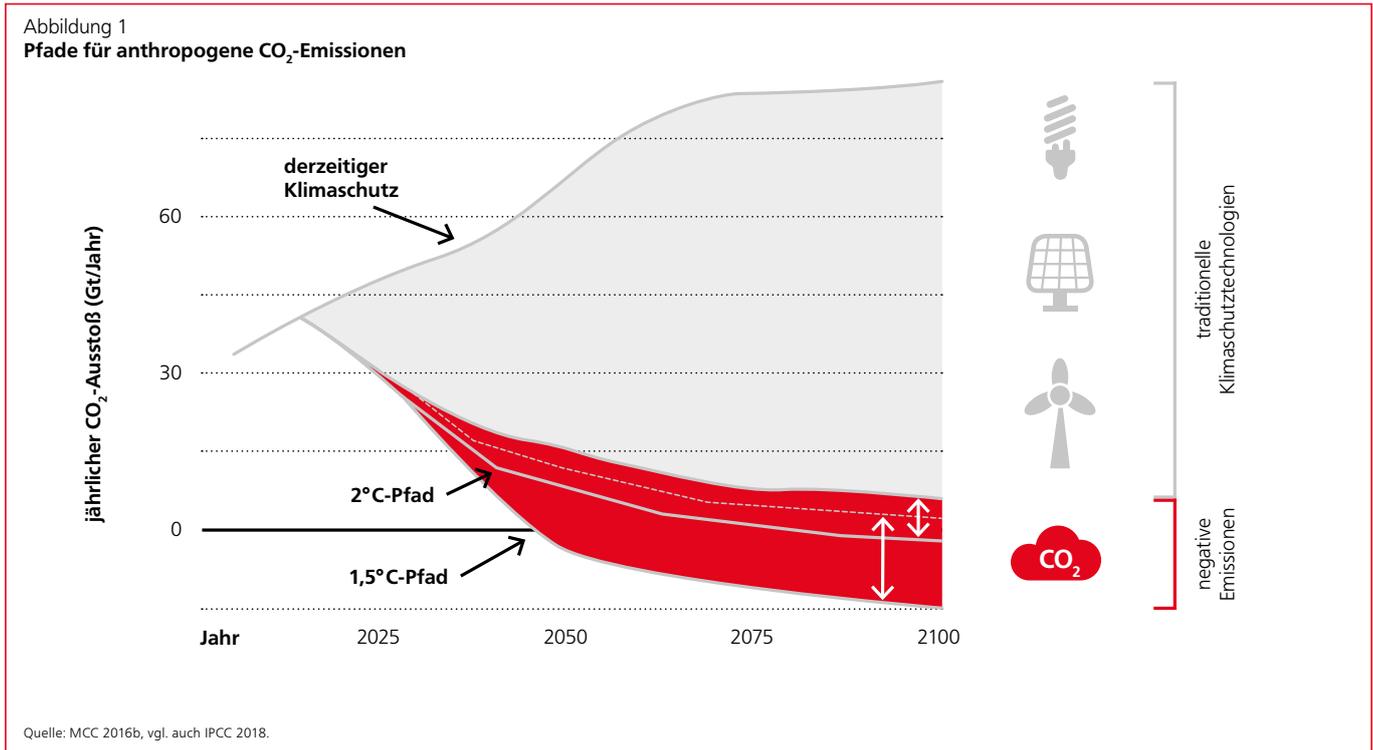


Tabelle 1
Quantitative Ziele der Energiewende

Jahr	2020	2030	2050
Treibhausgasemissionen			
Treibhausgasemissionen (Reduktion bezogen auf 1990)*	40%	55%	80–95%
erneuerbare Energien			
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18%	30%	60%
Anteil am Bruttostromverbrauch	35%	50%	80%
Effizienz und Verbrauch			
Primärenergieverbrauch (Reduktion bezogen auf 2008)	20%		50%
Bruttostromverbrauch (Reduktion bezogen auf 2008)	10%		25%
Primärenergiebedarf Gebäude (Reduktion bezogen auf 2008)			80%
Wärmebedarf Gebäude (Reduktion bezogen auf 2008)	20%		
Endenergieverbrauch Verkehr (Reduktion bezogen auf 2005)	10%		40%

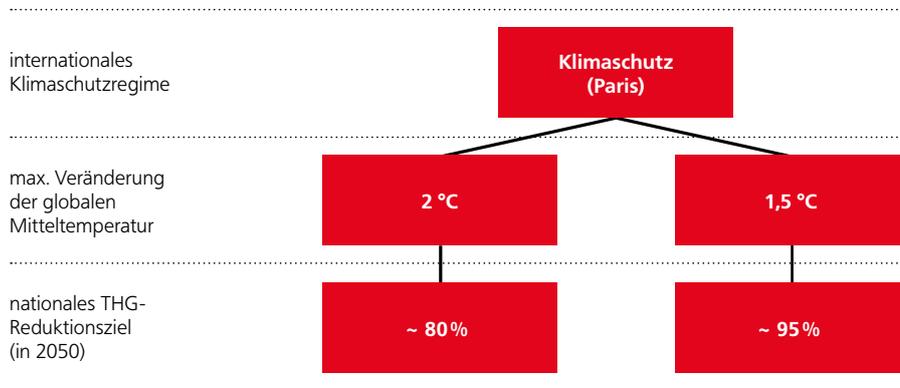
* In den rot markierten Fällen, ist eine Zielerreichung derzeit nicht zu erwarten.
Quelle: Zielsetzung: BMWi 2016c: 4, Angaben zur Zielerreichung im Trend gemäß Expertenkommission 2017.

rischen Anpassungsprozesses, der zur Novellierung einer Vielzahl energierelevanter Gesetze und Verordnungen führt bzw. bereits geführt hat (BMWi 2016d). Der aktuelle Stand der gesetzgeberischen Umsetzung wird regelmäßig vom BMWi veröffentlicht (BMWi 2016c). Im Vergleich zum ursprünglichen Energiekonzept aus dem Jahre 2010 hat sich im Bereich der politischen Ziele durch die Reaktorkatastrophe in Fukushima und den daraufhin revidierten Beschluss zur Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke, eine substantielle Verän-

derung ergeben. Zu den grundlegenden politischen Zielen der Energiewende gehört neben dem Klimaschutz und der Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit sowie der Versorgungssicherheit nun auch der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, der bis zum Jahre 2022 abgeschlossen sein soll (BMWi 2016d; BMWi 2015: 8).

Aus Abbildung 1 lässt sich ableiten, dass die obere Zielmarke der Minderung der Treibhausgase (THG) des Energiekonzepts der Bundesregierung (95 Prozent in 2050 bezogen

Abbildung 2
Globale Klimaschutzziele und nationale Minderungsziele für Treibhausgasemissionen (THG)



Quelle: Eigene Abbildung.

auf 1990) einen angemessenen Beitrag Deutschlands zur Annäherung an das globale 1,5-Grad-Ziel darstellen würde (visualisiert in Abbildung 2). Die untere Emissionsminderungszielmarke von 80 Prozent korrespondiert gemäß Abbildung 1 dagegen eher mit dem Wunsch, das 2-Grad-Ziel einzuhalten. Es sei bereits an dieser Stelle betont, dass dem Unterschied zwischen den hier angesprochenen Zielwerten (80 Prozent und 95 Prozent) in der abschließenden Bewertung der in dieser Studie betrachteten Techniken der Sektorenkopplung eine herausragende Bedeutung zukommt.

Die Bundesregierung hat sich im Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016a; BMUB 2016b) zu einem Langfristziel bekannt, das als „Orientierung am Leitbild der weitgehenden Treibhausgasneutralität für Deutschland bis Mitte des Jahrhunderts“ beschrieben wird. Bei einer Ausrichtung am Abkommen von Paris kann damit gemäß Abbildung 1 nicht gemeint sein, dass die BRD nach 2050 dauerhaft auf einer THG-Emissionsminderung von 80 Prozent bzw. 95 Prozent verharrt. Es ist offensichtlich, dass insbesondere ein Wert von 80 Prozent (und selbst ein Wert von 95 Prozent) in 2050 nur als transienter Zwischenwert eines Klimaschutzpfades zu verstehen ist, der in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts zu einer vollständigen Dekarbonisierung der Volkswirtschaft führt. In der vorliegenden Studie steht somit das klimapolitische Zielpaar (95 Prozent/ 1,5 Grad) für den Versuch bzw. sogar die Notwendigkeit, dauerhaft die Emission von Treibhausgasen dort zu vermeiden, wo dies technologisch möglich ist.

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung weisen einen Zielkorridor bezüglich der Einsparungen an Treibhausgasen bis zum Jahr 2050 aus. Wie im Kapitel 3.1 zu den globalen Rahmenbedingungen dargelegt wurde, steht der Weltgemeinschaft ein Restbudget an CO₂-Emissionen zur Einhaltung eines Temperaturgrenzwertes zur Verfügung. Ergebnisse von Integrated-Assessment-Modellrechnungen machen gleichzeitig deutlich, dass eine schnelle Reduktion der Emissionen erforderlich ist, um den emissionsbedingten Abstiegsfad ökonomisch verträglich zu gestalten (IPCC 2014b; UNFCCC 2015).

Bei der Annahme eines linearen Reduktionspfades, ausgehend von 2015 bis zur jeweiligen Zielmarke in 2050, werden

in Deutschland im 80-Prozent-Szenario noch ca. 20,85 GtCO₂eq emittiert. Die kumulierten CO₂-Emissionen bei einer heute getroffenen Entscheidung für ein 95-Prozent-Szenario betragen dagegen nur ca. 17,5 GtCO₂eq. Das globale THG-Budget würde dadurch um ca. 3,4 GtCO₂eq entlastet (Abbildung 3).

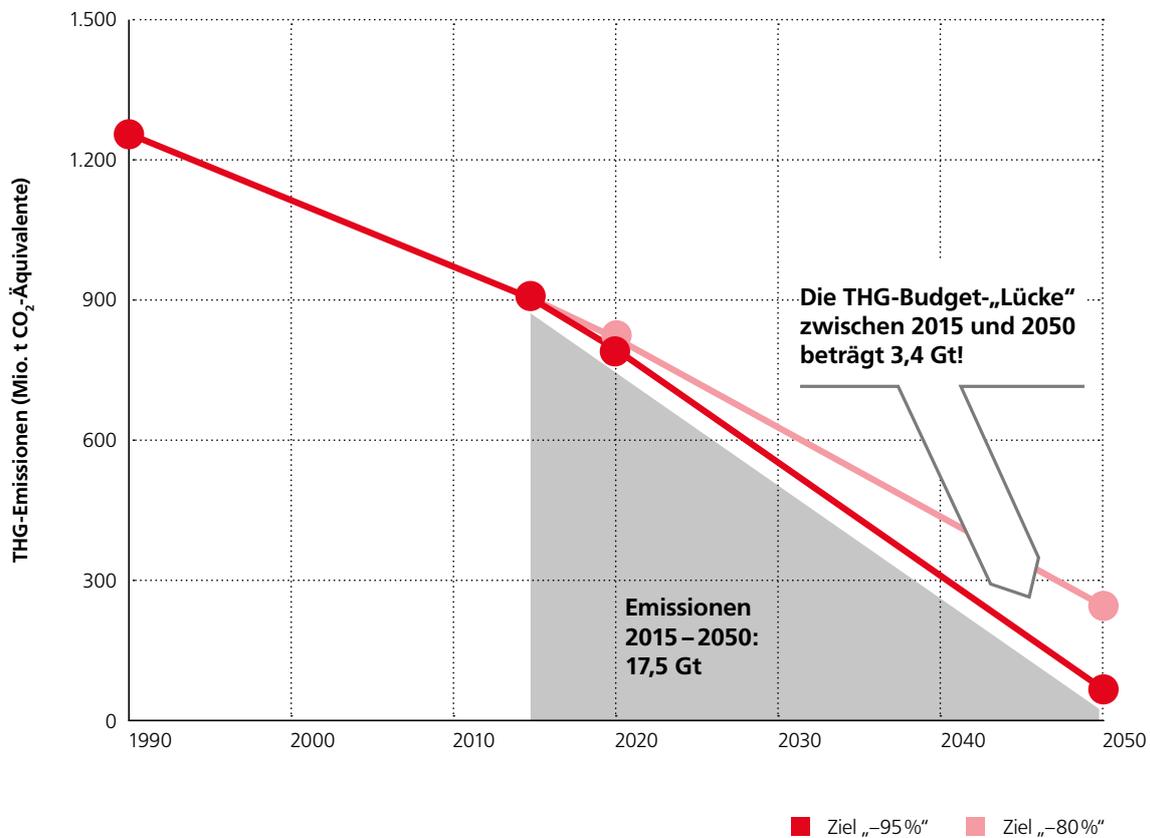
Die Entscheidung über eine Zielmarke hinsichtlich der THG-Emissionen im Jahr 2050 (80 Prozent versus 95 Prozent) hat demnach nicht nur Auswirkungen auf die zu erwartenden Emissionen im Zieljahr (max. 250 Mt bei 80 Prozent im Vergleich zu 67 Mt bei 95 Prozent), sondern sie führt durch die Wahl eines kontinuierlich weniger ambitionierten Abstiegspfades auch zu einem signifikant höheren Budgetverbrauch von etwa 20 Prozent über den gesamten Zeitraum. Neben dem Zubau an Wind- und PV-Anlagen kann ein schneller sektorenübergreifender Fuel-Switch von Kohle und Öl zu Gas (kurzfristig zu Erdgas und mittel- bis langfristig zu erneuerbarem Gas aus Power-to-Gas oder Biogas) somit zur Schonung des vorhandenen CO₂-Budgets beitragen.

Strebt man kosteneffizienten Klimaschutz an, so zeigen Analysen auf globaler Ebene (IPCC 2014b) und im nationalen Bereich (Frontier Economics 2017), dass das zur Verfügung stehende Emissionsbudget nicht gleichmäßig auf alle Sektoren verteilt wird. Insbesondere aufgrund praktisch unvermeidbarer Emissionen im Bereich der Industrie und der Landwirtschaft entspricht ein THG-Minderungsziel von 95 Prozent bezogen auf die gesamte Volkswirtschaft einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Strom-, Wärme- und langfristig auch des Verkehrssektors. Unter den Bedingungen eines Ausstiegs aus der Kernenergie und einer bisher beobachtbaren Zurückhaltung in Bezug auf CCS bedeutet dies, dass im 95-Prozent-THG-Minderungsziel ein EE-Anteil von nahezu 100 Prozent an der Stromnachfrage zu realisieren ist.

Der Stand der Umsetzung der Energiewende (vgl. Abbildung 4) lässt sich wie folgt zusammenfassen (Agora Energiewende 2018, UBA 2018):

- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch stieg in 2017 auf über 36 Prozent. Das Energiewendeziel für 2020 (35 Prozent) ist damit bereits heute überschritten.

Abbildung 3
Bilanz der Treibhausgasemissionen für Deutschland (2015)



Quelle: Eigene Darstellung; Daten gemäß BMUB 2016b.

Im Wärmebereich stagniert der Anteil der erneuerbaren Energien; im Verkehrsbereich fällt er sogar (UBA 2018).

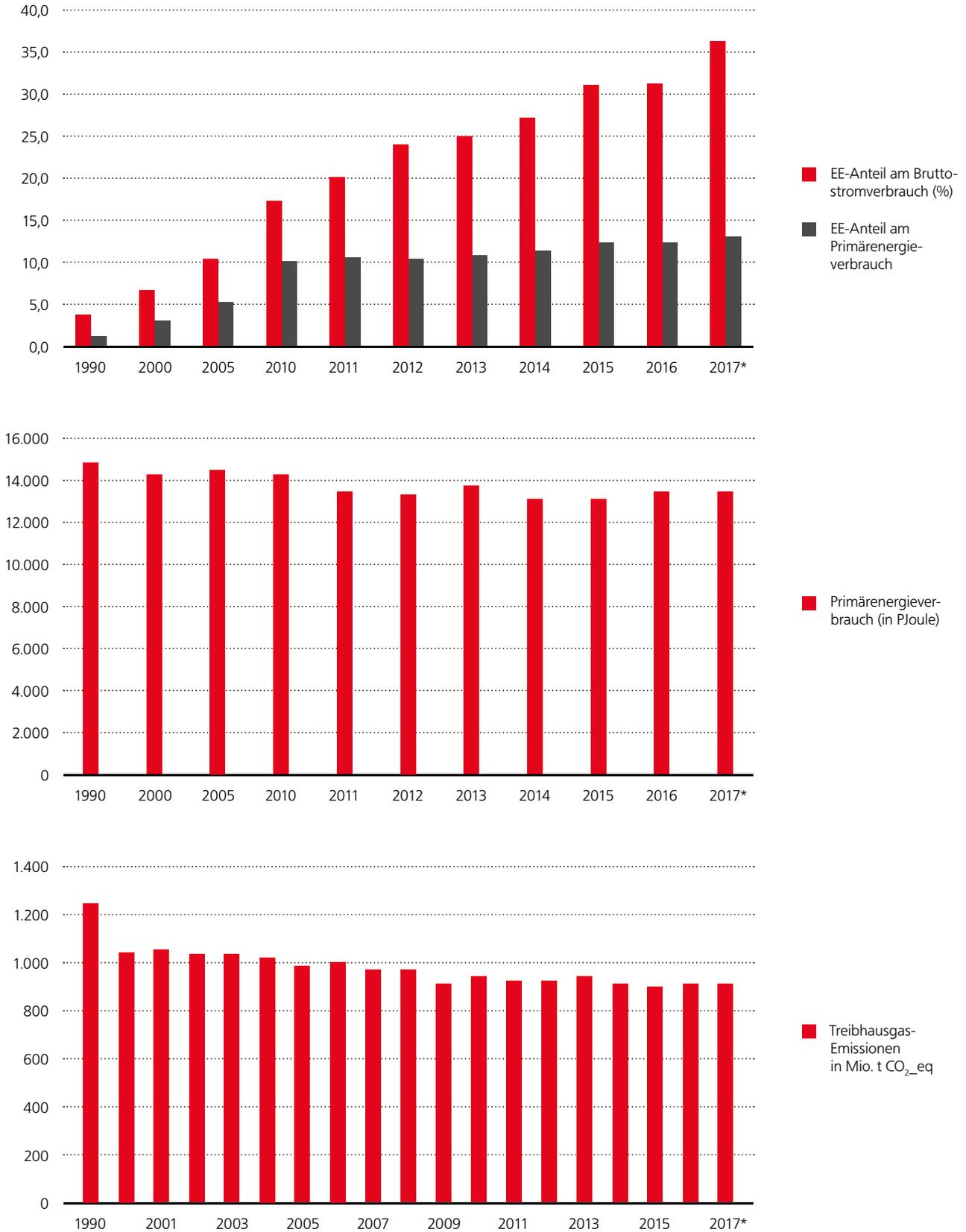
- Der Primärenergieverbrauch hat sich im Jahr 2017 gegenüber dem Referenzjahr (2008) um 5,9 Prozent verringert. Der Zielwert (20 Prozent bis 2020) wird im Trend deutlich verfehlt (Expertenkommission 2017).
- Die Treibhausgasemissionen sind 2017 gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 27,6 Prozent zurückgegangen. Dennoch wird das Ziel einer Reduktion von 40 Prozent bis 2020 im Trend nicht erreicht (Expertenkommission 2017).

