

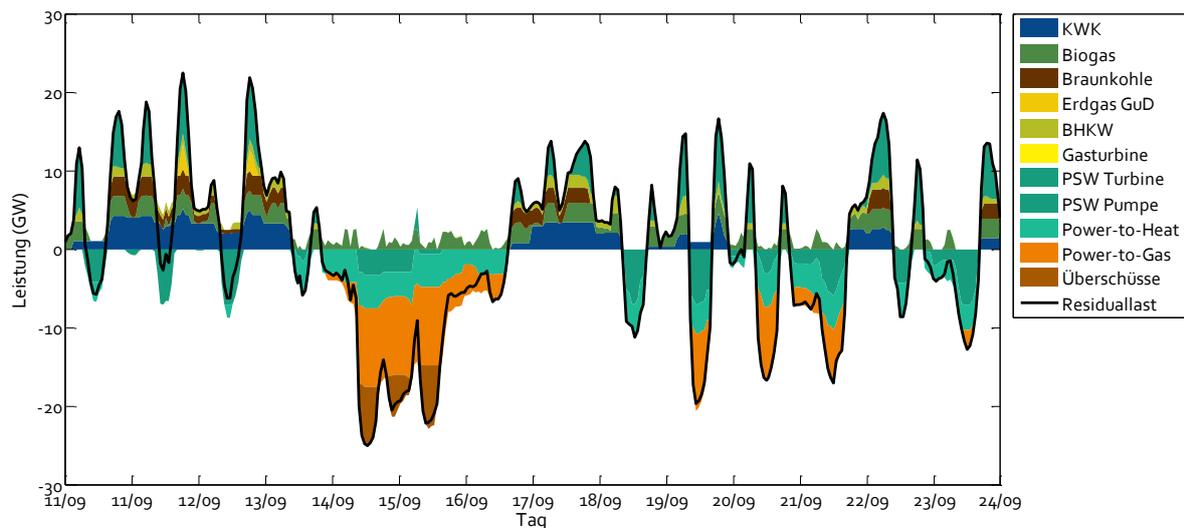
Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem

Teilvorhaben des Verbundprojekts

Power-to-Gas - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW_{el}-Maßstab

Förderkennzeichen 0325275B

Abschlussbericht



Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel

FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb

Oktober 2014

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325275B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Autoren: Mareike Jentsch und Tobias Trost (Fraunhofer IWES)
Mit Beiträgen von
Dr. Holger Höfling und Henning Jachmann (ZSW Stuttgart)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Projektlaufzeit: 01.04.2011 bis 31.03.2014

Projektpartner: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- FKZ 0325275A
Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

ETOGAS GmbH FKZ 0325275C

Ansprechpartner:

**Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES),
Kassel**

Königstor 59
D-34119 Kassel
Tel: +49 (0)561 / 7294-0

Mareike Jentsch

Tel: +49 (0)561 / 7294-437
E-Mail: mareike.jentsch@iwes.fraunhofer.de

Inhalt

Zusammenfassung	VI
Abbildungsverzeichnis	IX
Tabellenverzeichnis	XI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Zielsetzung	1
1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens	3
1.3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	4
1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	6
2 Modellierung des Stromversorgungssystems	7
2.1 Szenariorahmen und Bezeichnung der Simulationsrechnungen	8
2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	9
2.3 Stromverbrauch	10
2.4 Residuallast	11
2.5 Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung	12
2.5.1 Kurzzeit-Stromspeicher	13
2.5.2 PtG-Technologie	14
2.5.3 Langzeit-Strom-zu-Strom-Speicher	15
2.5.4 Ausgleichsoption PtH	16
2.5.5 Übertragungsnetz	16
3 Bestimmung des Langzeitausgleichsbedarfs	18
3.1 Entwicklung der Stromüberschüsse	18
3.2 Charakteristik der Stromüberschüsse	23
3.3 Abschätzung eines Anwendungsbereichs zur Langzeitspeicherung	25
4 Einsatz von Power-to-Gas in der volkswirtschaftlichen Optimierung	27
4.1 PtG-Einsatz im 40%- und 63%-EE-Szenario	28
4.2 Einsatz von PtG im 85%-EE-Szenario	29
4.2.1 Bewertung von PtG als alleinige zusätzliche Ausgleichsoption	29
4.2.2 PtG im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen	31
4.2.3 Bestimmung einer Nutzen-Kosten-optimierten PtG-Leistung	35
5 Betriebswirtschaftliche Bewertung des PtG-Einsatzes	39
5.1 Strombezugskosten	39
5.2 Methangestehungskosten	41
5.3 Ergänzende Betriebsmodelle bzw. Vermarktungskonzepte	42
6 Ökologische Analyse der Power-to-Gas-Technologie	45
6.1 Rahmen der Ökobilanzierung	45
6.2 Zieldefinition und Rahmen	46
6.3 Sachbilanz	48
6.3.1 Stromquelle	49
6.3.2 Technische Einrichtungen	50

6.3.3	Verteilung	52
6.4	Wirkungsabschätzung	52
6.4.1	250 kW-Forschungsanlage	52
6.4.2	Zukünftige Anlagenkonzepte	53
6.5	Diskussion der Klimaschutzwirkung	56
7	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	58
7.1	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	58
7.1.1	Simulation der Stromversorgung	58
7.1.2	Langfristige Perspektive von PtG zur Speicherung erneuerbarer Stromüberschüsse	59
7.1.3	Einsatz der PtG-Technologie in der Übergangsphase	61
7.2	Eckpunkte für ein Markteinführungskonzept	61
8	Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes	64
	Literaturverzeichnis	XII
	Anhang: Übersicht von Förder- und Markt Konzepten	XV

Zusammenfassung

Ziel des Verbundprojekts „Power-to-Gas (PtG) – Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW_e-Maßstab“ war der Aufbau einer skalierbaren Forschungsanlage zur Weiterentwicklung und Erprobung der PtG-Technologie sowie eine Bewertung der energiewirtschaftlichen Rolle von PtG-Energiespeichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Der Schwerpunkt der energiewirtschaftlichen Analysen, welche im vorliegenden Bericht vorgestellt werden, lag auf einer modellbasierten Analyse des zukünftigen Stromversorgungssystems zur Quantifizierung eines potenziellen Einsatzbereichs von PtG-Energiespeichern in einem 85%-EE-Szenario für Deutschland aus Sicht des Gesamtsystems sowie auf Basis einer betriebswirtschaftlichen und ökologischen Bewertung des PtG-Anlagenbetriebs.

Simulation der Stromversorgung

Eine zeitlich und räumlich aufgelöste Modellierung des deutschen Stromversorgungssystems für ein 40%, 63% und 85%-EE-Szenario bilden den Rahmen für die Analysen. Die installierten Leistungen der erneuerbaren Energieanlagen, der fossile Kraftwerkspark sowie die Brennstoffpreise wurden entsprechend der politisch anerkannten Szenarien der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012) übernommen, die auf eine Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts (BMW i und BMU 2010b) ausgelegt sind. Im Kontext dieses definierten Szenariorahmens galt es, einen aus Sicht des Gesamtsystems optimierten Einsatz von PtG- Energiespeichern zu ermitteln. Entsprechend des Gesamtvorhabens zur Weiterentwicklung der Methanisierung im Festbettreaktor wurde unter „Power-to-Gas (PtG)“ im Rahmen der hier durchgeführten Analysen insbesondere die Stromspeicherung in Form von erneuerbarem Methan betrachtet.

Langfristige Perspektive von PtG zur Speicherung erneuerbarer Stromüberschüsse

Im betrachteten 85%-EE-Szenario treten ohne den Einsatz von zusätzlichen Ausgleichsoptionen wie PtG-Energiespeichern, der Power-to-Heat (PtH)-Option oder neuen Kurzzeitspeichern marktseitige Stromüberschüsse in einem Umfang von etwa 70 TWh auf. Die zeitlich und räumlich aufgelösten Simulationen des Stromversorgungssystems haben gezeigt, dass sowohl die PtG-Technologie als auch die PtH-Option einen entscheidenden Beitrag zur Speicherung bzw. Nutzung dieser Stromüberschüsse leisten können. Da durch beide Ausgleichsoptionen die Nutzung von fossilen chemischen Energieträgern verringert bzw. durch erneuerbares Methan ersetzt werden kann, wird durch den Einsatz dieser Ausgleichsoptionen nicht nur die EE-Integration erhöht, sondern es werden ebenfalls die direkten CO₂-Emissionen des Systems verringert. Bei einer installierten PtG-Leistung von z. B. 10 GW erreichen die Anlagen im Mittel mehr als 3.000 VLS und können damit ca. 30 TWh/a der anfallenden Stromüberschüsse speichern bzw. eine um den Wirkungsgrad verringerte Menge fossilen Erdgases

verdrängen. Bei dieser PtG-Leistung nutzt die unterstellte PtH-Leistung (8 GW) weitere 30 TWh/a der anfallenden Stromüberschüsse.

Bei Bilanzierung der Kosten für den Aufbau und Betrieb der PtG-Technologie sowie der Einnahmen, die durch den Verkauf des Speichergases generiert werden können, lässt sich eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung für das vorgegebene Stromversorgungsszenario ableiten. Bei angenommenen PtG-Anlagenkosten von 750 €/kW, sowie einer Bewertung des Speichergases entsprechend des mittleren bis deutlichen Preispfades für fossiles Erdgas (53,40 bis 79,60 €/MWh inkl. Kosten für CO₂-Zertifikate) wurde eine Nutzen-Kosten-optimale PtG-Leistung von 13 bis 16 GW abgeleitet. In Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH wird der systemoptimale Anwendungsbereich der PtG-Technologie auf 3 bis 11 GW verringert (Annahme: 8 GW installierte PtH-Leistung). Eine solche aus Sicht des Gesamtsystems Nutzen-Kosten-optimale Auslegung der PtG-Technologie erhöht nicht nur die EE-Integration, sondern trägt ebenfalls zu einer deutlichen Reduzierung der Systemkosten gegenüber einem Vergleichssystem, in welchem keine Langzeit-Ausgleichsoptionen integriert sind, bei. Unter Berücksichtigung der über die ausschließliche Speicherung von Stromüberschüssen hinausgehenden Möglichkeiten, die die PtG-Technologie bezüglich einer Verknüpfung der Energiesektoren durch eine Nutzung des Speichergases im Verkehrssektor, der Industrie bzw. bei einem kombinierten Einsatz in KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung bietet, stellt die PtG-Technologie eine äußerst vielseitige Lösungsoption für die langfristige Umsetzung eines erneuerbaren Energiesystems dar. Eine gezielte Nachfrage nach Speichergas aus diesen Sektoren kann den hier ausgewiesenen Einsatzbereich der PtG-Technologie signifikant erhöhen, erfordert jedoch ebenfalls zunehmende EE-Einspeisekapazitäten.

In einem zweiten Schritt wird ergänzend zu der systemischen Perspektive eine Bilanzierung von Kosten und Einnahmen aus der Sicht eines einzelnen PtG-Anlagenbetreibers durchgeführt. Hierfür wurde zusätzlich zu den Anlagenkosten und Einnahmen aus der Gasvermarktung eine Abschätzung der Strombezugskosten getroffen. Es wurde angenommen, dass die PtG-Anlagen ihren Strom über einen vollständig grenzkostenbasierten Strommarkt beziehen, an welchem sie selbst als flexible Nachfrage mit einem Gebot in Höhe ihres Grenznutzens teilnehmen und sie weiterhin keine Steuern und Abgaben auf den Strombezug bezahlen müssen. Es konnte aufgezeigt werden, dass unter solchen Bedingungen eine Refinanzierung der Anlagenkosten für eine begrenzte PtG-Leistung im energiewirtschaftlichen Maßstab realistisch erscheint. Die unter den angenommenen Bedingungen und bei den angestrebten Kosten ermittelte wirtschaftlich realisierbare Leistung (3 bis 14 GW) liegt für alle betrachteten Sensitivitäten leicht unterhalb der als systemoptimal ermittelten Leistung (6 bis 16 GW), jedoch in der gleichen Größenordnung.

Im Rahmen einer umfangreichen Lebenszyklusanalyse der PtG-Technologie wurde zusätzlich zu den direkten Emissionen, die im Rahmen der Systemsimulation bilanziert wurden, der CO₂-Fußabdruck für die Anlage selbst unter Einbeziehung aller Vorketten der Inputströme analysiert. Auf Basis der Daten der Forschungsanlage und einer Extrapolation auf zukünftige Anlagenkonzepte wurde

aufgezeigt, dass bei einer Betriebszeit von etwa 3.000 VLS im Jahr die Emissionen für die Forschungsanlage (ohne Strombereitstellung) etwa $17 \text{ gCO}_{2_äq}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$ betragen. Je nach Allokation des Strombezugs erhöht sich der CO_2 -Fußabdruck, sodass dieser leicht bis deutlich unterhalb des Vergleichswertes der Bereitstellung von fossilem Erdgas aus Russland liegt (etwa $60 \text{ gCO}_{2_äq}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$). Signifikante ökologische Vorteile für PtG ergeben sich unter Einbeziehung der Nutzungsphase, da für das erneuerbare Speichergas im Gegensatz zum fossilen Erdgas die direkten Emissionen in der Nutzungsphase klimaneutral sind. Der Einsatz von überschüssiger oder zusätzlicher EE-Stromerzeugung in Verbindung mit der Nutzung von klimaneutralem CO_2 im PtG-Prozess ermöglicht somit die Erzeugung eines emissionsarmen Energieträgers für die Langzeitspeicherung oder die Bereiche Wärme und Verkehr sowie für die stoffliche Nutzung.

Anhand dieser exemplarischen Analysen bezüglich einer Nutzung und Speicherung der Stromüberschüsse in einem 85%-EE-Szenario konnte somit aufgezeigt werden, dass bei einem auf die Bedürfnisse des Systems abgestimmten Einsatzes der PtG-Technologie in Kombination mit weiteren Ausgleichsoptionen ein ökologischer und gesamtwirtschaftlicher Mehrwert für das System erzielt werden kann. Die Chance eines kostendeckenden Betriebs unterstreicht weiterhin die Perspektive für einen zukünftig relevanten Einsatz der Langzeitspeicheroption PtG.

Einsatz der PtG-Technologie in der Übergangsphase

Die detaillierten Analysen des Stromsektors haben weiterhin gezeigt, dass in der Übergangsphase (analysiert wurde ein Szenario mit einem EE Anteil von 40% bzw. 63% im Stromsektor) keine Notwendigkeit für eine beschleunigte Einführung der PtG-Technologie besteht. Bei einem EE-Anteil bis ca. 60% treten marktseitige Stromüberschüsse nur in wenigen Stunden des Jahres auf, sodass bei der Bilanzierung von Anlagenkosten und Einnahmen aus dem Betrieb der PtG-Anlagen kein direkter wirtschaftlicher Mehrgewinn für das System abgeleitet werden konnte.

Weiterhin wurde ersichtlich, dass der Netzausbau in dieser Transformationsphase einen sehr sensitiven Einfluss auf die Stromüberschüsse des Systems hat. Im Zusammenhang mit einem stark verzögerten Netzausbau kann es in einzelnen Regionen im 63%-EE-Szenario zu nennenswerten netzseitigen Stromüberschüssen kommen. In diesen Fällen kann die PtG-Technologie, aber in Verbindung mit geeigneten Wärmesenken ebenso die PtH-Option, zu einer Entspannung der Situation beitragen.

Vor dem Hintergrund des perspektivischen Mehrwerts von PtG-Energiespeichern für das Gesamtsystem sollte in der Übergangsphase unabhängig von einem aktuellen Langzeitspeicherbedarf aus dem Stromsektor eine gezielte Weiterentwicklung und Erprobung der PtG-Technologie erfolgen sowie ein Abbau von regulatorischen Hemmnissen zur Vorbereitung eines marktgetriebenen Einsatzes für Speicher- und Sektorkopplungstechnologien angestrebt werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Entladungszeiten und Speicherkapazitäten verschiedener Stromspeichersysteme.	2
Abbildung 1-2: Power-to-Gas – Kopplung zwischen Strom- und Gasnetz zur Energiespeicherung.	2
Abbildung 2-1: Modellübersicht „Virtuelle Energieversorgung“.	7
Abbildung 2-2: Installierte Leistung der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung.	9
Abbildung 2-3: Netto-Stromeinspeisung der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung.	10
Abbildung 2-4: Residuallast mit und ohne zusätzliche Verbraucher im Lastmanagement.	11
Abbildung 2-5: Installierte elektrische Leistung der disponiblen Stromerzeuger.	13
Abbildung 2-6: Abbildung des deutschen Höchstspannungsnetzes a) Übertragungsnetz (Stand 2011) b) Abgeleitetes Netz-Regionenmodell.	17
Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromüberschüsse für verschiedene Szenariovarianten.	20
Abbildung 3-2: Stromüberschüsse in Abhängigkeit des Netzausbaus.	20
Abbildung 3-3: Herleitung virtuelles Speichervolumen bzw. virtuelle Ausspeicherdauer.	24
Abbildung 4-1: Markt- und netzseitiger PtG-Einsatz im 63%-EE-Szenario bei 2 GW installierter Leistung zur Verwertung von Stromüberschüssen.	28
Abbildung 4-2: Netzoptimierte räumliche Verteilung der PtG-Anlagen im 85%-EE-Szenario.	30
Abbildung 4-3:	30
Abbildung 4-4: Einfluss der PtG-Technologie auf die variablen Systemkosten sowie die direkten CO ₂ -Emissionen im 85%-EE-Szenario.	31
Abbildung 4-5: Verwertung der Überschüsse durch PtG und PtH sowie nicht genutzte Stromüberschüsse im 85%-EE-Szenario.	33
Abbildung 4-6: Jahresdauerlinien der disponiblen Energieanlagen für das 85%-EE-Szenario a) Basis+PtH+PtG b) Basis+PtH+PtG+ zentraler Langzeit-Stromspeicher.	34
Abbildung 4-7: Nutzen-Kosten-Kurven der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario für den Preispfad „Mäßig“.	37
Abbildung 4-8: Nutzen-Kosten-Kurven der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario (Preispfad „Mäßig“ und „Deutlich“ im Vergleich).	38

Abbildung 5-1: Strompreisbildung a) EE-Einspeisung mit Grenzkosten Null, b) Nachfrage mit Grenzgebot >0 , c) Erzeugung mit Grenzkosten > 0 setzt den Preis.	40
Abbildung 5-2: Mittlere Strombezugspreise für PtG im 85%-EE-Szenario.	40
Abbildung 5-3: Methangestehungskosten im 85%-EE-Szenario.	41
Abbildung 6-1: Methodisches Gerüst der Ökobilanzierung nach der ISO-Norm 14040.	46
Abbildung 6-2: Systemgrenze der Ökobilanz.	47
Abbildung 6-3: Petri-Netz des PtG-Speicherpfades.	48
Abbildung 6-4: PCF der 250 kW-Forschungs-anlage.	52
Abbildung 6-5: PCF zukünftiger Anlagenkonzepte.	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Szenariojahre und EE-Anteile.	9
Tabelle 2-2: Kennzahlen des Stromverbrauchs.	11
Tabelle 2-3: Brennstoffpreise des Preispfades „Mäßig“.	13
Tabelle 2-4: Annahmen zur Abbildung der PtG-Anlagen.	14
Tabelle 3-1: Charakteristik der Stromüberschüsse für verschiedene Szenariovarianten.	25
Tabelle 4-1: Vergleich der Wirkung von Kurzzeitspeichern, PtH und PtG sowie deren Zusammenspiel.	32
Tabelle 4-2: Investitionskosten der PtG-Technologie.	36
Tabelle 6-1: Technische Parameter der zukünftigen PtG-Anlagen.	54
Tabelle 8-1: Charakteristische Eigenschaften von Kapazitätsmechanismen.	XXIII

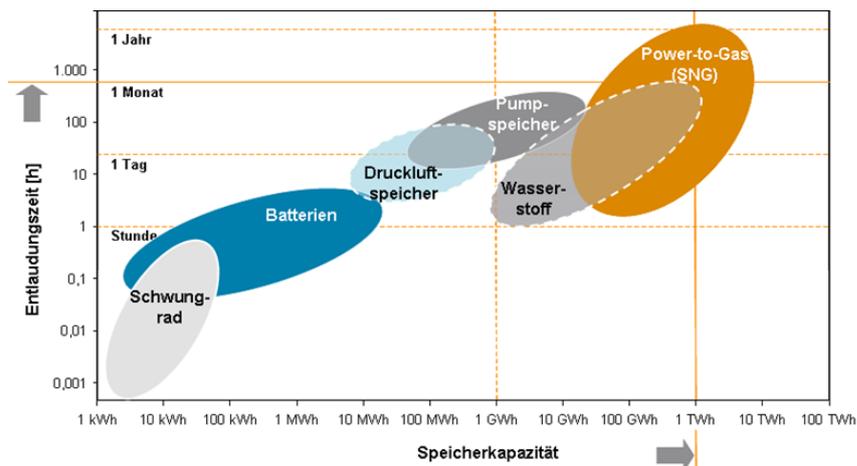
1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielsetzung

Ziel eines zukünftigen Energiesystems ist eine nachhaltige Energieversorgung, die überwiegend auf erneuerbaren Ressourcen beruht. Viele erneuerbare Energien (EE), wie z. B. die Windkraft, fallen jedoch stark fluktuierend an. Die Schwankungen werden durch Naturphänomene verursacht, welche das Energiesystem mit unterschiedlichen Frequenzen bzw. Periodenlängen beeinflussen; z. B. Jahresgang (12 Monate), Wetterlage (ca. 14 Tage), Tagesgang (1 Tag), lokales Wettergeschehen (Minutenbereich). Trotzdem sollen die Endenergien Strom, Wärme und Kraftstoff auch weiterhin jederzeit ohne Nutzungsbeschränkungen zur Verfügung stehen. Eine wichtige Herausforderung ist somit die Energiespeicherung, um auch in Zeiten mit einem geringen EE-Angebot die Nachfrage decken zu können.

Im heutigen Energiesystem wird die Vorhaltung von Energie durch die Lagerung fossiler Brennstoffe gelöst (u. a. Kohle, Erdöl und Erdgas). Die Bevorratung liegt hier typischerweise in einem Bereich, der dem Verbrauch von mehreren Monaten entspricht. Dies gilt jedoch nicht für Strom. Erzeugung und Verbrauch müssen hier zeitgleich erfolgen. Die heute vorhandene Stromspeicherkapazität in Deutschland (v. a. Pumpspeicherkraftwerke) beläuft sich bei einem jährlichen Stromverbrauch von etwa 600 TWh auf lediglich etwa 0,04 TWh, d. h. die Speicher könnten rein rechnerisch den kompletten Strombedarf Deutschlands für weniger als eine Stunde decken. Die Potenziale und die möglichen Einsatzbereiche der verschiedenen Speicher werden neben Umwandlungsverlusten und Kosten insbesondere durch die erforderliche Speicherkapazität und Speicherdauer bestimmt (siehe Abbildung 1-1). Bestehende Technologien und Systeme können insbesondere kurzfristige Schwankungen ausgleichen. Für die Speicherung langfristiger Stromüberschüsse bestehen heute in Deutschland keine Lösungen. Für diesen Anwendungsbereich eignen sich besonders die chemischen Energieträger Wasserstoff oder Methan (im Folgenden allgemein auch als Speichergas bezeichnet), die unter dem Einsatz von Stromüberschüssen hergestellt werden können.

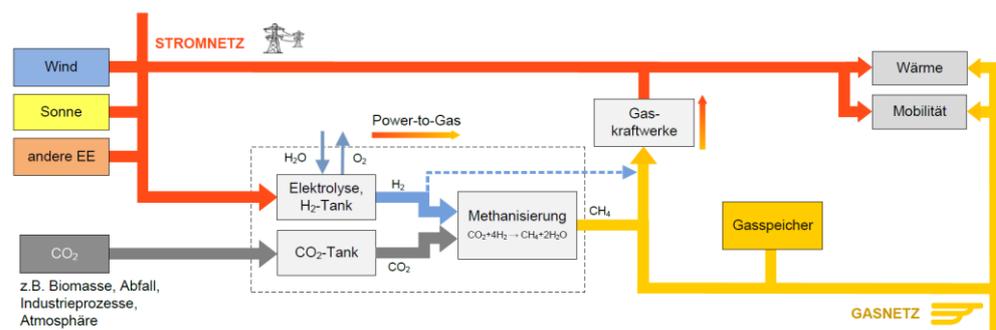
Abbildung 1-1:
Entladungszeiten
und Speicherkapa-
zitäten verschiedener
Stromspeicher-
systeme.



Quelle: Specht et al. 2010

In diesem Zusammenhang sieht das Speicherkonzept Power-to-Gas (PtG) vor, überschüssigen Strom mittels Elektrolyse zunächst zu Wasserstoff und in einer anschließenden Synthesestufe (Methanisierung) mit CO_2 zu Methan umzusetzen (siehe Abbildung 1-2 sowie Specht et al. 2009, Sterner 2009 und Sterner und Specht 2010 für weiterführende Informationen zum PtG-Konzept). Die Einspeisung der Speichergase in das vorhandene Erdgasnetz sowie die Speicherung in unterirdischen Gasspeichern, die bereits heute eine Speicherkapazität für etwa 200 TWh Erdgas bzw. Methan aufweisen, stellen eine vielversprechende Möglichkeit der Langzeitspeicherung dar. Eine uneingeschränkte Nutzung der Erdgasinfrastruktur ist dabei nur über die Speicherung in Form von Methan möglich. Wasserstoff kann dagegen heute nur in geringen Mengen als Zusatzgas in das Erdgasnetz eingespeist werden (aktuelle 2 bis 5 vol.%). Eine ausreichende mit dem Erdgasnetz vergleichbare H_2 -Infrastruktur wird mittelfristig nicht verfügbar sein. Zudem weist H_2 nur etwa ein Drittel der Energie- und damit der Speicherdichte von Erdgas auf.

Abbildung 1-2:
Power-to-Gas –
Kopplung zwischen
Strom- und Gasnetz
zur Energiespei-
cherung.



Quelle: eigene Darstellung nach Sterner und Specht 2010

Ziel des Vorhabens

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen des Verbundprojekts „Power-to-Gas – Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von er-

neuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW_{el}-Maßstab“ eine skalierbare Forschungsanlage zur Weiterentwicklung und Erprobung der PtG-Technologie aufgebaut sowie die energiewirtschaftliche Rolle von PtG im zukünftigen Stromversorgungssystem untersucht.

Im Zuge der Planung, der Umsetzung und des Versuchsbetriebs sollte die PtG-Technologie vor allem hinsichtlich optimierter Wirkungsgrade und Laufzeiten sowie bezüglich des dynamischen Betriebs weiterentwickelt werden. Darüber hinaus stand eine Vorbereitung der nachfolgenden Verwertungs- bzw. Kommerzialisierungsphase im MW_{el}-Bereich im Fokus des Projektes, wobei durch begleitende Forschung technische, wirtschaftliche und ökologische Fragestellungen beantwortet werden sollten.

Der hier vorliegende Abschlussbericht zu dem Teilvorhaben des Fraunhofer IWES umfasst die Analyse und Bewertung des Betriebs von PtG-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Wesentliche Ziele waren eine Bewertung des systemischen Nutzens der PtG-Technologie zur Verwertung von Stromüberschüssen sowie die Quantifizierung eines potenziellen Anwendungsbereichs von PtG-Anlagen zur Langzeitspeicherung. Hierfür wurden modellbasierte Nutzen-Kosten-Analysen aus Sicht des Gesamtsystems, betriebswirtschaftliche Betrachtungen sowie eine ökologische Untersuchung anhand von Treibhausgasbilanzen durchgeführt.

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Arbeiten des Verbundvorhabens wurden zwischen den Projektpartnern Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und ETOGAS GmbH in sechs Arbeitspakete untergliedert, die im Folgenden aufgeführt sind. Insgesamt stand für das Vorhaben ein Bearbeitungszeitraum von drei Jahren (April 2011 bis März 2014) zur Verfügung.

AP 1: Gesamtprojektkoordination

AP 2: Planung und Engineering der Power-to-Gas-Anlage

AP 3: Aufbau und Inbetriebnahme der Power-to-Gas-Anlage

AP 4: Forschungsbetrieb der Power-to-Gas-Anlage und Technologieweiterentwicklung

AP 5: Analyse und Bewertung des Speicherbetriebs im regenerativen Energiesystem

AP 6: Wirtschaftlichkeitsanalysen für Power-to-Gas-Anlagen in heutigen und zukünftigen Energieszenarien

Die Arbeitsschwerpunkte und Verantwortlichkeiten teilen sich dabei wie folgt auf die Projektpartner auf: Zentrale Aufgabe des ZSW bestand sowohl in der

Planung und dem Aufbau der PtG-Forschungsanlage als auch in der Durchführung des Versuchsbetriebs und in einer damit verbundenen Anlagen- und Betriebsoptimierung (siehe Abschlussbericht ZSW 2014). Schwerpunkt der Aufgaben von ETOGAS lag dagegen auf der Erarbeitung von Netzeinbindungskonzepten und Wirtschaftlichkeitsanalysen für PtG-Anlagen in heutigen und zukünftigen Energieszenarien (siehe Abschlussbericht ETOGAS 2014).

Zentraler Aufgabenbereich des Fraunhofer IWES war die Durchführung einer wirtschaftlichen und ökologischen Analyse und Bewertung der PtG-Technologie auf Basis von Szenariosimulationen des zukünftigen Stromversorgungssystems. Die wesentlichen Ergebnisse sowie die angewendete Methodik dieser Arbeiten, die im Rahmen der Arbeitspakete fünf und sechs erarbeitet bzw. angewendet wurden, werden in dem hier vorliegenden Abschlussbericht vorgestellt. Der vorliegende Abschlussbericht gliedert sich dabei in die folgenden inhaltlichen Kapitel.

In Kapitel 2 werden die Modelle und Annahmen für die Simulation des zukünftigen Stromversorgungssystems vorgestellt. Grundlage zur Beantwortung der Fragestellungen bildet eine zeitlich und räumlich aufgelöste Modellierung des deutschen Stromversorgungssystems für drei Szenariorechnungen mit zunehmendem EE-Ausbau.

Hierauf aufbauend erfolgt in Kapitel 3 eine allgemeine Analyse zur Entwicklung des Ausgleichsbedarfs. Ziel dieser Untersuchung ist es, relevante Szenariovarianten und Einflussfaktoren für eine gezielte Bewertung der PtG-Technologie zu identifizieren.

Auf dieser Basis werden in Kapitel 4 die detaillierten Analysen zum Einsatz von PtG-Energiespeichern im zukünftigen Stromversorgungssystem vorgestellt. Ziel ist es, auf Basis einer Bilanzierung von Kosten und Nutzen durch den Aufbau und Betrieb der PtG-Technologie einen optimalen Einsatzbereich von PtG aus Sicht des Gesamtsystems abzuleiten.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse einer betriebswirtschaftlichen Analyse der PtG-Technologie dargestellt und verschiedene Einflussfaktoren auf die Ergebnisse qualitativ diskutiert.

In Kapitel 6 wird die Bewertung der PtG-Technologie um eine ökologische Analyse erweitert, die den Product Carbon Footprint für die Errichtung der Anlagen mit einbezieht.

Abschließend werden in Kapitel 7 die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst sowie Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

1.3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Eine Speichertechnik mit ausreichender Kapazität, die wetterbedingte Stromüberschüsse langfristig aufbewahren kann, wurde vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) gemeinsam

mit ETOGAS (ehemals SolarFuel) und dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES entwickelt. Das Verfahren mit dem Namen „Power-to-Gas“ kombiniert die beiden Prozessschritte H₂O-Elektrolyse und Methanisierung. Zuerst wird mit Strom Wasserstoff erzeugt, der in der Methanisierungsstufe mit CO₂ zu Methan reagiert.

