

Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien

Studie

Berlin, März 2014

Hauke Hermann

Lukas Emele

Charlotte Loreck

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: (030) /405085-0
Fax: (030) /405085-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax (0761) 4 52 95-288

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax (06151) 81 91-133

www.oeko.de

Zusammenfassung

In aktuellen Studien spielt die Power-to-Gas-Technologie eine wichtige, oft stark dominierte Rolle als Speichertechnologie. Diese Kurzstudie zeigt aber, dass einer großtechnischen Anwendung unterschiedliche grundlegende Hindernisse und Widersprüchlichkeiten entgegenstehen:

Kurz- und mittelfristig bieten sich andere Alternativen. In der chemischen Industrie wird derzeit im großen Maße Wasserstoff aus Erdgas hergestellt. Eine gleichzeitige Methanisierung und Wasserstoffherstellung aus Erdgas ist aber nicht sinnvoll. Daher bietet der Einsatz von Elektrolysewasserstoff in der chemischen Industrie ein großes Potenzial, um Stromüberschüsse nutzbar zu machen und gleichzeitig relevante Mengen an CO₂-Emissionen einzusparen.

In der längerfristigen Perspektive zeigt sich, dass unter der Annahme einer ambitionierten Klimaschutzpolitik mit entsprechenden drastischen Emissionsminderungen kaum mehr Kohlendioxid aus konzentrierten Quellen zur Verfügung steht, sodass auf die energetisch, technisch und finanziell aufwändige Abscheidung von Kohlendioxid aus der Luft zurückgegriffen werden müsste.

Eine ökonomische Analyse zeigt zudem, dass in Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Methanisierungsanlagen oft sehr optimistisch sind und zudem häufig wichtige Kostenfaktoren vergessen werden.

Eine schnelle und großflächige Einführung der Power-to-Gas-Technologie wird daher nicht empfohlen. Vielmehr scheint es sinnvoll einige wenige Demonstrationsprojekte über Investitionskostenzuschüsse zu fördern. Eine Förderung des Betriebs von Methanisierungsanlagen sollte nicht erfolgen, da dies dazu führen könnte, dass die Methanisierungsanlagen auch dann betrieben werden, wenn Strom in fossilen Kraftwerken produziert wird. Deshalb ist eine Befreiung der Power-to-Gas-Technologie von den Netznutzungsentgelten oder von der EEG-Umlage nicht sinnvoll.

Inhaltsverzeichnis

1	Anlass und Einleitung	6
2	Prozessbeschreibung	9
3	Quantitative Darstellung des Speicher- und des CO₂-Bedarfs für verschiedene Nutzungspfade von synthetischem Methan	12
3.1	Einsatz von synthetischem Methan im Stromsektor	12
3.2	Einsatz von synthetischem Methan im Verkehrssektor.....	13
3.3	CO ₂ -Mengen für Strom und Verkehr	13
4	Verfügbare CO₂-Ströme	15
4.1	Biogene CO ₂ -Ströme.....	15
4.2	Übersicht industrieller CO ₂ -Prozessemissionen.....	18
4.3	Exkurs: Verwendung von CO ₂ für die Methanisierung und Behandlung unter dem Emissionshandel	20
4.4	Abtrennung von CO ₂ aus der Luft	21
4.5	Mengenabgleich	22
4.6	Bewertung der kreislaufartigen Nutzung von CO ₂	23
5	Methanisierung rückwärts; Wasserstoffherzeugung aus Erdgas	24
5.1	Gleichzeitige Methanisierung und Wasserstoffgewinnung aus Erdgas ist nicht sinnvoll	24
5.2	Bisherige Wasserstoffproduktion in Deutschland.....	25
6	Kosten für die Methanisierung	30
6.1	Einleitung.....	30
6.2	Strompreise	30
6.3	CO ₂ -Kosten.....	31
6.4	Investitionskosten	32
6.5	Konsistenzprüfung der Kosten	33
7	Langfristige Einordnung der Methanisierung im Stromsektor	36
8	Schlussfolgerungen	38
9	Referenzen	40
9.1	Literatur	40
9.2	Verwendete Datenbasen	44
9.3	Rechtsdokumente.....	44

Anhang 45
 Erläuterung der chemische Reaktionen für biogenes CO₂..... 45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Wirkungskette für die Methanisierung und Rückverstromung 10
 Tabelle 2 Biogene CO₂-Ströme aus der Einspeisung von aufbereitetem Biogas 16
 Tabelle 3 Übersicht industrieller Prozessemissionen im Zeitraum 2000 bis 2050 im Klimaschutzscenario 90 der Klimaschutzscenarios 2050 19
 Tabelle 4 Mengenabgleich zur Verfügbarkeit von biogenem CO₂ aus der Biomasseumwandlung und fossilem CO₂ aus Industrieprozessen und dem Bedarf an CO₂ zur Herstellung von synthetischem Methan 22
 Tabelle 5 Zusammenhang von Strombedarf und CO₂-Konzentration für die CO₂-Abscheidung 23
 Tabelle 6 Potenzieller Wasserstoffbedarf in der Industrie im Klimaschutzscenario 90 der Klimaschutzscenarios 2050, 2015-2050 28
 Tabelle 7 Berechnung der notwendigen Deckungsbeiträge zur Deckung der Kapitalkosten für Elektrolyse und Methanisierung 33
 Tabelle 8 Vergleich der Kostenabschätzungen für synthetischen Wasserstoff- und synthetisches Methan bei Variation der Strombezugskosten und der Investitionen. 34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Schema der Power-to-Gas-Technologie 10
 Abbildung 2 Geordnete Jahresdauerlinie der Day-Ahead-Spotmarktergebnisse in den Jahren 2008 bis 2012 für Deutschland 31
 Abbildung 3 Kostenvergleich der Produktion von synthetischem Wasserstoff und der Produktion von synthetischem Methan mit aktuellen Preisen für Erdgas und Strom im Jahr 2011. 35

1 Anlass und Einleitung

Mit dem Energiekonzept von 2010 hat die Bundesregierung einen Umstieg in der Energieversorgung auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz bis zum Jahr 2050 beschlossen. Ein wichtiger Baustein für ein auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem sind Speicher zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien.

Unterschiedliche Studien zu einer größtenteils oder vollkommenen regenerativen inländischen Stromerzeugung nennen einen Speicherbedarf im ein- bis zweistelligen Terawattstunden-Bereich.¹ Dieser Speicherbedarf ist deutlich höher als die Summe der derzeit in Deutschland vorhandenen Pumpspeicher und übersteigt auch das Potenzial zum Aus- und Neubau von Pumpspeichern. Aufgrund dieser Begrenzung sind langfristig weitere Speichertechnologien nötig.

In diesem Zusammenhang wird in der aktuellen politischen Debatte wie auch in nahezu allen aktuellen Studien zur Zukunft des deutschen Energiesystems der Herstellung von synthetischem Methan mit Hilfe von Strom eine große Bedeutung zugemessen.² Mit der Nutzung von synthetischem Methan werden umfangreiche Hoffnungen verbunden:

Im Stromsektor soll synthetisches Methan das Speicherproblem lösen, den Netz- und Pumpspeicher-Ausbau überflüssig machen. Neben seiner Funktion als Speicher im Stromsektor böte Power-to-Gas bei ausreichender Verfügbarkeit jedoch weitere attraktive Optionen: So könnte synthetisches Methan auch als Brennstoff für bisher mit Erdgas betriebene Wärmeversorgungsanlagen und in der Industrie eingesetzt werden.

Darüber hinaus soll synthetisches Methan als „klimaneutraler“ stromgenerierter Kraftstoff für Gasmotoren im Verkehr bereitgestellt werden.³ In einigen Studien soll synthetisches Methan nicht nur als Sekundärenergieträger sondern auch stofflich (z. B. als Grundstoff in der chemischen Industrie oder als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie) genutzt werden. So hat beispielsweise das Umweltbundesamt kürzlich mit der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Umweltbundesamt 2013a) kürzlich ein Szenario vorgelegt, in der neben einer vollständig regenerativen Stromversorgung nahezu ausschließlich synthetisches Methan und andere stromgenerierte Brennstoffe als Energieträger eingesetzt werden. Dieses Szenario kommt z. B. komplett oh-

¹ So wurde beispielsweise in der Studie *Energiespeicher für die Energiewende* (VDE 2012) ein Speicherbedarf von 7 bis 8 TWh für eine Stromversorgung mit 80% erneuerbarem Anteil und für eine vollständig regenerative Stromerzeugung ohne großen Stromaustausch innerhalb von Europa wurden Speicherbedarfe von 20 TWh im *Energiekonzept 2050* (FVEE 2010) bzw. 75 bis 85 TWh im und *Energieziel 2050* (Umweltbundesamt 2010) ermittelt.

² In einigen aktuellen Studien wird Power-to-Gas sogar als einzige Langzeitspeichertechnologie berücksichtigt ohne Alternativen zu betrachten.

³ So wurde die größte derzeit in Betrieb befindliche Pilotanlage zur Methanisierung durch den Automobilhersteller AUDI finanziert.

ne die kontrovers diskutierte CCS-Technologie aus, um die prozessbedingten Emissionen der Industrie zu vermeiden.

Synthetisches Methan würde es ermöglichen, die großen Speicherkapazitäten des Gasnetzes⁴ für den Stromsektor nutzbar zu machen. Dies hätte den Vorteil, das bestehende Erdgasnetz und die Erdgasspeicher ohne große Modifikationen verwenden zu können.

Auch in der politischen Debatte spielt die Methanisierung eine große Rolle: So hatte die SPD im Wahlkampf ein Speicherförderungsgesetz für die kommende Legislaturperiode vorgeschlagen, mit dem Ziel, Power-to-Gas bis zum Jahr 2025 großtechnisch zum Einsatz zu bringen (Steinbrück, Machnig 2013). Die Strategieplattform Power-to-Gas, ein Zusammenschluss von Unternehmen und Verbänden der Gasbranche und mehreren Forschungsinstitutionen fordert einen schnellen Ausbau von Methanisierungsanlagen mit insgesamt 1.000 MW_{el} bis zum Jahr 2022 (DENA 2013).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass synthetisches Methan oft als „silver bullet“, als Lösung für alles, dargestellt wird. Im Stromsektor soll synthetisches Methan das Speicher-Problem lösen. Gleichzeitig wäre mit synthetischem Methan eine universelle Vermeidungsoption verfügbar, mit der die Emissionen im Verkehrsbereich, in der Industrie und bei den Gebäuden nur durch eine Brennstoffumstellung fast komplett vermieden werden können.

In dieser Studie soll näher analysiert werden, ob synthetisches Methan wirklich eine „silver bullet“ ist? Anders formuliert:

- Wie hoch sind überhaupt die Potenziale für die Herstellung von synthetischem Methan?
- Wie ist es aus ökologischer Perspektive zu bewerten, CO₂ in Brennstoffe umzuwandeln und nicht zu vermeiden?
- Wie hoch sind die Kosten für diese spekulative Technologie?

Ist es realistisch, in großem Umfang auf synthetisches Methan zu setzen und dabei andere Vermeidungsoptionen auszublenden? Ziel dieser Studie ist es also, die ökologische Integrität und die Kosten der Power-to-Gas-Technologie im Kontext konkurrierender energetischer und stofflicher Nutzungsoptionen für Methan, Wasserstoff und Kohlendioxid genauer zu analysieren. Die Analyse gliedert sich wie folgt:

In Kapitel 2 erfolgt eine kurze Prozessbeschreibung und eine Darstellung der Wirkungsgrade.

In Kapitel 3 werden verschiedene Nutzungsszenarien für Power-to-Gas quantitativ dargestellt. Neben elektrischem Strom ist Kohlendioxid (CO₂) der wichtigste Inputfaktor für die Methanisierung. In Kapitel 3 wird daher eine Übersicht gegeben, welche Mengen an CO₂ für die verschiedenen möglichen Nutzungspfade von synthetischem Methan

⁴ Laut Jentsch et al. (2011) derzeit etwa 200 TWh.

benötigt werden. Es wird überprüft, ob es aus ökologischen Gründen zu vertreten ist, fossiles oder biogenes CO₂ überhaupt für die Methanisierung zu nutzen. Abschließend wird die kreislaufartige Nutzung von CO₂ realistisch eingeordnet.

Kapitel 4 gibt einen Überblick über die mögliche Verfügbarkeit von CO₂ für den Prozess der Methanisierung: von hochkonzentrierten CO₂-Emissionsströme aus der Biomasseumwandlung über CO₂ aus Industrieprozessen bis zu der Abtrennung von CO₂ aus der Luft.

Im Kapitel 5 erfolgt eine Einordnung der Methanisierung im Kontext der konkurrierenden stofflichen Nutzung von Wasserstoff. Heute wird der Wasserstoffbedarf der chemischen Industrie hauptsächlich aus (fossilem) Erdgas gedeckt. Es wird also zurzeit in großem Umfang die Methanisierung „rückwärts“ betrieben, so dass ein erster energetisch sinnvoller Schritt wäre, das fossile Erdgas in der Industrie als Quelle für Wasserstoff durch per Elektrolyse erzeugten Wasserstoff zu ersetzen.

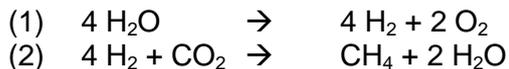
Die zu erwartenden Kosten der Methanisierung mit anschließender Rückverstromung werden in Kapitel 6 analysiert.

In Kapitel 7 wird die Herstellung von synthetischem Methan mit anderen Flexibilitätsoptionen verglichen.

Kapitel 8 fasst die Schlussfolgerungen aus der vorliegenden Untersuchung zusammen.