3.3 DEKARBONISIERUNG DES WÄRME- UND VERKEHRSSSEKTORS DURCH ERNEUERBAREN STROM

Aus der Betrachtung der energie- und klimapolitischen Ziele und der bisher diesbezüglich sichtbaren Erfolge lässt sich dieses Zwischenfazit ziehen: Während die Ziele der Energiewende, die sich auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Einsatz der erneuerbaren Energien im Stromsektor beziehen, aller Voraussicht nach erreicht werden, bestehen bei den Effizienzzielen derzeit noch erhebliche Defizite (vgl. Tabelle 2). Die größte Herausforderung besteht aber hinsichtlich des Oberziels der Energiewende, der Reduktion der Treibhausgasemissionen (Expertenkommission 2017).

Vor dem Hintergrund dieses Befundes liegt es nahe, die Defizite bei der Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor dadurch zu kompensieren, dass erneuerbarer Strom nicht nur im Stromsektor, sondern verstärkt auch in den anderen Sektoren zur Dekarbonisierung herangezogen wird. Durch diesen als Sektorenkopplung bezeichneten Ansatz kann es unter Umständen gelingen, die sehr beeindruckende Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich für die anderen Bereiche fruchtbar werden zu lassen. Im Ergebnis sehen viele Akteur_innen in der Sektorenkopplung daher einen zentralen Ansatz, der einen wesentlichen Beitrag zur zukünftig notwendigen Senkung der nationalen Treibhausgasemissionen leisten kann. Inwieweit und unter welchen Voraussetzungen die Sektorenkopplung diesen Wünschen gerecht werden kann, soll im Folgenden genauer untersucht werden. Hierzu sollen zunächst die technologischen Grundlagen besprochen werden. Im Anschluss daran wird die Wirtschaftlichkeit der Verfahren zur Sektorenkopplung analysiert. Den Abschluss bildet die Wiedergabe daraus ableitbarer Empfehlungen für die Energie- und Klimapolitik.

Abbildung 4
Stand der quantitativen Zielerreichung bei der Energiewende



* Bei den Angaben zum Jahr 2017 handelt es sich um vorläufige Werte.

Quelle: AGEF 2018, Agora 2018.

Tabelle 2

Bewertung der Zielerreichung bei der Energiewende (bezogen auf 2020-Ziele)

Dimension	Leitindikator	Einschätzung der Zielerfüllung
Oberziele der Energiewende	Reduktion der Treibhausgasemissionen	unwahrscheinlich
	Ausstieg aus der Kernenergie	wahrscheinlich
erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch	wahrscheinlich
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	wahrscheinlich
Effizienz und Verbrauch	Reduktion des Primärenergieverbrauchs	unwahrscheinlich

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Aussagen der Expertenkommission zur Bewertung der Energiewende (Expertenkommission 2017).

4

TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER SEKTORENKOPPLUNG

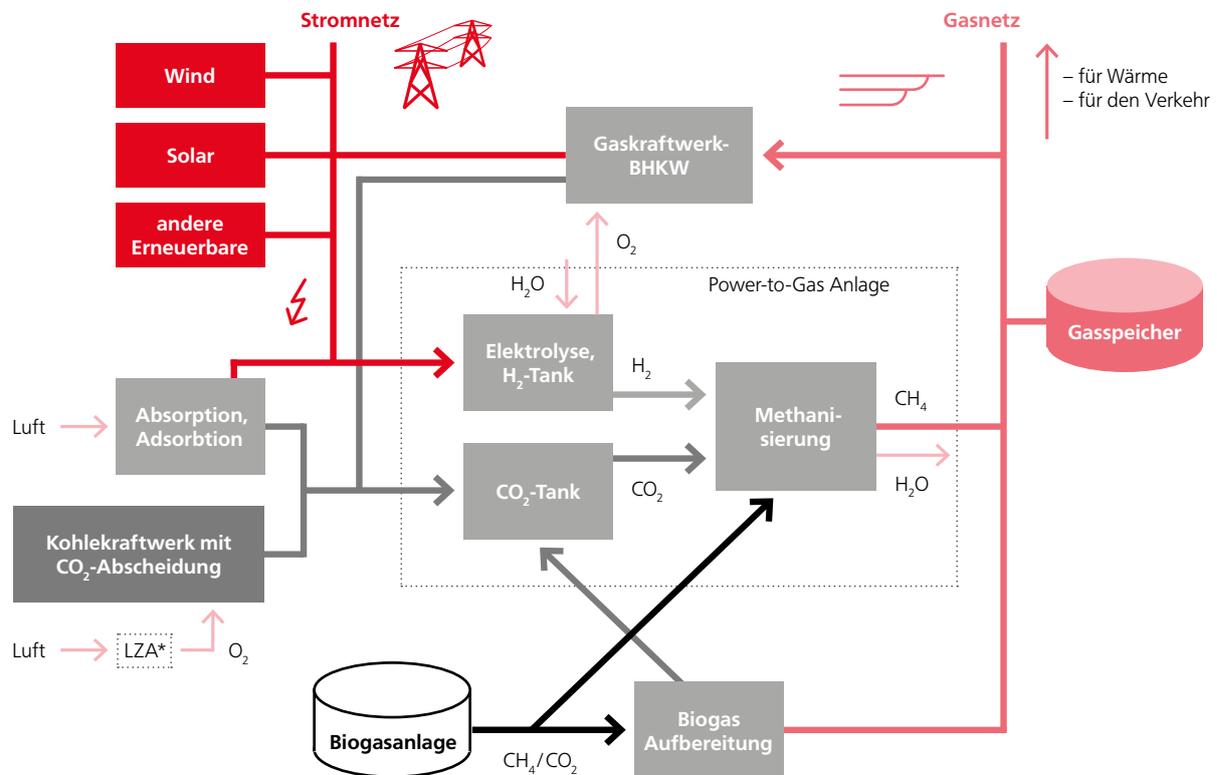
Grundsätzlich bieten Verfahren der Sektorenkopplung das Potenzial, dem Ziel einer dekarbonisierten Energiewirtschaft auch volkswirtschaftlich kostenoptimal näherzukommen. Auf die Wirtschaftlichkeit dieser Verfahren geht das Kapitel 5 ein. Hier sollen zunächst die unterschiedlichen technologischen Pfade vorgestellt und deren Wirkungsgrade vergleichend diskutiert werden.

4.1 TECHNIKEN DER SEKTORENKOPPLUNG

Die im Folgenden wiedergegebene Kurzbeschreibung der Technologien, die im Rahmen der Sektorenkopplung eine Rolle spielen, basiert auf den Definitionen in DVGW/VDE (2016). Ausführlichere technologische Beschreibungen finden sich in Sterner/Stadler (2017). In allen Fällen kann ein Beitrag zur umfassenden Dekarbonisierung nur dann geleistet werden, wenn der Strom, der eingesetzt wird, zunehmend aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird. Hierbei kann es sich (muss es sich aber nicht) um erneuerbaren Überschussstrom handeln, der ansonsten abgeregelt werden würde. Zu den Techniken der Sektorenkopplung zählen die folgenden Verfahren:

- Power-to-Heat (PtH, P2H) bezeichnet den Einsatz von Strom im Wärmemarkt, der z. B. durch die Verwendung einfacher Heizelemente (Elektrokessel) in Fernwärmesystemen oder elektrisch-betriebener Wärmepumpen ermöglicht wird.
- Power-to-Gas (PtG, P2G) bezeichnet die Erzeugung von brennbaren Gasen (z. B. Wasserstoff oder Methan) durch die strombetriebene Elektrolyse von Wasser, d. h. die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff. In einem weitergehenden Schritt (sogenannte Methanisierung, vgl. Abbildung 5) kann der Wasserstoff durch die Einbindung von Kohlenstoff in synthetisches Methan (CH_4) umgewandelt werden. Als Kohlenstoffquelle dient in der Regel CO_2 , das z. B. (1) bei der Biogasaufbereitung anfällt, (2) aus den Abgasen fossil befeuerter Kraftwerke abgetrennt wird (analog zum CCS) oder (3) direkt aus der Luft gewonnen werden kann (Direct Air Capture). Wird erneuerbarer Strom verwendet, so spricht man von erneuerbarem Erdgas, da Erdgas überwiegend CH_4 enthält. Der Begriff „grüne Gase“ umfasst erneuerbares Erdgas und Biogas.
- Power-to-Liquid (PtL, P2L) bezeichnet ein Verfahren zur Herstellung von synthetischen flüssigen Treibstoffen aus Strom, bei dem über den Weg der Elektrolyse zunächst Wasserstoff hergestellt wird. In weitergehenden chemischen Prozessen lassen sich daraus unter Einbindung von Kohlenstoff synthetische Kohlenwasserstoffe herstellen (Methanol, Dimethylester, Kerosin etc.). Der Begriff „Power-to-Fuel“ umfasst sowohl Power-to-Liquid als auch Power-to-Gas, sofern die hierbei erzeugten Gase (H_2 bzw. CH_4) im Verkehrsbereich genutzt werden sollen.
- Power-to-Chemicals bezeichnet die Nutzung von Strom zu Herstellung von Chemikalien. Im weiteren Sinne fallen hierunter auch die Produkte, die mit Power-to-Gas und Power-to-Liquid hergestellt werden. Im engeren Sinne versteht man darunter die Nutzung von Strom zur Herstellung von Grundchemikalien in der chemischen Industrie (z. B. im Rahmen der „grünen“ Grundstoffchemie).
- Power-to-Mobility umfasst alle Arten der (direkten oder indirekten) Nutzung von Strom im Verkehrsbereich. Hierzu gehören neben batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen auch elektrisch betriebene Züge, Oberleitungsbusse bzw. (zukünftig denkbar) Oberleitungs-Lkw. Alternativ kann der aus Power-to-Gas-Prozessen erzeugte Wasserstoff oder das Methan in Brennstoffzellen-, CNG- bzw. LNG-Fahrzeugen genutzt werden. Auch hierdurch würde ein Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors geleistet werden.
- Power-to-Battery bezeichnet die Nutzung von Strom zum Laden von Elektrofahrzeugen. Theoretisch kann die mobile Batterie im Auto als Stromspeicher genutzt werden und elektrische Energie zurück ins Stromnetz speisen (sogenannter Vehicle-to-Grid-Ansatz).
- Power-to-Power bezeichnet die (Zwischen-)Speicherung von Strom in Batterien oder anderen Speichern für elektrische Energie (z. B. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher).
- Power-to-X (PtX, P2X) steht für die Gesamtheit der Möglichkeiten, (erneuerbaren) Strom über Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Chemicals, Power-

Abbildung 5

Power-to-Gas (Power-to-Methane)

* LZA: Luftzerlegungsanlage

Quelle: Sterner/Stadler 2017.

to-Battery (bzw. Power-to-Mobility) außerhalb des eigentlichen Stromsektors zu nutzen.

4.2 POWER-TO-X

Der historisch zu beobachtende Ausbau erneuerbarer Energien hat zu einer starken Kostendegression der Anlagen geführt. Die angebotenen Preise in Ausschreibungen für neue Photovoltaik- und Windkraftanlagen liegen in Deutschland an guten Standorten mittlerweile bei unter 6 ct/kWh, weltweit bei ca. 3 ct/kWh (Thomaßen/Deutsch 2017; REN21 2017). Damit ist Wind- und Solarstrom unter günstigen Bedingungen in Bezug auf die Vollkosten schon heute wettbewerbsfähig gegenüber konventionell erzeugtem Strom aus fossilen und nuklearen Quellen. Um den zunehmend günstiger zur Verfügung stehenden Wind- bzw. Solarstrom zukünftig auch in anderen Sektoren nutzen zu können, wird dessen Wandlung und Speicherung in andere Energieformen nötig.

Mithilfe der Technologien Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Chemicals und Power-to-Mobility (zusammenfassend im Folgenden auch als Power-to-X bezeichnet) wird es durch die Kopplung der Stromnetze mit der Wärme-, Gas- und Verkehrsinfrastruktur möglich, dass (1) die erneuerbaren Strommengen einen Beitrag zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren leisten (vgl. Abbildung 6) und

sich (2) weitere Synergieeffekte zwischen den Sektoren nutzen lassen (DVGW/VDE, 2016).

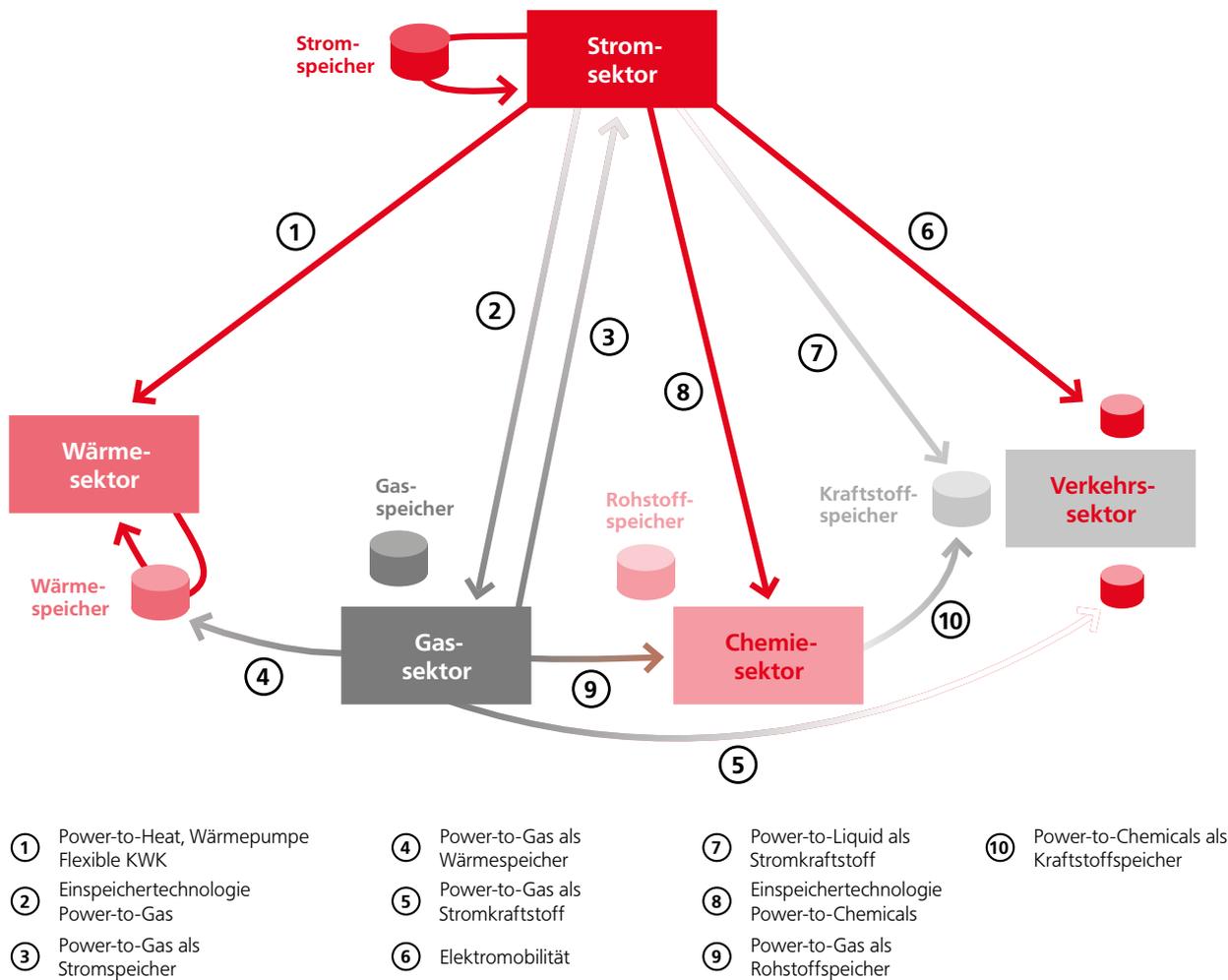
Unter energetischer Sektorenkopplung versteht man darüber hinaus die Verbindung der Strom-, Wärme- und Gasnetze sowie des Mobilitätssektors (vgl. Abbildung 6). Hierdurch erhöht sich der Umfang der Optionen, die für eine kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende zur Verfügung stehen.

4.3 TECHNISCHE EFFIZIENZ

In den zuvor beschriebenen Pfaden zeigen sich rein technologisch betrachtet grundsätzlich vielfältige Möglichkeiten, erneuerbaren Strom in unterschiedlichen Sektoren der Volkswirtschaft zu nutzen. Das Kapitel 3 hat darüber hinaus deutlich gemacht, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor schneller vorangeht, als in der Vergangenheit erwartet. Gleichzeitig bestehen im Wärme- und Verkehrssektor große Defizite in Bezug auf die Ziele der Energiewende. Es ist deshalb nicht überraschend, dass die Sektorenkopplung im energiepolitischen Diskurs (Energate 2016) von vielen als Allheilmittel betrachtet wird.

Nicht alles, was technologisch möglich ist, ist aber auch volkswirtschaftlich sinnvoll. Welchen Beitrag die Power-to-X-Technologien zur kosteneffizienten Umsetzung der Energiewende wirklich leisten können, hängt insbesondere davon

Abbildung 6
Sektorenkopplung durch Power-to-X-Technologien und Energiespeicher



Quelle: Sterner/Stadler 2017.