2009 wurde eine erste von ZSW im Auftrag von ETOGAS gebaute Demonstrationsanlage mit 25 Kilowatt elektrischer Anschlussleistung in Betrieb genommen. Diese produzierte DVGW-konformes und damit in das Erdgasverteilungsnetz einspeisefähiges SNG (Substitute Natural Gas). Das Gasnetz mit seiner derzeitigen Speicherkapazität von etwa 200 TWh ist in der Lage, zukünftig sowohl eine Speicher- als auch eine Verteilfunktion für erneuerbaren Strom zu übernehmen und somit das Stromnetz zu entlasten. Des Weiteren kann das Verfahren zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen, indem durch gezieltes Ein-/Ausschalten einer Power-to-Gas-Anlage sowohl negative als auch positive Regelernergie bereitgestellt wird.

Solche zukünftigen Betriebsweisen erfordern jedoch eine hohe Dynamik des Gesamtsystems einer Power-to-Gas-Anlage - eine Eigenschaft, welche die Hauptkomponenten nach damaligem Stand der Technik noch nicht aufwiesen. Bei der zweiten Forschungsanlage mit 250 Kilowatt elektrischer Anschlussleistung waren daher entsprechende Fragestellungen ein Forschungsschwerpunkt. Die Anlage wurde Ende 2012 fertiggestellt.

Die Umwandlung von Wasserstoff zu Methan benötigt Kohlendioxid. Die erste Anlage (25 kW Container-Anlage) entnahm das Kohlendioxid aus der Luft, was einen zusätzlichen Energieaufwand verursacht. In der Zukunft sollte das nicht mehr der Fall sein, da es eine ganze Reihe biogener CO₂-Quellen (wie z. B. Biogasanlagen) gibt, die für industrielle Power-to-Gas-Anlagen CO₂ bereitstellen können. Nutzbar ist aber auch CO₂ aus der Bioethanolherstellung, CO₂ aus Energieprozessen (CCS oder CO₂-Recycling) und CO₂ aus Prozessen der chemischen Industrie. Eine Analyse potenzieller CO₂-Quellen hinsichtlich Verfügbarkeit, Erzeugungspotenzial, Wirtschaftlichkeit und Kosten war ebenfalls Gegenstand der F&E-Arbeiten. Bereits mit dem im Rohbiogas enthaltenen CO₂ der derzeit in Deutschland betriebenen etwa 7.500 Biogasanlagen (Stand 2012) ließen sich mit dem Power-to-Gas-Verfahren jährlich mehr als 25 TWh speicherfähiges SNG erzeugen.

Neben den Fragestellungen zur Technologieentwicklung und Betriebsoptimierung von PtG-Anlagen war weiterhin die Frage nach dem Bedarf für den Einsatz von PtG-Anlagen im zukünftigen Energiesystem unklar. Erste Abschätzungen des zukünftigen Speicherbedarfs für eine Stromversorgung, die zu 100% auf erneuerbaren Energien beruht, haben deutlich gezeigt, dass bei dieser Zielvorgabe große Mengen an Stromüberschüssen anfallen, deren Nutzung Langzeitspeicher erfordert (siehe z. B. Klaus et al. 2010). Während diese Untersuchung auf einer Bilanzierung von Energiemengen beruht, wurde der Bedarf an PtG-Energiespeichern in den hier durchgeführten Analysen um wirtschaftliche Parameter erweitert sowie die Konkurrenzsituation zu weiteren Ausgleichsoptionen mit einbezogen. Dabei haben sich die Arbeiten dieses Projektes insbeson-

dere auf den Stromsektor bezogen. Im Jahr 2013 ist unter der Konsortialführung der Audi AG ein weiteres Verbundprojekt zum Bau einer 6,3 MW PtG-Anlage gestartet¹, dessen energiewirtschaftliche Begleitforschung in Anknüpfung an die hier durchgeführten Untersuchungen die Rolle von PtG im Verkehrssektor als zentrale Fragestellung verfolgt.

1.4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

In Ergänzung zu der Zusammenarbeit unter den Projektpartnern wurde insbesondere ein thematischer Austausch im Rahmen der von der Deutschen Energie-Agentur (Dena) organisierten „Strategieplattform Power-to-Gas“ geführt. Darüber hinaus wurden Synergieeffekte mit parallel laufenden Forschungsprojekten² genutzt und in diesem Zusammenhang eine kritische Diskussion der Ergebnisse in einem breiteren Kontext angereizt.

Weitere Ansatzpunkte für einen über das Projekt hinausgehenden Austausch wurden durch Präsentationen von Projektergebnissen auf Konferenzen und Workshops sowie durch eine Reihe von Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Artikeln angereizt (siehe auch Abschnitt 8).

¹ Vollständige Projektbezeichnung: „Optimierung von Methanisierungs- und Biogasanlagen-Technologie im Rahmen eines EE-Speicherungs-Pilotprojekts“ gefördert durch das BMU und BMWi.

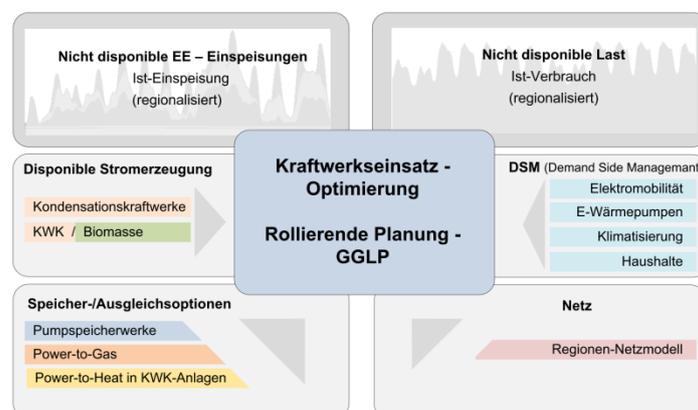
² Insbesondere „Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger - Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“ beauftragt durch das Umweltbundesamt und „Untersuchung des Beitrags der dezentralen Kraftwärmekopplung zur Deckung der Residuallast aus Erneuerbaren Stromerzeugern und Stromverbrauchern“ beauftragt durch den DVGW.

2 Modellierung des Stromversorgungssystems

Für eine umfangliche Bewertung von PtG-Energiespeichern im zukünftigen Energiesystem wird im Rahmen der Untersuchungen dieses Projekts eine detaillierte Simulation des deutschen Stromversorgungssystems für ein Szenario mit zunehmendem EE-Ausbau durchgeführt. Dabei liegt der Fokus der Untersuchungen auf einer Quantifizierung des Nutzens von PtG-Energiespeichern im Stromsektor. Die Verwertung von Stromüberschüssen sowie die Erzeugung eines regenerativen chemischen Energieträgers für die Langzeitspeicherung stehen im Vordergrund, während eine spezielle Nachfrage nach einem regenerativen Speichergas aus anderen Sektoren (Verkehr, Wärme, stoffliche Nutzung) hier nicht detailliert untersucht wird.

Die Simulation des deutschen Stromversorgungssystems wird auf Basis des Energiesystemmodells „Virtuelle Energieversorgung“ des Fraunhofer IWES (siehe Abbildung 2-1) durchgeführt, welches im Rahmen dieses Projekts um verschiedene Komponenten erweitert und für die Beantwortung der hier gestellten Forschungsfragen angepasst wird. Das Modell ermöglicht eine Abbildung des heutigen und zukünftigen Stromversorgungssystems inklusive ausgewählter Schnittstellen zum Wärme- und Verkehrssektor durch eine Abbildung von KWK-Anlagen und elektrischen Fahrzeugen.

Abbildung 2-1:
Modellübersicht
„Virtuelle Energie-
versorgung“.



Quelle: Fraunhofer IWES

Herzstück der Simulationsumgebung ist eine Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung auf Basis gemischt ganzzahliger linearer Programmierung. Die Stromeinspeisung der wetterabhängigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (Abschnitt 2.2) sowie die elektrische Nachfrage (Abschnitt 2.3) bilden wesentliche Eingangsgrößen für die Einsatzoptimierung. Diese werden durch vorgelagerte Simulationsmodelle erstellt. Die Einsatzoptimierung selbst beinhaltet den disponiblen Kraftwerkspark (fossile Kraftwerke sowie mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) und Biogasanlagen) sowie Anlagen zur Stromspeicherung und Stromwandlung (Abschnitt 2.5). Dabei stellt die Abbil-

derung der PtG-Technologie sowie weiterer zeitlicher Ausgleichsoptionen im Rahmen der Einsatzplanung einen wichtigen Bestandteil dieses Projektes dar. Weiterhin wird eine Modellierung des Strom-Übertragungsnetzes aufgebaut und in die Einsatzplanung integriert, sodass zusätzlich zum optimierten zeitlichen Zusammenspiel der disponiblen Stromerzeuger und -wandler die räumlichen Randbedingungen der Transportkapazitäten im Übertragungsnetz berücksichtigt werden können.

Im Folgenden werden die Simulations- und Optimierungsmodelle sowie die wichtigsten Annahmen, die der Modellierung des zukünftigen Stromversorgungssystems mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien zugrunde gelegt werden, beschrieben.

2.1 Szenariorahmen und Bezeichnung der Simulationsrechnungen

Als Grundlage für die Systemsimulationen in diesem Projekt wird der Szenariorahmen der BMU-Leitstudie 2011 (Nitsch et al. 2012) verwendet. Dieser stellt ein politisch anerkanntes und umfassendes Mengengerüst für mögliche Entwicklungspfade des deutschen Stromversorgungssystems bis zum Jahr 2050 bereit. Dabei wurde das Szenario auf eine Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung vom Herbst 2010 (BMW i und BMU 2010a) ausgerichtet. Darüber hinaus beinhalten das Szenario den Ausstieg aus der Kernenergie, wie er am 30. Juni 2011 zur dreizehnten Änderung des Atomgesetzes vom Bundestag beschlossen wurde.

Da im vorliegenden Projekt eine Bewertung der PtG-Technologie zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Methan im Erdgasnetz im Vordergrund steht, wird als Datengrundlage die Szenarioausprägung ausgewählt, die erneuerbares Methan als chemischen Energieträger einsetzt (Nitsch et al. 2012, SZEN11-B). Für die detaillierte Modellierung und Analyse werden die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 herausgegriffen. Um die Diskussion der Ergebnisse von der exakten zeitlichen Einordnung zu lösen, werden die Szenariosimulationen in den folgenden Untersuchungen mit dem charakteristischen EE-Anteil der ausgewählten Systemzustände bezeichnet. Hierdurch wird insbesondere bezüglich der Forschungsfragen zum Ausgleichsbedarf im Allgemeinen und zum Anwendungsbereich der PtG-Technologie im Speziellen eine Kennzahl gewählt, die bei Unterstellung eines für Deutschland typischen EE-Mixes unabhängig von der tatsächlichen Geschwindigkeit des EE-Ausbaus charakteristisch ist.

Anstelle der Bezeichnungen 2020, 2030 und 2050 für die betrachteten Entwicklungsstufen des Energiesystems nach dem Szenario der BMU-Leitstudie werden daher im Folgenden die Szenariozeichnungen 40%, 63% und 85%-EE (bezogen auf den Bruttostromverbrauch) verwendet. Bei den angegebenen EE-Anteilen handelt es sich um die Planwerte des zugrunde gelegten Szenariorahmens. Durch Varianten in der dynamischen Abbildung im Rahmen dieses Projektes werden die tatsächlich erreichten EE-Anteile Abweichungen aufwei-

sen. Die charakteristische Größenordnung des EE-Anteils bleibt jedoch erhalten und wird stellvertretend verwendet.

Tabelle 2-1:
Szenariojahre und
EE-Anteile.

	2020	2030	2050
EE-Stromerzeugung gesamt in TWh ⁽¹⁾	235	455	534
Bruttostromverbrauch in TWh ⁽²⁾	573	571	622
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch	40%	63%	85%

(1) Einschließlich disponibler Stromerzeugung und Rückverstromung aus chemischer Energiespeicherung, abzüglich nicht nutzbarer EE-Stromüberschüsse

(2) Einschließlich Übertragungsverluste, Kraftwerkseigenverbrauch, Strom für Pumpspeicher und chemische Energiespeicherung

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Nitsch et al. 2012, Szenario B

2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Wie bereits zuvor erwähnt, dient als Grundlage für den EE-Ausbau das Mengengerüst des Szenarios B der BMU-Leitstudie. Entsprechend werden die installierten Leistungen der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen wie in Abbildung 2-2 dargestellt übernommen. Zur Abbildung des zeitlichen Verlaufs der EE-Einspeisung wird das Wetterjahr 2006 zugrunde gelegt. Mit diesen Vorgaben werden die räumlich verteilten Zeitreihen der erneuerbaren Stromeinspeisung mit den am IWES verfügbaren Simulationsmodellen mit einer räumlichen Auflösung von $1/8^\circ \times 1/8^\circ$ und einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde berechnet (Modellbeschreibung siehe z. B. in Klaus et al. 2010; Nitsch et al. 2010 und 2012). Um die Abhängigkeit der Ergebnisse vom gewählten Wetterjahr gering zu halten, werden in einem zweiten Schritt die Einspeisezeitreihen auf die Energiemenge eines Normal-Wetterjahres skaliert ohne dabei die Maximalleistungen der Zeitreihen zu verändern.

Die nachfolgenden Grafiken (Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3) zeigen die installierten EE-Nennleistungen sowie die resultierenden Strommengen (Nettostromerzeugung) der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen für die gewählten Szenariojahre.

Abbildung 2-2:
Installierte Leistung
der nicht disponiblen
erneuerbaren
Stromerzeugung.

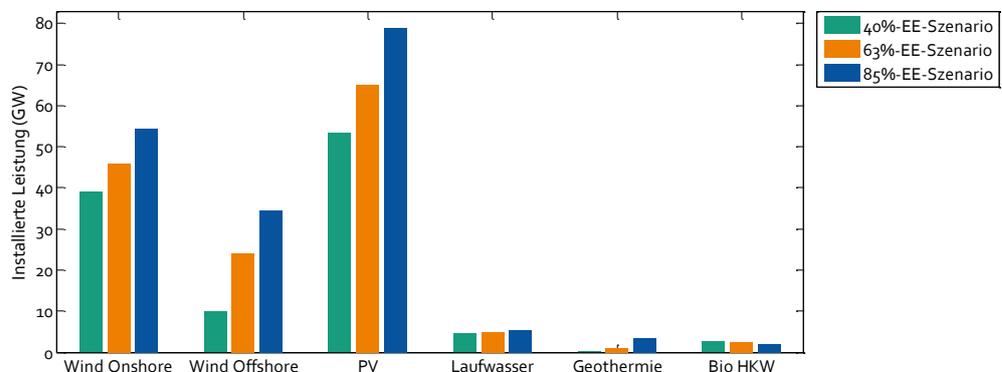
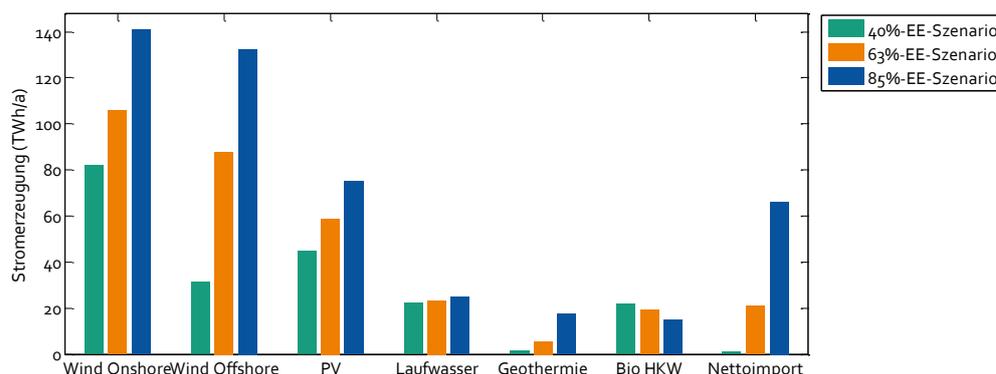


Abbildung 2-3:
Netto-Stromeinspeisung der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Nitsch et al. 2012, Szenario B

Die hier aufgeführten Technologien (Wind, Photovoltaik, Laufwasser, Geothermie und wärmegeführte Holz- bzw. Müllheizkraftwerke) werden als nicht disponible „Must Run“ Erzeugung behandelt. In Summe produzieren diese Anlagen in den ausgewählten Ausbaustufen eine Strommenge von 204 TWh/a, 301 TWh/a bzw. 406 TWh/a. Für die späteren Berechnungen der Residuallasten wird diese Einspeisung als vorgegebene Zeitreihe berücksichtigt. Weitere EE-Erzeugungsanlagen wie Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und BHKW die mit Biomethan aus dem Erdgasnetz betrieben werden, werden als disponible Stromerzeuger und damit als Teil des Kraftwerksparks abgebildet (siehe Abschnitt 2.5).

Neben der EE-Stromerzeugung innerhalb Deutschlands wird insbesondere für das Jahr 2050 zusätzlich ein nennenswerter Anteil von erneuerbaren Stromimporten berücksichtigt (66 TWh/a). Für die Zukunft erscheint es zunehmend sinnvoll, Ausgleichseffekte des europäischen Verbundes zu nutzen und vermehrt auf besonders günstige EE-Erzeugungspotenziale zurückzugreifen. Da im Rahmen dieser Untersuchung kein detailliertes Modell für den europäischen Kontext zur Verfügung steht, fließen die im Rahmen der Leitstudie ermittelten Import/Export-Zeitreihen direkt in die Berechnung der Residuallast für Deutschland mit ein.

2.3 Stromverbrauch

Der Stromverbrauch des Szenarios orientiert sich am 25% Reduktionsziel (gegenüber dem Jahr 2008) des Energiekonzeptes (BMW i und BMU 2010a). Dabei wird der gesamte Endenergieverbrauch Strom inklusive neuer Verbraucher wie E-KFZ, Wärmepumpen und ein erhöhter Bedarf für Klimatisierung mit einbezogen. Stromverbräuche durch Speicherverluste und für die Erzeugung eines regenerativen chemischen Energieträgers werden dagegen nicht mit eingerechnet. Tabelle 2-2 gibt die absoluten Stromverbrauchszahlen für die Basislast und die zusätzlich modellierten neuen Verbraucher wider. Die zeitliche Charakteristik der Basislast wird entsprechend des historischen Lastgangs von 2006 angenommen. Die neuen Verbraucher werden unter der Annahme typischer Nutzerprofile simuliert. Weiterhin wird angenommen, dass diese im Rahmen ihrer Möglichkeiten flexibel zur Glättung der Residuallast eingesetzt werden. Die

Auswirkung des Einsatzes der Lastmanagementoptionen auf die Residuallast wird aus Abbildung 2-4 ersichtlich.

Tabelle 2-2:
Kennzahlen des
Stromverbrauchs.

Stromverbrauch (TWh/a)	40%-EE	63%-EE	85%-EE
Basislast ⁽¹⁾	506,3	446,6	363,5
Zusätzliche Verbraucher			
Klimatisierung	2,5	5,0	10,0
Wärmepumpen	6,7	11,6	17,2
E-KFZ	9,3	25,6	44,0
Zwischensumme	524,8	488,6	434,7
Netz- und PSW-Verluste	31,0	32,0	35,0
Endenergieverbrauch Strom	493,8	456,6	399,7

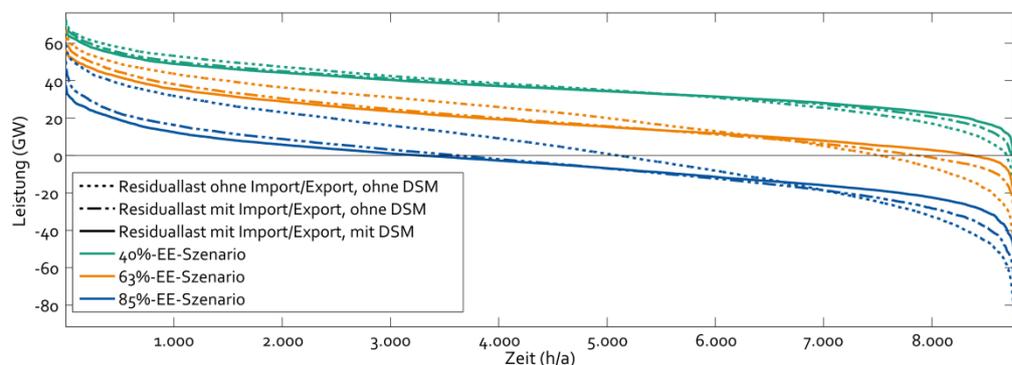
(1) Nettostromverbrauch + Netzverluste + PSW-Verluste

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Nitsch et al. 2012, Szenario B

2.4 Residuallast

Die kombinierte Darstellung von Stromverbrauch und regenerativer „Must-Run“ Stromerzeugung führt zu folgenden Residuallasten (siehe Abbildung 2-4), die als Eingangsgröße für die Optimierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes verwendet werden. Zusätzlich zur vollständigen Residuallast (durchgezogene Linie) ist die Residuallast vor Berücksichtigung von Import und Export und der neuen Verbraucher dargestellt. Durch den Stromaustausch wird insbesondere die positive Restlast verringert. Durch die Berücksichtigung der neuen Verbraucher erhöht sich der Stromverbrauch. Diese zusätzlichen Verbraucher werden jedoch im Rahmen ihrer Flexibilität gezielt dann eingesetzt, wenn die regenerative Erzeugung besonders hoch ist, was durch den zunehmenden Abstand der Residuallastlinien im Bereich geringer Residuallastwerte sichtbar wird.

Abbildung 2-4:
Residuallast mit und
ohne zusätzliche
Verbraucher im
Lastmanagement.



Quelle: Jentsch 2014

2.5 Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung

Das eingesetzte Modell zur Analyse des optimierten Einsatzes zukünftiger PtG-Anlagen beruht auf der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung, die in Oehsen 2012 detailliert beschrieben ist und für die Untersuchungsfragen dieses Projektes weiterentwickelt wurde (zu den Weiterentwicklungen siehe auch Jentsch 2014).

Unter der Berücksichtigung von technischen Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher und des Übertragungsnetzes berechnet das Modell durch eine fortschreitende rollierende Planung³ den kurzfristigen grenzkostenminimalen Einsatz der disponiblen Energieanlagen. Als übergreifende Randbedingung muss weiterhin die Deckung der Residuallast (berechnet aus der nicht disponiblen Last abzüglich der nicht disponiblen erneuerbaren Stromerzeugung) erfüllt werden.

Modelliert werden verschiedene thermische Kraftwerke und Stromspeicher sowie eine vereinfachte Repräsentation des Übertragungsnetzes in Form eines Regionen-Netzmodells. Bei den großtechnischen thermischen Kraftwerken wird zwischen Kondensationskraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Kraftwerken und Gasturbinen unterschieden. Diese werden kraftwerksscharf mit Mindestleistung, einem linearisierten Brennstoffverbrauch zwischen Minimal- und Maximalleistung, Anfahr- und Lastwechselkosten sowie einer Mindeststillstandszeit modelliert (gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung - GGLP). Zusätzlich werden BHKW und Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromungseinheit abgebildet. Da einzelne Stromerzeugungsanlagen dieser Typen verhältnismäßig geringe elektrische Leistungen haben, werden hier viele einzelne Anlagen zu einer repräsentativen Anlage zusammengefasst.

Im Falle der KWK-Kraftwerke (hier wird weiterhin zwischen Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen unterschieden) und BHKW, die je nach Region und Versorgung eines öffentlichen bzw. industriellen Wärmeabnehmers unterschiedliche Wärmeprofile abdecken müssen, wird die Wärmeerzeugung durch die zusätzliche Modellierung eines gasbetriebenen Heizkessels und einer optional einsetzbaren elektrischen Heizpatrone (im Folgenden als Power-to-Heat (PtH) bezeichnet) weitestgehend von der Stromerzeugung entkoppelt.

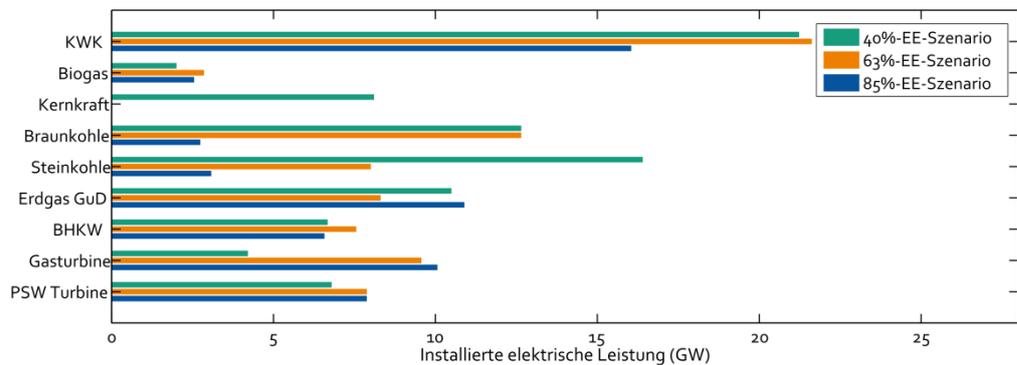
Aufseiten der Speicher werden Kurzzeit-Stromspeicher, hier insbesondere Pumpspeicher, die durch ihre Ein- und Ausspeicherleistung, die zugehörigen Wirkungsgrade sowie ein begrenztes Speichervolumen charakterisiert werden, abgebildet (Abschnitt 2.5.1). Weiterhin kann die PtG-Technologie eingebunden werden, deren Modellierung als wichtiger Bestandteil dieser Analysen in Abschnitt 2.5.2 genauer erläutert wird. Darüber hinaus können Langzeit-Stromspeicher (Abschnitt 2.5.3) sowie die Power-to-Heat-Option (Abschnitt

³ Die Szenariosimulationen dieses Projekts werden mit einer rollierenden Planung mit einem Optimierungszeitraum von jeweils 48 h, der alle 12 h aktualisiert wird, berechnet.

2.5.4) eingebunden werden, um die PtG-Technologie im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen zu bewerten.

Abbildung 2-5 zeigt die Zusammensetzung des Kraftwerksparks für eine Basisrechnung der ausgewählten EE-Ausbauzustände, welcher aus Nitsch et al. 2012 übernommen wurde. Hier wurde angenommen, dass alle derzeit in Bau und Planung befindlichen Kraftwerke in Betrieb gehen und je nach Stromnachfrage, EE-Zubau sowie dem Alter der Kraftwerke entsprechend Altkraftwerke entweder stillgelegt oder mit geringer Auslastung betrieben werden. Weiterhin wurde ein Zubau an GuD-Kraftwerken und Gasturbinen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unterstellt.

Abbildung 2-5:
Installierte elektrische Leistung der disponiblen Stromerzeuger.



Quelle: eigene Darstellung

Dem Einsatz der Kraftwerke werden folgende Brennstoffpreise zugrunde gelegt.

Tabelle 2-3:
Brennstoffpreise des Preispfades „Mä-
Big“.

	Brennstoffkosten (€/MWh)			Brennstoffkosten + CO ₂ Preis (1)		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Braunkohle	4,7	5,4	5,8	13,9	19,0	28,5
Steinkohle	14,9	18,1	23,6	22,6	29,5	42,7
Erdgas	27,4	32,9	41,9	32,0	39,8	53,4
Uran	1,9	2,5	3,7	2,1	2,9	4,3
(1) CO ₂ Preis (€/t)	23,0	34,0	57,0			

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Nitsch et al. 2012

Die Modellierung der zeitlichen und räumlichen Ausgleichsoptionen, die für die Untersuchungsfragen dieses Projekts eine wesentliche Rolle spielen, wird im Folgenden detailliert dargestellt.

2.5.1 Kurzzeit-Stromspeicher

Im Bereich der Kurzzeitspeicher werden in allen Szenariorechnungen Pumpspeicherwerke (PSW) berücksichtigt. Auf Basis des heutigen Bestands und eines unterstellten Ausbaupfades wird eine installierte Pumpleistung von 11 GW im 40% sowie 12,5 GW im 63% und 85%-EE-Szenario abgebildet (Annahmen

übernommen aus Nitsch et al. 2012). Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass nicht die gesamte Speicherleistung für den optimierten Einsatz am Spotmarkt zur Verfügung steht, sondern jeweils eine Pumpleistung von insgesamt ca. 4 GW für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelleistung) vorgehalten wird.

In der Kraftwerkseinsatzplanung werden die PSW standortscharf und mit einem Gesamtwirkungsgrad von 75% abgebildet. Das mittlere Verhältnis zwischen Einspeicherleistung und Speicherkapazität der modellierten Pumpspeicher beträgt dabei 11 MW/MWh.

Als Sensitivität für einen weiteren Ausbau an Kurzzeit-Strom-zu-Strom-Speichern (z. B. durch Batteriespeicher) können weitere Speicher mit beliebiger Parametrisierung bezüglich Ein- und Ausspeicherleistung, Speicherkapazität sowie Wirkungsgrad integriert werden.

2.5.2 PtG-Technologie

Die Power-to-Gas-Technologie wird im Rahmen der kurzfristigen Einsatzplanung als flexible Einspeichereinheiten abgebildet. Das bedeutet, dass im Gegensatz zur Modellierung der Kurzzeit-Stromspeicher Einspeicherung und Nutzung der gespeicherten Energie nicht als geschlossenes System betrachtet werden. Vielmehr wird nur die Einspeicherung durch die PtG-Anlagen explizit abgebildet. Die Anlagen produzieren ein erneuerbares Speichergas, welches in der Bilanz fossiles Erdgas verdrängt. Hierdurch ist eine Nutzung der gespeicherten Energie nicht ausschließlich auf die Rückverstromung beschränkt, sondern kann z. B. auch in der kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung oder im Verkehrssektor erfolgen.

Als Anreiz für den Einsatz der PtG-Technologie im Rahmen des kostenminimalen Anlageneinsatzes wird dem System, unter Annahme eines konstanten Wirkungsgrades für die Gasproduktion, ein vorgegebener Wert für das erzeugte Speichergas gutgeschrieben. Der Wert des Speichergases wird hierfür, sofern dies nicht explizit anders angegeben wird, entsprechend des Erdgaspreises (inklusive Kosten für CO₂-Zertifikate) der jeweiligen Szenariorechnung angesetzt. Die in den jeweiligen Szenariorechnungen unterstellten Wirkungsgrade und Speichergaswerte sind in Tabelle 2-4 zusammengestellt.

Tabelle 2-4:
Annahmen zur
Abbildung der PtG-
Anlagen.

	40%-EE-Szenario	63%-EE-Szenario	85%-EE-Szenario
PtG-Wirkungsgrad	60%	61%	62%
Bewertung des Speichergases ⁽¹⁾			
Preisfad „Mäßig“	32,00 €/MWh	39,80 €/MWh	53,40 €/MWh
Preisfad „Deutlich“	nicht betrachtet	nicht betrachtet	79,60 €/MWh

(1) Entspricht dem Preis für fossiles Erdgas frei Kraftwerk inklusive Emissionszertifikate

Quelle: eigene Darstellung

Strombezugskosten, die einen wichtigen Bestandteil der variablen Betriebskosten einer PtG-Anlage darstellen, müssen bei der Modellierung von PtG im Gesamtsystem nicht explizit vorgegeben werden. Im Kontext des Stromversorgungssystems stellen die PtG-Anlagen eine flexible Nachfrage dar, die durch die ebenfalls abgebildeten Stromerzeuger gedeckt werden muss. Bei der Berechnung des kostenminimalen Anlageneinsatzes ergibt sich der PtG-Betrieb bzw. die Strombereitstellung für die PtG-Anlagen somit modellendogen entsprechend der Stromerzeugungskosten zum jeweiligen Zeitpunkt im Vergleich mit dem Wert des durch PtG erzeugten Speichergases.

