
Optionen für die Integration von Power-to-Fuel in den Energiewendeprozess aus einer sozioökonomischen Perspektive

CHRISTIAN SCHNÜLLE, ARNIM VON GLEICH, STEFAN GÖSSLING-REISEMANN, KASPER KISJES, IGOR NIKOLIC, TORBEN STÜHRMANN UND PABLO THIER

Christian Schnülle, Universität Bremen, E-Mail: christian.schnuelle@uni-bremen.de
Arnim von Gleich, Universität Bremen
Stefan Gößling-Reisemann, University of Groningen
Kasper Kisjes, University of Groningen
Igor Nikolic, Delft University of Technology
Torben Stührmann, Universität Bremen
Pablo Thier, Universität Bremen

Zusammenfassung: Die bisherige Debatte über die deutsche Energiewende ist elektrizitätszentriert und widmet sich vorrangig der Herausforderung der volatilen Stromproduktion aus Windkraft und Photovoltaik. Die Einhaltung der Klimaschutzziele erfordert jedoch eine Transformation aller energieverbrauchenden Sektoren. Hierfür werden zusätzliche, innovative Konzepte benötigt. Für den Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr sowie die chemische Industrie ist bisher keine Form der direkten elektrischen Energieversorgung absehbar. Mit hoher Wahrscheinlichkeit muss zukünftig auf synthetische Kraftstoffe (Power-to-Fuel, P2F) gesetzt werden. Dadurch eröffnet sich nicht nur die Option der Bereitstellung nachhaltiger Energieträger für diese Bereiche, sondern auch eine Möglichkeit für den Ausgleich von Stromerzeugungsspitzen. Bisher sind erneuerbare synthetische Kraftstoffe allerdings noch nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig. In diesem Beitrag wird ihre potentielle Entwicklung in Deutschland mit einem neu entwickelten agentenbasierten Modell über einen Modellzeitraum von 20 Jahren simuliert. Durch die Implementierung repräsentativer Marktakteure sowie den Einbezug soziotechnischer und regulatorischer Rahmenbedingungen können Optionen für eine wirtschaftliche Etablierung von P2F aufgezeigt werden.

Summary: The debate on the German Energiewende is focused on the challenges of fluctuating electricity generation from photovoltaic and wind power. However, in order to achieve international climate protection goals, a transformation of all energy sectors is necessary. This requires alternative solutions. A direct electrification of heavy transport, aviation, shipping and the chemical industry appears to be an unlikely future

- JEL Classification: O13, O31, Q55, Q56
→ Keywords: Power-to-Fuel, synthetische Kraftstoffe, agentenbasierte Modellierung, Energiewende, Sektorkopplung
-

scenario. Instead, synthetic fuels made of renewable electricity (power-to-fuel, P2F) could provide energy to these applications. Furthermore, the P2F concept may contribute to the integration of fluctuating renewable electricity generation. However, renewable synthetic fuels are not economically competitive against conventional fuels yet. In this article, their potential development in Germany is simulated for a horizon of 20 years with a newly developed agent-based model. Besides regulatory decisions and social impacts, representative investing and customer groups were implemented with particular characteristics, which allows identifying relevant options for an economic uptake of the P2F concept.

I Einleitung

Für die Einhaltung des in Paris beschlossenen Klimaschutzziels, die oberflächennahe Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen, ist eine grundlegende Transformation des gesamten Energiesystems unausweichlich. In Deutschland betrug der Anteil erneuerbarer Energien in der Stromproduktion im Jahr 2015 im Durchschnitt schon über 30 Prozent (AGEE-Stat 2016). Davon entfielen bereits gut zwei Drittel auf die volatile Stromproduktion durch Wind- und Solarenergie, die in Zukunft weiter am stärksten ansteigen wird. Deutlich schwieriger wird die Transformation hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung in der Mobilität, im Wärmebereich¹ und bei der Versorgung der Industrie mit chemischen Grundstoffen, da die eingesetzten Kraft-, Brenn- und Rohstoffe nicht einfach durch erneuerbaren Strom ersetzt werden können. Die direkte Nutzung von regenerativer Energie, beispielsweise durch Biokraftstoffe, bietet in diesen Bereichen aufgrund von Flächennutzungskonflikten nur begrenzte Perspektiven. Die benötigte Biomasse kann nicht in ausreichendem Umfang nachhaltig produziert werden, sodass fossile Energieträger in Zukunft nur zu einem kleinen Teil ersetzt werden könnten (Brosowski et al. 2016). Eine Untersuchung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ergab ein langfristiges Flächenpotential von 4,2 Millionen Hektar mit einem maximalen Ertrag von etwa 430 TWh a⁻¹ für Bioenergie in Deutschland (DLR/IWES/IfnE 2012), während andere Studien ein langfristig sinkendes Potential sehen (Agora 2014, BMVBS 2010). Die technischen Potentiale für erneuerbaren Strom liegen deutlich höher. In einer Untersuchung für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) wurde ein Stromerzeugungspotential aus erneuerbaren Energien unter der Berücksichtigung ökologischer Aspekte wie dem Ausschluss von Naturschutzflächen zwischen 462 und 3 939 TWh a⁻¹ ermittelt (Kreyenberg et al. 2015). Der großen Bandbreite liegen unterschiedliche Einschätzungen bezüglich verfügbarer Flächen, beispielsweise unter der Berücksichtigung von Akzeptanzaspekten, zugrunde. Dennoch ist eine direkte Nutzung von erneuerbarem Strom in vielen Anwendungsbereichen lediglich eingeschränkt möglich. Für eine Elektrifizierung des Flug- und Schwerlastverkehrs liegen bisher keine umsetzbaren Konzepte vor, da Batteriespeicher gegenüber konventionellen Brenn- und Kraftstoffen eine vergleichsweise geringe Energiedichte aufweisen (Sternner und Stadler 2014). In der chemischen Industrie kann hingegen in vielen Prozessen bisher und voraussichtlich auch langfristig nicht auf kohlenstoffhaltige Energieträger wie Öl und Erdgas verzichtet werden (Specht 2014).²

1 Zu Fragen der Wärmewende auf Ebene des städtischen Quartiers vergleiche den Beitrag von Riechel (2016) im selben Heft.

2 Für eine agrarökonomische Perspektive der Bioenergienutzung sowie für eine technisch-naturwissenschaftliche Perspektive auf Energiespeicher und Fragen der Sektorkopplung vergleiche auch den Beitrag von Canzler et al. (2016) im selben Heft.

Um das internationale Klimaschutzziel zu erreichen bedarf es jedoch einer Transformation des gesamten Energiesystems (Quaschnig 2016, Nitsch 2016). Einen vielversprechenden Lösungsansatz zur Erfüllung dieser Ansprüche bieten synthetische, strombasierte Kraftstoffe. Als Power-to-Gas und Power-to-Liquid bereits bekannt – hier zusammengefasst als Power-to-Fuel (P2F) betrachtet – kann erneuerbarer Strom mithilfe dieser Verfahren chemisch gespeichert und in anderen Energiesektoren genutzt werden (Breyer et al. 2015, König et al. 2015, Graves et al. 2011). Als Produkte entstehen dabei je nach Prozess Wasserstoff, Methan oder ein Produkt der Fischer-Tropsch-Synthese, das als Rohölsubstitut in standardisierten Raffinerieprozessen entsprechend weiter aufbereitet werden kann. Frei von Verunreinigungen wie Schwefel und Stickstoff sowie nur einem geringen Anteil an zyklischen Kohlenwasserstoffen (Aromaten) entstehen bei der Verbrennung außerdem keine toxischen Verbindungen (de Klerk 2011). Mit der Wandlung von erneuerbarem Strom können so auch Bereiche des Energiesystems nachhaltig mit Energie versorgt werden, für die es bisher keine Lösungen gab. Neben der Fähigkeit, Erzeugungsspitzen in der Stromproduktion durch einen steuerbaren Betrieb von P2F-Anlagen auszugleichen, könnte dieses Konzept die Möglichkeit bieten, Unabhängigkeit von den globalen Energiemärkten zu erlangen, und gleichzeitig durch eine intelligente Kopplung der Stromversorgung mit der Kraft- und Brennstoffversorgung einen Beitrag zum Erhalt der Versorgungssicherheit des gesamten Energiesystems leisten (acatech 2015).

Nach erfolgreicher Inbetriebnahme vielzähliger kleinerer Pilotprojekte befindet sich das P2F-Konzept technisch in der Phase der Aufskalierung für eine industrielle Anwendung. Wirtschaftlich können die Anlagen derzeit allerdings, wenn überhaupt, nur in Nischenmärkten betrieben werden, denn die erneuerbaren Substitute können preislich bei Weitem noch nicht mit den fossilen Gas- und Flüssigkraftstoffen konkurrieren. In dieser Studie stehen deshalb Untersuchungen im Fokus, die ein besseres Verständnis der Dynamiken rund um ein P2F-System ermöglichen und Pfade für eine wirtschaftliche Integration dieser jungen Innovation in das Energiesystem aufzeigen.

