

# Wirtschaftliche und technische Perspektiven für Methan aus Strom aus erneuerbaren Energieträgern

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

**Diplom-Ingenieur/in**

im Rahmen des Studiums

**Wirtschaftingenieurwesen Informatik**

eingereicht von

**Emina Mujić Duro**

Matrikelnummer 0226008

an der  
Fakultät für Informatik der Technischen Universität Wien

Betreuung  
Betreuer/in: Titel Dr. Vorname Familienname  
Mitwirkung: Univ.-Ass. Dr. Vorname Familienname

Wien, TT.MM.JJJJ

\_\_\_\_\_  
(Unterschrift Verfasser/in)

\_\_\_\_\_  
(Unterschrift Betreuer/in)

# Inhaltsverzeichnis

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>IV</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS.....</b>	<b>V</b>
<b>ANHANG .....</b>	<b>VI</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2 GRUNDLAGEN .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1 Erneuerbare Versorgung.....</b>	<b>3</b>
2.1.1 Bedeutung der Stromspeicherung .....	3
2.1.2 Steigerung der Fluktuationen.....	4
<b>2.2 Ausgleichsmöglichkeiten für die Fluktuationen .....</b>	<b>8</b>
2.2.1 Ausgleichsoption Netzausbau .....	9
2.2.2 Ausgleichsoption Erzeugungs- und Lastmanagement.....	11
2.2.3 Ausgleichsoption Speicher .....	14
2.2.3.1 Kurzzeit- und Langzeitspeicher.....	16
<b>3 SPEICHEROPTIONEN .....</b>	<b>19</b>
<b>3.1 Pumpspeicherwerke, Betriebsweise und Anwendung .....</b>	<b>19</b>
<b>3.2 Druckluftspeicher .....</b>	<b>22</b>
<b>3.3 Langzeitspeicher – Chemische Energieträger .....</b>	<b>24</b>
3.3.1 Erneuerbares Methan als Langzeitspeicher .....	24
<b>4 KONZEPTEVORSTELLUNG POWER-TO-GAS.....</b>	<b>25</b>
<b>4.1 Methanisierungsverfahren - Reaktorkonzepte .....</b>	<b>27</b>
<b>4.2 Elektrolyseverfahren, Stand der Technik .....</b>	<b>29</b>
4.2.1 Alkalisches Elektrolyseverfahren .....	30
4.2.2 PEM-Elektrolyseverfahren.....	31
4.2.3 Hochtemperaturelektrolyse .....	33
4.2.4 Anschluss des Elektrolyseurs.....	33
<b>4.3 Entwicklungs- und Optimierungsaufgaben .....</b>	<b>33</b>
<b>4.4 Energieträger Wasserstoff – Methan im Vergleich.....</b>	<b>34</b>
<b>4.5 Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Verfahrens.....</b>	<b>37</b>
<b>5 CO2-QUELLEN FÜR DIE METHANISIERUNG.....</b>	<b>41</b>

<b>5.1 CO2 aus biogenen Quellen</b> .....	<b>43</b>
5.1.1 Biomethananlagen mit Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz .....	43
5.2.1 Direkte Methanisierung.....	44
5.2.2 CO2-Quellen aus industriellen Prozessen.....	45
<b>5.3 CO2 aus der Atmosphäre</b> .....	<b>46</b>
<b>5.4 CO2 aus fossilen Quellen</b> .....	<b>47</b>
<b>6 ERDGASINFRASTRUKTUR UND SPEICHERKAPAZITÄT</b> .....	<b>48</b>
<b>6.1 Erdgasinfrastruktur als Speicher</b> .....	<b>49</b>
<b>6.2 Strom- und Gasnetz-Kopplung</b> .....	<b>51</b>
<b>7 EINSATZFELDER VON ERNEUERBAREM METHANGAS</b> .....	<b>54</b>
<b>7.1 Erneuerbares Methan im Verkehr</b> .....	<b>54</b>
7.1.1 Kostenanalyse im Verkehrssektor .....	58
7.1.2 Audi e-gas.....	59
<b>7.2 Erneuerbares Methan im Wärmebereich</b> .....	<b>60</b>
<b>7.3 Erneuerbares Methan im Stromsektor</b> .....	<b>62</b>
<b>7.4 Pilotprojekte</b> .....	<b>63</b>
<b>7.5 Forschungsvorhaben</b> .....	<b>64</b>
<b>7.6 Die Vorteile zukünftiger erneuerbarer Energieversorgung</b> .....	<b>68</b>
7.6.1 Die Vorteile der Power-to Gas-Technik.....	69
<b>7.7 Kritische Punkte der Power-to-Gas-Technik</b> .....	<b>70</b>
<b>8 WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE VON PTG-ANLAGEN</b> .....	<b>71</b>
<b>8.1 Kostenstruktur</b> .....	<b>72</b>
8.1.1 Maßnahmen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit .....	76
<b>8.2 Rechtliche Rahmenbedingungen</b> .....	<b>79</b>
<b>8.3 Szenarienanalyse</b> .....	<b>81</b>
8.3.1Entwicklungsszenarien .....	89
<b>9 ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>92</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	<b>95</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 : EE-Einspeisung und Lastdeckung für das Jahr 2050 nach der Leitstudie 2009, simuliert in stündlicher Auflösung. ....	5
Abbildung 2: Entwicklung der Lastkapazitäten und EE-Überschüsse 2007-2050.....	7
Abbildung 3: Mit REMix ermitteltes gesamteuropäisches Netzausbau für das Jahr 2030. ....	10
Abbildung 4: Täglich auftretende Fluktuationen ohne Ausgleichsoption Last- und Erzeugungsmanagement.....	12
Abbildung 5: Geglättete Fluktuationen durch Pumpspeicherwerke und Lastmanagement.....	12
Abbildung 6: Speichertypen mit unterschiedlichen Speicherzeiten.....	15
Abbildung 7: Zeitlich fluktuierende Einspeisungen (links) und Lastbedarf (rechts)..	17
Abbildung 8: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells. ....	20
Abbildung 9: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 unter Verwendung des Speichermodells. ....	21
Abbildung 10: Prinzip eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks.....	23
Abbildung 11: Produktionskette von erneuerbarem Methan. ....	26
Abbildung 12: Wirkungsgrade der einzelnen Prozessabläufe.....	38
Abbildung 13: Wirkungsgrad der $\gamma$ -Anlage. ....	39
Abbildung 14: Potenzielle CO <sub>2</sub> -Quelle in Deutschland.....	42
Abbildung 15: Darstellung der Strom-Gasnetz-Kopplung in Kombination mit Biogasanlagen zur Gasaufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz. ....	44
Abbildung 16: Darstellung der Strom-Gasnetz-Kopplung mit Biogasanlagen unter direkter CO <sub>2</sub> -Nutzung.....	45
Abbildung 17: Gasabsatz und Einspeiseleistung im Jahr 2020 (Deutschland).....	51
Abbildung 18: Stromspeichertechnologie „EE-Methan“ .....	52
Abbildung 19: THG-Emissionen in g CO <sub>2</sub> -äq./km .....	56
Abbildung 20: Kostenentwicklung im Mobilitätsbereich. ....	58
Abbildung 21: Nutzung erneuerbares Methangas in Audi Autos. ....	59
Abbildung 22: Darstellung der Nutzenergiebereitstellung für Wärme aus erneuerbaren Energiequellen und Gesamtnutzenergiebedarf in Deutschland zwischen 2005 und 2050.....	61
Abbildung 23: Forschungs- und Entwicklungsaufgaben im zeitlichen Verlauf. ....	68
Abbildung 24: Kosten der Speichertechnologien im Vergleich. ....	76
Abbildung 25: Kapazitäten bei Power-to-Gas Anlage im Zeitablauf.....	79
Abbildung 26: Stündliche Leistungseinspeisung aus Wind, Photovoltaik und Wasser im Bezug zur Last.....	82
Abbildung 27: Korrelation zwischen der Last und der Summe erneuerbaren Energieträger.....	83
Abbildung 28: Speicherkosten für Methan in Relation zu den Strombezugskosten..	85
Abbildung 29: Speicherkosten für Methan in Relation zum Wirkungsgrad und zu den Investitionskosten .....	86
Abbildung 30: Speicherkosten für Methan mit und ohne Rückverstromung .....	87

Abbildung 31: Sensitivitätsanalyse des Einflusses von Volllaststunden, Strombezugskosten, Wirkungsgrad und Investitionskosten .....	88
Abbildung 32: Kostenentwicklung für erneuerbares Methangas.....	90
Abbildung 33: Kostenentwicklung für rückverströmtes Methan .....	91

#### Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verschiedene Reaktorkonzepte. ....	28
Tabelle 2: Vergleichende Darstellung der alkalische und PEM-Elektrolyse.....	32
Tabelle 3: Vergleichende Darstellung der alkalische und PEM-Elektrolyse.....	36
Tabelle 4: Wirkungsgrade für verschiedene Power-to-Gas-Verfahren. ....	40
Tabelle 5: Erlösbeiträge für Wärme und Sauerstoff.....	77
Tabelle 6: Kostenschätzung für erneuerbares und rückverstromtes Methangas .....	84
Tabelle 7: Variation der Kosteneinflussparameter .....	90

## Anhang

a	Jahr
BEV	Battery Electric Vehicle (rein elektrische Fahrzeuge)
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CCS	Carbon Capture and Storage (CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung)
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
ct	(Euro-)Cent
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EE	Erneuerbare Energie
EE-Gas	Aus erneuerbarem Strom erzeugter gasförmiger Energieträger
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-KFZ	Elektro-Kraftfahrzeug
Euro, €	Euro
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Giga-Watt (10 <sup>9</sup> Watt)
GWh	Giga-Wattstunde (10 <sup>9</sup> Wattstunde)
h	Stunde
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
η	eta (Wirkungsgrad)
kW	Kilowatt
kW <sub>el</sub>	Kilowatt (elektrisch)
kWh	Kilo-Wattstunde (= 1000 Wattstunden)
m <sup>3</sup>	Kubikmeter

Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt ( $10^6$ Watt)
MWh	Megawatt-Stunden ( $10^6$ Wattstunden)
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
P2G	Power to Gas
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMEC	Proton Exchange Membrane Elektrolyse
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgas
TWh	Tera-Wattstunde ( $10^{12}$ Stunde)



# 1 Einleitung

In den kommenden Jahrzehnten wird aufgrund der formulierten Klimaschutzziele mit einem steigenden Anteil von erneuerbarem Strom in der Versorgungsstruktur gerechnet. Erneuerbare Energiequellen wie Wind, Sonneneinstrahlung und Wasser verfügen über großes Potenzial und bringen entscheidende Vorteile für die Umwelt. Die neue Art der Stromversorgung stellt die Gesellschaft aber auch vor enorme Herausforderungen, vor allem in Bezug auf Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Verträglichkeit.

Das Bestreben, die Energiegewinnung aus Wind und Solareinstrahlung stetig zu steigern, erhöht in Zukunft den Anteil der regenerativen Energie an der Versorgung. Die Einspeisungen aus regenerativen Quellen ins Netz unterliegen hohen wetterbedingten Schwankungen. Demzufolge kommt es zu Veränderungen in der Energieversorgungsstruktur, wobei die fluktuierende Stromerzeugung nicht mit den Verbrauchsschwankungen konform geht. Die intermittierenden Eigenschaften erneuerbarer Ressourcen zeigen sich in starken Windphasen oder bei Sonneneinstrahlung, weil es dann zu höheren Einspeisungen kommt. Die schwankende und dezentral anfallende Überschussproduktion hält neue Aufgaben für das Energiesystem bereit. Zu beachten bleibt dabei, dass sich ein Gleichgewicht zwischen dem fluktuierenden Leistungsangebot und der Nachfrage einstellt. Um diesen Zustand zu erreichen, sind geeignete Maßnahmen auszuwählen, zu analysieren und einzusetzen.

Die wirtschaftliche und die technische Realisierbarkeit bilden wesentliche Voraussetzungen für den zunehmenden Ausbau und die Implementierung erneuerbarer Energien im künftigen Energieversorgungssystem. Die vorliegende Arbeit ist bestrebt, die dafür erforderlichen Kriterien herauszuarbeiten und zu beschreiben.

Beim vermehrten Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen mit volatiler Verfügbarkeit der Energie kommt den Langzeitspeichermethoden eine Schlüsselrolle zu. Langfristige Speichertechniken bieten die Möglichkeit, die nicht sofort benötigten Energieströme über einen längeren Zeitraum hinweg aufzubewahren. Als innovative Technologie zur langfristigen Speicherung von erneuerbaren Strommengen ist die Power-to-Gas-Systemlösung anzusehen. Das Prinzip beruht auf der Herstellung von nachhaltigem, erneuerbarem Methangas mittels erneuerbaren Stroms, und zwar über Wasserelektrolyse und Methanisierungsreaktion. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die

Funktionsweise, die Integration in das Versorgungssystem, die Einsatzfelder sowie die Schwachpunkte der Technologie aufgezeigt und dargelegt. Die Analysen künftiger Szenarien mit den Wechselbeziehungen zwischen den wichtigsten Parametern werden dabei zum Untersuchungsgegenstand erhoben. Simulierte Beispiele sollen die Einflussfaktoren auf die Kostenentwicklung veranschaulichen. Auch wird auf die weiterzuentwickelnden Bereiche der Systemtechnik eingegangen.

Ziel der Arbeit ist es, die Potenziale der neuen Speichertechnologie aufzuzeigen. Die Ergebnisse der Analysen sollen als Grundlage für die wirtschaftliche Umsetzung der Technologie herangezogen werden können.

## 2 Grundlagen

### 2.1 Erneuerbare Versorgung

In zukünftigen Energiesystemen wird Strom überwiegend aus erneuerbaren Ressourcen stammen. Politiker und Wissenschaftler setzen sich für eine nachhaltige Vollversorgung aus erneuerbaren Quellen ein. Der Ausbau der erneuerbaren Energie stellt die Grundlage für die Durchsetzung der Klimaschutzrichtlinien und die Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes dar. Als weiteres Ziel wird die Reduzierung des Energieverbrauchs durch entsprechend wirksame Maßnahmen ins Auge gefasst.

Zur künftigen Stromversorgung wird für das Jahr 2020 ein Anteil von 35 Prozent an erneuerbarer Energie und für das Jahr 2050 ein Anteil von 80 Prozent angestrebt. ((ZSW), 2011) Um die anvisierten Ziele in wirtschaftlicher und technischer Hinsicht erreichen zu können, bedarf es einer Vielzahl an Maßnahmen.

Der Übergang in ein regeneratives Zeitalter und die Veränderungen in der Versorgungsstruktur stellen neue Anforderungen an das Energiesystem. Für die Erfüllung dieser Aufgaben muss das Energiesystem an die Einspeisungen aus erneuerbaren Quellen angepasst werden. Die Umstellung auf ein erneuerbares Energieversorgungssystem verlangt nach flexiblen Maßnahmen in Bezug auf das Energiesystem, den Stromnetzausbau und die Energiespeicher sowie ein nachhaltiges Erzeugungs- und Lastmanagement. Dazu müssen die Abkehr von einem bedarfsorientierten Energiesystem und die Entwicklung hin zu einem meteorologisch bedingten Energiesystem erfolgen.

#### 2.1.1 Bedeutung der Stromspeicherung

Da das Energieangebot aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Steigen begriffen ist, sieht sich auch die Energieversorgungsstruktur mit neuen Herausforderungen konfrontiert. In den kommenden Jahrzehnten wird der verstärkte Ausbau von alternativen Energieanlagen dazu führen, dass es Zeiten mit einem Überschuss an EE, aber auch solche mit mangelndem Angebot geben wird. Damit die Übertragungsnetze durch die steigende Produktion nicht überlastet werden und die Energie für Starklastzeiten gespeichert werden kann, benötigt man ausgereifte Technologien zur langfristigen Energiespeicherung, denn nur auf diese Weise können große Mengen an EE über einen längeren Zeiträume aufbewahrt und damit die umweltfreundliche Versorgung gewährleistet werden. Entsprechende Speicher müssen in der Lage sein, sowohl eine hohe Leistung als auch eine hohe Speicherkapazität zu bieten. Neben den geeigneten

technischen Maßnahmen zur Umsetzung von EE-Speichertechniken gilt auch die wirtschaftliche Tragfähigkeit als signifikanter Faktor.

Folgende Punkte bilden die Voraussetzung für eine stabile und sichere Energieversorgung:

- Die Fähigkeit, Überschussenergie in schwankender Menge aufzunehmen und zu speichern
- Regelenenergiebereitstellung, Verlagerung von Überschüssen in Spitzenlastzeiten, Laststeuerung
- Stromnetzstabilisierung und weiterer Ausbau der Netze
- Gewährleistung der stabilen und flexiblen Verfügbarkeit von Energie
- Energieanwendungen in verschiedenen Verbrauchssektoren, Energiesystemoptimierung

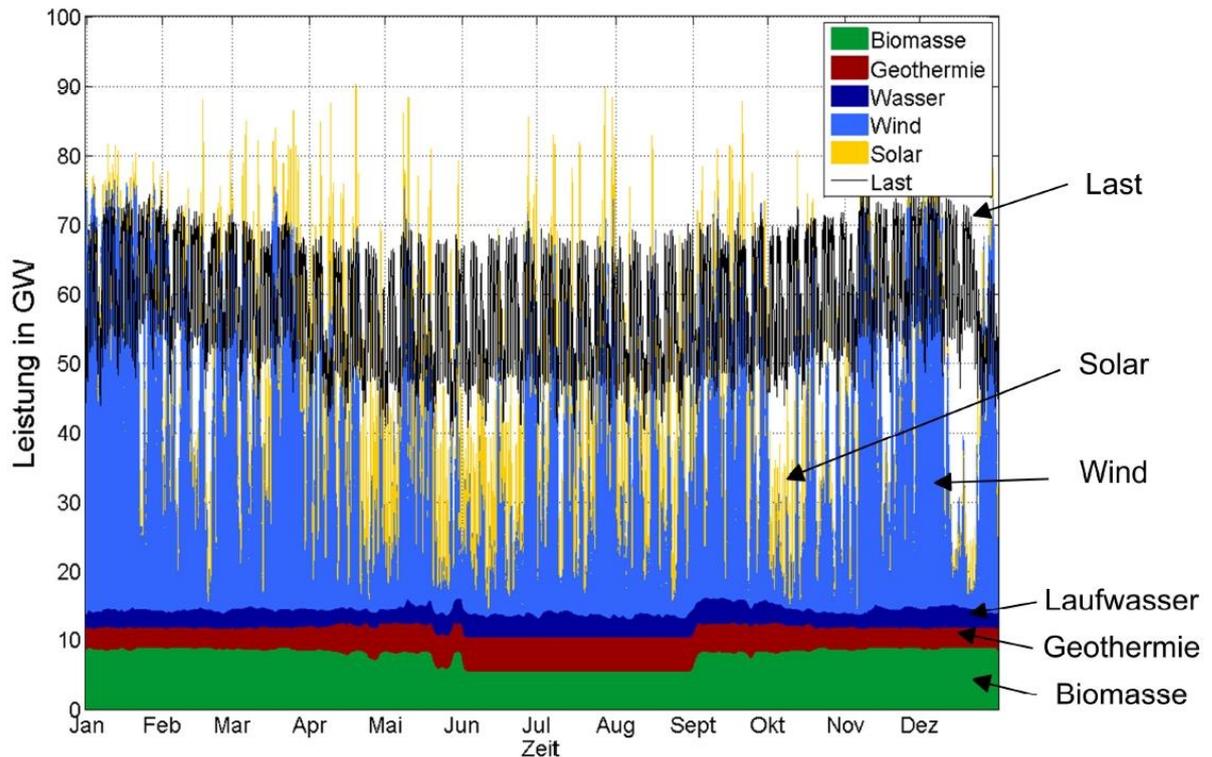
Um die effiziente und klimaschonende Versorgung künftiger Energiesysteme sicherzustellen, bedarf es schon heute eingehender Untersuchungen den gesamten Prozessablauf der Erzeugung, der Speicherung und der Verteilung von Strom aus erneuerbaren Quellen betreffend.

### **2.1.2 Steigerung der Fluktuationen**

Bei Wind und Solarstrahlung handelt es sich um Energiequellen, die meteorologisch bedingt sind. Die Stromerzeugung aus diesen Quellen ist daher fluktuierend. Mit dem vermehrten Ausbau erneuerbarer Energie wird der Anteil an fluktuierendem Strom steigen. Auch Zeitperioden mit Stromüberschüssen werden öfter als bisher eintreten. Auf der anderen Seite stellt sich zu bestimmten Zeiten, etwa im Winter mit wenigen sonnigen Tagen und längeren Nächten, ein Mangel an regenerativer Energie ein. Das bedeutet, dass es einerseits zu stündlichen beziehungsweise täglichen EE-Überschüssen und andererseits zu einem Unterangebot kommt. Auch auf der Verbraucherseite treten tägliche sowie saisonale Schwankungen auf.

Um das variierende Angebot und die variierende Nachfrage aufeinander abzustimmen, sind passende Lösungskonzepte zu erarbeiten. Der Leitgedanke bei der Bewältigung dieser Aufgabe liegt in einer stündlichen oder täglichen Einspeicherung überschüssiger erneuerbarer Energie und in einer wöchentlichen oder monatlichen Ausspeicherung.

Mittels Ausgleichsoptionen werden sowohl kurzfristige als auch langfristige Schwankungen ausgeglichen und damit eine bedarfsgerechte Verfügbarkeit gewährleistet.



**Abbildung 1 : EE-Einspeisung und Lastdeckung für das Jahr 2050 nach der Leitstudie 2009, simuliert in stündlicher Auflösung.**

Quelle: (MICHAEL STERNER, 2010)

Nach dem Leitszenario der Leitstudie 2009 in Abbildung 1 wird die inländische Steigerung der erneuerbaren Energie betrachtet, während der erneuerbare Import und der Verbrauch im Verkehr in diesem Szenario keine Berücksichtigung finden. In der Abbildung wird die stündliche Auflösung der EE-Einspeisung für die Jahre 2020 bis 2050 dargestellt. Dabei wird auf meteorologische Daten aus dem Jahr 2007 zurückgegriffen. Der Anteil der erneuerbaren Energie am Bruttostromverbrauch für das Szenariojahr 2050 beträgt 78 Prozent. Aus der Abbildung geht hervor, dass die wetterbedingte Situation zu starken Schwankungen bei den Einspeisungen führt. (MICHAEL STERNER, 2010)

Die fluktuierende Einspeisung kommt meist aus Wind- und Solarenergie. Über den Jahreszeitraum betrachtet, stehen Erzeugung und Last in einem ausgewogenen Verhältnis. Starke fluktuierende Einspeisungen treten wöchentlich auf. Tägliche Lastzeiten stehen in engem Zusammenhang mit der Solarenergie. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Da die Erzeugung des Stroms aus Windenergie und Photovoltaik wetterabhängig ist, lassen sich keine treffsicheren Prognosen erstellen. Perioden mit starkem Wind oder hoher Solarstromerzeugung führen zu einer Überlastung des Stromnetzes, so dass ohne entsprechende Speicherung die Anlagen abgeregelt werden müssten und ein Großteil der Überschüsse ungenutzt bliebe. Die

derzeitige Aufnahme- und Übertragungskapazität des Netzes ist nicht auf dieses überschüssige Angebot ausgelegt. In Zukunft wird sich das Problem durch den vermehrten Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen weiter verschärfen. Um die Stromnetze vor Belastungssituationen zu schützen, ist daher die Überschussenergie in Zeiten geringeren Angebots zu verlagern. Auf diese Weise ist der unterschiedlichen zeitlichen Verteilung entgegenzuwirken und eine durchgehende Stromversorgung auch während der Wintermonate gesichert.

Die regionalen Schwankungen in der Stromproduktion sind auch bei der Suche nach geeigneten Speicherlösungen zu bedenken. Um dennoch eine umfassende Versorgung gewährleisten zu können, muss die Erzeugung an den Verbrauch angepasst werden. Ein Beispiel aus Deutschland zeigt ein Szenario, bei dem der Überschussstrom von einer Windkraftanlage im nördlichen Küstengebiet produziert wird, während die große Verbrauchszentrale im südlichen Teil des Landes liegt. Für die Verwertung der überschüssigen Strommenge von Windkraftanlagen und ihren Einsatz in Gebieten mit größerer Nachfrage bieten sich die Lösungen und optimale Formen der Energienutzung an.

Abbildung 2 zeigt die Wechselbeziehung zwischen der Einspeisung von erneuerbarer Energie und Lastdeckungsoptionen nach Zeitabschnitten. Ersichtlich wird daraus, dass das Energiesystem aufgrund der steigenden Einspeisung aus fluktuierenden Quellen einen erhöhten Bedarf an Spitzenlastenergie aufweist. Um den Bedarf und die Erzeugung miteinander in Einklang zu bringen, ist es nötig, den überschüssigen Strom in Spitzenlastzeiten zu verlagern. Langfristig wird der Grundlastbedarf bei zunehmenden erneuerbaren Stromüberschüssen auf null zurückgehen. Die Bedarfsanforderungen im Mittellastbereich steigen erheblich an, während sich die Spitzenlastzeiten im Vergleich zum Jahr 2007 verdoppeln. (MICHAEL STERNER, 2010)

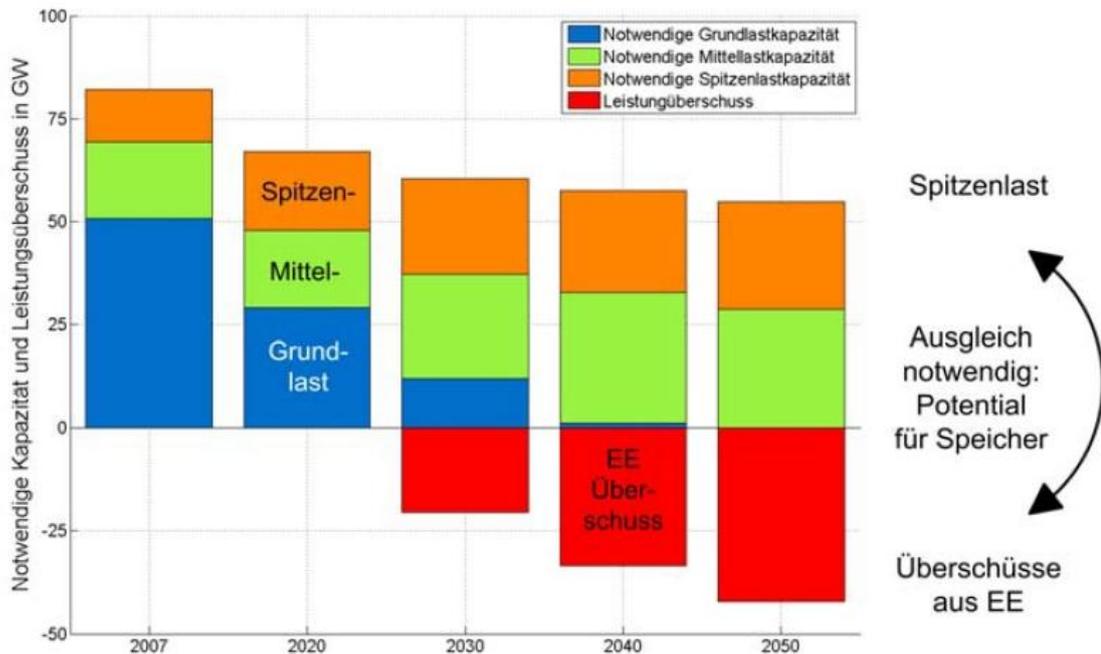


Abbildung 2: Entwicklung der Lastkapazitäten und EE-Überschüsse 2007-2050.

Quelle: (Michael Sterner, 2010)

Um zu verhindern, dass Stromüberschüsse ungenutzt verloren gehen, und sie stattdessen nutzbar zu machen, sind adäquate Ausgleichsmaßnahmen zu setzen. Durch diese Maßnahmen, beispielsweise durch den erweiterten Netzausbau und die Abstimmung der Erzeugung mit dem Verbrauch mittels eines Erzeugungs- und Lastmanagements, lassen sich Schwankungen teilweise reduzieren. Zur Speicherung größerer Strommengen und zur Verlagerung erneuerbaren Stroms in Spitzenlastzeiten ist zudem eine entsprechende Speichertechnologie erforderlich. (MICHAEL STERNER, 2010)

Je nach Art der Speicheraufgabe werden verschiedene Speichertypen verwendet. Elektrochemische Energiespeicher gleichen kurzfristige Einspeisungsschwankungen aus, während chemisch speicherbare Energieträger (Wasserstoff und Methan) dem Langzeitausgleich dienen.

Um die nachhaltige Versorgung zu garantieren, sind effiziente Speichertechniken und die Durchführung von passenden Ausgleichsmaßnahmen nötig. Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen Ausgleichsmaßnahmen zur intelligenten Steuerung der Energieerzeugung und des Nachfragebedarfs erörtert.

## 2.2 Ausgleichsmöglichkeiten für die Fluktuationen

Bei der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen wie Wind und Solarstrahlung treten unvorhersehbare Fluktuationen auf. Für den Abgleich des schwankenden Stromangebots mit der schwankenden Nachfrage werden im Folgenden drei Möglichkeiten analysiert:

- 1) Netzausbau, weiträumige Kopplung von Angebot und Nachfrage
- 2) Erzeugungs- und Lastmanagement, intelligente Steuerung von Erzeugung und Verbrauch
- 3) Speicherung, Beispiel Konvertierung EE-Strom in chemische Energieträger

Der Stromnetzausbau sichert den Transport von überschüssigem Strom in Gebiete mit hoher Stromnachfrage, etwa in Industriezonen. Die Aufgabe des Erzeugungs- und Lastmanagements besteht darin, Steuerungsmechanismen einzusetzen, um die schwankende Produktion mit dem schwankenden Verbrauch abzugleichen und damit eine gezielte Regulierung von Angebot und Nachfrage vorzunehmen. Eine dieser Ausgleichsoptionen sind Stromspeicher, in denen überschüssige Energie gespeichert wird, um sie in Phasen mit steigender Nachfrage wieder abgeben zu können und damit die Versorgung zu gewährleisten. Chemisch speicherbare Energieträger, Wasserstoff und Methan, bieten die Möglichkeit der Speicherung von wetterbedingten Energieströmen aus Wind- und Photovoltaikanlagen über längere Zeitperioden hindurch.

Dabei wird auf die Einsatzgebiete der erwähnten drei Ausgleichsoptionen eingegangen, ebenso auf die Funktionsweise, die zukünftigen Entwicklungen und auf die Möglichkeiten zur ökonomischen Systemoptimierung. Auf welche Energieausgleichsoptionen tatsächlich zurückgegriffen wird, hängt von der technischen Entwicklung der jeweiligen Systeme sowie von den Produktionskosten ab. Neben den Ausgleichsmaßnahmen spielen auch flexible Kraftwerke eine wichtige Rolle innerhalb des regenerativen Versorgungssystems, da sie zur Bereitstellung der Regelleistung schnell hoch- und herabgefahren werden können. Mit der Energie aus diesen Kraftwerken lassen sich die Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage gut regulieren.

Das geplante Einsatzfeld für erneuerbares Methangas beschränkt sich vorerst auf den Mobilitätsbereich, doch soll die Technologie ausgeweitet und großtechnisch auf dem Markt eingeführt werden.

Aufgabenbereiche für künftige regenerative und effiziente Energiesysteme sind:

- Weitere Ausbauprojekte erneuerbarer Energieanlagen
- Intensivierter Stromnetzausbau

- Größere Verbreitung von Speicherlösungen
- Ausbau flexibler Kraftwerke
- Markteinführung von regenerativer Stromproduktion
- Reduzierung des Stromverbrauchs
- Verminderung der Treibhausgasemission

Der folgende Abschnitt widmet sich den technischen Aspekten der zum Ausgleich geeigneten Maßnahmen.