Für die weiteren variablen Betriebskosten z. B. für die Bereitstellung von Wasser und CO₂ wird angenommen, dass diese durch mögliche Zusatzeinnahmen aus einer Nutzung der Abwärme der Methanisierung sowie des beim Elektrolyseprozess anfallenden Sauerstoffs ausgeglichen werden können.

Fixe Betriebskosten, die unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der Anlage anfallen, sowie Investitionskosten spielen bei der volkswirtschaftlichen Optimierung des Anlageneinsatzes keine Rolle. Diese fließen erst in die Gesamtbewertung der Anlagen ein, die in Abschnitt 4.2.3 erfolgt.

2.5.3 Langzeit-Strom-zu-Strom-Speicher

Für eine explizite Berücksichtigung der Nutzungsphase des Speichergases für die Rückverstromung oder zur Abbildung weiterer Strom-zu-Strom-Langzeitspeichermöglichkeiten, wie dies z. B. durch eine umfassende Anbindung und Erweiterung der norwegischen Speicherwasserkraftwerke zu Pumpspeichern realisiert werden könnte, wird darüber hinaus ein allgemeines Anlagenmodell für einen Langzeit-Strom-zu-Strom-Speicher implementiert.

Während eine Einsatzentscheidung der bisher beschriebenen Ausgleichsoptionen auf Basis eines Betrachtungszeitraumes von einigen Tagen getroffen werden kann, ist ein optimierter Einsatz eines Langzeit-Stromspeichers, der im Verhältnis zur Einspeicherleistung eine Speicherkapazität von einigen Wochen oder länger aufweist, nur bei einer geschlossenen Optimierung eines gesamten Speicherzyklus (Ein- und Ausspeicherung) möglich. Entsprechend lang muss je nach Speichercharakteristik der Optimierungshorizont gewählt werden. Im Gegensatz zur Modellierung von PtG als flexible Einspeichereinheit, bei welcher direkt der gespeicherten Energie ein bestimmter Wert zugewiesen wird, ergibt sich der Wert der Stromspeicherung bei der Modellierung eines Strom-zu-Strom-Speichers erst in der Nutzungsphase durch die Rückverstromung.

Zur Konfiguration des Langzeit-Stromspeichers können beliebige Einspeichereinheiten über ein, im Verhältnis zur Speicherleistung, sehr großes Speichervolumen mit verschiedenen Ausspeichereinheiten gekoppelt werden, welche die gespeicherte Energie zur Stromerzeugung verwenden können. Um dem System die Möglichkeit einer entsprechend langfristigen Planung zu geben, wird das Modell des Langzeit-Stromspeichers in einer Jahressimulation eingesetzt, in

welcher der gesamte Betrachtungszeitraum geschlossen optimiert wird. Um den Rechenaufwand hierfür zu begrenzen, werden bei einer solchen Jahresbetrachtung alle Anlagenmodelle zu kontinuierlichen Modellen vereinfacht, wodurch z. B. Mindestleistungen oder Anfahrkosten vernachlässigt werden.

2.5.4 Ausgleichsoption PtH

In Kombination mit KWK-Kraftwerken besteht die Möglichkeit, die ebenfalls viel diskutierte Ausgleichsoption Power-to-Heat (PtH) einzubinden.

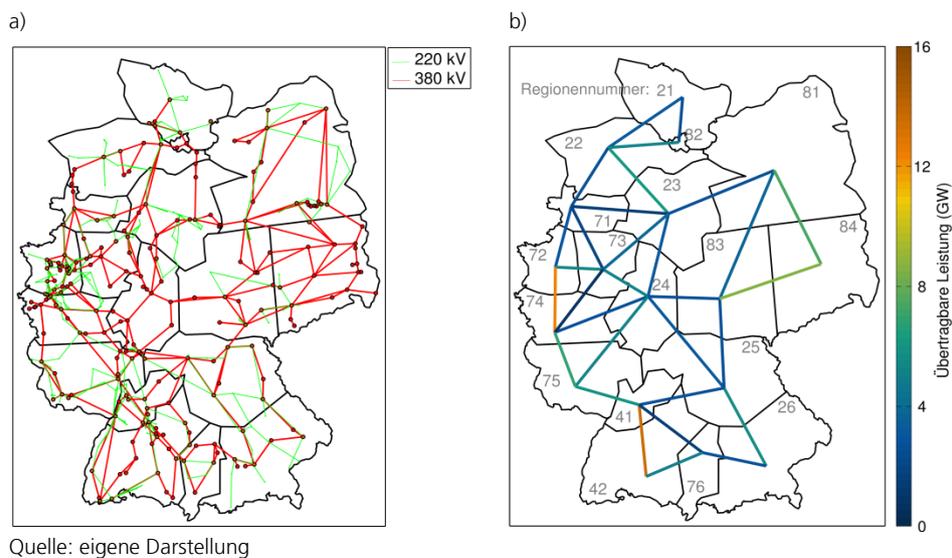
Wie bereits einleitend zu diesem Kapitel beschrieben, werden die modellierten KWK-Anlagen zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt und müssen gleichzeitig ein vorgegebenes Wärmeprofil decken. In der Basisvariante können die Anlagen die vorgegebene Wärmenachfrage sowohl im KWK-Betrieb als auch über einen gasbetriebenen Kessel bereitstellen (unterstellter Wirkungsgrad 95%). Für eine zusätzliche Flexibilisierung des KWK-Betriebs kann weiterhin die Abbildung eines elektrischen Heizstabes (Power-to-Heat) zur alternativen Wärmeerzeugung eingebunden werden (unterstellter Wirkungsgrad 99%). In Zeiten mit erneuerbaren Stromüberschüssen, in welchen gleichzeitig eine Wärmenachfrage besteht, kann dieser dann den Gaskessel zur Wärmeerzeugung ersetzen und somit den Verbrauch von fossilem Erdgas reduzieren.

2.5.5 Übertragungsnetz

Zur Berücksichtigung der räumlichen Ausgleichsmöglichkeiten über das Stromübertragungsnetzes innerhalb Deutschlands wird weiterhin eine regionale Abbildung des Höchstspannungsnetzes in die Einsatzplanung integriert. Die kombinierte Betrachtung von Kraftwerkseinsatz und Leistungsfluss gewährleistet, dass maximal übertragbare Leistungen zwischen z. B. Nord- und Süddeutschland eingehalten werden und lässt Rückschlüsse bezüglich eines räumlich optimierten Speichereinsatzes zu.

Zur geschlossenen Betrachtung des Leistungsflusses innerhalb des Optimierungsmodells für den Kraftwerkseinsatz wird die sogenannte Gleichstrom (DC)-Näherung zur Berechnung des Wirkleistungsflusses angewendet (siehe z. B. Crastan 2007). Hierdurch wird eine lineare Abbildung des Leistungsflusses erzielt, die geschlossen mit dem Anlageneinsatz optimiert werden kann. Weiterhin werden die einzelnen Leitungen des Höchstspannungsnetzes auf Kuppelleitungen zwischen 18 definierten Netzregionen reduziert (siehe Abbildung 2-6). Die Definition der Netzregionen wird dabei analog zu dena 2010 gewählt. Datengrundlage für die Leitungen des deutschen Höchstspannungsnetzes bildet der auf Basis von öffentlichen Quellen erstellte Netzdatensatz des Instituts für elektrische Energieversorgungstechnik der Universität Hannover für das Jahr 2011 (siehe z. B. Rendel et al. 2012).

Abbildung 2-6:
Abbildung des
deutschen Höchst-
spannungsnetzes
a) Übertragungsnetz
(Stand 2011)
b) Abgeleitetes Netz-
Regionenmodell.



Quelle: eigene Darstellung

Für die zukünftigen Szenarien wird aufbauend auf dem Regionenmodell sowohl ein Nutzen-Kosten-optimierter Netzausbau als auch ein demgegenüber verzögerter Ausbau des Höchstspannungsnetzes verwendet (Details hierzu siehe Abschnitt 3.1 sowie Jentsch 2014).

3 Bestimmung des Langzeitausgleichsbedarfs

In einem ersten Schritt wird die beschriebene Simulationsumgebung für eine Bestimmung der Stromüberschüsse, die mit dem dargestellten Pfad der EE-Entwicklung einhergehen, angewendet (Abschnitt 3.1). Ausgehend von jeweils einer Basisrechnung für die verschiedenen EE-Ausbauzustände werden verschiedene Einflussfaktoren auf die Stromüberschüsse des Systems analysiert.

Unter der Annahme, dass die Stromüberschüsse des Systems eine charakteristische Größe für den potenziellen Einsatzbereich verschiedener Ausgleichsoptionen darstellen, wird auf dieser Grundlage eine erste Abschätzung bezüglich des Ausgleichsbedarfs für die betrachteten Systemzustände getroffen. In einem zweiten Schritt wird eine Einordnung der Stromüberschüsse entsprechend ihrer zeitlichen Charakteristik vorgenommen (Abschnitt 3.2). Auf dieser Basis kann anschließend eine Auswahl von relevanten Sensitivitäten für die weiterführenden Analysen zum Anwendungsbereich der PtG-Technologie getroffen werden (Abschnitt 3.3).

3.1 Entwicklung der Stromüberschüsse

Bei der Analyse der Stromüberschüsse des Systems wird in den folgenden Betrachtungen zwischen markt- und netzseitigen Stromüberschüssen unterschieden. Als marktseitige (bzw. deutschlandweite) Stromüberschüsse werden die Strommengen aufgefasst, die bei einer stundenscharfen Betrachtung die deutschlandweite Last zuzüglich des vorgegebenen Exports und nach Einsatz aller für den disponiblen Anlagenpark angenommenen Flexibilitätsoptionen übersteigen. Hierbei werden die technischen Restriktionen der Kraftwerke und Speicher jedoch keine möglichen zusätzlichen Randbedingungen durch das Übertragungsnetz berücksichtigt. Diese werden zur Bestimmung der netzseitigen Stromüberschüsse hinzugenommen. Die netzseitigen Stromüberschüsse treten dementsprechend dann auf, wenn die nicht disponiblen Stromeinspeisungen aufgrund von begrenzten Übertragungskapazitäten des Stromnetzes nicht zu einer entsprechenden Lastsenke transportiert werden können.

Da die zu erwartenden Stromüberschüsse für die zukünftigen Szenarien durch verschiedene Parameter beeinflusst werden, werden für eine robuste Einschätzung der Stromüberschüsse verschiedene Sensitivitätsvarianten analysiert. Im Folgenden sind zunächst die wichtigsten Eigenschaften der Basisrechnungen sowie der Sensitivitätsvarianten zusammengestellt:

Als **Basisrechnung** wird jeweils eine Rechnung je EE-Szenario (40%, 63%, 85%-EE) bezeichnet, für welche nur marktseitige Stromüberschüsse ermittelt werden. Die Residuallast sowie der Kraftwerks- und Speicherpark werden entsprechend der in Abschnitt 2.4 und 2.5 dargestellten Annahmen abgebildet. Im Gegensatz zu den später beschriebenen Variantenrechnungen beinhalteten die Basisrechnungen nur eine Glättung der Residuallast durch Import/Export, einen

Einsatz der neuen Verbraucher im Lastmanagement sowie den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken. In den Basisrechnungen werden darüber hinaus keine zusätzlichen Energiewandler für die Speicherung und Nutzung erneuerbarer Stromüberschüsse angenommen.

Jeweils ausgehend von den Basisrechnungen werden folgende Sensitivitätsvarianten betrachtet:

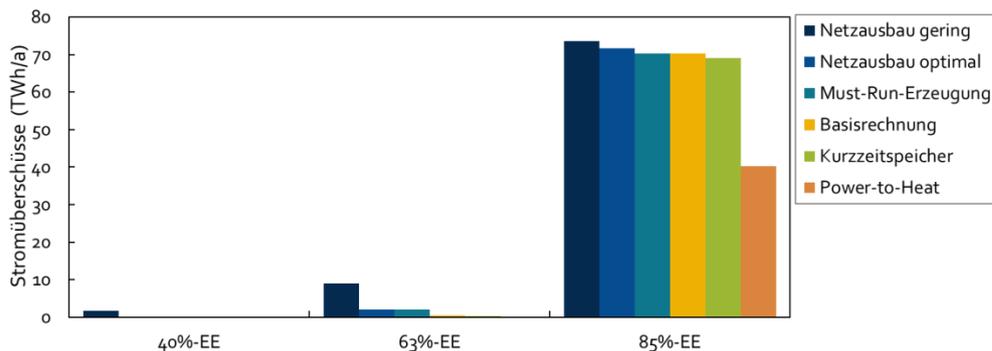
- **Netzausbau gering/optimal:** Ergänzend zur Basisrechnung, in welcher nur marktseitige Stromüberschüsse erfasst werden, werden in diesen Berechnungsvarianten für jeweils zwei Netzausbauzustände (gering/verzögert und optimal) zusätzlich die netzseitigen Stromüberschüsse berechnet. Hierfür wird das Übertragungsnetz bei der Einsatzplanung berücksichtigt. Alle weiteren Annahmen bleiben unverändert.
- **Fossile Must-Run-Erzeugung:** Anhand dieser Variante wird der Einfluss einer vorgegebenen Must-Run-Erzeugungsleistung der disponiblen Kraftwerke auf die marktseitigen Stromüberschüsse des Systems untersucht. Dies kann, insbesondere in der nahen Zukunft, zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs (z. B. Spannungshaltung, Bereitstellung von Regelleistung) notwendig sein.
- **Kurzzeitspeicher:** Mit dieser Sensitivität wird weiterhin die Auswirkung von zusätzlichen Kurzzeitspeichern (5h-Speichern) auf die verbleibenden Stromüberschüsse des Systems untersucht.
- **Power-to-Heat:** Als weitere Flexibilitätsoption werden in dieser Variante elektrische Heizpatronen zur alternativen Wärmebereitstellung der KWK-Anlagen modelliert und deren Möglichkeiten zur Verringerung der Stromüberschüsse des Systems untersucht.

Die PtG-Technologie selbst wird bei der Analyse der Stromüberschüsse nicht einbezogen. Ziel dieses Abschnittes ist es vielmehr den verbleibenden Ausgleichsbedarf für einen potenziellen Anwendungsbereich der PtG-Technologie abzuschätzen. Ein wirtschaftlich optimierter Anwendungsbereich der PtG-Technologie wird auf Basis dieser generellen Vorbetrachtung zu den Stromüberschüssen anschließend in Kapitel 4 ermittelt.

Ergebnisse

Abbildung 3-1 stellt die für den Simulationszeitraum eines Jahres ermittelten Stromüberschüsse für die verschiedenen Szenariovarianten in Abhängigkeit des EE-Anteils dar. Generell wird deutlich, dass die Stromüberschüsse im 40% und 63%-EE-Szenario eine eher geringe Energiemenge umfassen, diese aber insbesondere zwischen dem 63% und 85%-EE-Szenario deutlich ansteigt. In der **Basisrechnung** liegen die marktseitigen Stromüberschüsse im 40% bzw. 63%-EE-Szenario zwischen 1 und knapp 800 GWh/a. Im 85%-EE-Szenario steigen diese unter den getroffenen Annahmen zu EE-Ausbau, erneuerbaren Stromimporten sowie der Höhe des Stromverbrauchs auf 70 TWh/a an.

Abbildung 3-1:
Entwicklung der
Stromüberschüsse
für verschiedene
Szenariovarianten.



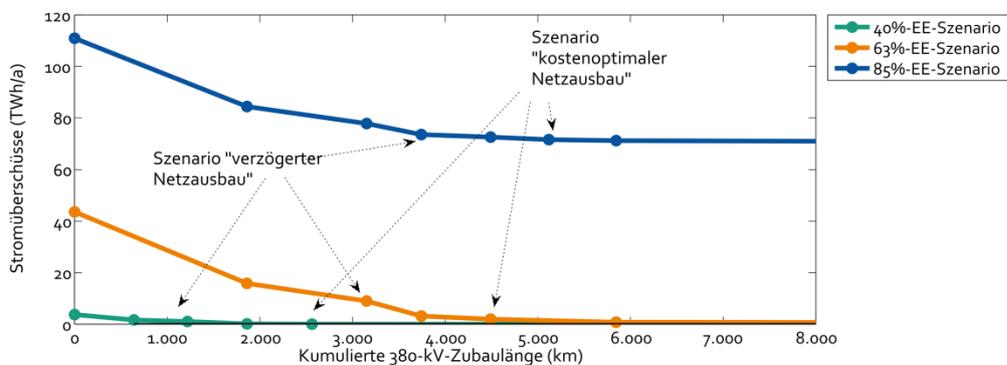
Quelle: eigene Darstellung

Einige der betrachteten Sensitivitätsrechnungen haben auf die absolute Energiemenge der Stromüberschüsse nur einen sehr geringen Einfluss. Zwei Variantenrechnungen fallen jedoch durch eine besonders deutliche Abweichung bezüglich der Basisrechnung auf. Dies sind die Variantenrechnung mit verzögertem Netzausbau im 63%-EE-Szenario, welche deutlich höhere Stromüberschüsse aufweist, und die Sensitivitätsvariante im 85%-EE-Szenario, welche die PtH-Option als zusätzlich Ausgleichsoption beinhaltet. Hierdurch fallen die Stromüberschüsse signifikant um etwa 30 TWh/a. Die Annahmen und Ergebnisse der Variantenrechnungen werden im Folgenden genauer diskutiert.

Einfluss der Übertragungskapazitäten im Stromnetz auf die Stromüberschüsse des Systems

Zur Bestimmung von netzseitigen Stromüberschüssen, die zusätzlich zu den in den Basisrechnungen ermittelten marktseitigen Stromüberschüssen durch begrenzte Übertragungskapazitäten im Stromnetz anfallen, werden je EE-Anteil zwei Netzausbauvarianten untersucht. Zum einen wird von einem Nutzen-Kosten-optimierten Netzausbau ausgegangen, zum anderen wird jeweils ein demgegenüber um ca. 1.000 Leitungskilometer verzögerter Netzausbauzustand unterstellt (siehe Abbildung 3-2 bzw. Jentsch 2014 für weitere Details zur Bestimmung der Netzausbauzustände). Modelltechnisch wird das Übertragungsnetz hierfür wie in Abschnitt 2.5.5 dargestellt simuliert und in die Einsatzplanung integriert.

Abbildung 3-2:
Stromüberschüsse in
Abhängigkeit des
Netzausbaus.



Quelle: Jentsch 2014

Bei Berücksichtigung des Nutzen-Kosten-optimierten Übertragungsnetzes treten bei allen betrachteten EE-Anteilen verhältnismäßig geringe netzseitige Stromüberschüsse (< 2 TWh/a) auf. Die absolute Höhe der Stromüberschüsse bleibt damit bis zu dem EE-Anteil von 63% auch insgesamt unter 2 TWh/a (siehe Abbildung 3-1 und Tabelle 3-1). Im 85%-EE-Szenario ist darüber hinaus der relative Einfluss der netzseitigen Stromüberschüsse im Verhältnis zu den marktseitigen Überschüssen gering ($< 2\%$).

Bei Berücksichtigung des Netzausbauzustands „gering“ zeigen sich dagegen z. T. deutliche Rückwirkungen auf die Stromüberschüsse des Systems (siehe Abbildung 3-2). Insbesondere im 63%-EE-Szenario steigen die netzseitigen Stromüberschüsse bei verzögertem Netzausbau signifikant an. Hier erhöhen sich diese von ca. 2 TWh/a bei „optimiertem“ Netzausbau auf bis zu 8 TWh/a für den unterstellten Netzausbauzustand „gering“. Die Erweiterung des Übertragungsnetzes zwischen dem 63% und 85%-EE-Szenario hat dagegen nur noch einen geringen Einfluss auf die netzseitigen Stromüberschüsse. In diesem Bereich nehmen insbesondere die deutschlandweiten Stromüberschüsse zu. Es wird jedoch angenommen, dass diese nicht transportiert werden müssen, sondern am Ort ihrer Entstehung gespeichert oder abgeregelt werden.

Einfluss der PtH-Option auf die Stromüberschüsse des Systems

Um die Ausgleichseffekte abzuschätzen, die sich durch eine Berücksichtigung der PtH-Option ergeben, wird angenommen, dass alle KWK-Kraftwerke über einen zusätzlichen elektrischen Heizstab zur alternativen Wärmebereitstellung verfügen. Die PtG-Heizpatronen werden entsprechend der Angaben in (Nitsch et al. 2012, S. 77) so ausgelegt, dass im 40%-EE-Szenario in Summe 10% der KWK-Wärmejahreshöchstlast, im 63%-EE-Szenario 15% und im 85%-EE-Szenario 30% der Wärmejahreshöchstlast über den Heizstab bedient werden können. In Zeiten mit Stromüberschüssen, in welchen gleichzeitig eine Wärmenachfrage besteht, können die elektrischen Heizstäbe zur alternativen Wärmebereitstellung und damit zur Nutzung der Stromüberschüsse eingesetzt werden. Hiermit einher geht eine Verdrängung des brennstoffbasierten Betriebs der KWK-Anlagen oder der Gaskessel in diesen Zeiten.

Im 40%-EE-Szenario können die marktseitigen Stromüberschüsse durch diese Flexibilitätsoption vollständig und im 63%-EE-Szenario, in welchem die PtH-Leistung deutlich unterhalb der maximalen Stromüberschussleistung liegt, um etwa zwei Drittel verringert werden. Im 85%-EE-Szenario, in welchem die Auswirkung der PtH-Option auf die Stromüberschüsse des Systems besonders deutlich wird, können die überschüssigen Stromeinspeisungen der Basisrechnung (70 TWh/a) um fast 30 TWh/a reduziert werden. Die PtH-Option weist damit ein signifikantes Potenzial zur EE-Integration auf, welches nicht nur für die Verwertung von kurzfristigen Überschussspitzen, sondern auch für die Nutzung der lang anhaltenden Stromüberschüsse des 85%-EE-Szenarios eingesetzt werden kann.

Auswirkung einer Must-Run-Erzeugungsleistung der disponiblen Kraftwerke auf die Stromüberschüsse des Systems

Um für die nähere Zukunft den Einfluss einer möglicherweise notwendigen Must-Run-Erzeugungsleistung aus disponiblen Energieanlagen auf die Stromüberschüsse des Systems einschätzen zu können, wird eine weitere Sensitivität mit folgenden zusätzlichen Randbedingungen analysiert (Abschätzung in Anlehnung an FGH 2012):

- Für das 40%-EE-Szenario wird eine Must-Run-Erzeugungsleistung von 15 GW und
- für das 63%-EE-Szenario von 8 GW unterstellt.

Da davon auszugehen ist, dass dezentrale Energieanlagen zunehmend dazu befähigt werden den Netzbetrieb aktiv zu unterstützen und ergänzende steuerbare Netzbetriebsmittel integriert werden können, wird bei zunehmendem EE-Ausbau eine abnehmende Must-Run-Erzeugungsleistung unterstellt. Für das 85%-EE-Szenario wird diese entsprechend nicht mehr betrachtet.

Die Simulationsergebnisse dieser Sensitivität zeigen, dass die Vorgabe einer Must-Run-Erzeugungsleistung der disponiblen Kraftwerke die marktseitigen Stromüberschüsse im 40% und 63%-EE-Szenario um ca. 0,2 TWh/a bzw. 1,6 TWh/a gegenüber der Basisrechnung erhöht. Die Stromüberschüsse bleiben damit auch unter dieser zusätzlichen Einschränkung der Flexibilität auf einem überschaubaren Niveau. Bei einer detaillierteren Analyse der Einsatzzeiten der Pumpspeicher im 63%-EE-Szenario fällt ergänzend auf, dass sich deren VLS im Vergleich zur Basisrechnung von knapp 1.000 h/a auf knapp 1.300 h/a erhöhen. Ein Teil der eingeschränkten Flexibilität des Kraftwerksparks kann somit durch die bereits in der Basisrechnung integrierten Speicheroptionen ausgeglichen werden.

Auswirkung einer erhöhten Kurzzeitspeicherleistung auf die Stromüberschüsse des Systems

Weiterhin wird ausgehend von den drei Basisrechnungen die Auswirkung von 5 GW zusätzlichen Kurzzeitspeichern untersucht. Zur Beschreibung von typischen Batteriespeichern wird ein Verhältnis von Speicherkapazität zu Einspeicherleistung von 5 Stunden gewählt.

Durch die Berücksichtigung dieser zusätzlichen Kurzzeitspeicher können im 40%-EE-Szenario die Stromüberschüsse der Basisrechnung vollständig (bis auf 1 Stunde im Jahr) aufgenommen werden. Die Auslastung der PSW bzw. der PSW zusammen mit den weiteren Kurzzeitspeichern geht durch die zusätzliche Speicherleistung jedoch von knapp 800 VLS auf knapp 600 VLS zurück.

Im 63%-EE-Szenario verbleibt nach dem Einsatz der zusätzlichen Kurzzeitspeicher ein maximaler Leistungsüberschuss von 15,4 GW. Energetisch gesehen werden die Überschüsse von 0,44 TWh/a auf etwa die Hälfte (0,24 TWh/a) reduziert. Auch hier nimmt die Auslastung über alle Kurzzeitspeicher durch die

zusätzlich zur Verfügung stehende Leistung ab (von knapp 1.000 VLS auf 750 VLS).

Im 85%-EE-Szenario ist der Einsatz der PSW generell recht niedrig (etwa 630 VLS im marktseitigen Einsatz der Basisrechnung). Die 5 GW zusätzlichen Kurzzeitspeicher führen in dieser Sensitivität gegenüber der Basisrechnung zu einem um 1,5 TWh/a erhöhten Einspeicherstrom. Gleichzeitig verringert sich die mittlere Auslastung aller Kurzzeitspeicher von etwa 630 VLS auf 480 VLS.

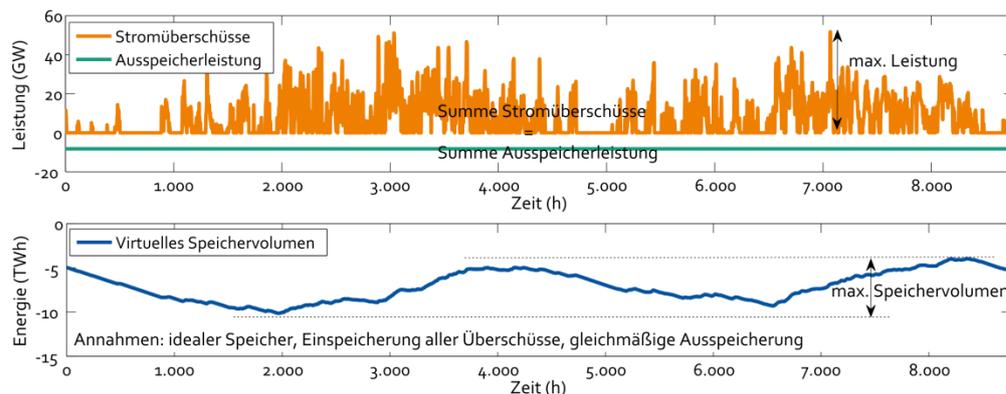
3.2 Charakteristik der Stromüberschüsse

Um über die mengenmäßige Darstellung der Stromüberschüsse hinaus eine Aussage über einen potenziellen Langzeitspeicherbedarf treffen zu können, werden die Überschüsse in diesem Abschnitt bezüglich ihrer zeitlichen Charakteristik genauer untersucht. Hierfür werden die überschüssigen Energiemengen, die maximalen Überschussleistungen sowie die Anzahl der Stunden in welchen insgesamt Stromüberschüsse auftreten ausgewertet. Darüber hinaus wird eine „virtuelle Speichergröße“ bzw. eine „virtuelle Speicherdauer“ als weitere Kenngröße eingeführt.

Im Allgemeinen kann die Speichergröße, welche notwendig ist um die zeitliche Verlagerung eines gegebenen Einspeichersignals zu einem Ausspeichersignal zu realisieren, mit Kenntnis dieser beiden Zeitreihen sowie der entsprechenden Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade berechnet werden. Um jedoch ohne eine vorherige Optimierung eines konkreten Speichereinsatzes eine erste Einschätzung bezüglich der notwendigen Speicherparameter treffen zu können, werden zur Definition des virtuellen Speichervolumens folgende Annahmen zugrunde gelegt (siehe auch Abbildung 3-3):

- Zur Festlegung des Einspeichersignals wird angenommen, dass sämtliche Stromüberschüsse gespeichert werden sollen.
- Für das noch unbekannte Nutzungsprofil der gespeicherten Energie wird unterstellt, dass diese gleichmäßig verteilt über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgespeichert wird.
- Zur Berechnung der virtuellen Speichergröße wird weiterhin mit einem Wirkungsgrad von 100% gerechnet. Die Energiedifferenz zwischen Maximum und Minimum der Speicherfüllstandskurve, die anhand dieser Informationen berechnet werden kann, wird im Folgenden als virtuelle Speichergröße bezeichnet.
- Die virtuelle Speicherdauer ergibt sich anschließend durch Division der virtuellen Speichergröße durch die maximale Einspeicherleistung (= maximale Überschussleistung).

Abbildung 3-3:
Herleitung virtuelles
Speichervolumen
bzw. virtuelle Aus-
speicherdauer.



Quelle: Jentsch 2014

Die auf diese Weise berechneten Kennzahlen für die analysierten Szenariovarianten werden in Tabelle 3-1 gegenübergestellt. Auch bei dieser erweiterten Betrachtung der Stromüberschüsse ergeben sich deutliche Unterschiede zwischen dem 40% bzw. 63%-EE-Szenario und dem 85%-EE-Szenario.

Abgesehen von der Variante mit stark verzögertem Netzausbau treten generell in allen Szenariorechnungen bis einschließlich 63%-EE in deutlich weniger als 1.000 Stunden im Jahr Stromüberschüsse auf. Dies gilt sowohl für die marktseitigen, als auch für die Stromüberschüsse auf Übertragungsnetzebene bei Unterstellung eines angemessenen Netzausbaus. Die virtuelle Speicherdauer zur vollständigen Speicherung der Stromüberschüsse liegt in diesen Rechnungen zwischen wenigen Stunden und zwei Tagen. Dieser Ausgleichsbedarf kann somit durch typische Stunden- bis Tagesausgleichsoptionen bedient werden.

Wie bereits bei der Betrachtung der überschüssigen Energiemengen weichen bis zu dem EE-Anteil von 63% lediglich die Rechnungen mit stark verzögertem Netzausbau von dieser Tendenz ab. Hier treten in ca. 1.600 bis 3.300 Stunden im Jahr Stromüberschüsse auf, für deren Speicherung sich eine virtuelle Speicherdauer von bis zu 11 Tagen ableiten lässt. Diese Szenariovariante weist somit einen Ausgleichsbedarf auf, der im Gegensatz zu den zuvor betrachteten Varianten von länger anhaltenden Überschusszeiten dominiert wird.

Tabelle 3-1:
Charakteristik der
Stromüberschüsse für
verschiedene Szenario-
varianten.