2 P2F im Spannungsfeld zentral versus dezentral

Aus der Zielperspektive heraus, einerseits lokale Schwankungen von Wind- und Photovoltaikstrom auszugleichen und andererseits den nationalen Energiebedarf des Verkehrs und der chemischen Industrie annähernd zu decken, ergibt sich zwangsläufig die Frage nach einem strategischen Konzept für die Integration von P2F-Anlagen in das Energiesystem. Grundsätzlich sind zentrale und dezentrale Konzepte technisch möglich. So könnten P2F-Anlagen zur Verwertung von nicht integrierbarem Überschussstrom aus Windkraft und Photovoltaik beispielsweise dezentral in Netzengpassgebieten errichtet werden. Je nach avisiertem Endprodukt (Wasserstoff, Methan, Flüssigkraftstoff) müssten dafür entsprechende Speichermöglichkeiten oder ein Gasnetzzugang lokal gegeben sein. In Kombination mit einer Brennstoffzelle könnte Wasserstoff zudem optional rückverstromt werden. Für die großskalige Herstellung von synthetischen Kraft- und Rohstoffen wird hingegen ein zentraler Ansatz, beispielsweise an Raffineriestandorten, benötigt. Hier stünde ein netzdienlicher Betrieb weniger im Vordergrund als eine möglichst kontinuierliche Prozessführung für große Produktionsmengen.

Bei einer sozioökonomischen Betrachtung ergeben sich für zentrale und dezentrale Ansätze deutliche Unterschiede in den Rahmenbedingungen. Die P2F-Technologie wird in der allge-

meinen Diskussion häufig mit der Nutzung von Überschussstrom motiviert, der den Anlagen kostenlos zur Verfügung stehe. Diese Annahme ist jedoch äußerst zweifelhaft (Brunner und Michaelis 2016). Zwar ist tatsächlich erst kürzlich eine *regulatorische Experimentierklausel* im EEG 2017 beschlossen worden, die die Nutzung von nicht einspeisefähigem Überschussstrom zur Sektorkopplung erst ermöglicht, doch ist diese Betriebsoption mit deutlichen Einschränkungen verbunden (BEE 2016). So stehen der P2F-Anlage nur jene Stromüberschussmengen zur Verfügung, die auch tatsächlich in geografischer Nähe entstehen. Folglich könnte die Anlage nur wenige Stunden im Jahr betrieben werden, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb der ohnehin noch teuren Technologie zusätzlich erschwert wird (Michaelis et al. 2016). Zur Produktion von Flüssigkraftstoffen müsste das Anlagendesign für den flexiblen Betrieb zudem um Strom- und Wasserstoffspeicher erweitert werden, da eine dynamische Prozessführung der Fischer-Tropsch-Synthese nach derzeitigem Stand kaum erprobt ist. Für eine höhere Auslastung von P2F-Anlagen müssten diese folglich an das Stromnetz gekoppelt werden und entsprechende Steuern, Umlagen und Entgelte auf den Bezugsstrom zahlen (von Bredow und Balzer 2015).

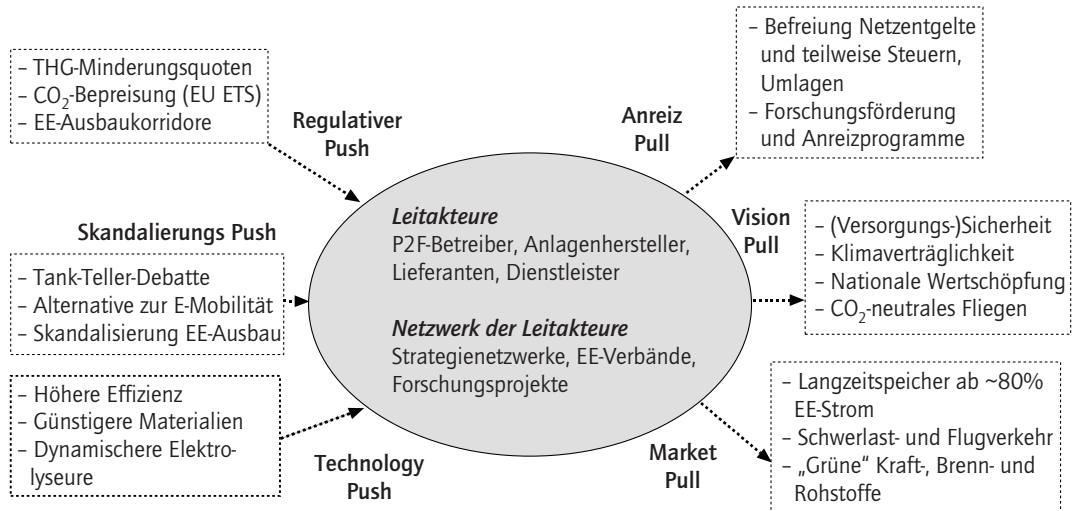
Der hohe sektorübergreifende Kraft-, Brenn- und Rohstoffbedarf wird allerdings kaum durch eine Vielzahl kleiner, dezentraler P2F-Anlagen gedeckt werden können. Für eine nahezu vollständige regenerative Energieversorgung der entsprechenden Sektoren wird es also vor allem auch große, zentrale Anlagen erfordern, die die erneuerbaren Substitute bei hoher Betriebsrate produzieren. Dementsprechend bedarf es zusätzlicher Erzeugungsleistung für erneuerbaren Strom. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind zentrale Anlagen mit vielen Volllaststunden und einem weniger komplexen Anlagendesign zu bevorzugen. Der benötigte Strom wird in diesem Fall nicht direkt von der Stromerzeugungsanlage, sondern bilanziell über das Netz bezogen. Die Abwägung zwischen einer zentral oder dezentral ausgerichteten Integration hängt also vor allem von der Zielperspektive ab, ob vorrangig Stromüberschüsse zur Entlastung der Netze verwertet oder große Mengen synthetischer Kraft-, Brenn- und Rohstoffe für andere Sektoren produziert werden sollen.

In dieser Untersuchung wird nicht explizit zwischen zentral oder dezentral ausgerichteten Anlagen unterschieden und eine geografische Dispersion zur Komplexitätsminderung bewusst außen vor gelassen. Es wird vielmehr der Betrieb mit variablen Volllaststunden untersucht und die Entwicklung von Geschäftsmodellen unter veränderten Rahmenbedingungen in den Szenarien analysiert.

3 Material und Methoden

Die Etablierung einer technologischen Innovation in bestehende soziotechnische Systeme (hier: in das Energiesystem) erfordert geeignete Rahmenbedingungen technischer, sozialer, ökonomischer und auch ökologischer Natur (Fichter et al. 2010). Während die technologische Basis einer erfolgreichen Integration von P2F in das Energiesystem noch weitestgehend von Herstellern optimiert werden kann, resultiert die Entwicklung der übrigen Faktoren, die ebenfalls über Erfolg und Misserfolg entscheiden, aus einem komplexen Wechselspiel von Handlungen diverser Entscheidungsträger und aus nicht steuerbaren Ereignissen (Wachsmuth et al. 2013). Die genannten Faktoren, die den Innovationsprozess beeinflussen, werden im sogenannten *Schildkrötenmodell der richtungsgebenden Einflussfaktoren* gemäß Abbildung 1 miteinander in Beziehung gesetzt (Brand und von Gleich 2015). Neben dem Einfluss von Leitorientierungsprozessen (Vi-

Abbildung 1

Richtungsgebende Einflussfaktoren zur Etablierung von P2F-Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung.

sion Pull) wird in diesem Modell von fünf weiteren richtungsgebenden Einflussfaktoren ausgegangen, die auf das soziotechnische System beziehungsweise den Innovationsprozess – hier P2F – richtungsgebend wirken und untereinander wechselseitige Beziehungen aufweisen. Die sechs Einflussfaktoren sind zudem unterteilt in *Push*- und *Pull*-Faktoren. *Push*-Faktoren (Hinterbeine und Schwanz) besitzen die Fähigkeit, das bestehende Regime zu destabilisieren, indem sie neue Optionen für Innovationen bereitstellen und gegebenenfalls vorhandene Systemelemente beschränken oder gar delegitimieren (Fichter 2005). So werden mit dem *regulativen Push* staatliche Eingriffe abgebildet, die einen Einfluss auf den Innovationsprozess ausüben. Dies geschieht vor allem durch den Erlass neuer Gesetze, deren Einhaltung die Nutzung klimafreundlicherer Technologien erfordert. Doch nicht alle Innovationen, die zum Schutz des Klimas beitragen könnten, werden von der Zivilgesellschaft akzeptiert (*Skandalisierungs Push*). Man denke hier beispielsweise an die Carbon-Capture-&-Storage-Technologie (Fischedick et al. 2008). Auch die Elektromobilität wird in der breiten Öffentlichkeit bisher kaum angenommen. Nicht zuletzt aufgrund der jährlich zunehmenden Abregelung von Windstrom und den dadurch steigenden Strompreisen wird der Zubau von erneuerbaren Energien zunehmend kritisiert (BNA 2015). Innovationen zur Nutzung dieser Strommengen (hier P2F) könnten diesem Trend entgegen wirken. Mit dem *Technology Push* wird Innovationen durch Fortschritt die technische Realisierbarkeit eines Markteintritts ermöglicht.

Pull-Faktoren (Vorderbeine und Kopf) zeichnen bestimmte Innovationen als besonders wünschenswert aus, indem diese beispielsweise gefördert werden. Insbesondere in frühen Entwicklungsphasen wirken *Pull*-Faktoren dementsprechend selektierend (Fichter 2005). Durch den *Vision Pull* getrieben und durch den *Anreiz Pull* unmittelbar gefördert, wird der Innovationsprozess nicht zuletzt durch eine neu entstandene Nachfrage angeregt (*Market Pull*). So entsteht beispielsweise zur Einhaltung von Klimaschutzvorgaben die Nachfrage nach „grünen“ Energieträgern.