2 Prozessbeschreibung

Der Prozess der Methanisierung läuft in zwei Teilschritten ab (Abbildung 1). Zuerst wird mit Hilfe einer Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff (H_2) und als Beiprodukt Sauerstoff (O_2) hergestellt. In einem zweiten Schritt reagiert der Wasserstoff mit Kohlendioxid (CO_2)⁵ zu Methan (CH_4). Dies umfasst die folgenden zwei Reaktionsgleichungen:



Für die Herstellung eines CH_4 -Moleküls werden also ein CO_2 -Molekül und vier H_2 -Moleküle benötigt (Sterner 2009). Bezogen auf den Energiegehalt von Methan werden für die Produktion einer Megawattstunde (MWh_{th}) Methan 0,20 t CO_2 benötigt (berechnet auf Basis der Reaktionsgleichung (2) mit den Molekulargewichten von CO_2 und CH_4).⁶

Wird das so entstandene Methan anschließend energetisch genutzt, also in einem Kraftwerk, in einem Fahrzeugmotor oder in einem Heizkessel verbrannt, entsteht wieder Kohlendioxid:

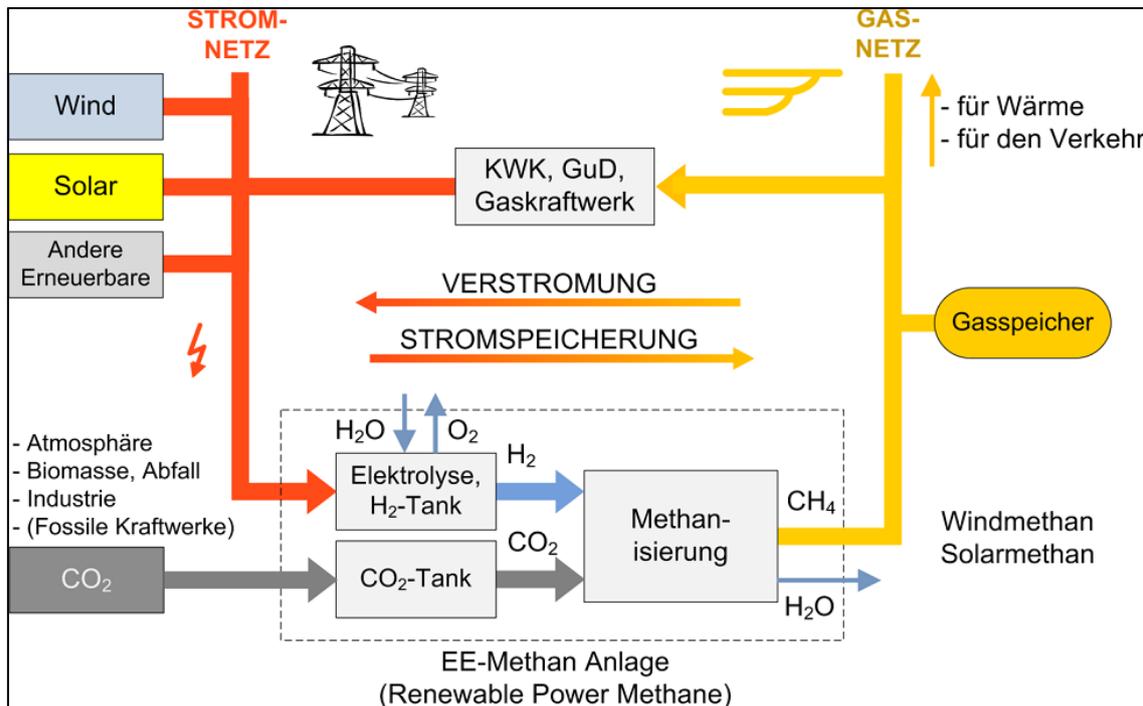


Bei der Verbrennung wird genauso viel CO_2 freigesetzt, wie zuvor in der Methanisierungsreaktion (2) aufgenommen wurde. Über die Methanisierung und die anschließende Verbrennung werden also keine Kohlendioxidemissionen vermieden oder dauerhaft abgeschieden, sondern in der gesamten Prozesskette dient das Kohlenstoffmolekül als „Vehikel für Wasserstoff“ (Sterner 2011).

⁵ Prozesstechnische Verfahren, bei denen nicht CO_2 verwendet wird, sondern in denen der Kohlenstoff aus Biomasse unter Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff direkt und vollständig in Methan umgewandelt werden, wie beispielsweise in Specht et al. (2010) vorgeschlagen wurden, werden hier nicht weiter betrachtet, da dies vor allem eine Frage der sinnvollen Nutzung des begrenzten Biomassepotenzials an sich ist, was aber nicht Fokus dieser Studie liegt.

⁶ Das Molekulargewicht von CO_2 beträgt 44 g/mol und das von CH_4 beträgt 16 g/mol. Zusammen mit einem Heizwert von 13,9 kWh/kg CH_4 ergibt sich so ein CO_2 -Bedarf von $(44 \text{ g/mol} / 16 \text{ g/mol}) \times (1 / 13,9 \text{ MW} / \text{t } CH_4) = 0,20 \text{ t } CO_2 / MWh$.

Abbildung 1 Schema der Power-to-Gas-Technologie



Quelle: Sterner (2010)

In der Literatur werden folgende Wirkungsgrade für die einzelnen Umwandlungsschritte im Gesamtprozess angegeben (Sterner 2009, Emele 2011, DVGW 2012):

- Für die Wasserstoffelektrolyse werden Wirkungsgrade von 62% bis 80% angegeben. Im Folgenden wird 70% als Mittelwert verwendet, unter anderem um auch den Energiebedarf von Nebenaggregaten mit zu berücksichtigen).
- Für die Methanisierung werden Wirkungsgrade von 75% bis 85% genannt, für die folgenden Analysen wird 80% verwendet.
- Für die Rückverstromung in hocheffizienten GuD-Kraftwerken im Kondensationsbetrieb können ca. 60% erreicht werden. Für die folgenden Analysen wird ein Wirkungsgrad von 55% verwendet, da ein Wirkungsgrad von 60% nur von Großkraftwerken im optimalen Betriebspunkt, nicht aber von kleineren GuD-Anlagen oder Kraftwerken im Teillastbetrieb erreicht wird.

Damit ergeben sich die in Tabelle 1 dargestellten Wirkungsgrade. Die gesamte Prozesskette von der Wasserstoffherstellung bis zur Rückverstromung hat mit den dargestellten Annahmen einen Gesamtwirkungsgrad von 31%.

Tabelle 1 Wirkungsgradkette für die Methanisierung und Rückverstromung

		Wasserstoffelektrolyse	Methanisierung	Rückverstromung
Wirkungsgrad	%	70%	80%	55%
Kumulierter Wirkungsgrad	%	70%	56%	31%

Quelle: Sterner (2009), DVGW (2012)

Weitere Verluste, die beispielsweise bei der Kompression des erzeugten Methans zur Befüllung eines Speichers oder zur Einspeisung in ein Gasnetz entstehen, werden hier nicht berücksichtigt.

3 Quantitative Darstellung des Speicher- und des CO₂-Bedarfs für verschiedene Nutzungspfade von synthetischem Methan

3.1 Einsatz von synthetischem Methan im Stromsektor

Aktuell werden verschiedene Nutzungspfade für synthetisches Methan diskutiert. Im Stromsektor wird in Szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien eine Technologie benötigt, die in windschwachen und sonnenarmen Phasen für mehrere Tage oder Wochen die Stromnachfrage decken kann. Wenn erstens fossiles Erdgas nicht in Frage kommt, zum Beispiel in einer Welt mit regenerativer Vollversorgung, zweitens auch Biomasse nicht in ausreichendem Maß bereitsteht, und drittens Importe über längere Zeiträume ebenfalls keine Option sind, bleiben Speicher als mögliche Lösung.

Für eine Bereitstellung von Strom über einen längeren Zeitraum als nur für einige Stunden, wie das zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke leisten können, kommen dabei nach derzeitigem Kenntnisstand vor allem chemische Speicher wie Elektrolyse-Wasserstoff oder synthetisches Methan in Frage. Dabei stellt sich die Frage, wie viel Strom aus chemischen Speichern benötigt wird, und falls synthetisches Methan zum Einsatz kommen soll, damit auch, wie viel CO₂ hierfür gebraucht würde.

Im Folgenden werden daher Schätzungen für den CH₄- und damit auch CO₂-Bedarf dargestellt, unter der Annahme, dass diese Technologie eine relevante Rolle im Stromsystem spielen soll, und nicht nur für Nischenanwendungen zum Einsatz kommt.

- Modellierungen des Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) für das UBA beinhalten für eine Stromversorgung mit 100% erneuerbaren Energien Strommengen aus der Rückverstromung von synthetischem Methan zwischen 25 TWh und 39 TWh pro Jahr je nach Wetterjahr (Mittelwert über vier Wetterjahre: 32 TWh) (UBA 2010). Für die Rückverstromung wird dort ein Wirkungsgrad von 57% angenommen. Daraus ergibt sich, je nach Wetterjahr, ein Bedarf an synthetischem Methan zwischen 43 TWh_{th} und 68 TWh_{th} (Mittelwert über vier Wetterjahre: 55 TWh_{th}). Dies ist mit einem CO₂-Bedarf von 9 Mio. t CO₂ bis 13 Mio. t CO₂ (Mittelwert: 11 Mio. t CO₂) verbunden⁷.
- Zu einer ähnlichen Größenordnung kommt man auch mit der folgenden Überlegung: ähnlich wie bei den Reserven für Öl und Erdgas könnte für einen Zeitraum von 90 Tagen⁸ synthetisches Methan für die Stromerzeugung vorgehalten

⁷ An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass in der zitierten Studie auch ein Speicherszenario, das auf Wasserstoff basierte, gerechnet wurde. Dieses weist geringere Umwandlungsverluste als das Szenario mit Nutzung von synthetischem Methan auf und ist daher energetisch betrachtet effizienter als die Umwandlung zu Methan (Umweltbundesamt 2010).

⁸ Im Erdölbevorratungsgesetz ist für Erdöl und Mineralölprodukte eine Bevorratung zur Deckung des Verbrauchs von mindestens 90 Tagen vorgeschrieben.

werden. Bei einer Stromnachfrage von ca. 600 TWh_{el} pro Jahr⁹ ergibt sich im Durchschnitt an 90 Tagen eine Stromnachfrage von ca. 150 TWh_{el}. Bei einem Wirkungsgrad der Kraftwerke von 55% müssen ca. 270 TWh_{th} Erdgas bzw. synthetisches Methan gespeichert werden. Allerdings ist davon auszugehen, dass der Versorgungssicherheitsspeicher nicht in jedem Jahr abgerufen wird. Unter der Annahme, dass der Versorgungssicherheitsspeicher alle fünf Jahre aufgebraucht wird, würde ein Bedarf an synthetischem Methan von ca. 55 TWh_{th} pro Jahr entstehen. Damit verbunden wäre ein jährlicher CO₂-Bedarf von etwa 11 Mio. t CO₂.

3.2 Einsatz von synthetischem Methan im Verkehrssektor

Ein zweiter denkbarer Nutzungspfad betrifft den Einsatz von synthetischem Methan im Verkehr. Werden die Energieziele der Bundesregierung für den Verkehrssektor erreicht, sinkt der Endenergiebedarf des Verkehrssektors bis 2050 auf etwa 1.500 PJ bzw. 417 TWh_{th}. Werden davon 10% mit synthetischem Methan gedeckt, so werden ca. 42 TWh_{th} synthetisches Methan benötigt. Dies würde 8 Mio. t CO₂ erfordern. Wenn sogar 25% des Endenergiebedarfs im Jahr 2050 aus synthetischem Methan stammen sollten, würden 104 TWh_{th} synthetisches Methan und 21 Mio. t CO₂ gebraucht.

3.3 CO₂-Mengen für Strom und Verkehr

Mit den dargestellten Überlegungen würden mit der Nutzung von synthetischem Methan CO₂-Mengen in der Größenordnung von gut 11 Mio. t im Stromsektor und von ca. 8 bis 20 Mio. t im Verkehrssektor benötigt. Insgesamt wären also ca. 20 bis 30 Mio. t CO₂ jährlich für die Methanisierung von Wasserstoff erforderlich, wenn diese Technologie eine relevante Rolle in beiden Sektoren spielen soll.

Die zugrunde liegenden Mengen an synthetischem Methan betragen etwa 55 TWh_{th} im Stromsektor und ca. 40 bis 100 TWh_{th} im Verkehrssektor, zusammen also ca. 100 bis 150 TWh_{th}.

Zum Vergleich: In der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ des Umweltbundesamts (2013a) wurde für alle Anwendung ein jährlicher Bedarf von 588 TWh_{th} synthetisches Methan ermittelt. Zur Herstellung dieses Methans werden jährlich etwa 118 Mio. t CO₂ benötigt.¹⁰

⁹ Der Bruttostromverbraucheinschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch lag in Deutschland im Jahr 2011 bei 606,8 TWh (AGEB 2013).

¹⁰ In der Studie werden weitere 552 TWh_{th} an flüssigen, wohl ebenfalls auf Strom und CO₂ basierenden Kraftstoffen angenommen. Pro Kohlenstoffatom und damit pro eingesetztem CO₂-Molekül lässt sich in flüssigen Kraftstoffen weniger Energie als in Methan speichern. Eine grobe Abschätzung zeigt, dass dafür in CO₂ im Bereich von weiteren 130–180 Mio. t benötigt wird. Insgesamt werden in diesem Szenario also etwa 250–300 Mio. t CO₂ benötigt.

Die zentrale Frage ist also, ob für diese Nutzungen überhaupt ausreichend CO₂ zur Verfügung steht. Deshalb werden im folgenden Kapitel die zur Verfügung stehenden CO₂-Ströme genauer analysiert.