### **2.2.1 Ausgleichsoption Netzausbau**

Da das Netz auch zur Aufnahme des EE-Stroms dient, können durch seinen Ausbau die Schwankungen in der Erzeugung an jene des Verbrauchs angepasst werden. Die dezentralen Stromerzeugungsanlagen stehen mit den weit entfernt liegenden Verbrauchern durch ein ausgebautes Übertragungsnetz in Verbindung. Derzeit schreitet die Ausbautintensität der erneuerbaren Energie wesentlich schneller voran als der Netzausbau. Als Gründe für die Verzögerung sind fehlende finanzielle Mittel, aufwendige Genehmigungsverfahren, energieökonomische Hindernisse und mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz zu nennen. Die Prognose für das Jahr 2030 besagt, dass lediglich die Hälfte des geplanten Netzausbaus realisiert sein wird. (Joachim Nitsch, 2012)

Eine wichtige Grundlage für den Ausbau künftiger Netze stellen Datensammlungen über die Aufnahmefähigkeit der Netze, die verfügbaren Leistungsangebote und die Energienachfrage dar. Die erhobenen Daten werden weiterbearbeitet und analysiert, damit Erzeugung, Speicherung und Verbrauch in Einklang gebracht werden können und die Versorgung aufrechtzuerhalten ist. Der Weiterentwicklung und der intelligenten Steuerung der Stromnetze durch kooperierte Erzeugung, Speicherung und Verbrauch kommt innerhalb der Netzinfrastruktur eine wichtige Rolle zu.

Die Kopplung von Speichertechnologien und die Sicherung der erneuerbaren Energieversorgungsstruktur über ganz Europa verlangen nach einem Ausbau der Übertragungskapazität. Mittels dieser Vorgehensweise werden weit voneinander entfernte Regionen mit Übertragungsleitungen verbunden, um damit einen Ausgleich der Leistungsschwankungen bei Erzeugung und Nachfrage zu erzielen. Einem weiteren Netzausbau stehen jedoch zahlreiche politische und wirtschaftliche Hindernisse sowie die mangelnde Akzeptanz in der Öffentlichkeit entgegen. [21]

Die unten stehende Abbildung 3 zeigt ein Ausbauszenario für ein konservatives europäisches Netz unter Berücksichtigung einer unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimalen Versorgung.

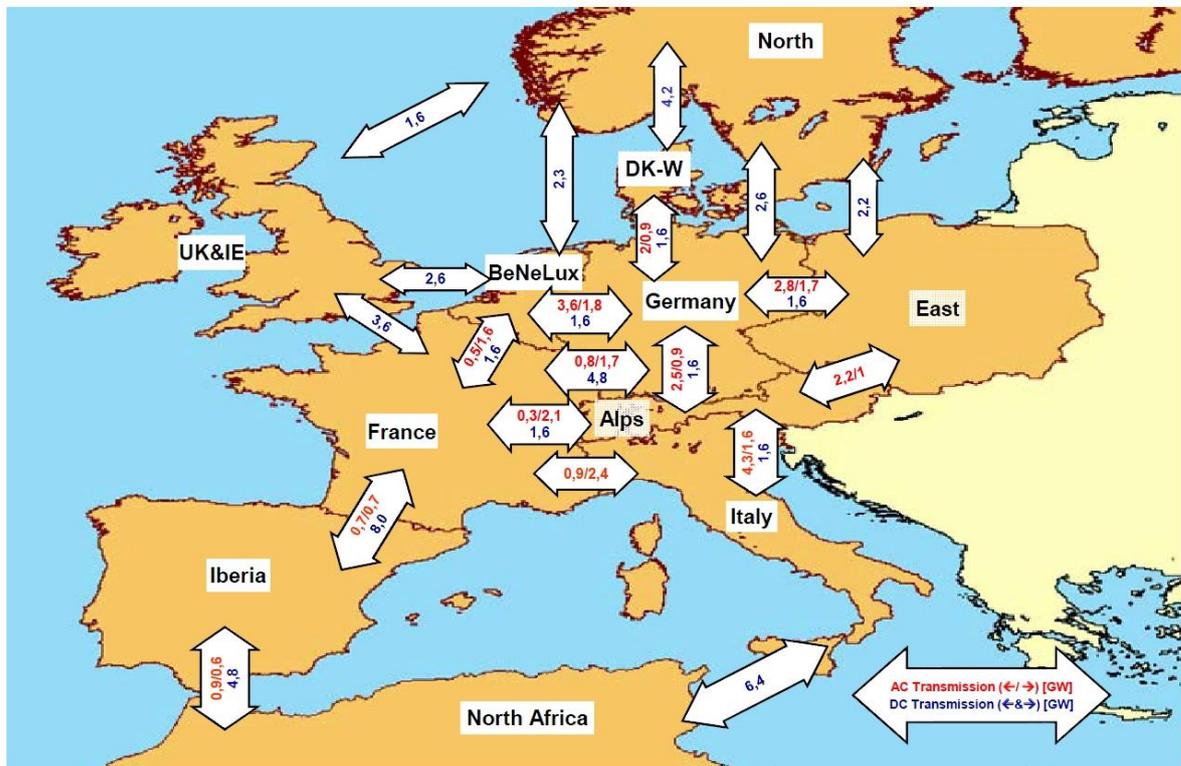


Abbildung 3: Mit REMix ermitteltes gesamteuropäisches Netzausbau für das Jahr 2030.

AC: Hochspannungs-Wechselstrom; DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ);  
 OL: Freilandleitungen; SC: Seekabel; UC: Untergrundkabel

Quelle: (Joachim Nitsch, 2012)

Die skandinavischen Wasserkraftwerke weisen große Potenziale auf. Aus diesem Grund zeigen die Länder Interesse am Energietransport. und daher die Länder zeigen Interesse für den Energietransport. Der Ausbau der Netzinfrastruktur in Richtung Skandinavien führt zu gewaltigen Eingriffen in die Landschaft und benötigt daher die Zustimmung der betroffenen Bevölkerung sowie politische Zusagen hinsichtlich der Realisierung des Projektes. Für die Erschließung am skandinavischen Speichergebieten steht als Alternative die Verlegung von Untergrundkabeln. Sie stößt zwar auf Zustimmung in der Bevölkerung, ist aber mit extrem hohen Kosten verbunden. (Joachim Nitsch, 2012)

Dennoch stellen die Verbesserung und die Verbindung der europäischen Übertragungsnetze einen gangbaren Weg dar, um den immer höher werdenden Anteil an regenerativer Energie in Regionen mit entsprechendem Bedarf zu transportieren und dort der Nachfrage entsprechend zu verteilen.

In Zeiten des Überschusses an erneuerbarem Strom kann es zu einer Stromnetzüberlastung sowie zur Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen kommen. Die Systemlösung Power to Gas ist dazu geeignet, dieses Problem, das in Zukunft häufiger auftreten wird, zu verringern beziehungsweise auszuschalten. Die Überführung von Strom in Gas mittels des Power-to-Gas-Konzepts und die spätere Rückumwandlung von Gas in Strom in Gaskraftwerken bewirken eine Stabilisierung des Netzes. Dabei wird sowohl positive als auch negative Regelenergie bereitgestellt. Das aus Energieüberschüssen erzeugte Methan liefert negative Regelenergie, während der beim Umwandlungsprozess gewonnene Strom positive Regelenergie abgibt. Über die Transformationsprozesse werden die Ökostromüberschüsse verwertet und die Netze entlastet.

Die gegenwärtigen Stromnetze verfügen nicht über ausreichende Kapazitäten zur Aufnahme des wachsenden Anteils an erneuerbarer Strommenge. Die Stromzuführung in die Stromnetze und die Stromentnahme aus den Stromnetzen müssen ausbalanciert sein, da die Netze über keine Speichermöglichkeit verfügen. Selbst wenn der Zustand eines nahezu idealen Netzausbaus erreicht sein sollte, wird es zu keinem vollständigen Ausgleich der stark fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Quellen kommen.

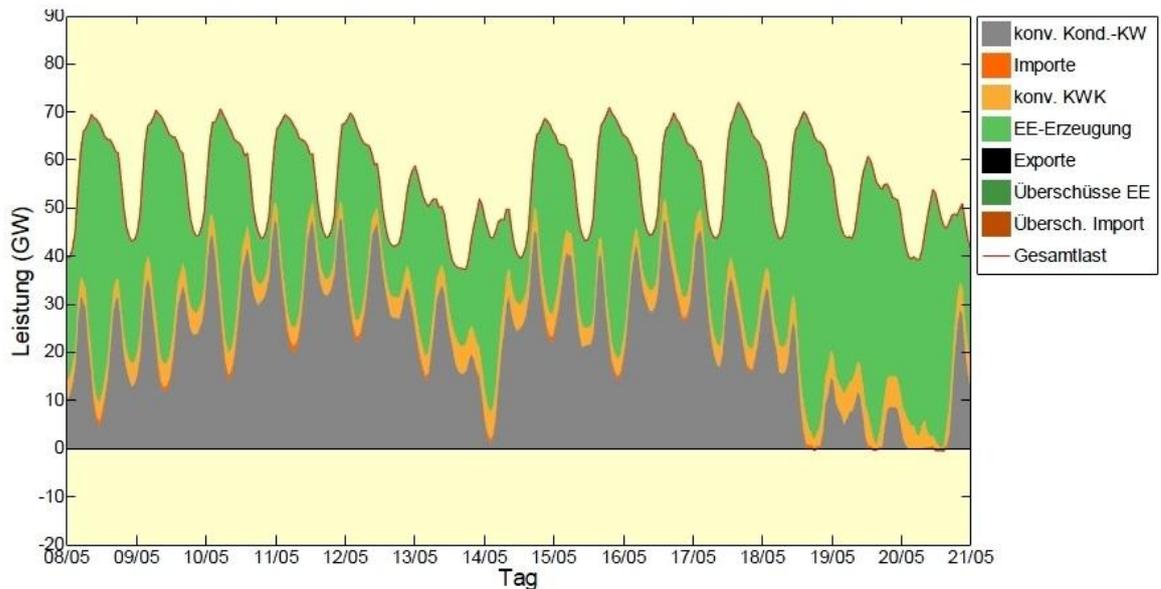
Da sich die Speicherung von Stromüberschüssen im Erdgasnetz in Form vom speicherfähigen Methangas als geeignete Ausgleichsoption anbietet, besteht wenig Anreiz für einen allzu raschen Netzausbau. Die bestehende Gasinfrastruktur mit ihrer hohen Langzeitspeicherkapazität und erneuerbares Gas eignen sich gut für den Ausgleich saisonal bedingter Schwankungen. Das gespeicherte erneuerbare Gas steht dabei für unterschiedliche Verbrauchssektoren, etwa für den Verkehr oder den Wärmebereich, zur Verfügung.

Um die Nichtnutzung von erneuerbaren Ressourcen sowie die Netzengpässe zu verhindern, ist es nötig, neben dem Ausbau des lokalen und internationalen Netzes auch die entsprechenden Speicherlösungen in Energiesysteme zu implementieren.

### **2.2.2 Ausgleichsoption Erzeugungs- und Lastmanagement**

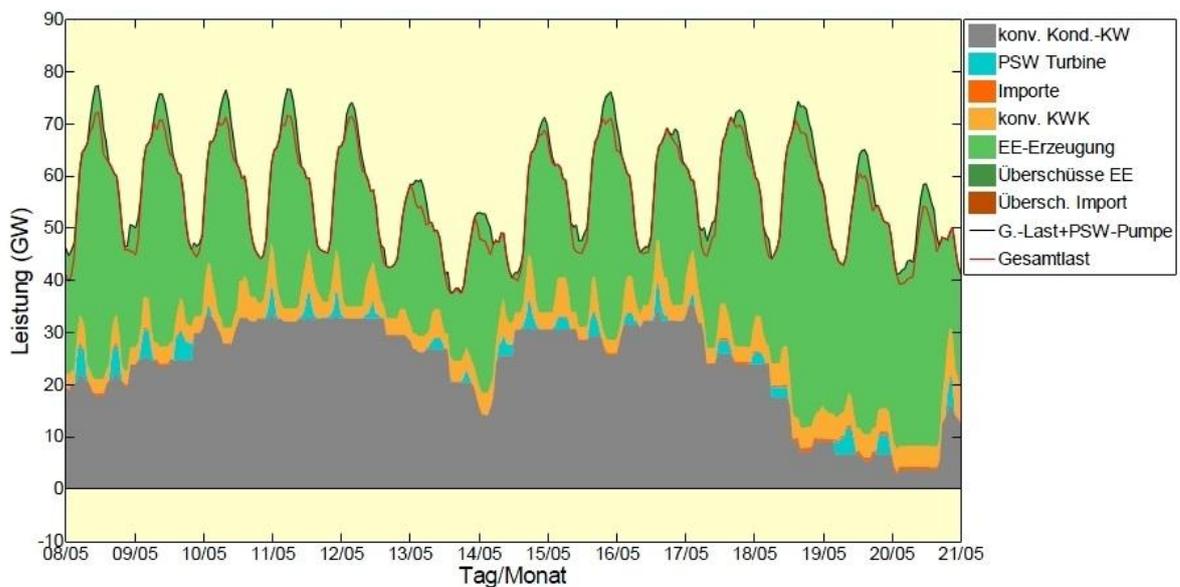
Als weitere Ausgleichsmaßnahme für den fluktuierenden EE-Strom ist das Erzeugungs- und Lastmanagement zu nennen. Diese Maßnahme wird eingesetzt, um die Last mittels gesteuertem Verbrauch und intelligentem Stromnetz zu regulieren. Das Verfahren erleichtert die Verlagerung der Stromnachfrage von Zeiten mit geringem erneuerbarem Stromangebot hin zu Zeiten mit überschüssigem Angebot. Falls die Last die erneuerbare Erzeugungsleistung überschreitet, veranlasst das Lastmanagement die Abschaltung unkritischer

Stromverbraucher. Das Lastmanagement kann als virtueller Speicher angesehen werden. Mit seiner Umsetzung lässt sich die Nachfrage besser an die Erzeugung anpassen. Abbildung 4 veranschaulicht die Situation der fluktuierenden Stromerzeugung ohne jegliche Ausgleichsoption, wodurch es zu ausgeprägten Fluktuationen kommt. Aus Abbildung 5 geht hervor, wie die Fluktuationen mittels zweier Ausgleichsoptionen geglättet werden.



**Abbildung 4: Täglich auftretende Fluktuationen ohne Ausgleichsoption Last- und Erzeugungsmanagement**

Quelle: (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)



**Abbildung 5: Geglättete Fluktuationen durch Pumpspeicherwerke und Lastmanagement**

Quelle: (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Abbildung 5 zeigt die Verringerung der Fluktuationen mittels Lastmanagement und Pumpspeicherwerken. Zuerst tritt das Lastmanagement in Aktion, danach die Pumpspeicherwerke. Die Lastspitzen und die Lasttäler werden dadurch geglättet, die Regelbarkeit der fluktuierenden Quelle wird verbessert.

Der Stromverbrauch durch Industrie, Haushalt und Gewerbe hat sich nach dem Energieangebot und der Netzsituation zu richten. Mit einem effizienten Lastmanagement kann bei bestimmten Verbrauchern die Energielieferung für einen gewissen Zeitraum verschoben werden (beispielsweise beim Ladevorgang von Plug-in-Hybridfahrzeugen). Neu angeschlossene Verbraucher werden dann die Höchstlast nur geringfügig erhöhen. Um die Steuerung des regelbaren Verbrauchs zu realisieren, benötigt man intelligente Informations- und Kommunikationstechnologien (intelligente Stromzähler, Smart Meter). Die entsprechenden Schritte können jedoch nur umgesetzt werden, wenn die Verbraucher einer Lastverlagerung zustimmen. Weitere mögliche Einsatzbereiche für das Lastmanagement werden noch evaluiert.

Als möglicher Ansporn für eine positive Aufnahme des Lastmanagements durch verbrauchende Haushalte bieten sich variierende Tarife an. Im Bereich der Industrie befinden sich bereits bestimmte Anwendungen, zum Beispiel Messungen der Leistung, in Betrieb. Neue Verbraucher mit großem Potenzial in Bezug auf das Lastmanagement sind Wärmepumpen, Klimaanlage und Elektrofahrzeuge. Gerade hier ist es wichtig, den Verbrauch zu steuern, damit die Fluktuationen nicht allzu stark ausfallen. Der Verbrauch von Wärmepumpen steht über den Jahresverlauf betrachtet in engem Zusammenhang mit der Windkraft. Die Stromerzeugung durch Photovoltaik korreliert wiederum gut mit dem Verbrauch der Klimaanlage, allerdings sollte es gelingen, die täglichen Verläufe optimaler aufeinander abzustimmen (photovoltaische Erzeugung am Mittag, Nutzung der Klimaanlage am Nachmittag). Fluktuierende Energiequellen wie Wind, Photovoltaik, Wasser und Biogas lassen sich durch eine umsichtige Steuerung des Erzeugungsmanagements wechselseitig ergänzen. (Dr. Joachim Nitsch, 2010)

Dem Verbrauch entsprechend werden zwei Gruppen unterschieden:

1. Verbraucher mit hohen Leistungen wie Fabrikationsvorgänge für Stahl oder Chlor, die aufgrund ökonomischer Erzeugungsprozesse den Stromverbrauch nicht nennenswert verschieben.
2. Verbraucher, die vergleichsweise niedrige Leistungen haben, dazu zählen elektrische Haushaltsgeräte, Elektrofahrzeuge und Klimaanlage im Dienstleistungssektor. (Thomas Klaus, 2010)

Der gesteuerte Verbrauch führt zu einer Verringerung der Erzeugungsspitzen und zur geplanten Nutzung von Überschussenergie. Die Reduzierung der Spitzenlastzeiten bewirkt eine Entlastung konventioneller Kraftwerke. Das spielt

eine besondere Rolle in einem Energieversorgungssystem mit einem hohen Anteil an fluktuierendem erneuerbarem Strom.

Erzeugungs- und Lastmanagement stellen auf Dauer keine befriedigende Lösung dar, weil das Problem der Speicherung weiterhin bestehen bleibt. Es ist nicht möglich, bei jedem Letztverbraucher die Stromanwendungen von Zeiten mit einem geringen erneuerbaren Angebot hin zu Zeiten mit überschüssigem Stromangebot zu verlagern. Erst mittels detaillierter Analysen lässt sich bestimmen, bei welchem Endverbraucher sich die Flexibilisierung der Stromnutzung durch Lastmanagement als sinnvoll erweist. Zusätzliche kritische Punkte bei der Durchführung von Lastmanagementmaßnahmen sind Risiken bei der Planung der Verlagerung und das Auftreten längerer Perioden mit Residuallast.

Durch die Ergänzung mit anderen Ausgleichsoptionen wie Netzausbau und Speicher trägt das Erzeugungs- und Lastmanagement zu einem stabilen und effizienten Versorgungssystem mit einem hohen Anteil an fluktuierender erneuerbarer Energie bei.

### **2.2.3 Ausgleichsoption Speicher**

Als dritte Ausgleichsoption ist die Nutzung des Stromspeichers anzuführen. Aufgrund der steigenden Ausbautintensität von erneuerbarer Energie wird es in den nächsten Jahren zu vielen Stunden mit überschüssigem Angebot kommen, welches nicht direkt ins Netz eingespeist werden kann. Um die Erzeugungsüberschüsse in das Energiesystem zu integrieren und sie zu verwerten, wird ein geeigneter Stromspeicher benötigt. Mit einem solchen als wichtigstem Element der Integrationsstrategie kann erneuerbare Energie im Rahmen der künftigen Energieversorgungsstruktur einen entscheidenden Beitrag leisten. Der Einsatz des Speichers führt zu einer Optimierung des Systems mit einem steigenden Anteil an fluktuierender Erzeugung und trägt damit zu einer sicheren und flexiblen Stromversorgung bei.

Mit dem passenden Stromspeicher und ausreichender Kapazität kann die erzeugte stark fluktuierende Energie über längere Zeiträume aufbewahrt werden. Der Stromspeicher ermöglicht auch den Einsatz erneuerbarer Energie als spitzenlastfähigen Strom sowie die Abdeckung der Jahreshöchstlast. Wenn die entsprechenden Überschüsse nicht gespeichert und abgeregelt werden, kommt es neben der Überlastung des Stromnetzes auch zu einem starken Absinken der Strompreise.

Die erneuerbare Einspeisung korreliert nicht mit dem Strombedarf, weshalb es unbedingt erforderlich ist, die Charakteristika der fluktuierenden Einspeisung zu identifizieren. Simulationen fluktuierender Einspeiseerzeugung zeigen die

Notwendigkeit von Ausgleichsmaßnahmen innerhalb eines Tages beziehungsweise innerhalb eines Monats auf. Deswegen werden im Lastbereich unterschiedliche Speichertypen wie Tagesspeicher, Wochenspeicher und Monatsspeicher benötigt. Daraus folgt, dass der großtechnische und saisonale Speicher die Systemlösung für die schwankende Einspeisung und den schwankenden Verbrauch darstellt. Mittels verschiedener Speicheroptionen wird die fluktuierende erneuerbare Energie verwertet, gespeichert und zur Nutzung bereitgestellt.

Für die Energieversorgung werden unterschiedliche Speicheroptionen eingesetzt. Die unmittelbare Stromspeicherung erfolgt mittels Kondensatoren.

Andere Stromspeichertechnologien nutzen:

- potenzielle Energie (Wasserkraft, Pumpspeicherkraftwerke)
- mechanische Energie (Druckluftspeicher, Schwungradspeicher)
- elektrochemische Energie (Batterien)
- chemische Energie (Wasserstoff, Methan)

### Welche Speicher brauchen wir? Eine zeitliche Klassifizierung



Abbildung 6: Speichertypen mit unterschiedlichen Speicherzeiten

Quelle: (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Wie im vorigen Kapitel ausgeführt wurde, unterliegt die Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik starken zeitlichen Schwankungen. An sonnigen beziehungsweise windigen Tagen wird genügend Leistung erbracht, in sonnenarmen beziehungsweise windstillen Zeiten kommt es hingegen zu einer Unterversorgung. Um eine nachhaltige und flexible Versorgungsstruktur zu gewährleisten, sind auch Regel- und Reservekraftwerke nötig.

Da die Speicher über eingeschränkte Kapazitäten verfügen, besteht sowohl Bedarf an Kurzzeitspeichern (Stunden und Tage) als auch an Langzeitspeichern (Wochen und Monate). Im Speichersystem für die primäre und sekundäre Regelung werden Batterien und Schwungräder verwendet und im Stundenbereich werden Pumpspeicherwerke und Druckluftspeicher eingesetzt. Zur langfristigen Speicherung sind chemische Energieträger (Wasserstoff und Methan) sowie skandinavische Pumpspeicherwerke gedacht. Durch die Verwendung geeigneter Speicher wird ein Gleichgewicht zwischen der fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung und der Lastschwankung hergestellt. Um festzustellen, welche Speicherlösungen sich am besten eignen, um die Versorgung auf Dauer sicherzustellen, sind Faktoren wie der Stromnetzausbau, Lastmanagementmaßnahmen und der Einsatz regelbarer Anlagen in die Überlegungen einzubeziehen.

Die Anwendungsmöglichkeiten und die Potenziale der verschiedenen Speichertechnologien ergeben sich aufgrund von Speicherdauer, Speicherkapazität, Wirtschaftlichkeit und Umwandlungsverlusten.

Im nachfolgenden Abschnitt werden die kurzfristigen sowie die langfristigen Speicherlösungen, ihre Einsatzfelder und ihre technischen und wirtschaftlichen Aspekte dargestellt.

#### **2.2.3.1 Kurzzeit- und Langzeitspeicher**

Die Anforderungen an den Stromspeicher ergeben sich in Abhängigkeit vom Einsatzbereich. Ein Stromspeicher muss in der Lage sein, das variierende Ökostromangebot im Millisekunden- sowie im Stunden- und Tagesbereich zu regulieren. Voraussetzung für eine sichere und flexible Energieversorgung ist eine kurze Reaktionszeit. Die Herausforderung der heutigen Speichertechnologien liegt in der Speicherung größerer Strommengen und im Energietransport über längere Distanzen. Bei der Entwicklung geeigneter Speicher müssen Wind- und Photovoltaikprognosefehler, der Energiebedarf und die Eigenschaften der Einspeisung aus fluktuierenden Energiequellen berücksichtigt werden.

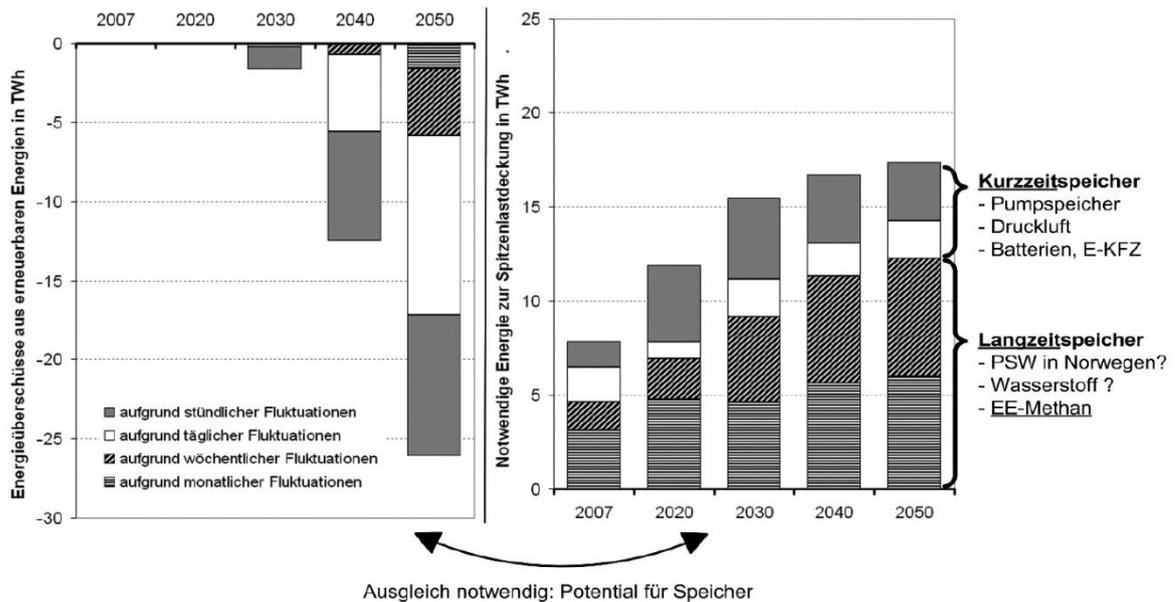


Abbildung 7: Zeitlich fluktuierende Einspeisungen (links) und Lastbedarf (rechts).

Quelle: (MICHAEL STERNER, 2010)

Die Abbildung 7 stellt die Erzeugungsleistung und die damit verbundenen Fluktuationen im Stunden-, Tages-, Wochen- und Monatsbereich dar. Wöchentliche und monatliche Schwankungen bewirken einen steigenden Bedarf an Spitzenlastzeiten. Die Fluktuationen in der Überschussenergie ergeben sich meist stündlich beziehungsweise täglich. Zum Ausgleich dieser Schwankungen benötigt man sowohl Kurzzeit- als auch Langzeitspeicher. (Michael Sterner, 2010)

Um den Herausforderungen des Lastausgleichs zu begegnen und eine gesicherte Bereitstellung von regelbarer Leistung zu erreichen, kann bei der Energieversorgung in einem regenerativen Zeitalter nicht auf den Einsatz von Speichern verzichtet werden. Die Kombination unterschiedlicher Speichertechnologien wird in Zukunft immer mehr an Bedeutung gewinnen.

Das Zusammenwirken der beiden Speichertechniken Kurzzeit- und Langzeitspeicher ist für die bedarfsgerechte Deckung der Nachfrage unabdingbar. Kurzzeitspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batterien) gleichen die Einspeisungen aus fluktuierenden Energiequellen im Minuten-, Stunden- und Tagesbereich aus, Langzeitspeicher (chemische Speicher) die fluktuierenden erneuerbaren Einspeisungen im Mehrtages-, Monats- und Jahresbereich. Ein zukünftiges Versorgungssystem ist so zu gestalten, dass es sowohl den Bedarf an Kurzzeitspeichern (Pumpspeicherkraftwerke) als auch an Langzeitspeichern (erneuerbares Methan) zu decken imstande ist.

Pumpspeicherkraftwerke gleichen die täglichen Einspeiseschwankungen aus und gelten daher als günstige und wirksame Technologie für die kurzfristige Energiespeicherung. Allerdings ist der weitere Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken durch die geologischen Gegebenheiten limitiert. Pumpspeicherkraftwerke mit technisch begrenzter Kapazität (0,04 TWh<sub>el</sub>) sind nicht in der Lage, den zunehmenden Anteil an erneuerbarem Strom aufzunehmen. Bei einem Anteil von mehr als 50 Prozent an erneuerbarem Strom ist eine Kapazität von 20 bis 40 TWh<sub>el</sub> erforderlich. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011) Für die Aufnahme von erneuerbarem Strom über einen Zeitraum von mehreren Wochen hinweg reichen die genannten Technologien allerdings nicht aus. Deshalb wird ein Langzeitspeicher notwendig, der die Überschussproduktion über längere Zeiträume speichert und bei geringerer Einspeisung wieder zur Verfügung stellt. Auf lange Sicht wird der Langzeitspeicher zusammen mit anderen Ausgleichsoptionen Verwendung finden und dauerhaft die konventionellen Kraftwerke ersetzen.

Weitere signifikante Merkmale der genannten Speichertechniken sind der Systemwirkungsgrad und die Speicherkapazität. Die Kurzzeitspeichertechnologien haben einen hohen Nutzungsgrad, aber eine geringe Speicherkapazität (Batterien, Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke), während die Langzeitspeichertechnologien (Wasserstoff und Methan) einen geringeren Wirkungsgrad und eine hohe Speicherkapazität aufweisen. Die Entscheidung für Kurzzeit- oder Langzeitspeicher fällt aufgrund der technischen und ökonomischen Effektivität.

Im Bereich der langfristigen Energiespeicherung werden chemische Energieträger (Wasserstoff oder Methan) verwendet. Diese sind in der Lage, monatliche Schwankungen auszugleichen. Beide Formen von Energiespeichern erleichtern die Regulierung der fluktuierenden Stromerzeugung über längere Zeiträume hinweg. Erneuerbarer Wasserstoff wird in einem Konversionsschritt (Elektrolyse) hergestellt, zur Methanerzeugung wird der Prozess der Methanisierung benötigt. Die Produktion von Methangas geht mit einem Umwandlungsverlust einher. Der große Vorteil von erneuerbarem Methan besteht darin, die vorhandene Erdgasinfrastruktur ohne Umbaumaßnahmen nutzen zu können. Über den Konvertierungszyklus Strom – Methan – Strom steht der erneuerbare Strom für vielfältige Bereiche (Verkehrssektor, Wärmesektor) zur Verfügung. Dadurch wird eine flexible und regenerative Versorgungssicherheit gewährleistet.

Bei einer Stromversorgung, die zum größten Teil auf erneuerbarer Energie basiert, sind Einsatz und Kooperation von Kurz- und Langzeitspeichern unabdingbar, damit die auftretenden Fluktuationen ausgeglichen werden können.

Die technischen und wirtschaftlichen Vorteile und Nachteile sowie die Potenziale der Speichertechnologien sollen im Folgenden ausgeführt werden.