Zukünftig werden zudem bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien Langzeitspeicher zum Ausgleich der Fluktuation in der Stromerzeugung benötigt.

Schließlich werden systeminterne Einflüsse durch Leitakteure des Innovationsprozesses abgebildet. Im Innovationssystem P2F sind dies maßgeblich die Betreiber der (Pilot-)Anlagen, Anlagenhersteller und -zulieferer sowie Strategienetzwerke, die sich unternehmens- und organisationsübergreifend bilden, um die Ziele des Innovationsvorhabens zu vertreten und umzusetzen.

3.1 Aufbau des agentenbasierten Modells

In Simulationsmodellen können diese relevanten Treiber und Hemmnisse sowie ihre Wechselwirkungen quantitativ abgebildet werden und bei entsprechender Datenlage potentielle Entwicklungen einzelner Systembestandteile und auch des Gesamtsystems unter definierten Bedingungen berechnet werden. Als ein besonders geeigneter Ansatz für die Modellierung von soziotechnischen Systemen dient die agentenbasierte Modellierung. Einzelnen Individuen im System, den Agenten, werden mit dieser Methodik Handlungsmöglichkeiten zugewiesen, die durch eine kommunikative Vernetzung mit weiteren Individuen das eigene Verhalten und das der übrigen Agenten beeinflussen und in ihrer Gesamtheit das globale Systemverhalten lenken (van Dam et al. 2013).

Aufbauend auf dem Systemverständnis, das im Schildkrötenmodell der richtungsgebenden Einflussfaktoren dargestellt ist, wurde ein agentenbasiertes Modell zur Berechnung der weiteren Entwicklung in Deutschland gemäß Abbildung 2 entwickelt. Kraftstoffmärkte, zivilgesellschaftliche Einflüsse, Subventionsmechanismen sowie derzeit diskutierte politische Handlungselemente und damit verbundene Marktbedingungen sind wesentliche Bestandteile der Modellumgebung und beeinflussen die Handlungen der Agenten. Als aktive Agenten sind unterschiedliche P2F-Betreiber, potentielle Kundengruppen sowie staatliche Förderer abgebildet (vergleiche Tabelle 2). Jeder Agent repräsentiert dabei eine Gruppe von Akteuren, denen gleiche Handlungsinteressen zugeordnet werden und welche somit als repräsentative Individuen agieren. Als passive Objekte beinhaltet sind die drei verschiedenen Technologieklassen:

- Power-to-Hydrogen (P2H₂)
- Power-to-Methane (P2M) und
- Power-to-Liquid (P2L)

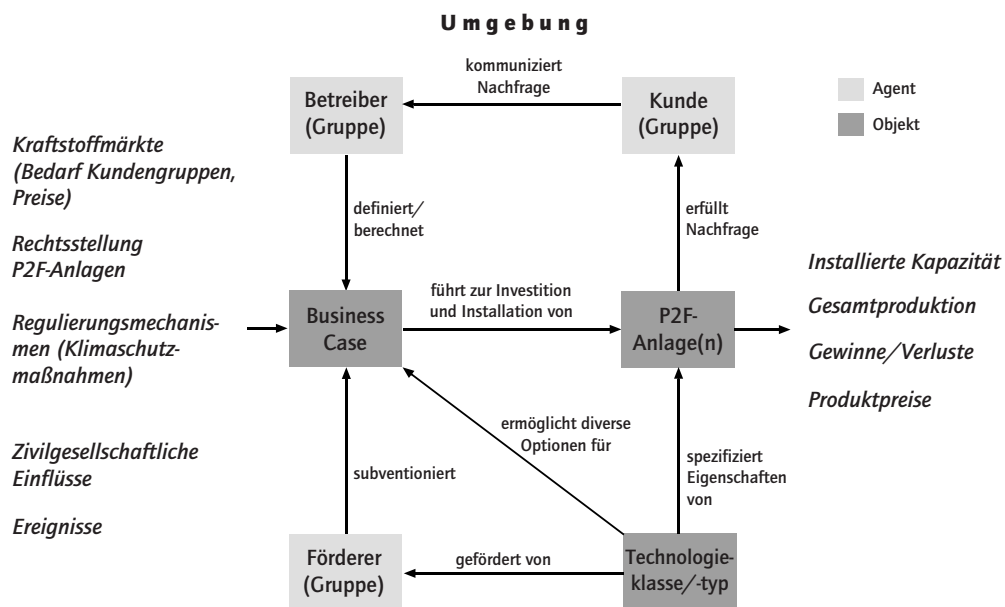
mit ihren jeweiligen technischen Eigenschaften sowie mögliche Geschäftsmodelle für die entsprechenden Märkte und P2F-Anlagen.

3.2 Handlungsmöglichkeiten der Agenten

Allen Agenten sind spezifische Ziele zugeordnet und ihre Handlungen sind derart motiviert, dass sie diese implizierten Ziele erreichen können. In Bezug zur erweiterten *Rational Choice Theory* versuchen Kundinnen und Kunden einerseits, ihre Nachfrage nach Kraft- und Brennstoffen so günstig wie möglich zu decken. Andererseits können sie aber auch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft aufweisen, wenn sich für sie durch den Erwerb von P2F-Produkten ein Vorteil ergibt

Abbildung 2

Übersicht zur Modellumgebung und den aktiven Akteursgruppen (Agenten) und passiven Systemelementen (Objekte)



Quelle: Eigene Darstellung.

(zum Beispiel explizite Nachfrage nach „grünen“ Produkten oder Erfüllung von Emissionsminderungsangaben, vergleiche Boudon 2003).

P2F-KundInnen werden im Modell nach einer preisbedingten und quotenbedingten Nachfrage unterschieden. Ähnlich wie im Strommarkt wird es auch für P2F-Produkte bei gegebener Akzeptanz Kundinnen und Kunden geben, die für die „grüne“ Eigenschaft des Produktes bereit sind eine Prämie zu zahlen (vergleiche Kapitel 4.1). Dies sind vor allem private Haushalte, die ein Interesse an einer „grünen“ Gasversorgung oder „grünem“ Kraftstoff haben. Das Nachfragenvolumen dieser Kundengruppen ist jedoch stark limitiert und bildet derzeit nur eine Nische. Es wurde in den Szenarien variiert.

Auf Seite der kommerziellen Nachfrage durch Industrieunternehmen hängt der Bedarf stark von regulatorischen Bedingungen ab. Unternehmen wirtschaften gewinnorientiert und fragen in der Regel die für sie günstigsten Produkte nach. Im Falle neuer Geschäftsmodelle, die sich durch die „grüne“ Qualität von P2F-Produkten ergeben, mag es auch hier eine erhöhte Zahlungsbereitschaft geben, dies jedoch ebenfalls lediglich in Nischen. Andernfalls entsteht eine Nachfrage nach den teureren P2F-Produkten nur durch regulatorische Vorgaben, durch die indirekte Kostenvorteile entstehen. Dies sind beispielsweise sehr hohe Preise für CO₂-Zertifikate oder Treibhausgasminderungsangaben für einzelne Branchen, wie sie im Verkehrssektor bereits durch die Treibhausgasminderungsquote und die EU-Verordnung zur Verringerung der durchschnitt-

lichen Pkw-Neuwagenflottenemissionen eingeführt wurden (EU Richtlinie 2009/28/EG, BMUB 2009).

P2F-AnlagenbetreiberInnen haben in der Modelllogik das Ziel, neue Anlagen zu installieren und diese rentabel zu betreiben. Wie bei den Kundengruppen sind ihre Handlungen nicht immer zwangsläufig rational. So wird angenommen, dass strategische InvestorInnen beziehungsweise BetreiberInnen durchaus auch Investitionen tätigen, die sich finanziell zunächst nicht rentieren, solange eine gewisse Verlustschwelle nicht dauerhaft überschritten wird. Unterschieden wird deshalb zwischen progressiven BetreiberInnen, die ein bestimmtes Budget ungeachtet von begrenzten Verlusten einsetzen und konservativen BetreiberInnen, für deren Investitionen ein *Return on Investment* zeitlich festgelegt ist.