Szeanrio	Sensitivität	Energie (GWh)	Max. Leistung (GW)	Anz. Stunden	Virtuelle Speichergröße ⁽¹⁾ (GWh)	Virtuelle Speicherdauer (h)
40%-EE	Netzausbau gering	1.635	7	1.592	386	58
	Netzausbau optimal	138	3	368	44	13
	Must-Run-Erzeugung	179	16	39	121	6
	Basisrechnung	1	1	4	1	1
	Kurzzeitspeicher	0	0	1	0	1
	Power-to-Heat	0	0	0	0	-
63%-EE	Netzausbau gering	8.984	15	1.847	2.688	178
	Netzausbau optimal	1.943	16	790	623	40
	Must-Run-Erzeugung	2.071	22	488	1.001	45
	Basisrechnung	443	15	88	353	23
	Kurzzeitspeicher	367	15	55	324	22
	Power-to-Heat	154	10	27	144	14
85%-EE	Netzausbau gering	73.559	51	5.561	10.966	215
	Netzausbau optimal	71.617	51	5.495	11.573	227
	Must-Run-Erzeugung	-	-	-	-	-
	Basisrechnung	70.283	52	5.297	12.358	239
	Kurzzeitspeicher	69.132	52	5.247	12.442	237
	Power-to-Heat	40.300	48	3.568	9.595	198

(1) Bestimmung der Speichergröße unter Annahme eines idealen Speichers und gleichmäßiger Ausspeicherung.

Quelle: eigene Darstellung

Im 85%-EE-Szenario treten in 3.500 bis 5.500 Stunden im Jahr Stromüberschüsse auf, für deren vollständige Speicherung ein virtuelles Speichervolumen von jeweils mehr als einer Woche identifiziert werden kann. Damit hebt sich das 85%-EE-Szenario nicht nur bezüglich der absoluten Höhe der Stromüberschüsse deutlich von den Rechnungen bis zu einem EE-Anteil von 63% ab, sondern ebenfalls bezüglich der zeitlichen Charakteristik des Ausgleichsbedarfs, die in diesem Szenario für alle Sensitivitäten langfristig dominiert ist.

3.3 Abschätzung eines Anwendungsbereichs zur Langzeitspeicherung

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass nur für das 85%-EE-Szenario ein deutlicher Langzeitausgleichsbedarf ermittelt werden konnte. Dies gilt sowohl für die Basisrechnung, als auch für die analysierten Sensitivitäten. Während die zusätzliche Berücksichtigung von netzseitigen Stromüberschüssen sowie die Annahme zusätzlicher Kurzzeitspeicher nur einen sehr geringen Einfluss auf den Langzeitausgleichsbedarf hat, wird dieser durch die Berücksichtigung der PtH-Option deutlich reduziert. Vor diesem Hintergrund werden die Analysen zur Bestimmung eines potenziellen Einsatzbereichs von PtG-Energiespeichern zur Verwertung von Stromüberschüssen insbesondere für das 85%-EE-Szenario durchgeführt, wobei die PtH-Option als relevante Sensitivität auf das Ergebnis mit einbezogen wird.

Darüber hinaus haben die Analysen zu den Einflussfaktoren auf den Ausgleichsbedarf gezeigt, dass insbesondere im 63%-EE-Szenario der Netzausbau eine signifikante Rückwirkung auf den Ausgleichsbedarf hat. Obwohl das 63%-EE-Szenario generell durch einen überschaubaren und kurzfristigen Ausgleichsbedarf dominiert wird, führt ein deutlich verzögerter Netzausbau zu einem An-

stieg der Stromüberschüsse auf knapp 9 TWh/a deren Charakteristik durch eine virtuelle Speicherdauer von 7 Tagen beschrieben wird. Auch für diese Sensitivitätsvariante werden die Einsatzmöglichkeiten der PtG-Technologie in den nachfolgenden Untersuchungen analysiert.

4 Einsatz von Power-to-Gas in der volkswirtschaftlichen Optimierung

Während bisher Stromüberschüsse als Maß für den Langzeitausgleichsbedarf analysiert wurden, werden in diesem Abschnitt explizit die Möglichkeiten der PtG-Technologie zur Erfüllung dieses Ausgleichsbedarfs untersucht. Ziel ist es, den PtG-Einsatz aus Systemsicht im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen zu bewerten und eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung für den Einsatz im 85%-EE-Szenario abzuleiten.

Die PtG-Technologie wird hierfür, wie in Abschnitt 2.5.2 beschrieben, bei der Optimierung des Einsatzes der disponiblen Erzeugungsanlagen und Speicher berücksichtigt. Zur Bewertung des Einflusses einer zunehmenden PtG-Leistung auf die Szenariosimulationen werden folgende Kenngrößen ermittelt:

- **Variable Systemkosten:** Die variablen Kosten des modellierten Systems beinhalten die Brennstoff- sowie Anfahrkosten aller Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, welche in der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung abgebildet werden. In Rechnungen, in welchen die PtG-Technologie als flexible Einspeichereinheit berücksichtigt wird, werden die erzeugten Speichergasmengen, bewertet mit dem jeweils angegebenen Wert des Speichergases, mit negativem Vorzeichen und damit kostensenkend in den variablen Kosten des modellierten Systems berücksichtigt (siehe auch Abschnitt 2.5.2).
- **CO₂-Emissionen:** Die direkten CO₂-Emissionen des modellierten Systems werden in Mio. t CO_{2eq}/a angegeben und beinhalten die direkten Treibhausgasemissionen, die auf den Brennstoffverbrauch von allen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, welche in der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung abgebildet werden, zurückzuführen sind. Neben dem Brennstoffverbrauch im Betrieb wird bei Kraftwerken, welche durch eine Mindestleistung modelliert werden, zusätzlich ein erhöhter Brennstoffverbrauch für das Anfahren eines Kraftwerks einbezogen. Indirekte Emissionen der Vorketten werden in dieser Kennzahl nicht berücksichtigt. Analog zur Berechnung der variablen Kosten des modellierten Systems werden bei Einsatz der PtG-Technologie für jede produzierte kWh-Speichergas die Emissionen einer äquivalenten Menge fossilen Erdgases mit negativem Vorzeichen berücksichtigt.
- **Nicht genutzte Stromüberschüsse:** Als nicht genutzte Stromüberschüsse werden jeweils die Stromerzeugungsmengen bezeichnet, die nach Ausnutzung aller Flexibilitätsoptionen innerhalb des modellierten Systems nicht genutzt werden können. Eine Annahme von zusätzlichen Stromspeichern oder PtH-Anlagen verringert damit die Stromüberschüsse des modellierten Systems.
- **Volllaststunden der eingesetzten Ausgleichsoptionen:** Als Grundlage für eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit bzw. für einen Vergleich der Einsatzhäufigkeit der eingesetzten Ausgleichsoptionen werden deren Volllast-

stunden (VLS), die über die aufgenommene Strommengen (GWh/a) dividiert durch die installierte Einspeicherleistung (GW) berechnet werden, für ausgewählte Technologien angegeben.

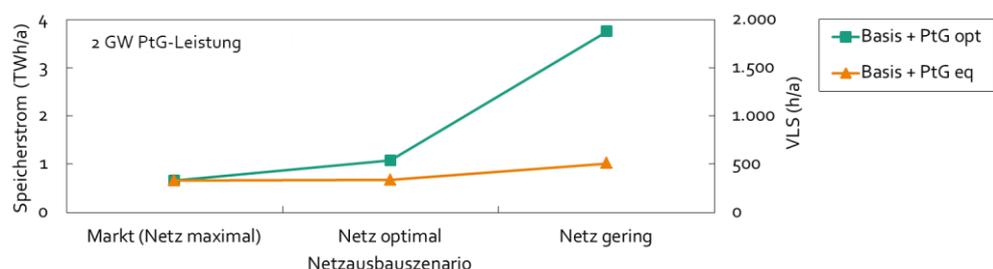
4.1 PtG-Einsatz im 40%- und 63%-EE-Szenario

Auf Basis der Ergebnisse des vorherigen Kapitels, die zeigen, dass signifikante Stromüberschüsse bis zu einem EE-Anteil von 63% nur unter dem Einfluss eines deutlich verzögerten Netzausbaus bestehen, wird der mögliche Einsatz der PtG-Technologie in diesem Kontext bewertet. Hierfür wird die PtG-Technologie regional so in die Simulation des Gesamtsystems integriert, dass die Anlagen in räumlicher Nähe zur erhöhten EE-Einspeisung und vor den auftretenden Engpässen im Übertragungsnetz platziert werden. Nach diesen Kriterien wird eine installierte Leistung von exemplarisch 2 GW in der nordwestlichen Region 22 platziert und der grenzkostenminimale Einsatz dieser PtG-Leistung im Kontext der weiteren disponiblen Stromerzeuger und Speicher bei gleichzeitiger Berücksichtigung begrenzter Übertragungskapazitäten im Stromnetz berechnet. Um die Bedeutung des netzseitigen PtG-Einsatzes in diesem Szenario deutlich zu machen, wird darüber hinaus eine gleichmäßige Verteilung der selben kumulierten PtG-Leistung über alle Regionen betrachtet.

Abbildung 4-1 zeigt die durch die PtG-Anlagen eingespeicherten Überschussstrommengen bei alleiniger Betrachtung des marktseitigen Einsatzes sowie bei Berücksichtigung eines optimal und gering ausgebauten Übertragungsnetzes. Im günstigsten Fall, bei einer netzoptimalen Platzierung der PtG-Anlagen sowie bei Unterstellung eines deutlich verzögerten Netzausbaus, können durch 2 GW PtG-Leistung überwiegend netzseitige Stromüberschüsse mit einer Energie von 3,7 TWh/a gespeichert werden. Dies entspricht knapp 1.900 VLS für den Betrieb der Anlagen.

Wird dagegen von einer gleichmäßigen Anlagenverteilung ausgegangen, so kann nur ein Bruchteil der netzseitigen Stromüberschüsse gespeichert werden, sodass sich die mittleren VLS auf etwa 500 h/a reduzieren.

Abbildung 4-1: Markt- und netzseitiger PtG-Einsatz im 63%-EE-Szenario bei 2 GW installierter Leistung zur Verwertung von Stromüberschüssen.



Quelle: Jentsch 2014

Im günstigsten Fall werden aus Systemsicht die nicht genutzten Stromüberschüsse des Systems von etwa 9 auf weniger als 6 TWh/a reduziert. Durch Verdrängung von fossilem Erdgas durch das erzeugte Speichergas können weiterhin die CO₂-Emissionen des Systems um knapp 0,5 Mio. t CO_{2eq}/a verringert

werden. Im Vergleich zu einem System mit optimalem Netzausbau bei welchem keine PtG-Speicher integriert werden, liegen die Emissionen aber dennoch um mehr als 4 Mio. t CO_{2eq}/a höher. Aus Sicht des Gesamtsystems besteht unter diesem Gesichtspunkt ein erhöhter Bedarf für eine zeitnahe Umsetzung des Netzausbaus. Ein systemischer Bedarf für den Betrieb von Langzeitspeichern zur Verwertung von Stromüberschüssen kann dagegen für das 63%-EE-Szenario nicht abgeleitet werden.

Da jedoch, wie der nächste Abschnitt zeigen wird, langfristig durch den Einsatz der PtG-Technologie ein Mehrwert für das Gesamtsystem erzielt werden kann, ist es für eine Weiterentwicklung der PtG-Technologie unabhängig von einem aktuellen Bedarf aus Sicht des Stromsektors notwendig, die Entwicklung der PtG-Technologie fortzuführen. Nur so können technische Herausforderungen gelöst und Kostendegressionen erreicht werden (siehe hierzu auch ETOGAS 2014).

4.2 Einsatz von PtG im 85%-EE-Szenario

Inhalt dieses Abschnittes ist die Modellierung und Bewertung des Einsatzes von PtG-Energiespeichern zur Verwertung der Stromüberschüsse im 85%-EE-Szenario aus Sicht des Stromversorgungssystems. In diesem Zusammenhang wird eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen abgeleitet.

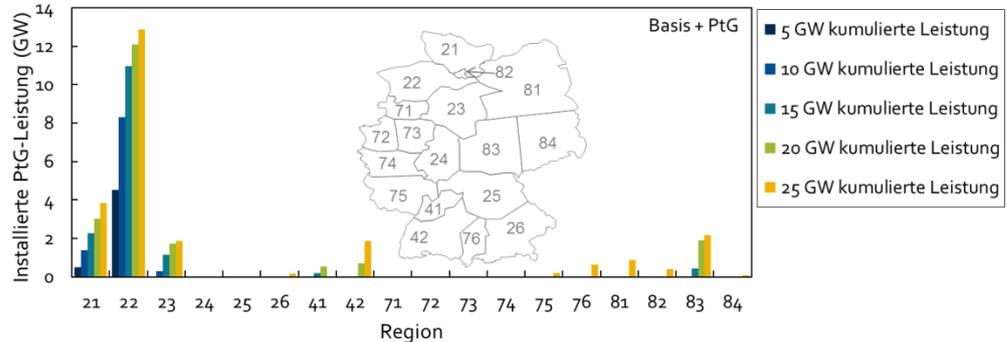
4.2.1 Bewertung von PtG als alleinige zusätzliche Ausgleichsoption

In einem ersten Schritt wird die Auswirkung von PtG als alleinige zusätzliche Ausgleichsoption im Vergleich zur Basisrechnung durchgeführt. Hierzu wird die PtG-Leistung in 5 GW-Schritten erhöht und die Auswirkungen der zunehmenden Speichermöglichkeiten auf das Gesamtsystems analysiert.

Die räumliche Verteilung der PtG-Anlagen wird so gewählt, dass diese die Stromüberschüsse des Systems möglichst nahe am Ort der Erzeugung nutzen können und somit gleichzeitig markt- und netzseitige Stromüberschüsse bedient werden können. Da hierdurch die Notwendigkeit für einen weiträumigen Transport des Speicherstroms minimiert wird, können durch eine entsprechende Anlagenplatzierung weiterhin die Netzbelastungen und somit auch die Übertragungsverluste reduziert werden. Hierdurch kann gleichzeitig ein Netzausbau, der im Speziellen für den Transport des Speicherstroms benötigt wird, vermieden werden. Für das Netzausbauszenario „optimal“ ergibt sich die in Abbildung 4-2 dargestellte räumliche Verteilung der PtG-Anlagen für eine kumulierte Leistung von 5 bis 25 GW (Details zur Berechnung siehe Jentsch 2014). Entsprechend der erhöhten erneuerbaren Stromeinspeisung aus Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen im Norden Deutschlands werden Speicher zur Nutzung der deutschlandweiten Stromüberschüsse insbesondere in den Regionen 22 und 21 platziert. Erst bei einer kumulierten PtG-Leistung ab 15 GW wird die Verteilung breiter. Dann werden für eine Minimierung der Stromtransporte auch geringe Einspeicherkapazitäten in östlichen und südlichen Regionen (insbesondere Regionen 83 und 42) platziert. Diese räumlich optimierte Anla-

genverteilung wird als Grundlage für einen netzdienlichen Speichereinsatz in den nachfolgenden Rechnungen unterstellt.

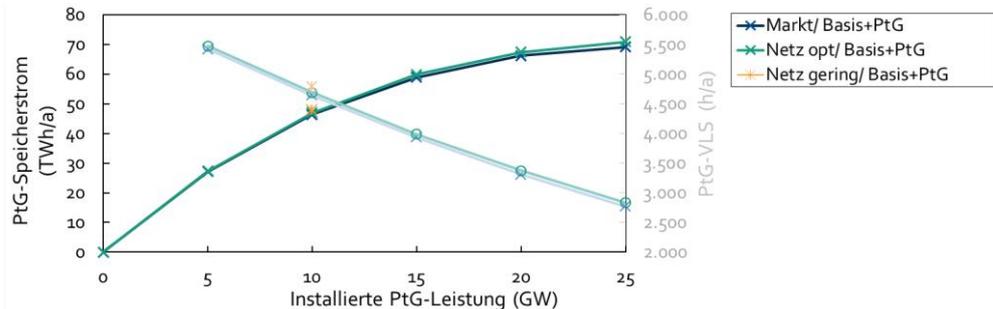
Abbildung 4-2: Netzoptimierte räumliche Verteilung der PtG-Anlagen im 85%-EE-Szenario.



Quelle: Jentsch 2014

Abbildung 4-3 zeigt die durch PtG gespeicherten Stromüberschüsse sowie die VLS für den Einsatz der Anlagen im kombinierten markt- und netzseitigen Einsatz. Es wird deutlich, dass sich die Strommengen, die in Summe durch die PtG-Technologie gespeichert werden können, zwischen markt- und netzseitigem Speichereinsatz in der hier betrachteten Konfiguration nur geringfügig unterscheiden. Wie bereits die Analyse der Stromüberschüsse (Kapitel 3) gezeigt hat, treten im 85%-EE-Szenario insbesondere marktseitige und kaum zusätzliche netzseitige Stromüberschüsse auf. Durch die geeignete Platzierung der PtG-Anlagen können die marktseitigen Stromüberschüsse auch bei Berücksichtigung der begrenzten Übertragungskapazitäten vollständig genutzt werden. Im Gegensatz zum 63%-EE-Szenario eröffnet der netzseitige Einsatz gegenüber dem marktseitigen Einsatz in Summe jedoch keinen zusätzlichen Anwendungsbereich. Vor diesem Hintergrund werden in den folgenden Analysen nur die Simulationsrechnungen für einen marktseitigen Einsatz der disponiblen Anlagen und Speicher genauer betrachtet. Unter der Voraussetzung, dass die Anlagen systemoptimiert verteilt werden, sind die mittleren Anlagenauslastungen bzw. die eingespeicherten Energiemengen damit auch bei Berücksichtigung des Übertragungsnetzes gültig.

Abbildung 4-3: PtG-Speicherstrom und Volllaststunden im markt- und netzseitigen Einsatz.



Quelle: eigene Darstellung

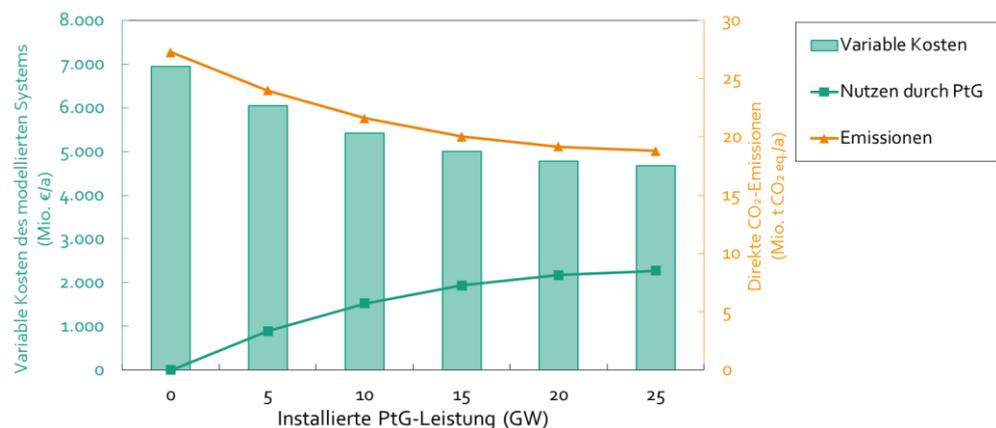
Insgesamt können bei einer installierten PtG-Leistung von z. B. 10 GW und unter der Annahme, dass keine weiteren Ausgleichsoptionen, die zur Speicherung der langfristigen Stromüberschüsse des Systems geeignet sind, zugebaut werden, 46 TWh Stromüberschüsse gespeichert werden (siehe Abbildung 4-3). Mit

zunehmender PtG-Leistung nehmen die speicherbaren Stromüberschüsse und damit auch der genutzte EE-Anteil des Systems zu. Gleichzeitig verringern sich die mittleren VLS für den Betrieb der Einspeichereinheiten.

Zusätzlich zu diesen Kennzahlen zum PtG-Einsatz selbst stellt Abbildung 4-4 die Auswirkungen des PtG-Betriebs auf die variablen Kosten sowie die CO₂-Emissionen des Stromversorgungssystems dar. Es wird deutlich, dass mit zunehmender PtG-Leistung die variablen Kosten des Systems sowie die CO₂-Emissionen abnehmen. Entsprechend der Modellierung der PtG-Technologie ergeben sich beide Effekte durch die Gutschriften für den Wert des erzeugten Speichergases bzw. durch eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen, die durch Verdrängung einer äquivalenten Menge Erdgas vermieden werden.

Die positiven Auswirkungen des Einsatzes der Langzeitspeicheroption PtG im grenzkostenminimalen Anlageneinsatz machen deutlich, dass gegenüber der Basisrechnung umfangreiche zusätzliche Ausgleichsoptionen eingebunden werden sollten. PtG stellt hier einen flexiblen Lösungsbaustein dar, durch welchen die nicht genutzten Überschüsse signifikant gesenkt werden können, wodurch Stromerzeugungskosten und CO₂-Emissionen des Systems verringert werden und der EE-Anteil erhöht werden kann. Da jedoch auch weitere Ausgleichsoptionen für die Speicherung und Nutzung der Stromüberschüsse in Frage kommen, wird im Folgenden der Einsatz der Speicheroption PtG im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen betrachtet.

Abbildung 4-4:
Einfluss der PtG-
Technologie auf die
variablen Systemkos-
ten sowie die direk-
ten CO₂-Emissionen
im 85%-EE-Szenario.



Quelle: eigene Darstellung

4.2.2 PtG im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen

Die Durchdringung des Systems mit weiteren Ausgleichsoptionen, deren zukünftige Entwicklung ebenso unklar ist wie der Ausbau der PtG-Technologie, kann einen entscheidenden Einfluss auf den Einsatzbereich der PtG-Technologie haben. Daher wird in diesem Abschnitt das Zusammenspiel zwischen PtG-Energiespeichern und weiteren Ausgleichsoptionen genauer betrachtet. Ziel ist es, auf dieser Basis eine robuste Abschätzung bezüglich eines wirtschaftlichen Einsatzbereichs der PtG-Technologie herzuleiten.

Bereits die Voruntersuchungen zu den Stromüberschüssen des Systems haben gezeigt, dass der Einfluss zusätzlicher Kurzzeitspeicher auf die Stromüberschüsse des Systems und damit auch auf den Einsatzbereich der PtG-Technologie als gering eingeschätzt werden kann. Somit wird diese Einflussgröße hier nicht weiter betrachtet. Für den Einsatz der PtH-Option wurde dagegen ein signifikanter Einfluss ermittelt, dessen Rückwirkungen auf die PtG-Technologie hier nun detailliert beleuchtet werden. Darüber hinaus wird der Unterschied im Einsatz eines ausschließlichen Strom-zu-Strom-Langzeitspeichers im Vergleich zu den Möglichkeiten von PtG-Energiespeichern, bei welchen die gespeicherte Energie besonders vielseitig genutzt werden kann, beleuchtet.

Einfluss der PtH-Option

Wie bereits in Abschnitt 3.1 aufgezeigt wurde, sind die 8 GW PtH-Leistung, die zur alternativen Wärmebereitstellung im Zusammenhang mit den KWK-Kraftwerken und BHKW modelliert werden, dazu geeignet, die Stromüberschüsse des Systems um ca. 30 TWh/a (ausgehend von 70 TWh/a in der Basisrechnung) zu reduzieren. Durch die damit verbundene Einsparung von fossilem Erdgas ergibt sich ein deutlicher Effekt auf die variablen Betriebskosten und die CO₂-Emissionen des Systems (siehe Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1:
Vergleich der Wirkung von Kurzzeitspeichern, PtH und PtG sowie deren Zusammenspiel.

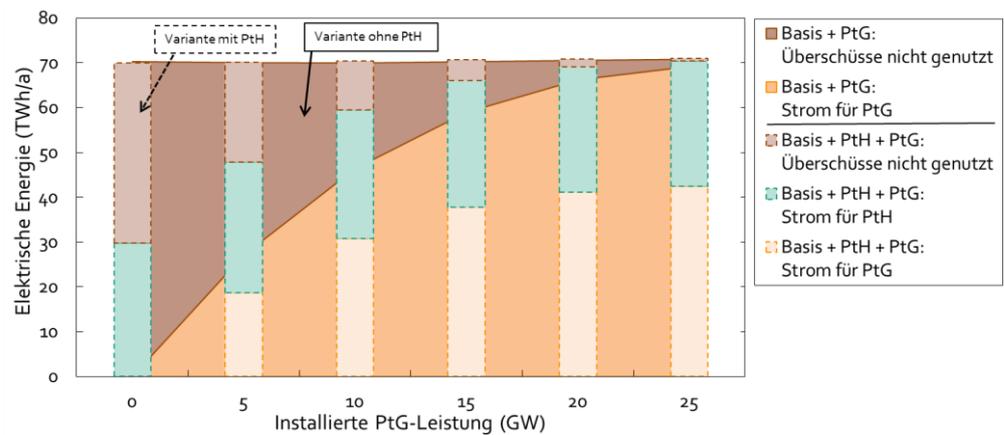
Szenariobezeichnung	variable Betriebskosten (Mio. €/a)	direkte CO ₂ Emissionen (Mio. t CO _{2eq} /a)	nicht genutzte Stromüberschüsse (TWh/a)	VLS Kurzzeitspeicher gesamt (h/a)	VLS PtH (h/a)	VLS PtG (h/a)	VLS Langzeit-Stromspeicher (h/a)
Basisrechnung (Basis)	6.943	27,3	70,3	893	-	-	-
Wirkung einzelner Ausgleichsoptionen im Vergleich							
Basis + 8 GW Kurzzeitspeicher	6.849	26,6	68,6	558	-	-	-
Basis + 8 GW PtH	5.300	21,1	40,3	1.226	3.715	-	-
Basis + 8 GW PtG	5.642	22,4	30,3	1.289	-	4.956	-
PtG im Zusammenspiel mit weiteren Ausgleichsoptionen							
Basis + 8 GW PtH + 10 GW PtG	4.437	18,5	12,3	1.161	3.308	3.964	-
Basis + 8 GW PtH+ 10 GW PtG + 5 GW Langzeit-Stromspeicher	4.086	18,1	5,2	1.025	3.211	3.227	2.039

Quelle: eigene Darstellung

Bei Betrachtung des kombinierten Einsatzes zwischen PtG- und PtH-Anlagen wird deutlich, dass der PtH-Betrieb von dem zusätzlichen Einsatz der PtG-Technologie nur geringfügig beeinflusst wird (3.300 VLS im Vergleich zu 3.700 VLS). Da jedoch Stromüberschüsse in einem höheren Leistungsbereich weniger häufig auftreten, verringert sich andersherum der Einsatzbereich der PtG-Technologie durch den gleichzeitigen Betrieb der PtH-Option gegenüber der Betrachtung von PtG als alleinige Ausgleichsoption merklich (knapp 4.000 VLS im Gegensatz zu knapp 5.000 VLS). Diese Einsatzreihenfolge zwischen PtH und PtG ergibt sich auf Grund des höheren Wirkungsgrades der PtH-Technologie,

bei welcher durch die Nutzung einer kWh Strom eine größere Menge Erdgas für den alternativen Einsatz zur Wärmeerzeugung über einen Gaskessel eingespart werden kann, als durch die PtG-Technologie produziert würde⁴. Die durch PtG und PtH genutzten Strommengen in Abhängigkeit einer zunehmenden PtG-Leistung sind in Abbildung 4-5 detailliert dargestellt. Bei einer installierten PtG-Leistung von z. B. 10 GW reduzieren sich die durch PtG gespeicherten Strommengen von 46 TWh auf 31 TWh. Gleichzeitig erhöhen sich die insgesamt durch diese beiden Technologien integrierbaren Stromüberschüsse von 46 TWh auf knapp 60 TWh.

Abbildung 4-5:
Verwertung der
Überschüsse durch
PtG und PtH sowie
nicht genutzte Strom-
überschüsse im
85%-EE-Szenario.



Quelle: Jentsch 2014

Annahme eines Strom-zu-Strom-Langzeitspeichers

Als mögliche weitere Einflussgröße auf den Einsatzbereich der PtG-Technologie und um den Mehrwert eines flexibel einsetzbaren Speichergases, wie es durch die PtG-Technologie bereitgestellt wird, aufzuzeigen, wird der Einsatz eines zentralen Strom-zu-Strom-Langzeitspeichers betrachtet. Ein solcher Speicher könnte theoretisch durch eine umfassende Anbindung und einen Ausbau der norwegischen Speicherwasser-Kraftwerke zu Pumpspeichern realisiert werden.

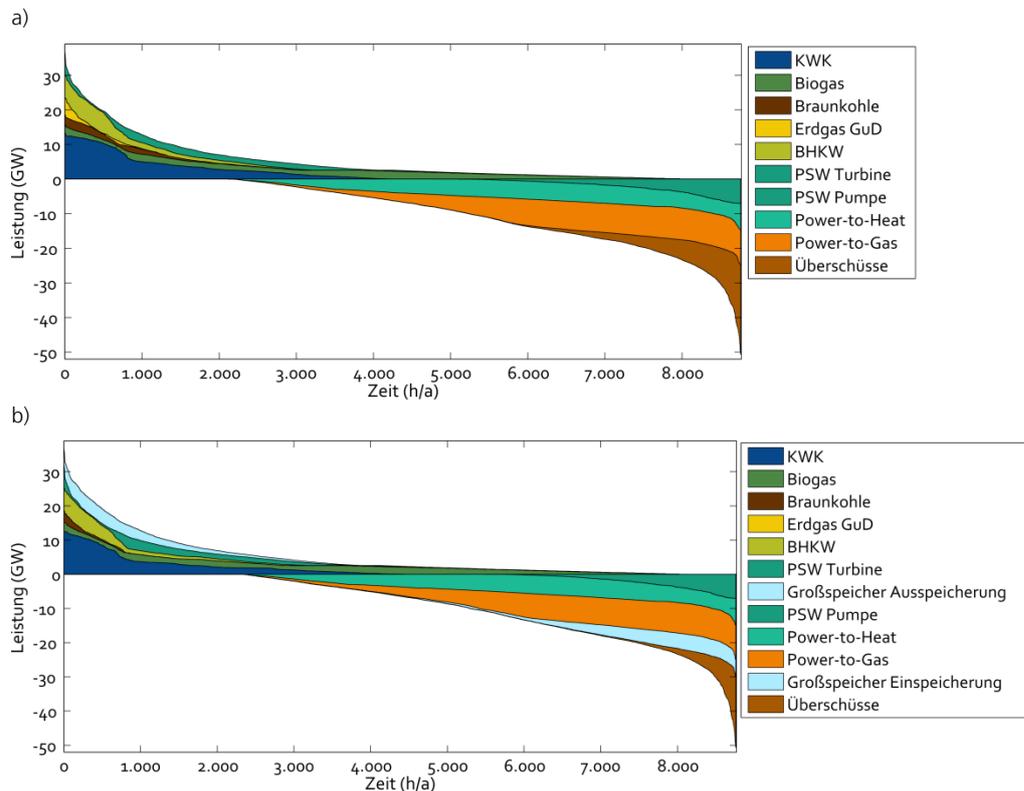
In einem geringeren Umfang ist dieser Effekt bereits in den Basisrechnungen enthalten, da die verwendete Residuallast für Deutschland um den Import bzw. Export mit Europa bereinigt wurde, wodurch u. A. ein Stromaustausch mit Norwegen berücksichtigt wurde. Ein Ausbau der norwegischen Speicherwasser-Kraftwerke zu Pumpspeichern wurde in den europäischen Rechnungen jedoch nicht unterstellt (siehe Nitsch et al. 2012).