# 3 Speicheroptionen

## 3.1 Pumpspeicherwerke, Betriebsweise und Anwendung

Pumpspeicherwerke (PSW) sind die wirtschaftlichsten Kurzzeitspeicher und stehen mit erprobter Technologie und hoher Effizienz zur Verfügung. Aufgrund des zunehmenden Ausbaus erneuerbarer Energie erhöht sich auch der Bedarf an Pumpspeicherwerken. Zum Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen sind PSW mit ihrer schnellen Schwarzstartfähigkeit und Regelleistung die geeignetste Option. Pumpspeicherwerke stellen gespeicherte Erzeugungsüberschüsse für Starklastzeiten bereit und werden daher als Reserve- und Spitzenlastkraftwerke verwendet. Dadurch wird eine Belastung des Stromnetzes durch Überschussproduktion vermieden. Aus wirtschaftlicher Sicht stellen PSW die beste Technik für die kurzfristige Energiespeicherung dar.

Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 75 und 80 Prozent. Die Speicherkapazität der heutigen PSW in Deutschland beträgt 0,04 Terawattstunden bei 6 Gigawatt Turbinenleistung. (Michael Sterner, 2010) (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011) Die Einsatzgebiete für Pumpspeicherwerke sind beschränkt, da es nicht viele geeignete Standorte gibt. Dazu kommen noch ökologische Gründe, da der weitere Ausbau massive Eingriffe in die Landschaft verursacht.

Pumpspeicherwerke sind indirekte Elektrospeicher, die elektrische Energie durch Konvertierung von Wasser in potenzielle Energie speichern. Die unteren und oberen Speicherbecken sind über Rohrleitungen verbunden. Beim Ladevorgang wird die elektrische Energie über Elektromotoren in mechanische Energie umgewandelt. Das Wasser wird dabei vom tiefer gelegenen Niveau (Unterbecken) durch das Rohrleitungssystem in höher liegende Speicherbecken gepumpt. Als Speicher werden Seen und andere Wasserreservoirare genutzt, die aus Staumauer und Stauwerk bestehen. In Spitzenlastzeiten wird das im Oberbecken gespeicherte Wasser über Turbinen ins Unterbecken geleitet. Dabei wird aus potenzieller Energie zunächst mechanische und mittels Generatoren elektrische Energie produziert (Entladevorgang). Wie viel Energie im Pumpspeicherwerk gespeichert wird, hängt vom Beckenvolumen und vom Höhenunterschied ab. (Michael Sterner, 2010) (Niklas Hartmann, 2012) (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010)

Pumpspeicherwerke sind durch ihre Schwarzstartfähigkeit bei einem Netzausfall in der Lage, aus dem Stillstand heraus innerhalb von wenigen Minuten Strom zu erzeugen. Bei der Integration von erneuerbarer Energie wird Pumpspeicherwerken in Zukunft eine bedeutende Rolle zukommen.

Die Abbildungen 8 und 9 zeigen die geordnete Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastzeugung ohne und mit Einsatz von Pumpspeicherwerken. Mit Hilfe von Pumpspeicherwerken wird Strom zur Deckung des Strombedarfs in Spitzenlastzeiten bereitgestellt.

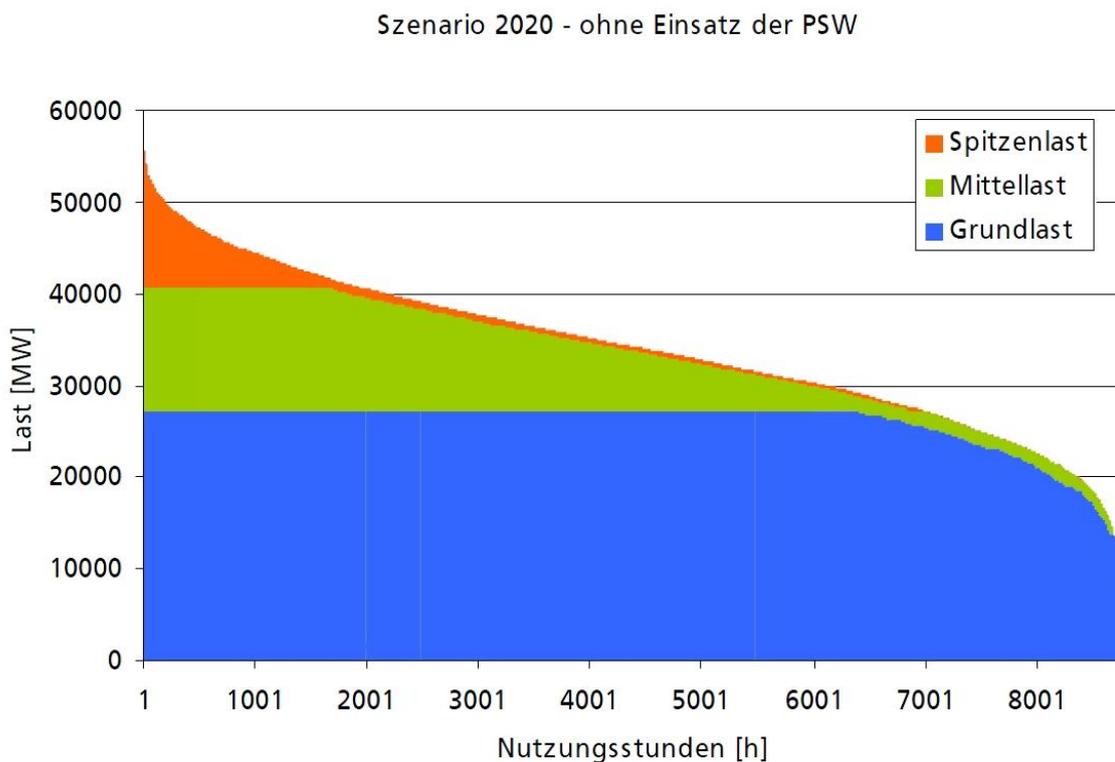


Abbildung 8: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells.

Quelle: (Michael Sterner, 2010)

### Szenario 2020 - mit Einsatz der PSW

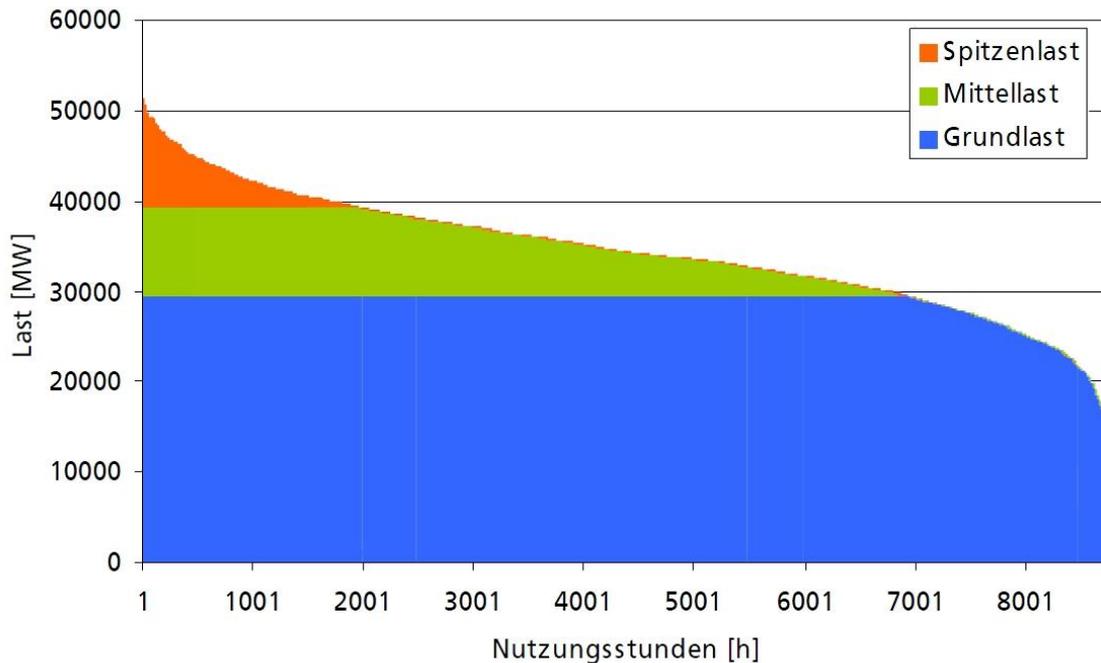


Abbildung 9: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 unter Verwendung des Speichermodells.

Quelle: (Michael Sterner, 2010)

Durch ihre hohe Flexibilität und die kurze Schaltzeit können Pumpspeicherwerke Prognosefehler innerhalb von kurzer Zeit ausgleichen und Strom ins Netz einspeisen. Sie tragen damit zur Systemstabilität bei und gewährleisten eine effiziente Stromversorgung. Für die Zukunft ist angedacht, sie mit anderen Speichertechnologien zu kombinieren.

Die Berggebiete in Österreich, Norwegen und der Schweiz sind geeignete Gegenden, um Pumpspeichersysteme anzulegen. Jedoch bleibt zu bedenken, dass ein weiterer Ausbau der Technologie zu beträchtlichen Eingriffen in das Landschaftsbild führt. Daher hat sich der Technologieausbau auf passende topografische Standorte zu beschränken.

Der Anschluss an skandinavische Pumpspeicherkapazitäten wird als mögliche Lösung zum Ausgleich von Langzeitfluktuationen diskutiert. Die Realisierung dieses Vorhabens steht jedoch in engem Zusammenhang mit politischen Gegebenheiten sowie mit einem weiteren Netzausbau (Meeresleistungen). Der Ausbau der Übertragungsinfrastruktur ist mit hohen Investitionskosten verbunden, trotzdem sind mehrere Länder an der skandinavischen Kapazität interessiert.

## 3.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher sind Kurzzeitspeicher, die zur Speicherung von Energie im Minuten- und Stundenbereich dienen. Der Druckluftspeicher kann Angebot und Nachfrage ausgleichen, indem er verfügbare Stromüberschüsse aus dem Grundlastbereich aufnimmt und den Strombedarf zu Spitzenlastzeiten abdeckt.

Mit dieser Speichertechnologie werden Regelenergie und Reservekapazitäten zur Verfügung gestellt. Dadurch wird das Netz von Erzeugungsspitzen entlastet und Stabilität erzielt.

Druckluftspeicher zeichnen sich vor allem durch ihre Schwarzstartfähigkeit aus. „Schwarzstart“ bedeutet, dass das Kraftwerk ohne externe Stromzuleitung innerhalb weniger Minuten seine volle Leistung erbringt. Druckluftspeichern kommt daher beim Ausfall anderer Kraftwerke besondere Bedeutung zu. Ein Nachteil der Druckluftspeicher liegt in der teuren Speicherung der Energie über längere Zeiträume hinweg. Als weitere Nachteile gelten die geringe Effizienz und die Standortfrage, die an bestimmte geologische Bedingungen gekoppelt ist. (Nufer, 2009)

Verglichen mit Pumpspeicherwerken kommt es beim Bau von Druckluftspeichern zu geringeren Eingriffen in die Natur, da sie in unterirdischen Kavernen errichtet werden, doch weisen sie einen wesentlich geringeren Wirkungsgrad als Pumpspeicherwerke auf. Man unterscheidet zwei Arten von Druckluftspeichern, diabate oder konventionelle und adiabate Druckluftspeicher, die sich noch in der Entwicklungsphase befinden. Weltweit gibt es zwei konventionelle Druckluftspeicher. Die bestehende Kapazität der Druckluftspeicher in Deutschland beträgt 0,006 TWh<sub>el</sub>. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Beim CAES-Druckluftspeicher (CAES – Compressed Air Energy Storage) wird die Umgebungsluft in einem Verdichter in einer oder mehreren Stufen komprimiert, wobei Wärme abgegeben wird. Die erzeugte Druckluft wird in unterirdischen Speicherreservoirs (Salzkavernen) zwischengespeichert. Bei großer Stromnachfrage wird die gespeicherte Druckluft im Turbinensystem entspannt und die mechanische Energie mittels Generatoren in Strom umgewandelt. Durch Gasfeuerung wird dabei Wärme zugeführt. Konventionelle Druckluftspeicher weisen einen Anlagewirkungsgrad von ca. 54 Prozent auf. Als Grund dafür sind die Abkühlung der Luft vor ihrer Einspeicherung und die Erwärmung vor der Expansion in der Turbine zu nennen. Zur Erwärmung wird fossiler Brennstoff (Erdgas) verwendet. (Nufer, 2009)

Adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES = Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Die Weiterentwicklung liegt in der Nutzung von Wärmespeicher. In einem Verdichtungsprozess wird die entstehende Wärme in einen Wärmespeicher

geleitet. Beim Entladevorgang wird die Druckluft vor der Entspannung in der Turbine erwärmt, weshalb keine fossilen Brennstoffe benötigt werden. Adiabate Speicher haben einen Wirkungsgrad bis zu 70 Prozent und benötigen im Gegensatz zu diabaten Speichern keine Gasfeuerung. Zur Errichtung der Wärmespeicher sind jedoch hohe Investitionskosten erforderlich. (Nufer, 2009)

Beide Kraftwerkstypen sind flexibel und können Regel- und Ausgleichsenergie bereitstellen. In Deutschland befindet sich derzeit ein adiabater Druckluftspeicher, ADELE in Staßfurt, in Bau, mit seiner Fertigstellung ist im Jahr 2013 zu rechnen. (RWE Power AG, 2010)

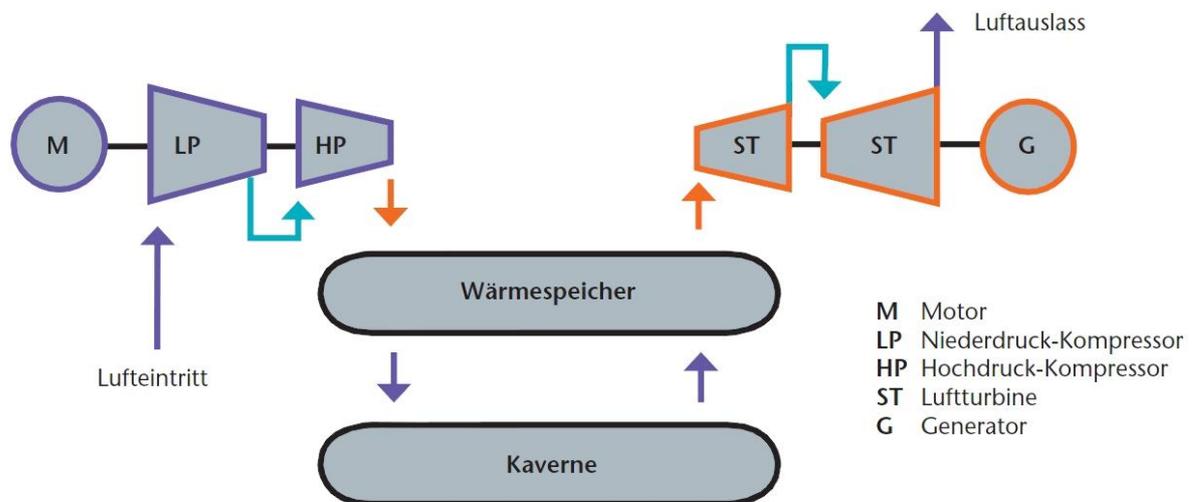


Abbildung 10: Prinzip eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks

Quelle: (Dr. Rainer Tamme, 2006)

Abbildung 10 veranschaulicht die Betriebsweise eines adiabaten Druckluftspeichers. Ein solcher besteht aus folgenden Teilen: Kompressor, Kaverne, Turbine und Wärmespeicher. Die im Kompressionsprozess entstehende Wärme wird in den Wärmespeicher geleitet und bleibt dort für den Vorgangszyklus gespeichert. In einem Expansionsvorgang wird die Druckluft im Wärmespeicher vor dem Eintritt in die Turbine erhitzt. (Niklas Hartmann, 2012)

Im folgenden Abschnitt wird das Konzept des erneuerbaren Methans inklusive seines Wirkungsgrades sowie der Stärken und Schwächen des Speichersystems vorgestellt.

### 3.3 Langzeitspeicher – Chemische Energieträger

#### 3.3.1 Erneuerbares Methan als Langzeitspeicher

Zur Verwertung von überschüssiger Energie, die saisonal und schwankend auftritt, werden entsprechende Langzeitspeicher benötigt. Mit der Verwendung des Langzeitspeichers können die Erzeugungsüberschüsse von stark windigen oder sonnigen Tagen zwischengelagert und in Zeiten erhöhten Energiebedarfs wieder ins Netz eingespeist werden. Auf diese Weise wird in Starklastzeiten der Strombedarf durch gespeicherte Energie aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt. In der Energieversorgung der Zukunft kommt den langfristigen Speicheroptionen eine bedeutsame Rolle bei der Gewährleistung einer flexiblen und regelbaren Versorgung zu. Die Stromspeichertechnik Power to Gas besitzt damit großes Potenzial im Bereich der langfristigen Energiespeicherung.

Der wachsende Anteil von regenerativer Strommenge am Energiemix verlangt nach Speicherverfahren, die die schwankenden Leistungsangebote mit dem Bedarf auf der Verbraucherseite in Einklang bringen. Die Power-to-Gas-Technik ist ein Langzeitspeichermedium, das einen attraktiven und vielversprechenden Ansatz für die Speicherung erneuerbarer Energieüberschüsse in Form von synthetischem erneuerbarem Methangas darstellt. Mittels des Systems Power to Gas können große Mengen erneuerbaren Stroms im Versorgungssystem zur Verfügung gestellt werden. Entscheidend bei dieser Umwandlungstechnik ist, dass die Reaktionen innerhalb von kurzer Zeit erfolgen und zentral sowie dezentral unterschiedliche Leistungen erbracht werden. Durch die bereits bestehenden Infrastruktureinheiten für Gasanwendungen sind die adäquate Speicherung, der Transport und die Verteilung des Methangases möglich.

In Zeiten niedriger erneuerbarer Stromeinspeisung werden Gaskraftwerke und Gas-BHKW mit erneuerbarem Methangas befeuert. Durch diesen Prozess wird Methangas rückverstromt und für vielfältige Nutzungsoptionen bereitgestellt. In Zukunft werden Gaskraftwerke und BHKW als Back-up- und Residuallastkraftwerke eingesetzt. Das Erdgasnetz bildet dabei einen virtuellen Speicher, so dass chemisch gespeicherte Energie aus dem Gasnetz bei Bedarf wiederum zur Stromerzeugung, Wärme sowie zur Bereitstellung von Kraftstoff verwendet werden kann. Diese Speichertechnologie bietet sich als Systemlösung der Zukunft an und leistet damit einen wichtigen Beitrag zu einer stabilen regenerativen Versorgung.

Die vielversprechende Systemlösung Power-to-Gas ist allerdings noch auf ihre technische Realisierbarkeit sowie in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der gesamten Prozesskette hin zu überprüfen.

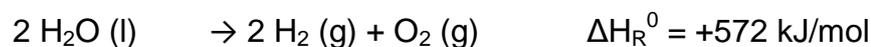
## 4 Konzeptvorstellung Power-to-Gas

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) haben ein Konzept zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Methangas erstellt. Die technische Realisierbarkeit der gesamten Prozesskette wird in Pilotanlagen analysiert und weiterentwickelt.

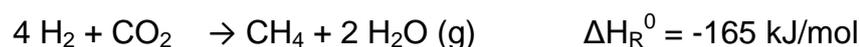
Eine technische Lösungsmöglichkeit zur Speicherung großer Ökostromüberschüsse stellt die Speicherung in Form von Methan als chemischem Energiespeicher dar. Überschüssiger Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen wird für das Wasserelektrolyse-Verfahren verwendet, um das Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) aufzuspalten. Im nächsten Verfahrensschritt kommt es zu einer thermochemischen Synthese, zur Methanisierung, wobei elektrolytisch erzeugter Wasserstoff mit zugeführtem Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) reagiert und anschließend zu Methangas ( $\text{CH}_4$ ) und Wasser konvertiert. Diese zwei Teilschritte bilden zusammen einen Sabatier-Prozess. Die Methanisierungsreaktion läuft über Katalysatoren unter der Abgabe von Wärme ab, was aufgrund der Exothermie des Prozesses erfolgt. Auf diese Weise erzeugtes synthetisches Methangas wird im Gasnetz gespeichert. Das Technologiekonzept ist auch unter der Bezeichnung Power to Gas bekannt und regenerativ erzeugtes Methangas wird als Synthetic Natural Gas (SNG) bezeichnet. (Michael Sterner, 2010)

Nach folgenden Reaktionen laufen chemischen Prozesse des Power-to-Gas Verfahrens:

- Redoxreaktion Wasserelektrolyse



- Methanisierungsreaktion



- Wassergas-Shift-Reaktion



l-flüssig, g-gasförmig (Strategieplattform Power to Gas, 2013)

Diese Technologie ermöglicht es auf umweltfreundliche Weise, größere Mengen regenerativen Stroms in Form von Methangas im Gasnetz zu speichern. Für das synthetisch mit Hilfe erneuerbarer Energie erzeugte Methangas wird auch die englische Bezeichnung „Renewable Power Methane (RPM)“ verwendet. Der gesamte Ablauf der Methanherzeugung bis hin zur Speicherung im Erdgasnetz wird in nachstehender Abbildung 11 veranschaulicht.

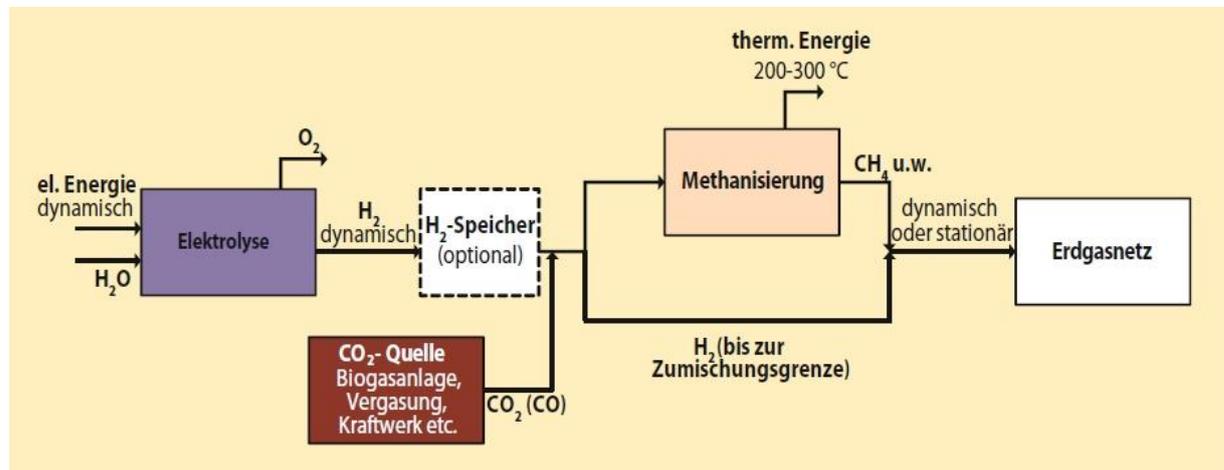


Abbildung 11: Produktionskette von erneuerbarem Methan.

Quelle: (Siegfried Bajohr, 2011)

Für den Ausgleich und die Regelung fluktuierender Energieerzeugung stellt erneuerbares Methangas eine interessante Option dar. In der Produktionskette wird aus Überschussenergie mittels Elektrolyse und Methanisierung regeneratives synthetisches Gas erzeugt. Im nächsten Schritt kommt es zur Kopplung des Speichers mit dem Erdgasnetz. (Siegfried Bajohr, 2011)

Das Methanisierungsverfahren ist auf weitere Forschungs- und Optimierungsschritte bezüglich der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit angewiesen. Die Skalierung der Anlagengröße, die Optimierung bei der Erschließung der Elektrolyse und eine Prüfung der Katalysatorstandfestigkeit sind nur einige Maßnahmen zur Weiterentwicklung zukünftigem Speichersystem. Analysebedarf besteht auch bezüglich der Elektrolyseure, die bisher für den Dauerantrieb eingesetzt wurden. In der Pilotanlage wird getestet, wie sich der Bedarfsantrieb auf die Elektrolyseure auswirkt. Auch die Methanproduktion im Dauerbetrieb mit unterschiedlichen Laststufen muss noch genauer untersucht werden. Synthetisch erzeugtes Erdgas (SNG, Synthetic Natural Gas) entsteht durch Verfahren, die erst weiterentwickelt und in Pilotanlagen getestet werden müssen.

Die Power-to-Gas-Technik beginnt mit dem Elektrolyseverfahren, dem innerhalb der Prozesskette besonderer Stellenwert zukommt.

## 4.1 Methanisierungsverfahren - Reaktorkonzepte

Die Methanisierungsreaktion wurde vom französischen Chemiker Paul Sabatier zu Beginn des 20. Jahrhunderts entdeckt und ist heute als Sabatier-Prozess bekannt. Nach dem Zweiten Weltkrieg ergab sich ein erhöhter Bedarf an Erdgas. In den Vereinigten Staaten von Amerika wurde synthetisches Gas aus Kohle methanisiert, um die Erdgasimporte zu verringern. Aufgrund sinkender Energiepreise verlor der Sabatier-Prozess aber bald an Bedeutung. Erst im Zuge der Ölkrise in den 1970er Jahren besann man sich wieder auf die Herstellung von Methan aus Kohle und weitete das Verfahren zudem auf Biomassevergasung aus. (Gert Müller-Syring, 2013)

Wie bereits erwähnt, greift man seit einiger Zeit wieder auf das Methanisierungsverfahren zurück, jedoch erfolgt der Produktionsablauf nicht mehr über die Kohlenvergasung, sondern über die Wasserelektrolyse und anschließende Methanisierung. Bei der neuen Speichertechnologie brauchen kleineren Anlagen als bisher. Die vielfältigen Reaktorkonzepte bei diesem Verfahren ergeben sich aus den verschiedenen Anforderungen der Reaktionen. Das bedeutet, dass das Reaktordesign und die Reaktionsleitung die Anforderungen der Gaseigenschaften bei der Einspeisung ins Erdgasnetz und der Exothermie der Reaktion erfüllen müssen. Dabei kann auf Zwei-Phasen- und Drei-Phasen-Systeme zurückgegriffen werden. Bei beiden Systemen sind die Edukte gasförmig und die Katalysatoren fest, bei Drei-Phasen-Reaktoren kommt noch ein flüssiges Wärmeträgermedium hinzu. (Siegfried Bajohr, 2011)

Folgende Methanisierungsverfahren stehen zur Auswahl:

- 2-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Katalysator fest)

- Festbett

- Wirbelschicht

- Beschichtete Waben

- 3-Phasen-Systeme (Edukte gasförmig, Wärmeträgermedium flüssig, Katalysator fest)

- Blasensäule (Slurry)

Zu erwähnen bleibt, dass beschichtete Reaktoren noch nicht im großindustriellen Einsatz stehen und Blasensäulenreaktoren sich erst in einer Test- und Weiterentwicklungsphase befinden. Zwei-Phasen-Reaktoren benötigen Gasströme. Falls das Einsetzen der Gasströme gestoppt ist, wird thermische Energie verwendet, um die abgekühlten Reaktoren wieder auf Betriebstemperatur gebracht werden zu können. Die Drei-Phasen-Reaktoren sind besser für Wärmetransport und Laständerungen ausgelegt. Als Nachteil ist das Verdampfen des Wärmeträgers anzuführen. Ein Methanisierungsreaktor wird mit einer Temperatur zwischen 180 °C und 350 °C sowie einem Druck von etwa 8 bar betrieben. Eine besondere Herausforderung stellt die Wärmeabfuhr aus dem Reaktor dar. Die entstandene Wärme im Zuge der Reaktion kann weiter genutzt werden und somit die Effizienz der Technologie erhöhen. (Gerda Gahleitner 1, 2013)

Der Festbettreaktor ist der am häufigsten verwendete Reaktortyp. Er hat einen einfachen Aufbau und sein Katalysator wird nur wenig belastet. Der Nachteil liegt in der schlechten Wärmeabfuhr, weshalb die Katalysatoren durch Überhitzung beeinträchtigt werden kann. Als Negativum ist auch der begrenzte Stofftransport durch Katalysatorpartikel zu nennen. Um dies zu vermeiden, werden mehrere Reaktoren nacheinander geschaltet, die Kühlung erfolgt dazwischen. Das Festbettreaktor-konzept wird von ZSW weiterentwickelt. Wirbelschichtreaktoren verfügen über eine gute Wärmeableitung und eine hohe spezifische Katalysatoroberfläche. Aber bei der hohen mechanischen Belastung kann es jedoch zu einer Beschädigung der Katalysatoren kommen. Dieser Reaktortyp eignet sich nicht für die Methanisierung. Drei-Phasen-Reaktoren zeichnen sich durch eine gute Wärmeabfuhr und den einfachen Aufbau aus. Als Nachteil gilt der beschränkte Stofftransport. Die folgende Tabelle stellt die Vorteile und Nachteile der verschiedenen Reaktortypen dar. (Gert Müller-Syring, 2013)

**Tabelle 1: Verschiedene Reaktorkonzepte.**

Quelle: (Siegfried Bajohr, 2011)

Verfahren	Festbett	Wirbelschicht	Waben	Blasensäule
Wärmeabfuhr	-	+	+	++
Wärmekontrolle	--	0	0	++
Stofftransport	0	++	+	-
Katalysatorbelastung	+	--	+	0
Flexibilität	-	--	-	+
Anzahl Reaktoren	- (--)	++	k. A.	++

Die Reaktorkonzepte benötigen weitere Entwicklungs- und Verbesserungsschritte.

## **4.2 Elektrolyseverfahren, Stand der Technik**

Im folgenden Abschnitt sollen die Betriebsweise, der Stand der Technik sowie die Entwicklungsmöglichkeiten der Wasserelektrolyse beschrieben werden. Die Methanherzeugung beginnt mit dem Prozess der Wasserelektrolyse.

Beim Elektrolyseverfahren stehen in Abhängigkeit vom verwendeten Elektrolyt drei Methoden zur Verfügung:

- Alkalische Elektrolysetechnik
- PEM (Proton Exchange Membrane) Elektrolysetechnik
- Hochtemperatur-Elektrolysetechnik

Die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse funktionieren sowohl bei einem Druck von 30 bar als auch bei atmosphärischem Druck. (Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, 2013) Die Kompaktanlage der Druckelektrolyse sowie die Möglichkeit des direkten Anschlusses an viele industrielle Systeme zählen zu den wichtigsten Vorteilen dieser Technologie. Weitere Vorteile sind in den Verbesserungsmöglichkeiten bei der Entwicklung der Stack-Kapazität aufgrund der höheren Stromdichte zu sehen. Als Nachteile dieses Elektrolyseverfahrens sind die komplexe Steuerung, die hohen Investitionskosten und die aufwendigen sicherheitstechnischen Maßnahmen zu nennen. Demgegenüber steht die atmosphärische Elektrolyse als sichere und erprobte Technologie mit niedrigen Investitionskosten, einfachem Konzept und einfacher Steuerung. Die konventionelle Elektrolyse benötigt mehr Platz als die Druckelektrolyse. Als weitere Nachteile der atmosphärischen Elektrolyse gelten der Kostenaufwand und die anspruchsvolle Gastrocknung. Neben diesen beiden Verfahren ist die Hochdruckelektrolyse zu nennen, die sich jedoch noch im Entwicklungsstadium befindet. (Siegfried Bajohr, 2011)

Die Wasserelektrolyse kommt in verschiedenen Bereichen der chemischen Industrie zur Anwendung. Beim Prozess der Wasserelektrolyse wird mit erneuerbar produziertem Strom im Elektrolyseur Wasser in seine Grundbestandteile (Wasserstoff und Sauerstoff) aufgespalten. Das Verfahren läuft am Pluspol, der Anode, und auf dem Minuspol, der Kathode, ab, wobei an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff entsteht, der weiterverwendet werden kann. Die Wasserelektrolyse ist für das Power-to-Gas System und die anschließende regenerative Versorgung von großer Bedeutung. (Niklas Hartmann, 2012)

Für den Einsatz des Systems Power to Gas und für die großtechnische Produktion des Methans sind Verbesserungs- und Optimierungsmaßnahmen bei der Elektrolyse vorzunehmen. Der Betrieb der Elektrolyseure ist in erster Linie für eine beständige Last ausgerichtet. Überschüssige Strommengen aus Windparks und Photovoltaik sind wetterbedingt, so dass es bei der Elektrolyse zu unterschiedlichen Laststufen im Elektrolyseur kommt. Die Elemente der Elektrolyse sind an den lastwechselnden Betrieb anzupassen. Das Optimierungspotenzial der Elektrolyse liegt beim Energieverbrauch und bei den Systemkosten.