4 Verfügbare CO₂-Ströme

4.1 Biogene CO₂-Ströme

Reine CO₂-Ströme fallen insbesondere in der Bioethanolproduktion und in Biogasanlagen an.

Im Jahr 2008 waren aus der Bioethanolproduktion biogene CO₂-Mengen in Höhe von knapp 1 Mio. t CO₂ verfügbar (Öko-Institut 2012). Auf Grund der kontroversen Diskussion um die Zukunft von Biokraftstoffen (THG-Emissionen sowie Energie- und Wasserverbrauch bei der Produktion von Biokraftstoffen, Einfluss auf die Lebensmittel- und Futtermittelproduktion) wird in einer konservativen Abschätzung davon ausgegangen, dass auch in Zukunft nicht mehr als 1 Mio. t CO₂ pro Jahr aus der Bioethanolproduktion verfügbar sein werden.

Vergleichsweise größere Potenziale gibt es für die CO₂-Abtrennung aus Biogasanlagen, die das produzierte Rohbiogas auf Erdgasqualität aufbereiten und in das Erdgasnetz einspeisen. Im Rohbiogas liegt der Anteil von CH₄ bei 60%, der von CO₂ bei ca. 40%. Das heißt, diese Anlagen müssen das Biogas in jedem Fall reinigen, so dass hier das CO₂ ohne zusätzlichen Aufwand abgetrennt wird. Zurzeit sind Anlagen in Betrieb, die pro Jahr etwa 0,3 Mrd. m³ auf Erdgasqualität aufbereitetes Rohbiogas einspeisen können (Öko-Institut 2012). Im § 31 der Gasnetzzugangsverordnung sind Ziele für den Ausbau der Biogaseinspeisung in das deutsche Gasnetz definiert. Im Jahr 2020 sollen 6 Mrd. m³ und im Jahr 2030 10 Mrd. m³ eingespeist werden.

Diese Informationen werden in Tabelle 2 dargestellt und für eine Abschätzung der verfügbaren CO₂-Mengen verwendet. Dabei wird in einer Sensitivität ein Sicherheitsabschlag von 50% für den Anteil des nutzbaren CO₂ an der Gesamtmenge des anfallenden CO₂ angesetzt. Dies ist darin begründet, dass sich an entfernteren Standorten mit langen Wegen zum Stromnetz die CO₂-Abtrennung und die dezentrale Methanisierung nicht lohnen könnten. Außerdem erzeugen Biogasanlagen kontinuierlich CO₂. Da eine Zwischenspeicherung aufwändig ist, wird angenommen, dass nicht das gesamte produzierte CO₂ für die Produktion von synthetischem Methan zur Verfügung steht.

Bisher wird der Großteil des erzeugten Rohbiogases am Ort der Erzeugung in Strom (und Wärme) umgewandelt. Nur ein kleinerer Teil der Rohbiogaserzeugung wird aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Die gesamte Rohbiogaserzeugung im Jahr 2010 betrug etwa 40 TWh_{th} Biogas.¹¹ Davon wurden etwa 7% aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist (2,4 TWh_{th}). Um die Ziele aus der Gasnetzzugangsverordnung in 2030 mit

¹¹ Im Jahr 2010 wurden aus Biogas 13,3 TWh Strom und 7,6 TWh Wärme hergestellt (BMU 2011). Um die erzeugte Biogasmenge abzuschätzen, müssen Annahmen über den Wirkungsgrad der Stromerzeugung getroffen werden. Setzt man als Wirkungsgrad für die Stromerzeugung 40% an, kann die Biogaserzeugung im Jahr 2010 mit 40 TWh abgeschätzt werden. In Wirklichkeit wird die Biogaserzeugung etwas niedriger sein, weil ein Teil der Wärme auch in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hergestellt wird. Dann ist weniger Biogas notwendig, um 7,6 TWh Wärme herzustellen.

88 TWh zu erreichen (vgl. Tabelle 2), muss die gesamte Rohbiogaserzeugung mehr als verdreifacht werden, wenn bestehende Anlagen zur Stromerzeugung am Ort der Biogaseinspeisung weiterbetrieben werden und alle neuen Anlagen ihr hergestelltes Biogas aufbereiten und in das Gasnetz einspeisen. Selbst wenn alle bestehenden Biogasanlagen ohne Gaseinspeisung bis 2030 mit Anlagen zur Biogasaufbereitung und Biogaseinspeisung nachgerüstet werden, müsste die Biogaserzeugung immer noch verdoppelt werden, um die Ziele in der Gasnetzzugangsverordnung zu erreichen.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um die zunehmende „Vermaisung“¹² der Landwirtschaft, scheint es fraglich, ob eine Verdoppelung oder Verdreifachung der Biogaserzeugung sich so realisieren wird, dass die Ziele in der Gasnetzzugangsverordnung erreicht werden.

Wenn die Ziele in der Gasnetzzugangsverordnung erreicht werden, könnten im Jahr 2030 unter Berücksichtigung des Sicherheitsabschlags von 50% aus der Biogaseinspeisung etwa 7 Mio. t CO₂ abgeschieden werden (vgl. Tabelle 2). Damit könnten knapp 34 TWh_{th} synthetisches Methan hergestellt werden.

Tabelle 2 Biogene CO₂-Ströme aus der Einspeisung von aufbereitetem Biogas

		2011	2020	2030
Biogaseinspeisung	Mrd. m ³	0,3	6,0	10,0
	TWh	2,4	52,9	88,2
CO ₂ -Produktion	Mio. t CO ₂	0,4	7,9	13,2
davon verfügbar (50%)	Mio. t CO ₂	0,2	4,0	6,6
Mögliche Produktion EE-Methan	TWh	0,9	20,1	33,5

Quellen: BNetzA2012, eigene Berechnungen Öko-Institut

Erläuterung: Die Berechnung der CO₂-Produktion berücksichtigt die jeweiligen Molgewichte von CO₂ und CH₄ sowie deren stöchiometrisches Verhältnis in der Produktion von Rohbiogas.

Es muss festgestellt werden, dass die zukünftige Verfügbarkeit von biogenem CO₂ in der Zukunft mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Folgende Szenarien sind möglich:

- Könnte die gesamte CO₂-Beiproduktion aus der Biogaseinspeisung verfügbar gemacht werden, würden im Jahr 2030 bis zu 14,2 Mio. t CO₂ zur Verfügung stehen (13,2 Mio. t CO₂ aus der Biogasaufbereitung und 1 Mio. t CO₂ aus der Bioethanolproduktion). Dies ist jedoch ein eher unwahrscheinliches Szenario, weil nicht die gesamte Menge CO₂, die bei der Produktion von Rohbiogas anfällt, abgeschieden werden kann.
- Könnte die Hälfte der CO₂-Beiproduktion aus der Biogaseinspeisung verfügbar gemacht werden, würden im Jahr 2030 bis zu 7,6 Mio. t CO₂ zur Verfügung

¹² Im Anbaujahr 2010 wurde 22% der Maisanbaufläche für die Gewinnung von Energiemais verwendet (FNR 2011).

stehen (6,6 Mio. t CO₂ aus der Biogasaufbereitung und 1 Mio. t CO₂ aus der Bioethanolproduktion).

- Könnten 70% der CO₂-Beiproduktion aus der Biogaseinspeisung verfügbar gemacht werden, würden in 2030 bis zu 10 Mio. t CO₂ zur Verfügung stehen (9 Mio. t CO₂ aus der Biogasaufbereitung und 1 Mio. t CO₂ aus der Bioethanolproduktion).
- Verbleibt die Biogaseinspeisung und die Bioethanolproduktion auf dem aktuellen Niveau, stehen auch in Zukunft weniger als 2 Mio. t biogenes CO₂ zur Verfügung.
- Sterner et al. (2011) geben ein niedrigeres Potenzial für Methanisierung in Kombination mit Biogasanlagen an als in Tabelle 2 ermittelt: Dort wird ein Potenzial für den verfügbaren Input-Strom für die Elektrolyse und Methanisierung von 9,7 bis 19,4 TWh_{el} gesehen, was unter der Annahme des in Tabelle 1 ermittelten Wirkungsgrad von 56% einer möglichen Methanproduktion von 5,4 bis 10,9 TWh_{th} entspricht. Dafür sind CO₂-Mengen von 1 bis 2 Mio. t erforderlich.
- Wird auf den Anbau und die Nutzung von Energiepflanzen (nahezu) komplett verzichtet, wie beispielsweise in der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Umweltbundesamt 2013a), so steht auch CO₂ aus biogenen Strömen nur in sehr geringem Maße zur Verfügung.

4.2 Übersicht industrieller CO₂-Prozessemissionen

Eine weitere mögliche Quelle für CO₂, neben biogenen Quellen, ist fossiles CO₂ aus Industrieprozessen. Dabei ist zu beachten, dass in einer Welt mit ambitionierten Klimaschutzzielen diese Prozessemissionen langfristig nicht mehr in die Atmosphäre entlassen werden dürften, auch nicht über den Umweg der Methanisierung und der damit verbundenen Zweitnutzung. Diese Klimaschutz-Restriktion würde voraussetzen, dass das CO₂ z. B. nach der Zweitnutzung abgetrennt und gelagert oder im Kreis gefahren würde. Letzteres wäre bei der Rückverstromung zwar theoretisch bis zu einem gewissen Grad möglich, ginge jedoch mit weiteren Wirkungsgradverlusten einher, die einen geschlossenen C-Kreislauf unwahrscheinlich erscheinen lassen; beim Einsatz im Verkehrssektor wäre es weitgehend unmöglich. Eine solche Klimaschutzrestriktion würde daher faktisch bedeuten, auf fossiles CO₂ zu verzichten. Für eine Übergangsphase hin zu einer weitergehenden Dekarbonisierung könnte fossiles CO₂ jedoch theoretisch für die Herstellung von synthetischem Methan zum Einsatz kommen, deshalb werden die vorhandenen Potenziale im Folgenden dargestellt.

Tabelle 3 stellt die wichtigsten Sektoren dar, in denen industrielle Prozessemissionen anfallen. Prozessemissionen sind solche CO₂-Emissionen, die nicht alleine durch die Verbrennung von Brennstoffen entstehen, sondern in Industrieprozessen durch die Nutzung der verfahrenstechnisch notwendigen Rohstoffe. Insgesamt waren die in Tabelle 3 dargestellten Sektoren im Jahr 2010 für industrielle Prozessemissionen in einem Umfang von 54 Mio. t CO₂ verantwortlich, dies entspricht einen Anteil von 5% an den deutschen Treibhausgasemissionen.

Tabelle 3 Übersicht industrieller Prozessemissionen im Zeitraum 2000 bis 2050 im Klimaschutzscenario 90 der Klimaschutzscenarien 2050

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	kt t CO ₂					
Zementklinkerproduktion (2A)	15.102	12.188	12.609	9.380	4.283	0
Kalksteinproduktion (2A)	5.862	5.019	5.542	4.434	2.217	0
Glasproduktion (2A)	731	762	839	859	876	902
Keramikproduktion (2A)	531	309	309	309	309	309
Sodaasche (2A)	301	323	323	323	323	323
Ammoniakproduktion (2B)	7.539	7.437	7.437	5.950	2.975	0
Karbidproduktion (2B)	18	17	17	17	17	17
Katalysatorenabbrand (2B)	2.894	2.992	2.052	1.211	285	0
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	2.590	1.528	359	0
Methanolherstellung (2B)	1.264	718	718	574	287	0
Rußproduktion (2B)	678	1.341	1.341	1.073	536	0
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	20.263	18.208	17.822	10.796	4.354	131
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	9	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	551	752	655	578	519
Summe	59.832	53.645	52.357	37.114	17.405	2.206
ggü. 2010	11,5%	-	-2,4%	-30,8%	-67,6%	-95,9%

Quelle: Öko-Institut, ISI (2014)

Für die zukünftige Entwicklung der prozessbedingten Emissionen bis zum Jahr 2050 ist in Tabelle 3 eine Projektion dargestellt, die aus den Berechnungen für das Projekt Klimaschutzscenarien 2050 (Öko-Institut, ISI 2014) stammt. In dem hier verwendeten Klimaschutzscenario, in dem ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden, sinken die in die Atmosphäre freigesetzten prozessbedingten Emissionen bis zum Jahr 2050 um mehr als 90%. Im hier gezeigten Szenario werden die prozessbedingten Emissionen insbesondere durch CCS reduziert.¹³ Denn CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen eignen sich sehr gut für die langfristige Speicherung mit CCS (Öko-Institut 2012). Außerdem gibt es bei der Ammoniak- und Methanolproduktion durch den Einsatz von Elektrolysewasserstoff große Vermeidungspotenziale. Aus den in diesem Szenario verbleibenden etwa 2 Mio. t CO₂ ließen sich theoretisch etwa 10 TWh_{th} synthetisches Methan erzeugen, wobei allerdings zu beachten ist, dass die verbleibenden Emissionen nur in geringen Konzentrationen oder teilweise diffus auftreten.

Es bleibt festzuhalten, dass in diesem Szenario mit umfassenden Klimaschutzanstrengungen praktisch kein CO₂ aus Industrieprozessen für die Methanisierung zur Verfüg-

¹³ In der Tabelle sind nur diejenigen Emissionen gezeigt, die in die Atmosphäre entweichen. Die per CCS abgeschiedenen Emissionen sind darin nicht enthalten, diese stehen aber auch prinzipiell nicht für eine Methanisierung zur Verfügung.

gung stehen wird. In IWES (2012) wird zwar ein Potenzial von CO₂ aus stofflichen industriellen Prozessen aus der Metall- und Zementherstellung von etwa 26 Mio. t CO₂ angegeben. In dieser Studie wurde aber nicht berücksichtigt, dass aus Klimaschutzgründen auch ein deutlicher Rückgang der industriellen Prozessemissionen notwendig ist. In der Studie des Umweltbundesamt (2013a) wird noch von etwa 11 Mio. t CO₂ aus industriellen Prozessen ausgegangen, vor allem aus der Zement- und Kalkindustrie, woraus sich theoretisch 55 TWh synthetisches Methan produzieren lassen.