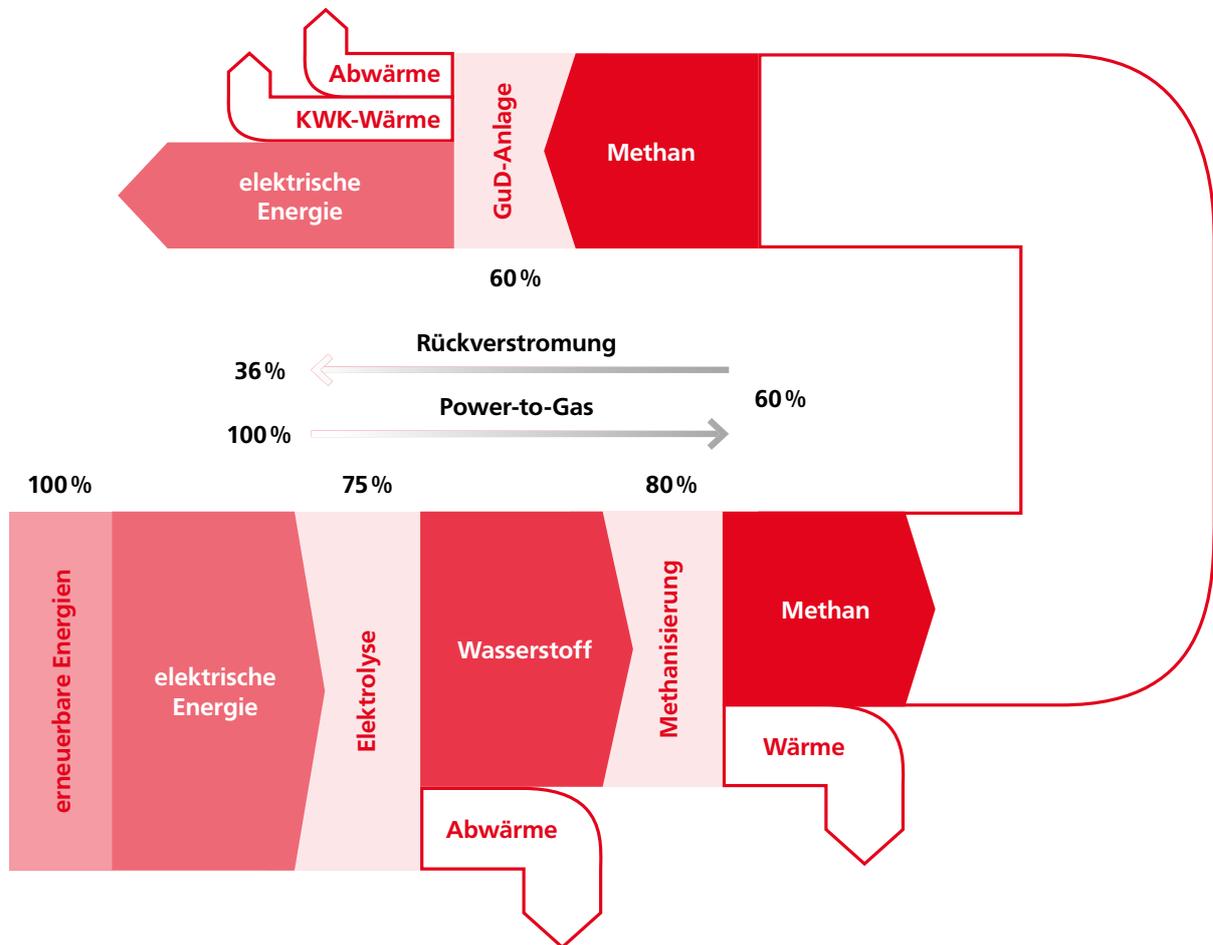
ab, (1) wie hoch ihr Wirkungsgrad ist, d. h. wie effizient sie den Strom in Wärme und Transportdienstleistungen umwandeln können, und (2) welche Betriebs- und Investitionskosten mit ihrem Einsatz verbunden sind. Da Letztere in einem hohen Maße von den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen abhängen und durch Förderprogramme beeinflussbar sind, soll zunächst ein Blick auf die Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien geworfen werden.

Speichert man elektrische Energie in Pumpspeicherkraftwerken oder in Batterien, so sind insbesondere mit dem Laden und dem Entladen Verluste verbunden. Trotz dieser Verluste erreichen die Wirkungsgrade von Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken Werte von über 80 Prozent (Sterner/Stadler 2017). Bei der Umwandlung von Strom in Wärme im Rahmen von Power-to-Heat wird demgegenüber beim Elektrodenkessel ein Wirkungsgrad von fast 100 Prozent erreicht (Böttger et al. 2015). Durch die bei der Verwendung von Wärmepumpen mögliche Nutzung von Umweltwärme lassen sich bezogen auf die eingesetzte elektrische Energie bei der Wärmebereitstellung übers Jahr gemittelte Wirkungsgrade (die bei Wärmepumpen als Jahresarbeitszahlen bezeichnet werden) von

über 100 Prozent (d. h. Jahresarbeitszahlen von über 1) erreichen. Die Effizienz der Wärmepumpen hängt hierbei stark vom Temperaturniveau der bereitzustellenden Wärme und hierdurch insbesondere von der Art der Wärmeversorgung ab. Typische Jahresarbeitszahlen bei Luftwärmepumpen in Kombination mit Heizkörpern zur Gebäudewärmeversorgung betragen 2; bei Erdreichwärmepumpen und Fußbodenheizungen lassen sich Jahresarbeitszahlen von über 4 erreichen (Fraunhofer IWES/IBP 2017).

Im Gegensatz hierzu haben Power-to-Gas-Verfahren einen Wirkungsgrad, der deutlich kleiner als 100 Prozent ist: Der Wirkungsgrad der Herstellung von Wasserstoff durch eine Elektrolyse liegt heute im Bereich von 75 Prozent (vgl. Abbildung 7). Bei der Methanisierung ergeben sich weitere Verluste. Der Wirkungsgrad für die Umwandlung von Wasserstoff in Methan wird in der Regel mit 80 Prozent angegeben (vgl. Abbildung 7). Der Wirkungsgrad von Gas- und Dampfkraftwerken, die zur (Rück-)Verstromung des synthetischen Methans verwendet werden, liegt bei etwa 60 Prozent. Der Wirkungsgrad einfacher Gasturbinen liegt deutlich darunter. Betrachtet man im Falle von Power-to-Gas die ganze Kette der Um-

Abbildung 7
Wirkungsgrade einzelner Umwandelungsschritte bei Power-to-Gas



Quelle: Sterner 2009.

wandlungsschritte bis hin zur Rückverstromung, so fällt auf, dass der Gesamtwirkungsgrad in diesem Fall selbst unter der Annahme einer sehr effizienten Rückverstromungsvariante (GuD-Anlage) nur 36 Prozent beträgt. Verwendet man für die Rückverstromung einfache Gasturbinen, so liegt der Umwandlungswirkungsgrad unter 25 Prozent.¹

Mit andere Worten: Bei dem Versuch, 1 kWh Überschussstrom durch den Einsatz von Power-to-Gas vor dem Abregeln zu „retten“, gelingt es bei der Verwendung einfacher Gasturbinen, nur ein Viertel davon tatsächlich wieder in das System zurückzuspeisen. 75 Prozent der Ausgangsmenge geht verloren. Dennoch gibt es bei einer umfassenderen systemischen Betrachtung der Herausforderungen, die mit der Energie-

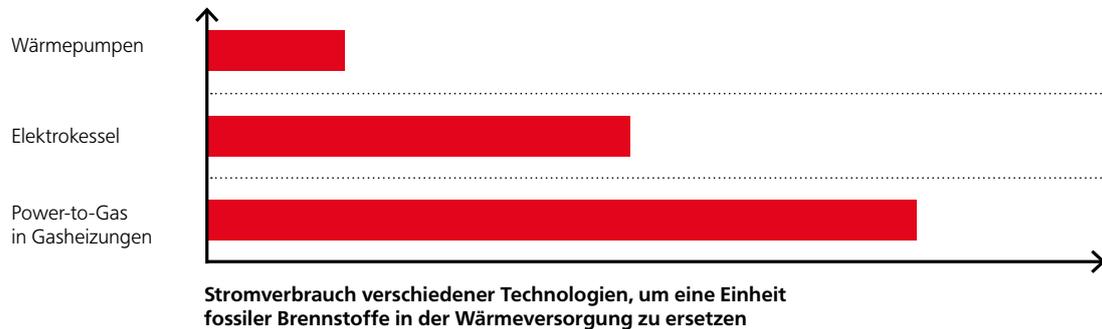
¹ Der Wirkungsgrad der Umwandlung von Wasserstoff ist zwar vergleichbar hoch mit dem bei Batterien (80 Prozent). Beim Power-to-Gas-Verfahren betrifft die Methanisierung von Wasserstoff aber nur einen Teilschritt. Für die gesamte Kette ergibt sich jedoch folgendes Bild: elektrische Energie -> Wasserstoff (75 Prozent) -> Wasserstoff in Methan (80 Prozent) -> Rückverstromung von Methan -> elektrische Energie (60 Prozent). Insgesamt also $0,75 \times 0,8 \times 0,6 = 0,36$ (36 Prozent) – also deutlich unter dem Wirkungsgrad von 80 Prozent bei der Batteriespeicherung.

wende verbunden sind, bei hohen Dekarbonisierungsgraden gute Gründe, die trotz des relativ geringen Wirkungsgrades des PtG-Pfades für eine Nutzung von Power-to-Gas sprechen. Welche dies sind, soll im Kapitel 5 herausgearbeitet werden.

Betrachtet man gemäß Abbildung 8a (vgl. BMWi 2017) die Effizienz der unterschiedlichen Wärmeversorgungsstechnologien, so erkennt man eine klare Vorteilhaftigkeit von Wärmepumpen im Vergleich zur elektrischen Direktheizung mit Elektrokesseln und insbesondere im Vergleich zur Verwendung von synthetischem Gas, das über den PtG-Pfad aus Strom hergestellt wurde. Dies lässt sich leicht verstehen, wenn man bedenkt, dass Wärmepumpen zur Bereitstellung der Wärme zusätzlich zur elektrischen Energie Umgebungswärme heranziehen. Elektrokessel wiederum schneiden besser ab, als die Wärmeversorgung mit Gas, das unter Verwendung von elektrischer Energie hergestellt wurde, da man hierbei die Umwandlungsverluste bei der Elektrolyse und der Methanisierung (bei Methan) vermeiden kann.

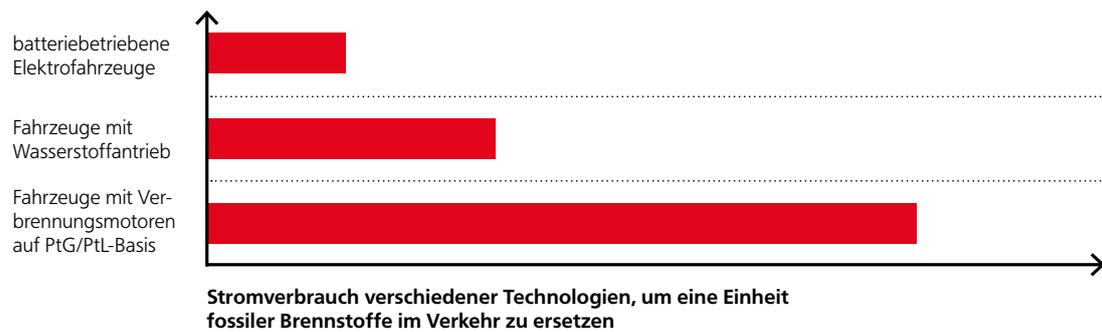
Auch in Bezug auf verschiedene Antriebskonzepte für Fahrzeuge ergibt sich ein ähnlich klares Bild (Abbildung 8b): Wird der Strom ohne Zwischenschritte zum Beladen von Bat-

Abbildung 8a
Effizienzvergleich der Techniken der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung im Wärmesektor



Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Abbildung 2a, BMWi 2017: 17.

Abbildung 8b
Effizienzvergleich der Techniken der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung im Verkehrssektor



Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von Abbildung 2b, BMWi 2017: 17.

terien (oder sogar über Oberleitungen) direkt genutzt, so ist dies deutlich effizienter als die mit Verlusten behaftete Herstellung von Wasserstoff aus elektrischer Energie und der Einsatz des Wasserstoffs in (z. B.) Brennstoffzellenfahrzeugen mit einem Wirkungsgrad von etwa 60 Prozent (Ausfelder et al. 2017). Noch schlechter sieht es aus, wenn Methan oder flüssige Treibstoffe, die über PtG- bzw. PtL-Pfade verlustbehaftet hergestellt wurden, in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren verwendet werden. Hier schlägt zusätzlich zu den Verlusten bei der strombasierten Herstellung der Kraftstoffe der relativ schlechte Wirkungsgrad konventioneller Verbrennungsmotoren negativ zu Buche (BMWi 2017). Während der Wirkungsgrad von Elektromotoren über 90 Prozent beträgt, liegen die Wirkungsgrade bei Verbrennungsmotoren generell unter 50 Prozent (Ausfelder et al. 2017).

4.4 TECHNISCH MACHBAR – WIRTSCHAFTLICH SINNVOLL?

Aus rein technologischer Sicht ergeben sich aus den hier vorgestellten Pfaden grundsätzlich vielfältige Möglichkeiten zur Sektorenkopplung. Eine umfassende Bewertung ihrer Nützlichkeit darf sich jedoch nicht auf diese Perspektive verengen: Neben dem Wirkungsgrad spielt auch die Breite des technologisch möglichen Einsatzbereiches und insbesondere die Kosteneffizienz eine entscheidende Rolle. So darf trotz der in den Abbildungen 8a und 8b klar zu erkennenden Effizienzvorteile strombasierter Verfahren der Sektorenkopplung (z. B. Elektrowärmepumpen bzw. Elektrofahrzeuge) im Vergleich zu Verfahren, die PtG oder PtL einsetzen, nicht voreilig der Schluss gezogen werden, dass im Sinne des sogenannten All-Electric-Ansatzes alle Wärmeanwendungen oder Verkehrsdienstleistungen elektrisch erfolgen sollten. Aus einer umfassenderen systemischen Betrachtung der Herausforderungen, die mit der Energiewende verbunden sind, ergeben sich trotz des relativ geringen Wirkungsgrades des PtG-Pfades gute Gründe, die in klar abgegrenzten Einsatzbereichen für eine Nutzung von Power-to-Gas sprechen. Auf sie geht das folgende Kapitel ein.

5

INTEGRIERTE BEWERTUNG DER SEKTORENKOPPLUNG

In der energiepolitischen Debatte wird die Bedeutung der Sektorenkopplung oftmals verkürzt dargestellt (z. B. nur in Bezug auf die Nutzung von Überschussstrom, der ansonsten abgeregelt werden müsste). Wie die folgenden Ausführungen zeigen, gibt es bei einer integrierten techno-ökonomischen und systemorientierten Betrachtung mehrere wichtige Aspekte, die für eine stärkere Kopplung der Sektoren durch die Nutzung von Power-to-X-Technologien sprechen.

5.1 ZUM AUSGLEICH DER ZEITLICHEN VARIABILITÄT DER EE-EINSPEISUNG

Wie Abbildung 4 zeigt, ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage auf mehr als 35 Prozent gestiegen. Zusammengenommen stellen die beiden witterungsbedingt fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind- und Solarenergie) bereits heute den größten Teil der EE-Stromerzeugung (gemessen in kWh) dar. Wie Abbildung 9 zeigt, betrug die installierte Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2017 knapp 120 GW. Bezogen auf die Leistung, die am Tag mit dem höchsten Strombedarf nachgefragt wurde (80 GW), übersteigt die EE-Leistung den Maximalbedarf somit bereits heute um 50 Prozent. Welche Herausforderungen damit verbunden sind, soll im Folgenden genauer beleuchtet werden.

Bedingt durch Potenzialbeschränkungen des weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus Wasserkraft, Bioenergie und Geothermieanlagen ist davon auszugehen, dass sich die Stromerzeugung auch in 2050 überwiegend auf die variabel einspeisenden Wind- und Photovoltaikanlagen stützen wird. Mit Blick auf das Ziel der Bundesregierung, den Anteil der EE an der Stromnachfrage bis 2050 auf mehr als 80 Prozent auszubauen (was nur durch einen entsprechenden Ausbau der installierten Leistung gelingen kann), wird es in Zukunft immer häufiger dazu kommen, dass die mögliche Einspeisung aus dem Bereich der EE die Nachfrage in der jeweils betrachteten Stunde übersteigt. Heute ist die Residuallast (definiert als Nachfrage abzüglich der zum gleichen Zeitpunkt möglichen Einspeisung aus dem Bereich der erneuerbaren Energien) in der Regel positiv. Die erneuerbaren Energien können die

Nachfrage in diesem Fall nicht decken, was dazu führt, dass die fehlende Strommenge konventionell bereitgestellt werden muss.