Für den Prozess der Methanisierung bedient man sich der alkalischen Elektrolyse. Dabei werden Anode und Kathode durch ein für Hydroxidione durchlässiges Diaphragma voneinander getrennt. Als Elektrolyt dient 25-prozentige Kaliumhydroxid-Lösung (KOH-Lösung), die sich durch ein hohes Leitungsvermögen auszeichnet. Die Alkali-Elektrolyse erzielt einen Wirkungsgrad von 65 bis 67 Prozent. Als Vorteile dieses Prinzips sind die hohe Kapazität die erprobte Technik zu nennen. (Siegfried Bajohr, 2011)

Die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse werden im Folgenden hinsichtlich ihres Funktionsprinzips und der Entwicklungsaufgaben für den Bedarfsbetrieb skizziert.

#### **4.2.1 Alkalisches Elektrolyseverfahren**

Die alkalische Elektrolyse ist eine seit Jahren erprobte Technologie. Bei diesem Verfahren wird flüssiger alkalischer Elektrolyt eingesetzt. Im kommerziellen Betrieb stehen pro Modul 760 m<sup>3</sup> Wasserstoff/Stunde zur Verfügung. Bei kontinuierlichem Anlagenbetrieb wird ein hoher Wirkungsgrad erzielt, während es bei einer fluktuierenden Stromeinspeisung zur Absenkung des Wirkungsgrades kommt. Ein an die Laständerungen angepasster Anlagenbetrieb steht im Zentrum weiterer Entwicklungsvorhaben. (Niklas Hartmann, 2012)

Der Systemwirkungsgrad bei der alkalischen Elektrolyse liegt im Bereich zwischen 60% und 70%. Durch entsprechende Optimierungsmaßnahmen kann sich bei der alkalischen Druckelektrolyse ein Wirkungsgrad bis zu 65% erreichen. Die Nutzungsdauer atmosphärischer alkalischer Elektrolyseanlagen liegt zwischen sieben und zwölf Jahren, während Druckelektrolysesysteme über zwanzig Jahre in Betrieb stehen können. Durch die häufigen Laständerungen beim Betrieb der Elektrolyseanlage verringert sich jedoch die Qualität des erzeugten Wasserstoffs. Im Falle einer erhöhten Leistungsnachfrage werden mehrere Elektrolyseure parallel geschaltet. Der Energieaufwand sinkt, da die peripheren Komponenten eine höhere Effizienz aufweisen. (Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, 2013)

Künftig wird der Betrieb von Elektrolyseanlagen häufigeren Lastwechseln unterliegen, da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieressourcen schwankt. Als Folge eines häufigen Lastwechselbetriebs sinkt zudem die Nutzungsdauer der Anlage. Da die Temperatur absinkt, wenn der Elektrolyseur mit niedriger Leistung arbeitet oder ausgeschaltet wird, verringert sich auch die Lösbarkeit des Gases. Die Auswirkungen einer nicht kontinuierlich erfolgenden Betriebsweise kommen vor allem beim Druckelektrolyseur zum Tragen. Der Betrieb im unteren Teillastbereich führt bei der alkalischen Elektrolyse zu einer Verschlechterung der Gasqualität. Damit steht die Elektrolysetechnik vor einer Reihe von neuen Herausforderungen.

Der Schwerpunkt der Forschungsanstrengung konzentriert sich daher auf die Anpassung des Betriebsverhaltens an dynamische Prozessabläufe und die Verbesserung des Wirkungsgrades. Als Ergebnis des Weiterentwicklungsprozesses wird eine Erhöhung des Teillastbereichs angestrebt. Eine Möglichkeit, den Wirkungsgrad zu erhöhen, liegt in der Nutzung verbesserter Katalysatortechniken.

#### **4.2.2 PEM-Elektrolyseverfahren**

Als zweites Verfahren ist die PEM (Proton Exchange Membrane) Elektrolysetechnologie zu erwähnen, welche mit vielversprechenden Entwicklungspotenzialen aufwarten kann. Bei der PEM-Technologie verwendet man protonenleitende Membranen, die für dynamischen Anlagenbetrieb passend sind. Die Membranelektrolyse ist ein relativ neues Verfahren, das durchaus noch Weiterentwicklungspotenzial aufweist. Bei bestehenden Anlagen kann mit einer Kapazität von 30 m<sup>3</sup> Wasserstoff/Stunde gerechnet werden. Verglichen mit der alkalischen Elektrolyse hat die PEM-Elektrolyse den Vorteil des dynamischen Betriebsverhaltens, das sich besser an die häufigen Laständerungen anpassen kann. Die Komponenten dieses Verfahrens sind in der Lage, relativ rasch auf volatile Lasten zu reagieren. Als Nachteile der PEM-Elektrolysetechnologie sind die hohen Investitionskosten, die verminderte Anlagenlebensdauer und die geringere Erzeugungsmenge zu erwähnen. Weitere Optimierungs- und Entwicklungsmaßnahmen sind unabdingbar, um die Ergebnisse der PEM-Elektrolyse entscheidend zu verbessern. (Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, 2013)

Die Schlüsselkomponente stellt bei diesem Verfahren die feste Protonenaustauschmembran dar. Sie ist durchlässig für Protonen, die von der Anodenseite zur Kathodenseite strömen. Das Wasser wird auf der Anodenseite zugeleitet, wo sich Sauerstoff bildet. Die Protonen wandern durch die Membran hindurch, so dass an der Kathode Wasserstoff entstehen kann. Die Membran bewirkt, dass Wasserstoff und Sauerstoff getrennt bleiben. An der Membran

befinden sich Edelmetallelektroden, die an der elektrischen Spannung angeschlossen sind.

Die PEM-Elektrolyse kann auf das schwankende Angebot aus erneuerbaren Quellen innerhalb von Millisekunden reagieren. Das ist auf die Steuerungstechnik und die Funktion der Membran zurückzuführen. Daher eignet sich das Betriebsverhalten der PEM-Elektrolyse gut für das Konzept der Methanproduktion. Weitere Vorteile der Membranelektrolyse sind in der hohen Stromdichte und in der unkomplizierten Bauweise der Anlage zu sehen. Der Bereich von Teillast bei PEMEC ist groß und bei Betrieb in geringeren Teillasten kommt es zu keinen kritischen Einflüssen der Fremdgasen.

Die wichtigsten Merkmale der alkalischen Elektrolyse und der PEM-Elektrolyse werden in der folgenden Tabelle gegenübergestellt.

**Tabelle 2: Vergleichende Darstellung der alkalische und PEM-Elektrolyse**

Quelle: (Wenske, n.d.)

	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Kapazität	Einzelstack: 760 Nm <sup>3</sup> /h Anlagen (Druck): > 20.000 Nm <sup>3</sup> /h Anlagen (atm.): > 33.000 Nm <sup>3</sup> /h	~12,8 Nm <sup>3</sup> /h Demonstrationsanlagen bis 30 Nm <sup>3</sup> /h
Stromdichte	Konventionell: 1,5 – 2,8 kA/m <sup>2</sup> Fortgeschritten: 4,4 kA/m <sup>2</sup>	10 – 15 kA/m <sup>2</sup>
spez. Energieverbrauch	atm. Systeme: 4,3 – 4,6 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> Druck: 4,5 – 5,0 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	4,3 – 9 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Zellenspannungen	U <sub>real</sub> = 1,65 -2,1 V (bei ca. 2,5 kA/m <sup>2</sup> )	U <sub>real</sub> > 1,8 V (bei ca. 10 kA/m <sup>2</sup> )
Systemdruck	3 – 32 bar (LURGI-System technisch bis 60 bar ausgelegt)	1 – 30 bar
Betriebstemperatur	70 – 85 °C	50 – 80 °C
Teillastbereich	20 – 100%	0 – 100%
Degradation/ Lebensdauer	5 – 10 mV/a (LURGI/BAMAG-System) → 8 – 15 Jahre ohne Teilüberholung → Anlagenlebensdauer > 30 Jahre	~ 20 – 50 mV/a (eher höher) → 4 – 7 Jahre (Stack) → Anlagenlebensdauer > 20 Jahre
Investitionskosten (Elektrolyseur)	Atm. > 500 kW: ~ 800 - 1.500 €/kW Druck: ~ 20% höher als atm. Systeme	~7.000 €/kW (Laborelektrolyseur) 2.000 €/kW – 6.000 €/kW (1 -10 Nm <sup>3</sup> /h)
Wasserstoffgestehungskosten	Parameterabhängig (Strompreis, Abschreibung, Zinssatz, Vollaststunden etc.)	Parameterabhängig (Strompreis, Abschreibung, Zinssatz, Vollaststunden etc.) 173

Die PEM-Elektrolyse erfordert im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse höhere Betriebs- und Investitionskosten. Eine Kostenreduktion kann erfolgen, wenn man die Edelmetallkatalysatoren durch billigere Bestandteile ersetzt und auf kostenaufwendige Bestandteile verzichtet. Aus der Tabelle geht hervor, dass die PEM-Elektrolysetechnologie eine geringere Lebensdauer aufweist und auch eine geringere Kapazität erbringt. Ein angepasster dynamischer Betrieb der Anlage lenkt die Forschungsanstrengungen in Richtung einer Weiterentwicklung der PEM-Elektrolyse.

#### **4.2.3 Hochtemperaturelektrolyse**

Das dritte Elektrolyseverfahren, welches sich noch im Entwicklungsstadium befindet, ist die Hochtemperaturelektrolyse. Als Elektrolyt wird eine Festoxidmembran (Solid Oxide Electrolysis Cell – SOEC) verwendet und der Vorgang läuft bei hoher Temperatur ab. Die Zuleitung von Energie während des Prozesses führt zu einer Senkung des Stromverbrauchs und zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades. Bei einem Temperaturwechsel kommt es zu einer Beeinträchtigung der Zellen und des dynamischen Betriebes.

#### **4.2.4 Anschluss des Elektrolyseurs**

Die Elektrolyseanlage kann direkt an den regenerativen Stromerzeuger oder an das Stromübertragungsnetz angekoppelt werden. Bei der direkten Anbindung an die Energiequelle kann eine Glättung der Stromzuführung erforderlich sein. Diese Art der Verbindung geht mit einer häufigen Unterbrechung der Wasserstoffherzeugung einher, was sich negativ auf die Nutzungsdauer der verschiedenen Komponenten auswirkt. Die Netzanbindung ist für die Speicherung großer Energiemengen von entscheidender Bedeutung. Dabei ist unbedingt die Herkunft des Stromes zu berücksichtigen, d.h. ob es sich um einen konventionellen Energiemix, eine Überschussstrommenge oder um erneuerbaren Strom handelt.

### **4.3 Entwicklungs- und Optimierungsaufgaben**

Um das Elektrolysesystem in Verbindung mit Solar- und Windenergie gewinnbringend einsetzen zu können, müssen zunächst die wichtigsten Kennzahlen dieser Technologie analysiert werden. Der Stromverbrauch, der für die Wasserstoffherstellung benötigt wird, stellt in diesem Zusammenhang den entscheidenden Parameter dar. Die erforderliche Strommenge nimmt Einfluss auf die Betriebskosten und den Wirkungsgrad. Der Systemwirkungsgrad bildet die Relation zwischen dem produzierten Strom und der verbrauchten Energie ab. Die Bewertung der Investitionskosten und der Lebensdauer sind bei der wirtschaftlichen Umsetzung der Anlage ebenfalls relevant.

Die Produktion der erneuerbaren Strommenge ist volatil, weshalb das angepasste Betriebsverhalten im Teillastbereich von Bedeutung ist. Die Erzielung einer gleichbleibenden Leistung der Anlage trotz verschiedener Lastbereiche stellt einen großen Fortschritt in der Entwicklung dar. Aufgrund der schwankenden

Verfügbarkeit an erneuerbarer Strommenge muss es zu einer schnellen Reaktion des Elektrolyseurs auf Laständerungen sowie auf Zustandsänderungen (An- und Abfahren des Systems) kommen. Die Leistungsschwankungen von erneuerbaren Energiequellen werden zukünftig das häufige Hoch- und Niederfahren des Elektrolyseprozesses nötig machen.

Maßnahmen innerhalb des Elektrolysesystems, die es zu optimieren und zu entwickeln gilt:

- Vergrößerung der Kapazität pro Stack
- Senkung der Investitionskosten
- Reduzierung des Energieverbrauchs
- Effizienzsteigerung
- dynamisches Verhalten des Anlagenbetriebs
- Steigerung der Flexibilität von Anlagen

#### **4.4 Energieträger Wasserstoff – Methan im Vergleich**

In diesem Abschnitt werden die Speichertechnologien Wasserstoff und erneuerbares Methan einander gegenübergestellt. Beide Technologien bieten die Möglichkeit, intermittierenden Strom aus regenerativen Quellen in Form von chemischen Energieträgern zu speichern. Für den Überbrückungszeitraum zwischen Über- und Unterangebot an erneuerbarer Stromeinspeisung stehen zwei Arten der Stromspeicherung, nämlich Wasserstoff und erneuerbares Methan, als langfristige Speicheroptionen zur Verfügung.

Das Prinzip sieht folgendermaßen aus: Aus Stromüberschüssen wird Wasserstoff erzeugt, der im Gasnetz bis zu einer gewissen Zumischungsgrenze gespeichert werden kann. In der nächsten Verarbeitungsstufe wird erneuerbares Methan als chemischer Energiespeicher hergestellt. In Zeiten erhöhten Energiebedarfs wird die gespeicherte chemische Energie in Gasturbinen oder in GuD-Anlagen verstromt und zur Nutzung ins Netz eingespeist. Damit wird die Versorgung durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen sichergestellt und das Netz vor Überlastung geschützt.

Die volumetrische Energiedichte des Methans beträgt  $33 \text{ MJ/Nm}^3$  und ist damit dreimal höher als die von Wasserstoff. Methan weist daher einen geringeren Speicherplatzbedarf auf. Ein weiterer Vorteil bei der Systemintegration ist in der vorhandenen und gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur (Gasspeicher, Gasnetz, Endverbrauchgeräte) zu sehen, so dass es möglich ist, die Speicher- und Transportkapazitäten des Erdgasnetzes für das erneuerbare Methangas zu nutzen. Die Speicherung des erneuerbaren Methans im Erdgasnetz ist einfacher zu bewerkstelligen als diejenige von Wasserstoff, da Methangas als

Austauschgas gelagert werden kann. Erneuerbares Methan zeigt dieselben chemischen Eigenschaften wie fossiles Erdgas, so dass Methan ohne Einschränkung im Gasnetz als Erdgassubstitut dienen kann. Für synthetisches Methangas ist damit kein maximaler Beimischungswert festzusetzen. (Groscurth, 2011)

Bisher war es nur möglich, den Umwandlungsprozess von Gas zu Strom ablaufen zu lassen, die neue Technologie ermöglicht den Ablauf der Reaktion in beide Richtungen, so dass Strom auch in Methangas konvertiert werden kann. Strom- und Gasnetz werden bidirektional gekoppelt und dafür verfügbaren Technologien zur Transformation genutzt. In Zeiten von steigender Nachfrage wird Methangas verstromt und damit für multifunktionale Nutzung eingesetzt. Die Anwendungsfelder von Methangas sind der Verkehrsbereich (als Kraftstoff in gasbetriebenen Fahrzeugen), der Wärmebereich und der Strombereich. Durch die Verwendung alternativer Kraftstoffe im Mobilitätssektor verringert sich dort der Anteil an fossiler Energie.

Der erhöhte Energieverbrauch beim Rückumwandlungsprozess von Methangas in Strom wird zur Schwachstelle des neuen Technologiekonzepts. Die Bereitstellung des notwendigen CO<sub>2</sub> führt zum Verlust, da Energie für das Abtrennungsverfahren erforderlich ist. Beim Prozess der Methangewinnung kommt es zu einem Energieverlust von etwa 40 Prozent, wobei im ersten Verfahrensschritt 20 Prozent und beim anschließenden Methanisierungsverfahren weitere 20 Prozent verloren gehen. Der Systemwirkungsgrad liegt bei der Wasserstoffherstellung höher als bei der Methanherzeugung.

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung fluktuierend anfallender erneuerbarer Stromüberschüsse ist die Wasserstoffproduktion. Auch bei der Gewinnung von Wasserstoff setzt man auf das erneuerbare Energieangebot.

Da die Wasserstoffelektrolyse in einem einzigen Schritt erfolgt, stellt sich ein geringerer Energieverlust ein und der Wirkungsgrad liegt höher als bei erneuerbarem Methan. Wasserstoff als chemischer Energiespeicher wird in unterschiedlichen Bereichen verwendet, etwa im Verkehrsbereich (für den Betrieb von Fahrzeugen), Industrie sowie im Wärmebereich. Soll die Verwendung auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden, bietet sich die Rückverstromung des Wasserstoffs in elektrische Energie an. Der Nachteil der Wasserstofftechnologie ist in der fehlenden Infrastruktur zu sehen, wie Speicherkapazitäten und den Verteilungs- und Transportleitungen. In der nachfolgenden Tabelle werden Wasserstoff und Methan miteinander verglichen.

**Tabelle 3: Vergleichende Darstellung der alkalische und PEM-Elektrolyse**

Quelle: (Sternner, 2012)

Langzeitspeicherung: Wasserstoff vs. Methan (H<sub>2</sub> vs. CH<sub>4</sub>)

	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
Wirkungsgrad - der Herstellung - der Verstromung	70-80% gleich	H <sub>2</sub> *0,85 ~ 60-70% gleich
Infrastruktur	(Zusatzgas)	(Austauschgas)
- Strom	- nicht kompatibel	- kompatibel
- Wärme	- nicht kompatibel	- kompatibel
- Verkehr	- nicht kompatibel	- kompatibel
Energiedichte = weniger Platzbedarf für Speicher	10 MJ / Nm <sup>3</sup>	33 MJ / Nm <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub> -Neutralität	Gegeben	Gegeben mit CO <sub>2</sub> aus Biomasse, Atmosphäre und nicht-energet. CO <sub>2</sub>
Sicherheit	Im TWh Maßstab nicht erprobt	Im TWh Maßstab erprobt
Transformations-Kosten	Einspeicherung Strom-H <sub>2</sub> Speicherung Ausspeicherung H <sub>2</sub> -Strom Transport / Pipelines	Nur Einspeicherung

Die maximale Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Erdgasnetz nach DVGW Arbeitsblatt G262 liegt bei maximal 5 Vol.-%. Im österreichischen Gasnetz ist laut ÖVGW-Richtlinie ein Volumenanteil bis zu 4 Vol.-% für Wasserstoff zulässig. Die Beimischungsgrenze für Gasturbinen liegt bei 4% und für Verdichter Turbinen zwischen 1% und 2%. Bei einem Erdgas-Auto beträgt der Anteil maximal 2%. Die Einspeisung von Wasserstoff innerhalb der zulässigen Volumengrenzen eröffnet eine Vielzahl an Verwendungsmöglichkeiten. Die Forschungsaufgaben bestehen nun darin, den erlaubten Anteil des Wasserstoffs innerhalb des Erdgasnetzes und der Transportleitungen zu untersuchen und sich darum zu bemühen, die Höchstgrenzen anzuheben. Wenn Wasserstoff als Zusatzgas unmittelbar ins Gasnetz eingespeist wird, können sich die beiden chemischen Energieträger gegenseitig stimulieren. (Papp, 2012)

Als Grund für den begrenzten Prozentanteil von Wasserstoff ist seine negative Wirkung auf bestimmte Prozesse und Materialien zu nennen. Bei erhöhter Wasserstoffbeimischung kann es beispielsweise zur Korrosion des Leitungsnetzes kommen. Ebenso kann eine zu hohe Beimischung von Wasserstoff die Parameterwerte des Erdgases in unerwünschter Weise verändern. (Dr.-Ing. Michael Sternner, 2011)

In den achtziger Jahren gab es in Deutschland Gas mit einem Wasserstoffvolumenanteil von 50 Prozent. Dieser Wert wurde durch Kohlevergasung erzielt. Neben Wasserstoff enthielt das entsprechende Gas auch Methan und Kohlendioxid. Der Herstellungsprozess war mit großem Aufwand verbunden, so dass man sich letzten Endes für das wesentlich billigere Gas aus Russland entschied.

Die beiden erwähnten Speichertechnologien bieten die Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Quellen ins Energiesystem zu implementieren und eine umweltfreundliche Versorgung sicherzustellen. Beim Umstieg auf eine regenerative Vollversorgung wird den großtechnischen Einsatz dieser beiden Systemlösungen erforderlich. Die Aufgabe besteht nun darin, die Forschung und Entwicklung in Bezug auf Speicher, Effizienzsteigerung, Elektrolyseur und Infrastrukturanpassung voranzutreiben, um so die nötigen Voraussetzungen für eine breitflächige Integration ins Energiesystem zu schaffen.

#### **4.5 Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Verfahrens**

Der folgende Abschnitt befasst sich mit der Bewertung der Effizienz der Prozesskette Strom – Energieträger – Strom. Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs wird definiert anhand der eingesetzten elektrischen Energie für Produktion eines Normkubikmeters der Wasserstoffmenge.

Der energetische Systemwirkungsgrad der Methanisierung (= Verhältnis zwischen erzeugtem erneuerbarem Strom und synthetisch erzeugtem Methangas) bis zur Speicherung im Netz liegt im Bereich von 36 bis 55 Prozent. Beim elektrolytischen Prozess der Wasserstofferzeugung liegt der Wirkungsgrad zwischen 65 und 75 Prozent. [4] Bei der Verfügbarkeit von hochkonzentriertem CO<sub>2</sub> (z.B. aus Biomasseprozessen) können zwischen 60% und 65% der ursprünglichen Energiemenge im Gasnetz gespeichert werden. (Joachim Nitsch, 2012) (Dr. Joachim Nitsch, 2010) (Sternier, 2009)

Im letzten Prozessschritt erfolgt die Rückverstromung, wobei das synthetische Erdgas in Gasturbinen wieder in Strom umgewandelt wird. Der Wirkungsgrad für die gesamte Prozesskette (Überschussstrom – Wasserstofferzeugung – Methanherzeugung – Speicherung – Rückverstromung) beträgt 36 Prozent. Bei der Rückverstromung des Methans werden 3 kWh an überschüssigem Strom benötigt, um 1 kWh Strom im Netz zu speichern. Zur Rückverstromung des erneuerbaren Methans werden Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-KW), Gasturbinen (GT) und Gas-Blockheizkraftwerke (Gas-BHKW) verwendet. Beim Einsatz von GuD-Kraftwerken liegt der Wirkungsgrad des Speichers zwischen 35 und 40 Prozent, bei Gas-BHKW mit Kraft-Wärme-Kopplung zwischen 50 und 60 Prozent. Für die Spitzenlastabdeckung werden die Turbinen nicht im Modus mit dem höchsten Wirkungsgrad betrieben. (Prof. Dr.-Ing. Christoph Menke, 2012)

Beim Wiederverstromungsprozess von erneuerbarem Methangas kommt es zu großen Energieverlusten, weshalb der Gesamtprozess eine niedrige Effizienz aufweist. Dem steht gegenüber, dass im Falle der Nichtnutzung beträchtliche Mengen an erneuerbarer Energie verloren gehen, da sie von den Stromnetzen nicht aufgenommen werden können und der Anlagenbetrieb abgeregelt werden

muss. Die breiten Nutzungsmöglichkeiten des Methangases, die vorhandene Infrastruktur und die guten Speichermöglichkeit (siehe „Einsatzfelder vom erneuerbaren Methangas“) relativieren den verminderten Wirkungsgrad. Als wichtigste Aspekte der Power-to-Gas-Technik sind die Speicherung von größeren Mengen an erneuerbarer Energie und die Belieferung von räumlich weit entfernten Regionen mit regenerativem Strom über das bestehende Verteilungsnetz anzusehen. Diese Vorteile sind von wesentlicher Bedeutung für Energiesysteme mit einem immer höher werdenden Anteil an regenerativem Strom.

Abbildung 12 veranschaulicht die Wirkungsgrade der Prozessabläufe bei der Erzeugung von erneuerbarem Methangas mittels Elektrolyse, Methanisierung und Rückverstromung. Jeder Prozessschritt weist einen eigenen Wirkungsgrad auf, der Gesamtwirkungsgrad wird als Gesamtprodukt der einzelnen Wirkungsgrade berechnet. Verluste im Rahmen der einzelnen Prozessschritte führen zu einer Senkung des Wirkungsgrades.

Am Ende der Prozesskette kommt es zur Rückverstromung von Methangas in elektrische Energie, der Systemwirkungsgrad liegt bei 36 Prozent. Der Wirkungsgrad nach der Rückverstromung sieht folgendermaßen aus: elektrische Energie (35,5% H<sub>2</sub>, 28,5% CH<sub>4</sub>), mechanische (33,6% H<sub>2</sub>, 19,6% CH<sub>4</sub>), Wärmeenergie (69,2% H<sub>2</sub>, 55,5% CH<sub>4</sub>). (Kersten, 2012)

### Erneuerbares Gas – Strom-zu-Gas Wirkungsgradkette

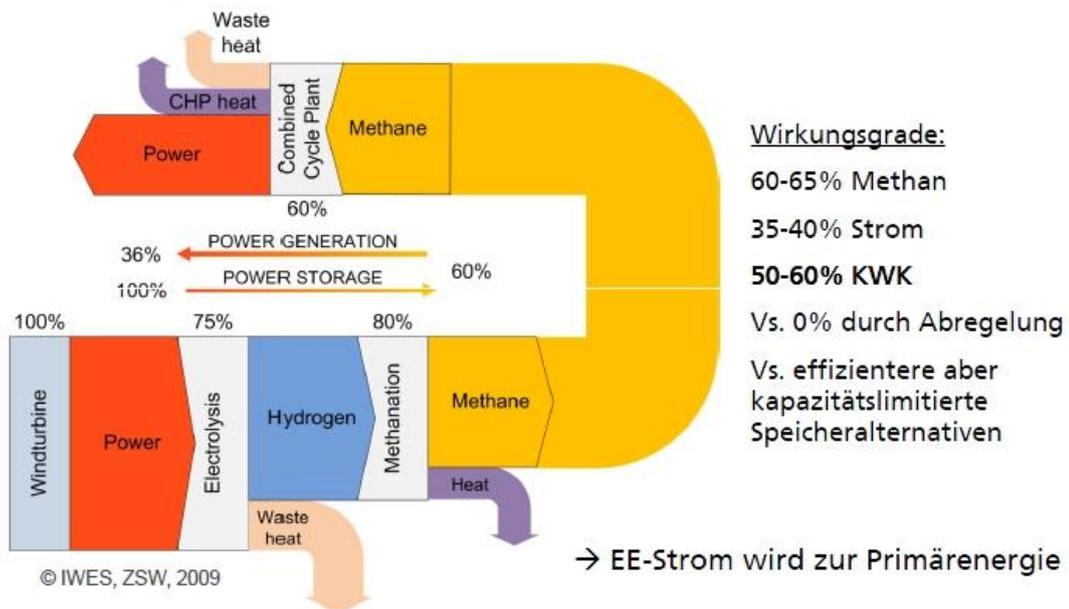


Abbildung 12: Wirkungsgrade der einzelnen Prozessabläufe.

Quelle: (M.Sc. Mareike Jentsch, 2010)

Der Wirkungsgrad der Prozesskette hängt von der Effizienz der Elektrolyse und der Methanisierung ab. Wie bereits erwähnt, lässt sich beim Elektrolyseverfahren durch Anpassung und Optimierung der Anlagentechnik eine Steigerung des Gesamtwirkungsgrades erzielen. Zu einer Effizienzsteigerung kann es auch durch die Nutzung der entstandenen Wärme bei der Methanisierungsreaktion kommen. Während der Methanherzeugung wird nämlich Wärme freigesetzt, die weiter genutzt werden kann und damit den Gesamtwirkungsgrad des Systems erhöht. Durch die Abwärmeverwertung kann die Effizienz (elektrischer und thermischer Wirkungsgrad zusammengerechnet) auf 50-55% gesteigert werden. Für die  $\gamma$ -Anlage wurde der Wirkungsgrad von 61,6% geplant und die weitere Ausnutzung der entstandenen Wärme. (Rieke, 2010)

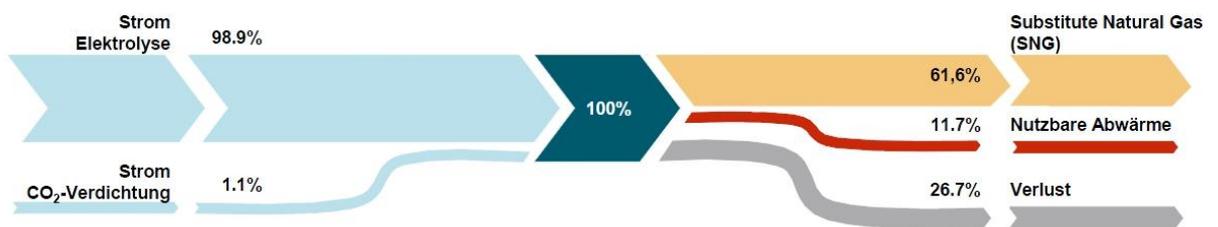


Abbildung 13: Wirkungsgrad der  $\gamma$ -Anlage.

Quelle: (Rieke, 2010)

Die anderen im Zuge dieser Arbeit angeführten Speichertechnologien bieten höhere Wirkungsgrade als die Power-to-Gas-Technologie. Die Stärke dieser Technologie liegt jedoch in ihrer hohen Flexibilität und in der Möglichkeit zur Langzeitspeicherung. Mit dieser Systemlösung werden die EE-Überschüsse nutzbar gemacht und die Anlage vor Abregelung bewahrt. Die Wirkungsgradverluste sind nach Ansicht der beteiligten Wissenschaftler tolerabel.

In Bezug auf die langfristige Speicherung liegen noch keinerlei großtechnische Erfahrungen vor, weshalb die Daten variieren können. Eine fortgesetzte Forschungsarbeit in den Bereichen Systemkonfiguration und Elektrolysetechnologie ist für die perspektivische Implementierung regenerativer Energie von großer Relevanz.

**Tabelle 4: Wirkungsgrade für verschiedene Power-to-Gas-Verfahren.**

Quelle: (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Pfad	Wirkungsgrad	Randbedingung
<b>Strom-zu-Gas</b>		
Strom → Wasserstoff	54 – 72%	bei Kompression auf 200 bar (Arbeitsdruck der meisten Gasspeicher)
Strom → Methan (SNG)	49 – 64%	
Strom → Wasserstoff	57 – 73%	bei Kompression auf 80 bar (Einspeisung Fern-/Transportleitung)
Strom → Methan (SNG)	50 – 64%	
Strom → Wasserstoff	64 – 77%	ohne Kompression
Strom → Methan (SNG)	51 – 65%	
<b>Strom-zu-Gas-zu-Strom</b>		
Strom → Wasserstoff → Strom	34 – 44%	bei Verstromung mit 60% und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → Strom	30 – 38%	
<b>Strom-zu-Gas-zu-KWK (Wärme und Strom)</b>		
Strom → Wasserstoff → KWK	48 – 62%	bei 40% Strom und 45% Wärme und Kompression auf 80 bar
Strom → Methan → KWK	43 – 54%	

Tabelle 13 zeigt die Wirkungsgrade der chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan mit und ohne Einsatz von Druck. Das erneuerbare Methangas wird ins Gasnetz eingespeichert und durch das Netz geleitet, wobei es mit einem Druck von 80 bis 200 bar komprimiert wird. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Nach Meinung der Forscher am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) stellt das synthetisch erzeugte Methangas trotz seines geringen Wirkungsgrades in Zukunft eine vielversprechende Option zur Verwertung von erneuerbaren Überschüssen dar.