4.3 Exkurs: Verwendung von CO₂ für die Methanisierung und Behandlung unter dem Emissionshandel

Wenn fossiles CO₂ aus Industrieanlagen oder Kraftwerken als Rohstoff für die Methanisierung genutzt wird, muss die Abgabepflicht im Emissionshandel bei der Industrieanlage oder beim Kraftwerk für die gesamten CO₂-Emissionen erhalten bleiben, weil das CO₂ bei der Verbrennung des synthetischen Methans letztendlich doch emittiert wird. Die Methanisierung von CO₂ ersetzt daher keine Klimaschutzmaßnahmen, da die CO₂-Emissionen nur verlagert werden.

Grundsätzlich ist im Emissionshandel zwischen biogenem CO₂ (z. B. aus Biogasanlagen) und fossilem CO₂ (z. B. aus Industrieprozessen) zu unterscheiden. Fossiles CO₂ unterliegt im EU-Emissionshandel einer Abgabepflicht für Emissionszertifikate, während biogenes CO₂ keiner Abgabepflicht unterliegt. Wird fossiles CO₂ z. B. aus einem Stahlwerk an eine Methanisierungsanlage weitergeleitet, muss das Stahlwerk für das anfallende CO₂ Zertifikate abgeben, wenn die Methanisierungsanlage nicht dem Emissionshandel unterliegt.¹⁴ Dies ist in der Monitoring und Reporting Regulation der EU-Kommission geregelt (EU 2011; § 48 und § 49). Hier ist festgelegt, dass nur für Emissionen keine Zertifikate abgegeben werden müssen, die dauerhaft geologisch eingelagert wurden (CCS). Für CO₂, das in nicht ETS-Anlagen weitergeleitet oder in Produkte gebunden wird, bleibt die Abgabepflicht erhalten.

Wenn das aus dem CO₂ gewonnene Methan im Folgendem in einem Kraftwerk verbrannt wird, das vom EU-Emissionshandel erfasst ist, wäre dieses Kraftwerk von der

¹⁴ Sollte die Methanisierungsanlage eine Feuerungswärmeleistung von > 20 MW haben und dem Emissionshandel unterliegen, würde sich die Situation anders darstellen. Bei einer Weiterleitung von CO₂ in eine solche Anlagen würde keine Abgabepflicht eintreten. Das in der Anlage produzierte Methan wäre in einem solchen Fall aber als fossiles CO₂ zu betrachten. Ein Einsatz dieses Methans in Kraftwerken, würde also in diesem Fall eine Abgabepflicht an Zertifikaten mit sich bringen. Um eine Gleichbehandlung von synthetischem Methan zu gewährleisten, sollte vom Gesetzgeber klargestellt werden, dass für fossiles CO₂, das an eine Methanisierungsanlage weitergeleitet wird, immer eine Abgabepflicht eintritt.

Abgabepflicht befreit, da für das verwendete CO₂ bereits Zertifikate abgegeben worden sind (bevor es in die Methanisierungsanlage geleitet wurde).¹⁵

4.4 Abtrennung von CO₂ aus der Luft

Eine weitere potentielle Quelle für CO₂ ist die Atmosphäre. Der Vorteil dieser Option besteht in den großen vorhandenen CO₂-Mengen, der Nachteil ist die niedrige Konzentration von CO₂ in der Luft und der damit verbundene hohe Aufwand für die Abtrennung.

Nach Sterner (2009) beträgt der Energiebedarf für die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft 2,28 MWh_{el} / t CO₂. Um die Stromkosten für die Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft zu berechnen, werden zwei Szenarien berücksichtigt. Im ersten Szenario wird angenommen, dass die Luftzerlegungsanlage genauso wie die Elektrolyseeinheit nur in 2000 Stunden mit niedrigen Strompreisen betrieben wird. Im zweiten Szenario wird angenommen, dass die Luftzerlegungsanlage in der Grundlast betrieben wird.

1. Setzt man niedrige Strompreise in Höhe von 20 €/MWh_{el} an (Kapitel 6.2), ergeben sich variable Kosten in Höhe von 46 € pro Tonne CO₂ (2,28 MWh_{el} / t CO₂ × 20 €/MWh_{el}). Netznutzungsentgelte¹⁶, Steuern und Umlagen sind hier noch nicht berücksichtigt.
2. Setzt man dagegen beispielsweise den Preis für Grundlaststrom (base Y+1) im Jahr 2010 in Höhe von rund 50 €/MWh_{el} an, ergeben sich variable Kosten von 114 €/t CO₂ (2,28 MWh_{el} / t CO₂ × 50 €/MWh_{el}) ohne Netznutzungsentgelte, Steuern und Umlagen.

Berücksichtigt man zusätzlich noch die Investitionskosten ergeben sich Größenordnungen in Höhe von 150 bis 320 €/t CO₂ (IWES 2012). Die Analyse der Stromkosten erlaubt aber eine robuste Abschätzung der Untergrenze der variablen Kosten. Aus den von IWES (2012) angegebenen Zahlen ergeben sich umgerechnet auf die Produktionskosten für die MWh_{th} synthetischen Methans (mit dem Faktor 0,2 t CO₂ / MWh_{th}) Kosten in Höhe von 30 bis 64 €/MWh_{th} synthetischen Methans. In diesem Fall wäre die CO₂-Abtrennung teurer als die aktuellen Großhandelspreise für Erdgas, die zur Zeit etwa 30 €/MWh_{th} betragen.

¹⁵ EU 2011; § 48, Absatz 2, Satz 2: "However, where inherent CO₂ is emitted, or transferred out of the installation to entities not covered by that Directive, it shall be counted as emissions of the installation where it originates."

¹⁶ Neu errichtete Anlagen zur Speicherung bei einer Inbetriebnahme zwischen 2011 und 2026 in Betrieb genommen werden sind gemäß § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von Netznutzungsentgelten befreit. Darunter fallen auch Power-to-Gas-Anlagen.

4.5 Mengenabgleich

Im Kapitel 3 wurden drei verschiedene Nutzungspfade für synthetisches Methan diskutiert und der jeweilige CO₂-Bedarf quantifiziert. In diesem Kapitel soll jetzt untersucht werden, ob für diese Nutzungspfade ausreichend biogenes CO₂ zur Verfügung steht, oder ob auf fossiles CO₂ zurückgegriffen werden muss. Auf Grund der hohen Kosten wird die CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre nicht berücksichtigt. Auch die wiederholte Nutzung in einem geschlossenen C-Kreislauf wird hier nicht weiter betrachtet.

Tabelle 4 zeigt eine Gegenüberstellung des in Kapitel 3 diskutierten Bedarfs an CO₂ für den Einsatz von synthetischem Methan im Strom- und Verkehrssektor und der CO₂-Potentiale aus biogenem CO₂ und industriellen Prozessemissionen, wie in den vorangegangenen Abschnitten dargestellt.

Die Obergrenze für biogenes CO₂ von insgesamt 11 Mio. t ergibt sich dabei nur, wenn die Ziele aus der Gasnetzzugangsverordnung erreicht werden und 70% der CO₂-Ströme aus der Biogaseinspeisung verfügbar gemacht werden.

Es wird deutlich, dass der Gesamtbedarf wie in Kapitel 3 dargestellt von ca. 17 bis 34 Mio. t CO₂ keinesfalls aus biogenem CO₂ aus der Biogasaufbereitung und der Bioethanolproduktion alleine gedeckt werden kann.

In einem Szenario mit ambitionierten Klimaschutzrestriktionen würden zudem die aus Prozessemissionen verfügbaren Mengen an fossilem CO₂ zwangsläufig drastisch abnehmen müssen.

Tabelle 4 Mengenabgleich zur Verfügbarkeit von biogenem CO₂ aus der Biomasseumwandlung und fossilem CO₂ aus Industrieprozessen und dem Bedarf an CO₂ zur Herstellung von synthetischem Methan

Nutzung von EE-Methan in verschiedenen Sektoren in Szenarien für 2050		
	EE Methan (TWh _{th})	CO ₂ (Mio. t)
Strom (Versorgungssicherheitsspeicher)	ca. 43 - 68	ca. 9 - 13
Verkehr	ca. 42 - 104	ca. 8 - 21
Summe	ca. 85 - 172	ca. 17 - 34

Potentiale verschiedener CO ₂ -Quellen		
	2030	2050
	CO ₂ (Mio. t)	CO ₂ (Mio. t)
biogen	ca. 1 - 11	ca. 1 - 11
fossil (industrielle Prozessemissionen)	ca. 37	ca. 2
Summe	ca. 38 - 48	ca. 3 - 13

Quelle: Eigene Berechnung Öko-Institut

Um die dargestellte CO₂-Nachfrage zu decken, müssten also weitere Kohlenstoffquellen nutzbar gemacht werden oder doch Kohlenstoff in einem geschlossenen Kreislauf genutzt werden.

4.6 Bewertung der kreislaufartigen Nutzung von CO₂

Nach IWES (2012) ist *die kreislaufartige Nutzung von CO₂ ebenfalls ein interessantes Konzept* (für die Herstellung von synthetischem Methan). Dafür müsste nach der Verbrennung von synthetischem Methan der Kohlenstoff bzw. das entstandene CO₂ wieder aus dem Abgasstrom abgetrennt werden. Tabelle 5 zeigt für verschiedene potentielle CO₂-Quellen bzw. Abgasströme die jeweilige CO₂-Konzentration und den daraus resultierenden Strombedarf für die CO₂-Abscheidung¹⁷. Bei einer kreislaufartigen Nutzung würde das synthetische Methan z. B. in einem Erdgaskraftwerk rückverstromt werden und das CO₂ mit einer niedrigen Konzentration von nur 4% im Abgasstrom anfallen. Damit geht auch ein höherer Strombedarf einher, als wenn das CO₂ aus höherkonzentrierten Prozessen verfügbar gemacht wird. Dies bedeutet, dass eine kreislaufartige Nutzung nur möglich ist, wenn ein sehr viel höherer Strombedarf für die Abscheidung berücksichtigt wird.

Tabelle 5 Zusammenhang von Strombedarf und CO₂-Konzentration für die CO₂-Abscheidung

Sektor/Quellbereich	CO ₂ -Konzentration %	Strombedarf kWh/tCO ₂
Ammoniak	100%	0
Eisen und Stahl	27%	62
Zement	25%	88
Kohlekraftwerk	14%	226
Erdgaskraftwerk	4%	450
Luft	0,04%	2280

Quelle: Öko-Institut 2012, Sterner (2009), Erdgaskraftwerk: eigene Berechnung und Schätzung

Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass dieser zusätzliche Strombedarf genau dann anfällt, wenn billige fluktuierende erneuerbare Energien nicht zur Verfügung stehen. Der Strombedarf für die Abscheidung müsste also durch die Verstromung von teurem synthetischem Methan gedeckt werden. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass synthetisches Methan nur dann eingesetzt werden soll, wenn variable erneuerbare Energien nicht zur Verfügung stehen. Dies bedeutet, dass das aus der Verbrennung von synthetischem Methan abgeschiedene CO₂ zwischengespeichert werden müsste. Außerdem steigen die spezifischen Kapitalkosten für die Abscheideanlagen, weil sie nur in wenigen Stunden pro Jahr genutzt werden können. Bedingt durch den hohen energetischen Aufwand und die hohen Kosten ist fraglich, ob es sich bei der kreislaufartigen Nutzung von CO₂ um ein realistisches Szenario handelt.

¹⁷ Für die Sektoren Ammoniak, Eisen und Stahl, Zement und ein Kohlekraftwerk basieren die Angaben auf einem Oxyfuel-Prozess (Öko-Institut 2012). Der Stromverbrauch für die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre wurde von Sterner (2009) übernommen. Der Strombedarf für das Erdgaskraftwerk wurde basierend auf Umweltbundesamt (2006): Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung berechnet.

5 Methanisierung rückwärts; Wasserstoffherzeugung aus Erdgas

5.1 Gleichzeitige Methanisierung und Wasserstoffgewinnung aus Erdgas ist nicht sinnvoll

Bereits heute gibt es in der energieintensiven Industrie eine sehr umfangreiche Wasserstoffproduktion. Bisher wird dieser Wasserstoff beinahe ausschließlich auf Basis fossiler Brennstoffe wie beispielsweise Erdgas hergestellt.

Es wäre in jeder Hinsicht höchst unsinnig, wenn auf der einen Seite Erdgas, das hauptsächlich aus Methan besteht, zu Wasserstoff für die chemische Produktion zerlegt würde und mehr oder weniger zeitgleich auf der anderen Seite Wasserstoff zu Methan, also einem Erdgassubstitut, umgewandelt würde, um überschüssigen Windstrom zu speichern.

Aus ökologischer Sicht sind gegen ein solches Verfahren vor allem die Wirkungsgradverluste bei beiden Umwandlungsrichtungen zu nennen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht kommt neben diesen Verlusten an eigentlich schon im System verfügbarer Energie noch der Aufwand für die Investitionen für die Methanisierungsanlagen und die Erdgasreformer, die gegeneinander arbeiten würden.

Der einfachste Weg dieses Paradoxon aufzulösen ist, den Wasserstoff aus der Elektrolyse nicht weiter zu Methan umzuwandeln, sondern ihn direkt in der Industrie zu nutzen und damit Wasserstoff zu ersetzen, der bisher aus fossilem Erdgas hergestellt wird. Der ohne weiteren Zusatzaufwand gleichzeitig bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff kann für die Produktion genutzt bzw. vor allem für CCS-Oxyfuelprozesse eingesetzt werden.