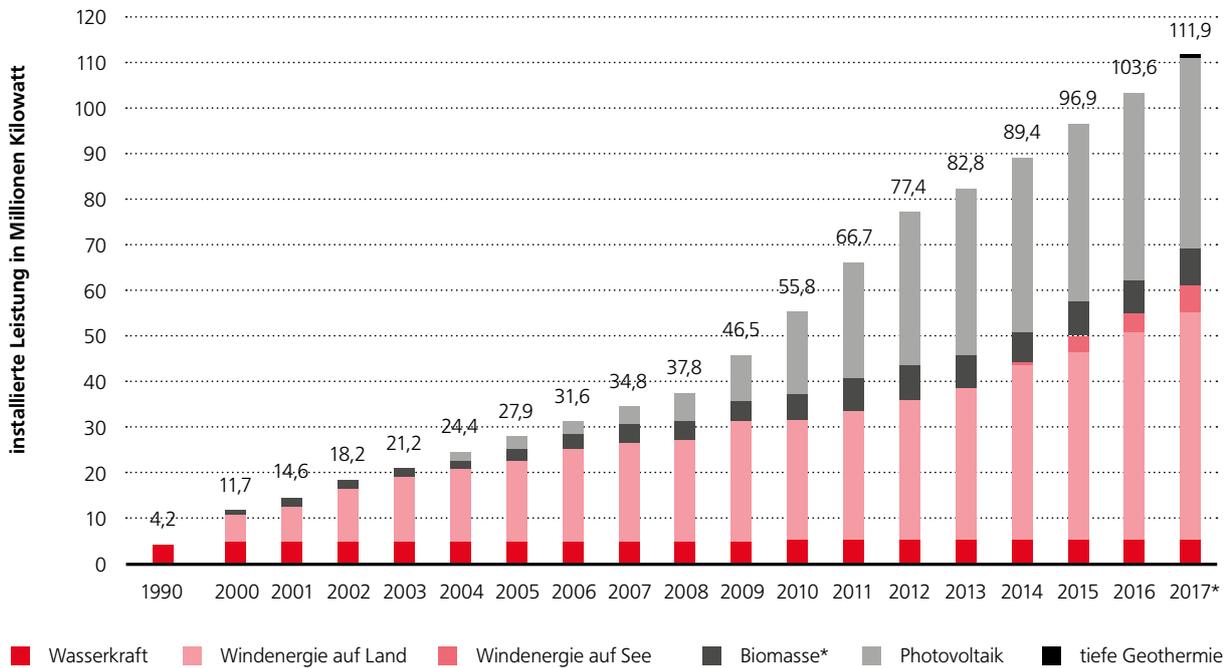
In der Zukunft wird es (aufgrund des den Höchstbedarf um ein Vielfaches übersteigenden Werts der installierten Leistung fluktuierend einspeisender Wind- und Photovoltaikanlagen) zunehmend dazu kommen, dass die Residuallast negative Werte annimmt. Der in solchen Zeitpunkten auftretende Überschuss von EE-Strom muss dann abgeregelt, gespeichert oder variabel zuschaltbaren zusätzlichen Lasten (z. B. in Form von Power-to-X-Anlagen) zur Verfügung gestellt werden. Nähert sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Last einem Wert von 100 Prozent, so gleichen sich beide im Jahresdurchschnitt an. Bei einer stündlichen Betrachtung (vgl. Abbildung 10) schwankt die Residuallast um die Nulllinie (ETG 2012).

Die Stabilität der Stromversorgung lässt sich nur dann gewährleisten, wenn auch bei einem hohen Anteil der EE an der Deckung des Strombedarfs zu jedem Zeitpunkt sichergestellt ist, dass die Einspeisung aus (konventionellen und erneuerbaren) Erzeugungsanlagen bzw. Speichern der Stromnachfrage (inkl. der Strommengen, die in Speichern eingeladen werden) entspricht. Ist dies der Fall, so entspricht die Menge an elektrischer Energie, die die Stromnetze aufnehmen, der, die sie abgeben. Das Netz ist dann ausgeglichen, was sich systemweit an einer stabilen Netzfrequenz (50 Hz) ablesen lässt.

Der hier angesprochene Ausgleich der Fluktuationen im Stromsektor lässt sich durch folgende Technologien, die auch als Flexibilitätsoptionen bezeichnet werden, erreichen:

- a) Ausgleich durch zentrale, flexibel einsetzbare konventionelle Kraftwerke (z. B. Gasturbinen);
- b) dezentraler Ausgleich durch flexible Back-up-Technologien („virtuelle Kraftwerke“);
- c) Ausgleich im nationalen bzw. europäischen Verbund;
- d) Abregelung erneuerbarer Energien (Erzeugungsmanagement);
- e) Demand-Response-(Lastmanagement)-Maßnahmen;
- f) Einsatz von Energiespeichern (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batteriespeicher);
- g) Power-to-X (PtH, PtG, PtL etc.).

Abbildung 9
Historische Entwicklung des EE-Ausbaus in der Stromversorgung



* Inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas inkl. Biomethan, Deponie- und Klärgas, ohne biogenen Anteil des Abfalls; BMWi auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand Februar 2018; Angaben vorläufig
Quelle: BMWi 2018.

Wie die Vielzahl der wiedergegebenen Optionen erwarten lässt, ergibt sich aus der zeitlich variablen Einspeisung aus dem Bereich der EE alleine noch nicht die systemische Notwendigkeit eines Einsatzes von Energiespeichern oder von Power-to-X-Technologien. Überschüssiger Strom kann im Rahmen des Erzeugungsmanagements abgeregelt werden – was in der energiewirtschaftlichen Praxis auch als Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichnet wird. In den Stunden, in denen die Einspeisung aus dem Bereich der EE nicht zur Lastdeckung ausreicht, können die fehlenden Strommengen mittelfristig z. B. durch noch vorhandene konventionelle Kraftwerke oder zukünftig durch neu gebaute Gaskraftwerke bereitgestellt werden (vgl. ETG 2012). Sofern es sich dabei um fossil befeuerte Anlagen handelt, ist diesbezüglich allerdings zu prüfen, ob der Einsatz mit den im Zeitverlauf strenger werdenden Klimaschutzzielen verträglich ist (siehe Kapitel 5.2).

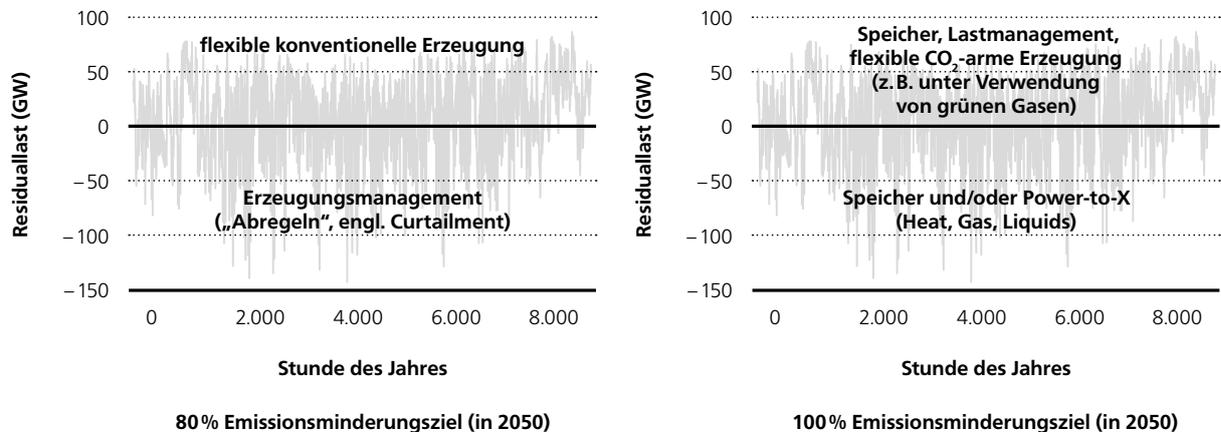
Eine umfassende Bewertung der Nützlichkeit (oder gar Notwendigkeit) von Energiespeichern oder Power-to-X-Technologien darf sich nicht – wie im öffentlichen Diskurs leider viel zu oft der Fall – auf das rein technisch Machbare beschränken. Zu beachten sind darüber hinaus die sehr unterschiedlichen Wirkungsgrade, die davon abhängigen Betriebskosten und die teils erheblichen Investitionskosten.

Wie in Kapitel 4.3 gezeigt, ist insbesondere die Langzeitspeicherung von Strom mithilfe von Power-to-Gas und die Rückverstromung durch Gasturbinen mit erheblichen Verlusten verbunden. Bei dem Versuch, 1 kWh Überschussstrom durch den Einsatz von Power-to-Gas vor dem Abregeln zu „retten“, gelingt es bei Verwendung von einfachen Gasturbi-

nen nur, etwa ein Viertel davon tatsächlich wieder in das System zurückzuspeisen. 75 Prozent der Ausgangsmenge gehen verloren. Energetisch attraktiv ist in Zeiten von EE-Überschüssen (d. h. negativer Residuallasten) dagegen die Erzeugung von Wärme, sofern diese in Wärmesystemen genutzt wird (BMWi 2017; Böttger et al. 2014; Böttger/Bruckner 2017; Fraunhofer IWES/IBP 2017), die bivalent betrieben werden. Diese Systeme ermöglichen es, Strom in den Zeitpunkten zu nutzen, in denen dies (z. B. aufgrund von Überschüssen im Bereich der EE) ökonomisch attraktiv ist, und auf andere Wärmequellen auszuweichen, wenn dies nicht der Fall ist. Hierzu gehören z. B. Fern- und Nahwärmesysteme mit Power-to-Heat- und KWK-Anlagen sowie gasgefeuerten Spitzenkesseln bzw. bivalente Wärmepumpen im Bereich der Gebäudeenergieversorgung.

Bei zunehmend sinkenden Investitionskosten für Batteriespeicher (Agora Energiewende 2017a) können auch diese dazu beitragen, die zeitliche Variabilität der EE auf der Ebene kurzzeitiger Schwankungen auszugleichen (Schill et al. 2015). Ähnliches gilt für Pumpspeicher sowie für Batterien in Elektrofahrzeugen, sofern diese im sogenannten Vehicle-to-Grid-Modus gesteuert werden, der eine Rückspeisung von Strom aus der Batterie ins Netz ermöglicht (Hanemann et al. 2017). Als Zwischenfazit lässt sich festhalten: Power-to-X-Verfahren können einen Beitrag zum Ausgleich der variablen EE-Stromerzeugung leisten. Der Möglichkeit, Überschüsse aus dem Bereich der EE zeitweise zu speichern oder über Power-to-X-Verfahren in andere Energieformen umzuwandeln, stehen ökonomisch betrachtet Kosten (z. B. für die Investition in solche

Abbildung 10
Marktdienliche Einsatzpotenziale für Power-to-X in Abhängigkeit von den Klimazielen



Quelle: Eigene Zusammenfassung auf der Basis von Abbildung 2 in acatech et al. 2015: 15, ETG 2012. Inwieweit Kurzzeitspeicher bereits unterhalb einer THG-Minderung von 80 Prozent eine prominente Rolle spielen, hängt davon ab, wie stark die Kosten dieser Speicher in der Zukunft fallen werden.

Anlagen) gegenüber, die die Nutzung dieser Technologien volkswirtschaftlich nicht immer sinnvoll erscheinen lassen. Vor allem bei Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anlagen führen die hohen Investitionskosten dazu, dass es nicht sinnvoll ist, diese ausschließlich als Option zur Aufnahme von EE-Überschüssen anzusehen (Agora Verkehrswende/Agora Energiewende 2018). Dass zwischen dem Ausbau der fluktuierenden EE und der Notwendigkeit von Speichern kein Automatismus besteht, zeigt aktuell auch die schwierige wirtschaftliche Lage vieler Pumpspeicherkraftwerke (Schill et al. 2015). Notwendig ist es, Kostenaspekte in die Bewertung miteinfließen zu lassen und die systembedingten intersektoralen Zusammenhänge im Kontext vorgegebener Klimaschutzziele zu beachten.

5.2 POWER-TO-GAS ZUR SICHERUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Solange die zugrunde gelegten Klimaschutzziele dies nicht ausschließen, müssen sich alle Flexibilitätsoptionen im Falle einer positiven Residuallast (d. h. einer Unterdeckung mit EE) mittelfristig am Benchmark des variablen Einsatzes der noch am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerke messen lassen. Langfristig muss zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Zeiten, in denen „die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht“, zunehmend auf Alternativen zurückgegriffen werden. Bei einem weiterhin anhaltenden Verfall der Kosten für Batteriespeicher (Agora Energiewende 2017a) werden diese zunehmend dazu herangezogen werden, häufig auftretende, kurzfristige Fluktuationen der variabel einspeisenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen auszugleichen (z. B. den Tag-Nacht-Rhythmus der Solareinspeisung). Sie eignen sich aber ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke aus ökonomischen Gründen nicht dazu, selten auftretende, dafür aber oft länger anhaltende Dunkelflauten zu adressieren. Ihre hohen Investitionskosten ließen sich in den wenigen Einsatzfällen nicht amortisieren. Solange man sich in diesen Dunkel-

flauten nicht auf eine Versorgung durch Import von Strom aus dem europäischen Ausland verlassen möchte, bleiben nach dem derzeitigen Stand der Technik neben Bioenergie- und Geothermieanlagen nur Gaskraftwerke, die die ansonsten entstehende Lücke der gesicherten Leistung füllen können. Während mittelfristig hierfür (fossiles) Erdgas als Brennstoff dienen kann, ist bei Treibhausgasminderungszielen oberhalb von 80 Prozent und insbesondere beim Anstreben einer Vollversorgung mit EE neben Biogas dann nur mehr durch PtG-Anlagen regenerativ erzeugtes synthetisches Gas zulässig.

Bei negativer Residuallast (d. h. bei EE-Überschüssen) definieren die Kosten des Abregelns (auch Erzeugungsmanagement genannt) den ökonomischen Vergleichsmaßstab. Die Ergebnisse von Studien, die die hier angesprochene Notwendigkeit einer umfassenden techno-ökonomischen und systemischen Analyse berücksichtigen (acatech et al. 2015, ETG 2012), lassen sich bezogen auf den Stromsektor wie folgt zusammen (vgl. Abbildung 10):

Für einen Anteil der variablen EE von bis zu 80 Prozent an der Stromnachfrage und einem Emissionsminderungsziel von 80 Prozent (jeweils bezogen auf 2050) definieren das Erzeugungsmanagement und fossil befeuerte flexible Kraftwerke (z. B. mit Erdgas betriebene Gaskraftwerke) den ökonomischen Benchmark Case. Bei einem Anteil der variablen EE, der sich 100 Prozent an der Stromnachfrage nähert oder sogar übersteigt, wird der Einsatz von Speichern sowie von Power-to-X-Technologien zunehmend zu einer systemischen Notwendigkeit. Zwischen 80 und 100 Prozent werden solche Technologien volkswirtschaftlich betrachtet auch dann attraktiv, wenn von Netzengpässen im Bereich der Stromnetze abgesehen wird (sogenanntes marktbasierendes Einsatzpotenzial von PtX).

Zu ähnlichen Ergebnissen kommt das BMWi-Projekt „Konvergenz der Strom- und Gasnetze“, in welchem im 80-Prozent-THG-Minderungsszenario 5 GW PtG-Kapazitäten mit 1.650 Volllaststunden ca. 5,4 TWh zusätzliche EE-Strommengen in den Markt integrieren können und im 100-Prozent-Szenario

sogar 38 GW mit 4.000 Volllaststunden (Hüttenrauch et al. 2017). Während bei einem Anteil von 80 Prozent der EE an der Stromversorgung somit noch ein relativ geringer Ausbau der Power-to-Gas-Kapazitäten zu erkennen ist, steigt der PtG-Bedarf bei dem Versuch, eine EE-Vollversorgung anzustreben deutlich an. Verantwortlich dafür ist die Notwendigkeit, im Szenario einer EE-Vollversorgung den Strom auch dann (erneuerbar) bereitzustellen, „wenn der Wind in einer Dunkelflaute nicht weht und die Sonne (praktisch) nicht scheint“. In solchen Perioden, die im Regelfall nicht jedes Jahr auftreten und in der Regel zwei bis drei Wochen nicht überschreiten, kann es dann im Rahmen einer solchen Zielsetzung trotz des geringen Gesamtwirkungsgrades sinnvoll sein, den Strom mithilfe von Gasturbinen oder Brennstoffzellen bereitzustellen, die mit Wasserstoff oder synthetischem Gas befeuert werden, der bzw. das zuvor mittels PtG-Anlagen aus EE-(Überschuss-) Strom hergestellt wurden.

In einem Stromsystem, das seine Erzeugung bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien decken möchte, sind zur Überbrückung von Dunkelflauten weiterhin 60–70 GW an gesicherter Leistung, z. B. durch PtG mit Rückverstromung über Gaskraftwerke, notwendig (Sternier et al. 2015). Im Fall einer Dunkelflaute mit einer Länge von zwei Wochen, wie sie z. B. im Zeitraum vom 23.1.–6.2.2006 mit 72,8 GW durchschnittlicher Residuallast (Energy Brainpool 2017) beobachtet wurde, ist eine Strommenge von etwa 23 TWh gesichert bereitzustellen. Da Dunkelflauten länger als zwei Wochen andauern können, kann die auftretende Residuallast nicht durch kurz- oder mittelfristige Flexibilitätsoptionen (wie z. B. Batterien und/oder Lastmanagementmaßnahmen) gedeckt werden.

Die meteorologischen Extremsituationen, die zu typischen mehrwöchigen Dunkelflauten führen, sind in etwa alle zwei Jahre in einer ähnlichen Größenordnung zu erwarten. Ein europäischer Ausgleich über die Kuppelstellen entlastet zwar im Normalbetrieb den Bedarf an Flexibilitätsoptionen, kann aber nur einen geringen Beitrag zur Deckung der Dunkelflauten leisten, da sich diese wie im Jahre 2006 auch über ganz Kontinentaleuropa erstrecken können. Vergleicht man die in einer typischen Dunkelflaute bereitzustellende elektrische Energie in Höhe von etwa 25 TWh mit dem Energieinhalt der existierenden Gasspeicher (260 TWh chemische Energie korrespondierend mit etwa 155 TWh elektrischer Energie bei einer Umwandlung mit GuD-Anlagen), so erkennt man, dass die in Deutschland existierenden Gasspeicher bereits heute genügend Erdgas bzw. später auch grüne Gase speichern können, damit eine solche Dunkelflaute gut überbrückt werden kann. Die existierende Pumpspeicherkapazität liegt mit 0,04 TWh dagegen mehrere Größenordnungen darunter (Frontier Economics 2017).

Die Sektorenkopplung (vgl. 5.4) von Strom, Wärme, Verkehr und nichtenergetischem Verbrauch kann die notwendige Leistung und Energie zur Deckung der Dunkelflauten weiter erhöhen (Energy Brainpool 2017). Dies ist auf die zunehmende Elektrifizierung (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge etc.) sowie den zunehmenden Einsatz strombasierter Energieträger (z. B. Wasserstoff in der Grundstoffchemie) zurückzuführen (siehe Kapitel 4.2 und 5.4). Dadurch steigt die Jahreshöchstlast des deutschen Energiesystems und der notwendige Anteil erneuerbarer Energien, vorwiegend fluktuierender Wind- und

Solarstrom. Die im Zuge der Sektorenkopplung zusätzlich integrierten Speicher (Wärmespeicher, Batterien bei Elektrofahrzeugen etc.) können für einen kurzzeitigen Energieausgleich sorgen, eignen sich aber nicht zur Überbrückung längerer Dunkelflauten.