Förderer haben das Ziel, mit den ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln für die jeweils geförderte Technologieklasse die installierte Kapazität an P2F-Anlagen zu maximieren. Dieser Motivation liegt die Annahme zugrunde, dass die P2F-Technologie zur Erhöhung der EE-Anteile in allen Sektoren zwangsläufig benötigt wird und deren erfolgreiche Integration in das Energiesystem letztlich über Erfolg beziehungsweise Misserfolg des Transformationsprozesses entscheidet (Fischedick et al. 2014). Damit die Technologie bei höheren EE-Anteilen ausgereift zur Verfügung steht, soll sie schon heute durch Förderung in die Märkte integriert werden (dena 2015). Der Fördermechanismus ist im Modell so integriert, dass Betreiber *Business-Case*-Kalkulationen durchführen und für den Investitionszeitraum ihre insgesamt anfallenden Investitions- und Betriebskosten sowie die erzielbaren Gewinne (und zum Teil die maximale Höhe an Verlusten, die sie bereit sind in Kauf zu nehmen) ermitteln. Aus dieser Berechnung ergibt sich die Höhe der von ihnen benötigten Subventionen, um den *Business Case* umzusetzen. In jedem Zeitschritt wird zudem basierend auf den Modelldaten eine Nachfragekurve in Abhängigkeit von den Produktionskosten des jeweiligen P2F-Produktes für die drei Endprodukte erstellt. Für jeden Mindestpreis, der für eine Umsetzung des Geschäftsmodells benötigt wird, sowie anhand des zugehörigen Nachfragevolumens wird die benötigte Fördersumme berechnet, mit der der jeweilige *Business Case* erfüllt werden kann. Alle *Business Cases* werden schließlich nach dem Verhältnis der installierten Inputkapazität zu den benötigten Subventionen sortiert. Mit dem Ziel, die installierte Leistung der jeweiligen Technologieklasse zu maximieren, kann dadurch bestimmt werden, welche BetreiberInnen mit dem vorhandenen Gesamtförderbudget strategisch optimal subventioniert werden.

Für die Charakterisierung aller Agenten sind unter anderem zwei Workshops und Interviews mit Stakeholdern aus der Branche durchgeführt worden. Auf deren Auswertung basierend wurden den im Modell handelnden Akteuren spezifische Annahmen zugeordnet.

3.3 Wesentliche Modellzusammenhänge und Eingangsdaten

Das Modell wurde für 20 Jahre Simulationslaufzeit ausgelegt, in der das System in jährlichen Schritten observiert werden kann. Preis- und Nachfrageannahmen für das Basisjahr 2015 sind Tabelle 1 zu entnehmen, deren zeitliche Entwicklung in den Szenarien variiert.

Das Energiesystem wird im Modell als ein Gesamtsystem interpretiert, in dem der Bedarf nach Energieträgern in einzelne Märkte mit eigenen Kunden, Preisen und Nachfragevolumen unterteilt wurde. Handlungsgrundlage ist die Interaktion der potenziellen Betreiber- und Kundengruppen, welche über die Partizipation an Energiemärkten gemäß Tabelle 2 einander zugeordnet

Tabelle 1

Nachfragevolumen und Preise für fossile Energieträger und Biokraftstoffe im Basisjahr 2015

Energieträger	Bedarf in TWh a ⁻¹
Gas Haushalte	289
Gas Industrie	225
Gas Verkehr	2,47
Wasserstoff Industrie	60
Wasserstoff Verkehr	0,025 ¹
Öl Industrie	36
Öl Verkehr	681
Öl Haushalte	157
	Preis in Euro kWh ⁻¹
Gas	
Private Haushalte	0,072
Industrie	0,036
Öl	0,073
Biokraftstoffe	
Gas	0,08
Diesel	0,078
Benzin	0,07
Wasserstoff	
Industrie	0,06 ²
Mobilität	0,28 ³

1 Eigene Annahme basierend auf aktuellem Stand zugelassener Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Angenommener Verbrauch für auf 100 km ist 1 kg Wasserstoff. Bei 15 000 km/Jahr Laufleistung ergibt sich ein Gesamtbedarf von etwa 25 GWh a⁻¹.
2 Eigene Berechnung der Kosten für Wasserstoffherstellung über Dampfreformierung bei einem Erdgaspreis von 3 ct kWh⁻¹.
3 Aktuelle Preisangabe vom Clean Energy Partnership (CEP).

Quellen: BMWi (2015), DWV (2015), BNA (2015), MWV (2014), UFOP (2015).

wurden, sowie die Subventionierung der BetreiberInnen beziehungsweise deren Anlagen durch die Förderer. Tabelle 2 enthält wesentliche Annahmen bezüglich der implementierten Agenten, Objekte und Umgebungsvariablen. Für die Akteursgruppen wurde festgelegt, in welche Technologien sie investieren dürfen, beziehungsweise welche Produkte sie kaufen können. Das Kapital der BetreiberInnen wurde in die Klassen „Klein“ (≤ 3 Millionen Euro), Mittel (≤ 15 Millionen Euro) und „Groß“ (> 15 Millionen Euro) und die Investitionskriterien in „Strategisch“ (Bereitschaft zu Verlusten) und „Profitorientiert“ (Return on Investment) unterteilt. Der potentielle Bedarf der Kundengruppen wurde in die Kategorien „Sehr Klein“ (≤ 2 Prozent der Gesamtnachfrage der Verbrauchergruppe), „Klein“ (≤ 6 Prozent), „Mittel“ (≤ 15 Prozent) und „Groß“ (> 15 Prozent) unterteilt und nach Kaufanreiz unterschieden.

Tabelle 2

Wesentliche Modellannahmen und Zuordnung der miteinander handelnden Betreiber- und Kundengruppen

Betreiber				
Betreibergruppe	Kundenbasis	Technologie	Kapital	Investitionskriterium
Progressive Fahrzeughersteller	Mobilität	Alle	Mittel	Strategisch
Konservative Fahrzeughersteller	Mobilität	Alle	Groß	Profitorientiert
Progressive Industrieunternehmen	Industrie	Alle	Mittel	Strategisch
Konservative Industrieunternehmen	Industrie	Alle	Groß	Profitorientiert
Unabhängige strategische Investoren	Alle	Alle	Mittel	Strategisch
Windparkbetreiber (groß)	Alle	Alle	Mittel	Profitorientiert
Windparkbetreiber (klein)	Alle	Alle	Klein	Profitorientiert
Raffinerien – Wasserstoff-Investitionen	Raffinerien	P2H ₂	Groß	Strategisch
Raffinerien – FT-Kraftstoff-Investitionen	Raffinerien	P2L	Mittel	Strategisch
Progressive Gasanbieter	Haushalte	P2H ₂ /P2M	Mittel	Strategisch
Konservative Gasanbieter	Haushalte	P2H ₂ /P2M	Groß	Profitorientiert

Kunden				
Kundengruppe	Substitut	Produkt	Potentieller Bedarf	Anreiz
„Grüne“ Haushalte	Wasserstoff, Methan	Gas	Mittel	„Grüne Eigenschaft“
„Grüne“ Haushalte Plus	Wasserstoff, Methan	Gas	Sehr Klein	„Grüne Eigenschaft“
„Grüne“ Autofahrer	Methan, Flüssigkraftstoff	Flüssigkraftstoff	Klein	„Grüne Eigenschaft“
Wasserstoff – Mobilität	Wasserstoff	„fossiler“ Wasserstoff	Klein	„Grüne Eigenschaft“
„Grüne“ Industrie – Wasserstoff	Wasserstoff	„fossiler“ Wasserstoff	Klein	„Grüne Eigenschaft“
„Grüne“ Industrie – Erdgas	Wasserstoff, Methan	Gas	Klein	„Grüne Eigenschaft“
„Grüne“ Industrie – Flüssigkraftstoff	Flüssigkraftstoff	Öl	Klein	„Grüne Eigenschaft“
Raffinerien – Wasserstoffbedarf	Wasserstoff	Biokraftstoff	Groß	Treibhausgasminderung
Raffinerien – Flüssigkraftstoffbedarf	Flüssigkraftstoff	Biokraftstoff	Groß	Treibhausgasminderung
Fahrzeugindustrie – Gas	Methan	Biokraftstoff	Mittel	Treibhausgasminderung
Fahrzeugindustrie – Flüssigkraftstoff	Flüssigkraftstoff	Biokraftstoff	Mittel	Treibhausgasminderung

Förderer		
Förderergruppe	Produkt	Subventionen pro Jahr
Power-to-Hydrogen-Förderer	Wasserstoff	3 Millionen Euro
Power-to-Methane-Förderer	Methan	3 Millionen Euro
Power-to-Liquid-Förderer	Flüssigkraftstoff	2 Millionen Euro

Technologieklassen			
Technologiekategorie	Investitionskosten	Wirkungsgrad	Vorab installierte Kapazität
Power-to-Hydrogen	1 500 Euro kW ⁻¹	65 Prozent	12 MW
Power-to-Methane	3 000 Euro kW ⁻¹	55 Prozent	8 MW
Power-to-Liquid	3 500 Euro kW ⁻¹	50 Prozent	1 MW

Umgebung		
Umgebungsvariable	Status	Wert
Fixe Betriebskosten in Prozent der Investition		4 Prozent
Abgaben in Bezug auf Betreiberstatus	Endverbraucher:	0,1306 Euro kWh ⁻¹
	Stromintensive Industrie:	0,0765 Euro kWh ⁻¹
	Speicher:	0,0665 Euro kWh ⁻¹
	Lokal produzierter Strom:	0,0254 Euro kWh ⁻¹
Rechtliche Einstufung von Betreibern	Letztverbraucher	
EU-ETS-Zertifikatspreis		6,5 Euro/tCO ₂ Aq
Durchschnittliche Auslastung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen		22 Prozent
Bioquote für Raffinerien		6 Prozent
Strompreis		0,02 Euro kWh ⁻¹

Quantitative Angaben beziehen sich auf das Basisjahr 2015. Annahmen basieren auf von Bredow und Balzer (2015), BDEW (2016), Haarlemmer et al. (2014), Schmidt et al. (2016), DVGW, DBI, Outotec – Energie Institut (2014).