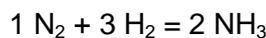
Die direkte stoffliche Nutzung des mit Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs kann ebenfalls einen Beitrag zur Energiespeicherung in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien liefern. Wie Methan können die bei der Elektrolyse erzeugten Gase Wasserstoff und Sauerstoff direkt gespeichert werden. Die Gasspeicherung kann vor allem über längere Zeiträume geologisch in Kavernenspeichern oder für tendenziell eher kurzfristige Speicherdauern in technischen Speichern (mit Metallhülle) erfolgen. Der Vorteil der geologischen Speicher besteht in ihrem großen Fassungsvermögen und ihren geringen Kosten. Die technischen Speicher können hingegen unabhängig von der Geologie an jedem beliebigen Standort installiert werden.

5.2 Bisherige Wasserstoffproduktion in Deutschland

Im Folgenden wird der Status-Quo der drei wichtigsten wasserstoffverarbeitenden Industrien kurz beschrieben. Darüber hinaus wird der Strombedarf für die Umstellung auf eine CO₂-neutrale Produktion mittels Elektrolysewasserstoff ermittelt.

Ammoniak

Ammoniak wird nach dem Haber-Bosch-Verfahren hergestellt. Für die Herstellung von Ammoniak (NH₃) werden die beiden Eingangskomponenten Wasserstoff (H₂) und Stickstoff (N₂) benötigt. Dabei läuft folgende Reaktionsgleichung ab:



Der Unterschied zwischen dem fossilen und dem erneuerbaren Produktionspfad besteht in der Bereitstellung des Wasserstoffs, der beim fossilen Produktionspfad in der Regel aus Erdgas gewonnen wird. Beim erneuerbaren Produktionspfad wird der Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser mit Überschussstrom aus Erneuerbaren Energiequellen erzeugt (Elektrolysewasserstoff). Da der Aufwand für die Zufuhr des Stickstoffs bei beiden Verfahren identisch ist, wird dieser Teil im Rahmen dieses Vergleichs nicht weiter betrachtet. Die fossile Wasserstoffherzeugung erfolgt in Deutschland zu 67% durch das Verfahren der Dampfreformierung sowie der Wasser-gas-Shift-Reaktion mit Erdgas als Einsatzstoff (ISI 2011a). Der Wirkungsgrad dieses Verfahrens liegt bei 70 bis 80% (TÜV Süd 2003, Fishedick 2007). Der gesamte fossile Herstellungsprozess von Ammoniak führt zu Emissionen im Bereich von 1,67 bis 3,27 t CO₂/t NH₃ (IPCC 2006). Emissionen von 1,67 CO₂/t NH₃ entsprechen einem Erdgaseinsatz von 8,35 MWh_{Hu,CH4} / t NH₃.

Der Strombedarf für den erneuerbaren Synthesepfad für Ammoniak kann wie folgt abgeschätzt werden: Der ideale spezifische Wasserstoffbedarf für die Ammoniaksynthese beträgt 3 Mol H₂ für 2 Mol NH₃. Somit ergibt sich ein idealer spezifischer Wasserstoffbedarf pro Tonne Ammoniak von $\frac{3}{2} \times 58.720 \text{ Mol NH}_3 / \text{t NH}_3 = 88.080 \text{ Mol H}_2$, bzw. 1.974 m³_{N,H2}. Umgerechnet auf den unteren Heizwert von Wasserstoff entspricht dies pro Tonne Ammoniak einer Wasserstoffmenge von 5,92 MWh_{Hu,H2}. Für die elektrolytische Erzeugung dieser Wasserstoffmengen beträgt der Strombedarf etwa 8,5 MWh_{el}.

Für beide Produktionspfade ist die Bereitstellung des Wasserstoffs am Eintritt in den Synthesereaktor mit erhöhtem Druck und Temperatur notwendig. Beim fossilen Produktionspfad wird mit überschüssiger Wärme aus der Wasserstoffreformierung und aus der stark exothermen Ammoniaksynthese ($\Delta H = 91,6 \text{ kJ / mol}$) Dampf erzeugt. Mit diesem Dampf werden Verdichter angetrieben, die z. B. das Synthesegas verdichten (ISI 2011).

Beim erneuerbaren Produktionspfad entfällt die auf hohem Temperaturniveau anfallende Abwärme aus der Wasserstoffreformierung. So entsteht ein zusätzlicher Strombedarf für die Verdichtung. Weiterer Forschungsbedarf ist notwendig, um diesen zusätzlichen Strombedarf genau zu quantifizieren. In einer ersten Abschätzung konnte jedoch

eine Obergrenze für den zusätzlichen Strombedarf von maximal 2,4 MWh_{el} / t NH₃ ermittelt werden.¹⁸ In der Realität wird der zusätzliche Strombedarf aber eher niedriger ausfallen, vor allem dann, wenn der Syntheseprozess auf die Rahmenbedingungen des erneuerbaren Produktionspfades optimiert wird. Dies wäre durch Absenkung des Druckniveaus von bisher teilweise über 300 bar auf 90 bis 230 bar möglich. (Winacker-Küchler 2005, S. 218).

Der zusätzliche Strombedarf des erneuerbaren Produktionspfades wird im Rahmen einer ersten Abschätzung mit maximal 1,5 MWh_{el} / t NH₃ angesetzt.

Insgesamt beträgt der Strombedarf für die Bereitstellung der idealen Wasserstoffmenge für die Synthese einer Tonne Ammoniak über den Elektrolysepfad inkl. des zusätzlichen Strombedarfs für die Kompression demnach bis zu 10 MWh_{el}. Für die vollständige Substitution der deutschen Ammoniakproduktion des Jahres 2010 von 3,24 Mio. t wäre auf Basis dieser Abschätzung ein Strombedarf von rund 32 TWh_{el} erforderlich.¹⁹

Um bei der Ammoniaksynthese 1 kWh Erdgas einzusparen wird 1,18 kWh Strom benötigt. Der „Wirkungsgrad“ um mit Hilfe elektrischer Energie eine Einheit Erdgas an dieser Stelle einzusparen und so anderweitig zur Verfügung stellen zu können, beträgt also 85% und ist damit deutlich höher als der Wirkungsgrad der in Kapitel 2 vorgestellten Methanisierung mit einem Wirkungsgrad von 56%.

Methanol

Methanol (CH₃OH) kann auf synthetischem Wege aus einer Vielzahl von Einsatzstoffen durch unterschiedliche Prozesse erzeugt werden. Praxisrelevant ist vor allem die Synthese aus Erdgas. Reale Industrieprozesse der Methanolsynthese auf fossiler Basis führen, abhängig von verschiedenen Verfahrensvarianten, zu spezifischen CO₂-Emissionen von 0,27 bis 0,67 t CO₂ pro Tonne Methanol (IPCC 2006).

Generell läuft die Synthese nach den folgenden Reaktionsgleichungen ab:



Die zweite Reaktion ist für die Synthese aus Elektrolysewasserstoff mit reinem Abgas-CO₂ (anstelle des CO des Synthesegases) relevant. Der Gesamtwirkungsgrad der Methanolsynthese auf Basis von Elektrolysewasserstoff beträgt laut Sundmacher (2008)

¹⁸ Geht man von einem Erdgaseinsatz von 8,35 MWh_{th} / t NH₃ im fossilen Produktionspfad aus, werden 5,9 MWh_{th} / t NH₃ direkt in Wasserstoff umgesetzt. Die Differenz von 2,4 MWh_{th} / t NH₃ fällt als Abwärme an. Im erneuerbaren Produktionspfad fällt diese Abwärme nicht an und muss durch Strombezug ersetzt werden. Im Sinne einer konservativen Annahme wurde nicht berücksichtigt, dass die Nutzung der Abwärme in einem Verdichter mit einem niedrigeren Wirkungsgrad geschieht, als ein elektrischer Antrieb.

¹⁹ Dieser Strombedarf entspricht etwa 5% des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs des Jahres 2011 (AGEB 2013).

etwa 60% und beinhaltet sowohl die Elektrolyse²⁰ als auch die erforderliche Prozessenergie.

Der Strombedarf zur Synthese von einer Tonne synthetischem Methanol beträgt damit (bei einem Heizwert von $5,5 \text{ MWh}_{\text{H}_2, \text{CH}_3\text{OH}} / \text{t}$) auf Basis dieses Ansatzes etwa $9,2 \text{ MWh}_{\text{el}} / \text{t}$. Um die gesamte deutsche Methanolproduktion des Jahres 2010 von 1,62 Mio. t auf erneuerbarer Basis herzustellen, liegt der Strombedarf damit im Bereich von etwa $15 \text{ TWh}_{\text{el}}$.

Raffinerien

In Raffinerien wird Wasserstoff überwiegend für die Entschwefelung und für das sog. Hydrocracken (Aufspaltung höherer molekularer Kohlenwasserstoffe) verwendet.

Bei der Entschwefelung von Kohlenwasserstoffen in Raffinerien werden die durch die Entfernung des Schwefels freien Bindungen mit Wasserstoff gesättigt. Der Wasserstoffbedarf steigt überproportional mit dem Entschwefelungsgrad, da in Nebenreaktionen auch Stickstoffverbindungen durch Hydrierung ersetzt werden (Linde 2002).

Als Benchmark für die weiteren Berechnungen wird der für eine US-amerikanische Raffinerie publizierte Wert des Wasserstoffbedarfs zur Entschwefelung verwendet (Linde 2002). Bei einem Entschwefelungsgrad von 99 Prozent und einem Jahresdurchsatz von 9 Mio. Tonnen Rohöl beträgt der Wasserstoffbedarf $110.000 \text{ m}^3_{\text{N}} / \text{h}$. Die Schwankungsbreite dieses Wertes wird in Übereinstimmung mit dem ebenfalls publizierten Hinweis der Autoren auf den Einfluss von Rohölsorten und Anlagenkonfiguration vernachlässigt. Damit beträgt der Wasserstoffbedarf für eine 99-prozentige Entschwefelung etwa $100 \text{ m}^3_{\text{N}, \text{H}_2} / \text{t}$ Rohöl bzw. umgerechnet auf den Heizwert etwa $0,3 \text{ MWh}_{\text{H}_2, \text{H}_2} / \text{t}$ Rohöl. Für die elektrolytische Herstellung der benötigten Wassermengen zur Entschwefelung einer Tonne Rohöl beträgt der spezifische Strombedarf damit etwa $0,43 \text{ MWh}_{\text{el}}$ (ISE 2011).

Bei einem Gesamtrohöldurchsatz aller deutschen Raffinerien im Jahr 2010 von 95,4 Mio. t/a (MWV 2010) beträgt der Gesamtwasserstoffbedarf für eine 99-prozentige Entschwefelung etwa 9,5 Mrd. $\text{m}^3_{\text{N}, \text{H}_2} / \text{a}$ bzw. etwa 1,12 Mio. $\text{m}^3_{\text{N}, \text{H}_2} / \text{h}$. Umgerechnet auf den Heizwert von Wasserstoff ergeben sich Energiemengen von etwa $28,5 \text{ TWh}_{\text{H}_2, \text{H}_2} / \text{a}$ im Jahr 2010. Der Strombedarf für die elektrolytische Erzeugung dieser Wassermenge beträgt etwa $41 \text{ TWh}_{\text{el}} / \text{a}$ im Jahr 2010.

²⁰ Für die Erzeugung von synthetischem Methanol ergibt sich nach der zweiten Reaktionsgleichung ein idealer spezifischer Wasserstoffbedarf pro Tonne Methanol (31.250 Mol/t) von $3,0 \times 31.250 \text{ Mol} = 93.750 \text{ Mol H}_2$ bzw. $2.100 \text{ m}^3_{\text{N}, \text{H}_2}$ oder umgerechnet auf den unteren Heizwert von Wasserstoff $6,3 \text{ MWh}_{\text{H}_2, \text{H}_2}$. Der spezifische Strombedarf die Erzeugung dieser idealen Wassermenge durch Elektrolyse beträgt etwa $9 \text{ MWh}_{\text{el}}$.

Gesamter Wasserstoffbedarf der relevanten Industriezweige

Tabelle 6 stellt eine Projektion für den industriellen Wasserstoffbedarf in den drei wichtigsten Verbrauchssektoren dar (Öko-Institut, ISI 2014). Es wird deutlich, dass der Wasserstoffbedarf insbesondere auf Grund des sinkenden Mineralölverbrauchs sinkt, aber im Jahr 2050 immer noch 36 TWh $H_{2,Hu}$ beträgt. Wenn dieser Wasserstoffbedarf durch Elektrolyse gedeckt werden soll, beträgt der erforderliche Strombedarf aus erneuerbaren Energien im Jahr 2050 immerhin 52 TWh.