⁴ Durch den Einsatz einer kWh-Strom über PtH mit einem unterstellten Wirkungsgrad von 99% können bei Ersatz eines Erdgaskessels mit einem Wirkungsgrad von 95% 1,04 kWh Gas je kWh Strom eingespart werden. Bei dem Einsatz der PtG-Technologie mit einem unterstellten Systemwirkungsgrad von 62% können entsprechend nur 0,62 kWh Gas je kWh Strom verdrängt werden.

Für die hier betrachtete Sensitivität wird ein exemplarischer Strom-zu-Strom-Speicher mit einer Ein- und Ausspeicherleistung von jeweils 5 GW, einem nahezu unbegrenztem Speichervolumen und einem Gesamtwirkungsgrad von 66% angenommen. Um einen solchen Langzeit-Stromspeicher optimiert einsetzen zu können, wird ein vollständiges Jahr geschlossen optimiert (siehe auch Abschnitt 2.5.3).

Abbildung 4-6 stellt den Einsatz der disponiblen Energieanlagen für die Szenariorechnung Basis + PtH + 10 GW PtG im Vergleich zu einer Rechnung, in welcher zusätzlich der beschriebene Strom-zu-Strom-Speicher (5 GW-Leistung) berücksichtigt wird, dar. Im Vergleich beider Rechnungen fällt auf, dass sich der Einsatz von PtG und PtH durch die zusätzlichen Ausgleichsmöglichkeiten des Strom-zu-Strom-Speichers nur geringfügig ändert. Dieser wird insbesondere zusätzlich zur Speicherung der vorher nicht nutzbaren Stromüberschüsse eingesetzt. Trotz seines höheren Gesamtwirkungsgrades verdrängt dieser die PtG-Technologie damit nur geringfügig (siehe auch VLS und weitere Kennzahlen in Tabelle 4-1).

Abbildung 4-6:
Jahresdauerlinien der disponiblen Energieanlagen für das 85%-EE-Szenario
a) Basis+PtH+PtG
b) Basis+PtH+PtG+zentraler Langzeit-Stromspeicher.



Quelle: Jentsch 2014

Ein genauerer Blick auf die Zusammensetzung der verbleibenden Stromerzeugung zeigt, dass durch den Langzeit-Stromspeicher auf der Erzeugungsseite die nicht-wärmegekoppelte Stromerzeugung fast vollständig ersetzt wird (Braunkohle-Kondensation, Erdgas GuD). Da die Verwendung der gespeicherten Energie des Langzeit-Stromspeichers ausschließlich im Stromsektor erfolgen kann, wählt die Optimierung zu einigen Zeitpunkten prioritär den Einsatz der

PtG-Technologie zur Produktion eines flexibel einsetzbaren Speichergases. Insbesondere in Verbindung mit der hier abgebildeten Durchdringung des Systems mit KWK-Kraftwerken und BHKW ist die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung, für welche das Speichergas beispielsweise eingesetzt werden kann, in vielen Zeiten für das System kostengünstiger als eine Stromerzeugung über den Langzeit-Stromspeicher bei gleichzeitiger Deckung der Wärmelasten der KWK-Kraftwerke über einen Gaskessel.

Schlussfolgerungen

Insgesamt lassen die hier durchgeführten Analysen zur Rolle von PtG im Wettbewerb mit weiteren Ausgleichsoptionen sowie die vorgelagerten Analysen zu den Einflussparametern auf den (Langzeit-) Ausgleichsbedarf folgende Schlussfolgerungen zu:

- Der Einfluss von Kurzzeit-Stromspeichern auf die langfristigen Stromüberschüsse des 85%-EE-Szenarios ist verhältnismäßig gering. Die exakte Entwicklung in diesem Bereich scheint daher auf den zukünftigen Einsatzbereich von PtG-Energiespeichern nur einen nachrangigen Einfluss zu haben.
- Die PtH-Option hat ein deutliches Potenzial zur Verwertung von Stromüberschüssen. Hiermit einher geht ein signifikanter Einfluss auf die Einsatzzeiten der PtG-Technologie. Sofern Stromüberschüsse und Wärmebedarf lokal und zeitlich zusammenfallen, wird die PtH-Technologie, bei Betrachtung der variablen Betriebskosten, vor PtG eingesetzt, sodass durch eine großflächige Verfügbarkeit der PtH-Technologie der potenzielle Einsatzbereich für PtG-Anlagen verringert wird.
- Als abstrakte Option wurde darüber hinaus die Wettbewerbssituation mit einem hypothetischen Strom-zu-Strom-Langzeitspeicher betrachtet, welcher einen deutlich höheren Wirkungsgrad als die PtG-Technologie aufweist. Die volkswirtschaftliche Optimierung verwendet eine solche Speicheroption insbesondere ergänzend zu den ebenfalls angenommenen Ausgleichsoptionen PtH und PtG, ohne deren VLS signifikant zu reduzieren. Hierdurch wird der erhöhte Wert des vielseitig einsetzbaren Speichergases deutlich, welches z. B. auch in der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung zum Einsatz kommen kann.

4.2.3 Bestimmung einer Nutzen-Kosten-optimierten PtG-Leistung

Nachdem der prinzipielle Mehrwert des Einsatzes der PtG-Technologie zur Verwertung von Stromüberschüssen im 85%-EE-Szenario aufgezeigt wurde, ist es das Ziel dieses Abschnittes eine bezogen auf die Gesamtkosten des Stromversorgungssystems optimierte PtG-Leistung abzuleiten. Die PtH-Technologie wird als besonders relevante Einflussgröße auf den Anwendungsbereich der PtG-Technologie hierzu stets mit einbezogen.

Zur Bestimmung einer systemoptimalen PtG-Leistung für das ansonsten vorgegebene Szenario wird der Nutzen durch den Einsatz einer zunehmenden PtG-

Leistung den Kosten für die Errichtung der Energiespeicher gegenübergestellt. Über die maximale Nutzen-Kosten-Differenz wird anschließend die optimale PtG-Leistung abgeleitet.

Nutzen durch den PtG-Einsatz

Wie bereits in Abschnitt 4.2.1 dargestellt, sinken die variablen Kosten des modellierten Systems mit steigender PtG-Leistung, da ein zunehmender Teil der Stromüberschüsse verwertet werden kann und dem System der Wert des erzeugten Speichergases gutgeschrieben wird. Die Differenz der variablen Kosten der Stromerzeugung zwischen der Basisrechnung, in welcher keine PtG-Leistung integriert ist, und den Kosten für die Sensitivitätsvarianten mit steigender PtG-Leistung wird dabei als Nutzen durch die PtG-Technologie bilanziert (siehe Abbildung 4-4). Für eine Bewertung des Speichers über seine Lebensdauer wird vereinfacht angenommen, dass der Nutzen, der exemplarisch für ein Jahr anhand der Simulation ermittelt wird, dem Mittelwert über den gesamten Betrachtungszeitraum entspricht.

Fixe Kosten der PtG-Technologie

Dem so ermittelten Nutzen werden zur Berechnung einer optimalen PtG-Leistung die Kosten für die Errichtung der PtG-Anlagen gegenübergestellt. Es wird abgeschätzt, dass die Investitionskosten je kW installierter PtG-Leistung in dem hier betrachteten 85%-EE-Szenario im Mittel 750 €/kW betragen. Zusätzlich wird angenommen, dass die fixen Betriebskosten (z. B. für Personal und Instandhaltung) jährlich 4% der Investitionskosten umfassen (siehe auch ETOGAS 2014 für Details zur Entwicklung der Anlagenkosten bis 2020). Um diese Kosten mit dem mittleren jährlichen Nutzen zu verrechnen, werden die Investitionskosten mittels der Annuitätenmethode, unter Annahme von 6% Kapitalzinsen und einem Abschreibungszeitraum von 25 Jahren, in jährliche Kosten umgerechnet. Diese betragen dann 118 €/kW/a (siehe auch Tabelle 4-2). Mit dem Ziel den Einfluss der Investitionskosten auf das Ergebnis abschätzen zu können, wird neben den angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW zusätzlich ein günstigerer bzw. geförderter Anlagenpreis (500 €/kW) sowie eine teurere Anlage (1.000 €/kW) betrachtet. Die weiteren Parameter bleiben bei diesen Sensitivitäten unverändert.

Tabelle 4-2:
Investitionskosten
der PtG-Technologie.

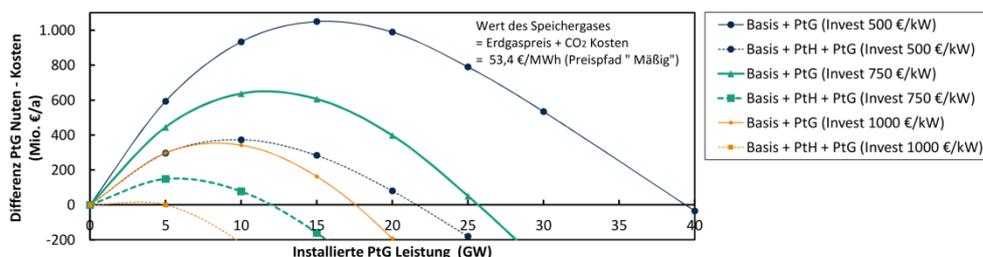
Investitionskosten	750	€/kW
Fixe Betriebskosten	4	%/a der Investitionskosten
Zinssatz	6	%
Laufzeit	25	A
Fixe jährliche Kosten = Annuität + Betriebskosten	118	€/kW/a

Quelle: Annahme in Abstimmung mit dem Projektkonsortium

Nutzen-Kosten-Kurven

Abbildung 4-7 zeigt die berechneten Nutzen-Kosten-Kurven in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung. Grundlage für die Berechnung des Nutzens der PtG-Technologie bildet zunächst der Erdgaspreisfad „Mäßig“ (siehe auch Tabelle 2-4). Die optimale PtG-Leistung bezogen auf die Gesamtkosten der Stromerzeugung bei alleiniger Veränderung der installierten PtG-Leistung lässt sich anhand der Maxima der Nutzen-Kosten-Kurven ablesen. In Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit der ergänzenden Ausgleichsoption PtH ergibt sich für die angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW (grüne Kurven) eine optimierte PtG-Leistung zwischen 6 und 12 GW. Mit geringeren bzw. höheren fixen Kosten für den Aufbau des PtG-Anlagenparks (blaue bzw. orange Kurven) schiebt sich das Maximum der Nutzen-Kosten-Kurven entsprechend in Bereiche einer höheren bzw. geringeren kumulierten PtG-Leistung. Für die Basisvariante, in welcher PtG als alleinige zusätzliche Ausgleichsoption betrachtet wird, ergibt sich bei der angenommenen Investitionskostenpreizung eine Verschiebung der optimalen Anlagenleistung um ± 4 GW.

Abbildung 4-7: Nutzen-Kosten-Kurven der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario für den Preisfad „Mäßig“.

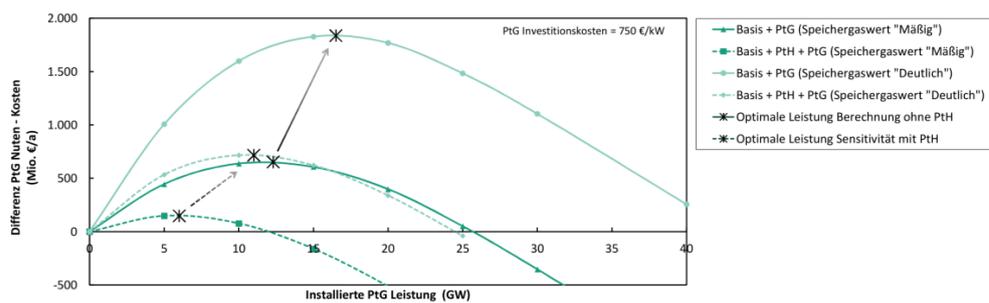


Quelle: Jentsch 2013

Da der so berechnete Nutzen der PtG-Technologie sehr stark vom angenommenen Wert des Speichergases abhängt, welcher bei der gewählten Modellierung in der volkswirtschaftlichen Simulation wiederum mit dem Erdgaspreis inklusive CO₂-Kosten korreliert, wird weiterhin der Einfluss einer deutlichen Preissteigerung als Sensitivität betrachtet. Anwendung findet hierfür eine Bewertung des Speichergases nach dem Preisfad „Deutlich“ (siehe Tabelle 2-4) bei Unterstellung der mittleren Investitionskosten von 750 €/kW. Darüber hinaus wird für die Berechnung angenommen, dass der Einsatz der PtG-Anlagen durch die Veränderung des Gaswertes nicht beeinflusst wird, sondern weiterhin der vornehmlich überschussgesteuerte Anlageneinsatz erfolgt.

Aus Abbildung 4-8 wird deutlich, dass sich durch die Variation des Gaswertes die Bandbreite der optimalen PtG-Leistung von 6 bis 12 GW für den Preisfad „Mäßig“ auf bis zu 16 GW für den optimistischen Fall „Basis + PtG“ kombiniert mit dem Preisfad „Deutlich“ vergrößert.

Abbildung 4-8: Nutzen-Kosten-Kurven der PtG-Technologie im 85%-EE-Szenario (Preisfad „Mäßig“ und „Deutlich“ im Vergleich).



Quelle: Jentsch 2013

Wird das Speichergas mit einem mittleren bis hohen Gaspreis bewertet, so tragen die PtG-Anlagen, unabhängig von der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH, zur Senkung der Gesamtkosten der Stromversorgung sowie zur Reduktion der CO₂-Emissionen des modellierten Systems bei.

Im folgenden Abschnitt wird dieser als volkswirtschaftlich optimal eingestufte Leistungsbereich aus betriebswirtschaftlicher Perspektive beleuchtet.

5 Betriebswirtschaftliche Bewertung des PtG-Einsatzes

Für eine betriebswirtschaftliche Bewertung des PtG-Einsatzes im 85%-EE-Szenario werden in diesem Abschnitt die Methangestehungskosten für die betrachteten Systemsimulationen in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung bzw. der damit verbundenen VLS für den PtG-Betrieb abgeleitet.

Zusätzlich zu den bereits getroffenen Annahmen zu den fixen Kosten der PtG-Technologie gilt es hierfür insbesondere eine Abschätzung für die zukünftigen Strombezugskosten zu treffen (Abschnitt 5.1). Hierauf aufbauend werden mittlere Methangestehungskosten für den Einsatz von PtG-Energiespeichern zur Verwertung von Stromüberschüssen abgeleitet (Abschnitt 5.2) sowie weitere Einflussfaktoren auf die Methangestehungskosten diskutiert (Abschnitt 5.3).

5.1 Strombezugskosten

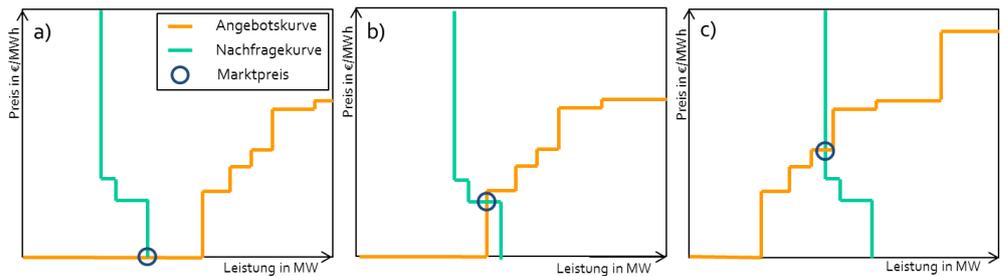
Im Gegensatz zur Analyse des PtG-Betriebs aus Sicht des Gesamtsystems, bei welcher die Strombereitstellung modellendogen erfolgt, wird für die betriebswirtschaftliche Bewertung die explizite Vorgabe eines Strombezugspreises für die PtG-Technologie benötigt. Die Strombezugskosten werden hierfür unter der Annahme eines vollständigen Marktes abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass alle Marktteilnehmer mit einem Gebot in Höhe ihrer Grenzkosten bzw. ihres Grenznutzens am Markt teilnehmen. Entsprechend der bereits eingangs gewählten Parameter zur Abbildung der PtG-Technologie (Abschnitt 2.5.2) ergibt sich das Grenzgebot einer PtG-Anlage, d. h. der Strompreis bei dem sich Einnahmen und Ausgaben im Betrieb genau ausgleichen, aus dem Speichergaswert multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Anlage. Zur Berechnung des Strombezugspreises (Energiepreis, ohne Steuern und Abgaben) für die PtG-Technologie werden die in Abbildung 5-1 dargestellten Fälle unterschieden, die nachfolgend erläutert werden:

- a) PtG stellt eine zusätzliche Last dar, deren zusätzlicher Stromverbrauch durch den vorgegebenen Erzeugungspark bereitgestellt werden muss. In Zeiten, in welchen die nicht disponible EE-Einspeisung die gesamte Nachfrage inklusive der flexiblen Nachfrage aus PtG oder PtH decken kann, wird ein Strompreis von null angenommen. Hierfür wird unterstellt, dass die nicht disponible EE-Einspeisung variable Grenzkosten nahe null hat, wodurch sich der Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve ebenfalls bei 0 €/MWh ergibt.
- b) In Zeiten, in welchen nur ein Teil der PtG-Nachfrage durch die nicht disponible EE-Einspeisung gedeckt werden kann und die nächst teurere Erzeugungseinheit das Grenzgebot der PtG-Anlagen übersteigt, wirken die Grenzgebote der PtG-Anlagen preissetzend (siehe auch consentec 2012). In diesen Zeiten stellt sich bei Unterstellung der Basisannahmen für die PtG-

Technologie (Gaswert 53,4 €/MWh, Wirkungsgrad 62%) ein Strompreis von 33,11 €/MWh ein.

- c) In allen weiteren Zeitpunkten ergibt sich der Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve oberhalb der Grenznachfrage von PtG, sodass die Anlagen in diesen Zeiten nicht betrieben werden. Da diese Stunden für den Strombezug von PtG nicht relevant sind, wird auf eine Berechnung des Strompreises in diesen Stunden verzichtet.

Abbildung 5-1:
Strompreisbildung
a) EE-Einspeisung mit Grenzkosten Null,
b) Nachfrage mit Grenzgebot >0,
c) Erzeugung mit Grenzkosten > 0 setzt den Preis.

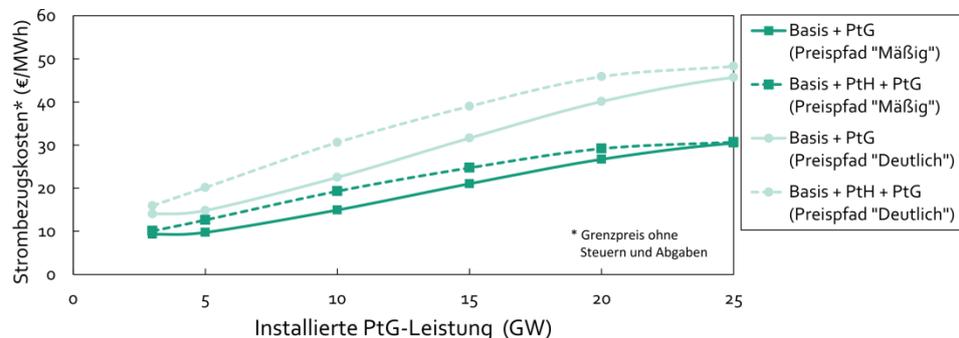


Quelle: Jentsch 2014

Nach diesem Vorgehen ergeben sich die in Abbildung 5-2 zusammengestellten mittleren Strombezugskosten für den Betrieb der PtG-Technologie in Abhängigkeit der installierten PtG-Leistung, des unterstellten Speichergaswertes sowie der Durchdringung des Systems mit der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH. Je höher die installierte PtG-Leistung, desto öfter tritt der Fall ein, dass nicht die gesamte PtG-Nachfrage durch die vorhandenen Stromüberschüsse gedeckt werden kann, sodass die PtG-Anlagen mit ihrem Grenznutzen den Preis setzen. Gleiches gilt ebenfalls für die Konkurrenzsituation mit der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH.

Darüber hinaus ergeben sich erhöhte Strombezugskosten bei Annahme des Preispfades „Deutlich“ für den Speichergaswert. Hiermit einher geht ein höheres Grenzgebot der PtG-Anlagen (49,40 €/MWh), sodass sich die Strombezugskosten in den Stunden, in welchen die PtG-Technologie den Preis setzt, entsprechend erhöhen.

Abbildung 5-2:
Mittlere Strombezugskosten für PtG im 85%-EE-Szenario.

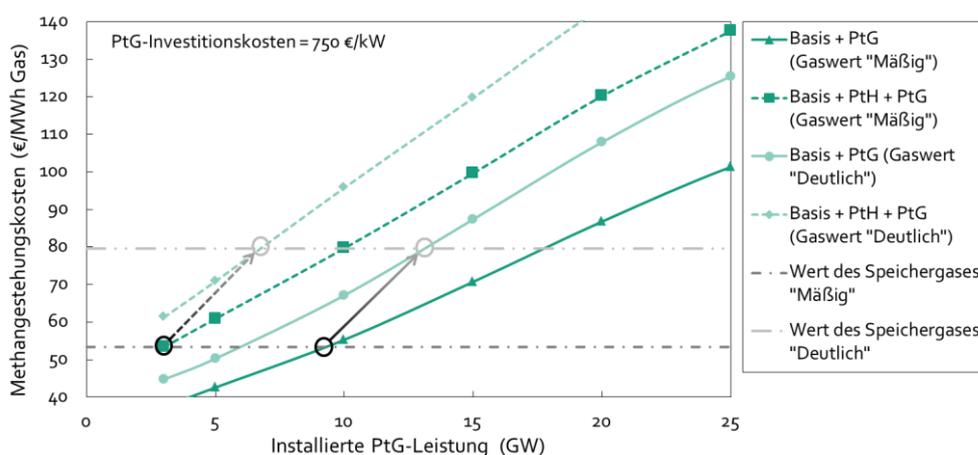


Quelle: Jentsch 2014

5.2 Methangestehungskosten

Durch Verknüpfung der VLS des PtG-Einsatzes, der Annahmen zu den fixen Kosten der PtG-Anlagen (beides entsprechend Abschnitt 4.2) sowie der abgeleiteten Strombezugskosten lassen sich mittlere Methangestehungskosten berechnen. Diese sind für den Fall der angestrebten Investitionskosten von 750 €/kW in Abhängigkeit der insgesamt installierten PtG-Leistung in Abbildung 5-3 dargestellt. Die waagerechten Linien zeigen den jeweils hinterlegten Wert des Speichergases. Solange die Methangestehungskosten unterhalb des Speichergaswertes liegen, ist unter den hier getroffenen Annahmen ein kostendeckender Betrieb möglich. In Abhängigkeit des Speichergaswertes sowie der Durchdringung des Systems mit der Ausgleichsoption PtH lässt sich ein wirtschaftlicher Bereich zwischen 3 und 14 GW installierter PtG-Leistung ableiten.

Abbildung 5-3:
Methangestehungskosten im 85%-EE-Szenario.



Quelle: Jentsch 2014

Eine abweichende Annahme zu den fixen Kosten der PtG-Technologie beeinflusst ebenfalls die Methangestehungskosten. Da VLS und Strombezugskosten von einer Änderung dieser Annahme nicht berührt werden, führt eine Erhöhung der Investitionskosten zu einer linearen Erhöhung der Methangestehungskosten, sodass sich die PtG-Leistung, für welche unter den angenommenen Rahmenbedingungen ein kostendeckender Betrieb möglich erscheint, entsprechend reduziert. Unter Annahme des Speichergaswertes „Mäßig“ verschiebt sich dadurch der Schnittpunkt zwischen Methangestehungskosten und Gaswert bei einer Erhöhung der Investitionskosten von 750 €/kW auf z. B. 1.000 €/kW von 9 GW auf etwa 6 GW PtG-Leistung.

Einfluss von Steuern und Abgaben auf den Strombezug

Für die betriebswirtschaftliche Bewertung von PtG-Anlagen im zukünftigen Stromversorgungssystem wurde zunächst vereinfacht angenommen, dass diese lediglich den Marktpreis für den Strombezug bezahlen. Die aktuelle Steuer- und Umlagensituation wurde dabei nicht berücksichtigt (siehe auch Anhang auf S. XVI). Da große Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung von Umlagen sowie der Entwicklung des Strommarktdesigns im Allgemeinen vorlie-

gen, scheint dieses Vorgehen hier zunächst zielführend. Allerdings haben die Strombezugskosten und damit auch die zu zahlenden Steuern und Abgaben auf den Strombezug einen entscheidenden Einfluss auf die Methangestehungskosten, sodass dieser Zusammenhang hier qualitativ diskutiert wird.

Der Vergleich des in Abschnitt 4.2.3 dargestellten systemoptimalen Anwendungsbereichs der PtG-Technologie mit dem in Abschnitt 5.2 ermittelten Leistungsbereich, der aus betriebswirtschaftlicher Sicht einen kostendeckenden Anlagenbetrieb verspricht, zeigt, dass die errechnete wirtschaftlich darstellbare PtG-Leistung leicht unterhalb aber in der gleichen Größenordnung wie die systemoptimale PtG-Leistung liegt. Soll ein PtG-Ausbau in der systemoptimalen Größenordnung erreicht werden, so scheint es auf Basis dieser Ergebnisse nicht zielführend den Strombezug für PtG-Energiespeicher mit Steuern und Abgaben zu belegen. Hierdurch würde sich die wirtschaftlich umsetzbare PtG-Leistung reduzieren. Auf der anderen Seite sollte gewährleistet sein, dass sämtliche Technologien, die die Stromüberschüsse des Systems flexibel verwerten können und einen vergleichbaren Mehrwert für das System darstellen, unter gleichen Bedingungen am Markt agieren können. Eine Verzerrung der Einsatzreihenfolge verschiedener Ausgleichstechnologien durch unterschiedliche Rahmenbedingungen sollte unter diesem Gesichtspunkt möglichst vermieden werden. Weiterhin gilt es, eine angemessene Beteiligung aller Stromverbraucher bzw. -wandler an den Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und der Stromnetze zu finden. Insbesondere dann, wenn ein Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten im Stromsektor für eine Nutzung in anderen Sektoren z. B. dem Verkehrssektor forciert wird, gilt es ein ausgewogenes Umlagesystem über alle Sektoren zu entwickeln, welches gleichzeitig einen kostendeckenden Betrieb der benötigten Kopplungselemente zwischen den Sektoren ermöglicht.

5.3 Ergänzende Betriebsmodelle bzw. Vermarktungskonzepte

Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Ergänzend zu einem Strombezug über den Spotmarkt und der hier unterstellten Vermarktung des Speichergases zu einem bestimmten Gaswert sind weitere Betriebsmodelle für zukünftige Anlagen denkbar, die in erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einbezogen werden sollten. So können PtG-Anlagen ihre Flexibilität z. B. auch auf dem Regelleistungsmarkt oder im Zuge des Redispatches zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen anbieten.

Während diese beiden systemrelevanten Aufgaben heute insbesondere von fossilen Kraftwerken übernommen werden, müssen diese in einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem auch von den Erneuerbaren selbst oder von Energiespeichern geleistet werden können. Technisch gesehen können durch einen dynamischen Betrieb der Elektrolyse, zumindest aus dem Betrieb heraus, alle Arten von Regelleistung bereitgestellt werden (Albrecht et al. 2013). In (ETOGAS 2014) wird in diesem Zusammenhang konkret von einem „typischen

Design-Ziel mit einer Laständerungsgeschwindigkeit von etwa 20% der Nominallast pro Sekunde“ gesprochen, wodurch die zur Bereitstellung von Regelleistung notwendigen Leistungsgradienten erfüllt werden können. In Kombination mit einem Betrieb, der sich an Stromüberschüssen orientiert, erscheint ein jeweils gegenläufiges Regelleistungsangebot zielführend: In Zeiten, in welchen eine PtG-Anlage im Überschussbetrieb Strom bezieht, hat sie die Möglichkeit einen Teil ihrer geplanten Betriebsleistung gleichzeitig als positive Regelleistung anzubieten. Im Bedarfsfall würde die Anlage ihre Einspeicherleistung entsprechend reduzieren. Andersherum kann die Anlage in den Zeiten, in welchen keine Stromüberschüsse vorliegen und diese somit keinen Strom bezieht, ihre Aufnahmeleistung als negative Regelleistung anbieten.

Sind die zukünftigen Gebotszeiträume am Regelleistungsmarkt kurzfristig und flexibel genug (z. B. auf Day-Ahead-Basis) und kann der überschussorientierte Betrieb anhand von Prognosen hinreichend gut geplant werden, so erscheint eine Kombination dieser beiden Strategien zielführend und kann zu Zusatzerlösen für die PtG-Anlagen führen. (Im Berichtsteil von ETOGAS (ETOGAS 2014) wird exemplarisch das Strombezugskonzept durch die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung detailliert dargestellt.)

Die Teilnahme am Redispatch für einen netzkonformen Anlageneinsatz im Höchst- und Hochspannungsnetz oder die Teilnahme an potenziellen zukünftig etablierten lokalen Märkten bzw. im Rahmen von Smart-Grid-Konzepten zur Unterstützung des Netzbetriebs im Mittel- und Niederspannungsnetz kann darüber hinaus eine Strategie zur gezielten Nutzung von netzseitigen Stromüberschüssen sein. Wie z. B. in Moser et al. 2014 aufgezeigt wird, können durch einen netzkoordinierten Betrieb im Verteilnetz Synergieeffekte im Wechselspiel mit einem klassischen Netzausbau generiert werden. In Jentsch 2014 wird darüber hinaus deutlich, dass bei gegebenem Netzausbau nur durch eine netzoptimierte Anlagenverteilung bei gleichzeitig netzkoordiniertem Anlagenbetrieb eine vollständige Nutzung der marktseitigen Stromüberschüsse möglich ist.

Nach den aktuellen Rahmenbedingungen ist ein netzseitiger Anlageneinsatz z. B. über den Redispatch jedoch nicht so konzipiert, dass hierüber Zusatzgewinne erzielt werden können. Eine Anpassung der Rahmenbedingungen bzw. die Einführung von neuen netzseitigen Betriebskonzepten, die einen solchen systemdienlichen Einsatz anreizen, können in der Zukunft ggf. für Zusatzeinnahmen sorgen.

Speichergasnachfrage aus anderen Sektoren

Neben den betrachteten Input-orientierten Betriebsweisen, die auf den Strombezug bzw. den gezielten Einsatz der elektrischen Elektrolyseleistung zur Erbringung von Systemdienstleistungen zielen, können ergänzend Output-orientierte Vermarktungskonzepte des Speichergases sowohl Einfluss auf den Einsatz der PtG-Technologie als auch auf die Wertigkeit des Speichergases haben. Die insbesondere im Verkehrssektor eingesetzten fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel haben mit einem Netto- bzw. Verbrauchspreis von heute etwa 6,5 ct/kWh bzw. 15,6 ct/kWh (Mineralölwirtschaftsverband 2014) im Vergleich

zum Erdgas (mittlerer Grenzübergangspreis 2014 2,5 ct/kWh, BAFA 2014) einen deutlich höheren Preis, sodass in diesem Anwendungsbereich die Referenzbetrachtung zu einer erhöhten Zahlungsbereitschaft führen kann. Durch Steuervergünstigungen für emissionsarme Kraftstoffe (wie sie heute auch für fossiles Erdgas gelten, § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG) oder durch eine zukünftige Mehrfachtarifierung auf die Biokraftstoffquote kann die Spannweite der Zahlungsbereitschaft für den Einsatz von Speichergas in den nächsten Jahren ggf. weiter erhöht werden.