# 5 CO<sub>2</sub>-Quellen für die Methanisierung

Bei der Methanherstellung kann auf CO<sub>2</sub> als Reaktionsmittel nicht verzichtet werden. Um Power-to-Gas-Anlagen mit ausreichenden Mengen an CO<sub>2</sub> versorgen zu können, müssen zunächst die verfügbaren CO<sub>2</sub>-Quellen einer genaueren Untersuchung unterzogen werden. Ausschlaggebende Faktoren für die Wahl der CO<sub>2</sub>-Quellen sind die Auswirkungen von CO<sub>2</sub> auf das Klima, die Wirtschaftlichkeit, die Verwertbarkeit, die Kosten und das Erzeugungspotenzial. Der Wirkungsgrad der Methanisierung steht in engem Zusammenhang mit den jeweiligen CO<sub>2</sub>-Quellen und gilt daher als wichtiger Aspekt bei der Analyse. Bei Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> werden 60 Prozent Primärenergie in Form von Methan im Gasnetz gespeichert. Das verwendete CO<sub>2</sub> kann aus regenerativen oder fossilen Quellen stammen. (MICHAEL STERNER, 2010)

Man unterscheidet zwischen vier verschiedenen Typen von CO<sub>2</sub>-Quellen:

1. biogenes CO<sub>2</sub> (Biogasanlagen, Biomassevergasungsanlagen und Bioethanolanlagen)
2. industrielles CO<sub>2</sub> (Stahl-, Zement- und chemische Industrie)
3. atmosphärisches CO<sub>2</sub>
4. fossiles CO<sub>2</sub>

Für die Methanherstellung und die weitere Nutzung als alternativer Kraftstoff stellen die Kohlendioxidquellen einen relevanten Faktor dar. Zur Methanisierung werden biogene Quellen bevorzugt. Biogasanlagen stellen klimaneutrales und nachhaltiges CO<sub>2</sub> in hoher Konzentration zur Verfügung. Damit eine Energieversorgung als umweltgerecht und CO<sub>2</sub>-neutral eingestuft werden kann, dürfen ausschließlich erneuerbare Quellen für die Stromerzeugung herangezogen werden.

Luft könnte im Grunde zwar ebenfalls als CO<sub>2</sub>-Quelle für die Produktion von regenerativem Methangas Verwendung finden, allerdings ist dazu ein in technischer und energetischer Hinsicht aufwendiger Prozess erforderlich. Industrieprozesse bieten zwar große Mengen an CO<sub>2</sub>-Abgasströmen, die jedoch nicht klimaneutral sind. Aus fossiler Quelle wird CO<sub>2</sub> aus Kohlekraftwerken abgetrennt. Dieses Abtrennungsverfahren sollte aufgrund seiner klimaschädlichen Wirkung ebenfalls nicht präferiert werden. Generell gilt, dass aus Umweltschutzgründen und aufgrund der damit in Zusammenhang stehenden Kosten die klimarelevante CO<sub>2</sub>-Emissionen in Speicherverfahren nicht bevorzugen. In der folgenden Abbildung werden die potenziellen CO<sub>2</sub>-Quellen für die Methanisierungsreaktion in Deutschland dargestellt. Der Entwicklungsverlauf der überschüssigen Stromproduktion wird auch in der Abbildung verglichen und

auf diese Weise veranschaulicht. Die überschüssigen Stromangebote werden im Jahr 2050 deutlich ansteigen. Der größte Teil des CO<sub>2</sub> ohne Zwischenspeicherung wird in den Jahren 2020 und 2030 aus Biogas stammen. Die Situation im Jahr 2050 wird sich ändern, wobei das Biomethan die Hauptbezugsquelle für CO<sub>2</sub> wird.

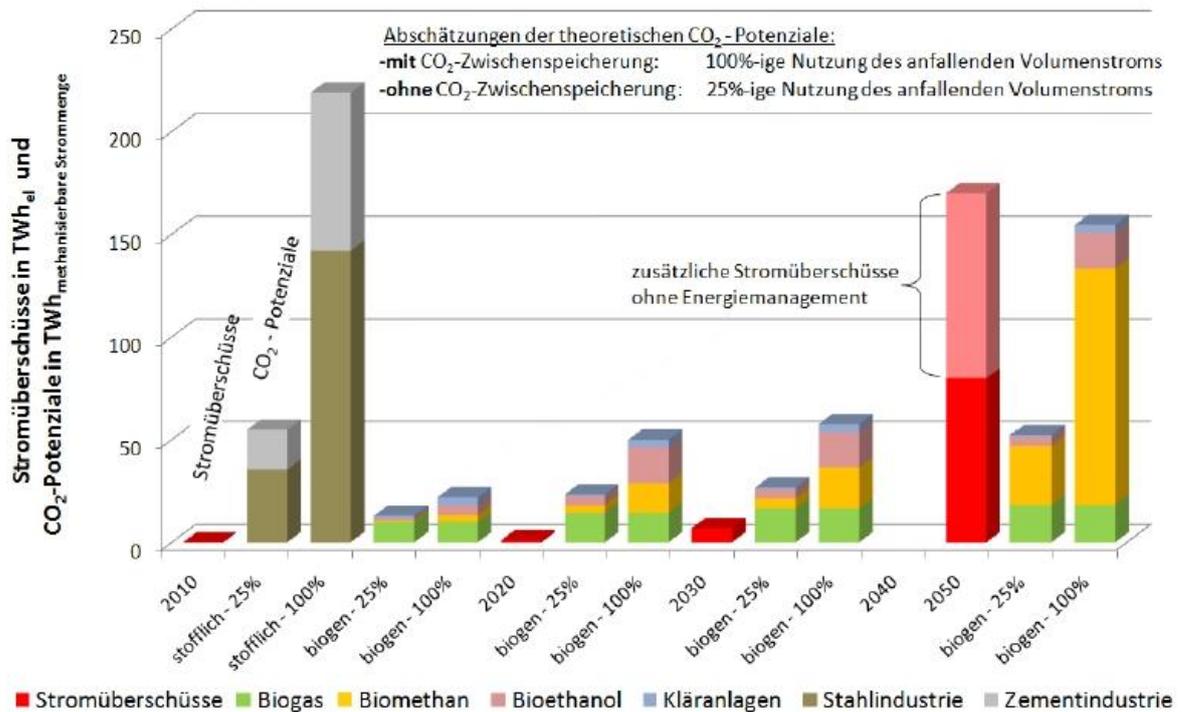


Abbildung 14: Potenzielle CO<sub>2</sub>-Quelle in Deutschland.

Quelle: (Stern, 2012)

Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Systemtechnologie. Daher sind die Kostenoptimierungspotenziale zu analysieren und die Anlagentechnik weiterzuentwickeln. Die Kombination von Power-to-Gas-Anlagen mit Biomethananlagen anstelle der Gaseinspeicherung eignet sich ausgezeichnet für das Systemkonzept.

Im nachfolgenden Abschnitt werde die CO<sub>2</sub>-Bereitstellungsoptionen im Hinblick auf ihren Bezug zu den wichtigsten Wertfaktoren dargestellt.

## 5.1 CO<sub>2</sub> aus biogenen Quellen

Im Zuge des Methanisierungsprozesses wird Strom aus regenerativen Quellen eingesetzt und auch das benötigte CO<sub>2</sub> sollte aus erneuerbaren Quellen stammen, damit Methan zur Gänze in umweltschonender Weise erzeugt wird. Biogasanlagen, Biomassevergasung und Kläranlagen liefern biogenes und klimaneutrales CO<sub>2</sub>.

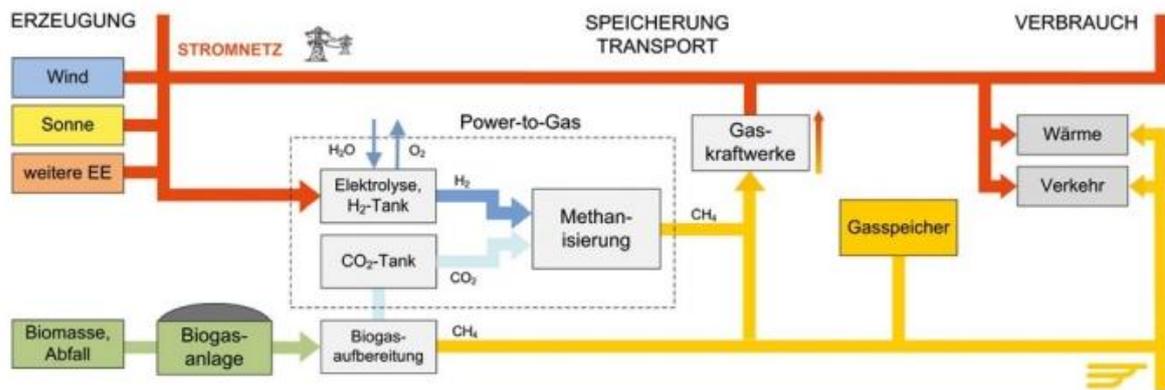
Das CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen kann auf zwei Arten bereitgestellt werden, die nachfolgend erläutert werden.

### 5.1.1 Biomethananlagen mit Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz

Bei der ersten Anlagenvariante sind zwei Prozessschritte wichtig: die Aufbereitung von Biogas und die Einspeisung ins Erdgasnetz (Biomethananlagen). Für die Aufbereitung von Biogas bieten sich mehrere Verfahren an, wobei den Anteil des CO<sub>2</sub> im Abgas von der Art des verwendeten Verfahrens abhängt. Bei dem Gasaufbereitungsverfahren entsteht CO<sub>2</sub> als Abfallprodukt, das bisher als klimaneutrales CO<sub>2</sub> in die Luft geblasen wurde. Die Klimaneutralität dieses Prozessschrittes wurde durch die Photosynthese bilanziert. Daher ist dieses CO<sub>2</sub> gut einsetzbar in Methanisierungsprozess und zusammen mit erneuerbarem Strom die klimaneutrale Nutzung des Methans gewährleistet.

Biogasanlagen liegen in der Nähe der Einspeisestandorte in das Erdgasnetz, die damit auch zum Ort für das Methanisierungsverfahren werden. Die Kopplung von Biogasanlagen mit Power-to-Gas-Anlagen bringt aus wirtschaftlicher und technischer Sicht entscheidende Vorteile mit sich. Die bei der Methanisierungsreaktion freigesetzte Wärme wird in den Biogasanlagen weiterverwertet, womit sich auch der Wirkungsgrad des Verfahrens erhöht.

Die folgende Abbildung veranschaulicht das Power-to-Gas-Konzept durch eine Anlagenverbindung zwischen Strom- und Gasnetz, wobei CO<sub>2</sub>-Quellen aus Biogasaufbereitungsanlagen genutzt werden.



**Abbildung 15: Darstellung der Strom-Gasnetz-Kopplung in Kombination mit Biogasanlagen zur Gasaufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz.**

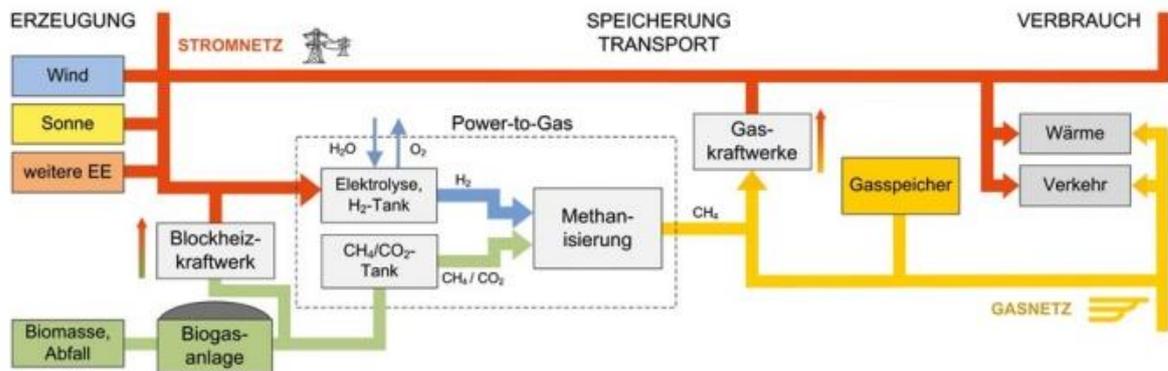
Quelle: (Tobias Trost, 2012)

Im Jahr 2010 waren in Deutschland 52 Biogasaufbereitungsanlagen mit einer jährlichen Produktion von etwa 280 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan in Betrieb. Unter der Annahme, dass Biogas aus 60% Methan und 40% CO<sub>2</sub> besteht, bleiben etwa 187 Mio. Nm<sup>3</sup> abgetrennter CO<sub>2</sub>-Volumenstrom für die Methanisierungsreaktion. Bei Verwendung des vorhandenen CO<sub>2</sub> und einer Effizienz der Anlage von 60% werden etwa 3,1 TWh<sub>el</sub> an überschüssigem Strom in Methan umgewandelt. (Tobias Trost, 2012)

### 5.2.1 Direkte Methanisierung

Auch die unmittelbare Nutzung von CO<sub>2</sub> aus dem Rohbiogas einer Biogasanlage ist als Option anzusehen. Dieses Rohbiogas besteht aus 55-60 Prozent Methan und 40-45 Prozent CO<sub>2</sub>. Der CO<sub>2</sub>-Anteil des Gasgemisches liegt in reiner Form vor, so dass keine Abtrennung von CO<sub>2</sub> vorgenommen werden muss. Der Methan-Anteil aus Rohbiogas wird nicht zur Methanisierung herangezogen. Durch die Kopplung von Biogas- und Power-to-Gas-Anlage kann das CO<sub>2</sub> direkt verwertet werden. Der Verfahrensablauf wird in der nachstehenden Abbildung veranschaulicht. (Tobias Trost, 2012)

Durch die Einspeisungsmerkmale der Gasprodukte beider Anlagen wird die technische Realisierbarkeit erleichtert. Das Zusammenwirken der Anlagen wird durch den Standort begünstigt. Wie bereits erwähnt, befinden sich Biogasanlagen in der Nähe von Einspeisestationen in das Gasnetz, die damit auch zu adäquaten Orten für Anlagen zur Methanherstellung werden. Diese Anlagenkopplung und Änderungen in der Betriebsweise machen die neue Technologie zu einem wichtigen Element der künftigen Versorgungsstruktur.



**Abbildung 16:** Darstellung der Strom-Gasnetz-Kopplung mit Biogasanlagen unter direkter CO<sub>2</sub>-Nutzung.

Quelle: (Tobias Trost, 2012)

Biogene Quellen liefern hochkonzentrierte Mengen an CO<sub>2</sub>, das zur Herstellung von speicherbaren Energieträgern benötigt wird. Bei diesem Verfahren entfällt der Gasaufbereitungsprozess, wodurch sich der Arbeitsaufwand für die CO<sub>2</sub>-Beschaffung verringert.

Diese Anlagenkombination ist auch für die Biogasaufbereitung von Vorteil, da der Sauerstoff aus dem Elektrolyseprozess für die Entschwefelung des Biogases verwendet werden kann. Den Anteil der CO<sub>2</sub>-neutralen Quelle aus einer Biogasanlage hängen vom Grad der Biomasseverwendung. Für direkte Methanisierungsverfahren sind weitere betriebliche Machbarkeitsstudien durchzuführen, da sich die entsprechende Technologie noch im Entwicklungsstadium befindet.

Weitere biogene Quellen für CO<sub>2</sub> sind die Bioethanolproduktion, Vergarungs- und Vergasungsprozesse von Biomasse, Klarwerken oder Brauereien. Diese biogenen CO<sub>2</sub>-Quellen mit großem Potenzial gelten als aussichtsreiche Optionen für die Zukunft.

### 5.2.2 CO<sub>2</sub>-Quellen aus industriellen Prozessen

Auch industrielle Fertigungsprozesse im Bereich der Stahl- und Zementindustrie, der Kalkherstellung und der chemischen Industrie dienen als mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen. Im Zuge dieser Verfahren entsteht CO<sub>2</sub> als Abgas oder Abfallstoff und kann dann zur Methanisierung verwendet werden. Industrielles CO<sub>2</sub> wird in manchen Fällen direkt bei den Prozessen ausgeschieden und für die Herstellung von erneuerbarem Gas herangezogen. Die genannten Quellen stehen in hinreichendem Maße zur Verfügung.

Das entstandene CO<sub>2</sub> als Abfallprodukt in chemischer Industrie kann weiter für die Bereitstellung von Methangas verwendet werden. Die Herstellung von Ammoniak, Acrylnitril, Melamin, Ethylenoxid oder Vinyl-Chlorid-Monomeren in der chemischen Industrie stellen weiteren potenziellen Kohlendioxidquellen.

CO<sub>2</sub> als Abfallprodukt der chemischen Industrie dient nicht nur zur Herstellung von Methangas, sondern vor allem von Ammoniak, Acrylnitril, Melamin, Ethylenoxid oder Vinyl-Chlorid-Monomeren. Die Zement- und die Stahlproduktion erweisen sich als besonders ergiebige CO<sub>2</sub>-Quellen. Die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden für das Methanisierungsverfahren genutzt. Allerdings ist hervorzuheben, dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren bei industriellen Prozessen wesentlich kostenintensiver sind als jene von Biogasanlagen.

Vom wirtschaftlichen Standpunkt aus gesehen stellen die Abtrennung und die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für den Methanherstellungsprozess eine kostengünstige Alternative dar. Allerdings muss darauf verwiesen werden, dass so gewonnenes CO<sub>2</sub> nicht klimaneutral ist.

### **5.3 CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre**

Als weitere CO<sub>2</sub>-Quelle zur Herstellung von erneuerbarem Methan bietet sich das aus der Luft absorbierte CO<sub>2</sub> an. Dieses stammt aus Emissionen von Kraftwerken, Flugzeugen, Fahrzeugen etc. Die technische Machbarkeit des Einsatzes von atmosphärischem CO<sub>2</sub> für den Methanisierungsprozess wurde in der ersten Alpha-Anlage mit 25 kW<sub>el</sub> nachgewiesen. Unter Verwendung von atmosphärischem CO<sub>2</sub> kann klimaneutrales Methangas produziert werden.

Um das CO<sub>2</sub> in der Luft weiter zu reduzieren, kann bei der Rückverstromung des Methans in Gaskraftwerken das CO<sub>2</sub> bis zu einem bestimmten Ausmaß recycelt werden. Bei der Verbrennung des Methans in Gaskraftwerken wird CO<sub>2</sub> ausgeschieden und wiederum zur Methanisierung eingesetzt. Der Prozess des Recyclings wird durch Sauerstoff begünstigt, der beim Verbrennungsprozess in Gaskraftwerken anfällt.

Die Herstellung von erneuerbarem Gas mit CO<sub>2</sub>, das aus der Luft absorbiert wird, geht mit einer Verringerung der Effizienz des gesamten Prozesses einher. Der Wirkungsgrad sinkt um 10 bis 12 Prozent und die technischen sowie ökonomischen Ausgaben sind größer als bei anderen Optionen. Die energieintensiven Prozesse widersprechen dem Konzept der Optimierung des Methanisierungsverfahrens, so dass sich vom technischen und energiewirtschaftlichen Standpunkt aus eine umfassende Implementierung nicht rentiert. Diese Option gewinnt allenfalls dann an Bedeutung, wenn das biogene CO<sub>2</sub> verbraucht ist oder sich die CO<sub>2</sub>-Ausstöße in die Luft aufgrund der Klimaänderung ebenfalls geändert haben. Langfristig betrachtet bleibt die

Absorption von CO<sub>2</sub> aus der Luft lediglich eine mögliche Alternative für die Zukunft. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

#### 5.4 CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen

Fossiles CO<sub>2</sub> kann in Verbindung mit der CCS-Technologie (engl. Carbon Capture and Storage) zum Einsatz gelangen. Bei diesem Verfahren werden große Mengen an CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, ausgeschieden und gespeichert. Das aus Abgasen abgetrennte CO<sub>2</sub> wird dem Methanisierungsprozess zugeführt. *Der Prozess der Separation von CO<sub>2</sub> senkt den Wirkungsgrad der Betriebsanlage.* Im nächsten Verfahrensschritt, der Verbrennung von Methan in Gaskraftwerken, wird das CO<sub>2</sub> neuerlich freigesetzt. Durch dieses Abscheidungsverfahren ist es nicht möglich, Methan zur Gänze in erneuerbarer Form herzustellen, da fossile CO<sub>2</sub>-Quellen nicht klimaneutral sind. Auf diese Weise gewonnenes/erzeugtes Methangas verliert an seine Bedeutung. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Als weiterer kritischer Punkt erweist sich der Kostenträger, denn es stellt sich die Frage, wer die Abspaltung des CO<sub>2</sub> aus Abgasen oder wieder freigesetzte CO<sub>2</sub> bei Methanverwendung bezahlt – der Methan-Hersteller, der Kraftwerksbetreiber oder der Methan-Nutzer. In Falle, dass die Kosten zu Methanherstellung einkalkulieren werden, wird das System unrentabel. Der Betrieb von Kraftwerken wird dadurch intensiviert und das CO<sub>2</sub> mit fossiler Herkunft entweicht durch den Verbrennungsprozess von Methangas in die Luft. Unter diesem Gesichtspunkt stellt fossiles CO<sub>2</sub> keine erfolgversprechende Option für das Methanisierungsverfahren dar.

## 6 Erdgasinfrastruktur und Speicherkapazität

Zur Integration der steigenden Anteile an fluktuierender Einspeisung sind große Speicherkapazitäten erforderlich. Viele Speichertechnologien verfügen jedoch nur über unzureichende Kapazitäten oder eine zu kurze Speicherdauer. Für die Speicherung des synthetisch erzeugten Methangases wird das bestehende Erdgasnetz mit seiner ausgebauten Infrastruktur genutzt. Bei Bedarf wird das Methangas an die Konsumenten geliefert. Die Kapazität der Erdgasspeicher in Deutschland beträgt 217 TWh<sub>th</sub>, was einem Drittel des jährlichen Stromverbrauchs in Deutschland entspricht. (Sternner, 2011)

Die Erdgasleitung ist mehr als 400.000 Kilometer lang und hat ein Speichervolumen von 23,5 Milliarden Kubikmetern in Poren- und Kavernenspeichern (derzeit 47 in Deutschland). Verglichen mit anderen europäischen Ländern verfügt die Bundesrepublik über die höchste Erdgaskapazität. Derzeit ist eine Erweiterung des Speichervolumens auf ca. 36 Milliarden Kubikmeter geplant. (Deutsche Energie-Agentur, 2011)

Das nachhaltige ökologische Potenzial für Gasspeicher sieht nach der UBA-IWES-Studie für 2050 folgendermaßen aus:

- 110 TWh<sub>th</sub> (ca. 60 TWh<sub>el</sub>) für Wasserstoff in Kavernen
- 514 TWh<sub>th</sub> (ca. 280 TWh<sub>el</sub>) für Methan in Kavernen und Porenspeichern (Dr.-Ing. Michael Sternner, 2011)

Die Ergebnisse der IWES-Studie des Fraunhofer-Instituts zeigen, dass bereits ab 30 Prozent erneuerbarer Stromerzeugung die Notwendigkeit zur Stromspeicherung besteht. Laut Planung der Bundesregierung ist im Jahr 2050 ein Anteil von 80 Prozent EE zu erreichen, wofür Speicher im Ausmaß von 30 Terawattstunden benötigt werden. Da das Gasnetz über ausreichende Kapazitäten (217 TWh) verfügt, kommt es auch in diesem Fall zu keiner Konkurrenzsituation bei der Nutzung unterirdischer Speicher. Noch dazu kommt die verringerte Nutzung des Erdgases in der Zukunft. (Sternner, 2011)

Die Speicherung erfolgt in unterirdischen Poren- und Kavernenspeichern. Porenspeichern kommt die Aufgabe zu, den saisonalen Grundlastbedarf zu decken, während Salzkavernenspeicher die täglichen Spitzenlasten auszugleichen haben. Salzkavernenspeicher besitzen eine hohe Ein- und Ausspeicherleistung und sind effizienter als Porenspeicher. Das synthetisch erzeugte Methangas wird in unterirdischen Poren- und Kavernenspeichern

gepuffert. (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012) Verglichen mit der Druckluftvariante weist der Kavernenspeicher zur Speicherung von Wasserstoff eine ca. 10- bis 100-mal größere Speicherkapazität auf, zur Speicherung des erneuerbaren Methangases sogar eine ca. 30- bis 300-mal größere. (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff -Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2009)

Zur langfristigen Speicherung des erneuerbaren Methangases bietet sich das Erdgasnetz als sinnvollste Lösung an. Das Methan kann dort über Monate gespeichert bleiben. Die Kapazität des Erdgasspeichers von 217 TWh<sub>th</sub> entspricht 120 TWh<sub>el</sub> der elektrischen Speicherkapazität in GuD-Kraftwerken. Damit kann die Speicherkapazität von 120 TWh<sub>el</sub> für gasförmigen Energieträger verwendet werden. Die Energiespeicherung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen betrug im Jahr 2010 ca. 102 TWh<sub>el</sub>. Um erneuerbare Energie einen Monat lang (ca. 8 TWh<sub>el</sub>) zu speichern, wird das 200-Fache der Speicherkapazität deutscher Pumpspeicherwerke (0,04 TWh<sub>el</sub>) benötigt. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Die chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan werden mit anderen Speicheroptionen wie Pump- und Druckluftspeichern verglichen, damit entsprechenden Einsatz der Technologie festzustellen. Pumpspeicherkraftwerke haben eine Speicherkapazität zwischen 0,04 TWh und 0,06 TWh. (Siegfried Bajohr, 2011) Das technische Potenzial der Pumpspeicherkraftwerke ist begrenzt, so dass sie nicht in der Lage sind, große Mengen an Strom aufzunehmen. Der Vorteil der Pumpspeicherkraftwerke liegt in ihrem Wirkungsgrad. Allerdings erweist sich ihre Speicherkapazität für die zukünftige regenerative Versorgung als unzureichend. In Bezug auf Druckluftspeicher sind derzeit mit Ausnahme des adiabaten Druckluftspeichers ADELE keine großen Ausbauprojekte angedacht. Daher stehen erneuerbares Methangas und Druckluftspeicher nicht in Konkurrenz um die Kapazitäten des Erdgasspeichers. Bei Speicherung des Methangases steht die vorhandene Erdgasinfrastruktur im Vergleich mit anderen Speichertechnologien (Pumpspeicher, Batterien, Wasserstoff) mit höherer Leitungskapazität zur Verfügung. Der Erdgasspeicher mit seiner großen Aufnahmekapazität kann die regenerative Versorgung über einen längeren Zeitraum garantieren.

## **6.1 Erdgasinfrastruktur als Speicher**

Der große Vorteil von erneuerbarem Methan ist in den uneingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten der vorhandenen und gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur zu sehen. Methan kann langfristig und in größeren Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die bestehende Gasinfrastruktur (Gasnetz, Gasspeicher, Gaskraftwerke und Endverbrauchgeräte) gewährleistet die effiziente Speicherung, Leitung und Verwendung des erneuerbaren Methans. Die Nutzung der Erdgasinfrastruktur schließt auch Messtechnik und

Endverbrauchgeräte ein. Die Nutzung der bereits existierenden Infrastruktur führt zu beträchtlichen Kosteneinsparungen. Die Vorteile des Erdgasnetzes liegen in seiner langjährigen Erprobung und in Technologien, die sich auf dem neuesten Stand der Technik befinden.

Fluktuierender EE-Strom aus Wind und Photovoltaik wird als chemische Energie im Erdgasnetz gespeichert. Der Prozess der Speicherung des synthetisch hergestellten Methangases erfolgt im vorhandenen Erdgasnetz, und zwar ohne Umwandlungsschritte und ohne Änderung der Gaseigenschaften. Bei Energiebedarf wird Methangas über Konversionsprozesse verstromt, durch Transportleitungen verteilt und zur Nutzung bereitgestellt. Auch für die Rückverstromung stehen die erforderlichen Technologien zur Verfügung, weshalb es zur Umsetzung keiner großen Ausbauprojekte bedarf. In Gegenden mit ausgebauter Erdgasinfrastruktur können die Anlagen zur Produktion des Methans vielerorts errichtet und die vorhandenen Gaskraftwerke zur Rückverstromung genutzt werden.

Die Nutzung des Erdgasnetzes als Großspeicher ermöglicht die Integration von erneuerbarer Energie und den Ausgleich der schwankenden Stromproduktion über längere Zeiträume hinweg. Damit wird die Überschussproduktion aus Wind- und Sonnenenergie trotz auftretender Schwankungen nutzbar gemacht. Aus wirtschaftlicher Sicht bringt die Nutzung der bestehenden Speicherinfrastruktur insofern Vorteile, als man sich in der Einführungsphase die Ausbaurkosten für die neue Technologie erspart.

Anders als das Stromnetz verfügt die Erdgasinfrastruktur über großes Speicherpotenzial. Die derzeit in Deutschland gegebene Gasspeicherkapazität beträgt etwa 220 TWh. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011) Das reicht aus, um den Gasverbrauch des Landes drei Monate lang zu decken. Durch die geplante Erweiterung der vorhandenen Gasinfrastruktur lassen sich das Speicherpotenzial und die Speicherreichweite weiter steigern. Auch die bestehende Speicherinfrastruktur des Erdgasnetzes in Österreich besitzt ausreichend Potenzial, um erneuerbares Methangas aufzunehmen. Durch die Nutzung bereits vorhandene Infrastruktur wird die wirtschaftliche Situation der Technologie verbessert und die Einsatzchance für den Markteintritt vergrößern.

Die folgende Abbildung prognostiziert den Gasabsatz und die Einspeiseleistung von Wasserstoff und Methan im Juli 2020 in Deutschland. Für das Jahr 2020 wird eine Steigerung der Wasserstoffbeimischungsgrenze auf 10% angestrebt. Der Monat Juli wurde gezielt ausgewählt, da der verringerte Gasabsatz lediglich nach einer niedrigen Kapazität für chemische Energieträger verlangt. (Günter Walther, 2013)

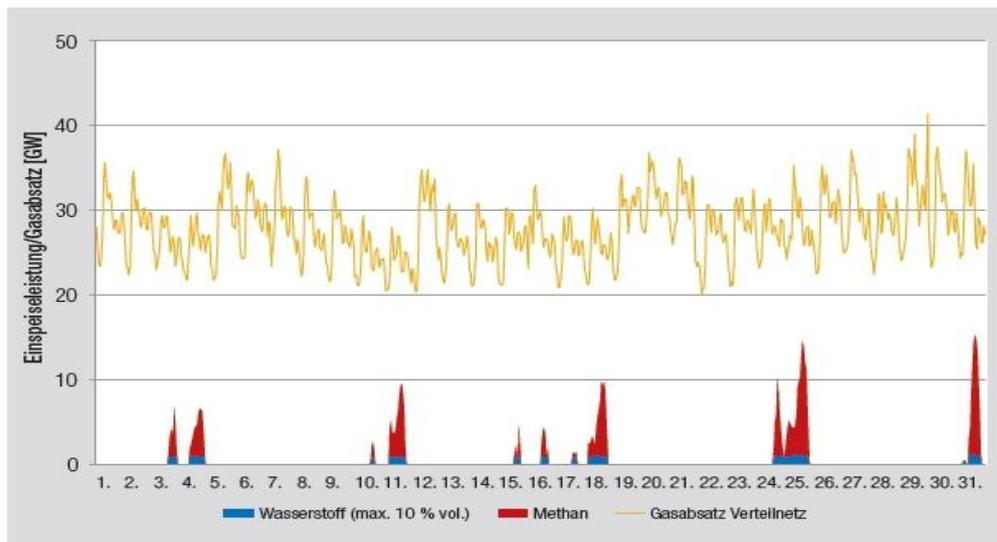


Abbildung 17: Gasabsatz und Einspeiseleistung im Jahr 2020 (Deutschland)

Quelle: (Günter Walther, 2013)

Beim Power-to-Gas-Konzept werden das Stromsystem und die Gasnetzinfrastruktur miteinander gekoppelt, was die Speicherung sowie die Rückverstromung des Methangases ermöglicht. Am Beispiel der Methanherstellung und der anschließenden Nutzung als erneuerbarer Treibstoff im Verkehr wird das Zusammenwirken der Energiebereiche Gasnetz, Stromnetz und Mobilitätsbereich erzielt.