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten: Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Dunkelflauten in einem Energieversorgungssystem, das eine weitgehende Dekarbonisierung bzw. eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien anstrebt, lässt sich – sofern man sich diesbezüglich nicht auf Energieimporte verlassen möchte – in realistischen Szenarien nur unter Verwendung von Gasspeichern verwirklichen, die mit regenerativ hergestellten Gasen gefüllt wurden. Jüngste Studien weisen darauf hin (ewi Energy Research & Scenarios 2018), dass synthetische Gase (z. B. H₂ und Methan), die in Gaskraftwerken zur Überbrückung der Dunkelflauten eingesetzt werden sollen, nicht zwingend in Deutschland hergestellt werden müssen, sondern auch importiert und bis zu deren Nutzung in Gasspeichern gelagert werden können. Hierdurch lässt sich der nationale Ausbau der EE und der Umfang der in Deutschland aufzubauenden PtG/PtL-Elektrolyseleistung deutlich verringern.

5.3 ZUM AUSGLEICH DER RÄUMLICHEN VARIABILITÄT DER EE

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Akzeptanzprobleme, denen sich der weitere Ausbau der Übertragungsnetze gegenübergestellt sieht, ergibt sich die Frage, inwieweit Technologien der Sektorenkopplung – insbesondere Power-to-Gas – dabei helfen können, einen räumlichen Ausgleich zwischen EE-Angebot und Stromnachfrage herzustellen.

Dies ist vielversprechend, da der EE-Ausbau im Bereich der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen überwiegend im Norden und Osten Deutschlands stattfinden wird, während durch den Ausstieg aus der Kernenergie eine Unterdeckung der Stromnachfrage im Süden und Westen Deutschlands zu befürchten ist. Zur Überbrückung der dazwischenliegenden Distanz sieht der nationale Netzentwicklungsplan einen Ausbau der Übertragungsnetze vor (BNetzA 2017).

Kommt es aufgrund von Akzeptanzproblemen zu Verzögerungen im Ausbau der Stromnetze, so könnte die von EE-Anlagen erzeugte Energie mittels Power-to-Gas unter Verwendung der Erdgasinfrastruktur von Nord/Osten nach Süd/Westen transportiert und dort durch Gasturbinen rückverstromt werden. Die hierfür erforderlichen Gas-Transportleitungen sind bereits vorhanden (vgl. FNB 2017). Auch die existierenden Gasspeicher liegen mit einer Häufung in Nordostdeutschland günstig. Frontier Economics (2016) schreibt hierzu: „Als Alternative zum Stromnetzausbau bietet sich die Nutzung der existierenden Gastransportinfrastruktur an. Da die Gasnetze bereits existieren und unterirdisch verlegt sind, können sie wesentlich zur Akzeptanz der Energiewende beitragen“ (Frontier Economics 2017: 10).

Das Potenzial und der Einsatzzeitpunkt für Power-to-Gas als Langzeitspeicher im Stromsektor ist maßgeblich von den getroffenen Annahmen der Zukunftsszenarien abhängig. Insbesondere die Annahmen zum Stromnetzausbau, zum Erzeugungsmix, zu den Export- und Importmöglichkeiten im

europäischen Ausgleich und zum Einsatz alternativer Flexibilität wie der EE-Abregelung und der Kurzzeitspeicher sind hier zu nennen. Im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2035 ist PtG zwar verankert, aber auch der Verbleib vieler fossiler Kraftwerke, was aus heutiger Sicht mit den Konsequenzen der Pariser Klimabeschlüsse schwer zu vereinbaren ist. Die Kernannahme wird neben dem CO₂-Budget im Stromnetzausbau getroffen: Wird ein vollständiger Stromnetzausbau zugrunde gelegt, ist bis zum Jahr 2035 kaum ein marktbasierter Einsatz von PtG zu erwarten (vgl. Kapitel 5.2). Wird ein verzögerter Stromnetzausbau angenommen, was aus heutiger Perspektive der realitätsnahe Fall ist, werden von 5 bis zu 30 GW installierte netzdienliche PtG-Kapazitäten benötigt (Moser 2017).

Unter „netzdienlichem Einsatz“ versteht man hierbei die Schaffung und den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen zur Überwindung existierender Engpässe im Stromnetz, mit dem Ziel, das ansonsten netzbedingt erforderliche Abregeln von Strom aus EE zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Die Angaben zum „marktbasiereten Potenzial“ geben die installierte Leistung von PtG-Anlagen an, die sich im Rahmen von Rechnungen mit gekoppelten Strommarkt- und Stromnetzmodellen als volkswirtschaftlich kosteneffizient erwiesen hat. Netzseitig ist vor diesem Hintergrund eine koordinierte Planung von Strom- und Gasnetzen sinnvoll, damit die Gasinfrastruktur die Schwächen der Stromnetzinfrastruktur (fehlende Transport- und Langzeitspeicherkapazitäten) abfedern kann und damit den Stromnetzausbau ergänzt und die Energiewende robuster und resilienter macht.

Das Zwischenfazit lautet hier: Mangelnde Akzeptanz in Bezug auf den Ausbau der Stromnetze und daraus resultierende Netzengpässe können den volkswirtschaftlich vorteilhaften Umfang der PtG-Technologie deutlich erhöhen.

5.4 ZUR DEKARBONISIERUNG DES WÄRME- UND TRANSPORTSEKTORS

Wie die Monitoring-Berichte zur Energiewende zeigen (BMW 2016c), werden bezüglich des EE-Anteils an der Stromversorgung die Energiewendeziele mittelfristig erreicht oder sogar übertroffen. Defizite im Hinblick auf die Zielerreichung sind aber bei den Effizienzzielen erkennbar (vgl. Kapitel 3.2). Die Treibhausgasemissionen sind gegenüber dem Referenzjahr 1990 bisher erst um 27 Prozent zurückgegangen. Trotz einer Vielzahl zusätzlicher Maßnahmen, die im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (BMUB 2014) enthalten sind, dürfte das Ziel einer Reduktion um 40 Prozent bis 2020 nicht eingehalten werden. Gerade im Verkehrs- und Wärmesektor lässt sich beobachten, dass die ursprünglich gewünschten Emissionseinsparziele bzw. Sanierungsquoten im Gebäudebestand nicht erreicht werden.

Vor allem mit Blick auf die langfristig zu erreichenden Klimaschutzziele werden inzwischen neben Anpassungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. einer Reform des Emissionshandels) immer häufiger auch solche technologischen Ansätze diskutiert, die durch eine stärkere Verknüpfung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors Synergieeffekte bei der Integration erneuerbarer Energien ermöglichen. Durch die verstärkte Nutzung von erneuerbarem Strom

im Wärme- und Verkehrssektor können dort Beiträge zur Dekarbonisierung geleistet werden.

Im Ergebnispapier Strom 2030 heißt es unter der Überschrift „Sektorkopplung als Mittel zur Erreichung von Klimazielen“ dazu: „Eine kosteneffiziente Klimaschutzpolitik wird zunächst in allen Sektoren die Energieeffizienz deutlich steigern („Efficiency First“). Sodann werden in den jeweiligen volkswirtschaftlichen Sektoren erneuerbare Energien direkt genutzt, soweit ökonomisch und ökologisch vernünftig (z. B. Solarthermie bei Gebäuden oder Biokraftstoffe im Verkehr). Den verbleibenden Energiebedarf in den Sektoren Mobilität, Gebäude und Industrie wird Strom aus CO₂-freien Quellen decken, damit wir die Klimaziele erreichen. Das nennt man Sektorkopplung. Um den Bedarf an Erneuerbaren-Anlagen und Netzinfrastruktur zu begrenzen, kommen möglichst effiziente Technologien zum Einsatz (...)“ (BMW 2017: 19).

Insbesondere die im Ergebnispapier wiedergegebenen Abbildungen zur Effizienz unterschiedlicher Power-to-X-Technologien (Abbildungen 2a und 2b in BMW 2017: 17; vgl. Abbildungen 8a und 8b in der vorliegenden Studie) haben bei vielen Akteur_innen dazu geführt, anzunehmen, dass es sich bei der Kopplung der Sektoren im Wesentlichen um eine Sektorenkopplung handeln sollte, die auf der Grundlage eines All-Electric-Anspruches auch bei ehrgeizigen Klimaschutzzielen auf Power-to-Gas-Technologien und auf die Erdgasinfrastruktur insgesamt verzichten könnte.² Eine Vielzahl von Studien (Agora Verkehrswende/Agora Energiewende 2018, Energy Brainpool 2017, Enervis 2017, Enervis 2018, ewi Energy Research & Scenarios 2018, Frontier Economics 2017, aca-tech et al. 2015, Prognos/DBFZ/UMSICHT 2018), die sich mit der Rolle von Power-to-Gas und Power-to-Liquid in einer weitgehend dekarbonisierten Welt intensiver beschäftigt haben, kommen – wie im Folgenden berichtet wird – zu einem differenzierteren Ergebnis.

Trotz der in Bezug auf die energetische Effizienz klaren Vorteilhaftigkeit der direkten Nutzung von elektrischer Energie im Wärme- und Verkehrsbereich dürfen bei einer umfassenden Bewertung der Sektorenkopplung die nachgefragte Qualität der Energienutzung sowie das zeitliche und räumliche Profil des regenerativen Energieangebots und der Energienachfrage (und damit zusammenhängende Fragen der Energiespeicherung und der verfügbaren Optionen des Energietransports) nicht vernachlässigt werden. Hierzu gehören insbesondere die Nachfrage nach Energiedienstleistungen, die elektrisch nicht oder nur sehr schwer bereitzustellen sind (z. B. Hochtemperaturwärme in der chemischen Industrie oder die Antriebsenergien für Schiffe und Flugzeuge), Fragen der Versorgungssicherheit, insbesondere bezogen auf Dunkelflauten (vgl. Kapitel 5.2) und Auswirkungen auf den erforderlichen Ausbau der elektrischen Übertragungsnetze (vgl. Kapitel 5.3).

Die ökonomische Bewertung gas- bzw. strombasierter Verfahren zur emissionsarmen Bereitstellung von Wärme hängt vom Einsatzzweck (und diesbezüglich insbesondere vom geforderten Temperaturniveau) sowie vom jeweils er-

² In der hier vorliegenden Studie wird in Abgrenzung zum BMW Ergebnispapier Strom 2030 von Sektorenkopplung und nicht von Sektorkopplung gesprochen, um von vorneherein eine Einengung auf den All-Electric-Ansatz zu vermeiden.

reichten Grad der Dekarbonisierung des Stromsektors ab (Enervis 2017, Enervis 2018). Im Wärmesektor ist das Bild in den Szenarien, die eine Treibhausgasminde­rung um 80 Prozent anstreben, einheitlich: In der Hochtemperatur dominiert (fossiles) Erdgas, in den anderen Bereichen spielen die Stromwärmepumpe und die Fernwärme eine wichtige Rolle. Bei Emissionsminderungszielen von mehr als 90 Prozent dominiert synthetisches Gas die Hochtemperaturanwendungen (insbesondere in der Industrie). In den Niedertemperaturanwendungen dominieren dagegen strombasierte Anwendungen und die Fernwärme (Enervis 2018). Zusammenfassend lässt sich feststellen: Eine volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Vollelektrifizierung des Wärmesektors ist, wie die Ergebnisse einer kürzlich veröffentlichten Meta-Studie zur Sektorenkopplung (Enervis 2018) zeigen, somit bei einer systemischen Betrachtung nicht gegeben (vgl. Abb. 11 sowie Tabelle 3).

Sollen in einer hypothetischen All-Electric-Welt zukünftig auch weite Bereiche der Wärmeanwendungen und der Verkehrsdienstleistungen strombasiert erfolgen, so steigt dadurch auch die Nachfrage nach elektrischer Energie erheblich an. Damit verbunden ist eine deutliche Erhöhung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der zum Stromtransport erforderlichen Netze. Die ausgeprägte Saisonalität der resultierenden Stromnachfrage, die insbesondere bei einer Elektrifizierung der Wärmebereitstellung zu erwarten ist, und die Dargebotsabhängigkeit von Strom aus Wind und Sonne stellen ein zukünftig weitgehend auf regenerativen Stromeinsatz basierendes Energiesystem darüber hinaus insbesondere in Bezug auf die Versorgungssicherheit bei Dunkelflauten vor enorme Herausforderungen. Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke oder Batterien können Energie nur für Stunden oder wenige Tage einspeichern.

Ein All-Electric-System ohne die Nutzung von Gasspeichern für den saisonalen Ausgleich und die Überbrückung von kalten Dunkelflauten durch die Rückverstromung des gespeicherten Gases wäre nach Ansicht von Enervis (2017) oder Energy Brainpool (2017) (in einer vollständig dekarbonisierten Volkswirtschaft) unrealistisch bzw. prohibitiv teuer. Neue Analysen zur kosteneffizienten Struktur der zukünftigen Energiemärkte zeigen zudem, dass bei einer integrierten Betrachtung des Strom- und Wärmesektors Gas nicht nur die Aufgabe zukommt, (möglicherweise zentral) gespeichert und (z. B. zur Überbrückung in kalten Dunkelflauten) rückverstromt zu werden. Auch die weitere Nutzung des existierenden Gasversorgungsnetzes zur Verteilung von grünen Gasen „in der Fläche“ erscheint vorteilhaft. Diesbezüglich wird betont, „dass die Weiternutzung der Gastransport- und -verteilnetze zur Versorgung von Endkunden mit Grünem Gas (...) deutliche Kostenvorteile gegenüber einer Welt ohne Nutzung der Gasnetze (...) bietet“ (Frontier Economics 2017).

Im Hinblick auf die sektorübergreifende Elektrifizierung und die Rolle von (konventionellen und) synthetischen Gasen im Rahmen einer zunehmenden, kosteneffizienten Dekarbonisierung der Volkswirtschaft lassen sich basierend auf Systemstudien die folgenden robusten Aussagen treffen:

- Kurzfristig ermöglichen es effizienzsteigernde Maßnahmen und der Übergang zum emissionsarmen Erdgas, die „Low Hanging Fruits“ im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor zu ernten und schnell einen Beitrag zur Schonung des

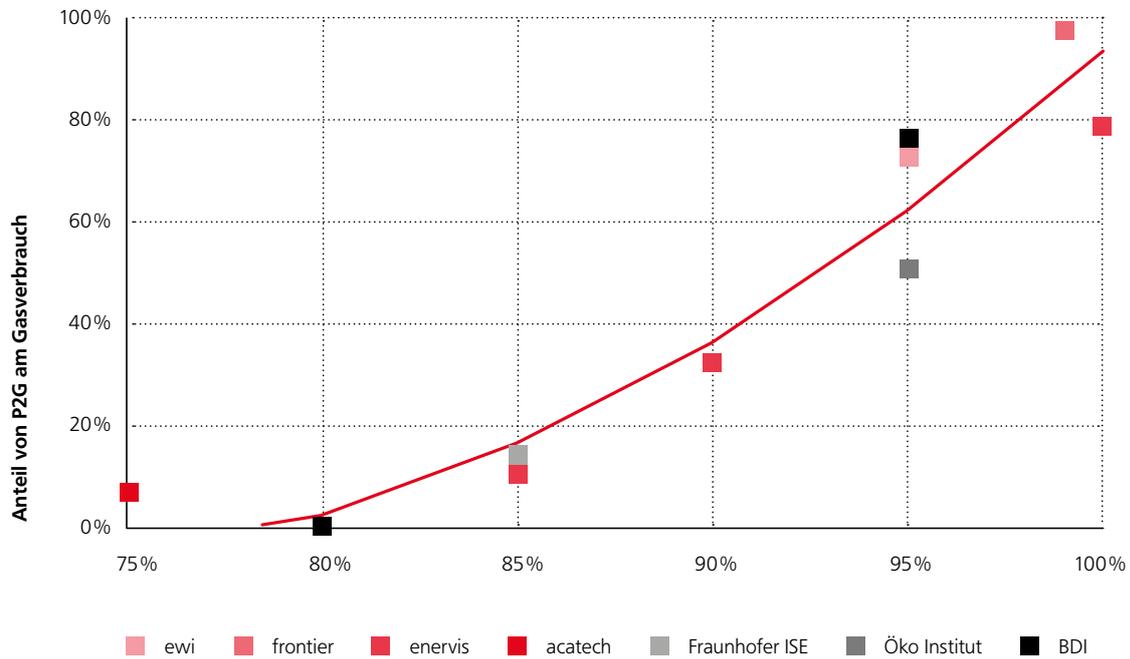
globalen THG-Budgets zu leisten (Agora Verkehrswende/ Agora Energiewende 2018, ewi Energy Research & Scenarios/EF.RUHR 2018).

- Mit zunehmender Dekarbonisierung des Stromsektors können mittelfristig strombasierte Versorgungstechnologien im Wärmesektor (z. B. Wärmepumpen) und im Verkehrssektor (z. B. Elektrofahrzeuge) erheblich zur weitergehenden Emissionsminderung beitragen.
- Langfristig steigt jenseits einer THG-Minderung von etwa 80 Prozent der Anteil von Power-to-Gas am gesamten Gasverbrauch deutlich an (Enervis 2018, vgl. Abbildung 11). Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch die Metastudie von Kirchner et al. (2016).