Darüber hinaus sind die Fahrzeughersteller gefordert bis 2021 einen mittleren Emissionsgrenzwert ihrer Neuzulassungen von 95 gCO₂/km einzuhalten. Der Einsatz von erneuerbarem Methan in Erdgasfahrzeugen kann hier ein effektiver Hebel sein, der insbesondere in der Anfangsphase eine nachfragegetriebene Entwicklung von PtG beeinflussen kann. Hierzu passt auch, dass im Auftrag der Audi AG die erste Power-to-Gas Methanisierungsanlage im energiewirtschaftlichen Maßstab (6 MW) gebaut worden ist (Rentzing 2012).

In diesem Kontext wird z. B. auch in Bünger et al. 2014 und Ludwig Bölkow Systemtechnik 2014 aufgezeigt, dass im Zeitraum bis 2030 im Verkehrssektor die größte Zahlungsbereitschaft für Power-to-Gas zu erwarten ist. In weiteren Sektoren, in welchen ebenfalls Wasserstoff oder Erdgas als Energieträger oder zur stofflichen Nutzung zum Einsatz kommt, zeichnen sich aktuell keine erhöhten Wertigkeiten ab. Erst bei entsprechend hohen Kosten für Emissionszertifikate ist zu erwarten, dass auch hier das Interesse und die Zahlungsbereitschaft für erneuerbare, klimafreundliche Energieträger bzw. Roh- oder Hilfsstoffe zunimmt.

Durch die dargestellten Output-orientierten Vermarktungseffekte können sich einerseits die Deckungsbeiträge der PtG-Anlage gegenüber der in Abschnitt 5.2 angewendeten Vergleichsbasis über den Preis von fossilem Erdgas im jeweiligen Szenario erhöhen, andererseits können diese Effekte insbesondere in der Einführungsphase erst zu einem definierten Bedarf an PtG führen, der aus Sicht des Stromsektors nicht abgeleitet werden kann. Hierbei muss im Umkehrschluss jedoch bedacht werden, dass gleichzeitig erneuerbare Erzeugungskapazitäten im entsprechenden Umfang zugebaut werden müssen. Nur dann ist eine erwünschte positive Klimawirkung durch PtG zu erreichen (siehe auch Abschnitt 6.4).

6 Ökologische Analyse der Power-to-Gas-Technologie

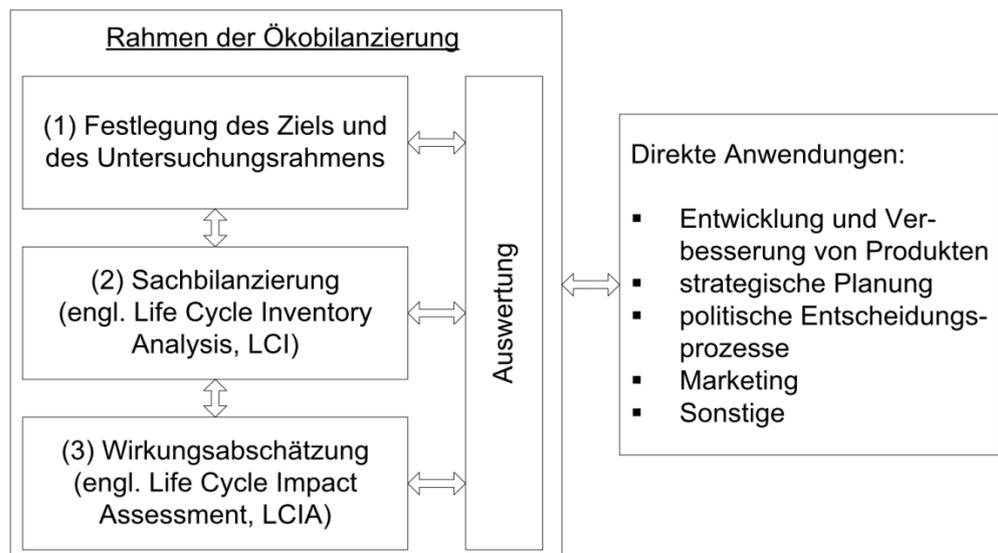
In diesem Kapitel wird eine ganzheitliche ökologische Bilanzierung (Ökobilanz, engl. Life Cycle Assessment – LCA) der 250 kW-Forschungsanlage sowie für weitere zukünftig denkbare PtG-Anlagenkonzepte durchgeführt. Der Untersuchungsschwerpunkt liegt hierbei auf der Ermittlung des CO₂-Fußabdrucks (engl. *Product Carbon Footprint*) des hergestellten (erneuerbaren) Methans. Hierzu wird in Abschnitt 6.1 das methodische Vorgehen zur Erstellung der Lebenszyklusanalyse erläutert. In einem ersten Schritt werden die Systemgrenze der Ökobilanz sowie die funktionelle Einheit definiert und auf die Allokation von Umweltwirkungen eingegangen (siehe hierzu Abschnitt 6.2). Anschließend erfolgt in Abschnitt 6.3 die Erstellung der Sachbilanzen für die einzelnen betrachteten Anlagenkonzepte. Weiterhin werden die wesentlichen Transitionen und potenziellen ökologischen Einflussgrößen ermittelt und nähergehend erläutert. Danach findet auf Basis der erstellten Sachbilanzen die ökobilanzielle Abschätzung auf Umwelteinwirkungen statt, wobei in Abschnitt 6.4.1 die 250 kW-Forschungsanlage Gegenstand der Untersuchungen ist und anschließend in Abschnitt 6.4.2 weitere zukünftig denkbare Anlagenkonzepte analysiert werden. Abschließend erfolgt eine allgemeine Diskussion der Klimaschutzwirkung von PtG (siehe hierzu Abschnitt 6.5).

Zur Erstellung der Ökobilanz wird die Software Umberto genutzt, mit der auf Basis von Petri-Netzen realitätsnahe Stoff- und Energieströme der zu untersuchenden Produktsysteme für eine ökologische Bewertung nachgebildet werden. Des Weiteren besteht als Datengrundlage für die Erstellung von Transitionen (Umwandlungsprozessen) Zugriff auf die Ökobilanzdatenbank Ecoinvent (ecoinvent Datenbank 2010), die als Grundlage für die meisten Ökobilanzen der Industrie dient; auf Erfahrungswerten basierende Daten enthält und somit eine gute Grundlage bietet, um belastbare Aussagen zu Umweltwirkungen der verwendeten Materialien und zu ablaufenden Prozessen treffen zu können.

6.1 Rahmen der Ökobilanzierung

Für die ökologische Bewertung der 250 kW-Forschungsanlage sowie der weiteren Anlagenkonzepte wird das Instrument der Lebenszyklusanalyse genutzt. Untersuchungsgegenstand können hierbei einzelne Produkte oder Dienstleistungen, Prozesse oder ganze Produktionsstandorte sein. Ferner können dem Produktsystem vor- und nachgelagerte Prozesse zugeordnet und in die Evaluation mit aufgenommen werden, was eine umfassende Betrachtung des Untersuchungsgegenstands ermöglicht. Die ganzheitliche qualitative Erfassung der Umweltsituation des betrachteten Produktsystems erlaubt eine Allokation möglicher schädlicher Umweltwirkungen. Anhand dieser Informationen ist es möglich, Maßnahmen zu ergreifen, die diese Umweltbelastungen vermeiden oder reduzieren. Die Ökobilanzierung liefert somit nützliche Informationen um Produkte, Prozesse oder Dienstleistungen ökologisch effizienter zu gestalten und die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen.

Abbildung 6-1:
Methodisches Ge-
rüst der Ökobilanzie-
rung nach der ISO-
Norm 14040.



Quelle: eigene Darstellung nach NORM DIN EN ISO 14044 2006

Anhand des in Abbildung 6-1 aufgezeigten Rahmens der Ökobilanzierung werden die Anlagenkonzepte analysiert und bewertet. Dazu findet in einem ersten Schritt eine genaue Definition der Ziele und Systemgrenzen auf Grundlage der jeweiligen Anlagenkonzepte statt. In der anschließenden Sachbilanzierung werden mögliche Umweltwirkungen des untersuchten Produktsystems quantifiziert. Hierzu werden sämtliche Energie- und Stoffströme, wie Ressourcenentnahmen, Emissionen und Flächennutzung über den gesamten Lebensweg aggregiert. Die Werte der Bilanzierung werden in der Wirkungsabschätzung zusammengefasst und mittels anerkannter Bewertungsmethoden auf spezielle Umweltwirkungen untersucht.

Der Fokus dieser Analyse liegt auf der Ermittlung von Treibhausgasemissionen. Die Umweltwirkungen werden normiert auf eine thermische kWh des erzeugten Speichergases (CH₄) widergegeben, um einen qualitativen ökologischen Vergleich verschiedener Anlagenkonzepte untereinander zu ermöglichen.

6.2 Zieldefinition und Rahmen

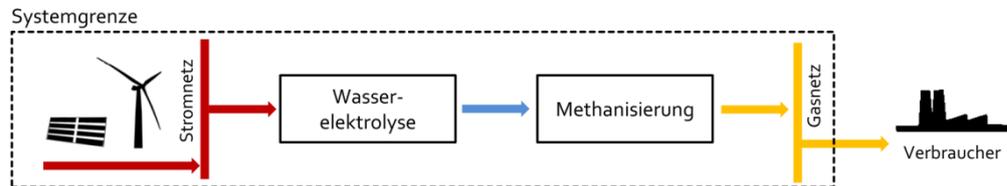
Jedes im Detail zu untersuchende Anlagenkonzept repräsentiert verschiedene Rahmenbedingungen und für die Erstellung einer Treibhausgasbilanz ist jeder Eingangsparameter zu definieren. Das Ziel dieser ökobilanziellen Bewertung ist die Ermittlung der entstehenden Treibhausgasemissionen entlang des CH₄-Speicherpfades. Nachfolgend werden die gewählte Systemgrenze der Untersuchung sowie die funktionelle Einheit und die Festlegungen zur Allokation von Umweltwirkungen kurz erläutert.

Systemgrenze

Allgemein definiert die Systemgrenze die Schnittstellen des betrachteten Systems zu seiner Umwelt. Bei den durchgeführten Analysen erfolgt eine cradle-to-gate Betrachtung der Erzeugungspfade, d. h. alle Aufwendungen von der

Erzeugung bis hin zur Bereitstellung des Speichergases beim Verbraucher werden mitbilanziert. Stromseitig werden beispielsweise sämtliche Umweltwirkungen berücksichtigt, die u. a. mit dem Bau und Betrieb der Windenergie- oder PV-Anlagen und dem Stromtransport bis zur PtG-Anlage verbunden sind.

Abbildung 6-2:
Systemgrenze der
Ökobilanz.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 6-2 zeigt vereinfacht die gewählte Systemgrenze auf, innerhalb welcher die ökobilanzielle Betrachtung erfolgt. Neben der Stromerzeugung werden u. a. der Wasserelektrolyseur und der Methanisierungsreaktor sowie zusätzlich der Gastransport bis zum Verbraucher berücksichtigt. Somit werden alle wesentlichen mit der Erzeugung und Einspeisung verbundenen Umweltwirkungen des Speichergases erfasst.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit der untersuchten Anlagenkonzepte ist die Energieeinheit thermische kWh, wobei sich diese auf den Heizwert des erzeugten Methans bezieht.

Allokation

Die Allokation von Umweltwirkungen geschieht auf Grundlage der definierten Systemgrenze (siehe Abbildung 6-2). Die Zuteilungen von Umweltwirkungen, die aus einem anderen Systemraum übernommen oder abgegeben werden, beziehen sich auf den Bedarf an Kohlenstoffdioxid für die Methanisierung sowie auf die Annahme zur Wiederverwertbarkeit von Materialien.

Für die Untersuchungen wird die Annahme getroffen, dass die PtG-Anlage eine Biogasanlage mit Einspeisung ins Erdgasnetz (sogenannte Biomethananlage) als Kohlenstoffdioxidquelle nutzt. Dabei findet eine in Ökobilanzen übliche anteilige Anrechnung der technischen Einrichtung für die Abtrennung des Kohlenstoffdioxids anhand einer 50:50-Allokation statt, bei der die Umweltwirkungen je zur Hälfte den beiden Produktsystemen zugeordnet werden. Da es sich bei Kohlenstoffdioxid aus Biomethananlagen um biogenes CO₂ handelt, geht dieses klimaneutral in die Berechnung der Umweltwirkungen ein.

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die notwendigen Stahlmengen mit einer Recyclingquote von 80% wieder in anderen Produktsystemen Verwendung finden. Für die Wasserelektrolyse wird von einer hohen Wiederverwertbarkeit der Stahlmengen ausgegangen, was einen maßgeblichen Effekt auf die Treibhausgasbilanzen hat. Die Allokation für das Recycling erfolgt auf Basis der Gutschriftenmethode.

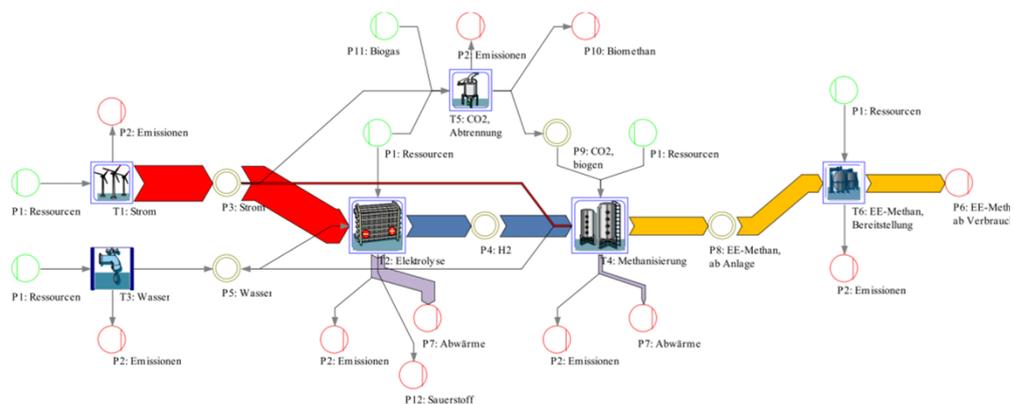
6.3 Sachbilanz

Die Erstellung der Sachbilanzen für die jeweiligen Anlagenkonzepte erfolgt mittels der Ökobilanzsoftware Umberto sowie der Ökobilanzdatenbank Ecoinvent. Dabei wird unter Berücksichtigung verschiedener Einflussgrößen (Stromquelle, Vollaststunden der PtG-Anlage etc.) und der definierten Systemgrenze ein Energie- und Stoffstromnetz erstellt, welches insbesondere die folgenden Faktoren berücksichtigt:

- Materialaufwendungen für die Errichtungen der Infrastrukturen auf sämtlichen Prozessstufen (z. B. Elektrolyseur) und
- Aufwendungen an Betriebsmitteln und Energien für Hilfsprozesse im Rahmen der gesetzten Systemgrenzen.

Für eine detaillierte Betrachtung der Speicherpfade wird das erstellte Petri-Netz⁵ in Abbildung 6-3 dargestellt und erläutert. Dabei werden die Energieströme mengenproportional im richtigen Verhältnis wiedergegeben. Als Input für die alkalische Druckelektrolyse sind die Transitionen Strom und Wasser aufgeführt. Die Ressource Wasser wird als Inputstoff für die Elektrolyse inklusive der Umweltwirkungen der Vorkette für die Bereitstellung bis zur Anlage simuliert. Die Transition Strom beschreibt die Strombereitstellung und steht repräsentativ für alle untersuchten Strombezugsquellen. Die beiden Energie- und Stoffströme gehen in den Prozess der Wasserelektrolyse ein. Auf dieser Stufe sind unterhalb der Transition zusätzlich die auftretende Abwärme und die Sauerstoffproduktion aufgeführt. Aufgrund standortspezifischer Kriterien wird in dieser Analyse eine weitere Verwendung dieser beiden Nebenprodukte nicht betrachtet. Innerhalb der Transition Elektrolyse sind sämtliche mit dem Bau und für den Betrieb notwendigen Aufwendungen abgebildet.

Abbildung 6-3:
Petri-Netz des PtG-Speicherpfades.



Quelle: Hobmeier 2012

⁵ Allgemein werden Petri-Netze genutzt, um Stoffströme zu modellieren. Die Netze setzen sich aus Transitionen, Stellen und Verbindungen zusammen, mit denen sich beliebig komplexe Netzstrukturen abbilden lassen.

Anschließend folgt der Prozessschritt der Methanisierung, bei dem u. a. Kohlenstoffdioxid benötigt wird. Für die Untersuchungen im Rahmen dieses Projektes wird hierbei von einer Biomethananlage als CO₂-Lieferant ausgegangen (siehe hierzu weitergehend Trost et al. 2012). Deshalb wird, wie in Abschnitt 6.2 bereits methodisch beschrieben, die Abtrennungseinrichtung anteilig dem PtG-Prozess zugerechnet. Weiterhin sind Flüsse aus der Transition Strom auch zur CO₂-Abtrennung und zur Methanisierung eingefügt, die deren im Verhältnis zur Wasserelektrolyse geringen Strombedarf decken. Die Bewertungen finden hier auf Basis der stöchiometrischen Betrachtung des Sabatier-Prozesses zur Methansynthese aus Wasserstoff und Kohlenstoff statt, bei dem es sich um einen exothermen Prozess handelt und Abwärme auf hohem Temperaturniveau anfällt. Als Output-Größe der Methanisierung ist demnach ein Abwärmestrom zu verzeichnen, für den analog zur Transition Elektrolyse innerhalb der Systemgrenze keine Nutzung abgebildet wird.

Die einzelnen Transitionen aus Abbildung 6-3 bedürfen einer näheren Beschreibung, um eine hinreichende ökologische Bewertung vornehmen zu können. Aus diesem Grund werden diese in den folgenden Abschnitten 6.3.1 bis 6.3.3 detaillierter erläutert.

6.3.1 Stromquelle

Im Rahmen der Wirkungsabschätzungen in Abschnitt 6.4 werden verschiedene Stromquellen simuliert, um deren Einfluss auf die Umweltwirkungen des Speichergases zu untersuchen. Die jeweiligen Hauptstromquellen werden im Folgenden näher spezifiziert. Für alle Varianten wird der Stromtransport ab dem Ort der Erzeugung bis zur PtG-Anlage mit berücksichtigt.

a) Windenergieanlagen

Bei der Stromerzeugung durch Windenergie wird im Rahmen dieses Projektes zwischen Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen unterschieden. Diese besitzen neben unterschiedlich hohen Volllaststunden und damit einhergehenden Energieerträgen ebenfalls verschieden hohe Material- und Energieaufwendungen beim Bau und Betrieb der Anlagen. Für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen der Onshore-Stromerzeugung wird der Datensatz für eine 800 kW_{el} Windenergieanlage genutzt und im Fall der Offshore-Stromerzeugung erfolgt die Ermittlung des CO₂-Fußabdrucks auf Basis einer 2 MW_{el} Windenergieanlage der Ecoinvent-Datenbank (ecoinvent Datenbank 2010). Für die Analysen der zukünftigen Anlagenkonzepte erfolgt eine Anpassung der erzielbaren Volllaststunden und spezifischen Emissionen der jeweiligen Stromerzeugungsart.

b) Photovoltaikanlagen

Für die Erfassung der Ökobilanzwerte der Strombereitstellung aus Photovoltaikanlagen sind insbesondere die Modulbauarten und verwendeten Materialien relevant. Der erzeugte Datensatz umfasst daher einen Mix aus verschiedenen Modulvarianten für Dach- und Fassadenanlagen, wobei die Fassadenanlagen

aufgrund geringer installierter Leistung nur mit 1% in die Gesamterträge der Berechnungen eingehen. Unter Berücksichtigung der Aufteilung und Werte für die solare Einstrahlung ergeben sich im 63%-EE-Szenario durchschnittliche Treibhausgasemissionen von etwa 81,6 gCO_{2-äq} für die Erzeugung von einer kWh Photovoltaikstrom. Analog zur Stromerzeugung aus Windenergieanlagen erfolgt eine Anpassung der spezifischen Emissionen in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios.

c) *Deutscher Strommix*

Neben dem Einsatz von erneuerbaren Stromquellen für die Erzeugung von CH₄-Speichergas, erfolgen für die zukünftigen PtG-Anlagenkonzepte ebenfalls Ermittlungen der spezifischen Treibhausgasemissionen bei Berücksichtigung des deutschen Strommixes. Datengrundlage für die direkten Emissionen bei der Verbrennung von Energieträgern bilden hierbei die Annahmen der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012). Zusätzlich werden vor- und nachgelagerte Prozesse hinzugerechnet, um eine gesamtheitliche Betrachtung der Emissionen zu gewährleisten. Im 63%-EE-Szenario betragen die spezifischen CO₂-Emissionen etwa 225 g CO₂ pro erzeugter kWh Strom.

6.3.2 Technische Einrichtungen

In diesem Abschnitt werden alle technischen Einrichtungen spezifiziert, die für die Speicherung von Strom als chemischer Energieträger in Form von CH₄ notwendig sind. Dies umfasst den Elektrolyseur für die Wasserstoffherzeugung, die CO₂-Abtrennungseinrichtung für die Methansynthese, den Synthesereaktor für die Erzeugung von Methan und die Stufe der Verdichtung zur Einspeisung in das Erdgasnetz.

Elektrolyseur

Für die Wasserstoffherzeugung wird ein kommerzieller alkalischer Druckelektrolyseur mit einem Ausgangsdruck von 30 bar bilanziert, bei dem die notwendige Infrastruktur in Abhängigkeit der jeweiligen installierten Leistung betrachtet wird. Der Energiebedarf beträgt im Fall der Forschungsanlage 5,0 kWh_{el}/Nm³ Wasserstoff, der alle elektrischen Aufwendungen u. a. für die Wasseraufbereitung mit einschließt. Bei den Analysen zukünftiger Anlagenkonzepte wird von einer Wirkungsgradsteigerung ausgegangen⁶. Neben dem Wirkungsgrad ist aus ökobilanzieller Sicht der benötigte Stahl zur Herstellung des Elektrolyseurstacks eine weitere wesentliche Kenngröße, der insbesondere für die Elektrolyseurstacks anfällt. Für eine Wasserstoffproduktion von 200 Nm³/h sind durchschnittlich 23,5 Tonnen Stahl notwendig, der nahezu 90% des Gesamtgewichts eines Elektrolyseurs ausmacht. Das Stackgewicht ist somit eine wesentliche Größe für die ökobilanzielle Bewertung verschiedener Anlagengrößen. Aus diesem Grund wird für eine geplante kommerzielle PtG-Anlage mit 6 MW_{el} auf Basis von ver-

⁶ Im 63%-EE-Szenario wird ein Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 73% unterstellt, der sich auf 75% im 85%-EE-Szenario erhöht.

fügbaren Marktdaten ein abnehmender Stahlbedarf mit steigender Elektrolyseleistung unterstellt. Für den Stahlanteil wird eine Recyclingquote von 80% unterstellt. Aufwendungen für den Betrieb der Elektrolyse sind im Gegensatz zur Infrastruktur als gering anzusehen, da keine direkten Betriebsmittel anfallen. Es ist lediglich mit einem leichten Austrag an Kaliumhydroxid aus dem Elektrolyt zu rechnen, welches je funktionelle Einheit mit weniger als 1 mg angesetzt wird.

CO₂-Abtrennung

Da im Rahmen dieser Analyse eine Kombination aus PtG- und Biogasanlage mit Einspeisung ins Erdgasnetz simuliert wird, findet eine jeweils anteilige Anrechnung der Umweltwirkungen aus der CO₂-Abtrennungseinrichtung statt. Die Berechnung erfolgt auf Basis der erreichten Volllaststunden der PtG- und der Biomethananlage selbst, bei der von 8.000 jährlichen Volllaststunden ausgegangen wird. Während der Betriebszeit der PtG-Anlage findet eine 50:50-Allokation der Umweltwirkungen statt. Als Datengrundlage wird der Datensatz für eine Pressure Swing Adsorption (PSA) Abtrenneinrichtung aus (ecoinvent Datenbank 2010) übernommen.

Synthesereaktor

Die Prozessstufe der Methanisierung wird auf Grundlage des Sabatier-Prozesses realisiert, wobei in einem chemischen Prozess Kohlenstoff und Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt wird. Stehen Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in ausreichender Menge und Reinheit zur Verfügung, gibt es verschiedene technische Verfahren um den Prozess zu realisieren. In sogenannten Festbett- oder Wirbelschichtreaktoren kann eine heterogene Katalyse durchgeführt werden, bei der die Synthese von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid unter kontrollierten Bedingungen stattfindet. Im Rahmen der Untersuchungen werden die technische Einrichtung und der Betrieb eines Festbettreaktors unterstellt und bilanziert. Der Bilanzierung liegen die stöchiometrischen Berechnungen des exothermen Sabatier-Prozesses zugrunde (maximaler Wirkungsgrad 82,9%).

Verdichter

Bei Einspeisung des erzeugten Speichergases in das Erdgasnetz ist das Produktgas ggf. vorher weiter auf das Druckniveau der jeweiligen Erdgasleitung zu verdichten. Hierzu wird auf Basis der spezifischen isentropen Verdichtungsarbeiten der Gase für das Druckverhältnis von 1,57 (30 bar auf 47 bar - Erdgasfernleitung) die erforderliche Energie sowie die notwendige Infrastruktur (Verdichter etc.) mit einbezogen. Zusätzlich wird ein Betrieb des Verdichters mit dem erzeugten Speichergas unterstellt. Unter Berücksichtigung eines Verdichtereffizienzgrades von 78% wird bei der Verdichtung von Methan ein Gesamtwirkungsgrad von 99,5% erreicht.

6.3.3 Verteilung

Nachdem das erzeugte Produktgas auf das Druckniveau der Erdgasleitung verdichtet wurde, wird zusätzlich eine durchschnittliche Transportstrecke von 500 km ab der Einspeisung bis zum Verbraucher bei einer Einspeisung ins Fernleitungsnetz mit berücksichtigt. Die Berechnungen erfolgen für die betrachtete Strecke auf Basis des spezifischen Gewichts des Gases. Mit eingerechnet werden hier die Aufwendungen für die Infrastruktur der Erdgasleitung und die Energiemengen, die für die Verdichterstationen und das Halten des Druckniveaus benötigt werden.

6.4 Wirkungsabschätzung

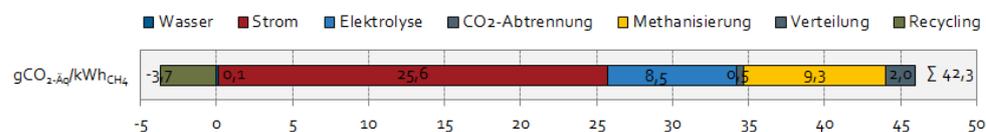
In diesem Abschnitt findet auf Basis der erstellten Sachbilanzen die ökobilanzielle Abschätzung auf schädliche Umwelteinwirkungen statt. Auf Basis des Product Carbon Footprint (PCF) wird eine ganzheitliche Betrachtung der Treibhausgasemissionen entlang des gesamten Lebensweges der Speichergase bis hin zum Verbraucher durchgeführt. Hierbei werden mit Hilfe der Global Warming Potentials (GWP), die durch den Weltklimarat (IPCC) definiert wurden, alle entstehenden Treibhausgase erfasst. Die einzelnen GWP beschreiben die Klimawirkungen im Vergleich zum CO₂ über einen Zeitraum von 100 Jahren.

In Abschnitt 6.4.1 werden die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung der 250 kW-Forschungsanlage näher erläutert und anschließend in Abschnitt 6.4.2 der CO₂-Fußabdruck für weitere zukünftig denkbare Anlagenkonzepte beschrieben.

6.4.1 250 kW-Forschungsanlage

Bei der durchgeführten cradle-to-Gate Betrachtung der Treibhausgasemissionen der 250 kW-Forschungsanlage entstehen, bei unterstellten 3.000 Volllaststunden der Anlage und einer Betriebszeit von 25 Jahren unter Berücksichtigung der beschriebenen Bewertungsmethodik, Gesamtemissionen von etwa 42,3 gCO_{2-äq}/kWh_{CH₄}. Eine Aufschlüsselung der Gesamtemissionen auf die einzelnen Prozessstufen und technischen Einrichtungen ist in Abbildung 6-4 dargestellt.

Abbildung 6-4:
PCF der 250 kW-
Forschungs-
anlage.



Quelle: eigene Darstellung

Über 60% der Gesamtemissionen (25,6 gCO_{2-äq}/kWh_{CH₄}) entfallen auf die Strombereitstellung (Erzeugung und Transport). Im Fall der Forschungsanlage wird für die Strombereitstellung Onshore-Windenergie unterstellt (siehe hierzu Abschnitt 6.3.1). Der Anteil des eigentlichen Stromtransports an den Emissionen der Strombereitstellung beträgt etwa 5%.

Auf den Prozessschritt der Elektrolyse entfallen etwa $8,5 \text{ gCO}_{2\text{-}\ddot{a}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$ der Gesamtemissionen und die Methanisierung trägt mit ca. $9,3 \text{ gCO}_{2\text{-}\ddot{a}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$ zum PCF der Anlage bei. Hierbei werden die meisten Umweltwirkungen durch den Bau und die Errichtung der einzelnen technischen Einrichtungen verursacht und sind somit bezogen auf die funktionelle Einheit signifikant von den unterstellten VLS abhängig. Die CO_2 -Abtrennung sowie die Wasserbereitstellung tragen nur unwesentlich zu den Treibhausgasemissionen der Forschungsanlage bei (zusammen etwa 1,4% an den Gesamtemissionen). Die anschließende Verteilung des erzeugten Speichergases über eine Strecke von 500 km bis zum Verbraucher verursacht etwa $2 \text{ gCO}_{2\text{-}\ddot{a}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$. Bei der angenommenen Recyclingquote von 80% für den eingesetzten Stahl erfolgt eine Gutschrift von $3,7 \text{ gCO}_{2\text{-}\ddot{a}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$.

Das Ergebnis der Untersuchung des PCF der Forschungsanlage macht deutlich, dass bei einer gesamtheitlichen Betrachtung der Umweltwirkungen insbesondere die eingesetzte erneuerbare Stromquelle wesentlichen Einfluss auf die Gesamtemissionen des erzeugten Speichergases hat. Die Annahmen zur Allokation des Strombezugs werden daher in den folgenden Anlagenkonzepten detaillierter untersucht.

6.4.2 Zukünftige Anlagenkonzepte

Für die Analyse zukünftiger PtG-Anlagenkonzepte ist es erforderlich, die wesentlichen Rahmenbedingungen (u. a. Anlagenleistung, -wirkungsgrad und Stromquelle) festzulegen. Hierzu werden auf Basis der in Kapitel 4 und Kapitel 5 durchgeführten dynamischen Simulationen des Stromversorgungssystems Anlagenkonzepte abgeleitet, deren wesentlichen technischen Parameter in Tabelle 6-1 zusammengefasst sind. Für jedes Anlagenkonzept (AK) werden neben der Anlagenleistung und Betriebszeit, der jeweilig unterstellte Wirkungsgrad sowie die erreichbaren Volllaststunden und die eingesetzte Stromquelle angegeben.