## 6.2 Strom- und Gasnetz-Kopplung

Das Konzept Power to Gas basiert auf einer bidirektionalen Kopplung von Strom- und Gasnetz. Der Überschussstrom wird als Methangas im Erdgasnetz gespeichert und bei Bedarfsanforderung in Gas- oder Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) verstromt. Damit sind Strom und Methangas ineinander konvertierbar. Erneuerbares Methan kann ohne Vorbehalte als Austauschgas ins Erdgasnetz eingespeist werden, weil es sich qualitätsmäßig nicht von fossilem Erdgas unterscheidet. Auf diese Weise kann der speicherbare Energieträger über längere Zeit in einer großen Lagerstätte gespeichert bleiben und bei Nachfrage an die Verbraucher ausgeliefert werden. Dieses Speicherkonzept ermöglicht die Erhöhung der Anteile an regenerativer Energie im Versorgungssystem und bereitet den Weg für eine regenerative Vollversorgung.

Die Kopplung von Strom- und Gasnetz macht es möglich, dass bedarfsgerechte Strommengen ins Netz eingespeist und im Wärme- und Verkehrssektor verwendet werden. Die Verwendung von erneuerbarem Gas als Kraftstoff wird in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen. Für den multifunktionalen Einsatz von Methangas werden ausgebaute Anlagen, Gasnetz, Gasspeicher, Gaskraftwerke

und Stromnetz genutzt. Die Kopplung mit der bestehenden Infrastruktur stellt einen großen Schritt bei der Realisierung der Power-to-Gas-Technologie dar.

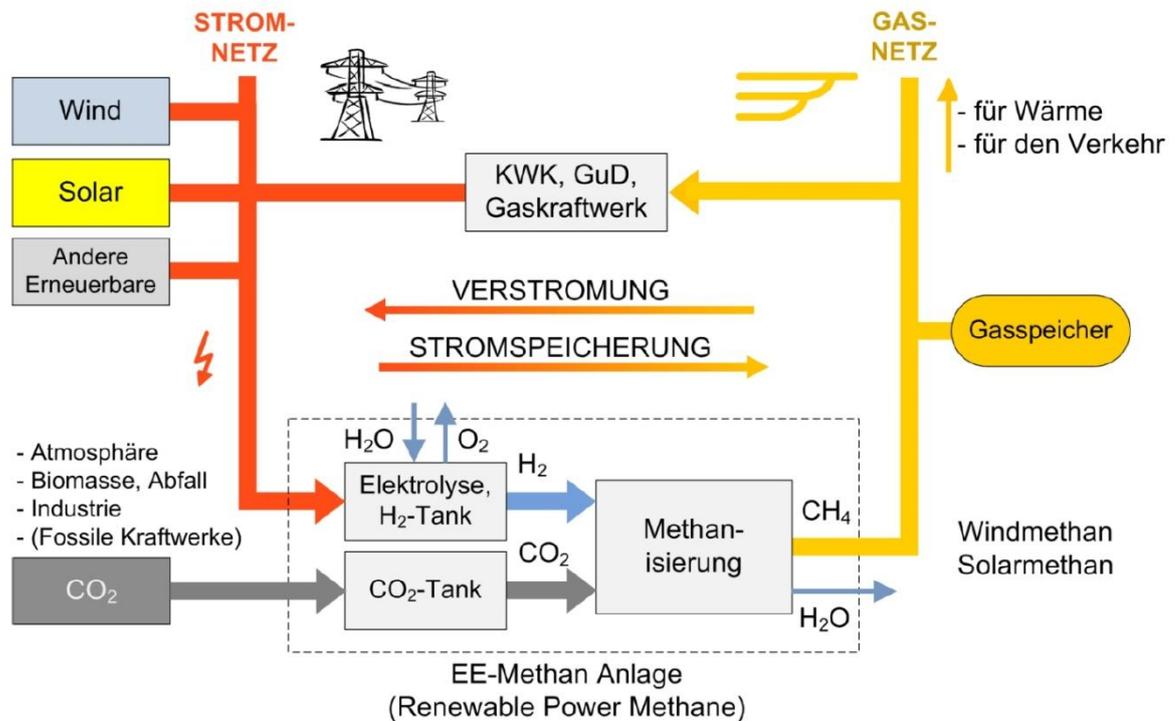


Abbildung 18: Stromspeichertechnologie „EE-Methan“

GuD = Gas- und Dampfkraftwerke; KWK = Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: (MICHAEL STERNER, 2010)

Abbildung 14 zeigt den Prozessablauf der Herstellung von Methan, wobei im ersten Prozessschritt aus der Überschussproduktion mittels Wasserelektrolyse Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Im nächsten Schritt wird Wasserstoff mit Kohlendioxid aus einem CO<sub>2</sub>-Tank versetzt und in einer thermochemischen Synthese erneuerbares Methan hergestellt. Dieses wird im Gasnetz in Erdgasqualität gespeichert und durch das Leitungssystem für alle Gasanwendungen zur Verfügung gestellt. Eine andere Möglichkeit zur Nutzung des Methangases ist die Rückverstromung, wobei das gespeicherte Methan wieder als Strom bereitgestellt wird. In den Rückverstromungsprozess von erneuerbarem Methan die wichtige Funktion kommt den Gaskraftwerken und Blockheizkraftwerken, die den Ausgleich- und Regelenergie zur Verfügung stellen. Im Zuge dieser Prozesskette werden Speicher, Netz und Gaskraftwerke gekoppelt. Die intelligente Kopplung der Systeme gewährleistet eine flexible und regenerative Versorgung. Die großtechnische Machbarkeit der gesamten Prozesskette wird in Pilotprojekten getestet.

Die Netze sind gut miteinander verbunden, jedoch ist es bei der Kooperation aller Bereiche wichtig, auf eine konstante Steuerung von Stromerzeugung und -

nachfrage sowie auf die Übertragung der benötigten Informationen zu Speicherkapazitäten und Leistungen zu achten.

Welche Bedeutung der Vernetzung zukommt, zeigt das Beispiel der Produktionskette Strom – Wasserstoff / Methan – Strom, wobei erneuerbarer Strom skalierbar und flexibel eingesetzt werden kann. Durch diese Kopplung wird die langfristige Speicherung großer Strommengen sowie die Nutzung der Transportkapazität und der Verteilnetze zur Weitergabe des regenerativen Stroms an die verschiedenen Bedarfssektoren sichergestellt. Lastmanagement bringt in diesem Umwandlungsprozess ökonomische Vorteile, wenn man es für den kurzfristigen Ausgleich nutzt.

Das Zusammenwirken von Methanherzeugung, die den Spitzenbedarf deckt, Lastmanagement zur Steuerung des Stromverbrauchs und Speicher zur Verlagerung der erneuerbaren Überschüsse in Spitzenlastzeiten ist für die Effektivität der Ausgleichsoption von großer Wichtigkeit. Die Prozesse müssen koordiniert aufeinanderfolgen. Bei der Systemlösung Strom-zu-Gas kommt es im Gegensatz zu anderen Technologien zu einem Zusammenwirken miteinander verbundener Speichersysteme.

# 7 Einsatzfelder von erneuerbarem Methangas

Für speicherbaren Energieträger, erneuerbares Methangas, bietet sich eine Reihe von Nutzungskonzepten an. Die Beurteilung der neuen Systemlösung erfolgt über den gesamten Ablauf hinweg für die unterschiedlichsten Sektoren. Mittels Elektrolyse regenerativ erzeugter Wasserstoff kann entweder einer direkten Nutzung zugeführt oder im nächsten Verarbeitungsschritt zu Methan umgewandelt werden. Die bestehende Speicher- und Leitungskapazität des Erdgasnetzes wird für den Transport und die saisonale Lagerung des Methangases genutzt. In Zeiten steigender Energienachfrage wird Methan in Kraftwerken verschiedener Leistungsstufen rückverstromt. Die möglichen Einsatzfelder sind der Verkehrsbereich (Gasfahrzeuge, Schiffe, Flugzeuge), der Wärmebereich (industrielle Prozesswärme, Raumwärme) und der Stromsektor.

## 7.1 Erneuerbares Methan im Verkehr

Als erstes Beispiel für die Nutzung eines erneuerbaren Energieträgers ist der Mobilitätssektor anzuführen. Erneuerbar hergestellter Wasserstoff und Methan können dabei als alternative Kraftstoffe eingesetzt werden, wobei diese beiden chemischen Energieträger entweder direkt oder erst zu einem späteren Zeitpunkt für die multifunktionale Nutzung in verschiedenen Verkehrssegmenten bereitstehen. Regenerative Energie in Form von Treibstoff ist eine vielversprechende Option für den Verkehrsbereich.

Der Verkehrssektor stellt eine große Belastung für die Umwelt dar. Würde herkömmlicher Kraftstoff durch erneuerbaren Kraftstoff ersetzt und so die Versorgung sichergestellt, wäre es in Zukunft möglich, erhebliche Fortschritte im Hinblick auf die Erreichung der festgeschriebenen Klimaschutzziele, die in einer Emissionsreduktion und einer Steigerung des Anteils an regenerativer Energie an der Versorgung bestehen, zu erzielen, denn die Nutzung von erneuerbarem Methangas im Verkehrssektor trägt zu einer beträchtlichen Senkung des CO<sub>2</sub>-Gehalts bei. Die Power-to-Gas-Technologie unterstützt damit die Dekarbonisierung des Mobilitätssektors.

Von der Einführung regenerativer Kraftstoffe profitieren auch die jeweiligen Staaten. Da Strom im eigenen Land produziert werden kann, sinken die Importraten. Die Erzeugung auf Landesebene ist möglich, da die Energiepotenziale für die Produktion alternative Kraftstoffe unlimitiert sind. Die Europäische Union hat als Zielvorgabe für das Jahr 2020 eine Steigerung des

erneuerbaren Energieanteils auf 10% definiert, während die Bundesregierung einen Anteil von über 13% anstrebt. (Joachim Nitsch, 2012)

Der erste demonstrierte Anwendungsbereich für die Nutzung erneuerbares Methangas stellt der Verkehrssektor. Aufgrund seiner höheren Energiedichte eignet sich besonders gut für die Langstreckenmobilität. Die Technologie für Gasfahrzeuge ist gut ausgereift, so dass einer direkten Nutzung von erneuerbarem Kraftstoff nichts im Wege steht. Als weiteres Einsatzfeld im Verkehrsbereich gelten Hybridfahrzeuge, wobei das erneuerbare Gas als Range-Extender (= Reichweitenverlängerer) dient. In zahlreichen Pilotprojekten wird die Praktikabilität des Methangaseinsatzes im Verkehrsbereich getestet. Die technische und die wirtschaftliche Machbarkeit stehen dabei im Zentrum der Analysen.

Damit sich regenerative Kraftstoffe in der Praxis durchsetzen können, ist der Tankstellenausbau voranzutreiben. Die Betankung von gasbetriebenen Autos mit erneuerbarem Methangas kann problemlos erfolgen, da Methangas dieselben Eigenschaften wie fossiles Erdgas aufweist. Das Maß für Gas wird in Kilogramm ausgedrückt und zum Vergleichen, ein Kilogramm Erdgas entspricht circa 1,5 Liter Benzin. (E.ON Gas Storage GmbH, RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, 2011)

Auch im Güterverkehr und in der Langstreckenmobilität (Schiff, Flugzeug) werden Kraftstoffe aus regenerativer Erzeugung verwendet. Aus regenerativen Quelle gewonnenes synthetisches Methan wird im Erdgasnetz gespeichert und bei Bedarf in Gaskraftwerken rückverstromt. Das Erdgasnetz verfügt über eine hohe Kapazität und ermöglicht die problemlose Speicherung und Verteilung von erneuerbarem Methangas. Dieses Gas wird als regenerativer Treibstoff im Mobilitätsbereich eingesetzt, wodurch Produktion und Nutzung zeitlich getrennt erfolgen.

Zur regenerativen Versorgung der unterschiedlichen Verkehrssegmente stehen mehrere Optionen wie Biokraftstoffe, Elektromobilität, erneuerbarer Wasserstoff und erneuerbares Methan zur Verfügung. Biokraftstoffe sind infrastrukturkompatibel und in Kombination mit erneuerbarem Methan stellen günstige Option. Ihr Potenzial ist jedoch durch Landnutzungsänderungen und -konkurrenz beschränkt. Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb sind effizient und verfügen über ein unbeschränktes Energiepotenzial und eine gute THG-Bilanz. Als Nachteil erweisen sich die begrenzte Reichweite und die Technologie benötigt weitere Entwicklungs- und Kostenoptimierungsschritte. Erneuerbarer Wasserstoff aus EE-Energiequellen hat eine gute THG-Bilanz und ist effizienter als erneuerbares Methan, auch gibt es keinerlei Begrenzungen hinsichtlich Potenzial und Reichweite. Als Schwachstelle der Technologie ist jedoch die beschränkte Infrastrukturkompatibilität anzusehen, auch müssen höhere Sicherheitsstandards eingehalten werden. Methanbetriebenen Fahrzeugen steht die Erdgasinfrastruktur mit bereits vorhandenen Transportleitungen zur Verfügung.

Methangas kann ebenfalls mit einer guten THG-Bilanz aufwarten und es gibt keine Begrenzungen in Bezug auf Potenzial und Reichweite. Allerdings befindet sich die genannte Technologie noch im Entwicklungsstadium und die Produktionskosten liegen viel zu hoch. Um die Technologie großtechnisch verfügbar zu machen, bedarf es noch vieler Weiterentwicklungs- und Verbesserungsmaßnahmen.

Die folgende Abbildung zeigt die verschiedenen Technologien und ihre THG-Emissionen. Die Auswirkungen der Technologien auf das Klima werden damit zu einem wichtigen Bewertungskriterium. Festzuhalten ist, dass Wind- und Solarmethan die geringsten Emissionen pro Fahrzeugkilometer aufweisen.

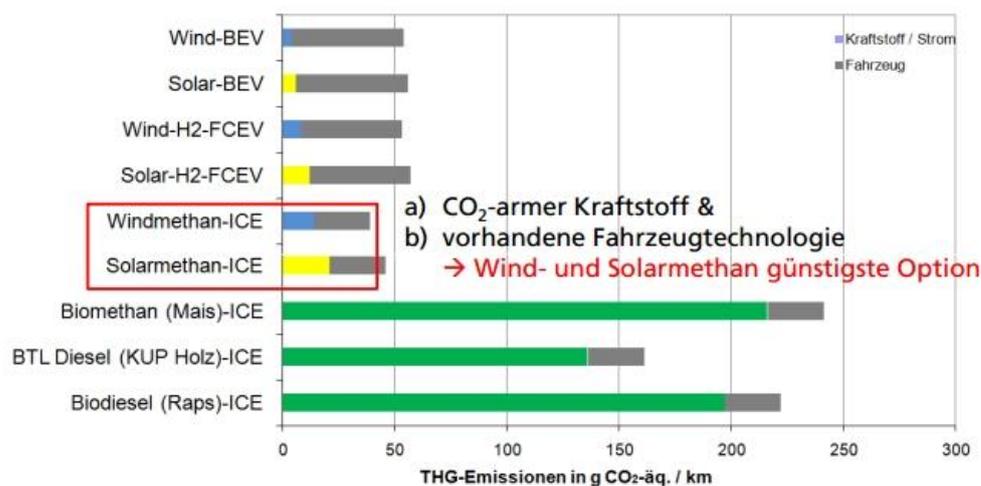


Abbildung 19: THG-Emissionen in g CO<sub>2</sub>-äq./km

BEV – Batterie Elektrofahrzeuge; FCEV – Brennstoffzellen Elektrofahrzeuge; ICE –Verbrennungskraftmaschine.

Quelle: (Dr. Michael Sterner (IWES), 2010)

Aus dem Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von methanbetriebenen und wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen geht hervor, dass das Wasserstoffantriebskonzept die besseren Werte aufweist. Hinsichtlich des Herstellungsprozesses werden jedoch beim Erdgasauto geringere Emissionen frei. Elektroautos mit Windkraftstoffen stoßen 5 Gramm Kohlenstoffdioxid pro Kilometer aus. Bei einem Leistungsvermögen von 200.000 Kilometern geben Elektroautos 55 bis 60 Gramm Kohlenstoffdioxid pro Kilometer ab. Windgasbetriebene Fahrzeuge stoßen hingegen 20 bis 30 Gramm pro Kilometer aus. Bei der Herstellung von Erdgasfahrzeugen entstehen 50 bis 65 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer, was in etwa den Emissionen bei Elektroautos entspricht. (Sterner, 2011)

Die Herausforderung bei der Implementierung einer neuen Versorgungsart ist die Benutzerakzeptanz. Im Verkehrssektor und in den damit direkt und indirekt

verbundenen Tätigkeitsbereichen besteht eine langjährige Abhängigkeit von Erdöl und damit auch eine entsprechende Gewöhnung, was für alternative Treibstoffe einen schweren Stand bedeutet. Die Situation kann bei der Umsetzung von alternativen Treibstoffen im Transportbereich ausgeprägt sein, da der Hauptanteil der Versorgungsquelle aus fossiler Energie kommt. Im Jahr 2011 machten alternative Kraftstoffe global gesehen lediglich einen Anteil von 3% aus. Geleitet durch entsprechende Maßnahmen sind die Konsumenten dazu zu bringen, ihre Gewohnheiten zu ändern und einen Umstieg zu wagen. (Gerda Gahleitner 1, 2013)

Damit sich alternative Treibstoffe auf breiter Ebene durchsetzen und die Versorgung des Verkehrssektors nachhaltig gesichert wird, bedarf es einer Reihe von Verbesserungs- und Entwicklungsmaßnahmen, etwa hinsichtlich Kostenreduzierung, Anpassung der Infrastruktur für Wasserstoff und Ausweitung der Anwendungsmöglichkeiten für Gasfahrzeuge. Bevor alternative Treibstoffe großtechnisch eingesetzt werden können, müssen noch zahlreiche Tests unter Praxisbedingungen stattfinden, um die wirtschaftliche und technische Realisierbarkeit der Technologie aufzuzeigen und für den Markteintritt vorzubereiten. Die Chancen für die Marktintegration von Fahrzeugen steigen, wenn auch die Produktionsrate steigt.

Als mögliches Beispiel in der Zukunft wird das Verkehrskonzept für das Jahr 2050 dargestellt. Bis zu diesem Zeitpunkt soll der Großteil des dort anfallenden Energiebedarfs durch Wind- und Solarenergie gedeckt werden. Biokraftstoffe eignen sich aufgrund der Beschränkungen in Landnutzung an erste Stelle für die Langstreckenmobilität. Zu einer weiter verbreiteten Nutzung bietet sich die Elektromobilität an, die mit dem Wasserstoff betrieben. Dabei wird erneuerbarer Strom direkt in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen verwendet. Auch erneuerbares Methan gas bietet sich in diesem Zusammenhang als wichtiger regenerativer Treibstoff an.

Im Folgenden eine kurze Übersicht über den Wirkungsgrad der verschiedenen Anwendungsfelder:

- Erneuerbares Gas über Rückverstromung und Verwendung in Elektro-Kraftfahrzeuge = circa 24-35%
- Direkter Einsatz von erneuerbarem Methan über gasbetriebene Fahrzeuge = 15-20%
- Verwendung von Wasserstoff in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen = 19-27% (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Durch die Verwertung von erneuerbaren Energiequellen als alternativer Kraftstoff im Verkehrssektor wird eine klimafreundliche Energieversorgung gewährleistet. Der Prozessablauf erfolgt über eine Kooperation von Stromnetz, Gasnetz und

Verkehrsbereich. Damit sind die vorgestellten alternativen Treibstoffe eine vielversprechende Zukunftsstrategie für die erneuerbare Mobilität.

### 7.1.1 Kostenanalyse im Verkehrssektor

Die Kosten für erneuerbares Methangas hängen von den Investitionskosten für die Methanisierungsanlage und für den Strom zur Wasserelektrolyse ab. Die Wirtschaftlichkeit des großtechnischen Einsatzes von erneuerbarem Treibstoff ist mit etlichen Unsicherheitsfaktoren verbunden. Da sich diese Technologie noch immer im Entwicklungsstadium befindet und daher noch wenige Erfahrungen vorliegen, werden die Daten der Kosten von bereits getesteten sowie von geplanten Projekten gesammelt. In die Kostenschätzungen werden auch die Marktpreisentwicklung und die erwarteten zukünftigen Preise einbezogen.

Die Abbildung veranschaulicht die Gesamtkosten der verschiedenen Mobilitätsoptionen.

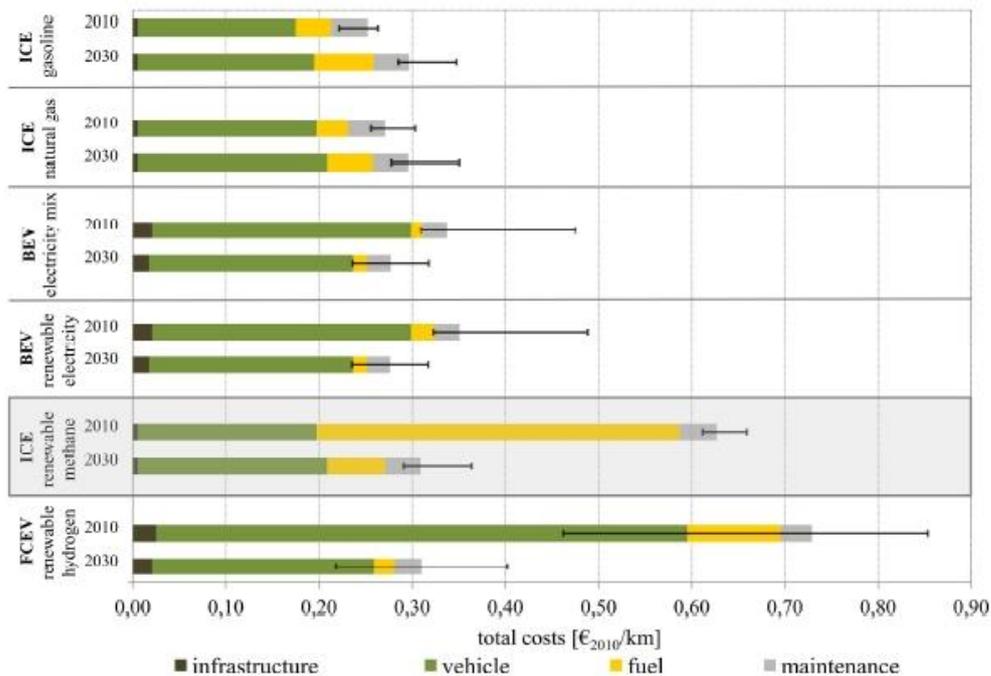


Abbildung 20: Kostenentwicklung im Mobilitätsbereich.

Quelle: (Tobias Trost\*, 2011)

Vergleicht man die verschiedenen Optionen in den Mobilitätssektoren, dann weist die ICE-Technologie eine vorteilhafte Kostenentwicklung in Bezug auf die BEV- und FCEV-Antriebssysteme auf. Bei der FCEV-Fahrzeugtechnologie ist allerdings mit einem höheren Einkaufspreis zu rechnen. Die Preisspanne bei der FCEV-Technologie ist aufgrund der begrenzten Prognose der Entwicklung sehr breit.

Andererseits sind die Wartungs- und Servicearbeiten beim ICE-Fahrerbetriebe relativ kostenintensiv. Bei der Marktintegration wird Methangas als erneuerbarer Kraftstoff im Mobilitätssektor auf konkurrenzfähigem Stand zu anderen Kraftstoffen gesetzt.

### 7.1.2 Audi e-gas

Autohersteller AUDI baut in niedersächsischen Werlte in industriellen Maßstab die PtG Anlage. Die Erkenntnis basiert auf Zusammenarbeit von ETOGAS (ehemalige SolarFuel), AUDI und EWE Netz. Die Power to Gas Anlage hat eine Aufnahmeleistung von 6,3 MW. In der e-gas-Anlage wird Audi speicherbares-, synthetisches Methangas erzeugen. Damit wird der Kraftstoff für Fahrzeuge mit Gasantrieb gewonnen. Mit erneuerbar erzeugtem Gas werden die Audi A3 Sportback g-tron in der Lage sein, jährlich 15 000 Kilometer zu fahren. Durch den Einsatz des umweltfreundlichen Kraftstoffes bietet sich die Möglichkeit der Erhöhung erneuerbarer Energie im Mobilitätssektor. Das CO<sub>2</sub> für die Methanisierung wird aus Biogasanlagen des Energieversorgers EWE stammen. In den Anlagen der EWE in Werlte wird Biogas aus Abfallprodukten und Reststoffe erzeugen. Das Fahren mit alternativem Treibstoff wird als CO<sub>2</sub>-neutral bezeichnet, da das eingebundene CO<sub>2</sub> in der Reaktion im gleichen Maße beim Betrieb entlastet wird. Der Kraftstoff für methanbetriebene Fahrzeuge wird an Erdgastankstellen erhältlich sein. Das e-gas-Projekt von Audi stellt eine gute Chance für Vermarktung des neuen Kraftstoffes. Die gesamte Prozesskette wird in der Abbildung dargestellt. Der Audi verfügt in Nordsee über vier Windkraftanlagen eines Offshore-Windparks. (Gaul, 2012) (Dohnke, 2011)

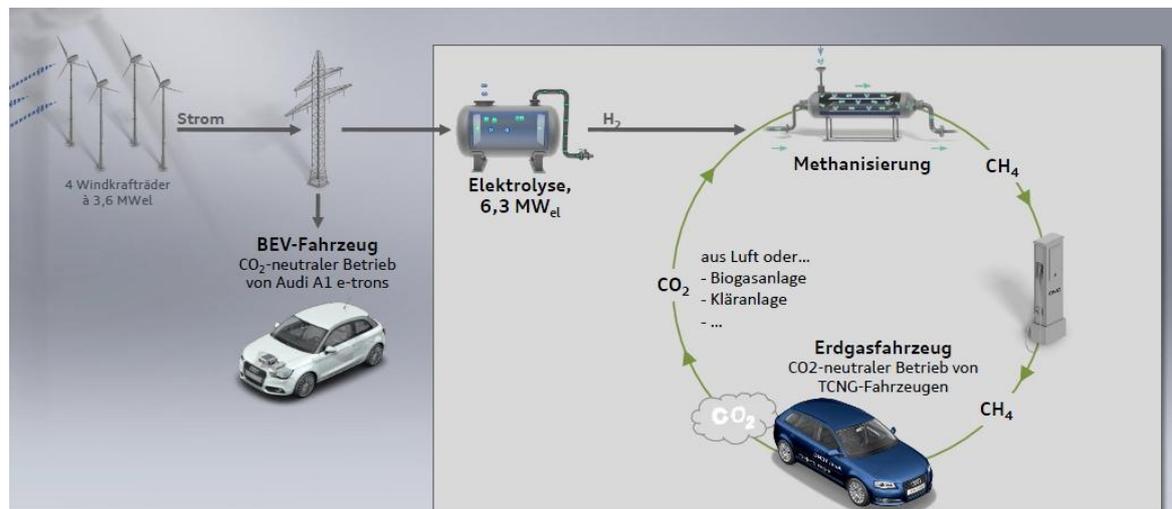


Abbildung 21: Nutzung erneuerbares Methangas in Audi Autos.

Quelle: (Otten, 2012)

## 7.2 Erneuerbares Methan im Wärmebereich

Der wachsende Anteil von regenerativem Strom im Energiesystem wirkt sich auch im Wärmebereich aus. Ziel ist es, auf nachhaltige Versorgungsquellen umzusteigen. Zur Energiewende führt auch die Tatsache der Ressourcenverknappung, die das rechtzeitige Setzen von adäquaten Maßnahmen einfordert. Die heute im Einsatz befindlichen Versorgungsquellen im Wärmesektor sind Kohle, Öl und fossiles Erdgas. Die meisten Länder sind bei der Beschaffung von Wärmeenergie auf Importe angewiesen. Aus Klimaschutzgründen ist es erforderlich, Emissionsträger, die das Klima stark belasten, durch umweltfreundlichere Alternativen zu ersetzen.

Die Nutzung von Methangas als erneuerbarem Energieträger im Wärmesektor bringt die wesentlichen Vorteile für die Klimabilanz. Der Wärmebereich mit breiten Verwendungsmöglichkeiten bietet interessantes Feld für erneuerbar gewonnenes Methangas.

Auch in der Anwendungsprozesse des Wärmesektor können die beiden chemischen Energieträger, Wasserstoff und Methan einsetzen. Aufgrund seiner Konsistenz bietet sich Methangas für vielerlei Einsatzmöglichkeiten im Wärmebereich an. Die Implementierungsphase des erneuerbaren Methangases kann problemlos abgewickelt werden, da die nötigen Infrastruktureinheiten bereits vorhanden sind.

Die Lagerfähigkeit des erneuerbar hergestellten Gases über einen längeren Zeitraum erweist sich für den Wärmesektor als äußerst vorteilhaft. Bei Wärmebedarf wird erneuerbares Methangas rückverstromt und zur Nutzung bereitgestellt. Der Wärmemarkt bietet gute Einsatzchancen für erneuerbares Gases, da es sich für unterschiedliche Anwendungen eignet.

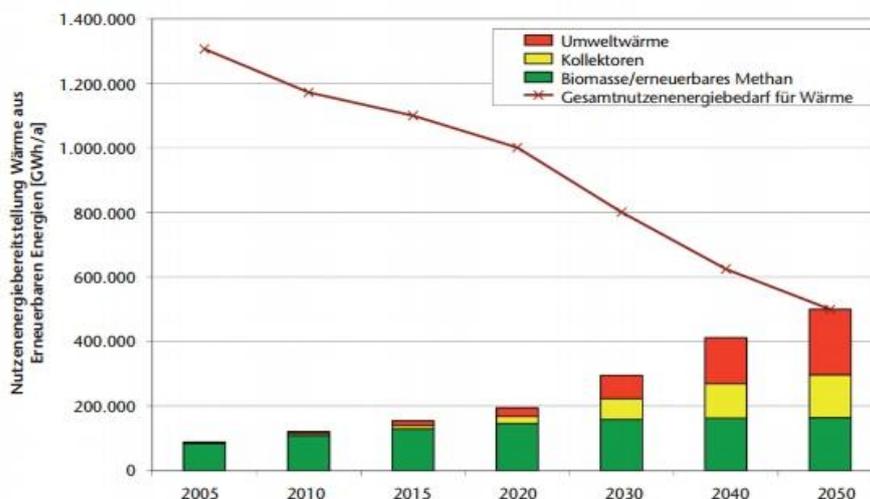
In den nächsten Jahren wird im Wärmebereich bedingt durch Einsparungsmaßnahmen und Effizienzsteigerungen im Gebäudesektor mit einem sinkenden Energiebedarf gerechnet. In dem Bereich der Raumwärme werden vermehrt Isolierung und wärmetechnische Sanierungsmaßnahmen vorgenommen. In Altbauwohnungen werden etwa Wärmedämmsysteme und Wärmedämmmaterialien eingebaut, bei Neubauwohnungen setzt man von vornherein auf eine effiziente Bauweise. Der verbleibende Wärmebedarf kann durch alternative Wärmeoptionen wie Geothermie, solarthermische Kollektoren, Biomasse und Wärmepumpen mit regenerativer Energie gedeckt werden.