Die derzeit gängigen und diskutierten Technologien für Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese werden in den drei Technologieklassen P2H₂, P2M, P2L zusammengefasst. Für die Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff wird im Modell mit einem derzeitig realisierbaren Gesamtwirkungsgrad von 65 Prozent und einer linearen Lernkurve bis 75 Prozent in der Modelllaufzeit ausgegangen. Für die Methanisierung wird mit einem Gesamtwirkungsgrad von derzeit 55 Prozent bis zukünftig maximal 65 Prozent gerechnet (Elektrolyse + Methanisierung). Bei der Herstellung von Flüssigkraftstoffen wird eine Effizienz von 50 Prozent bis maximal 65 Prozent angenommen (Haarlemmer et al. 2014, Tremel et al. 2015).

Die Investitionskosten zur Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff werden inklusive aller Systemkomponenten auf 1 500 Euro/Kilowatt im Basisjahr des Modells beziffert. Je Doppelung der in der Modellwelt global installierten Leistung sinken die Investitionskosten für neue Anlagen gemäß

$$I_{P(n)} = I_{P(0)} * \left(\frac{P(n)}{P(0)} \right)^{\frac{\ln(0,8)}{\ln(2)}}$$

mit $I_{P(n)}$ als Investition im Jahr n , $I_{P(0)}$ als Investition im Basisjahr, $P(n)$ als Kapazität im Jahr n und $P(0)$ als Kapazität im Basisjahr um 20 Prozent (Schmidt et al. 2016, Haarlemmer et al. 2014). Analog dazu sinken die Investitionskosten für Anlagen zur Methanherstellung mit ei-

nem Wert von 3 000 Euro kW⁻¹ im Basisjahr und von FT-Anlagen mit Investitionskosten von 3 500 Euro kW⁻¹ im Basisjahr. Als Untergrenze wurden 520 Euro kW⁻¹ für Elektrolyse und jeweils 1 000 Euro kW⁻¹ für Methanisierung beziehungsweise Flüssigkraftstoffherstellung angenommen. Entgegen der Modelllogik ist eine Kostendegression auch unabhängig von der installierten Kapazität durch forschungsbedingten Fortschritt zwar möglich, in der allgemeinen Literatur wird die Höhe der Investitionskosten jedoch vor allem mit Skaleneffekten in Verbindung gebracht (Schmidt et al. 2016, Haarlemmer et al. 2014). Im Modell wurde sich deshalb auf diesen Faktor beschränkt.

Auf Seiten der Betriebskosten ist der Strombezug von besonderer Relevanz. Die Entwicklung des Börsenstrompreises ist für die nächsten Jahre oder gar Jahrzehnte nicht prognostizierbar. Er wird maßgeblich von der Entwicklung der Weltmärkte für Kohle, Gas und Öl sowie regulatorischen Eingriffen in diese Märkte, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und nicht zuletzt von der Entwicklung des zukünftigen Strommarktdesigns beeinflusst. Vereinfacht wird im Modell deshalb mit einem durchschnittlichen Strompreis zuzüglich Abgaben (Steuern, Umlagen, Entgelte) gerechnet, der an eine definierte Betriebsrate zwischen 3 000 und 6 000 Stunden gekoppelt ist. Vor dem Hintergrund, dass in der Modelllogik große Mengen an Kraft-, Brenn- und Rohstoffen hergestellt werden sollen, wird davon ausgegangen, dass die P2F-Anlagen mit dem Stromnetz verbunden sind und den erneuerbaren Strom bilanziell beziehen. Grundsätzlich wäre es jedoch auch innerhalb des Modells möglich, die Anlagen direkt mit EE-Stromerzeugern zu koppeln, wodurch sich jedoch nur geringe Betriebsstunden ergeben (vergleiche Kapitel 2). Neben den Ausgaben für Strom wurden fixe Betriebskosten (für Wartung, Personal et cetera) von 4 Prozent a⁻¹ der Investitionskosten angenommen (Sternier et al. 2015, Fasihi et al. 2016).

Kosten für neue Infrastrukturen (beispielsweise für Wasserstoffmobilität) sind nicht Gegenstand der Modellumgebung, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht absehbar ist, welche Akteurinnen und Akteure die Kosten einer solchen Infrastruktur tragen werden.

4 Ergebnisse und Diskussion

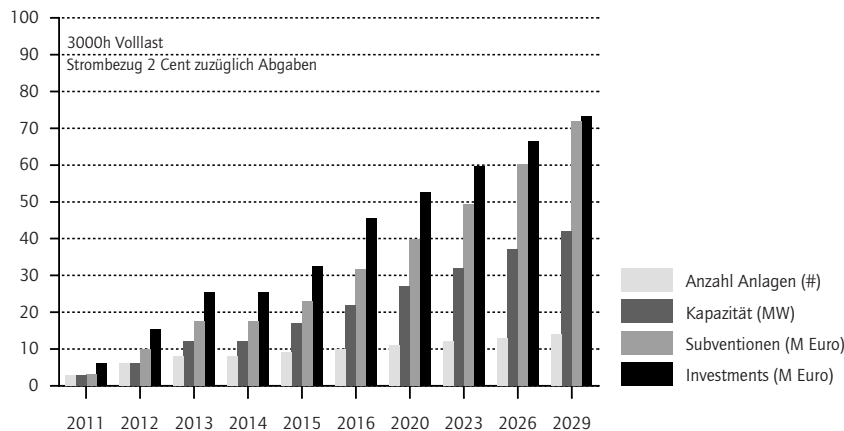
In Deutschland ist derzeit eine P2F-Kapazität von ~21 MW installiert, bestehend aus 20 Anlagen für die Herstellung von Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoffen (dena 2016a). Eine Vielzahl der Pilotanlagen unterschreitet dabei eine Elektrolysekapazität von 500 kW. Alle umgesetzten Projekte werden durch Forschung begleitet und wurden zu einem Großteil durch Fördergelder realisiert. Sie wurden insbesondere zur Erforschung verschiedener technologischer Konzepte und teilweise zur Erprobung möglicher Geschäftsmodelle umgesetzt. Da P2F-Produkte in den Gesteungskosten derzeit bei Weitem nicht mit den fossilen Treibstoffen konkurrieren können, ergeben sich Geschäftsmodelle derzeit nur in kleinen Nischenmärkten, in denen entweder eine deutlich erhöhte Zahlungsbereitschaft für Stromkraftstoffe gegeben ist oder die Betriebskosten durch die vergebenen Fördergelder gedeckt werden können.

4.1 Referenzszenario

Für eine Kalibrierung und Validierung der Parameter und Beziehungen im Modell wurde in einem ersten Schritt ein Referenzszenario entwickelt. Der tatsächliche Zubau von P2F-Anlagen sollte hierfür vom Start des ersten Projekts im Jahr 2009 bis zum derzeitigen Stand im Jahr 2016

Abbildung 3

Simulationsergebnisse des Referenzszenarios (kumulierte Werte)



Quelle: Eigene Modellergebnisse beziehungsweise eigene Darstellung.

unter den gegebenen Rahmenbedingungen simuliert werden. Als Datengrundlage dienten die derzeit verfügbaren technischen Daten für P2F-Anlagen und Informationen zur Zahlungsbereitschaft in den relevanten Märkten³ sowie aus Interviews und Literatur abgeleitete potentielle Investitionsentscheidungen von BetreiberInnen (DVGW, DBI, Outotec – Energie Institut 2014, dena 2016b). Es wurden zudem jährlich vergebene Fördersummen in Höhe von acht Millionen Euro für den Bau neuer Anlagen implementiert. Nicht genutzte Fördergelder stehen in den Folgejahren weiterhin zur Verfügung.

Die Ergebnisse in Abbildung 3 zeigen, dass die tatsächliche Entwicklung der P2F-Kapazität durch das Modell in sehr guter Annäherung abgebildet werden kann. Subventionen von 32 Millionen Euro führen zusammen mit einem Investitionsvolumen von 46 Millionen Euro in der Modellumgebung zu einer Gesamtkapazität von 22 MW im Jahr 2016. Davon entfallen 12 MW auf die Herstellung von Wasserstoff, 9 MW auf die Methanisierung und 1 MW auf Fischer-Tropsch-Produkte. Auch das simulierte Verhältnis der verschiedenen Anlagentypen ist nahezu identisch mit der tatsächlichen Verteilung. Die größte Abweichung betrifft die Herstellung von Flüssigkraftstoffen mit einer tatsächlichen Kapazität von 150 kW und lässt sich durch die in der Modellwelt vereinfacht vorgegebene Mindestanlagengröße von 1 MW erklären. Für die Berechnungen wurde ein Strompreis von 2 ct kWh⁻¹ zuzüglich Abgaben und eine Volllastauslastung der Anlagen von 3 000 Stunden angenommen.