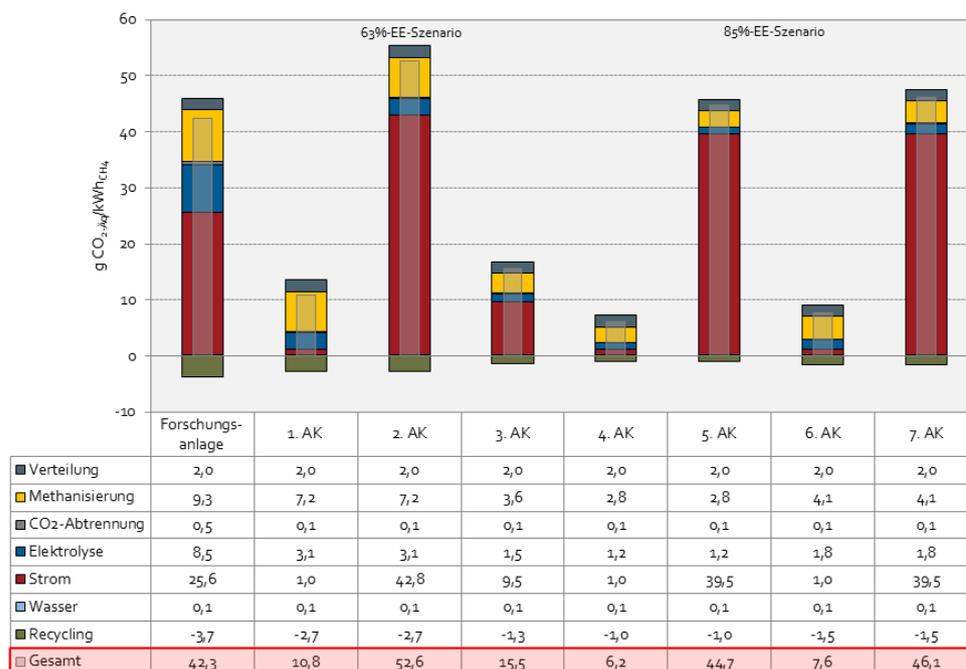
Den Anlagenkonzepten eins bis drei liegen Annahmen des 63%-EE-Szenarios zugrunde und die Konzepte vier bis sieben beziehen sich auf die gewonnenen Erkenntnisse des 85%-EE-Szenarios. Bis auf das dritte Anlagenkonzept basieren alle Untersuchungen auf der Speicherung von Überschussstrom entsprechend der Volllaststunden, die sich in den jeweiligen Systemsimulationen (Kapitel 4) ergeben haben. Bezüglich möglicher Umweltwirkungen des Strombezugs werden zwei unterschiedliche Optionen untersucht. Zum einen erfolgt eine gesamtheitliche Bilanzierung der Umweltwirkungen der erneuerbaren Strombereitstellung inklusive aller Infrastrukturaufwendungen (2. AK, 3. AK, 5. AK und 7. AK). Zum anderen wird ausschließlich der Stromtransport bilanziert, dem PtG-Prozess werden jedoch keine Emissionen der erneuerbaren Stromerzeugung zugeordnet (1. AK, 4. AK und 6. AK).

Tabelle 6-1:
Technische Parameter der zukünftigen PtG-Anlagen.

Anlagen-konzept	Szenario	Parameter	
1. AK	63%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	73%
		PtG-Volllaststunden	1.800
		Stromquelle	Stromüberschüsse: ohne Allokation der Emissionen
2. AK	63%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	73%
		PtG-Volllaststunden	1.800
		Stromquellen	Stromüberschüsse: 42% Onshore, 35% Offshore, 23% PV
3. AK	63%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	73%
		PtG-Volllaststunden	3.650
		Stromquelle	100% Offshore
4. AK Basis + 10 GW PtG	85%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	75%
		PtG-Volllaststunden	4.600
		Stromquelle	Stromüberschüsse: ohne Allokation der Emissionen
5. AK Basis + 10 GW PtG	85%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	75%
		PtG-Volllaststunden	4.600
		Stromquelle	Stromüberschüsse: 40% Onshore, 38% Offshore, 22% PV
6. AK Basis + PTH + 10 GW PtG	85%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	75%
		PtG-Volllaststunden	3.084
		Stromquelle	Stromüberschüsse: ohne Allokation der Emissionen
7. AK Basis + PTH + 10 GW PtG	85%-EE-Szenario	Anlagenleistung	6 MW _{el}
		Betriebszeit	25 Jahre
		Elektrolysewirkungsgrad	75%
		PtG-Volllaststunden	3.084
		Stromquelle	Stromüberschüsse: 40% Onshore, 38% Offshore, 22% PV

In Abbildung 6-5 sind die Treibhausgasbilanzen der untersuchten CH₄-Speicherpfade untergliedert nach den wesentlichen Umwandlungsprozessen, unter Berücksichtigung der Infrastruktur, dargestellt. Zusätzlich ist die Wiederverwertung von Stahl über eine Recyclingquote abgebildet. Die unter Berücksichtigung der Recyclingquote resultierenden Emissionen sind als innen liegender transparenter Balken separat dargestellt.

Abbildung 6-5:
PCF zukünftiger
Anlagenkonzepte.



Quelle: eigene Darstellung

Das Ergebnis der Untersuchung des PCF der verschiedenen Anlagenkonzepte macht deutlich, dass insbesondere die eingesetzte erneuerbare Stromquelle (roter Balken) wesentlichen Einfluss auf die Gesamtemissionen des erzeugten Speichergases hat. So liegen die Emissionen bei einem ausschließlichen Einsatz von Überschussstrom, bei dem keine Emissionen für die Stromerzeugung unterstellt werden, zwischen 6,2 bis 10,8 $\text{gCO}_{2\text{-}\ddot{\text{a}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$ (1. AK, 4. AK und 6. AK) und damit deutlich unter den Umweltwirkungen der 250-kW Forschungsanlage (42,3 $\text{gCO}_{2\text{-}\ddot{\text{a}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$), bei der eine ausschließliche Nutzung von Onshore-Windenergie unterstellt wurde. Wird im ersten oder zweiten AK anstelle von reinem Überschussstrom der Strommix des 63%-EE-Szenarios (erneuerbare und fossile Stromerzeugung) zur Versorgung der PtG-Anlage unterstellt (etwa 225 $\text{gCO}_{2\text{-}\ddot{\text{a}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{Strom}}$), ergeben sich spezifische Emissionen von über 400 $\text{gCO}_{2\text{-}\ddot{\text{a}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$, was noch einmal sehr deutlich die Notwendigkeit des Einsatzes von erneuerbarem Strom für die PtG-Erzeugung veranschaulicht. Der Einfluss der erzielbaren PtG-Volllaststunden auf den PCF wird in Abbildung 6-5 ebenfalls ersichtlich. Erwartungsgemäß nehmen die spezifischen Emissionen für die Prozessstufen Elektrolyse und Methanisierung mit steigenden Volllaststunden ab, da die anfallenden Gesamtemissionen auf eine größere Menge produzierten Speichergases umgelegt werden können.

Die mit der reinen Bereitstellung von russischem Erdgas bis zum Verbraucher in Deutschland verbundenen Emissionen liegen bei etwa 60 $\text{gCO}_{2\text{-}\ddot{\text{a}}\text{q}}/\text{kWh}_{\text{CH}_4}$ und somit bereits höher als bei allen untersuchten PtG-Anlagenkonzepten die auf erneuerbare Stromerzeugung zurückgreifen. Im Gegensatz zu den betrachteten erneuerbaren CH_4 -Speicherpfaden fallen jedoch gerade bei der Nutzung (der

Verbrennung von fossilem Erdgas in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr) hohe Emissionen an, während die erneuerbaren Speichergase in der Nutzungsphase nahezu klimaneutral sind⁷. Beispielsweise fallen bei Berücksichtigung der Strombereitstellung in einem modernen GuD-Kraftwerk Emissionen in Höhe von etwa 410 gCO_{2-äq}/kWh_{el} bei fossilem Erdgas im Vergleich zu etwa 70 gCO_{2-äq}/kWh_{el} bei der Nutzung von erneuerbarem CH₄ aus der 250-kW Forschungsanlage an.

Zusammenfassend konnten als signifikante Einflussfaktoren auf die Umweltwirkungen der einzelnen Anlagenkonzepte die Stromquelle und die Anlagenauslastung (erreichbare Volllaststunden) identifiziert werden. Der Einsatz von fossilem Strom (bzw. eines Strommixes in nicht 100% regenerativen Energiesystemen) zur Herstellung von CH₄-Speichergas sollte vermieden werden, da damit erhebliche Treibhausgasemissionen verbunden sind.

6.5 Diskussion der Klimaschutzwirkung

Insgesamt wird sowohl durch die gesamtheitliche ökologische Analyse von PtG-Anlagenkonzepten bei Einbeziehung der Vorketten als auch bei Bilanzierung des Einsatzes von PtG-Energiespeichern im Gesamtsystem deutlich, dass die Speicherung von erneuerbaren Stromüberschüssen in der betrachteten Form zu signifikanten CO₂-Einsparungen führt.

Bei einem direkten Vergleich des CO₂-Fußabdrucks von fossilem Erdgas mit den PCF der untersuchten Anlagenkonzepte kann unabhängig von der Allokation des erneuerbaren Strombezugs eine positive Umweltbilanz für die PtG-Technologie gezogen werden. Bei voller Berücksichtigung eines für Deutschland typischen erneuerbaren Stromerzeugungsmixes aus Wind- und PV-Strom liegen die CO₂-Emissionen für die Bereitstellung des Speichergases zukünftig mit etwa 40 bis 50 gCO_{2-äq}/kWh_{CH4} leicht unterhalb der Aufwendungen für die Bereitstellung von fossilem Erdgas aus Russland. Bei Einbeziehung der Nutzungsphase ergibt sich ein signifikanter Vorteil für das erneuerbare Speichergas, bei welchem die direkten CO₂-Emissionen aufgrund des in der Nutzungsphase frei werdenden, lediglich zwischengenutzten biogenen CO₂ als klimaneutral angesehen werden können. Bei der Verbrennung von fossilem Erdgas fallen dagegen die direkten Treibhausgasemissionen in voller Höhe an (vergleiche auch Abschnitt 4.2.1). Der Einsatz von überschüssiger oder zusätzlicher EE-Stromerzeugung in Verbindung mit der Nutzung von klimaneutralem CO₂ im PtG-Prozess ermöglicht somit die Erzeugung eines emissionsarmen Energieträgers für die Langzeitspeicherung oder die Bereiche Wärme und Verkehr sowie für die stoffliche Nutzung.

⁷ Das CO₂, welches bei der Verbrennung des erneuerbaren Speichergases freigesetzt wird, stammt bei den hier unterstellten Anlagenkonzepten aus Biomasse, was bedeutet, dass es während der Wachstumsphase der Pflanzen der Atmosphäre entzogen wurde. Dementsprechend wird es, wie auch bei der Verbrennung von Biogas, in der Nutzungsphase als klimaneutral bilanziert. Würde dagegen fossiles CO₂ für die Methanisierung verwendet, so ist die Allokation der CO₂-Emissionen zu klären.

Bei Erweiterung der Systemgrenze auf das gesamte Stromversorgungssystem können die größten THG-Minderungseffekte dann erzielt werden, wenn durch PtG Stromüberschüsse verwertet werden. Es ist dann auch nicht relevant, ob die Emissionen der Stromerzeugung dem Speichergas oder dem umgebenden Stromversorgungssystem zugeordnet werden, da diese unabhängig von dem Betrieb der Energiespeicher Teil des Gesamtsystems sind. Für den Fall, dass nicht überschüssige Strommengen für die Speichergaserzeugung verwendet werden, gilt es aus Sicht des Gesamtsystems stattdessen den Vergleich über die alternativen Einsatzfelder des erneuerbaren Stromes zu berücksichtigen. In der Regel ist die Treibhausgasminderung durch eine direkte Nutzung von nicht überschüssigen Strommengen im Stromsektor und der damit einhergehenden direkten Vermeidung von fossiler Stromerzeugung effektiver als eine Verdrängung fossiler Energieträger durch das erzeugte Speichergas. Da für die hier betrachteten zukünftigen Anlagenkonzepte im 85%-EE-Szenario auf die Ergebnisse des optimierten PtG-Einsatzes im Gesamtsystem zurückgegriffen wurde, die in erster Linie durch Stromüberschüssen charakterisiert sind, konnte eine eindeutig positive Klimawirkung bei Einbeziehung der Infrastruktur und Vorketten der PtG-Technologie aufgezeigt werden.

7 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Abschließend werden in diesem Kapitel die wesentlichen Schlussfolgerungen zusammengefasst, die auf Basis der durchgeführten Analysen zur Bewertung von PtG-Energiespeichern im zukünftigen Stromversorgungssystem abgeleitet werden können. In einem zweiten Schritt werden auf Basis dieser Erkenntnisse Handlungsempfehlungen in Form von Eckpunkten für ein mögliches Markteinführungskonzept herausgearbeitet.

7.1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel der energiewirtschaftlichen und ökologischen Analysen im Rahmen des Verbundprojekts „Power-to-Gas“ war eine Bewertung des PtG-Einsatzes im zukünftigen erneuerbaren Stromversorgungssystem. Der Schwerpunkt lag dabei auf einer modellbasierten Analyse des zukünftigen Stromversorgungssystems zur Quantifizierung eines potenziellen Einsatzbereichs von PtG-Energiespeichern in einem 85%-EE-Szenario für Deutschland aus Sicht des Gesamtsystems sowie auf Basis einer betriebswirtschaftlichen und ökologischen Bewertung des PtG-Anlagenbetriebs.

7.1.1 Simulation der Stromversorgung

Eine zeitlich und räumlich aufgelöste Modellierung des deutschen Stromversorgungssystems für ein 40%, 63% und 85%-EE-Szenario bildeten den Rahmen für die Analysen (vgl. Kapitel 2). Die installierten Leistungen der erneuerbaren Energieanlagen, der fossile Kraftwerkspark sowie die Brennstoffpreise wurden entsprechend der politisch anerkannten Szenarien der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012; BMWi und BMU 2010b) übernommen, die auf eine Erfüllung der Ziele des Energiekonzepts (BMWi und BMU 2010b) ausgelegt sind. Im Kontext dieses definierten Szenariorahmens galt es, einen aus Sicht des Gesamtsystems optimierten Einsatz von PtG-Energiespeichern zu ermitteln. Entsprechend des Projektzieles zur Weiterentwicklung der Methanisierung im Festbettreaktor wurde unter „Power-to-Gas (PtG)“ im Rahmen der hier durchgeführten Analysen insbesondere die Energiespeicherung in Form von erneuerbarem Methan betrachtet. Generell steht PtG jedoch ebenfalls für die Herstellung und Speicherung von erneuerbarem Wasserstoff. Ermöglichen die lokalen Gegebenheiten eine direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, so soll PtG ausdrücklich auch im Rahmen dieser Studie als eine mögliche Speicherung von Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur verstanden werden.

Grundlage für den Betrieb der PtG-Anlagen in den durchgeführten Szenarioanalysen bilden die durch die erneuerbare Stromeinspeisung des Szenariorahmens resultierenden Stromüberschüsse. Rückwirkungen, die durch eine erhöhte Nachfrage nach Speichergas (z. B. aus dem Verkehrssektor) einen darüber hinausgehenden Einsatz der PtG-Technologie hervorrufen können, wurden nicht untersucht.

7.1.2 Langfristige Perspektive von PtG zur Speicherung erneuerbarer Stromüberschüsse

Im betrachteten 85%-EE-Szenario treten ohne den Einsatz von zusätzlichen Ausgleichsoptionen wie PtG-Energiespeichern, der PtH-Option oder neuen Kurzzeitspeichern (marktseitige) Stromüberschüsse in einem Umfang von etwa 70 TWh auf. Unter der Annahme, dass diese vollständig eingespeichert werden und die gespeicherte Energie gleichmäßig über das Jahr verteilt genutzt wird, ergibt sich ein charakteristisches Verhältnis von Speichervolumen zu Einspeicherleistung von etwa 200 Stunden, womit deutlich wird, dass der zeitliche Ausgleichsbedarf in diesem Szenario eine Langfristcharakteristik aufweist (vgl. Abschnitt 3.2).

Die zeitlich und räumlich aufgelösten Simulationen des Stromversorgungssystems haben gezeigt, dass sowohl die PtG-Technologie als auch die PtH-Option einen entscheidenden Beitrag zur Speicherung bzw. Nutzung der lang anhaltenden Stromüberschüsse leisten können. Da durch beide Ausgleichsoptionen die Nutzung von fossilen chemischen Energieträgern reduziert bzw. durch erneuerbares Methan ersetzt werden kann, wird durch den Einsatz dieser Ausgleichsoptionen nicht nur die EE-Integration erhöht, sondern es werden ebenfalls die direkten CO₂-Emissionen des Systems verringert. Bei einer installierten PtG-Leistung von z. B. 10 GW erreichen die Anlagen im Mittel mehr als 3.000 VLS und können damit ca. 30 TWh/a der anfallenden Stromüberschüsse speichern bzw. eine um den Wirkungsgrad verringerte Menge fossilen Erdgases verdrängen. Bei dieser PtG-Leistung nutzt die unterstellte PtH-Leistung (8 GW) weitere 30 TWh/a der anfallenden Stromüberschüsse (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Bei Bilanzierung der Kosten für den Aufbau und Betrieb der PtG-Technologie sowie der Einnahmen, die durch den Verkauf des Speichergases generiert werden können, lässt sich eine Nutzen-Kosten-optimierte PtG-Leistung für das vorgegebene Stromversorgungsszenario ableiten. Bei angenommenen PtG-Anlagenkosten von 750 €/kW sowie einer Bewertung des Speichergases entsprechend des mittleren bis deutlichen Preispfades für fossiles Erdgas (53,40 bis 79,60 €/MWh) wurde eine Nutzen-Kosten-optimale PtG-Leistung von 13 bis 16 GW abgeleitet (vgl. Abschnitt 4.2.3). In Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit der zusätzlichen Ausgleichsoption PtH wird der systemoptimale Anwendungsbereich der PtG-Technologie auf 3 bis 11 GW verringert (Annahme: 8 GW installierte PtH-Leistung). Eine solche aus Sicht des Gesamtsystems Nutzen-Kosten-optimale Auslegung der PtG-Technologie erhöht nicht nur die EE-Integration, sondern trägt ebenfalls zu einer deutlichen Reduzierung der Systemkosten gegenüber einem Vergleichssystem, in welchem keine Langzeit-Ausgleichsoptionen integriert sind, bei.

Unter Berücksichtigung der über die ausschließliche Speicherung von Stromüberschüssen hinausgehenden Möglichkeiten, die die PtG-Technologie bezüglich einer Verknüpfung der Energiesektoren durch eine Nutzung des Speichergases im Verkehrssektor, der Industrie bzw. bei einem kombinierten Einsatz in KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung bietet, stellt die PtG-Technologie eine äußerst vielseitige Lösungsoption für die langfristige Umsetzung eines erneuerbaren Energiesystems dar (vgl. Abschnitt 4.2.2). Darüber hinaus bietet die Nut-

zung einer vorhandenen Gasinfrastruktur (u. a. Netz, Speicher, Endanwendungen) weitere Vorteile. So muss z. B. gegenüber einer Speicherung von reinem Wasserstoff keine neue Anwendungs- und Verteilinfrastruktur geschaffen werden. Insbesondere das weitverzweigte Gasnetz eröffnet die Möglichkeit, durch PtG nicht nur eine Langzeitspeicheroption zu etablieren, sondern gleichzeitig die gespeicherte Energie räumlich entfernt von den typischen Einspeicherungsstandorten für die Nutzung bereitzustellen.

In einem zweiten Schritt wurde ergänzend zu der systemischen Perspektive eine Bilanzierung von Kosten und Einnahmen aus der Sicht eines einzelnen PtG-Anlagenbetreibers durchgeführt. Hierfür wurde zusätzlich zu den Anlagenkosten und Einnahmen aus der Gasvermarktung eine Abschätzung der Strombezugskosten getroffen. Es wurde angenommen, dass die PtG-Anlagen ihren Strom über einen vollständig grenzkostenbasierten Strommarkt beziehen, an welchem sie selbst als flexible Nachfrage mit einem Gebot in Höhe ihres Grenznutzens teilnehmen und sie keine Steuern und Abgaben auf den Strombezug bezahlen müssen. Es konnte gezeigt werden, dass unter entsprechenden Bedingungen eine Refinanzierung der Anlagenkosten für eine begrenzte PtG-Leistung im energiewirtschaftlichen Maßstab realistisch erscheint. Die unter den angenommenen Bedingungen und bei den angestrebten Kosten ermittelte wirtschaftlich realisierbare Leistung (3 bis 14 GW) liegt für alle betrachteten Sensitivitäten leicht unterhalb der als systemoptimal ermittelten Leistung (6 bis 16 GW), jedoch in der gleichen Größenordnung (vgl. Kapitel 5).

Im Rahmen einer umfangreichen Lebenszyklusanalyse der PtG-Technologie wurde zusätzlich zu den direkten Emissionen, die im Rahmen der Systemsimulation bilanziert wurden, der CO₂-Fußabdruck für die Anlage selbst unter Berücksichtigung aller Vorketten der Inputströme analysiert. Auf Basis der Daten der Forschungsanlage und einer Extrapolation auf zukünftige Anlagenkonzepte wurde aufgezeigt, dass bei einer Betriebszeit von etwa 3.000 VLS im Jahr die Emissionen für die Forschungsanlage (ohne Strombereitstellung) etwa 17 gCO_{2-äq}/kWh_{CH4} betragen (vgl. Abschnitt 6.4.1). Je nach Allokation des Strombezugs erhöht sich der CO₂-Fußabdruck, sodass dieser leicht bis deutlich unterhalb des Vergleichswertes der Bereitstellung von fossilem Erdgas aus Russland liegt (etwa 60 gCO_{2-äq}/kWh_{CH4}). Signifikante ökologische Vorteile für PtG ergeben sich unter Einbeziehung der Nutzungsphase, da für das erneuerbare Speichergas im Gegensatz zum fossilen Erdgas die direkten Emissionen in der Nutzungsphase klimaneutral sind. Der Einsatz von überschüssiger oder zusätzlicher EE-Stromerzeugung in Verbindung mit der Nutzung von klimaneutralem CO₂ im PtG-Prozess ermöglicht somit die Erzeugung eines emissionsarmen Energieträgers für die Langzeitspeicherung oder die Bereiche Wärme und Verkehr sowie für die stoffliche Nutzung.

Anhand dieser exemplarischen Analysen bezüglich einer Nutzung und Speicherung der Stromüberschüsse in einem 85%-EE-Szenario konnte somit aufgezeigt werden, dass bei einem auf die Bedürfnisse des Systems abgestimmten Einsatzes der PtG-Technologie in Kombination mit weiteren Ausgleichsoptionen ein ökologischer und gesamtwirtschaftlicher Mehrwert für das System erzielt werden kann. Die Chance eines kostendeckenden Betriebs unterstreicht weiterhin

die Perspektive für einen zukünftig relevanten Einsatz der Langzeitspeicheroption PtG.

7.1.3 Einsatz der PtG-Technologie in der Übergangsphase

Die detaillierten Analysen des Stromsektors haben weiterhin gezeigt, dass in der Übergangsphase (analysiert wurde ein Szenario mit einem EE-Anteil von 40% bzw. 63% im Stromsektor) keine Notwendigkeit für eine beschleunigte Einführung der PtG-Technologie besteht. Bei einem EE-Anteil bis ca. 60% treten marktseitige Stromüberschüsse nur in wenigen Stunden des Jahres auf, so dass bei der Bilanzierung von Anlagenkosten und Einnahmen aus dem Betrieb der PtG-Anlagen kein direkter wirtschaftlicher Mehrgewinn für das System abgeleitet werden konnte (vgl. Abschnitt 4.1).

Darüber hinaus wurde ersichtlich, dass der Netzausbau in dieser Transformationsphase einen sehr sensitiven Einfluss auf die Stromüberschüsse des Systems hat. Im Zusammenhang mit einem stark verzögerten Netzausbau kann es in einzelnen Regionen im 63%-EE-Szenario zu nennenswerten netzseitigen Stromüberschüssen kommen. In diesen Fällen kann die PtG-Technologie, aber in Verbindung mit geeigneten Wärmesenken ebenso die PtH-Option, zu einer Entspannung der Situation beitragen. Bei solchen Übergangslösungen ist jedoch zu beachten, dass der Standort strategisch so gewählt wird, dass die Anlage auch nach erfolgtem Netzausbau z. B. in der Nähe zukünftiger marktseitiger Stromüberschüsse platziert wird (vgl. Abschnitt 4.1).

Vor dem Hintergrund des perspektivischen Mehrwerts von PtG-Energiespeichern für das Gesamtsystem gilt es jedoch den Einsatz der PtG-Technologie im energiewirtschaftlich relevanten Maßstab unabhängig von einem aktuellen Bedarf aus dem Stromsektor frühzeitig vorzubereiten. Hierzu werden im folgenden Abschnitt Eckpunkte für ein Markteinführungskonzept dargestellt.

7.2 Eckpunkte für ein Markteinführungskonzept

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Power-to-Gas-Technologie einen entscheidenden Beitrag zum Energiesystem der Zukunft leisten kann. Dieser Beitrag ist nach ökonomischen, technischen und ökologischen Kriterien messbar. Der Einsatz von PtG trägt zur Senkung der CO₂-Emissionen im Stromsektor bei, verbessert die Netzintegration fluktuierender erneuerbarer Energien und reduziert die Kosten der Stromerzeugung. Durch die Fähigkeit, erneuerbaren Strom in den Energieträger Wasserstoff oder Methan zu wandeln, schlägt die PtG-Technologie eine Brücke zu den Sektoren Verkehr und Wärme und ist damit ein Schlüsselement für die zukünftige Integration der Energiesektoren. Ohne das verbesserte Zusammenspiel der Sektoren Wärme, Strom und Verkehr wird es langfristig nicht möglich sein, hohe Anteile erneuerbarer Energien zu vertretbaren Kosten in das System zu integrieren und damit die Klimaschutzziele für das gesamte Energiesystem zu erreichen.

Allerdings zeigen die Untersuchungsergebnisse auch, dass ein kostendeckender Betrieb unter Marktbedingungen im Stromsektor erst bei hohen erneuerbaren Anteilen an der Stromversorgung zu erwarten ist. Ohne flankierende Maßnahmen ist davon auszugehen, dass sich die Technologie nicht am Markt entwickeln wird und daher langfristig nicht für ein Energieversorgungssystem mit hohen EE-Anteilen zur Verfügung steht. Aus diesem Grund stellt sich die Frage, welche flankierenden Maßnahmen hier als geeignet erscheinen. Als Grundlage zur Beantwortung dieser Frage wurden verschiedene Förder- und Marktkonzepte inklusive ihrer Vor- und Nachteile zusammengestellt (siehe Anhang), auf die im Folgenden Bezug genommen wird.

Da in der vorliegenden Studie der Untersuchungsfokus ausschließlich auf dem Stromversorgungssystem lag und zudem zukünftig umfangreiche Änderungen am Strommarktdesign erwartet werden (Stichwort EEG-Reform, EU-Binnenmarktintegration, Kapazitätsmechanismen), wird auf die Formulierung eines konkreten Markteinführungskonzeptes verzichtet. Vielmehr sind noch umfangreiche Forschungsfragen insbesondere hinsichtlich der Anwendung der PtG-Technologie im Verkehr zu beantworten. Dennoch können aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen bereits Eckpunkte eines möglichen Konzeptes skizziert werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass ein solches Markteinführungskonzept nicht nur auf die PtG-Technologie, sondern gleichermaßen auf alternative neue Speichertechnologien bzw. Flexibilitätsoptionen anwendbar sein muss. Nur durch ein technologieoffenes Instrument kann langfristig Kosteneffizienz gewährleistet werden.

Die Eckpunkte für ein mögliches Markteinführungskonzept für neue Speichertechnologien oder Flexibilitätsoptionen lassen sich in Abhängigkeit der EE-Durchdringung in ein 3-Phasen-Modell unterteilen, welches nachfolgend vorgestellt wird.

Die frühe Phase ist gekennzeichnet durch einen verhältnismäßig geringen Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromversorgung (weniger als 40%). In dieser Phase reicht die bereits heute vorhandene Flexibilität im System weitgehend aus, um die Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung auszugleichen. Es entstehen bilanziell gesehen keine nennenswerten erneuerbaren Energiemengen, die nicht in das System integriert werden können (EE-Überschüsse). Die Beeinflussung der Strompreisschwankungen durch die fluktuierende erneuerbare Erzeugung ist gering. Es wird jedoch durch den Anstieg der Stromerzeugung aus Photovoltaik die Mittagspreisspitze gedämpft, wodurch die Tag-Nacht-Preisdifferenz reduziert wird. Die Höhe solcher Price-Spreads, die sich mit weiter zunehmender EE-Einspeisung auch wieder verstärken können, ist jedoch entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb von Stromspeichern. Ein marktgetriebener Speicherzubaue ist daher in dieser Phase nicht zu erwarten. Da jedoch neue Technologien frühzeitig entwickelt und erprobt werden müssen, steht in dieser Phase der Bedarf für Forschung, Entwicklung und Demonstration im Vordergrund. Als flankierende Maßnahmen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Technologieförderung, Demonstrationsprojekte sowie der Abbau von Hemmnissen (z. B. hohe Letztverbraucherabgaben) denkbar. Zusätzliche CO₂-Emissionen im Energiesystem, die durch eine erhöhte Auslastung konven-

tioneller Kraftwerke bei Einsatz neuer Speichertechnologien in dieser Phase ausgelöst werden, können begrenzt oder vermieden werden, indem die flankierenden Maßnahmen mit konkreten Demonstrationsprojekten verknüpft werden oder die gespeicherte Energiemenge bilanziell das Kriterium der Zusätzlichkeit⁸ erfüllt. Im Falle der Befreiung von Letztverbraucherabgaben ist mittelfristig darauf zu achten, dass bei einer zunehmenden Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr und Wärme mit erneuerbarem Strom eine faire, sektorenübergreifende Verteilung der Infrastruktur- und Erzeugungsvollkosten gewährleistet wird.

In der mittleren Phase oder Übergangsphase (zwischen 40% und 60% EE-Anteil) sind bereits vereinzelt Leistungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien zu verzeichnen. Die jährliche Energiemenge aus erneuerbarer Erzeugung, die nicht in das System integriert werden kann, ist jedoch noch gering. In dieser Phase steht das Ziel im Vordergrund, frühzeitig ausreichend Speicherkapazitäten aufzubauen, damit der rasante Anstieg des Speicherbedarfs bei hohen EE-Anteilen bewältigt werden kann. Da jedoch auch in dieser Phase signifikante Investitionen in Speichertechnologien zu Marktkonditionen unwahrscheinlich erscheinen, sind voraussichtlich unterstützende Maßnahmen erforderlich. Als geeignet erscheinen hier technologieneutrale Förder- oder Marktkonzepte, welche an einen verbindlichen Ausbaupfad mit Mengen- oder Kostensteuerung gekoppelt sind.

In der späten Phase (mehr als 60% EE-Anteil) können zunehmend beachtliche Mengen an erneuerbar erzeugtem Strom nicht mehr ohne zusätzliche Flexibilität in das System integriert werden. Ein Speicherzubau im energiewirtschaftlich relevanten Maßstab ist in dieser Phase auch ökonomisch vorteilhaft und daher in begrenztem Maß allein aus den Anreizen des Strommarktes zu erwarten. Da ein räumlich koordinierter Speichereinsatz ebenfalls ökonomisch vorteilhaft ist, sollten zudem Erträge aus dem netzdienlichen Speichereinsatz zu erwarten sein. Ob jedoch in ausreichendem Maße Speicher und Flexibilitätsoptionen zugebaut werden, kann aus heutiger Perspektive nicht beurteilt werden. Möglicherweise führen hohe Marktpreisrisiken oder politische Ungewissheiten zur Investitionszurückhaltung. In diesem Fall könnten geeignete Marktkonzepte mit Mengensteuerung für Zubau und Erhalt der Systemflexibilität bzw. zur Erreichung einer systemoptimalen Speicherleistung beitragen.