Als wichtigste Anwendungsfelder für Methangas im Wärmebereich sind industrielle Prozesse und der Einsatz in Altbauwohnungen anzusehen. Altbauwohnungen verfügen über Gasleitungen und Heizungen, was der Verwendung von erneuerbarem Gas entgegenkommt. Diese interessante Option bietet dem Mieter eine gute Chance, sich regenerative Wärmeversorgung zu

leisten, ohne Kosten für eine neue Heizanlage ausgeben zu müssen. Den Verbrauchern wird somit der Umstieg von einer fossilen auf eine regenerative und nachhaltige Energieversorgung erleichtert.

In Deutschland wurden im Jahr 2009 im Wärmebereich einschließlich KWK etwa 50% der Endenergie verbraucht. Der Großteil der Energie im Wärmesektor entfällt auf zwei Verbrauchsgruppen, die Raumheizung (ca. 53%) und die Prozesswärme für die Industrie (30%). Im Wärmebereich stammten im Jahr 2010 10% der Energie aus regenerativen Quellen. In Deutschland deckt Kohle als Energiequelle den größten Teil des Bedarfes im Wärmebereich sowie in der Stromerzeugung. Für die Implementierung von erneuerbarem Gas stehen Gasanschlussleitungen bereit, die es in nahezu 50% der Haushalte in Deutschland gibt. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Die folgende Abbildung zeigt, dass im Jahr 2050 im Wärmebereich 500 TWh auf regenerative Energie entfallen werden. Mit Umweltwärme werden 2050 ca. 40% des Wärmenbedarfs gedeckt, während Biomasse/erneuerbares Methangas 33% der Wärmeenergie zur Verfügung stellt. (ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2010)



**Abbildung 22: Darstellung der Nutzenenergiebereitstellung für Wärme aus erneuerbaren Energiequellen und Gesamtnutzenenergiebedarf in Deutschland zwischen 2005 und 2050.**

Quelle: (ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2010)

Ein weiteres Anwendungsbeispiel für erneuerbares Methan findet sich in der Industrie, wo Gas für die Prozesswärme bei unterschiedlichen Ablaufprozessen benötigt wird. Methangas kann in KWK (BHKW, Brennstoffzellen, Turbinen) verwendet werden und stellt aus wirtschaftlicher Ansicht optimales Einsatzfeld. Auch Wärmepumpen gelten als mögliches Einsatzfeld für erneuerbares Methangas im Wärmesektor. Unter entsprechenden Bedingungen können Wärmepumpen aus 1 kWh erneuerbarem Strom bis zu 3,5 kWh Wärmeenergie zur Verfügung stellen. Die Technologie unterliegt jedoch aufgrund von

Ausbaumaßnahmen (Bohrungen in Altbauhäuser) gewissen Einschränkungen. (Dr.-Ing. Michael Sterner, 2011)

Die Markteinführung von erneuerbarem Methangas in den Wärmesektoren bietet die Chancen für den breiten Einsatz des Gases bei großer Anzahl der Verbraucher. Die Nutzung vorhandener gasverbrauchender Geräte bei Kunden spart die Kosten in der Vorlaufzeit. Verbesserte Wärmedämmungsmaßnahmen in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern unterstützen in technischer sowie ökologischer Hinsicht eine effiziente und regenerative Wärmeversorgung.

Im Wärmebereich bestehen gute Möglichkeiten für den Einsatz von Lastausgleichsoptionen, indem die Geräte an den Verbrauch angepasst werden. Geräte mit dem Speicher zeigen Flexibilität bei der Ansteuerung von Lastmanagement. Insofern ist die Lastverschiebung bei den flexiblen Geräten realisierbar. Dabei ist die zeitliche Verlagerung an die Betriebsweise anzupassen, ohne dass die Versorgungssicherheit darunter leidet. Daher ist möglich Lastverschiebung bei den flexiblen Einrichtungen/Geräte einzusetzen.

Regenerative Wärmeoptionen wie Solarthermie, Biomasseheizungen oder Wärmepumpen weisen einen relativ hohen Investitionsaufwand für die Betriebsanlagen auf. Die Nutzung erneuerbaren Methans für Gasanwender ist zudem mit erheblichen Produktionskosten verbunden. Aus Klimaschutzgründen wird der regenerativen Wärmebereitstellung in Hinkunft eine wichtige Rolle zukommen, weil sich damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen verringern lassen. Um regenerative Wärmeoptionen und die Erhöhung der erneuerbaren Energie im Wärmebereich durchsetzen zu können, ist es erforderlich, sowohl die wirtschaftliche als auch die technische Rahmenbedingungen umzusetzen.

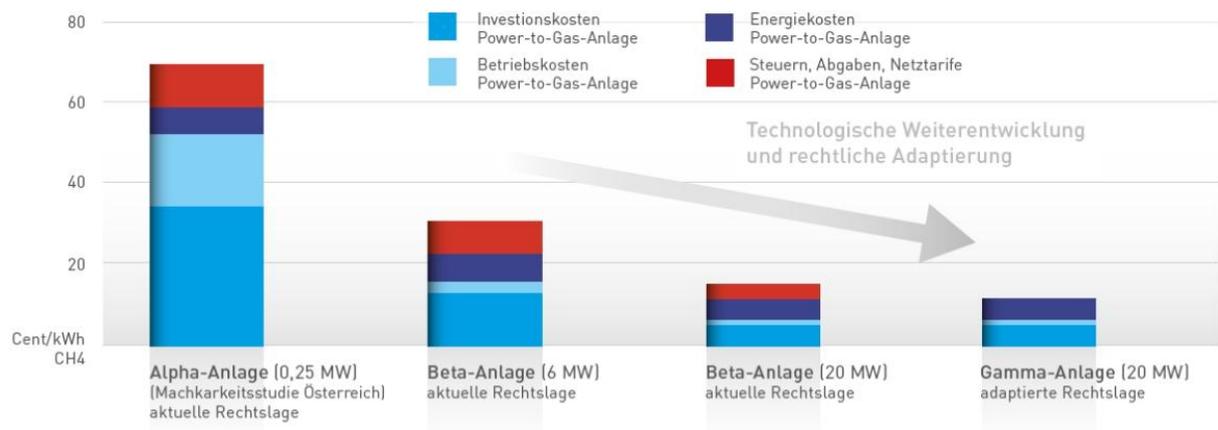
### **7.3 Erneuerbares Methan im Stromsektor**

Neben dem Wärmebereich und dem Mobilitätssektor steht der Stromsektor für ein weiteres interessantes Anwendungsfeld für erneuerbares Methangas da. Das Gas findet seine Nutzung in Spitzenlast- und Regelenergiekraftwerken. Die fluktuierenden Leistungsangebote aus erneuerbaren Energiequellen benötigen flexibel einsetzbare und regelbare Kraftwerke. Flexibilität und Effizienz bei dem Ausgleich der Leistungsschwankungen weisen die Gaskraftwerke auf. Die können zur optimalen Anwendung des erneuerbaren Stroms beitragen. Mögliche Nutzungsoption von Methangas im Strombereich bieten auch die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Erneuerbares Methan kann in der gasverbrauchenden Heizanlage verwendet und damit die fossile Energie schrittweise ablösen. Durch den Einsatz der angeführten Techniken werden die fluktuierenden Stromerzeugungen ausgeglichen und die Regelenergie bereitgestellt.

## 7.4 Pilotprojekte

Das Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren sind bekannte Technologie und werden im Rahmen des Power-to-Gas-Konzepts als Schlüsseltechnologie analysiert. Für den Einsatz im großtechnischen Maßstab sind Untersuchungsergebnisse von Pilot- und Demonstrationsanlagen notwendig. Bis jetzt sind einigen Pilotprojekte im Betrieb und die weiteren Anlagen befinden sich in der Konzipierungs- oder Errichtungsphase. Die technische Machbarkeit des Technikkonzeptes wurde in erster Pilotanlage nachgewiesen. Aus Testbetrieben wurden Erfahrungen ermittelt und der Weg für die technisch und wirtschaftlich optimale Integration EE abgeleitet.

Durch die Kooperation der Forschungseinrichtung ZSW, Fraunhofer IWES und Firma ETOGAS (SolarFuel) wurde die erste Pilotanlage für die Herstellung des Methangases in Stuttgart betrieben. Die Alpha-Pilotanlage hat eine Anschlussleistung von 25kW und hat Elektrolyse, Methanisierung, Steuer- und Regelungselektronik und Betankungsanlage für Gasfahrzeuge. In der Anlage wird  $1\text{m}^3$  Methan pro Stunde erzeugt und dabei als CO<sub>2</sub>-Quelle die Luft genutzt. Im Jahr 2012 wurde die Leistung der Alpha-Pilotanlage mit Unterstützung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Deutschland um Faktor 10 erhöht (250kW Anschlussleistung). Der Schwerpunkt der Untersuchung bei der Anlage liegt in Testen und Optimieren des dynamischen Betriebs sowie in der Weiterentwicklung von Methanisierung. Am nächsten Pilotprojekt beteiligte sich der Autohersteller Audi. Wie bereits erwähnt die Anlage hat die Leistung von 6,3 MW und wird als Kraftstoff für gasgetriebene Fahrzeuge verwendet. In der Testanlage wurde versucht, die Abwärme aus dem Methanisierungsprozess weiter zu nutzen und den Wirkungsgrad zu verbessern. Die Pilotanlagen von E.ON werden die technische Voraussetzung für die Speicherung von Wasserstoff im Erdgasnetz testen. Die Elektrolyseanlage ist an das Übertragungsnetz angeschlossen und aus dem Netz wird erneuerbarer Strom aufgenommen. Für das Jahr 2015 wird von ETOGAS (früher SolarFuel) und ZSW ein Anstieg der Anlagenleistung auf 20 MW geplant. In der folgenden Abbildung sind Pilotprojekte im Hinblick auf die Kostenentwicklung dargestellt. In die Kostenabschätzung wurde sowohl die aktuelle als auch die angepasste Rechtslage miteinbezogen. (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012) (Eva Mahnke, 2012)



**Abbildung: Kostenentwicklung für PtG-Testanlagen.**

Quelle: (Linz, 2012)

Die Alpha-Anlage weist sehr hohe Investitionskosten und bei der Beta-Anlage sind die Kosten um die Hälfte gesunken. In der Gamma-Anlage fällt der größte Teil der Kosten an Investitions- und Energiekosten. Die Erkenntnisse aus Pilotprojekten und die rechtliche Regelungen sind für die Kalkulation der Kostenstruktur von großer Bedeutung.

## 7.5 Forschungsvorhaben

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energie bringt neue Herausforderungen in der Versorgungsstruktur. Um eine optimale Integration des hohen EE-Beitrages sicherzustellen, wird es notwendig sein, die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu realisieren.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist durch dargebotsabhängige Schwankungen bedingt. Für die Regelung zwischen ungleichmäßige Leistungserzeugung und Abnahme wird neben Ausgleichsmaßnahme auch den Einsatz der Speichertechnik benötigen. Eine Lösungsoption für die langfristige Speicherung von großen Energiemengen bietet die Power-to-Gas-Technik. Die neue Energiespeicherlösung befindet sich im Entwicklungsstadium, deren technische Realisierbarkeit mit Hilfe von Pilotanlagen nachgewiesen wurde. Aber der Einsatz im großtechnischen Maßstab benötigt eine vertiefende Analyse der Weiterentwicklung- und Optimierungsaufgaben. Der Plan für die zukünftige Entwicklung des Power-to-Gas-Konzepts sowie die Forschungsschwerpunkte werden im Folgenden bearbeitet. In den Analysen werden die Aufgaben und der geplante Zeitraum einbezogen. (Deutsche Energie-Agentur, 2012)

#### Aufgabefeld: Analysieren der nicht einsetzbaren Strommengen

- Feststellung der zur Zeitpunkt der Erzeugung nicht direkt einsetzbaren Strommenge. Den zeitlichen Ablauf und die regionale Verteilung der fluktuierenden Einspeisung im Stromnetz werden in die Analyse einbezogen. Die regenerativen Strommengen werden nach der Quelle, Wind- oder Solarenergie differenziert.
    - Berechnung der Leistung, der elektrischen Arbeit und der Kosten der nicht eingesetzten erneuerbaren Strommengen
  - Beurteilung der Notwendigkeit für den Netzausbau. Prüfung der Entwicklungsvorhaben für die Übertragungsnetze.
    - Objektive Bewertung des Bedarfs für die Ausbaumaßnahmen.
- Zeitrahmen: die Resultate der Untersuchungen werden bis 2013 vorhanden sein.

#### Aufgabefeld: Optimierung der Elektrolyse

- Forschungsaufgaben der Elektrolyse liegen in der Anpassung des Anlagenbetriebs an dynamisches Verhalten. Die intermittierenden Leistungsangebote werden zu häufigem Lastwechselbetrieb der Elektrolyseanlage führen.
  - Weiterentwicklungsaufgaben sind die Steigerung der Kapazität pro Modul, Senkung des Energiebedarfs und Kostenoptimierung.
  - Die Lebensdauer und Standfestigkeit sollen verbessert werden.
- Zeitrahmen: fortdauernde Entwicklung

#### Aufgabefeld: Weiterentwicklung des Methanisierungsprozesses

- Erforschung des Anlagenverhaltens bei schwankendem Betrieb
  - Anpassung der Anlage an verschiedene Leistungsgröße
  - Untersuchung und Testen der Abwärmenutzungsmöglichkeiten und der Katalysatorstandfestigkeit
  - Steigerung des Systemwirkungsgrades und der Betriebsdauer
- Zeitrahmen: fortdauernde Entwicklung

#### Aufgabefeld: Untersuchung der Potenziale der Kohlendioxidquelle

- Untersuchung von möglichen Kohlendioxidquellen für Methanisierungsverfahren unter Beachtung umweltpolitischer Ziele.
  - Analyse der Verbindung zwischen PtG-Anlagen mit Biogasanlagen und getrennte Bewertung der Kohlenstoffwirkung der Anlagekombination sowie der Biogasanlage.
  - Analyse der CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale
  - Untersuchung der Kosten der verschiedenen Kohlendioxidbezugsquellen
- Zeitraum: Forschungsergebnisse sollen bis 2013 vorhanden sein. Fortführung weiterer Forschungen.

#### Aufgabenfeld: Ausbau verschiedener Pilot- und Demonstrationsanlagen

- Bestätigung der technischen Realisierbarkeit für die Einspeisung von Wasserstoff und Methangas in Erdgasnetz und für die Herstellung des synthetischen Methangases.
- Ausbau der Pilot- und Demonstrationsanlagen, um das Methangas in verschiedenen Energiebereiche testen zu können.
- Feststellung der Bedeutung von Methangas in der Verwendung erneuerbarer Energie in Mobilitäts-, Wärme- und Strombereich.
- Ausbau von verschiedenen Anlagenkonzepten
- Untersuchung des Testbetriebes bei verschiedenen Leistungsbereichen  
Zeitraum: 2012 bis 2020.

#### Aufgabenfeld: Begleitforschung für Testanlagen einleiten

- Bewertung der Resultate von einzelnen Pilotprojekten
- Analyse der Kosteneinflussgrößen, Betriebsdauer und Systemwirkungsgrad der Komponenten
- Untersuchung der Standortfaktoren für den Anlagenbetrieb  
Zeitraum: 2012 bis 2020

#### Aufgabenfeld: Effizienzsteigerung der Power-to-Gas-Technik

- Identifizierung von Optimierungs- und Entwicklungsmaßnahmen für die Effizienzverbesserung
- Ermittlung der Ergebnisse von Nutzung von verbesserten Katalysatoren
- Optimierungsmaßnahmen bei Auslegung der Nebenaggregate  
Zeitraum: 2013-2020

#### Aufgabenfeld: Gesetzliche Regulierungen

- Die gesetzliche Regelungen für Stromspeicher und Power-to-Gas Systemkonzept verdeutlichen
- Das neue Stromspeichersystem von Netznutzungsentgelten, **Umlagen** entlasten und die Wirtschaftlichkeit des Systems verbessern  
Zeitraum: sofort

#### Aufgabenfeld: Erforschung von energiewirtschaftlichen Aspekten für die erfolgreiche Markteinführung

- Analyse der Marktentwicklung und Ermitteln von Erfordernissen für den wirtschaftlichen Einsatz
- Untersuchung der Optionen für die Marktdurchdringung  
Zeitraum: Ergebnisse sollen bis 2020 vorhanden sein

#### Aufgabenfeld a: Untersuchung von Wasserstoffgrenzen in Gasanwendungen

- Die Erforschung und Festlegung der Wasserstoffgrenzwerte in der Gasinfrastruktur und in den Gasanwendungsfeldern

- Erforschung der Verträglichkeit bei Gasanwendungsbereichen, im Falle einer Veränderung des Volumenanteils
- Die Feststellung der tolerierbaren Wasserstoffobergrenze bei verschiedenen Gasanwendungen
- Erforschung der Anpassungsmaßnahmen für gastechnische Anwendungsfelder und Systemkomponenten in Bezug auf Wasserstoffgrenze

Aufgabenfeld b: Erhöhung des Wasserstoffvolumenanteils

- Untersuchung und Implementierung eines Nutzungsfalles bei erhöhtem Wasserstoffvolumenanteil unter Berücksichtigung der Systemverträglichkeit
- Zeitraumen a: Aus dem heutigen Aspekt sollen die Ergebnisse bis 2013 vorhanden sein. Die Ergebnisse vom Einsatz der erhöhten Wasserstoffgrenze werden bis 2015 vorhanden sein.  
 Zeitraumen b: Realisierung bis 2020

Aufgabenfeld: Technische, wirtschaftliche und ökologische Analyse der Integration neuer Systemtechnologie in das zukünftige Energiesystem

- Analyse des Beitrags von Power-to-Gas Speichertechnologie zu einer stabilen und flexiblen Energieversorgung
  - Untersuchung des Beitrags erneuerbarer Energieträger zur Emissionsreduktion
  - Feststellen nach einzelnen Verbrauchssektoren (Verkehr, Wärmebereich, Stromsektor) der Potenziale der CO<sub>2</sub>-Reduzierung durch Nutzung erneuerbarer Energieträger
  - Untersuchung der wirtschaftlichen und technischen Effizienz von PtG-Technologie in der zukünftigen Energieversorgungsstruktur
  - Analyse der ökologischen und sozialen Auswirkung neuer Technologie
- Zeitraumen: Forschungsergebnisse sollen bis 2013/2014 vorhanden sein.

Die Forschungsprojekte und die Entwicklungspotenziale der Energiespeichertechnologien sollen weiter unterstützt und gefördert werden. Bei der PtG-Technologie wird erforderlich sein, die angeführten Forschungs-, Entwicklungs- und Optimierungsaufgaben voranzutreiben. Die notwendigen Rahmenbedingungen in Hinsicht auf energiewirtschaftliche, technische und ökologische Aspekte müssen umgesetzt werden, damit sich die PtG-Technologie vom Forschungsstand zum großtechnischen Einsatz entwickeln kann. Die Förderungen von Forschungsprogrammen sowie die staatliche Subventionierung können großen Nutzen für die in Entwicklung befindliche Technik bringen. Die folgende Abbildung veranschaulicht die Realisierung der vorgestellten Forschungsaufgaben in einem zeitlichen Verlauf. (Deutsche Energie-Agentur, 2012)



Abbildung 23: Forschungs- und Entwicklungsaufgaben im zeitlichen Verlauf.

Quelle:(Kohler, 2012)

Die Realisierung der genannten Aufgabenfelder bereitet den Weg für tragfähige Umsetzung der PtG-Systemtechnik. Die Kooperation von Wissenschaft, Forschung, Regierung, Energiebranche, Stromwirtschaft, Gaswirtschaft und Industrie wird erforderlich. Die Investitionsförderungen stellen den bedeutenden Faktor für die Entwicklung und den rechtzeitigen Markteintritt. Die Schaffung gesetzlichen Regelungsrahmen für PtG-Anlagen stellt die wichtige Aufgabe auf dem Implementierungsweg.

## 7.6 Die Vorteile zukünftiger erneuerbarer Energieversorgung

Das zunehmende Kontingent erneuerbarer Energie an der Versorgungsstruktur bringt entscheidende Vorteile mit sich. Einer davon ist die verminderte Abhängigkeit von Importen, so dass die Länder weniger unter Preisschwankungen und instabilen politischen Verhältnissen zu leiden haben.

Regenerative Energie ist umweltfreundlich und global verfügbar, wodurch es ihr nicht allzu schwerfallen sollte, gesellschaftliche Akzeptanz zu erreichen. Auf lange Sicht wird erneuerbare Energie innerhalb des Versorgungssystems eine Führungsrolle einnehmen, während Erdöl, Nuklearenergie und Kohle mit der Zeit reduziert und langfristig ersetzt werden.

Durch das formulierte Klimaschutzziel wird die Erderwärmung auf maximal 2 °C begrenzt. Zur Erreichung dieses Zieles sind wirksame Schritte in der Reorganisation des Energiesystems zu setzen. Energiepolitische Handlungen und weitere Maßnahmen sind notwendig, um das heutige Energiesystem auf der Grundlage von erneuerbarer Energie umzugestalten.

Das Ziel ist eine nachhaltige und gesicherte Vollversorgung auf Basis erneuerbarer Quellen. Europa verfügt über ein hohes Potenzial an erneuerbarer Energie. Künftige Energiesysteme werden auf Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie,

Biomasse und solarthermischen Kraftwerken beruhen. Die geografische und zeitliche Verteilung der erneuerbaren Energiequellen fällt jedoch höchst unterschiedlich aus.

### 7.6.1 Die Vorteile der Power-to Gas-Technik

Im Folgenden werden die Vorteile des neuen Stromspeichersystems in der regenerativen Versorgungsstruktur angeführt.

Positive Aspekte, die den Einsatz des EE-Methan-Konzepts befürworten:

- Vielfältige Verwendungsmöglichkeiten – als Treibstoff in gasbetriebenen Fahrzeugen, Verlängerung der Reichweite bei Hybridfahrzeugen, Produktion von erneuerbarem Kerosin, Bereitstellung von Wärme in Haushalt und Industrie, Stromerzeugung
- Langfristige Speicheroption – erneuerbare Energiemengen können langfristig gelagert und die Regelung des Ungleichgewichts zwischen Leistung und Verbrauch ist sichergestellt
- Nutzung vorhandener Infrastruktureinheiten – Kompatibilität mit dem Erdgas ermöglicht die Nutzung der Speicher- und Transportkapazität des Erdgasnetzes sowie in Heizungsanlagen
- Hohes Speicherpotenzial – ausgebaute Erdgasinfrastruktur bietet große Kapazität für die Speicherung von erneuerbarem Methangas<sup>1</sup> (E.ON Gas Storage GmbH, RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, 2011)
- Netzentlastung – Stromübernahme bei Überschussangebot
- Umwelt- und klimafreundliche Energieversorgung – mit dem breiten Einsatz klimaschonender Energieträger wird eine Reduktion der Treibhausgase erreicht
- Verringerung der Importabhängigkeit – die Stromversorgung aus eigenen erneuerbaren Quellen senkt die Importe aus unsicheren Regionen
- Unterbrechungsfreie Versorgung – trotz fluktuierender Stromeinspeisung wird eine stabile und sichere Energieversorgung gewährleistet
- Geringere Nutzungskonkurrenz – keine Konkurrenz zu landwirtschaftlich genutzten Flächen

---

<sup>1</sup> Die europaweit größten Erdgasspeicher liegen in Deutschland und Österreich.

## 7.7 Kritische Punkte der Power-to-Gas-Technik

Nachfolgend werden die negativen Aspekte, die mit dem Methanisierungsverfahren einhergehen, angeführt. Durch die Umwandlung von regenerativem Strom in Methangas und wiederum zurück in Strom entsteht ein Umwandlungsverlust. An der Prozesskette ist zu bemängeln, dass sie lediglich einen geringen Wirkungsgrad aufweist. Der gesamte Prozess ist mit großem Aufwand verbunden, der die Verringerung des Wirkungsgrades bedingt. Besonders auffallend tritt dies beim Rückverstromungsprozess. Über den Prozessablauf Strom – erneuerbares Methan – Strom ergeben sich etwa 64% an energetischem Verlust. Die Elektrolyseanlagen sind bisher auf statischen Betrieb ausgelegt, die schwankenden Leistungen verlangen allerdings nach einem dynamischen Anlagenbetrieb.

Für die Herstellung des Methans ist die Hinzufügung von Kohlendioxid erforderlich, welches in der Regel aus Biogasanlagen und Kohlekraftwerken stammt. Als nachteilige Konsequenzen sind hier die Unterstützung der Nutzung von Kraftwerke zu nennen.

Erdgasspeicher arbeiten mit einem Druck von ungefähr 200 bar. Der Prozess der Methanisierung läuft bei nahezu atmosphärischem Druck ab, so dass vor der Speicherung im Erdgasnetz zuerst eine Kompression des Methangases zu erfolgen hat. Das höhere Druckniveau und die Speicherung bei 200 bar erfordern mehrere Kompressionsebenen und zusätzlichen Energieeinsatz, wodurch sich der Wirkungsgrad verringert. (Schnurbein, 2012)

Aus wirtschaftlicher Sicht sind die hohen Investitionskosten sowie die Gesamtkosten als negative Aspekte anzuführen. Aufgrund dieser Kosten kann der Energieträger nicht in Konkurrenz zu anderen Optionen treten. Die Technik befindet sich noch in der Entwicklungsphase, so dass noch mit vielerlei Unsicherheitsfaktoren zu rechnen ist. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten müssen durchgeführt werden, damit sich das Konzept PtG eines Tages tatsächlich für den großtechnischen Einsatz eignet.

# 8 Wirtschaftlichkeitsanalyse von PtG-Anlagen

Zu einer tragfähigen Implementierung des Power-to-Gas-Konzepts als innovative Lösung für die Langzeitspeicherung sind neben der technischen Realisierbarkeit auch wirtschaftliche Kriterien in die Überlegungen einzubeziehen. Die Parameter, die sich auf die Kostenentwicklung auswirken, sind zu ermitteln und die erforderlichen Schritte für Optimierungsmaßnahmen zu setzen. In den Analysen finden künftige Entwicklungsszenarien mit einer erneuerbaren Vollversorgung sowie die Kostenstruktur Berücksichtigung.

Der Fokus des folgenden Abschnittes liegt auf der Analyse der Kosteneinflussparameter des Methanisierungsverfahrens und ihrer Auswirkungen auf die Gesamtkosten. In den untersuchten Szenarien wird dargelegt, unter welchen Bedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage möglich ist. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden auch der derzeitige wirtschaftliche Stand der Technologie sowie die geplanten Entwicklungen bis zum Jahr 2020 aufgezeigt. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die Einflussfaktoren hinsichtlich unterschiedlicher Werte geprüft, da sich aufgrund des Entwicklungsstadiums der Technologie gewisse Unsicherheiten ergeben.

Damit die vielfältigen Nutzungsformen von erneuerbarem Methangas in der zukünftigen Versorgung mithalten können, sind zunächst Perspektiven für die wirtschaftliche Umsetzung zu erarbeiten. Die Fähigkeit von erneuerbarem Methan, Regelenergie flexibel bereitzustellen, wirkt positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Systemlösung. Eine witterungsbedingt anfallende Energieerzeugung wird als gasförmiger Energieträger gespeichert und in Zeiten größeren Bedarfs verlagert. Auf diese Weise wird eine bessere Regelbarkeit der fluktuierenden Erzeugung erreicht. In diesem Zusammenhang sind auch die rechtlichen Rahmenbedingungen in die Überlegungen einfließen zu lassen. Durch entsprechende Regelungen und die Befreiung vom Nutzungsentgelt werden sich die Marktchancen für das neue Stromspeichersystem erhöhen. Der wesentliche Beitrag auf Implementierungsweg innovative Systemtechnik stellen die rechtlichen Rahmenbedingungen dar.

Zur fortschreitenden Integration des PtG-Konzepts ist dieses auf seine technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit hin zu untersuchen. Im Folgenden werden Analysen bezüglich der Umsetzbarkeit der Lösung sowie ausgearbeitete Zukunftsszenarien vorgelegt.

## 8.1 Kostenstruktur

In künftigen Energiesystemen wird der steigende Anteil von regenerativem Strom eine wichtige Rolle spielen. Langfristig gesehen wird die Ausbaudynamik der regenerativen Erzeugungsanlagen zur Substitution von fossiler Energie durch erneuerbare Energie führen. Die Speicheroptionen sollen in der Lage sein, das anfallende Stromangebot langfristig aufzubewahren und dabei den wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Um die technische Realisierbarkeit mit der Wirtschaftlichkeit in Einklang zu bringen und den großtechnischen Einsatz vorzubereiten, müssen die erforderlichen Implementierungsschritte detailliert analysiert werden. Kernpunkt der nachfolgenden Betrachtung und Systemauswertung ist es aufzuzeigen, in welcher Weise die Marktbedingungen zu erfüllen sind.

In der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung werden die Abschnitte der Ablaufkette von der erneuerbaren Strommenge, dem Methanisierungsverfahren, der Einspeisung ins Gasnetz bis hin zur Nutzung in den unterschiedlichen Verbrauchssektoren evaluiert. Damit das PtG-Technologiekonzept erfolgreich im Markt eingeführt werden kann, sind die technischen und wirtschaftlichen Erfordernisse einer genaueren Betrachtung zu unterziehen. Bei der Kosteneinschätzung der Systemlösung wird auf Werte aus verschiedenen Studien zurückgegriffen.

Die wichtigsten Faktoren für den technischen und wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sind:

- Speicherkapazität – aufnehmbare Energiemenge
- Speicherleistung – aufgenommene Energie pro Zeiteinheit
- Energiedichte – Energiemenge bezogen auf die Volumeneinheit
- Anfahrtdauer – benötigte Zeit, um auf höchste Leistung anzufahren
- Wirkungsgrad – Verhältnis zwischen nutzbarer und zugeführter Energie
- Lebensdauer – durchschnittliche Lebenszeit der Anlage
- Investitionskosten – Kosten für den Anlagenbau und die Netzanbindung
- Standorte – räumliche Nähe zu Biogasanlagen und Anlagenparks
- Entwicklungsstadium – Maßnahmen, um die wirtschaftlichen und technischen Anforderungen zu erfüllen

Die Systemkosten der Power-to-Gas-Technologie werden vor allem durch Investitionskosten, Stromkosten und Volllaststunden beeinflussen. In den Investitionskosten sind die Stromnetzkosten, die Systemkosten der Elektrolyse, Methanisierung, Kompression, Regeltechnik, des Gasnetzes und der Kraftwerke

inkludiert. Der Hauptanteil an den Investitionskosten entfällt auf den Anlagenbau und den Netzanschluss. Der Strompreis hängt von den Entwicklungen auf dem Großhandelsmarkt ab. Bei Überschussproduktion ist das Stromnetz überlastet und der Preis am Handelsmarkt kurzzeitig niedrig.