Die Simulationen wurden bis zum Modelljahr 2029 unter konstanten Bedingungen fortgesetzt. Die Gesamtkapazität beläuft sich auf 42 MW am Ende der Simulationszeit. Die staatlichen Sub-

3 Die Informationen wurden den Gesprächen mit Betreiberinnen und Betreibern einiger Pilotanlagen entnommen. Dabei wurde deutlich, dass eine erhöhte Zahlungsbereitschaft bis zu 25 Prozent gegenüber fossilen Produkten vorliegt. Dieser Kundenkreis besitzt jedoch insgesamt ein nur geringes Nachfragenvolumen. Es wurde hier ein Nachfragenvolumen von einem Prozent der Gesamtnachfrage der Haushalte und AutofahrerInnen nach Gas und Kraftstoff angenommen.

ventionen zur Realisierung der Projekte betragen knapp 72 Millionen Euro und lösen private Investitionen von 73 Millionen Euro aus. Aufgrund des sehr langsamen Zubaus können sich Skalierungseffekte nicht entfalten. Die Investitionskosten für neue Anlagen sinken infolge dessen nur gering gegenüber dem Start der Simulation (vergleiche Annahmen zur Kostendegression unter 3.3). Grund dafür sind die unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur sehr kleinen Marktanteile, in denen eine ausreichende Zahlungsbereitschaft potentieller Kundinnen und Kunden gegeben ist. Für Unternehmen ergeben sich in diesem Szenario keinerlei Anreize zur Verbesserung ihrer CO₂-Bilanz. Neben strategischen InvestorInnen, die für ihren Eigenbedarf und zu Forschungszwecken produzieren, fragt eine geringe Anzahl privater Haushalte die teuren, jedoch „grünen“ Produkte nach. Ihnen wurde eine erhöhte Zahlungsbereitschaft von bis zu 25 Prozent gegenüber dem fossilen Energieträger unterstellt. Dennoch beträgt das Nachfragevolumen lediglich 88 GWh im Jahr 2029 und macht nur einen Bruchteil der Gesamtnachfrage aus (vergleiche Nachfragevolumen in Tabelle 1). Aufgrund der flachen Lernkurve ist eine Reduktion der Produktionskosten kaum gegeben. Sie betragen im Simulationsjahr 2016 durchschnittlich 24 ct kWh⁻¹ für die Herstellung von Wasserstoff, 32 ct kWh⁻¹ für Methan und 38 ct kWh⁻¹ für Flüssigkraftstoffe. Im Jahr 2029 sinken die Produktionskosten für Wasserstoff auf 21 ct kWh⁻¹ und für Methan auf 29 ct kWh⁻¹. Bei Flüssigkraftstoffen bleibt das Preisniveau von 38 ct kWh⁻¹ bestehen. Die Preise für konventionelle Energieträger liegen hingegen konstant zwischen 1–8 ct kWh⁻¹ je nach Produkt und Markt und sind somit um ein Vielfaches günstiger zu erwerben (Purr et al. 2016).

4.2 Basisszenario

Aufbauend auf dem Referenzszenario wurde ein Basisszenario entwickelt. Hier wurden zunächst pauschale Annahmen zu Preisänderungen für fossile Energieträger getroffen und diese mit einer differenzierten Anzahl an Volllaststunden in Relation gesetzt:

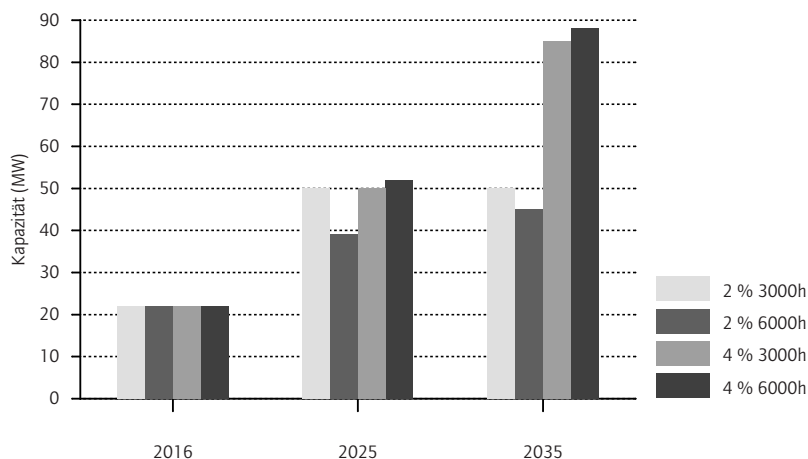
- Linearer Preisanstieg für Erdgas und Erdöl von zwei Prozent pro Jahr
- Linearer Preisanstieg für Erdgas und Erdöl von vier Prozent pro Jahr
- 3 000 Volllaststunden bezogen auf Elektrolyse-Kapazität
- 6 000 Volllaststunden bezogen auf Elektrolyse-Kapazität

Die Ergebnisse in Abbildung 4 zeigen, dass auch ein kontinuierlicher Preisanstieg der fossilen Treibstoffe von zwei bis vier Prozent nur zu einer geringen Steigerung der Wirtschaftlichkeit von P2F-Anlagen beitragen kann, wenn alle übrigen Faktoren außen vor gelassen werden. Die Spannweite der Volllaststunden wurde bewusst auf bis zu 6 000 Stunden erweitert, um den Effekt auf die Entstehung von Geschäftsmodellen aufzuzeigen.

Die Projekte lassen sich bis zum Ende der Simulationszeit wie auch im Referenzszenario nur durch Subventionen und die Einwilligung der Betreiber in Verlustgeschäfte realisieren. Aus diesem Grund ergibt sich für die zwei Prozent Preisanstiegsberechnung sogar eine geringere Gesamtkapazität bei 6 000 Volllaststunden als bei 3 000 Stunden. Da die Anlagen im Betrieb fast ausschließlich Verluste einfahren, „rentiert“ sich eine Anlage, die nur wenige Stunden in Betrieb ist, besser als eine Anlage mit einer hohen Zahl an Betriebsstunden. Dieser Befund wurde durch Gespräche mit Betreibern der gegenwärtig installierten Pilotanlagen bestätigt. Unter derzeitigen

Abbildung 4

Entwicklung des Zubaus bis 2035 bei einem Preisanstieg fossiler Energieträger um zwei Prozent beziehungsweise vier Prozent unter der Annahme von 3 000 beziehungsweise 6 000 Volllaststunden



Quelle: Eigene Modellergebnisse beziehungsweise eigene Darstellung.

Marktbedingungen kann die Differenz zwischen Gestehungskosten und am Markt erzielbaren Erlösen nur durch Subventionen kompensiert werden.

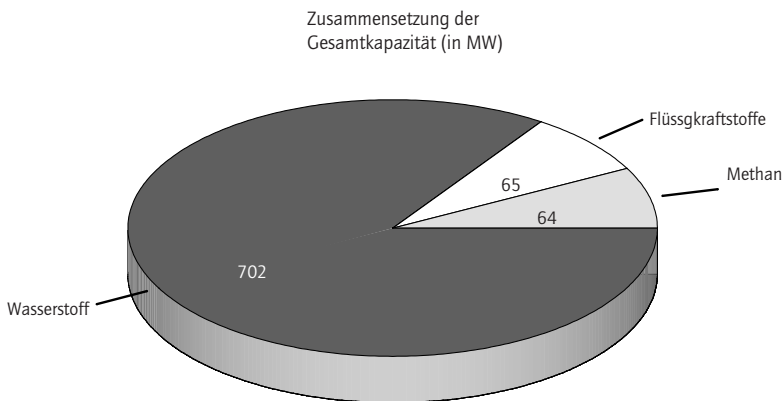
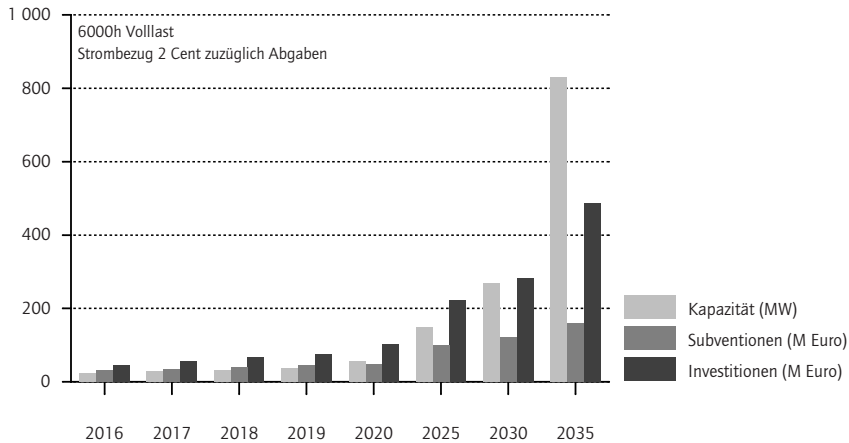
4.3 Optimierungsszenario I

Im vorherigen Abschnitt wurde deutlich, dass für eine zeitnahe Integration der für die Energiewende wichtigen P2F-Technologien in das Energiesystem deutliche regulatorische Signale essentiell sind. Für Industrieunternehmen ergeben sich bei einem derzeit sehr geringen Preis für EU-Emissionszertifikate und den nur wenigen bisher umgesetzten Maßnahmen zur Minderung von Treibhausgasemissionen praktisch keine wirtschaftlichen Anreize, um von der Nutzung fossiler Energie abzuweichen. Anlagen über ein Forschungsstadium hinaus werden unter diesen Bedingungen nicht entstehen.