Für den Zeitraum 2030 bis 2050 spielen in vielen integrierten Systemstudien, die eine Erreichung der vorgegebenen Klimaschutzziele untersuchen, synthetische Brennstoffe eine wichtige Rolle. Je höher das klimapolitische Ambitionsniveau wird, desto mehr PtG und PtL wird benötigt. Der wesentliche Grund für die Bedeutung von PtG/PtL liegt „darin, dass es nicht genügend nachhaltig erzeugte Biomasse gibt, um überall da, wo Verbrennungsprozesse eine Rolle spielen, die eingesetzten Energieträger Kohle, Öl oder Gas durch Holz, Biogas oder Biokraftstoffe zu ersetzen“ (Agora Verkehrswende/ Agora Energiewende 2018: 10). Jüngste Studien weisen darauf hin (Agora Verkehrswende et al. 2018, ewi Energy Research & Scenarios 2018, Prognos et al. 2018, ewi Energy Research & Scenarios/EF.RUHR 2018), dass synthetische Gase und Treibstoffe nicht zwingend in Deutschland hergestellt werden müssen, sondern auch importiert werden können. Hierdurch lässt sich der Ausbau der EE und der Umfang der in Deutschland aufzubauenden PtG/PtL-Elektrolyseleistung deutlich verringern. Sofern die hierfür verwendeten PtG- und PtL-Anlagen an für die Nutzung der Solar- und Windenergie günstigen (d. h. sonnigen und windreichen) Standorten stehen, lassen sich hierdurch weitere Kosteneinsparungen erzielen.

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten: Die Nutzung erneuerbarem Stroms zur ambitionierten Dekarbonisierung aller Sektoren und Emissionsbereiche erfordert eine umfassende Kopplung mehrerer Infrastrukturen durch den Einsatz von Power-to-X-Verfahren: Power-to-Heat (kurzfristig), Power-to-Mobility (Elektromobilität, mittelfristig) sowie Power-to-Gas und Power-to-Liquid (langfristig). Tabelle 3 fasst die unterschiedlichen Anwendungsbereiche der verschiedenen Power-to-X-Verfahren basierend auf einer techno-ökonomischen Stärken/Schwächen-Analyse unter der Prämisse der Zielsetzung einer weitgehend auf fossile Energieträger verzichtenden Volkswirtschaft zusammen (Agora Verkehrswende/Agora Energiewende 2018).

Abbildung 11
Kosteneffizienter Anteil von Power-to-Gas in 2050 in Abhängigkeit vom Dekarbonisierungsniveau



Quelle: Enervis 2018. Kosteneffizienter Anteil von Power-to-Gas in 2050 am gesamten Gasverbrauch; Ergebnisse einer verschiedene Studien vergleichenden Metaanalyse.

Tabelle 3
Techno-ökonomisch sinnvolle Optionen der Sektorenkopplung in einer dekarbonisierten Volkswirtschaft

Power-to-X	Power-to-Power	Power-to-Heat	Power-to-Mobility	Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid
Technologien	stationäre Batterien bzw. Pumpspeicher	Wärmepumpen bzw. elektrische Direktheizung	direkte Nutzung über Leitungen und indirekt über (mobile) Batterien	aus EE-Strom erzeugtes H ₂ bzw. Methan sowie synthetisch hergestellte flüssige Kraftstoffe
Wärme		Niedertemperaturwärme mit Wärmepumpen in hinreichend gedämmten Gebäuden; Hochtemperaturprozesswärme mit direkt-elektrischen Verfahren in der Industrie		KWK-Wärme bei Bestandsgebäude mit erheblichen Dämmrestriktionen und Hybridheizungen mit unterstützendem Kessel für die Spitzenlastabdeckung; Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen
Verkehr			Züge und Bahnen, Busse und Lkw auf kürzeren Strecken, Oberleitungs-Lkw und -Reisebusse auf längeren Strecken, Pkw, Zweiräder, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Luft- und Seeschiffsverkehr, Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)
Strom	Kurzzeitspeicherung			Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Gasturbinen, Verbrennungsmotoren bzw. Brennstoffzellen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Agora Verkehrswende/Agora Energiewende 2018: 15, Tabelle 1.

5.5 AUS INDUSTRIEPOLITISCHER PERSPEKTIVE

Eine nationale Klimaschutzstrategie, die sich an den Zielen der Klimakonferenz in Paris orientiert, muss langfristig eine Dekarbonisierung³ der deutschen Volkswirtschaft anstreben. Der in vielen Studien betrachtete Wert einer 80-Prozent-Reduktion der nationalen THG-Emissionen, der sich am unteren Ende des entsprechenden Korridors der Energiewendeziele für das Jahr 2050 bewegt, kann somit sinnvollerweise nicht als (Maximal-)Wert gedacht werden, der auch langfristig nicht überschritten wird. Er ist im Vergleich zu 90 Prozent oder 95 Prozent nur ein Zwischenwert auf dem Weg zu einer finalen Dekarbonisierung, die wenige Jahre später zu erreichen ist.

Für PtG und PtL bedeutet dies, dass auch diesen, heute noch sehr teuren Sektorenkopplungstechnologien in einer mit den Zielen der Klimakonferenz in Paris konsistenten Klimaschutzstrategie unabhängig von den Zwischenzielen und der spezifischen Dynamik eine erhebliche Bedeutung zukommt. Im Kontext der gegebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen der BRD (Verzicht auf die Kernenergie und fehlendes nationales Engagement im Hinblick auf CCS) und dem gleichzeitigen Wunsch der Sicherstellung der nationalen Stromversorgung auch in Zeiten einer Dunkelflaute, kommt ihrer Rolle einer systemischen Notwendigkeit gleich, zumindest dann, wenn das gewohnte Niveau der im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor zur Verfügung gestellten Energiedienstleistungen nicht infrage gestellt werden soll.

Aufgrund der Pfadabhängigkeit des Ausbaus der erforderlichen Infrastrukturen muss die Fokussierung auf die langfristige anzustrebende finale Dekarbonisierung frühzeitig erfolgen. Die Erzeugung von Methan oder synthetischen Treibstoffen muss dabei, wie neueste Studien zeigen, nicht zwingend in Deutschland erfolgen. Aber auch dann, wenn zukünftig synthetische Gase oder Treibstoffe importiert werden sollten, werden neben dem Stromnetz weitere Transportnetze (insbesondere die Gasinfrastruktur) eine erhebliche Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Eine Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die fugitiven (Methan-)Emissionen beim Transport der Gase kleingehalten oder aktiv reduziert werden (IPCC 2014b).

Vergleicht man die Kosten der Herstellung von Methan bzw. H₂ in PtG-Anlagen mit den Kosten von fossilem Erdgas bzw. Wasserstoff (der auf konventionellem Wege aus Erdgas hergestellt wird), so liegen die Herstellungskosten bei PtG-Anlagen bedingt durch niedrige Wirkungsgrade sowie heute noch hohe Investitionskosten um ein Vielfaches höher (Hüttenrauch et al. 2017, Ausfelder et al. 2017).

Insbesondere in Bezug auf die H₂-Elektrolyse und die Methanisierung geht die Forschung aber davon aus, dass durch sogenanntes technologisches Lernen (ähnlich, wie dies in den vergangenen Jahren bei den erneuerbaren Energien und

den Batteriespeichern zu beobachten war) erhebliche Kostenreduktionen zu erwarten sind (vgl. DBI 2017, ewi Energy Research & Scenarios/EF.RUHR 2018). Agora Verkehrswende/ Agora Energiewende (2018: 19) betonen z. B.: „Synthetisches Methan und Öl kosten anfänglich in Europa etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde. Diese Kosten können bis 2050 auf etwa 10 Cent je Kilowattstunde sinken, wenn die global installierte PtG-/PtL-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt steigt.“

Eine Voraussetzung für ein entsprechendes „Herunterlaufen der Lernkurve“ ist, dass die Ausweitung der insgesamt installierten PtG- und PtL-Kapazität, die technologische Fortschritte in Bezug auf die Wirkungsgrade und Produktionskostenreduktionen durch Serienfertigung erwarten lässt, durch geeignete Politikinstrumente angereizt wird. Neben der reinen Technologieentwicklung bis zu einer Markteinführung und der Förderung des Markteintritts sind bezogen auf die erforderlichen Vorlaufzeiten für den Aufbau einer gewünschten PtG- und PtL-Kapazität darüber hinaus auch die zeitlichen und finanziellen Ressourcen für den Aufbau von personellen Kapazitäten zur Sicherstellung des laufenden Betriebs sowie die Vermarktung des Produktes einzukalkulieren.

Zu den anerkannten Kernelementen einer energiepolitischen Flankierung des Markthochlaufs innovativer emissionsmindernder Technologien im Energiebereich gehören (IEA, 2016):

- CO₂-Bepreisung (Carbon Pricing, in einer zum Klimaschutzziel passenden Höhe);
- Abbau von Hemmnissen, die dazu führen, dass Optionen, die bereits heute zu einer besseren Integration der EE und einer damit einhergehenden THG-Minderung führen würden sowie gleichzeitig volkswirtschaftlich vorteilhaft wären, in der Praxis nicht umgesetzt werden;
- technologiespezifische Förderung innovativer, „lernender“ Technologien mit dem Ziel einer Kostenreduktion durch technologisches Lernen.

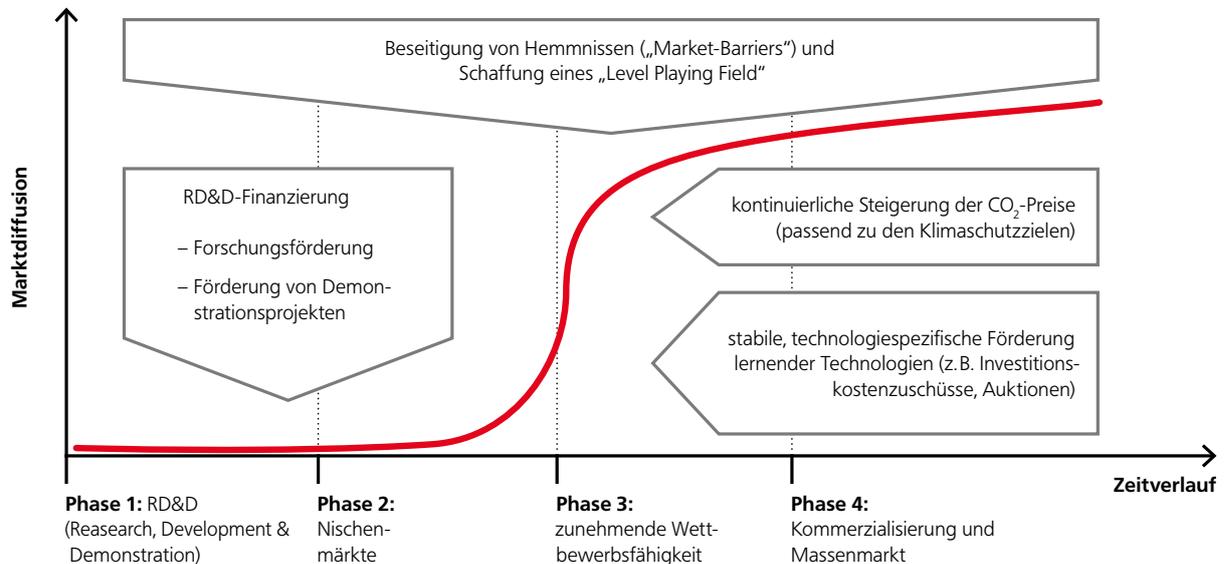
5.6 VERGLEICHENDE BEWERTUNG DER SEKTORKOPPLUNG

Die Erkenntnisse dieser Studie lassen sich theseartig wie folgt zusammenfassen:

- Das Klimaabkommen von Paris verpflichtet die Staaten, die es ratifiziert haben, dazu, besondere Anstrengungen zu unternehmen, die Veränderung der globalen Mitteltemperatur auf einen Wert von 1,5 Grad zu begrenzen. Bezogen auf den nationalen Bereich bedeutet dies klimapolitisch eine Fokussierung auf den oberen Rand der Ziele der Energiewende (d. h. das Anstreben einer Treibhausgasreduzierung von 95 Prozent bis 2050). Da sich einige THG-Emissionen in der Landwirtschaft und Industrie nur schwer (oder unter Verzicht auf CCS-Maßnahmen gar nicht) vermeiden lassen, ergibt sich für den Stromsektor daraus das Ziel einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien.
- Eine umfassende Bewertung der infrastrukturellen Sektorenkopplung muss die kumulierten CO₂-Emissionen betrachten – ein möglichst früher Fuel-Switch in allen Sektoren

³ Im Sinne der Reduktion der nichtzurückgehaltenen (Netto-)Treibhausgasemissionen auf einen Wert von null. Ausfelder et al. (2017) weisen darauf hin, dass der Begriff „Dekarbonisierung“ im Kontext der Sektorenkopplung irreführend sein kann, da es mithilfe von PtG und PtL bei der Entnahme des für die Methanisierung erforderlichen CO₂ aus der Luft (z. B. durch Direct Air Capturing) möglich ist, synthetische und erneuerbare, aber gleichzeitig Kohlenstoff enthaltende Brennstoffe zu erzeugen und nachhaltig klimaneutral zu nutzen.

Abbildung 12

Angemessene Förderung innovativer Technologien im Energiebereich

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IEA 2015.

schont das zulässige CO₂-Budget. Mittelfristig gelingt dies durch die Nutzung von Erdgas, das langfristig zunehmend durch grüne Gase (d. h. mit erneuerbarem Strom synthetisch erzeugtes H₂ oder CH₄ bzw. Biogas) ersetzt wird.

- Die Nutzung von erneuerbarem Strom zur ambitionierten Dekarbonisierung aller Sektoren und Emissionsbereiche erfordert eine umfassende Kopplung mehrerer Infrastrukturen durch den Einsatz von Power-to-X-Verfahren: Power-to-Heat (kurzfristig), Power-to-Mobility (Elektromobilität, mittelfristig) sowie Power-to-Gas und Power-to-Liquid (langfristig).
- Der volkswirtschaftliche Nutzen, der durch den Einsatz von Power-to-Gas-Technologien realisiert werden kann, ist stark abhängig vom klimapolitischen Kontext und der Akzeptanz der Bevölkerung im Hinblick auf den weiteren Ausbau der Stromnetze. Bei ambitionierten Klimaschutzzielen gibt es oberhalb eines Anteils von 80 Prozent der erneuerbaren Energien im Stromsektor ein erhebliches marktdienstliches Einsatzpotenzial von Power-to-Gas. Bei Akzeptanzproblemen bezüglich des Stromnetzausbaus existiert ein signifikantes netzdienstliches Einsatzpotenzial von PtG bereits deutlich darunter. PtG kann über die Gasinfrastruktur Verzögerungen beim Stromnetzausbau ausgleichen.
- Eine zunehmende Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und nichtenergetischem Verbrauch verschärft die Dunkelflauten-Problematik. Ohne Langzeitspeicher ist eine Vollversorgung mit EE in allen Sektoren deshalb nicht möglich. Die existierende Gasnetzinfrastruktur ist über Power-to-Gas technisch gesehen bereits heute dazu in der Lage, die erforderliche Langzeitspeicherung zu leisten. Die Gasnetzinfrastruktur garantiert die Versorgungssicherheit von Strom und Wärme bei Dunkelflauten und zwar auch dann, wenn im Rahmen der Energiewende die gesicherte Leis-

tung aus dem Bereich der Kern- und Kohlekraftwerke sinkt und es im europäischen Strommarkt zu Knappheitssituationen kommen sollte.

- Ambitionierter kosteneffizienter Klimaschutz erfordert bereits heute die schrittweise Einführung und mittelfristig den Markthochlauf der derzeit noch prohibitiv teuren Power-to-Gas/Liquid-Technologien, da das Erreichen der bezogen auf das Jahr 2050 volkswirtschaftlich gewünschten Größenordnung ohne längere Vorlaufzeiten nicht umsetzbar wäre.
- Bei der Abschätzung des zukünftig zu erwartenden Marktpotenzials und der Frage, wie sich die heutigen F&E-Aufwände und die Förderung des Markteintritts gegebenenfalls refinanzieren lassen, sollten auch Exportmärkte in die Analyse integriert werden, da der Trend und die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Wirtschaftssysteme im weltweiten Maßstab stattfindet. Deutschland kann sich hierbei als Systemanbieter von Technologien zur Umsetzung der vollständigen Dekarbonisierung etablieren und diesbezüglich im Erfolgsfalle als Technologieführer positionieren.
- In Bezug auf die Frage, wie ein Bündel von Maßnahmen aussehen kann, das sowohl technologischen Fortschritt durch Forschungsförderung und Demonstrationsprojekte ermöglicht (sogenannter Technology Push) und zugleich durch die Schaffung von künstlichen Märkten den Übergang zur zunehmenden Serienfertigung erlaubt (sogenannter Market Pull) kann die energiewirtschaftliche Politikberatung viel aus den diesbezüglichen Erfahrungen mit der Förderung erneuerbarer Energien lernen (IEA 2011, IPCC 2011, IPCC 2014a, IEA 2015). Die diesbezüglichen Lessons Learnt gibt Abbildung 12 in komprimierter Form wieder.

6

POLITIKEMPFEHLUNGEN

Die Sektorenkopplung wurde in der energiepolitischen Debatte (vgl. Energiate 2016) der vergangenen Jahre von vielen Akteuren zu einem (All-)Heilmittel hochstilisiert, mit dessen Hilfe sich nahezu alle mit der Energiewende verbundenen Probleme lösen lassen sollten: der Ausgleich der variabel einspeisenden EE (z. B. durch die Nutzung mobiler Batterien in Elektrofahrzeugen im Rahmen des Vehicle-to-Grid-Ansatzes); das Vermeiden des Einspeisemanagements (Abregeln) bei lokalen Netzengpässen (durch sinnvolle Nutzung der EE-Überschüsse) und damit einhergehend die Senkung der Redispatch-Kosten; die Reduktion der Notwendigkeit, das Stromnetz auszubauen (durch die mithilfe von Power-to-Gas ermöglichte Nutzung der Gasnetze), und damit verbunden die Verringerung der mit den Stromnetzausbau einhergehenden Akzeptanzprobleme; der Ausgleich der zu geringen Sanierungsraten im Gebäudesektor (durch Power-to-Heat); die Kompensation der fehlenden Treibhausgasreduktion im Verkehrssektor (durch Elektrofahrzeuge im Rahmen von Power-to-Mobility) und damit insgesamt die Verringerung der Zielabweichung in Bezug auf die nationalen Klimaschutzziele. Da sich nicht für alle Power-to-X-Technologien derzeit betriebswirtschaftlich attraktive Geschäftsmodelle finden lassen, der Nutzen der Sektorenkopplung aber scheinbar offensichtlich ist, wurde in der energiewirtschaftlichen Praxis schnell der Ruf nach einer Anpassung des energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmens laut, der Flexibilität und das Prinzip „Nutzen vor Abregeln“ belohnen sollte (vgl. dazu die Metanalyse von Handlungsempfehlungen in DBI 2017).