Tabelle 6 Potenzieller Wasserstoffbedarf in der Industrie im Klimaschutzszenario 90 der Klimaschutzszenarien 2050, 2015-2050

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	Produktionsprognose							
	<i>Produktion Ammoniak und Methanol (t); Mineralölabsatz (TJ)</i>							
Ammoniak	3,3	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,4	3,4
Methanol	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9
Raffinerien	3.289	2.795	2.318	1.840	1.458	1.076	819	561
Summe	3.294	2.800	2.323	1.845	1.464	1.082	824	567
	Wasserstoffbedarf							
	<i>TWh $H_{2,Hu}$</i>							
Ammoniak	19,6	20,2	20,0	19,9	19,8	19,8	19,9	19,9
Methanol	12,7	12,6	12,5	12,4	12,4	12,3	12,2	12,1
Raffinerien	24,8	21,1	17,5	13,9	11,0	8,1	6,2	4,2
Summe	57,1	53,8	50,0	46,2	43,1	40,2	38,2	36,3
	Strombedarf							
	<i>TWh_{el}</i>							
Ammoniak	28,0	28,8	28,6	28,4	28,3	28,3	28,4	28,4
Methanol	18,1	18,0	17,9	17,8	17,7	17,5	17,4	17,3
Raffinerien	35,4	30,1	24,9	19,8	15,7	11,6	8,8	6,0
Summe	81,5	76,9	71,5	66,0	61,6	57,4	54,6	51,8
	Benötigte Elektrolyse-Leistung							
	<i>GW_{el}</i>							
Ammoniak	14,0	14,4	14,3	14,2	14,1	14,2	14,2	14,2
Methanol	9,1	9,0	8,9	8,9	8,8	8,8	8,7	8,7
Raffinerien	17,7	15,0	12,5	9,9	7,8	5,8	4,4	3,0
Summe	40,8	38,4	35,7	33,0	30,8	28,7	27,3	25,9

Quelle: Öko-Institut, ISI (2014)

Wenn dieser Strombedarf vor allem aus einem Überangebot der fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windkraft gedeckt werden soll, können die Elektrolyseure nur einen Teil des Jahres betrieben werden. Unter der Annahme von 2000 Volllaststunden²¹ wird dafür eine installierte elektrische Leistung an Elektrolyseure in Höhe von 26 GW_{el} benötigt, um 36 TWh $H_{2,Hu}$ herzustellen. Dies bedeutet, dass zuerst massive Investitionen in Elektrolyseure notwendig sind, um den Wasserstoffbedarf der

²¹ Da bestehende Wind-Onshore und Photovoltaik-Anlagen nur geringe Volllaststunden erreichen, ist eher nicht davon auszugehen, dass in 4000 Stunden pro Jahr Überschussstrom vorhanden sein wird. Deshalb wird eine jährliche Auslastung von 2000 Stunden pro Jahr zugrunde gelegt.

chemischen Industrie und der Raffinerien zu decken, bevor Investitionen in Methanisierungsanlagen in Betracht gezogen werden sollten.

6 Kosten für die Methanisierung

6.1 Einleitung

Neben der Frage der Potentiale sind für die Realisierungschancen der Methanisierung auch die Kosten relevant. In diesem Kapitel sollen zuerst die Kostenschätzungen von Sterner (2009) nachvollzogen werden und in einem zweiten Schritt eine aktualisierte Kostenberechnung durchgeführt werden.

Es können folgende fünf Kostenblöcke für die Methanisierung identifiziert werden. Sterner (2009) gibt dafür folgende Kostenschätzungen an:

- Für den Kauf des zur Elektrolyse benötigten Stroms: 0 bis 20 €/MWh_{el};
- Es wird angenommen, dass CO₂ kostenlos zur Verfügung steht;
- Die Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse und die Methanisierungseinheit werden mit 1000 €/kW_{el} für ein kommerzielles Projekt ab 2020 angegeben;
- Es werden 2000 bis 4000 Vollbenutzungsstunden unterstellt;
- Der Verkauf von reinem Sauerstoff bewirkt eine Gutschrift in Höhe von 13 €/MWh_{el} Strombezug oder 70 €/t O₂,²²
- Betriebskosten in Höhe von 3% der Investitionskosten, also 30 bis 60 €/kW_{el} und Jahr.

Aufbauend auf diesen Annahmen werden in DLR, IWES, IFNE (2010a) detailliertere Kostenberechnungen durchgeführt. Dort wird angegeben, dass für synthetisches Methan Gesteungskosten von 10 bis 18 €/GJ erreichbar sind. Dies entspricht Gesteungskosten in Höhe von 36 €/MWh_{th} bis 65 €/MWh_{th}. Dies soll im Folgenden überprüft werden.

6.2 Strompreise

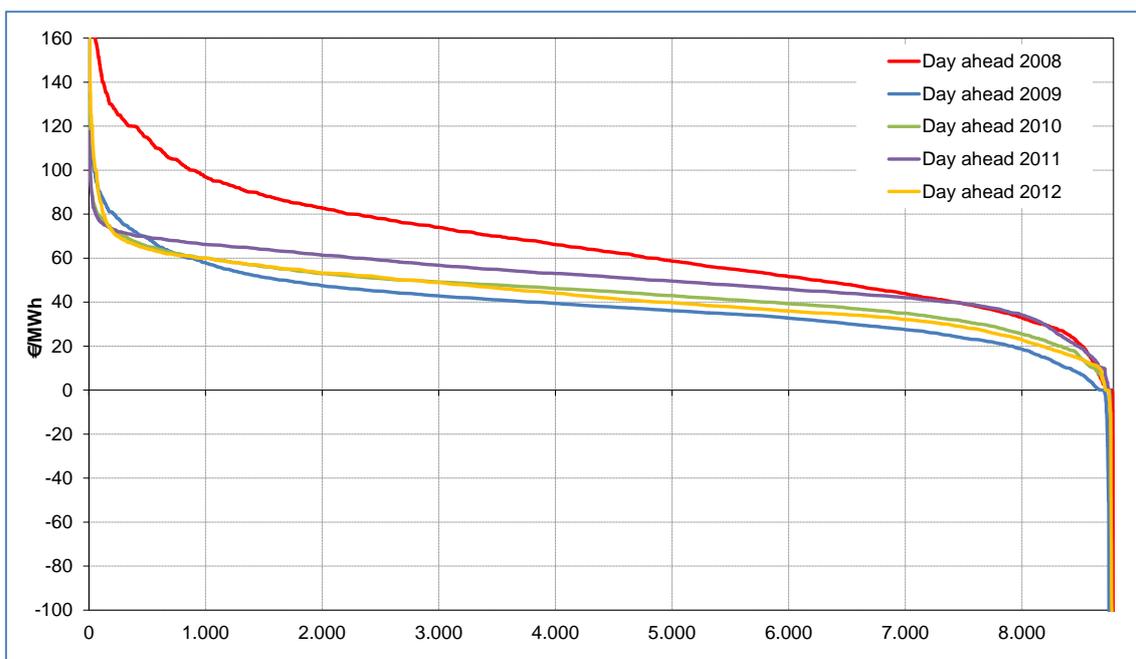
Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen verwendet Sterner (2009) Strompreise in einer Größenordnung von 0 bis 20 €/MWh. Abbildung 2 stellt die Strompreisentwicklung der vergangenen 5 Jahre dar. Es wird deutlich, dass in der Vergangenheit Strompreise unter 20 €/MWh in deutlich weniger als 800 Stunden pro Jahr aufgetreten sind.

In der Zukunft kann sich dies aufgrund des Merit-Order-Effekts ändern. Ob sich aber in 2000 bis 4000 Stunden Preise von 0 bis 20 €/MWh einstellen, ist unsicher. Untersu-

²² Nach Öko-Institut (2012) beträgt der Strombedarf für die Luftzerlegung etwa 310 kWh / t O₂. Bei Strompreisen von 20 €/MWh betragen die kurzfristigen Grenzkosten der Luftzerlegung also 6,2 €/t O₂, wenn man vereinfacht die Stromkosten als Grenzkosten definiert. Es dürfte also fraglich sein, in Zeiträumen in denen die Strompreise sehr niedrig sind durch den Verkauf von Sauerstoff 70 €/t O₂ zu Erlösen.

chungen in Öko-Institut (2013a) und Öko-Institut (2013b) zeigen, dass viele Stunden mit niedrigen Strompreisen insbesondere in Szenarien mit niedrigen CO₂-Preisen und niedrigem Speicheraufbau auftreten. Dabei könnte sich die Preisstruktur durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen ändern. Insbesondere für zusätzliche Nachfrager wie power-to-heat kann als anlegbarer Preis der Erdgaspreis unterstellt werden. Dies bedeutet, dass power-to-heat-Anlagen immer dann Strom in Wärme umwandeln, wenn der Strompreis niedriger als der Erdgaspreis ist. Um dies zu berücksichtigen, wird neben dem von Sterner (2009) verwendete Strompreis in Höhe von 10 €/MWh eine Sensitivität in Höhe des Erdgaspreises von 30 €/MWh mitbetrachtet. Es muss aber darauf hingewiesen werden, dass die Strompreise in Höhe von 30 €/MWh bei weitem nicht ausreichend sind, um die Vollkosten von neuen Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu decken. Inwieweit die Erlösströme, die zur Refinanzierung von erneuerbaren Energien erforderlich wären, auch von Power-to-Gas-Anlagen in Form von höheren Strompreisen zu bezahlen wären, hängt vom Marktdesign ab.

Abbildung 2 Geordnete Jahresdauerlinie der Day-Ahead-Spotmarktergebnisse in den Jahren 2008 bis 2012 für Deutschland



Quelle: Epex/EEX

6.3 CO₂-Kosten

Für die Abtrennung des CO₂ aus dem Rauchgasstrom in Industrieprozessen fallen Kosten an, die vom jeweiligen Prozess abhängig sind. Dabei sind variable Kosten für den zusätzlichen Strombedarf und Fixkosten für die zusätzlichen Investitionen in Abscheideanlagen zu berücksichtigen. Für die Zementindustrie gibt ECRA (2009) Abscheidekosten in Höhe von 32,6 €/t CO₂ an. Diese Kostenschätzung wird für die wei-

teren Kostenabschätzungen auch für die biogenen CO₂-Ströme verwendet. Hier liegt das CO₂ zwar rein vor, muss aber auch verdichtet und zwischengespeichert werden, da z. B. Biogasanlagen CO₂ kontinuierlich erzeugen. Es handelt sich um eine konservative Annahme, nach IWES (2012) werden die Kosten für die Abscheidung von CO₂ aus Rohbiogas mit 90 €/t CO₂ angegeben.

6.4 Investitionskosten

Bei einem Vergleich der Investitionskosten ist zu beachten, ob die Kostenangaben in €/kW elektrischer Anschlussleistung oder in €/kW Wasserstoffproduktion angegeben werden. Während bei Kraftwerken in der Literatur die Investitionskosten in €/kW elektrischer Stromproduktion angegeben werden, also bezogen auf den Output, beziehen sich die Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse in der Regel auf die elektrische Anschlussleistung, also den Input.

In DLR, IWES, IFNE (2010a) werden für eine Wasserstoffelektrolyse Investitionskosten in Höhe von 1000 €/kW für eine heutige Anlage und Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW für eine fortgeschrittene Anlage angegeben. Im Gegensatz dazu finden sich im Datenanhang der Leitstudie Investitionskosten in Höhe von 1485 €/kW in 2010, 1250 €/kW in 2020, 750 €/kW in 2030 (DLR, IWES, IFNE (2010b)). Es wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionskosten auf die elektrische Anschlussleistung beziehen.

Sterner (2009) gibt die Summe der Investitionskosten für den Elektrolyseur und die Methanisierungseinheit mit 1000 €/kW_{el} in 2020 an. Setzt man die genannten niedrigen Investitionskosten in Höhe von 500 €/kW für die Wasserstoffelektrolyse an, verbleiben Investitionskosten in Höhe von 350 €/kW_{H₂} für die Methanisierungseinheit (500 €/kW_{el} + 350 €/kW_{H₂} / 70% Wirkungsgrad = 1000 €/kW_{el}). Es ist wichtig festzuhalten, dass noch massive Kostensenkungen nötig sein werden, um die Investitionskosten auf das hier angenommene Niveau zu senken. Diese Investitionskosten beziehen sich auf die elektrische Anschlussleistung des Elektrolyseurs. Für die Vollkostenberechnung werden die Kosten auf die Outputleistung an Wasserstoff und Methan umgerechnet.

Für die Berechnung der Kapitalkosten wird ein Zinssatz von 6% verwendet. Es wird eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren unterstellt. Da bestehende Wind-Onshore und Photovoltaik-Anlagen nur geringe Volllaststunden erreichen, ist eher nicht davon auszugehen, dass in 4000 Stunden pro Jahr Überschussstrom vorhanden sein wird. Deshalb wird eine jährliche Auslastung von 2000 Stunden pro Jahr zugrunde gelegt. In diesem Szenario ergibt sich ein notwendiger Deckungsbeitrag zur Deckung der Kapitalkosten in Höhe von 22 €/MWh_{H₂} für die reine Wasserstoffproduktion und zusätzliche Kapitalkosten in Höhe von 15 €/MWh_{CH₄} für die anschließende Produktion von synthetischem Methan für das Szenario mit den niedrigen Investitionskosten. Zum Vergleich wird auch ein Szenario mit verdoppelten Investitionskosten betrachtet. In diesem ergeben sich notwendige Deckungsbeiträge in Höhe von 44 €/MWh für die Wasserstoffproduktion und 31 €/MWh für die Produktion von synthetischem Methan.

Tabelle 7 zeigt die Annahmen und Ergebnisse der Berechnung der notwendigen Deckungsbeiträge für beide Varianten im Überblick.

Tabelle 7 Berechnung der notwendigen Deckungsbeiträge zur Deckung der Kapitalkosten für Elektrolyse und Methanisierung

		Hauptszenario	Verdoppelte Investition
Elektrolyseur			
Kapitalkosten	Euro / kW	500	1.000
Abschreibungsdauer	a	20	20
Zinssatz	%	6%	6%
Auslastung	Vbh / a	2.000	2.000
notwendiger Deckungsbeitrag	Euro / MWh	22	44
Methanisierungsanlage			
Kapitalkosten	Euro / kW	350	700
Abschreibungsdauer	a	20	20
Zinssatz	%	6%	6%
Auslastung	Vbh / a	2.000	2.000
notwendiger Deckungsbeitrag	Euro / MWh	15	31

Quelle: Eigene Berechnung.

Es wird mit dem niedrigen Zinssatz von 6% wie in DLR, IWES, IFNE (2010a) gerechnet. Dies bedeutet, dass die berechneten Kapitalkosten für die Wasserstoffelektrolyse und die Methanisierung die absolute Untergrenze darstellen, da sowohl gegenüber heute stark gesunkene Investitionskosten als auch niedrige Zinssätze verwendet werden.