⁸ Wenn für die verbrauchte Menge an Strom (z. B. durch Speicherung) zusätzliche erneuerbare Stromerzeugung im System durch neue EE-Anlagen gewährleistet wird, ist das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt.

8 Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes

Die Arbeiten und Ergebnisse des Fraunhofer IWES, die im Rahmen des Power-to-Gas – Projektes erzielt wurden, waren u. a. Grundlage für folgende wesentliche Veröffentlichungen.

Wissenschaftliche Artikel und Konferenzbeiträge

Jentsch, M.; Trost, T.; Sterner, M. (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: Energy Procedia (46), S. 254–261. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.180>.

Jentsch, M. (2013): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems. International Renewable Energy Storage Conference – IRES 2013. Berlin.

Jentsch, M. (2013): Perspektiven der Langzeitspeicherung Power-to-Gas. In: BWK Das Energiefachmagazin Bd. 65 (10), S. 54–56.

Jentsch, M. (2013): Ausgleichsbedarf und Ausgleichsoptionen im zukünftigen Energiesystem. Konferenz Energiewende - zwischen Konzept und Umsetzung. Bonn.

Jentsch, M.; Gerhardt, N.; Härtel, P.; Trost, T. (2013): Power-to-Gas. Energiespeicherung durch Kopplung der Energienetze. VDI Workshop: Unkonventionelle Stromspeicherkonzepte wirtschaftlich nutzen. Frankfurt.

Jentsch, M. (2012): Interaction of Energy Storage and Grid Expansion. International Renewable Energy Storage Conference – IRES 2012. Berlin.

Jentsch, M. (2012): Speicherbedarf und Möglichkeiten von Power-to-Gas. Ergebnisse aus dem PtG 250 kW Projekt. Otti Forum "Power-to-Gas". Regensburg.

Hochschulschriften

Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel in Kooperation mit Fraunhofer IWES. Eingereicht, noch nicht veröffentlicht.

Häußler, F. (2014): Anreizsysteme für einen netzdienlichen Zubau und Einsatz von Energiespeichern und Stromerzeugungsanlagen. Masterarbeit. Karlsruher Institut für Technologie (KIT) in Kooperation mit Fraunhofer IWES.

Schulz, B. (2012): Entwicklung einer Methodik zur räumlichen Verteilung von Power-to-Gas Ein- und Ausspeicherungsanlagen. Bachelorarbeit. HTW Berlin in Kooperation mit Fraunhofer IWES.

Hobmeier, T. (2012): Technologisch-Wirtschaftliche Untersuchungen zu Power-to-Gas-Verfahren unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur. Diplomarbeit. Technische Universität Dresden in Kooperation mit Fraunhofer IWES.

Wollenschein, R. (2012): Bewertung der Übertragungsnetzkapazitäten in Deutschland anhand eines Regionenmodells und wirtschaftliche Analyse des Netzausbaus. Diplomarbeit. Universität zu Köln in Kooperation mit Fraunhofer IWES und EWI.

Literaturverzeichnis

- Albrecht, U.; Altmann, M.; Michalski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W. (2013): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.
- Altrock, M. (2012): Entwurf für ein EEGasG. In: Energie & Management, S. 12.
- BAFA (2014): Aufkommen und Export von Erdgas. Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasm_on.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2014.
- BMWi; BMU (Hg.) (2010a): Energiekonzept. Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- BMWi; BMU (Hg.) (2010b): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 06.05.2011.
- Bundestag (2011): Situation von Pumpspeichern in Deutschland. Drucksache 17/4968.
- Bünger, U.; Landinger, H.; Pschorr-Schoberer, E.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Jöhrens, J. et al. (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven.
- consentec (Hg.) (2012): Versorgungssicherheit effizienter gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland.
- Crastan, V. (2007): Elektrische Energieversorgung 1. 2. bearbeitete Auflage. Berlin: Springer.
- dena (Hg.) (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, zuletzt geprüft am 30.07.2011.
- ecoinvent Datenbank (2010): Datenbestand V2.2.
- ETOGAS (2014): "Power-to-Gas" - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht für das Teilvorhaben von ETOGAS.
- FGH (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. IAEW; consentec; FGH. Aachen.

- Gabler Wirtschaftslexikon: Investitionsförderung. Online verfügbar unter <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/investitionsfoerderung.html>, zuletzt geprüft am 19.09.2014.
- Hermann, M.; Gottwald, T. (2012): Vor dem Speicherbonus. In: Erneuerbare Energien.
- Hobmeier, T. (2012): Technologisch-Wirtschaftliche Untersuchungen zu Power-to-Gas-Verfahren unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur. Diplomarbeit. Technische Universität Dresden in Kooperation mit Fraunhofer IWES.
- Höfling, H.; Capota, M.; Jachmann, H. (2013): Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für eine erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050.
- Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel. Eingereicht, noch nicht veröffentlicht.
- Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Unter Mitarbeit von Fraunhofer IWES. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (2014): Power-to-Gas. Status und Perspektiven 2014. Forum Erneuerbare Energien. Hannover.
- Mineralölwirtschaftsverband (2014): Statistiken - Preise. Zusammensetzung des Verbrauchspreises für Superbenzin. Online verfügbar unter <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=1&jahr=2014>, zuletzt geprüft am 06.08.2014.
- Moser, A.; Zdrallek, M.; Krause, H.; Graf, F. (2014): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie. Hg. v. DVGW.
- Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland - Zwischenbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. ECOFYS.
- Nitsch, J.; Gerhardt, N.; Wenzel, B.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D. et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2011.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N. et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2010.
- NORM DIN EN ISO 14044 (2006): Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. ICS: 13.020.10. Berlin.

- Oehsen, A. v. (2012): Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Universität Kassel.
- Ragewitz, M.; Held, A.; Fesch, G.; Faber, T.; Huber, C.; Haas, R. (2006): Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten. Hg. v. Umweltbundesamt.
- Rendel, T.; Rathke, Ch.; Hofmann, L.: Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Netz- und Strommarktsimulator. In: TU Graz (Hg.): 12. Symposium Energieinnovation. Graz/Austria, 15.-17. Februar 2012.
- Rentzing, S. (2012): Audi fährt auf Wind ab. In: neue energie (11), S. 54–56.
- Sensfuß, F. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG.
- Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U. et al. (2009): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. In: FVEE - AEE Themen 2009, S. 69–78.
- Specht, M.; Brellocks, J.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. In: ERDÖL ERDGAS KOHLE (10), S. 342–346.
- Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation. Universität Kassel. Fraunhofer IWES.
- Sterner, M.; Specht, M. (2010): Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter (1), S. 51–58.
- Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M. (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft (36), S. 173–190.
- Vollprecht, J. (2012): Erneuerbares Gas im Erdgasnetz. Mögliche Ausgestaltung eines Gesetzes zur Einspeisung und Speicherung von Gas aus Erneuerbaren Energien (Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergasgesetz / EEGasG). Bonn, 27.06.2012.
- ZSW (2014): "Power-to-Gas" - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht für das Teilvorhaben des ZSW.

Anhang: Übersicht von Förder- und Marktkonzepten

Forschungsförderung

Unter allen großtechnischen Speichern stellen Pumpspeicherwerke (PSW) heute die einzige marktreife Technologie dar. In Deutschland ist ihr Ausbaupotenzial allerdings durch geografische Gegebenheiten begrenzt und wird für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zukünftig nicht ausreichen (Bundestag 2011). Die Entwicklung und Erprobung neuer Speichertechnologien sowohl für den kurzfristigen als auch für den saisonalen Ausgleich von Erzeugungsschwankungen ist daher ein elementarer Baustein, ohne den die angestrebten Ziele der Energiewende nicht zu verwirklichen sind.

Die gezielte Förderung von Forschung, Entwicklung sowie erster Demonstrationsprojekte ist demnach als zwingend notwendiges Instrument zu erachten. Ziel muss es dabei sein, dass grundlegende Verständnis für einzelne Prozesse weiterzuentwickeln, die verschiedenen Technologien näher an die Marktreife und an einen großtechnischen Maßstab heranzuführen und den Grundstein für Kostensenkungen zu legen.

Vorteile:

- Stärkung des Technologiestandortes Deutschland sowie Ausweitung der Vorreiterrolle im Bereich der klima- und umweltfreundlichen Energieversorgung
- Etablierung von Kooperationen zwischen Wissenschaft und Industrie (Public Private Partnership – PPP)
- Aufbau von Wertschöpfungsketten mit hohen inländischen Wertschöpfungsanteilen
- Technologischer Fortschritt als Basis für neue Arbeitsplätze, Export und Wohlstand

Nachteile:

- Umfang der Förderung auf Forschungs- und Pilotprojekte beschränkt
- Maßstabsvergrößerungen (Scale-Up) nur begrenzt umsetzbar
- Nicht geeignet, um größere Kostensenkungspotenziale über kumulierte Stückzahlen zu realisieren (Stichwort: Erfahrungskurve)

Investitionsförderung

Staatliche Investitionsförderung ist eine wirtschaftspolitische Maßnahme, mit deren Hilfe Investitionen gewerblicher Akteure gezielt angeregt bzw. ermöglicht werden sollen. Die Förderung kann dabei auf verschiedene Art und Weise erfolgen. In der Regel wird zwischen den vier folgenden Instrumenten unterschieden (Gabler Wirtschaftslexikon):

- steuerliche Anreize (Sonderabschreibungen bzw. Investitionsfreibeträge),
- direkte Finanzhilfen (Investitionszulagen bzw. Investitionszuschüsse),
- zinsgünstige Investitionskredite (Festzinskonditionen, lange Laufzeiten, Sondertilgungsregelungen) und
- öffentliche Bürgschaften.

Bereits heute sind Investitionsförderprogramme ein fester Bestandteil im Instrumenten-Mix der Bundesregierung zur Umsetzung ihrer klima- und umweltpolitischen Zielsetzungen. Ein bekanntes Beispiel stellt das Marktanreizprogramm (MAP) zur Förderung von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt dar, in dessen Rahmen sowohl Investitionszuschüsse (BAFA-Förderung) als auch zinsgünstige Darlehen mit Tilgungszuschüssen (KfW-Förderung) gewährt werden. Ferner ist das KfW-Sonderprogramm „Offshore Windenergie“ anzuführen, mit dessen Hilfe der Einstieg in die Windenergienutzung auf See erleichtert und forciert werden soll.

Vorteile:

- Erleichterung der Markteinführung durch Übernahme von Investitionsrisiken und Zugang zu günstigem Kapital
- Initiierung privater Investitionen (Hebelwirkung)
- Schaffung bzw. Stabilisierung von Arbeitsplätzen durch gewerbliche Investitionen
- Einfache Umsetzung mit relativ geringen Transaktionskosten und ohne weitgreifende Anpassung des Marktdesigns

Nachteile:

- Breite Markteinführung und -durchdringung durch Finanzierungsvolumen begrenzt
- Wesentliche Risiken bleiben bestehen: Marktrisiken, Preisrisiken, Mengenrisiken
- Keine Verbesserung in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs (Erwirtschaftung positiver Deckungsbeiträge)
- Gefahr von Mitnahmeeffekten

Umlagebefreiung

Stromspeicher sind gemäß der aktuellen Rechtslage als Letztverbraucher eingestuft und als solche grundsätzlich zur Zahlung von Steuern und Abgaben auf die von ihnen zum Zweck der Speicherung aus dem Netz entnommenen und verbrauchten Strommengen verpflichtet. Ohne gesonderte Regelungen wären Stromspeicher somit unter anderem durch die folgenden Kostenbestandteile belastet:

- EEG-Umlage
- KWK-Umlage
- Netznutzungsentgelte
- Stromsteuer
- Konzessionsabgaben

Um Doppelbelastungen zu vermeiden und den Ausbau von Stromspeichern in Deutschland zu erleichtern, hat der Gesetzgeber Ausnahmen formuliert, die die allgemeinen Abgabeverpflichtungen aufheben bzw. in Teilen entkräften. Auf einzelne Ausnahmeregelungen soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

So gilt beispielsweise, dass Strom, der dem Netz zum Zweck der Zwischenspeicherung mit anschließender Rückverstromung entnommen wird, von der EEG-Umlage befreit ist. Die Regelung gilt gleichermaßen für Strommengen, die der Erzeugung von Speichergasen dienen, sofern diese nach erfolgter Zwischenspeicherung im Erdgasnetz ebenfalls zur Rückverstromung eingesetzt werden (siehe § 37 Abs. 4 EEG 2012).

Auch für die Netznutzungsentgelte hat der Gesetzgeber umfassende Ausnahmeregelungen geschaffen. Neue Stromspeicher, die nach dem 31. Dezember 2008 errichtet wurden und die ab dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netznutzungsentgelten freigestellt. Für Anlagen die durch nachträgliche Anpassungen ihre Leistungen erhöhen, gelten gesonderte Regelungen. Die Freistellung von den Netzentgelten gilt ferner auch für solche Anlagen, die Wasserstoff über Elektrolyse bzw. Methan über eine nachträgliche Methanisierung erzeugen. Letztere Anlagen sind darüber hinaus von den Einspeiseentgelten des Gasnetzes befreit (siehe § 118 VI EnWG). Für die Einspeisung elektrischer Energie in das Stromnetz sind hingegen grundsätzlich keine Netzentgelte zu entrichten (siehe § 15 StromNEV).

Eine grundsätzliche Befreiung von der Stromsteuer ist derzeit nur für Pumpspeicherwerke vorgesehen (siehe § 12 Nr.2 StromStDV). Allerdings besteht für Unternehmen des produzierenden Gewerbes die Möglichkeit, auf Antrag die Stromsteuer erstattet, erlassen oder vergütet zu bekommen, sofern der Strom im Rahmen einer Elektrolyse verbraucht wird (siehe § 9a StromStG).

Die beispielhaften Ausführungen verdeutlichen, dass der Gesetzgeber bislang auf eine einheitliche Regelung in Bezug auf den Umgang mit den Abgabeverpflichtungen der verschiedenen Speichertechnologien zugunsten punktueller, insbesondere aber technologiespezifischer und anwendungsbezogener Ausnahmeregelungen verzichtet hat.

So ist insbesondere die Befreiung von der EEG-Umlage, die derzeit den größten Anteil an den Letztverbraucherabgaben ausmacht, an die Bedingung der Rückverstromung gekoppelt. Wird die zwischengespeicherte Energie anderen Sektoren, wie beispielsweise dem Verkehrs- oder Wärmesektor, zur Verfügung gestellt, bleibt die Abgabeverpflichtung bestehen. Von dieser Regelung sind somit vor allem Langzeitspeicher im Sinne von Power-to-Gas betroffen, da diese eine Kopplung der unterschiedlichen Energiesektoren über alternative Nutzungspfade explizit ermöglichen.

Eine Neugestaltung des Abgabe- und Umlagesystems, mit der der wachsende Bedarf für die Flexibilisierung der Nachfrage einerseits und die zunehmende Vernetzung der Sektoren andererseits angemessen berücksichtigt wird, ist als Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Erprobung und Markteinführung der Power-to-Gas Speichertechnologie zu werten.

Vorteile:

- Einfache Umsetzung mit geringen Transaktionskosten
- Höhere Auslastung in Folge der geringeren Strombezugskosten
- Keine Begünstigung einzelner Nutzungspfade

Nachteile:

- Transparenz wird durch weitere Ausnahmeregelungen zusätzlich verringert
- Mehrbelastung der nicht privilegierten Letztverbraucher, sofern die Infrastruktur- und Erzeugungsvollkosten nicht angemessen auf alle Sektoren verteilt werden
- Pauschale Entlastung kann Fehlanreize auslösen (z. B. Dauerbetrieb zur Kraftstofferzeugung)

Speicherbonus

Mit der Novellierung des EEG 2012 sind die allgemeinen Vergütungsvorschriften angepasst und um Regelungen zum Umgang mit zwischengespeicherten Energiemengen ergänzt worden. Demnach gilt der Vergütungsanspruch fortan „auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“ (§ 16 Abs. 2 EEG 2012). Ein Anreiz zum Ausbau der Speicherkapazitäten und Nutzung der selbigen zur bedarfsgerechten Einspeisung geht von dieser Neuregelung allerdings nicht aus. Dies hat verschiedene Gründe. Zum einen beschränkt sich der Vergütungsanspruch auf die nach der Zwischenspeicherung ins Stromnetz eingespeisten Energiemengen, wodurch Wirkungsgradverluste folglich zulasten des Anlagenbetreibers gehen. Zum anderen haben Anlagenbetreiber, die von einer Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastungen betroffen sind, Anspruch auf eine Entschädigungszahlung zum Ausgleich ihrer entgangenen Erlöse (Härtefallregelung § 12 EEG 2012).

In der Vergangenheit wurde daher bereits wiederholt gefordert, das EEG um einen allgemeinen Speicherbonus in Form einer zusätzlichen Vergütung für zwischengespeicherte Energiemengen zu ergänzen (Herrmann und Gottwald 2012). In Verbindung mit der Abschaffung der Härtefallregelung entstünden hierdurch Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung und somit zum zusätzlichen Aufbau von Speicherkapazitäten.

Vorteile:

- Erhöhung des Anreizes zur bedarfsgerechten Einspeisung und somit zur Vorhaltung von Speicherkapazitäten (z. B. Kopplung von PV- und Windenergieanlagen mit Speichern)
- Kompensation der noch relativ hohen Speicherkosten

Nachteile:

- Keine Differenzierung zwischen Kurz- und Langfristspeichern
- Einheitlicher Bonus wird den unterschiedlichen Betriebskosten neuer Speichertechnologien nicht gerecht: Gefahr einseitiger Förderung
- Unkontrollierter Zubau von Speicherkapazitäten ohne Kostenkontrolle
- Keine Möglichkeiten zur direkten Standortsteuerung und somit zur gezielten Entlastung der Übertragungsnetze
- Einseitige Beschränkung auf den Nutzungspfad der Rückverstromung

Einspeisetarife

Das Konzept fester Einspeisetarife ist bis heute ein integraler Bestandteil der Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland. Den rechtlichen Rahmen hierzu liefert das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Langfristig garantierte, technologiespezifische Vergütungssätze in Verbindung mit Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsverpflichtungen sorgen für verlässliche Investitionsbedingungen.

Eine Übertragung des Erfolgskonzeptes EEG auf die Förderung von Langzeitspeichern erscheint somit naheliegend. Die Rechtsanwaltskanzlei Becker Büttner Held hat im Auftrag der Viessmann Group und des Fachverbandes Biogas im Jahr 2011 bereits einen Gesetzesentwurf vorgelegt, mit dem ein ähnlicher Förderrahmen für die Einspeisung und Speicherung von Gas aus Erneuerbaren Energien geschaffen werden könnte. Insbesondere enthält der Gesetzesentwurf einen regulativen Ansatz zur Vergütung von Wasserstoff und Methan, das mittels Power-to-Gas erzeugt und ins Erdgasnetz eingespeist wird. Der Vorschlag setzt dabei ebenso wie das EEG auf den Dreiklang aus Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsverpflichtung. (Vollprecht 2012, Altrock 2012)

Vorteile:

- Hohes Maß an Investitionssicherheit
- Niedrigere Kapitalkosten in Folge geringer Investitionsrisiken
- Erfahrungen aus der Förderung erneuerbarer Energien bestätigen die hohe Effizienz von Einspeisetarifen als Anschubförderinstrument

Nachteile:

- Unkontrollierter Zubau von Speicherkapazitäten ohne Kostenkontrolle
- Keine Anreize zur gezielten Entlastung der Netze durch geeignete Standortwahl
- Anreiz zur Maximierung der Jahresbenutzungsstunden (Dauerlastbetrieb), Systemnutzen im Stromsektor folglich gering
- Zusätzlicher Aufwand durch zentrale Vermarktung der abgenommenen Gasmengen
- Belastung der Stromkunden durch Fehlanreize höher als notwendig

EE-Gasquote

Ebenso wie feste Einspeisetarife sind auch Quotenmodelle aus der Förderung erneuerbarer Energien sowie anderer Bereiche, wie beispielsweise dem Kraftstoffsektor, hinlänglich bekannt. Verfechter betonen häufig die stärkere Marktnähe, eine hohe Effizienz sowie die Vorteile, die sich aus der gezielten Mengensteuerung ergeben. Mit einer Quote für EE-Gas (Wasserstoff/Methan) ließe sich eine künstliche Nachfrage und somit ein Absatzmarkt für die regenerativ erzeugten Gase generieren. Ein Handelssystem für Zertifikate könnte daneben für die nötige Flexibilität und die gezielte Ausnutzung von Kosteneffizienzpotenzialen sorgen.

Es stellt sich jedoch die Frage, welche Akteure bzw. Sektoren vom Modell erfasst und zur Einhaltung der Quote verpflichtet werden. Die Einbindung von Gaskraftwerken erscheint in diesem Zusammenhang als naheliegend. Auf diesem Wege fungieren die erneuerbar erzeugten Gase als echtes Stromspeichermedium und können jederzeit zur bedarfsgerechten Stromerzeugung eingesetzt werden. Wasserstoff und Methan eignen sich allerdings auch zur Verwendung in anderen Sektoren, wie dem Verkehrs- oder Wärmesektor. Eine Ausweitung der Quotenverpflichtungen auf diese Sektoren wäre somit grundsätzlich in Betracht zu ziehen.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, das Quotenmodell um Biomethan zu erweitern (Sensfuß 2011). Hierzu wäre zunächst eine rechtliche Gleichstellung von EE-Gas mit Biomethan erforderlich.

Vorteile:

- Sicherung des Absatzes in Folge der künstlich generierten Nachfrage
- Preisbildung wird dem Markt überlassen
- Einbindung aller Nutzungspfade (je nach Ausgestaltung)

Nachteile:

- Überjährige Schwankungen des Speicherbedarfs können bei einer im Voraus definierten Quote nicht angemessen berücksichtigt werden. Fehlanreize und eine hohe Preisvolatilität sind die zwangsläufige Folge.
- Erfahrungen mit Quotenmodellen belegen Problematik hoher Preisrisiken
- Anreiz zur Maximierung der Jahresbenutzungsstunden (Dauerlastbetrieb): Systemnutzen im Stromsektor folglich gering
- Eine einheitliche Quote wird den unterschiedlichen Herstellungskosten von Wasserstoff und Methan sowie ggf. Biomethan nicht gerecht: Gefahr einseitiger Förderung
- Verschlechterung der Wettbewerbssituation von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken und Erzeugungseinheiten in Nachbarländern durch erhöhte Gasbezugskosten

Ausschreibungsverfahren

Ausschreibungsverfahren für Neubauprojekte erlauben gegenüber Einspeisetarifen und Quotenmodellen eine deutlich gezieltere Förderung.

Vereinfachend dargestellt lässt sich zwischen investitions- und erzeugungs-basierten Verfahren unterscheiden (Ragewitz et al. 2006). In beiden Fällen wird zunächst ein festgelegtes Volumen (Leistung oder Energiemenge) ausgelobt. Bei der investitionsbasierten Variante erfolgt die Vergütung kapazitätsbezogen, also in Abhängigkeit der installierten Leistung (€/kW). Dieser Ansatz weist somit klassische Eigenschaften eines Kapazitätsmechanismus auf und soll daher an dieser Stelle zunächst vernachlässigt werden. Beim erzeugungsbasierten Ausschreibungsverfahren erfolgt die Vergütung hingegen energiebezogen (€/kWh), das heißt jede erzeugte und eingespeiste Energiemenge wird durch den im Ausschreibungsverfahren bestimmten Preis entlohnt.

Dieser Ansatz ließe sich auch auf die Förderung von Langzeitspeichern übertragen. Wie ein solcher Mechanismus ausgestaltet sein könnte, soll im Folgenden grob skizziert werden. Eine zentrale Koordinierungsinstanz, z. B. die Bundesnetzagentur oder die Übertragungsnetzbetreiber, veranstaltet in regelmäßigen Abständen und mit ausreichendem Vorlauf für Planung und Realisierung Ausschreibungsrunden für neue Speichervorhaben. Die ausgeschriebenen Mengen orientieren sich dabei an einem zuvor festgelegten Ausbaupfad, der sowohl die Entwicklung der auftretenden EE-Überschüsse als auch die Notwendigkeit zur Erprobung und Weiterentwicklung neuer Technologien angemessen berücksichtigt.

Für die Art der Vergütung sind letztlich verschiedene Varianten denkbar. Im einfachsten Fall vermarktet der Anlagenbetreiber die zwischengespeicherten Energiemengen selbst und kassiert für jede erzeugte Kilowattstunde Wasserstoff bzw. Methan eine geringe Zusatzvergütung. Alternativ hierzu könnte die Vermarktung ebenso zentral erfolgen. Der Anlagenbetreiber erhält in diesem Fall eine Abnahmegarantie – ggf. zeitlich oder mengenmäßig befristet – und kassiert ausschließlich die im Ausschreibungsverfahren bestimmte, feste Vergütung. Bei dieser Variante wäre jedoch der deutlich höhere Verwaltungs- und Abwicklungsaufwand durch die zentrale Vermarktung zu beachten.

Losgelöst von der vorgenommenen Differenzierung entstehen durch die gewährten Vergütungen Mehrkosten, die auf geeignete Weise, z. B. durch eine Erhöhung der Netzentgelte (Strom und/oder Gas), sozialisiert werden müssen.

Vorteile:

- Volumen und Standort installierter Speicherkapazitäten direkt steuerbar
- Technologiespezifische Differenzierung möglich
- Gute Planungssicherheit für Investoren
- Keine Beschränkung der Nutzungspfade
- Wettbewerbliche Bestimmung der Vergütungshöhe (Voraussetzung: hinreichend großer Anbieterkreis)

Nachteile:

- Höhere Transaktionskosten (Ausschreibungsverfahren, ggf. Vermarktung des Gases, etc.)
- Diskontinuität in Folge der separaten Ausschreibungsrunden
- Starker Preiswettbewerb kann zu Dumping führen, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Betriebs weiter eingeschränkt bleibt und einzelne Projekte im Zweifel nicht bis zur Umsetzung weitergeführt werden
- Wettbewerbsvorteile für größere Anbieter
- Projektentwickler sind gezwungen in Vorleistung zu gehen

Kapazitätsmechanismen

Die Diskussion um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit wird nicht erst seit der verstärkten Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und dem damit einhergehenden Bedarf für neue Speichertechnologien geführt. Sie wurde vielmehr angestoßen durch den weltweiten Liberalisierungsprozess, in dessen Rahmen die zuvor übliche Monopolwirtschaft im Energiesektor in Teilen aufgehoben und durch wettbewerbliche Strukturen ersetzt wurde. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat jedoch zu einer spürbaren Intensivierung und Häufung der Debatten in Deutschland beigetragen. Hintergrund ist die wachsende Sorge, dass das bestehende Marktdesign nicht genügend Investitionsanreize liefert, um die notwendigen Investitionen in den Kraftwerkspark inklusiver neuer Speicher anzustoßen.

Im heutigen Energy-Only-Markt werden Investitionsentscheidungen hauptsächlich auf Grundlage der am Markt erzielbaren Erlöse für eingespeiste Energiemengen bewertet. Mit Ausnahme der Regelenenergimärkte erfolgt keine darüber hinausgehende Vergütung der vorgehaltenen bzw. verfügbaren Leistung. Hier setzen die verschiedenen Formen der Kapazitätsmechanismen an. Zusätzliche Leistungsvergütungen sollen die Einnahmeströme der Betreiber verstetigen, die Planungssicherheit verbessern und so die Investitionsbereitschaft insgesamt erhöhen. Die Vielfalt der möglichen Ausgestaltungsformen reicht von fixen Zuschüssen in Form kapazitätsabhängiger, jährlicher Zahlungen bis hin zu separaten Märkten, auf denen Optionskontrakte auf gesicherte Leistung gehandelt werden. Die Tabelle 8-1 gibt einen kurzen Überblick über charakteristische Designeigenschaften der in der Praxis anzutreffenden Ansätze. Auf eine detaillierte Beschreibung der Ausgestaltungsformen soll an dieser Stelle mit Verweis auf die bereits zahlreich vorhandenen Studien zu diesem Thema verzichtet werden (Nicolosi 2012).

Tabelle 8-1:
Charakteristische
Eigenschaften von
Kapazitätsmecha-
nismen.

Preisbasierte Ansätze	◀▶	Mengenbasierte Ansätze
Die Vorhaltung und Verfügbarkeit von Kapazitäten wird in Form eines administrativ bestimmten Kapazitätspreises vergütet		Der Regulator setzt ein verbindliches Kapazitätsniveau fest. Der Preis für die Vorhaltung wird durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage vom Markt bestimmt.
Zentraler Clearing-Prozess	◀▶	Bilateraler Handel
Die Beschaffung der Kapazitäten und die Bestimmung der Kapazitätspreise erfolgt über eine zentrale Auktion/Ausschreibung.		Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgt über bilaterale Verträge.
Selektive Ansätze	◀▶	Nicht selektive Ansätze
Nur ausgewählte und/oder neue Kapazitäten werden im Rahmen des Mechanismus vergütet.		Sowohl Bestand- als auch Neuanlagen werden im Rahmen des Mechanismus gleichermaßen vergütet

Zudem ist eine direkte Übertragung bestehender Konzepte auf den deutschen Strommarkt aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen und Anforderungen nur begrenzt möglich. Die Einbindung von Langfristspeichern stellt darüber hinaus eine besondere Herausforderung dar. Dies begründet sich insbesondere in der Tatsache, dass bisherige Konzepte vornehmlich auf die Bereitstellung positiver Leistung in Form von Kraftwerken oder reduzierbarer Lasten ausgerichtet sind. Langfristspeichertechnologien, wie Power-to-Gas, stellen für sich genommen jedoch in erster Linie einen Verbraucher dar und können nur in Kombination mit Erzeugungseinheiten als vollständiges Stromspeichersystem fungieren.

Eine derartig starre Kombination vernachlässigt allerdings einen der wesentlichen Vorteile der Power-to-Gas Technologie, nämlich die Möglichkeit zur Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr. Sollen Investitionsanreize für Langfristspeichertechnologien ohne Beschränkung der Nutzungspfade und ohne eine direkte Kopplung mit Rückverstromungseinheiten über einen Kapazitätsmechanismus geschaffen werden, muss dieser folglich an anderer Stelle ansetzen. Die Vergütung wäre daher z. B. an die Fähigkeit, überschüssig eingespeiste EE-Strommengen aufzunehmen, zu koppeln (Höfling et al. 2013).

Losgelöst von der tatsächlichen Ausgestaltungsform gelten für Kapazitätsmechanismen einige grundlegende Vor- und Nachteile, die als Ursprung der anhaltenden und äußerst kontrovers geführten Diskussion über ihre Notwendigkeit anzusehen sind.

Vorteile:

- (Anteilige) Deckung der Fixkosten über zusätzlichen Einnahmestrom
- Steigerung der Investitionssicherheit
- Senkung der Kapitalkosten durch gemindertem Investitionsrisiko
- Steuerung der Investitionstätigkeiten (je nach Ansatz)
- Schaffung lokaler Investitionsanreize

Nachteile:

- Zunahme des zentralen/übergeordneten Planungsaufwandes
- Transaktionskosten in Verbindung mit der Neugestaltung des Marktdesigns
- Gefahr von Implementierungsfehlern
- Zusätzliche Verteilungseffekte; ggf. Diskriminierung einzelner Akteursgruppen
- Zunahme der Marktkomplexität
- Gefahr von Lock-in-Effekten
- Verzerrung übriger Marktmechanismen