Nicht selten wurde dabei eine Reihe wichtiger Einschränkungen übersehen:

- Die energetische Effizienz unterschiedlicher Verfahren der Sektorenkopplung unterscheidet sich teilweise erheblich (vgl. BMWi 2017, Agora Verkehrswende/Agora Energiewende 2018).
- Einige Power-to-X-Verfahren (z. B. insbesondere PtG und PtL) sind mit erheblichen Investitionskosten verbunden, sodass deren wirtschaftlicher Betrieb neben niedrigen Kosten des genutzten (EE-)Stroms auch hohe Volllaststunden voraussetzt. Diese Verfahren sind deshalb nicht dazu geeignet, ausschließlich EE-Überschüsse zu nutzen (vgl. Agora Verkehrswende/Agora Energiewende 2018).
- Derzeit beträgt der Anteil der EE an der Stromnachfrage erst 36 Prozent. Ein erheblicher Teil des Stromes (von z. B. wärmeversorgenden Verfahren im Rahmen einer Förderung von Power-to-Heat) würde bei einem zu schnellen Ausbau der Sektorenkopplung aus CO₂-emittierenden Kraftwerken bzw. Kernkraftwerken kommen (Ausfelder et al. 2017).
- Der EE-Strom, der im Rahmen der Sektorenkopplung dem Wärme- und Verkehrssektor bei der Erreichung der erforderlichen Treibhausgasemissionsminderung helfen soll, würde die Stromnachfrage erheblich erhöhen (BMW 2017), was wiederum einen stärker als bisher angedachten Ausbau der Windkraftanlagen auf dem Land und auf der See und (in einer All-Electric-Welt) auch einen entsprechend umfangreicheren Ausbau der Stromnetze erforderlich machen würde.

Angesichts der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation ist eine undifferenzierte Förderung von Power-to-X-Anlagen somit weder energiewirtschaftlich noch klimapolitisch zielführend. Gleichzeitig hat die hier vorgelegte Studie in Übereinstimmung mit der wissenschaftlichen Literatur aber zusammenfassend auch gezeigt, dass die Sektorenkopplung (neben effizienzsteigernden Maßnahmen und einem Ausbau der EE in allen Sektoren) mittel- und insbesondere langfristig von zentraler Bedeutung für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist. Falls Deutschland seine Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaschutzabkommen zur weitgehenden Dekarbonisierung ernsthaft verfolgen möchte, werden die Verfahren der Sektorenkopplung hierzu einen entscheidenden Beitrag leisten müssen: Power-to-Heat (kurzfristig) und Power-to-Mobility (mittelfristig) sowie langfristig betrachtet auch Power-to-Gas und Power-to-Liquid nehmen deshalb in kosteneffizienten Emissionsminderungsstrategien eine wichtige Rolle ein.

Vor allem die infrastrukturelle Sektorenkopplung über PtG und PtL ist für das Erreichen ambitionierter nationaler Klimaschutzziele mit einer Treibhausgasreduktionszielsetzung in Höhe von 95 Prozent (in 2050 im Vergleich zu 1990) von stark zunehmender Bedeutung. Die Gründe, die für einen verstärkten Einsatz von Verfahren der Sektorenkopplung sprechen, sind in der nachfolgenden Tabelle 4 zusammengefasst. Mittlerweile gibt es viele Systemstudien, die sich mit der

Tabelle 4

Vorteile einer verstärkten infrastrukturellen Sektorenkopplung**gesamtwirtschaftliche Perspektive (volkswirtschaftliche Optimierung)**

Erhöhung der Freiheitsgrade zur Umsetzung kostenminimaler Klimaschutzstrategien
(zwingend erforderlich bei ambitionierten Klimaschutzzielsetzungen)

intersektorale Nutzung erneuerbaren Stroms für Sektoren, die ansonsten ihre Klimaziele verfehlen würden

stromwirtschaftliche Perspektive

Reduktion des Umfangs der Abregelung erneuerbarer Energien

langfristige Speicherung für EE/EE-Back-up für die Dunkelflaute (über PtG)

partielle Alternative zum Ausbau der Übertragungsnetze (Resilienz) bzw. Ergänzung des Stromnetzes (Redundanz)

gaswirtschaftliche Perspektive

Bereitstellung von grünem Gas für den Industrie-, Transport- und Wärmesektor

Back-up für Stromsektor in einer dekarbonisierten Welt (über PtG und Rückverstromung in Gaskraftwerken)

Quelle: Eigene Darstellung.

Sektorenkopplung und den Möglichkeiten sowie Kosten der Nutzung von Power-to-X-Technologien aus einer integrierten Perspektive heraus beschäftigen (vgl. Enervis 2018). Nur einige von ihnen enthalten darüber hinaus konkrete Politikempfehlungen. Dennoch lassen sich aus den bisher wiedergegebenen Erkenntnissen sowie aus allgemeinen Überlegungen heraus bereits einige wichtige qualitative Schlussfolgerungen ableiten. In Übereinstimmung mit Ausfelder et al. (2017) stützen sich die folgenden Politikempfehlungen auf drei Prämissen:

- (1) Das primäre Ziel der Handlungsempfehlungen stellt die Erreichung der Klimaziele als Hauptmotivation für die Energiewende dar.
- (2) Da ansonsten die Akzeptanz für die Energiewende infrage gestellt wird, muss die Versorgungssicherheit auch zukünftig vollständig gewährleistet sein.
- (3) Die grundsätzlich denkbaren technologischen Optionen und regulatorischen Maßnahmen zur Erreichung dieser beiden Hauptziele müssen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet und systemintegriert optimiert werden.

Ausgehend von diesen drei Prämissen ergibt sich eine Reihe übergeordneter energie- und klimapolitischer Maßnahmen, die es erlauben, den volkswirtschaftlich sinnvollen Ausbau der Sektorenkopplung zu unterstützen und ein Level Playing Field in Bezug auf die staatlichen Zusatzkosten der Stromnutzung zu schaffen. Sie lassen sich in den folgenden sechs Punkten bündeln.

6.1 CO₂-BEPREISUNG ALS ZENTRALES KLIMASCHUTZINSTRUMENT

Die Verfahren der Power-to-X-Technologien leiden in betriebswirtschaftlicher Hinsicht darunter, dass die mit ihnen konkurrierenden Technologien (Kohle und Erdgas im Kraftwerkssektor, Erdgas und Öl bei Power-to-Heat im Wärmesektor, fossile

Treibstoffe bei Power-to-Battery, Power-to-Gas und Power-to-Liquid im Verkehrssektor) nicht mit den CO₂-Abgaben belastet werden, die den gesetzten Klimaschutzziele entsprechen würden (Expertenkommission 2017, Carbon Pricing Leadership Coalition 2017, MCC 2016a; IPCC 2014a).

Im Hinblick auf die Höhe der CO₂-Bepreisung ist dabei zu beachten, dass sich selbst bei einer global gesehen kosteneffizienten Strategie zur Stabilisierung der CO₂-Konzentration auf einem Wert von um die 450 ppm (was in etwa einer Begrenzung der Veränderung der globalen Mitteltemperatur auf unter 2 Grad entspricht) bereits im Jahre 2030 CO₂-Preise ergeben, die deutlich über dem liegen, was betriebswirtschaftlichen Analysen üblicherweise zugrunde gelegt wird. Gemäß den Berechnungen, die im 5. Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change zusammengefasst sind (IPCC 2014b), betragen diese Preise in 2030 bereits knapp 100 US-Dollar/tCO₂ und in 2050 im Mittel 200 US-Dollar/tCO₂. Zwar liegen zu den CO₂-Preisen, die die Umsetzung einer Stabilisierung der globalen Mitteltemperatur auf unter 1,5 Grad bedeuten würde, derzeit noch keine abschließenden Werte vor. Dennoch ist davon auszugehen, dass diese Preise z. B. im Rahmen eines sektorenumfassenden EU-weiten Emissionshandels Werte annehmen werden, die die in diesem Bericht angesprochenen Techniken der Sektorenkopplung dann auch betriebswirtschaftlich attraktiv werden lassen – sofern deren makroökonomische Vorteilhaftigkeit im Kontext anspruchsvoller Klimaschutzziele gezeigt werden konnte. Dabei wird vorausgesetzt, dass dem entgegenstehende Hemmnisse langfristig abgebaut und die Technologien der Sektorenkopplung, die eine Kostenreduktion durch technologisches Lernen erwarten lassen, im Vorfeld einer erforderlichen Marktdurchdringung diesbezüglich gefördert wurden.

Dass die CO₂-Preise in den Bereichen der Volkswirtschaft, die dem EU-Treibhausgasmarkt unterworfen sind, generell zu niedrig sind, wurde oft problematisiert (vgl. z. B. Carbon Pricing Leadership Coalition 2017, MCC 2016a). Verfahren der Sektorenkopplung leiden aber insbesondere auch darunter,

dass es eine CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor überhaupt nicht gibt. Die Monitoring-Kommission „empfiehlt auch für Deutschland die Einführung einer allgemeinen CO₂-Bepreisung unter Einbeziehung möglichst aller Emissionsquellen, Technologien und Sektoren. Mit einer solchen Preismaßnahme würden sich die gegenwärtig erkennbaren Zielverfehlungen bei den nationalen Treibhausgaszielen für 2020 und 2030 reduzieren. Die Maßnahme würde zudem die Wettbewerbsposition von erneuerbaren gegenüber den fossilen Energien verbessern und den angestrebten Umbau der Energiewirtschaft erleichtern (...). Bei steigenden Stromgroßhandelspreisen würden sich zudem die Belastungen aus der EEG-Umlage vermindern. Des Weiteren ließen sich die ökologisch ineffiziente Stromsteuer und eventuell weitere elektrizitätsbezogene Umlagen und Abgaben mit den Einnahmen der CO₂-Bepreisung perspektivisch zumindest teilweise ersetzen. Dies wäre ganz nebenbei ein wirksamer Beitrag zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen und würde die Idee der Sektorkopplung unterstützen“ (Expertenkommission 2017: 5).

Auch acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina e. V. und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. betonen als wesentliches Ergebnis ihres Akademienprojektes zum Thema „Energiesysteme der Zukunft“ die zentrale Bedeutung eines angemessenen sektorenübergreifenden CO₂-Preises für den Erfolg der Sektorkopplung (acatech et al. 2017). Die drei Akademien plädieren in diesem Zusammenhang für eine Ausweitung des EU-Emissionshandels auf alle Sektoren oder, falls dies nicht möglich ist, für eine entsprechende sektorenübergreifende nationale CO₂-Steuer. Solange CO₂-Preise, die nicht mit den angestrebten Klimazielen übereinstimmen, falsche Preissignale aussenden bzw. das Fehlen entsprechender CO₂-Preise in den anderen Sektoren strombasierte Verfahren systematisch benachteiligt, ist es nahezu unmöglich, durch andere, weniger mächtige Politikmaßnahmen in Teilbereichen diese Verzerrung kurieren zu wollen. Zur Vermeidung unerwünschter Auswirkungen einer erhöhten CO₂-Bepreisung auf Pendler_innen und Mieter_innen und eines schnelleren Strukturwandels in den Kohleregionen sollten im Sinne einer Ökosteuere reform finanzielle Entlastungen an anderer Stelle ebenso geprüft werden, wie bspw. die finanzielle Förderung der vom Strukturwandel besonders betroffenen Regionen.

6.2 REFORM DER ENERGIESTEUEERN UND -ABGABEN

„Das derzeitige System der Steuern, Entgelte, Abgaben und Umlagen auf Energie verhindert eine kosteneffiziente Energiewende. Die sachlich inkonsistente Systematik verzerrt Kraftwerkseinsatz, Flexibilität und Nachfrage und verursacht Ausweichreaktionen. Zudem behindert sie Lastmanagement, Elektromobilität, Power-to-X-Technologien und eine effiziente Gebäudesanierung. (...) Strom wird um ein Vielfaches höher belastet als Benzin, Diesel, Erdgas oder Heizöl. Strom wird derzeit durch Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte mit 18,7 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) belastet, Benzin mit 7,3 ct/kWh, Diesel mit 4,7 ct/kWh, Erdgas mit 2,2 ct/kWh und Heizöl mit nur 0,6 ct/kWh“ (Agora 2017b: 3).

Auch andere Studien (bspw. ewi Energy Research & Scenarios/EF.RUHR 2018) betonen, dass die gegenwärtige Systematik von EEG-Umlage und Netzentgelten, welche zu großen Teilen stromverbrauchsabhängig erhoben werden, im Kontext der Sektorkopplung überdacht werden muss. Obwohl die EEG-Umlage als auch die Netzentgelte einen hohen Anteil an Fixkosten enthalten, werden diese auf den Arbeitspreis des Stroms erhoben, was zu erheblichen Verzerrungen in der Nutzung flexibler Power-to-Heat-Systeme führt und generell die Integration erneuerbaren Stroms in die Endverbrauchssektoren erschwert. Acatech et al. (2017) empfehlen zur Senkung der EEG-Umlage deshalb, die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien zu reformieren. „Infrage dafür kommt eine Teilfinanzierung der EEG-Kosten aus allgemeinen Steuermitteln oder eine erweiterte EEG-Umlage auf fossile Energieträger in allen Sektoren. Dadurch würden die Kosten für Strom relativ zu anderen Energieträgern sinken und die Sektorkopplung tendenziell wirtschaftlicher werden“ (acatech et al. 2017: 11). Die Autor_innen von ewi Energy Research & Scenarios/EF.RUHR (2018) schließen sich dieser Ansicht an.

6.3 TECHNOLOGIEFÖRDERUNG

Insbesondere im Bereich Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Mobility (etwa in Form batteriebetriebener Fahrzeuge) handelt es sich um innovative Verfahren, deren Kosten durch technologisches Lernen reduziert werden können (Agora Verkehrswende et al. 2018). Da sich diese Verfahren bei hohen THG-Minderungszielen in vielen Studien als volkswirtschaftlich attraktiv oder sogar systemisch notwendig erwiesen haben (siehe Kapitel 5), rechtfertigt dies aus ökonomischer Sicht (IEA 2015) einen staatlichen Eingriff zur Adressierung eines Marktversagens in den Frühphasen der Marktdurchdringung (IPCC 2011). „Die Entwicklung entsprechender Märkte sowie der Aufbau von Produktionsanlagen und Infrastrukturen im erforderlichen Umfang brauchen Jahrzehnte. Damit die verabschiedeten Klimaschutzziele erreicht werden können, muss deshalb zügig mit diesem Aufbau begonnen werden“ (Ausfelder et al. 2017). Da sich die Marktreife der verschiedenen Power-to-X-Verfahren erheblich unterscheidet, sollte basierend auf den Erkenntnissen zur Förderung der EE (vgl. IEA 2015) diese Förderung technologiespezifisch sein. Damit der Aufwuchs der PtG- und PtL-Verfahren der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus angepasst werden kann, sollte der Ausbau nach Ansicht der Autoren der hier vorliegenden Studie aber nicht durch Investitionskostenzuschüsse, sondern durch Auktionen jährlich gewünschter Zubauten realisiert werden.

6.4 FORSCHUNGSFÖRDERUNG

Bezüglich der Frage, wie die entsprechende technologische Förderung im Detail aussehen soll und wie das netzdienliche Zusammenwirken der verschiedenen Flexibilitätsoptionen marktbasierend gestaltet werden kann, besteht jedoch noch konkreter Forschungsbedarf. Insbesondere die SINTEG-Projekte (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) des BMWi setzen hier einen Schwerpunkt (vgl. BMWi 2016e). Das schließt auch die Frage mit ein, wie durch eine engpassabhängige Dynamisierung von Preisbe-

standteilen der Stromkosten (z. B. der Marktpreise durch Nodal Pricing bzw. der Netzentgelte und Umlagen) ein netzdienlicher Einsatz von Power-to-X-Anlagen gefördert und das Abregeln von erneuerbaren Strom verringert werden kann.

6.5 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE KOSTENEFFIZIENZ UND TECHNOLOGIEOFFENHEIT

„Mit dem ‚Grünbuch Energieeffizienz‘ vom Sommer 2016 hat die Bundesregierung das Prinzip ‚Efficiency First‘ als Leitgedanken vorgeschlagen. Zwar begrüßt die Expertenkommission den proklamierten höheren Stellenwert der Energieeffizienz, doch warnt sie davor, das Prinzip ‚Efficiency First‘ als einen generellen Vorrang der Energieeffizienz vor dem Ausbau der Erneuerbaren zu interpretieren und plädiert für einen breiteren Ansatz: Nicht alle technisch möglichen Effizienzoptionen, rechtlichen und finanziellen Effizienzreize sind als sinnvoll einzustufen. Vielmehr müssen auch systemtechnische, ökonomische, ökologische und soziale Kriterien Beachtung finden. Beispielsweise ist jede Speicherung von Energie mit energetischen Verlusten verbunden und somit aus Effizienzsicht nachteilig, doch kann der Ausbau der Energiespeicherung sinnvoll sein, um höhere erneuerbare Stromanteile in die Elektrizitätsversorgung zu integrieren“ (Expertenkommission 2017: 6). Ähnliche Aussagen lassen sich auch in Bezug auf die Technologien treffen, die im Bereich der Sektorenkopplung Anwendung finden (vgl. die im Kapitel 5 wiedergegebene Kritik an dem All-Electric-Ansatz). Volkswirtschaftlich betrachtet ist nicht die technologische Effizienz das Maß aller Dinge (vgl. BMWi 2017). Was zählt, ist die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz bei gleichzeitiger Erreichung der international abgestimmten und national anvisierten Klimaschutzziele.