6.5 Konsistenzprüfung der Kosten

Im Folgenden werden die verschiedenen Kostenpositionen zusammen gebracht und mit den Angaben zu Kosten in Sterner (2009) verglichen. Die Gutschrift für den Verkauf von Sauerstoff wird jedoch nicht berücksichtigt, weil bei einer starken Marktdurchdringung von synthetischem Methan eine Sättigung des Marktes zu erwarten ist und davon auszugehen ist, dass die Preise für Sauerstoff stark fallen werden. Die Betriebskosten wurden mit 3% der Investitionssumme abgeschätzt (Sterner 2009).²³

Als Hauptszenario wird ein Zinssatz von 6% und Strombezugskosten in Höhe von 30 €/MWh_{el} verwendet. In diesem Fall ergeben sich Erzeugungskosten für Wasserstoff in Höhe von 72 €/MWh_{th} (Tabelle 8). Diese Wasserstoffkosten werden dann durch den Wirkungsgrad der Methanisierungsanlage geteilt und es ergeben sich Wasserstoffbezugskosten in Höhe von 90 €/MWh_{th} synthetischem Methan. Als Vollkosten für die Herstellung von synthetischem Methan ergeben sich 124 €/MWh_{th} synthetischem Methan bei Strombezugskosten von 30 €/MWh_{el}.

²³ Nach Emele (2011) enthalten die Betriebskosten bereits die Kosten für den Wasserbedarf in Höhe von 0,5 €/MWh_{2H₂}.

Tabelle 8 Vergleich der Kostenabschätzungen für Elektrolysewasserstoff und synthetisches Methan bei Variation der Strombezugskosten und der Investitionen.

	Hauptszenario (Zinssatz 6%)				Verdoppelte Investitionen			
	Strombezugskosten (€/MWh)				Strombezugskosten (€/MWh)			
	0	10	20	30	0	10	20	30
Euro / MWh H ₂								
EE-Wasserstoff								
Stromkosten	0	14	29	43	0	14	29	43
Betriebskosten	8	8	8	8	15	15	15	15
Kapitalkosten	22	22	22	22	44	44	44	44
Summe	29	44	58	72	59	73	87	101
Euro / MWh CH ₄								
EE-Methan								
Wasserstoffbezugskosten	37	54	72	90	73	91	109	127
Betriebskosten	5	5	5	5	11	11	11	11
CO ₂ -Kosten	13	13	13	13	13	13	13	13
Kapitalkosten	15	15	15	15	31	31	31	31
Summe	70	88	106	124	128	145	163	181
Summe ohne CO ₂ -Kosten	57	75	93	111	114	132	150	168
Summe mit O ₂ -Gutschrift/ ohne CO ₂ -Kosten	33	51	69	87	90	108	126	144

Quelle: Eigene Berechnung.

Ein wichtiger Einflussfaktor für die Gesamtkosten sind die Kapitalkosten. In einer Sensitivitätsrechnung wurde der Einfluss von verdoppelten Kapitalkosten berechnet. In diesem Szenario erhöhen sich die Vollkosten für Wasserstoff auf 94 €/ MWh und für synthetisches Methan auf 166 €/ MWh synthetisches Methan (Tabelle 8).

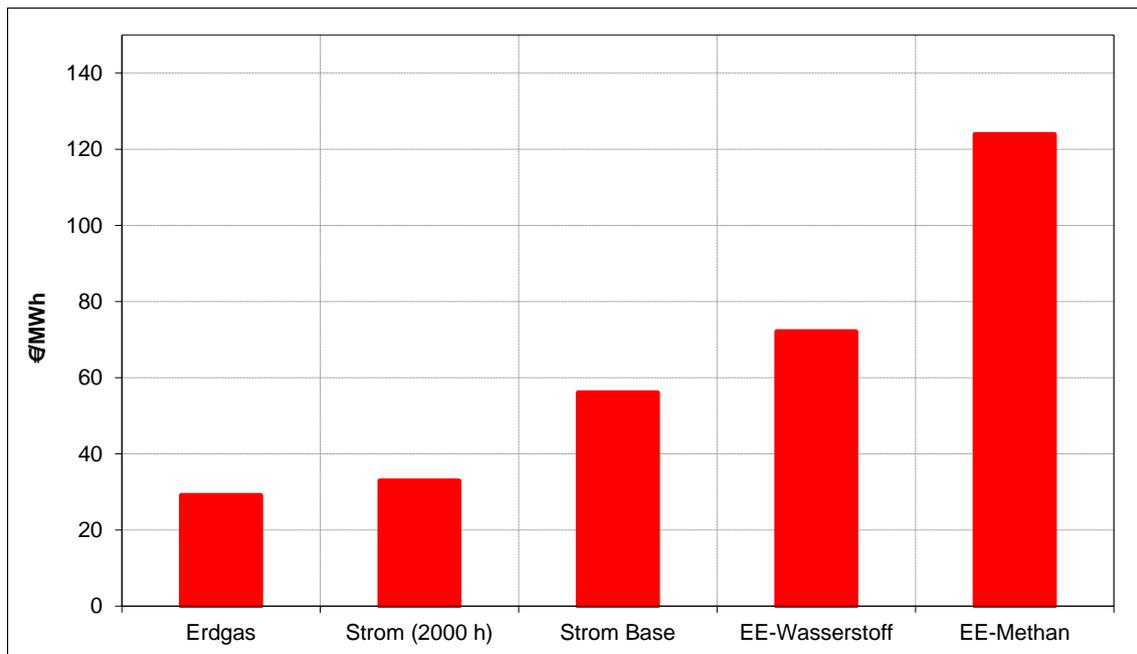
Falls sich die Stromkosten auf 0 €/ MWh reduzieren sollten, verringern sich die Erzeugungskosten für Wasserstoff auf 29 €/ MWh und die Kosten für synthetisches Methan auf 70 €/ MWh.

In DLR, IWES, IFNE (2010a, S. 13) wird angegeben, dass für Wasserstoff und synthetisches Methan Gestehungskosten von 10 bis 18 €/ GJ erreichbar sind. Dies entspricht Gestehungskosten in Höhe von 36 €/ MWh bis 65 €/ MWh.

Selbst mit der Annahme, dass Strom praktisch kostenlos (0 €/ MWh) zur Verfügung steht, wurden hier Gestehungskosten für synthetisches Methan von 70 €/ MWh errechnet. Worauf ist diese Differenz in Höhe von über 34 €/ MWh zurückzuführen? Zum einen werden in DLR, IWES, IFNE (2010a) die Kosten für die Abscheidung des CO₂ vernachlässigt, dies erklärt eine Kostendifferenz von 13 €/ MWh_{CH₄}. Zum anderen wird eine Gutschrift für die Sauerstoffproduktion in Höhe von 13 €/ MWh_{el} Strombezug berücksichtigt. Dies entspricht einer Gutschrift in Höhe von 24 €/ MWh_{CH₄}. Wenn die Kosten für die Abscheidung des CO₂ vernachlässigt werden und die volle Gutschrift für den Verkauf des Sauerstoff berücksichtigt werden, ergeben sich Kosten in Höhe von 33 €/ MWh_{CH₄} (Tabelle 8). Diese Kosten liegen in der gleichen Größenordnung wie in der Leistudie angegeben. Abbildung 3 zeigt einen Vergleich der Kosten für die Produktion von Wasserstoff und synthetisches Methan (Zinssatz 6%; Stromkosten 30 €/ MWh) mit aktuellen Preisen für Erdgas und Strom. Bedingt durch die hohen Wir-

kungsgradverluste und die hohen Kapitalkosten sind die Kosten für Elektrolysewasserstoff fast dreimal höher als der aktuelle Preis für Erdgas. Die Kosten für synthetisches Methan liegen nahezu um den Faktor 4,5 höher als die aktuellen Kosten von Erdgas (Abbildung 3).

Abbildung 3 *Kostenvergleich der Produktion von Elektrolysewasserstoff und der Produktion von synthetischem Methan mit aktuellen Preisen für Erdgas und Strom im Jahr 2011.*



Quelle: EEX, Eigene Berechnung.

Die verwendeten Preise für Erdgas enthalten keine CO₂-Kosten. Der Preisunterschied zwischen Erdgas und synthetischem Methan beträgt etwa 100 €/MWh. Da der Emissionsfaktor von Erdgas bei 0,202 t CO₂/MWh_{th} liegt, betragen die CO₂-Vermeidungskosten 500 €/t CO₂.

Die niedrigen in DLR, IWES, IFNE (2010) angegebenen Kosten für synthetisches Methan lassen sich also dadurch erklären, dass CO₂-Kosten nicht berücksichtigt wurden, eine Gutschrift für den Verkauf des Sauerstoffs angenommen wurde und von niedrigen Strombezugskosten ausgegangen wurde.

Langfristig muss jedoch davon ausgegangen werden, dass für die CO₂-Abtrennung Kosten anfallen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn synthetisches Methan in großem Umfang produziert werden soll und auch auf CO₂ aus prozessbedingten Emissionen zurückgegriffen werden muss. Gleichzeitig ist es unrealistisch, dass für das Nebenprodukt Sauerstoff langfristig hohe Erlöse erzielt werden, wenn es im Überfluss vorhanden ist. Auch ist es fraglich, ob Strom in großem Umfang zu sehr niedrigen Preisen zur Verfügung stehen wird.

7 Langfristige Einordnung der Methanisierung im Stromsektor

Die Speicherung von elektrischem Strom mit Hilfe der Methanisierung ist vor dem Hintergrund des extrem niedrigen Wirkungsgrads, verglichen mit anderen Flexibilitätsoptionen im Stromsektor, eine extrem teure und ineffiziente Speicheroption. 69% des erzeugten Stroms geht im Umwandlungsprozess verloren. Bevor diese Speicheroption eingesetzt wird, sollten zuerst Speicheroptionen eingesetzt werden, die sich durch einen höheren Wirkungsgrad auszeichnen. Optionen sind unter anderem:

- Alle Biomassekraftwerke und Biogasanlagen sollten nur noch zur Spitzenlastproduktion eingesetzt werden.
- Durch eine stärkere Einbindung europäischer Wasserkraftwerke in den Alpen und Skandinavien kann Strom mit einem besseren Wirkungsgrad gespeichert werden (Emele (2011), SRU (2011)).
- Strom könnte in Zeiten niedriger Strompreise zur Wärmeproduktion eingesetzt werden (sog. Power-to-Heat). Das eingesparte Erdgas könnte dann später zur Stromproduktion eingesetzt werden oder steht für andere Anwendungen wie z. B. im Verkehr zur Verfügung („virtuelle Methanisierung“ Kleimaier (2013)).
- Der Wasserstoffeinsatz in der energieintensiven Industrie (Raffinerien, Ammoniakherstellung und andere Prozesse) sollte komplett auf erneuerbaren Wasserstoff aus der Gewinnung über die Elektrolyse umgestellt werden (vergleiche Kapitel 5), wobei der Strom dafür in Abhängigkeit des EE-Angebots zeitlich flexibel bezogen werden kann.
- Die Möglichkeiten der Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz sollte weitgehend ausgeschöpft werden.
- Bevor synthetisches Methan gespeichert wird, sollten die Möglichkeiten zur Wasserstoffspeicherung ausgeschöpft werden, da die Umwandlungsverluste geringer sind.

Gleichzeitig kommen Studien zu dem Ergebnis, dass Power-to-Gas erst ab einem Anteil erneuerbarer Energien von 80% sinnvoll wird, da vorher ausreichend andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen (Plattform Erneuerbare Energien 2012). Außerdem zeigt sich, dass bei einer guten Vernetzung der europäischen Stromnetze der Speicherbedarf sehr stark reduziert werden kann. Ein Speicherausbau über die europaweit derzeit im Bau befindlichen Speicher hinaus wird erst bei sehr hohen regenerativen Anteilen nötig (ISI 2011b). Gerade auch im europäischen Kontext stehen weitere, deutlich effizientere und kostengünstigere Speicheroptionen zur Verfügung (Emele 2011, SRU 2011). Dies illustriert, dass Power-to-Gas eine Technologie ist, die bei der Umsetzung der Energiewende erst sehr spät zum Einsatz kommen sollte.

In den nächsten zwanzig Jahren zeichnen sich also keine sinnvollen Anwendungsmöglichkeiten für synthetisches Methan als Flexibilitätsoption für den Stromsektor ab, die über einige wenige Demonstrationsprojekte hinausgehen. Es scheint sinnvoll, De-

monstrationsprojekte über Investitionskostenzuschüsse zu fördern. Eine Förderung des Betriebs von Methanisierungsanlagen wird nicht empfohlen, da dies dazu führen könnte, dass die Methanisierungsanlagen auch dann betrieben werden, wenn Strom in fossilen Kraftwerken produziert wird.

8 Schlussfolgerungen

Auf Basis der hier dargestellten Analysen können die hohen Erwartungen an den Beitrag von synthetischem Methan, die z. B. in DLR, IWES, IFNE (2010a) und in der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ des Umweltbundesamtes Eingang fanden, nicht geteilt werden. Dies gilt sowohl für die ökologische Integrität des synthetischen Methans als auch für die Kosten.

Grundsätzlich ist zu unterscheiden, ob die Einführung von synthetischem Methan bis 2030 oder im Zeithorizont bis 2050 diskutiert wird und in welchem Sektor das synthetische Methan zum Einsatz kommen soll. Dabei ist auch ein sinnvoller Einsatz von Energieträgern im Gesamtsystem zu gewährleisten. So wäre die großtechnische Einführung von synthetischem Methan z. B. im Verkehrssektor bis 2030 jenseits von Pilotprojekten unsinnig, solange gleichzeitig in der Chemieindustrie noch in großem Umfang Wasserstoff aus Erdgas hergestellt wird.