In Abbildung 5 ist die Entwicklung des Zubaus nach einer Umsetzung verschiedener, von Stakeholdern geforderten regulativen Maßnahmen (kumulativ) dargestellt. In diesem Szenario werden P2F-Betreiber im Energiewirtschaftsgesetz nicht mehr als Letztverbraucher betrachtet, auch wenn P2F-Produkte nicht zur Rückverstromung verwendet werden. Somit entfällt die Zahlung der EEG-Umlage auf den Bezugsstrom, wodurch die Betriebskosten deutlich sinken (vergleiche Tabelle 2). Zudem wurde eine Anerkennung von P2F als Biokraftstoff im Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG) dargestellt, wodurch sich die synthetischen Produkte auf Klimaschutzquoten wie beispielsweise die Treibhausgasminderungsquote anrechnen lassen. Bezüglich der Anerkennung als Biokraftstoff im BImSchG gibt es bisher keine gesetzliche Regelung (Deutscher Bundestag 2015). Stakeholder fordern beispielsweise für P2F-Produkte auf die Menge bezogen eine zwei- bis vierfache Anrechnung, was in Bezug auf die Treibhausgasminderungsquote

Abbildung 5

Zubau nach Anerkennung als Biokraftstoff und Befreiung von der EEG-Umlage (oben) Insbesondere der Zubau von Elektrolyse-Wasserstoff steigt bis 2035 stark an (unten)



Quelle: Eigene Modellergebnisse beziehungsweise eigene Darstellung.

einem Treibhausgasminderungspotential von über 100 Prozent gegenüber fossilen Kraftstoffen entsprechen würde. Hier wurde mit einem Treibhausgasminderungspotential von 100 Prozent gerechnet. Es wurde zudem eine Reform des Europäischen Emissionshandelssystems für das Jahr 2020 implementiert und eine Verknappung der gehandelten Emissionszertifikate angenommen. Der Preis für Zertifikate wurde in der Folge auf 25 Euro/tCO₂ ab 2020 gesetzt. Für Gas und Öl wurde mit einem linearen Preisanstieg von 2 Prozent a⁻¹ eine als realistisch erachtete Entwicklung integriert (vergleiche „Current Policy Scenario“ in IEA 2010).

Insbesondere für zentral ausgerichtete Konzepte, beispielsweise Standorte an Raffinerien, ergibt sich unter dieser Voraussetzung bei hoher Volllast ein interessantes Geschäftsfeld. Für

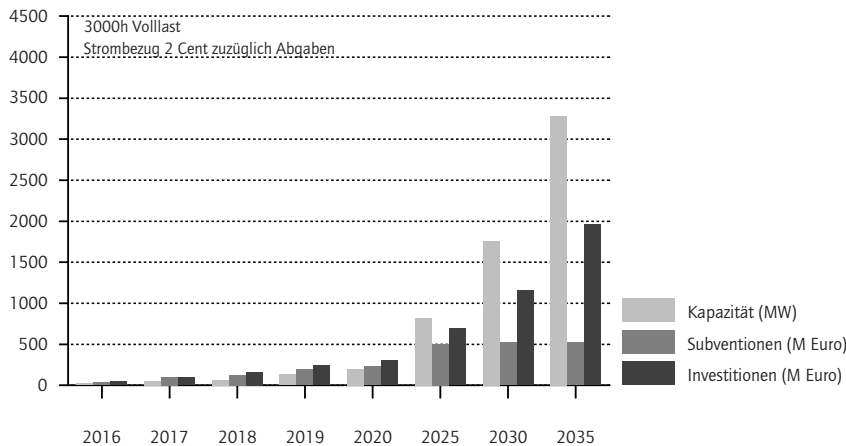
den Prozess der Entschwefelung von Benzin, Diesel und Kerosin sowie für den Cracking-Prozess von Kohlenwasserstoffen werden erhebliche Mengen an Wasserstoff benötigt (~2,5 TWh, Harks 2015), der heute zumeist fossil durch Erdgasreformierung gewonnen wird. Mit der Verwendung von Elektrolyse-Wasserstoff im Raffinerieprozess könnten die Emissionen von Kraftstoffen somit gesenkt und damit die Beimischung von Biokraftstoffen verringert werden, die nur eine geringe Akzeptanz bei den Kundinnen und Kunden aufweisen (zum Beispiel E10-Kraftstoff). Dennoch sind für die Integration großer Elektrolyseure in der Raffinerie aufgrund der hohen Investitionskosten Fördergelder nötig. Für die Nutzung von Wasserstoff wurde neben einer Anwendung in Raffinerien auch ein sich entwickelnder Markt für die Wasserstoffmobilität angenommen. Ausgehend vom noch geringen Startwert in Tabelle 1 wurde hier mit einem exponentiell steigenden, potentiellen Bedarf von bis zu 47 TWh in der Modelllaufzeit gerechnet.

4.4 Optimierungsszenario II

In den dargestellten Ergebnissen wurde bisher deutlich, dass die umgesetzten P2F-Projekte von Fördermitteln abhängig sind. Für eine vollständige Integration ohne Förderungsbedarf nach einer gewissen Einführungsphase wurde deshalb ein Szenario entwickelt, in dem von einer starken Anfangssubventionierung bis 2025 mit 60 Millionen Euro pro Jahr ausgegangen wurde. Zudem wurden strenge staatlich auferlegte Quoten zur Minderung von Treibhausgasen von Unternehmen implementiert, die eine höhere Zahlungsbereitschaft von bis zu 20 Prozent gegenüber fossiler Energie für Unternehmen hervorrufen. Des Weiteren wurde ein EU-Emissionszertifikatspreis von 100 Euro pro Tonne CO₂ eingeführt und erneut mit jährlich um zwei Prozent steigenden Preisen für Öl und Gas gerechnet.

Abbildung 6

Implementierung einer starken Förderung in der früheren Entwicklungsphase und strengere Klimaschutzvorgaben für Industrieunternehmen



Quelle: Eigene Modellergebnisse beziehungsweise eigene Darstellung.

Aus Abbildung 6 wird deutlich, dass die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit von P2F durch strenge Klimaschutzmaßnahmen erreicht werden kann. In den meisten der im Modell abgebildeten Märkte können die erneuerbaren Substitute verkauft werden. Eine interessante Erkenntnis ist, dass neben einer hohen Anlagenkapazität von zwei GW zur Wasserstoffherstellung eine mit einem GW ebenfalls hohe Kapazität zur Erzeugung von synthetischem Flüssigkraftstoff installiert wird. Dadurch wird deutlich, dass sich insbesondere im Verkehr und in der chemischen Industrie Märkte entwickeln, während erneuerbares Methan mit einer vergleichsweise geringen Kapazität von 260 MW geringe Marktanteile einnimmt. Durch die starke Förderung erreichen die Anlagen zudem einen schnelleren technischen Fortschritt und durch den massiven Zubau sinken die Investitionskosten deutlich. Eine Förderung ist unter diesen Voraussetzungen ab dem Jahr 2025 nicht mehr nötig.

5 Zusammenfassung

Um die auf der Pariser Klimaschutzkonferenz beschlossenen Klimaschutzziele zu erreichen, bedarf es einer grundlegenden Transformation des Energiesystems. Ohne die Integration von synthetischen, strombasierten Kraftstoffen (wie regenerativ erzeugtem Wasserstoff, Methan und Flüssigkraftstoff) kann eine vollständige Transformation voraussichtlich nicht gelingen. Aufgrund von Umwandlungsverlusten, hohen Investitionskosten und ungünstigen rechtlichen Rahmenbedingungen sind diese erneuerbaren Kraftstoffe jedoch um ein Vielfaches teurer als fossile Energieträger. Power-to-Fuel-Projekte lassen sich deshalb bisher nur im größeren Forschungsmaßstab und nur mithilfe von Fördermitteln realisieren. Ziel dieser Studie war es, Wege aufzuzeigen, mit denen synthetische, strombasierte Kraftstoffe in die Wirtschaftlichkeit geführt werden können.

Mithilfe eines agentenbasierten Modells wurde der Zubau von P2F-Anlagen in Deutschland für eine Modelllaufzeit von 20 Jahren simuliert. Basierend auf Erkenntnissen zu relevanten Akteuren im soziotechnischen Energiesystem wurden individuell spezifizierte Akteursgruppen im Modell abgebildet und miteinander in Beziehung gesetzt. Auf diese Weise konnte gezeigt werden, unter welchen Rahmenbedingungen synthetischen, strombasierten Kraftstoffen der Sprung aus kleinen Nischenmärkten in die großen Energiemärkte gelingen könnte. Das neu entwickelte Modell bietet dabei vielfältige Möglichkeiten für eine Untersuchung der Effekte neuer (regulatorischer) Rahmenbedingungen auf die Marktfähigkeit des P2F-Konzepts. Dennoch wurde aufgrund der oftmals äußerst ungewissen Annahmen versucht, das Modell so „einfach“ wie möglich auszugestalten. So beruht beispielsweise die zentrale Fragestellung des Modells auf der Entwicklung eines Marktes, in dem es bisher praktisch noch keine echte Nachfrage gibt. Auch Annahmen zum zukünftigen Wasserstoffbedarf im Verkehr oder zur Entwicklung des Strompreises sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Es wurde daher in dieser Untersuchung nicht explizit unterschieden, ob P2F-Anlagen Strom direkt von den erneuerbaren Erzeugern oder bilanziell über das Netz beziehen, gleichwohl das Modell eine solche Analyse grundsätzlich ermöglichen würde. Unter der Berücksichtigung von regulatorischen Einflüssen wurden stattdessen als realistisch angenommene Betriebskosten angesetzt und diese vereinfacht mit einer Betriebsrate verknüpft.