6.6 SEKTORENKOPPLUNG IST KEIN SELBSTZWECK

Verfahren der Sektorenkopplung bieten das Potenzial, dem Ziel einer dekarbonisierten Energiewirtschaft volkswirtschaftlich kostenoptimal näherzukommen. Die oben diskutierten Maßnahmen dienen dazu, ein mehrfaches energiewirtschaftliches Marktversagen zu kurieren (vgl. IPCC 2011): in Bezug auf die externen Kosten der Emission von CO₂ durch die alle Sektoren gleichermaßen betreffende Bepreisung von CO₂ sowie bezogen auf die volkswirtschaftlich suboptimale Investition in „lernende Emissionsminderungs-Technologien“ durch die technologiespezifische Förderung von Verfahren, die bei einer Ausweitung des Marktvolumens eine erhebliche Kostenreduktion erwarten lassen. Hierbei müssen notwendige Vorlaufzeiten und anderweitige Hemmnisse berücksichtigt und adressiert werden. Um die Kosten der Dekarbonisierung volkswirtschaftlich gering zu halten, ist es aber weiterhin gewünscht, dass auch Verfahren der Sektorenkopplung in Konkurrenz zueinanderstehen. Alleine aus der von Stakeholder_innen oft beklagten Beobachtung heraus, dass sich einige Verfahren der Sektorenkopplung derzeit betriebswirtschaftlich nicht rechnen, kann aus energiewissenschaftlicher Sicht betrachtet nicht abgeleitet werden, dass energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen so lange angepasst werden müssten,

bis sich die zu diesen Verfahren gehörenden Geschäftsmodelle „rechnen“. Der Forderung nach einer Gleichsetzung von Power-to-X-Verfahren mit „(funktionalen) Energiespeichern“ und regulatorisch betrachtet weitergehend mit Stromspeichern, für die zur Vermeidung von Doppelzählungen ein Erlass der staatlich induzierten Umlagen gerechtfertigt ist, kann deshalb abweichend zum HYPOS-Positionspapier zu Power-to-Gas (HYPOS 2018) und in Differenz zum IKEM-Positionspapier zu Power-to-Heat (IKEM 2018) nicht in allen Aspekten zugestimmt werden.

6.7 KURZFRISTIGE MASSNAHMEN

Zu den technologiebezogenen Maßnahmen, die bereits heute umgesetzt werden sollten, gehören:

- Strombasierte Verfahren zur Wärmeversorgung (insbesondere Wärmepumpen) sind im Vergleich zu PtG und PtL energetisch effizient sowie nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle. Die Systemstudien zeigen aus diesem Grunde kurz- und mittelfristig eine enorme Zunahme des Anteils an elektrisch bereitgestellter Heizenergie, die nicht immer zeitgleich mit dem Angebot der EE auftritt. Durch den Einsatz thermischer Speicher kann die Wärmeversorgung jedoch deutlich flexibler werden. „Um diese Flexibilisierung zu stimulieren, sind zeitvariable Stromtarife ein mögliches Mittel“ (Ausfelder et al. 2017: 146). Nach Ansicht der Autoren der vorliegenden Studie ist es deshalb wünschenswert, einerseits die Knappheit bei der Stromerzeugung durch für die Power-to-Heat-Anlagen beobachtbare zeitlich variable Spotmarktpreise und andererseits das Auftreten lokaler Netzengpässe durch zeitlich variable Netzentgelte (bzw. in Form von Nodalpreisen) oder zeitlich variable Zusatzlöhne, die auf noch zu etablierenden Märkten für netzdienliche Flexibilitäten realisiert werden können, sichtbar werden zu lassen.
- „Im Verkehrssektor sind die Umstellungen auf Elektromobilität und Wasserstofffahrzeuge zentral für eine weitgehende Reduktion der CO₂-Emissionen“ (Ausfelder et al. 2017: 146). Kurzfristig macht dies den Aufbau der erforderlichen Infrastruktur in Bezug auf Ladesäulen für Elektrofahrzeuge notwendig, um Lock-in-Effekte zu vermeiden.
- „Die Ergebnisse zu Umwandlungstechnologien wie Elektrolyseuren, Sabatierprozessen und H₂-to-Fuel zeigen, dass diese mittel- und langfristig relevant werden. Eine frühzeitige Entwicklung der Technologien und ihre Untersuchung in Pilotprojekten und Demonstrationsvorhaben ist deshalb essenziell, um sicherzustellen, dass sie einsatzreif zur Verfügung stehen, wenn ein breiter Einsatz notwendig wird“ (Ausfelder et al. 2017: 146). Dieser Empfehlung schließen wir uns hier an.

Abbildungsverzeichnis

- 7 Abbildung 1
Pfade für anthropogene CO₂-Emissionen
- 8 Abbildung 2
Globale Klimaschutzziele und nationale Minderungsziele für Treibhausgasemissionen (THG)
- 9 Abbildung 3
Bilanz der Treibhausgasemissionen für Deutschland (2015)
- 10 Abbildung 4
Stand der quantitativen Zielerreichung bei der Energiewende
- 13 Abbildung 5
Power-to-Gas (Power-to-Methane)
- 14 Abbildung 6
Sektorenkopplung durch Power-to-X-Technologien und Energiespeicher
- 15 Abbildung 7
Wirkungsgrade einzelner Umwandlungsschritte bei Power-to-Gas
- 16 Abbildung 8a
Effizienzvergleich der Techniken der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung des Wärmesektors
- 16 Abbildung 8b
Effizienzvergleich der Techniken der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung im Verkehrssektor
- 18 Abbildung 9
Historische Entwicklung des EE-Ausbaus in der Stromversorgung
- 19 Abbildung 10
Marktdienliche Einsatzpotenziale für Power-to-X in Abhängigkeit von den Klimazielen
- 23 Abbildung 11
Kosteneffizienter Anteil von Power-to-Gas in 2050 in Abhängigkeit vom Dekarbonisierungsniveau
- 25 Abbildung 12
Angemessene Förderung innovativer Technologien im Energiebereich

Tabellenverzeichnis

- 7 Tabelle 1
Quantitative Ziele der Energiewende
- 11 Tabelle 2
Bewertung der Zielerreichung bei der Energiewende (bezogen auf 2020-Ziele)
- 23 Tabelle 3
Techno-ökonomisch sinnvolle Optionen der Sektorenkopplung in einer dekarbonisierten Volkswirtschaft
- 27 Tabelle 4
Vorteile einer verstärkten infrastrukturellen Sektorenkopplung

Abkürzungsverzeichnis

CCS	Carbon Capture and Sequestration
CNG	Compressed Natural Gas
ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
F&E	Forschung und Entwicklung
GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
Mt	Megatonne
NEP	Netzentwicklungsplan
ppm	Parts per Million
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde

Literaturverzeichnis

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.; Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina e. V.; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. 2015: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien, München, https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Stellungnahme_Flexibilitaetskonzepte.pdf (27.8.2018).

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.; Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina e. V.; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. 2017: „Sektorkopplung“ – Optionen für die nächste Phase der Energiewende, München, https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Stellungnahme_Sektorkopplung.pdf (26.8.2018).

Agora Energiewende 2017a: Energiewende 2030: The Big Picture: Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende, Berlin, https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Big_Picture/Agora_Big-Picture_WEB.pdf (27.8.2018).

Agora Energiewende 2017b: Neue Preismodelle für Energie: Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger, Berlin, https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf (27.8.2018).

Agora Energiewende 2018: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018, https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2017/Agora_Jahresauswertung-2017.pdf (4.4.2018).

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende 2018: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, in: Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics 2018: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Berlin, https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_Syn-Cost-Studie_WEB.pdf (21.8.2018).

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics 2018: The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, Berlin; Köln; https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf (27.8.2018).

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) 2018: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: 1990–2017, Berlin; Bergheim, <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> (8.11.2018).

Ausfelder, Florian et al. 2017: „Sektorkopplung“: Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München, https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf (27.8.2018).

Böttger, Diana; Götz, Mario; Lehr, Nelly; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas 2014: Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany, in: Energy Procedia 46, S. 246–253.

Böttger, Diana; Götz, Mario; Theofilidi, Myrto; Bruckner, Thomas 2015: Control Power Provision With Power-to-Heat Plants in Systems With High Shares of Renewable Energy Sources: An Illustrative Analysis for Germany Based on the Use of Electric Boilers in District Heating Grids, in: Energy 82, S. 157–167.

Böttger, Diana; Bruckner, Thomas 2017: Auswirkungen von Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung in Deutschland, 10. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT 2017), Wien.

- Bruckner, Thomas; Bashmakov, Igor A.; Mulugetta, Yacob 2014: Energy Systems, in: Edenhofer, Ottmar et al. (Hrsg.): Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge; New York, S. 482–597.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) 2014: Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Berlin, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/aktionsprogramm-klimaschutz/> (15.8.2016).
- BMUB 2016a: Treibhausgasneutrales Deutschland 2050, Berlin, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/> (15.8.2016).
- BMUB 2016b: Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf (11.2.2017).
- BMUB 2017: EU-Klimapolitik, Berlin, <http://www.bmub.bund.de/themen/klimapolitik/> <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/a-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/> (13.2.2017).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015: Die Energie der Zukunft: Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (9.8.2016).
- BMWi 2016a: Europäische und internationale Energiepolitik, Berlin, https://www.bmwi.de/Navigation/DE/Themen/themen.html?cl2Categories_LeadKeyword=europaeische-und-internationale-energiepolitik (6.1.2019).
- BMWi 2016b: Europäische Energiepolitik, Berlin, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/europaeische-energiepolitik.html> (6.1.2019).
- BMWi 2016c: Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2015, Berlin, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf> (11.2.2017).
- BMWi 2016d: Eine Zielarchitektur für die Energiewende: Von politischen Zielen bis zu Einzelmaßnahmen, Berlin, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/zielarchitektur.html> (9.8.2016).
- BMWi 2016e: Informationen zum Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG), Berlin, http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Informationen-schaufenster-intelligente-energie-sinteg.pdf?__blob=publicationFile&v=15 (12.2.2017).
- BMWi 2017: Ergebnispapier „Strom 2030 – Langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre“, Berlin.
- BMWi 2018: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2017, Berlin, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.html (27.8.2018).
- Bundesnetzagentur (BNETZA) 2017: Bedarfsermittlung 2017–2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, Berlin, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestae-tigung.pdf (8.11.2018).
- Bundesregierung 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28.9.2010, Berlin, https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (9.8.2016).
- Carbon Pricing Leadership Coalition 2017: Report of the High-Level Commission on Carbon Prices, <https://www.carbonpricingleadership.org/highlevel-economic-commission-1/> <https://www.carbonpricingleadership.org/report-of-the-highlevel-commission-on-carbon-prices/> (8.11.2018).
- DBI – Gasttechnologisches Institut gGmbH Freiberg 2017: Abschlussbericht KonStGas: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen (Konvergenz Strom- und Gasnetze), Freiberg, https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf (26.8.2018).
- DVGW; VDE 2016: Eckpunkte zur Begriffsdefinition Sektorenkopplung: Sektorenkopplung – Motor für Innovationen, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/definition-sektorenkopplung.pdf> (6.5.2018).
- Energate 2016: Ein Blick zurück: Die Trends des Jahres: Blockchain und Sektorkopplung, <http://www.energategate-messenger.de/news/170371/die-trends-des-jahres-blockchain-und-sektorkopplung> (8.11.2018).
- Energy Brainpool 2017: Kalte Dunkelflaute: Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter, Studie im Auftrag der Greenpeace Energy EG, Berlin.
- Enervis 2017: Klimaschutz durch Sektorenkopplung, Studie im Auftrag der DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG, Berlin.
- Enervis 2018: META-Studie Sektorenkopplung: Analyse einer komplexen Diskussion, Berlin.
- Energetische Gesellschaft im VDE (ETG) 2012: Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), Frankfurt am Main.
- ewi Energy Research & Scenarios 2018: dena-Leitstudie: Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 (Gutachterbericht), Köln, https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf (20.8.2018).
- ewi Energy Research & Scenarios; EFRUHR 2018: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung, Köln, https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2018/05/ewi_ERS_Kosteneffiziente_Sektorenkopplung_Web_Langfassung.pdf (23.8.2018).
- Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ 2017: Kurzkomentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende, Berlin, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kurzkomentar-expertenkommission-bmwi-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (4.4.2018).
- FNB 2017: Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026, Berlin, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2016/NEPGas2016Final.pdf;jsessionid=AC0C9C44BF26E77CC-03960F45E02F3C7?__blob=publicationFile&v=1 (8.11.2018).
- Fraunhofer IWES/IBP 2017: Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Kassel, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf (23.8.2018).
- Frontier Economics et al. 2017: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.), Brüssel.
- Hanemann, Philipp; Behnert, Marika; Bruckner, Thomas 2017: Effects of Different Vehicle Charging Strategies on the German Power System, Applied Energy Vol. 203, S. 608–622.
- Hüttenrauch, Jens et al. 2017: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen: Konvergenz Strom- und Gasnetze, DBI, BMWi, https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf (27.8.2018).
- HYPOS – Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany 2018: Positionspapier rechtliche Rahmenbedingungen, http://www.hypos-eastgermany.de/fileadmin/content/content/Positionspapiere/HYPOS_2018_Positionspapier_zu_den_rechtlichen_Rahmenbedingungen.pdf (27.8.2018).

International Energy Agency (IEA) 2011: Summing up the parts, OECD/IEA, Paris.

IEA 2015: Energy Technology Perspectives, International Energy Agency/OECD, Paris.

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) 2018: Positionspapier Power to Heat: Eine Chance für die Energiewende, Berlin, https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2017/12/20171220_IKEM_Positionspapier_PtH_Windnode.pdf (8.11.2018).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2011: Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Cambridge; New York.

IPCC 2014a: Climate Change 2014: Synthesis Report, Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Genf.

IPCC 2014b: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge; New York.

IPCC 2018: Global Warming of 1.5°C: An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty, Cambridge; New York.

Kirchner, Almut; Koziel, Sylvie; Mayer, Natalie; Kunz, Claudia 2016: Metaanalyse Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr, AEE e.V., Prognos AG, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_sektorkopplung_042016/AEE_Metaanalyse_Flexibilitaet_Sektorkopplung_apr16_fixed.pdf (27.8.2018).

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH 2016a: Carbon Price Floor to Reform EU Emissions Trading: Decarbonization Can Only Take Place in Properly Functioning Carbon Market, Berlin, http://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Kurzdosiers/Emissionshandel/MCC-policy-brief_EU-emissions-trading_status_June-2016.pdf (8.11.2018).

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH 2016b: Vorsicht beim Wetten auf Negative Emissionen, MCC Kurzdosiers 2, <https://www.mcc-berlin.net/de/forschung/negativeemissionen.html> (4.4.2018).

Moser, Albert 2017: Infrastrukturelle Sektorkopplung: Wie viel Kapazität an Power-to-Gas-Anlagen wird technisch benötigt, Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, Aachen.

Prognos; DBFZ; UMSICHT 2018: Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Berlin, https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/Prognos-Endbericht_Fluessige_Energietraeger_Web-final.pdf (21.8.2018).

REN21 2018: Renewables Global Status Report 2018, Paris, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf (8.11.2018).

Schill, Wolf-Peter; Diekmann, Jochen; Zerrahn, Alexander 2015: Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende, DIW Wochenbericht 10 (2015), https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.497929.de/15-10-1.pdf (20.8.2018).

Sternier, Michael 2009: Bioenergy and Renewable Power Methane in Integrated 100% Renewable Energy Systems: Limiting Global Warming by Transforming Energy Systems, Dissertation, Kassel, <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf> (20.8.2018).
Sternier, Michael; Thema, Marti; Eckert, Fabian; Lenck, Thorsten; Götz, Philipp 2015: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), Hamburg; Regensburg, <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/04-2015-FENES-EBP-GPE-Windgas-Studie.pdf> (27.8.2018).

Sternier, Michael; Stadler, Ingo 2017: Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration, Heidelberg et al.

Thomaßen, Georg; Deutsch, Matthias 2017: Future Cost of Onshore Wind: Recent Auction Results, Long-Term Outlook and Implications for Upcoming German Auctions, Agora Energiewende, Berlin, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Future_Cost_of_Wind/Agora_Future-Cost-of-Wind_WEB.pdf (27.8.2018).

Umweltbundesamt (UBA) 2018: Erneuerbare Energien in Zahlen, Dessau-Roßlau, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> (6.5.2018).

UNFCCC Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice; UNFCCC Subsidiary Body for Implementation (2015): Report on the Structured Expert Dialogue on the 2013–2015 Review, United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), <http://unfccc.int/resource/docs/2015/sb/eng/inf01.pdf> (8.11.2018).

Impressum:

© 2019

Friedrich-Ebert-Stiftung

Herausgeberin: Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Godesberger Allee 149/D-53175 Bonn
Fax 0228 883 9205, www.fes.de/wiso
Bestellungen/Kontakt: wiso-news@fes.de

Die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachten Ansichten sind nicht notwendigerweise die der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES). Eine gewerbliche Nutzung der von der FES herausgegebenen Medien ist ohne schriftliche Zustimmung durch die FES nicht gestattet.

ISBN: 978-3-96250-296-6

Titelmotiv: © picture alliance/Ulrich Baumgarten
Gestaltung: www.stetzer.net
Druck: www.bub-bonn.de

Die Grundversorgung mit Strom und Gas in Deutschland –
Potenziale zur Verbraucherentlastung und Handlungsoptionen
WISO DISKURS – 03/2019

Atommüll – Zum ungelösten Problem der Kernenergie
WISO DIREKT – 01/2019

Das schwere Erbe der Atomenergie –
Zur ungelösten Frage der sicheren Lagerung radioaktiver Abfälle
WISO DISKURS – 19/2018

Die Zukunft der deutschen Automobilindustrie:
Transformation by Disaster oder by Design?
WISO DISKURS – 03/2018

Reform der Ökostromrichtlinie – Bremse für die Europäische Energiewende?
WISO DISKURS – 10/2017

Reform der EU-Ökostromrichtlinie – Eine Bremse für die
Europäische Energiewende?
WISO DIREKT – 30/2017

Energie- und Klimapolitik für eine nachhaltige Stadtentwicklung
WISO DIREKT – 14/2017

Energiearmut bekämpfen –
Instrumente, Maßnahmen und Erfolge in Europa
GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE #2017PLUS – 2017

Blockchain in der Energiewirtschaft – Schöne neue (digitale) Energiewelt
für Verbraucher_innen und Prosumer?
WISO DIREKT – 30/2016

Das EEG besser als sein Ruf
WISO DISKURS – 11/2016

Sonne, Wasser, Wind –
Die Entwicklung der Energiewende in Deutschland
GUTE GESELLSCHAFT – SOZIALE DEMOKRATIE #2017PLUS – 2015