Neben den hohen Wirkungsgradverlusten ist zu berücksichtigen, dass die Kapitalkosten für synthetisches Methan extrem hoch sind. Die Untersuchungen zu den Kosten haben gezeigt, dass in den Arbeiten von Sterner (2009) und DLR, IWES, IFNE (2010a) bei fast allen Kostenparametern jeweils das Minimum verwendet wurde. Die Ergebnisse beschreiben die theoretische Untergrenze der Kosten, sind aber ungeeignet, um eine solide Zahlenbasis für politische Entscheidungen darzustellen. In der Realität muss davon ausgegangen werden, dass synthetisches Methan deutlich teurer wird.

Im Stromsektor wird der Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten 20 Jahren stark voranschreiten. In diesem Zeitraum werden aber neue Langfristspeicher noch nicht in großem Umfang benötigt, weil noch fossile Kraftwerke als Back-up zur Verfügung stehen. Es ist sinnvoller, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien mit Kurzfristspeichern zu speichern oder andere Flexibilitätsoptionen wie die Wärmeerzeugung oder die Wasserstoffherzeugung einzusetzen. Es kann sicher davon ausgegangen werden, dass das Stromsystem bis dahin auch gut ohne die extrem teure Option der Methanisierung betrieben werden kann. Es wird empfohlen, bis zu diesem Zeitpunkt höchstens einige Demonstrationsanlagen in sehr begrenztem Maßstab zu bauen.

Aufgrund der massiven Kostenvorteile für die Herstellung von synthetischem Wasserstoff im Vergleich zur Herstellung von synthetischem Methan sollte der Schwerpunkt auf die Wasserstoffelektrolyse gelegt werden. Dabei erscheint es insbesondere sinnvoll, den per Stromelektrolyse produzierten Wasserstoff in der Chemieindustrie einzusetzen (power-to-chemicals) und dort fossilen Wasserstoff zu ersetzen, statt den Wasserstoff wieder zur Stromproduktion einzusetzen. Dafür sind erhebliche Investitionen erforderlich. Solange diese Investitionen nicht erfolgt sind, wäre es unsinnig, unter hohen Wirkungsgradverlusten synthetisches Methan herzustellen, während gleichzeitig in der Chemieindustrie mit Wirkungsverlusten Wasserstoff aus fossilem Erdgas hergestellt wird.

Nachdem die Potenziale in der Industrie ausgeschöpft sind, könnte Wasserstoff zur Herstellung von synthetischem Methan für den Verkehrssektor genutzt werden. Um die

Klimaschutzziele zu erreichen, ist im Verkehrssektor langfristig die weitgehende Substitution von fossilen Kraftstoffen notwendig. Insbesondere wenn die direkte Nutzung von Strom entweder über Verlagerung auf die Schiene oder über batterieelektrische bzw. oberleitungsgebundene Fahrzeuge den Bedarf nicht decken kann, wie das sehr wahrscheinlich z. B. für den Flugverkehr der Fall ist, können synthetisches Methan oder stromgenerierte Flüssigkraftstoffe eine Alternative bieten. Daher sollte der Einsatz von synthetischem Methan prioritär im Verkehrssektor erfolgen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter Potentiale für den zur Methanisierung benötigten Kohlenstoff. Dies wird aber erst nach 2030 sinnvoll, wenn der Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie bereits komplett erneuerbar hergestellt wird. Außerdem sollte die Nutzung von synthetischem Methan nur erfolgen, nachdem die Effizienzpotenziale im Verkehrssektor ausgeschöpft sind.

Bis 2030 ist die Verfügbarkeit von konzentrierten CO₂-Strömen weniger problematisch als im Jahr 2050 in einem treibhausgasneutralen Szenario. Im Jahr 2050 wird die Verfügbarkeit von konzentrierten CO₂-Strömen aber zur Achilles-Ferse von synthetischem Methan. Denn in einer Welt mit einer Emissionsminderung von 80% bis 95% stehen konzentrierte CO₂-Ströme nicht in dem Maße zur Verfügung, wie sie für Szenarien mit hohen Anteilen an synthetischem Methan benötigt würden. Solche Szenarien wären dann auf die energetisch sehr aufwändige und daher teure CO₂-Abscheidung aus der Luft angewiesen.

Hinsichtlich der ökologischen Integrität von synthetischem Methan ist daher abschließend festzuhalten: Insbesondere für fossiles aber auch für biogenes CO₂ ist es sinnvoller, das CO₂ mit CCS dauerhaft der Atmosphäre zu entziehen, als das CO₂ mit hohem Energieaufwand und extremen Kosten in synthetisches Methan umzuwandeln und es dann, wenn auch nach einer Zweitnutzung, in die Atmosphäre zu entlassen.

Zusammenfassend erinnert die aktuelle Begeisterung für synthetisches Methan ein wenig an die großen Erwartungen an Biotreibstoffe vor einigen Jahren. Beim Ausbau der Biotreibstoffe wurden in sehr kurzer Zeit zu extrem hohen Kosten in Kapazitäten für die Erzeugung investiert. Ähnliche Fehler sollten beim Ausbau von synthetischem Methan vermieden werden. Wie alle anderen Speichertechnologien auch, hat synthetisches Methan seine jeweils spezifischen Vor- und Nachteile (Emele 2011) und wie auch bei den erneuerbaren Energien wird hier eine gewisse Technologiebandbreite notwendig sein. Daher ist es nicht sinnvoll, die Förderung und damit die Hoffnung auf eine einzelne Technologie zu fokussieren.

Es scheint sinnvoll einige wenige Demonstrationsprojekte über Investitionskostenzuschüsse zu fördern. Eine Förderung des Betriebs von Methanisierungsanlagen wird nicht empfohlen, da dies dazu führen könnte, dass die Methanisierungsanlagen auch dann betrieben werden, wenn Strom in fossilen Kraftwerken produziert wird. Deshalb ist eine Befreiung der Power-to-Gas-Technologie von den Netznutzungsentgelten oder von der EEG-Umlage nicht sinnvoll.

9 Referenzen

9.1 Literatur

- AGEB (2013): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern; Stand: 2. August 2013; Berlin 2013
- Bundesnetzagentur (2012): Biogas-Monitoringbericht 2012; Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012
- Bundesregierung (2013): Projektionsbericht 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG. http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgpro/envuucoda/130313_Projektionsbericht_DE_final.doc/manage_document
- DENA (2013): Strategieplattform Power to Gas – Positionspapier, Berlin 27.02.2013 http://www.powertogas.info/fileadmin/user_upload/downloads/Positionen_Thesen/130227_Positionspapier_PowertoGas.pdf
- DLR, IWES, IFNE (2010a): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, BMU – FKZ 03MAP146, Dezember 2010
- DLR, IWES, IFNE (2010b): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2010“, BMU – FKZ 03MAP146, Datenanhang II, Dezember 2010
- DVGW (2012): Abschlussbericht, Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10. November 2012
- ECRA (2009): European Cement Research Academy: ECRA CCS Project – Report about Phase II, TR-ECRA-106/2009, 22 June 2009
- Emele (2011): Techno-Ökonomischer Vergleich von Erneuerbarem Methan mit anderen Speichertechnologien. Masterarbeit, Universität Kassel/Fraunhofer-IWES, Juni 2011.
- EU (2011): Draft Commission Regulation on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council; Brussels 08th November 2011
- Fischedick (2007): Manfred Fischedick, M. et al: RECCS Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
- ISE (2011): Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus

- regenerativen Energien, Abschlussbericht Revision 1 vom 05.07.2011, Fraunhofer ISE
- FVEE (2010): Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% Erneuerbaren Energien. Erstellt vom Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien
- IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 3, Chemical Industry Emissions, Tab. 3.1 Ammonia, Tab. 3.12 Methanol
- IPTS (2007): Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Inorganic Chemical: Solids and Other Industry, page 43, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, Sevilla, 2007
- ISI (2011a): Fraunhofer ISI; Prof. Dr.-Ing. Ali Hassan; Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien: Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken Schlussbericht; Karlsruhe, Berlin, Februar 2011
- ISI (2011b): Pfluger, Benjamin; Sensfuß, Frank; Schubert, Gerda; Leisentritt, Johannes: Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050), Karlsruhe: Fraunhofer ISI, September 2011
- IWES (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland Erneuerbare Energien im Gasnetz speichern, 17. April 2012
- Jentsch (2011): Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Emele, Lukas; Sterner, Michael: Power-to-Gas als Langzeitspeicher. In: Energy 2.0, Ausgabe 5.2011. <http://www.energy20.net/PDF/E20611700>
- Kleimaier (2013): Kleimaier, Martin: Strom nutzen statt speichern. In: Energy 2.0, Ausgabe 1.2013, S. 38–42. <http://www.energy20.net/PDF/E20113252>
- Linde (2002): D. Schweer, G. Scholz, M. Heisel: On-Site-Versorgung von Erdölraffinerien, in: Praktiker 118, Heft 3, März 2002
- MWV (2010): Mineralölwirtschaftsverband, Jahresbericht 2010
- Öko-Institut (2012): Potenziale und Chancen der Technologie zur CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen, Kurzstudie der Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin 2012
- Öko-Institut, ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050, Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Veröffentlichung 2014 geplant.
- Plattform Erneuerbare Energien (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerrundkreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und

- die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder (Stand 15.10.2012)
- Specht et al. (2010): M. Specht, J. Brellochs, V.Frick, B. Stürmer, U. Zuberbühler, M. Sterner und G. Waldstein: Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. In: Erdöl Erdgas Kohle 126, Jg. 2010, Heft 10
- SRU (2011): Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Januar 2011
- Steinbrück, Machning (2013): Steinbrück, Peer; Machning, Matthias: Neue Energie – sicher, bezahlbar, umweltverträglich – 10 Maßnahmen für eine erfolgreiche Energiewende, 15.08.2013, http://peer-stein-brueck.de/linkableblob/106652/data/20130815_energiepolitisches_papier.pdf
- Sterner (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems; Kassel September 2009; <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf>
- Sterner (2010): Sterner, M.; Specht, M. et al.: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 1 (2010), S. 51–58.
- Sterner (2011): Sterner, M.; Jentsch, M.; Holzhammer, U.: Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebots. Gutachten, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, März 2011.
- Sundmacher (2008): Sundmacher, K.; Rihko-Struckmann, L.; Hanke-Rauschenbach, R.: Chemische Speicherung regenerativ erzeugter Energie durch Reduktion von CO₂ zu flüssigen Kraftstoffen, Max-Planck-Institut für Dynamik komplexer technischer Systeme, Förderkennzeichen: 01LS0801A, 2008
- TÜV Süd (2003): Wolf, Joachim, LINDE in: Technologie I – Bereitstellung / Wege zur Wasserstoffproduktion, Wasserstoff aus fossilen Energieträgern, Auszug aus Energiewelt-Wasserstoff
- Umweltbundesamt (2006): Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung; Dessau-Roßlau 2006.
- Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen; Dessau-Roßlau 2010; <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energieziel-2050>
- Umweltbundesamt (2013a): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050; Dessau-Roßlau 2013; <http://www.uba.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050>
- Umweltbundesamt (2013b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013. Nationaler Inventarber-

richt zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2011; Dessau-Roßlau, Mai 2013. <http://www.uba.de/uba-info-medien/4503.html>

VDE (2012): Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt 2012.

Winnacker-Küchler (2005): Chemische Technologie; Hrsg. R. Dittmeyer u.a., Bd. 3, Anorganische Grundstoffe, Zwischenprodukte, 5. Aufl. S. 218, Wiley-VCH, Weinheim, 2005

9.2 Verwendete Datenbasen

EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig

9.3 Rechtsdokumente

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I. S. 1970, 3621)

Erdölbevorratungsgesetz vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74)

Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261)

Anhang

Erläuterung der chemische Reaktionen für biogenes CO₂

(Bio-)Ethanol

Bei der Herstellung von (Bio-)Ethanol aus Stärke oder Zucker, die heute noch vorherrschend vorgenommen wird, fällt prozessbedingt biogenes CO₂ an. Dabei läuft folgende Reaktionsgleichung ab:



Aus einem Einfachzucker entstehen also zwei CO₂-Moleküle und zwei Ethanolmoleküle. Ein Mol Bioethanol wiegt 46 Gramm. Für Bioethanol ergibt sich daraus folgender prozessbedingter Emissionsfaktor:

$$44 \text{ g CO}_2 / 46 \text{ g C}_2\text{H}_5\text{OH} = 0,96$$

Bei diesem Vergärungsprozess entsteht also pro Gramm Bioethanol 0,96 Gramm CO₂.

Biogas

Bei der Herstellung von Biogas zersetzen Bakterien pflanzliche Kohlenwasserstoffe zu Methan (CH₄) und CO₂. Das Rohbiogas besteht zu etwa 60% aus Methan und zu etwa 40% aus CO₂. Die Entstehung des CO₂ lässt sich bei der Biogaserzeugung nicht vermeiden. Zur Berechnung des spezifischen Emissionsfaktors wurde für Rohbiogas von einem Gemisch aus 40% CO₂ und 60% Methan ausgegangen.

Für jedes Molekül Methan entstehen also 0,66 Moleküle CO₂. Ein Mol CH₄ hat ein spezifisches Gewicht von 16 Gramm, ein Mol CO₂ hat ein spezifisches Gewicht von 44 Gramm. Daraus lässt sich folgender spezifischer, prozessbedingter Emissionsfaktor für Biogas ableiten:

$$44 \text{ g CO}_2 / 16 \text{ g CH}_4 = 2,75$$

Bezogen auf die stöchiometrische Reaktion (0,66 Moleküle CO₂ je Molekül CH₄) entstehen pro Gramm Biogas also 1,8 Gramm CO₂ bei der Umwandlung von Biomasse zu Biogas.