In den entwickelten Szenarien wurde deutlich, dass sich ohne starke regulatorische Eingriffe in die Märkte und mit geringer finanzieller Förderung nur kleine Nischenmärkte für diese Systeminnovation durch private Haushalte mit einer erhöhten Zahlungsbereitschaft für „grüne“

Kraftstoffe ergeben. Ansteigende Preise fossiler Energieträger in Anlehnung an die Prognosen der Internationalen Energieagentur im „Current Policy Scenario“ von durchschnittlich etwa zwei Prozent pro Jahr sowie deutliche Preissteigerungen von jährlich vier Prozent reichen auch langfristig nicht aus, um diese durch erneuerbare Kraftstoffe aus betriebswirtschaftlicher Sichtweise ökonomisch zu substituieren (IEA 2010). Bei Veränderung einzelner Rahmenbedingungen, wie derzeit politisch diskutiert, können P2F-Projekte zwar etwas wirtschaftlicher werden. Dazu gehört eine entscheidende Änderung im Energiewirtschaftsgesetz, die P2F-Anlagen von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Zudem wird angenommen, dass synthetische Kraftstoffe im Bundesimmissionsschutzgesetz als Biokraftstoff mit einem Treibhausgasminderungspotential von 100 Prozent anerkannt werden und somit auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden können. Für einen Sprung von P2F aus der Nische reichen diese Maßnahmen jedoch noch nicht aus.

Ohne eine strenge Umsetzung von politischen Klimaschutzmaßnahmen, die sowohl eine stärkere Förderung neuer Technologien umfassen als auch deutliche wirtschaftliche Anreize für Unternehmen zur Umsetzung einer branchenübergreifenden Treibhausgasreduktion setzen, kann synthetischen Kraftstoffen eine umfangreiche Marktintegration nicht gelingen. Aufgrund der nur begrenzten Alternativen für eine sektorübergreifende erneuerbare Energieversorgung ist eine rasche Systemintegration dieser Technologie jedoch zwingend erforderlich.

Literaturverzeichnis

- acatech – Leopoldina/acatech/Akademienunion (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien. Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung.
- AGEE-Stat – Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2016): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand August 2016.
- Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin.
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energien e. V (2016): BEE-Bilanz zum EEG 2017. Deutliche Drosselung der Energiewende, leichte Verbesserungen im Detail. Berlin.
- BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2009): Die EU-Verordnung zur Verminderung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen. www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/emissionen_pkw_eu_verordnung.pdf.
- BMVBS – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2010): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Online Publikation Nr. 27.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung.
- BNA – Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2015): Monitoringbericht 2015. Bundesnetzagentur, Bonn. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Boudon, R. (2003): Beyond Rational Choice Theory. *Annual Review of Sociology*, 29, 1–21.

- Brand, U. und A. von Gleich (2015): Transformation toward a Secure and Precaution-Oriented Energy System with the Guiding Concept of Resilience – Implementation of Low-Exergy Solutions in Northwestern Germany. *Energies*, 8 (7), 6995–7019.
- Bredow, H. von und L. Balzer (2015): Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65 (4), 72–76.
- Breyer C., E. Tsupari, V. Tikka und P. Vainikka (2015). Power-to-Gas as an Emerging Profitable Business through Creating an Integrated Value Chain. *Energy Procedia*, 73, 182–189.
- Brosowski, A., D. Thrän, U. Mantau, B. Mahro, G. Erdmann, P. Adler et al. (2016): A Review of Biomass Potential and Current Utilisation – Status Quo for 93 Biogenic Wastes and Residues in Germany. *Biomass and Bioenergy*, 95, 257–272.
- Brunner, C. und J. Michaelis (2016): Wirtschaftliche Perspektiven für Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 66 (3), 52–55.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2016): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016. Haushalte und Industrie. Online verfügbar unter [www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/\\$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf).
- Canzler, W. et al. (2016): Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 127–159.
- De Klerk, A. (2011): Fischer Tropsch Refining. Wiley-VCH, Weinheim.
- dena – Deutsche Energieagentur (2015): Power to Gas system solution. Opportunities, challenges and parameters on the way to marketability. www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads/Broschüren/dena_PowertoGas_2015_engl.pdf.
- dena – Deutsche Energieagentur (2016a): Pilotprojekte im Überblick. Webseite aufgerufen am 01.06.2016. www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1.
- dena – Deutsche Energieagentur (2016b): Potentialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin.
- Deutscher Bundestag (2015): Treibhausgasquote für Kraftstoffe ab 2015. Pressemitteilung. www.bundestag.de/presse/hib/2014_10/-/333364.
- DLR/IWES/IfnE – (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und Ingenieurbüro für neue Energien) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht (BMU-Leitstudie), März 2012.
- DVGW, DBI, Outotec – Energie Institut (2014): Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Bonn.
- DWV – Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2015): Wasserstoffproduktion in Deutschland. Stand 2015.
- Fasihi, M., D. Bogdanov, und C. Breyer (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Conference Paper. Düsseldorf.
- Fichter, K. (2005): Interpreneurship. Nachhaltigkeitsinnovationen in interaktiven Perspektiven eines vernetzenden Unternehmertums. Marburg.
- Fichter, K., R. Hintemann und T. Stecher (2010): Richtungsgebung als Kontextsteuerung: ein integratives Modell. *nordwest2050-Berichte*, 2191–3218.

- Fishedick, M., K. Pietzner, W. Kuckshinrichs, D. Schumann, P. Radgen, C. Cremer, E. Gruber, N. Schnepf, A. Roser und F. Idrissova (2008): Gesellschaftliche Akzeptanz von CO₂-Abscheidung und Speicherung in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58 (11), 20–23.
- Fishedick, M., S. Samadi, C. Hoffmann, M. Henning, T. Pregger, U. Leprich und M. Schmidt (2014): Phasen der Energiesystemtransformation. FVEE-Themen: Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2014.
- Graves, C., S. D. Ebbesen, M. Mogensen und K. S. Lackner (2011): Sustainable hydrocarbon fuels by recycling CO₂ and H₂O with renewable or nuclear energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 1–23.
- Haarlemmer, G., G. Boissonnet, E. Peduzzi und P. A. Setier (2014): Investment and production costs of synthetic fuels – A literature survey. *Energy*, 66, 667–676.
- Harks, E. (2015): Power-to-gas-to-refining (... to tank): Stromspeicher und Brücke zum Verkehr. BP Europa SE.
- IEA – International Energy Agency (2010): World Energy Outlook. Paris.
- König, D. H., N. Baucks, R.-U. Dietrich und A. Wörner (2015): Simulation and Evaluation of a Process Concept for the Generation of Synthetic Fuel from CO₂ and H₂. *Energy*, 91, 833–841.
- Kreyenberg, D., A. Lischke, F. Bergk, F. Duennebeil, C. Heidt, W. Knoerr, T. Raksha, P. Schmidt, W. Weindorf, K. Naumann, S. Majer und F. Müller-Langer (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr. Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. Online verfügbar unter www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf?__blob=publicationFile.
- Michaelis, J., P. Hauser und C. Brunner (2016): Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 66 (5), 8–12.
- MWV – Mineralölwirtschaftsverband e. V. (2015): Jahresbericht 2015. Mineralöl-Zahlen 2014. Mineralölwirtschaftsverband e. V., Berlin. http://mwv.de/upload/Publikationen/dateien/MWV-JB_Web_2014_HBr2W53p7xHJWyQ.pdf.
- Nitsch, J. (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. Stuttgart.
- Purr, K., D. Osiek, M. Lange und K. Adlunger (2016): Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Quaschnig, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin.
- Riechel, R. (2016): Zwischen Gebäude und Gesamtstadt: Das Quartier als Handlungsraum in der lokalen Wärmewende. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 85 (4), 89–101.
- Schmidt, P. R., W. Zittel, W. Weindorf und T. Raksha (2016): Renewables in Transport 2050 – Empowering a Sustainable Mobility Future with Zero Emission Fuels from Renewable Electricity – Europe and Germany. Report 1086/2016. Frankfurt a. M.
- Specht, M. (2014): Flexiblere Nutzung erneuerbarer Ressourcen: Power-to-X. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.
- Sterner, M. und I. Stadler (2014): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Springer Vieweg.

- Sterner, M., M. Thema, F. Eckert, T. Lenck und P. Götz (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy. Regensburg, Hamburg, Berlin.
- Tremel, A., P. Wasserscheid, M. Baldauf und T. Hammer (2015): Techno-Economic Analysis for the Synthesis of Liquid and Gaseous Fuels Based on Hydrogen Production via Electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40, 11457–11464.
- UFOP – Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V. (o. J.): UFOP-Marktinformationen Ölsaaten und Biokraftstoffe. Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V., Berlin. www.ufop.de/files/4014/2020/5592/RZ_MI_0115.pdf.
- Van Dam, K. H., I. Nikolic und Z. Lukszo (2013): Agent-Based Modelling of Socio-Technical Systems. Springer.
- Wachsmuth, J., A. Blohm, S. Gößling-Reisemann, T. Eickemeier, R. Gasper, M. Ruth und S. Stührmann (2013): How Will Renewable Power Generation be Affected by Climate Change? – The Case of a Metropolitan Region in Northwest Germany. *Energy*, 58, 192–201.