Die Investitionskosten für Wasserstoff- und Methanherstellungsanlagen stellen für die Wirtschaftlichkeit von neuen Speichertechnologien großen Einflussfaktoren. Die Investitionskosten für größere Anlagen werden im Jahr 2020 schätzungsweise 1200 €/kW<sub>el</sub> betragen. Andere Analysen gehen von Investitionskosten zwischen 1000-2000 €/kW<sub>el</sub> aus. (Joachim Nitsch, 2012) Da sich die Technologie noch im Entwicklungsstadium befindet, ist es derzeit nicht möglich, verlässliche Aussagen über die exakten Investitionskosten zu tätigen. Bei einer fortschreitenden Verbesserung der Technologie und einem großtechnischen Einsatz kann mit einer Senkung der Investitionskosten auf 1000 €/kW<sub>el</sub> gerechnet werden. Die Zielrealisierung kann als realistisch betrachtet werden, besonders wenn es um die Investitionskosten für Anlagenbetrieb im Jahr 2030 und spätere Perioden geht. (Niklas Hartmann, 2012)

Die Elektrolyse ist ein bedeutender Verfahrensschritt im Methanisierungsprozess, daher sind auch die Investitionskosten für das Elektrolyseverfahren in die Gesamtinvestitionskosten der Methanproduktion einzubeziehen. Im Folgenden wird ein Überblick über die Kostenentwicklung von alkalischer Elektrolyse und PEM-Elektrolyse ebenso wie über Lebensdauer und Auslastungsfaktor gegeben. Die derzeit im Einsatz befindliche alkalische Elektrolyse, die mit atmosphärischem Druck arbeitet, weist Investitionskosten von 800-1500 €/kW bei einer Leistung größer als 500 kW auf. Die Investitionskosten der Druckelektrolyse liegen um 20% höher als bei der atmosphärischen Elektrolyse. Bei einer Weiterentwicklung wird mit Kosten kleiner als 500 €/kW bei einer Leistung von über 1 MW gerechnet. Durch den höheren Reifegrad der Lösung ist eine Senkung der Investitionskosten für die alkalische Elektrolyse auf 625 €/kW zu erwarten. Die Betriebsdauer einer Anlage mit Teilüberholung beträgt heute zwischen 20 und 30 Jahren, während mittelfristig mit 25-30 Jahren und langfristig mit 30 Jahren gerechnet wird. Die Kosten für die PEM-Elektrolyse liegen derzeit zwischen 2000 und 6000 €/kW bei einer Leistung von 1-10 kW. In künftigen Systeme werden die Kosten auf unter 500 €/kW bei einer Leistung von über 500 kW geschätzt. Die derzeitige Anlagenlebensdauer mit Überholung beträgt zwischen 10-20 Jahren, mittelfristig rechnet man mit 20-30 Jahren, langfristig mit 30 Jahren. Angestrebt wird eine Optimierung des Elektrolyseverfahrens ebenso wie die Anpassung des Betriebes an häufige Lastwechsel. (Niedersachsen, 2013) (Niklas Hartmann, 2012)

Die große Herausforderung bei der technischen sowie wirtschaftlichen Umsetzbarkeit einer neuen Technologie stellt die Anpassung der Elektrolyseanlage an den intermittierenden Betrieb dar. Die Leistungsschwankungen bei erneuerbarer Energie verlangen nach einem dynamischen Verhalten der Anlage. Daher ist es unabdingbar, die Systemkomponenten an den Lastwechselbetrieb anzupassen und auf die

wechselnden Anforderungen in der Nachfrage abzustimmen. Die Ergebnisse der Forschungs- und Weiterentwicklungsarbeit können zur Kommerzialisierung neuer Technologie beitragen. In der Kostenstruktur wird die Realisierung der Optimierungsmaßnahmen einen großen Nutzen bringen.

In die Investitionskosten ist auch der Kostenanteil der Verstromungsanlagen einzurechnen. Bei einem Kraftwerksbetrieb unter voller Last besteht keine Möglichkeit für den Prozessablauf der Rückverstromung. Langfristig betrachtet werden die Energieerzeugungsanlagen für die Leistungsvorhaltung im Power-to-Gas-Anlagenkonzept benötigt. Die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke betragen 700 €/kW. (Niklas Hartmann, 2012) Wenn eine Rückverstromung nur bei Spitzenleistungen erfolgt, ist kein weiterer Ausbau von Gaskraftwerken nötig. Aufgrund des hohen Kostenaufwands für den Rückumwandlungsprozess von Methan wird das Technikkonzept lediglich für die saisonale Speicherung genutzt.

Auch der Bezugspreis für den Strom, der für die Herstellung des erneuerbaren Gases benötigt wird, stellt neben den Volllaststunden einen wichtigen Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage dar. Bei einer höheren Ausnutzungsdauer steht die Anlage länger in Betrieb, was eine steigende Methanproduktion zur Folge hat. Die Betriebs- und Wartungskosten für die Anlage sind ebenfalls in die Kostenüberlegungen mit einzubeziehen. Die Kosten für Wartung und Betrieb machen 3% der jährlichen Investitionskosten aus. (Tobias Trost\*, 2011)

Auch der Systemwirkungsgrad nimmt Einfluss auf die Gesamtkosten. Der energetische Wirkungsgrad der Power-to-Gas-Technologie (Elektrolyseur ca. 75% und Methanisierer ca. 80%) wird auf 60% geschätzt. Durch die Rückverstromung in GuD-Kraftwerken kommt es zu einem Systemwirkungsgrad von ca. 36%. Der Umwandlungsverlust der Konversionstechnologie ist groß und liegt bei ca. 64%. (Dietmar Schüwer, 2010) Beim Rückverstromungsprozess von chemischen Energieträgern kommt es zu großen Wirkungsgradverlusten, weshalb sich die Technologie nicht für den Tagesspeicherbetrieb eignet. Die hohen Energieverluste wirken sich negativ auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage aus. Zukünftige Forschungsarbeiten müssen daher auf die Effizienzverbesserung fokussieren. Als Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrads bieten sich verbesserte Katalysatoren beim Elektrolyseverfahren sowie die Anpassung der Komponenten an den dynamischen Betrieb und eine Architekturverbesserung an.

Obwohl es durch die Konversionsprozesse zu größeren Energieverlusten kommt, ist die Power-to-Gas-Technologie die einzige Lösung, die sich für die langfristige Speicherung großer Mengen an erneuerbarem Strom eignet.

Der Ursprung der benötigte CO<sub>2</sub>-Quelle und ihre Einsetzbarkeit stellen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse einen bedeutenden Faktor dar. Kann man auf hochkonzentriertes CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> aus Biomasseanlagen/Upgrading von Biogas) zugreifen, lässt sich der Wirkungsgrad der Prozesskette auf 65% erhöhen. Im Zuge des Prozessablaufs wird CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung separiert und für den

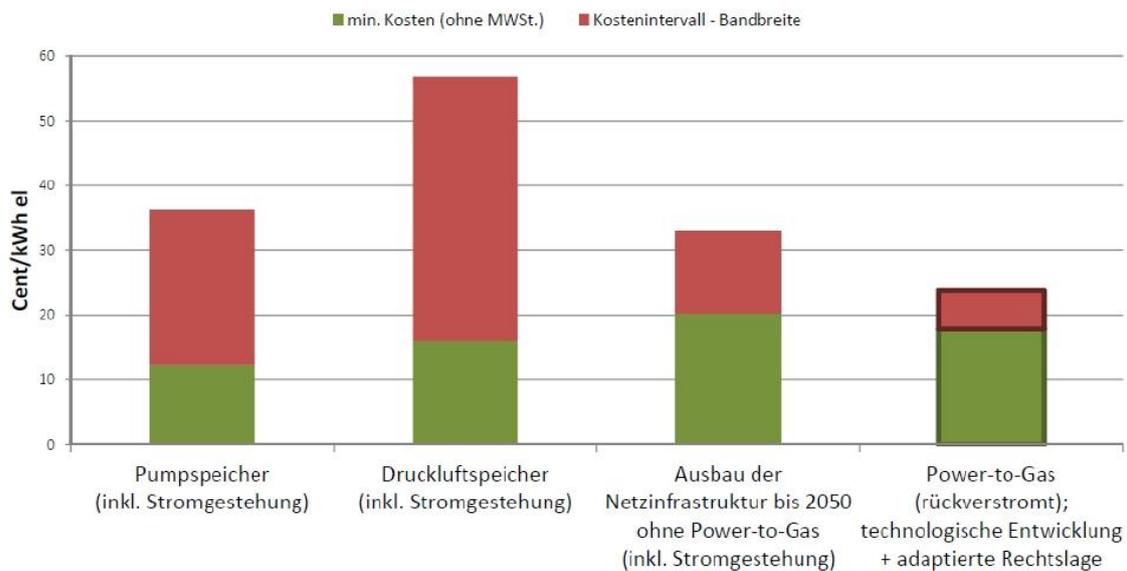
direkten Einsatz im Methanisierungsprozess bereitgestellt. Eine räumliche Nähe der Methanisierungsanlage zur Biogasanlage trägt zur Kosteneinsparung bei. Der CO<sub>2</sub>-Bezug aus Biomasseprozessen ist von dem Ausmaß der Biomasseverwendung bedingt. Bei der Nutzung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen oder aus der Luft ist der dazu nötige Energieaufwand einzurechnen, was wiederum die Gesamtkosten in die Höhe treibt. Der Systemwirkungsgrad des Methanisierungsprozesses bei der Nutzung von CO<sub>2</sub> aus der Luft beträgt ca. 55%. Der CO<sub>2</sub>-Bezugsquelle aus Biomasseprozessen ist bedingt durch das Ausmaß der Biomasse Verwendung.

Als Kostenvorteil der Power-to-Gas-Technologie erweist sich die vorhandene Erdgasinfrastruktur mit ihren ausreichenden Leitungs- und Speicherkapazitäten. Erneuerbares Methangas kann aufgrund seiner Eigenschaften im Erdgasnetz gespeichert und transportiert werden. Dadurch erspart man sich die Kosten für einen weiteren Ausbau. Nach § 118EnWG sind Wasserstoff und Methan von Entgelten für die Nutzung der Infrastruktur befreit. (Energiewirtschaftsgesetz, 2013)

In der wirtschaftlichen Analyse wird die Verwendung von Wasserstoff und erneuerbarem Methan unter zwei Gesichtspunkten betrachtet. Beide Energieträger können als Brenn- und Treibstoff, aber auch als langfristige Speichermedien verwendet werden. Beim zuletzt genannten Einsatzfeld werden die chemischen Speichersysteme mit anderen Speichertechnologien verglichen. Die Speicherkosten für Pumpspeicher liegen im Bereich von 5 bis 10 ct/kWh<sub>el</sub>, bei den derzeitigen Druckluftspeichern bis 40 ct/kWh<sub>el</sub> und bei künftigen Druckluftspeichern wird mit 23 ct/kWh<sub>el</sub> gerechnet. Mit der heutigen Technologie betragen die Kosten für Wasserstoff 25 ct/kWh<sub>el</sub>, während in Zukunft mit bis 10 ct/kWh<sub>el</sub> gerechnet wird. Die angeführten Stromspeicheroptionen werden entsprechend ihrer Betriebsweise bei Energiebedarf eingesetzt und ergänzen sich gegenseitig. Pump- und Druckluftspeicher eignen sich für den täglichen Speicherbetrieb, Wasserstoff und erneuerbares Methan für die saisonale Speicherung. (Joachim Nitsch, 2012)

Vergleicht man die Kosten miteinander, so zeigt sich, dass Methanspeichersysteme teurer kommen als die Wasserstoffspeicherung. Bei der Methanisierung ist ein zusätzlicher Prozessschritt, in dem Kohlendioxid hinzugefügt wird und mit Wasserstoff reagiert, nötig, was zu einem Kostenanstieg führt. Die Bereitstellung des für die Methanherstellung benötigten CO<sub>2</sub> erhöht den Energieverbrauch und stellt somit einen zusätzlichen Kostenfaktor dar. Dieser kann gemildert werden, wenn man vorhandene Infrastruktureinheiten nutzt. Die Kosten für die Wasserstofferzeugung hängen vom Strompreis und von der Auslastung des Elektrolyseurs ab. Der Nachteil der Wasserstofftechnologie liegt darin, dass die bestehende Infrastruktur nur bedingt genutzt werden kann. In Forschungsvorhaben werden die beiden Energieträger weiterentwickelt und optimiert, damit sie in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur regenerativen Versorgung leisten können.

In der nachfolgenden Abbildung werden die Kosten eines technologisch weiterentwickelten Power-to-Gas-Konzepts mit anderen Speicheroptionen und einem großflächigen Netzausbau verglichen.



**Abbildung 24: Kosten der Speichertechnologien im Vergleich.**

Quelle: (Linz, 2012)

Wie bereits erwähnt, sind als Haupteinsatzfelder für Wasserstoff und Methan der Verkehrssektor und der Wärmemarkt angedacht. Eine bessere Wirtschaftlichkeit wird erreicht, wenn man das gewonnene Methangas ohne Rückverstromung im Mobilitätsbereich nutzt. Dadurch reduzieren sich die Umwandlungsverluste im ersten Stadium, was sich wiederum günstig auf die Vermarktung der Technologie auswirkt. Beim derzeitigen Stand der Entwicklung ist es noch nicht möglich, einen Kostenvergleich mit fossilen Treibstoffen anzustellen. Erst nach dem Jahr 2020 sind die möglichen Vergleiche zwischen Energieträgern zu erwarten.

Die Speichertechnologie befindet sich zurzeit noch nicht auf einem konkurrenzfähigen Niveau mit anderen Produkten, da der Kostenaufwand sehr hoch ist. Aus wirtschaftlicher Sicht wird die Implementierung der Power-to-Gas-Technologie in zukünftige Energiesysteme in größerem Ausmaß erst dann zu erwarten sein, wenn es zu einer Reduzierung der Systemkosten kommt.

### 8.1.1 Maßnahmen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit der PtG-Systemtechnik zu verbessern, sind verschiedene Optimierungsschritte durchzuführen. Die Anpassung der Komponenten an die Betriebsweise, die Optimierung des Systems, Kostensenkungen und Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen bei PtG-Anlagen bieten sich an, um eine bessere Wirtschaftlichkeit zu erzielen.

Geeignete Maßnahmen zur wirtschaftlichen und technischen Realisierung des Power-to-Gas-Konzeptes sind:

- Ausbau der Demonstrationsanlagen: Das Betriebsverhalten kann unter Normalbedingungen getestet werden. Verschiedene Szenarien werden simuliert und die Ergebnisse zur Realisierung des bestmöglichen ökonomischen und technischen Anlagenbetriebs genutzt.
- Analyse der Bedarfsanforderungen in den verschiedenen Verbrauchssektoren und Bestimmung jener Zeitpunkte, wann chemisch gespeicherte Energie zum Einsatz kommt.
- Detaillierte Analyse der Wechselbeziehungen zwischen Investitionskosten, Volllaststunde, Strompreis, Wirkungsgrad und CO<sub>2</sub>

Einen wichtigen Aspekt bei der wirtschaftlichen Betrachtung des neuen Technologiekonzeptes stellen die gesetzlichen Regelungen dar. Im Energiewirtschaftsgesetz sind bereits erste Regelungen betreffend Power-to-Gas-Konzept festgelegt. Darunter findet sich eine 20-jährige Entgeltbefreiung für den Zugang für Anlagen, die ab dem 04. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden. Weitreichende Neuregelungen im Stromsteuergesetz bezüglich Steuerbefreiung für den Strom, der zur Wasserelektrolyse benötigt wird, werden die Wirtschaftlichkeit ebenfalls verbessern. (Energiewirtschaftsgesetz, 2013)

Durch die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Methangas entstehen Wärme und Sauerstoff als Nebenprodukte. Deren Verwertung in anderen Verbrauchssektoren bringt Kostenvorteile für den Gesamtprozess, da die aus dem Verkauf erzielten Erträge zur Optimierung der Kosten führen. Die bei der Methanherstellung bei einer Betriebstemperatur zwischen 200-300 °C anfallende Wärme kann zur Wärmeversorgung, in Biogasanlagen, für das Vorwärmen von Gas und auch in vielfacher anderer Weise genutzt werden. Der Sauerstoff aus der Elektrolyse findet in Klärwerken Verwendung und in Becken zur Abwasserreinigung. Im Elektrolyseverfahren entstehen pro 1 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub> etwa 0,5 m<sup>3</sup> O<sub>2</sub>. In der nachfolgenden Tabelle sind die Erlöse aus dem Verkauf von O<sub>2</sub> und Wärme dargestellt. (Gert Müller-Syring, 2013)

**Tabelle 5: Erlösbeiträge für Wärme und Sauerstoff.**

Quelle: (Gert Müller-Syring, 2013)

Erlös für Wärme aus Methanisierung		Erlös für Sauerstoff	Erlös bezogen auf H <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> -Pfad)	Erlös bezogen auf EE-CH <sub>4</sub> (EE-CH <sub>4</sub> -Pfad)
Cent/kWh	Cent/m <sup>3</sup>			
2	0,19	10	1,4	1,8
4	0,37	30	4,2	5,4

Als dritte Möglichkeit ist die Regelenergiebereitstellung zu nennen, die ebenfalls die Wirtschaftlichkeit der PtG-Technik erhöht. Über die Regelleistung wird ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage erreicht und damit entstandene Schwankungen auf dem Strommarkt ausgeglichen. Abweichungen seitens des Leistungserzeugers oder Leistungsabnehmers führen zu einem Bedarf an positiver und negativer Regelenergie. Bei der positiven Regelenergie geht es um den kurzfristig steigenden Energiebedarf. In diesem Fall ist Energie dem Netz zuzuführen. Diese stammt aus Regelleistungsanlagen (Kraftwerke, Elektrolyse). In dem Fall einer negativen Regelenergie kommt es zu Leistungsüberschüssen, so dass die Stromeinspeisung zu drosseln ist. Von dieser Situation auf dem Regelleistungsmarkt können Power-to-Gas-Anlagen profitieren. Bei Bedarf stellen die Anlagen positive Regelenergie zur Verfügung und erhalten dafür einen bestimmten Betrag. Negative Regelenergie bedingt aufgrund der Überschusskapazität einen günstigen Strombezugspreis. Beim Betrieb einer PtG-Anlage führt kostengünstiger Strom zu verringerten Gestehungskosten.

Voraussetzung für den großtechnischen Einsatz von erneuerbarem Gas mittels Power-to-Gas-Technik ist eine Reduzierung der Investitionskosten für die Anlagen. Auch mittels Subventionen kann die Wirtschaftlichkeit erhöht werden. Entscheidend ist es jedoch, das Interesse von potenziellen Investoren für diese innovative Systemlösung zu wecken. Auch rechtliche Rahmenbedingungen erhöhen die Marktchancen und wirken damit in positiver Weise auf die Wirtschaftlichkeit der PtG-Technik. Die Zusammenarbeit von Wissenschaft, Forschung, Politik und Industrie vergrößern die Einsatzchancen des Technikkonzepts.

In der Demonstrationsphase werden die wirtschaftlichen und technischen Parameter unter verschiedenen Bedingungen getestet. Nach dem Positionspapier der Strategieplattform Power to Gas wird die Markteinführung des PtG-Systems ab 2017 erwartet, bis 2022 soll eine Leistung von 1000 MW erbracht werden. Die Investitionskosten für die Umsetzung von 1000 MW betragen 1,7 Mrd. Euro. In den Anlagen werden 2-4 TWh erneuerbarer Strom aufgenommen und zwischen 100 und 200 Mio. m<sup>3</sup> erneuerbares Methan hergestellt. Dieses Szenario ist in der folgenden Abbildung wiedergegeben. (Deutsche Energie-Agentur, 2013)

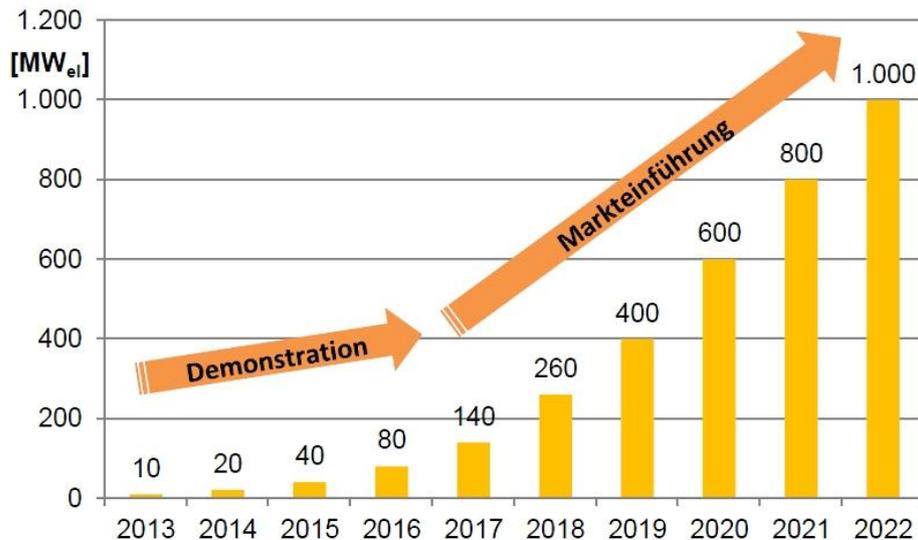


Abbildung 25: Kapazitäten bei Power-to-Gas Anlage im Zeitablauf.

Quelle: (Deutsche Energie-Agentur, 2013)

Die Implementierung der Maßnahmen für die Wirtschaftlichkeitsverbesserung, Systemoptimierungspotenziale und Erfüllung der Bedingungen für großindustriellen Markteintritt können flexible und tragfähige Integration der Systemlösung beitragen.

## 8.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die langfristige Zielsetzung liegt in der Umstellung der Energiestruktur auf erneuerbare Energie. Auf die Energiewirtschaft kommen daher im regenerativen Zeitalter neue Aufgaben zu. Die Schaffung von rechtlichen Rahmenbedingungen für PtG-Anlagen ist ein maßgeblicher Faktor für die Systemintegration. Gesetzliche Regulierungen bringen auch Vorteile in Bezug auf die Kostenstruktur.

Im novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus dem Jahr 2011 wurden erste rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Gas festgeschrieben. Die Erzeugung und Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methangas werden im Energiewirtschaftsgesetz und in darauf basierenden Verordnungen geregelt. Förderregelungen für die Speichergasverwendung und finanzielle Anreize fehlen jedoch noch.

Nach EnWG §118 Abs. 6 S. 1 gilt die Netzentgeltbefreiung für das Betreiben einer Anlage zur Zwischenspeicherung der Energie innerhalb eines Zeitraums von 20 Jahren. Die Befreiung von den Netzentgelten betrifft sowohl die Nutzung von erneuerbarem Gas für andere Zwecke als auch für die Rückverstromung. (Energiewirtschaftsgesetz, 2013)

Erneuerbares Methangas und Wasserstoff sind bei der Einspeisung ins Gasnetz ebenso von Einspeiseentgelten befreit. Nach der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) gelten die privilegierten Regelungen für die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz. Unter diese Verordnungen fallen auch Wasserstoff und Methan. Der Netzbetreiber ist bei der Einspeisung von erneuerbarem Gas ins Gasnetz dazu verpflichtet, die Anlage an das Netz umgehend anzuschließen, die Einspeisekapazität zu gewährleisten und Gas durch die Gasleitungen zu transportieren. Nach § 20a GasNEV kommt den Biogas-Einspeisern ein pauschales Entgelt von 0,7 ct/kWh für die vermiedenen Netzkosten für Zeitraum von zehn Jahren ab der Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Über die Regelenergiemarkterlöse und die Teilnahme am Markt existieren keine Sonderregelungen für die Anlagen, in jedem einzelnen Fall wird die Teilnahme und Wirtschaftlichkeit durchgeprüft. (Bredow, 2011)

Im Energiewirtschaftsgesetz wurde die Biogasdefinition um die Begriffe Wasserstoff und Methan erweitert. Als Voraussetzung gilt, dass Wasserstoff und Methan überwiegend aus erneuerbarer Energie erzeugt werden und der Anteil des verwendeten Stroms und CO<sub>2</sub> nach Gesetzgebung mindestens 80% beträgt. Die privilegierten Richtlinien für Biogas gelten gemäß GasNZV und GasNEV auch für regenerativ erzeugten Wasserstoff und regenerativ erzeugtes Methan. Die Definition von Biogas wurde erweitert und der Begriff Speichergas in das novellierte EEG eingeführt. Nach § 3 Nummer 9a EEG 2012 ist Speichergas definiert als „jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“. (Bredow, 2011)

§ 16 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012 bezieht sich auf die Bestimmungen zur Abnahme und Vergütung von Strom aus Anlagen auch in dem Fall, dass der Strom von der Einspeisung im Netz zwischengespeichert wird. Die während der Erzeugung, der Speicherung, der Verteilung und der Verstromung von Wasserstoff entstandenen Umwandlungsverluste sind vom Anlagenbetreiber zu tragen. Ist die erneuerbare Energie mit Speichergas gemischt, geht dies gemäß § 16 Abs. 2 Satz 4 EEG 2012 ebenfalls zulasten des Anlagenbetreibers. Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG gilt für eine Speichertechnologie mittels Elektrolyseverfahren eine Steuerbefreiung für den bezogenen Strom. Die Regelungen zur Netzanschlusstechnik finden sich in § 33 Gas-NZV in den Absätzen 4 bis 7. (Bredow, 2011)

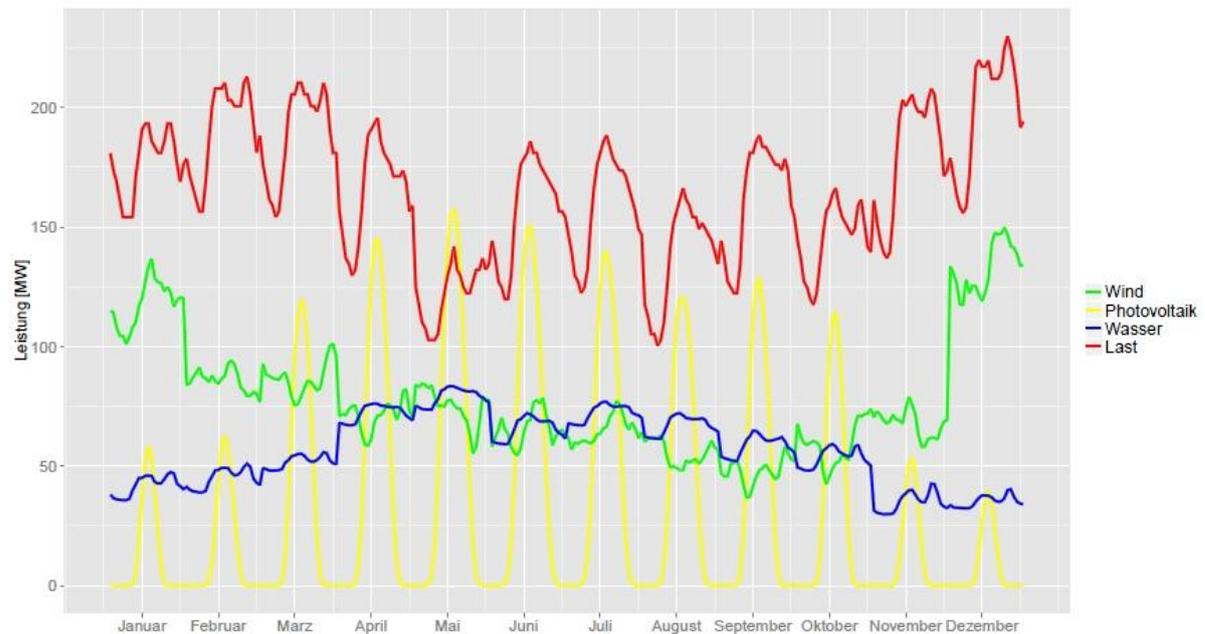
In Österreich gibt es noch keine Anlage zur Methanherzeugung, da die Zusammensetzung des Methangases nicht den Anforderungen an die Gasqualität gemäß den ÖVGW-Richtlinien G31 und G33 entspricht. Vom rechtlichen Standpunkt aus betrachtet sind die Kostenfaktoren über den Produktionsablauf bis zur Nutzung des Methangases wie Stromnutzungsentgelte, Elektrizitätsabgabe, Ökostrompauschale und Förderbeitrag, Erdgasabgabe, Gebrauchsabgabe und Gas-Systemnutzungsentgelte einzubeziehen. (Kathrin De Bruyn, n.d.)

Die Situation in Deutschland gestaltet sich in dieser Hinsicht anders, da die Grenzwerte nach den DVGW-Richtlinien G260 und G262 erfüllt sind. Auch wurde in Deutschland bereits ein Rechtsrahmen für PtG-Anlagen geschaffen, der zur Gleichstellung von erneuerbarem Methangas mit Biogas sowie zur Freistellung von Stromnetz- und Einspeiseentgelten geführt hat. Die Faktoren EEG-Umlage, KWK-Abgabe, Stromsteuer, Energiesteuer und Konzessionsabgabe sind in die Kosten einzubeziehen. Die PtG-Stromspeichertechnologie sollte auch in Österreich in Überlegung eibezogen, da Methangas Verkehrs- und Wärmesektor erneuerbar versorgen kann. Die gesetzlichen Regelungen sind unabdingbar auf dem Weg zum Markteintritt. (Kathrin De Bruyn, n.d.)

### **8.3 Szenarienanalyse**

Der folgende Abschnitt beschäftigt sich mit den Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit des Systems. Um die Praktikabilität der innovativen Speichersystemlösung Power-to-Gas aufzuzeigen, sollen unterschiedliche Szenarienanalysen und Kostenauswertungen durchgeführt werden. Die Fluktuationscharakteristik erneuerbarer Stromangebote wird anhand von Beispielen erklärt. Die stündlichen Leistungsüberschüsse werden in Bezug zur stündlichen Last dargestellt. In den Kostenszenarien werden die Einflussparameter unter verschiedenen Aspekten analysiert und bewertet. In der Sensitivitätsanalyse werden die variierten Einflussparameter in Bezug auf die Kosten dargestellt.

Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht die installierte Leistung der Windkraft, der Photovoltaik und der Wasserkraft mit einem variierenden Anteil der angeführten Energieträger. Die Leistungseinspeisung und die Last sind im Modell auf Basis der stündlichen Auflösung dargestellt. Fluktuierende Charakteristiken der erneuerbaren Stromerzeugung sind in der Abbildung 26 bemerkbar.



**Abbildung 26: Stündliche Leistungseinspeisung aus Wind, Photovoltaik und Wasser im Bezug zur Last**

Die Schwankungen der erneuerbaren Energie fallen wetterbedingt unterschiedlich aus und sind nicht mit dem Verbrauch abgestimmt. Auch die räumliche Verteilung weist große Unterschiede aus. Die Schwankungen bei Windkraft differieren von Monat zu Monat. Im Januar und im Dezember wird deutlich mehr Leistung erbracht als in den anderen Monaten. Die Schwankungen der Solarenergie sind im Laufe des Tages bemerkbar. In der Nacht kommt zur keinen Energieerzeugung. Auch bestehen große Unterschiede in der Erzeugung zwischen Sommer- und Wintermonaten. Im Mai tritt häufig eine Überschussproduktion auf, während die Photovoltaik im Dezember lediglich ein Unterangebot liefert. Auch bei der Wasserenergie zeigen sich Unterschiede in den Einspeisungen. Allerdings erweisen sich die Schwankungen im Vergleich zu Wind- und Solarenergie als weniger ausgeprägt. Im April und im Mai liegt die Einspeiseleistung deutlich höher als in den anderen Monaten. Die Last zeichnet sich durch einen fluktuierenden Verlauf aus, besonders bei der Betrachtung auf Monatsebene. Im Mai kommt zum geringeren Energieverbrauch, während im Dezember erreicht er seinen Höchstwert. Abweichungen nehmen mit dem steigenden Anteil an erneuerbarem Energiemix künftig noch weiter zu. Die stündlichen Einspeisungen während des Jahres geben einen detaillierten Einblick in die Erzeugungscharakteristiken der erneuerbaren Energieträger.

Die Erzeugungsleistungen von erneuerbarer Energie sind aufsummiert und in der Abbildung 27 im Verhältnis zum Lastverlauf dargestellt. Wenn die Erzeugungsleistung die Last übersteigt, kommt es zu Energieüberschüssen. Ein Unterangebot an Energie liegt hingegen in den Monaten Februar, November und Dezember vor. Auch hier ist es erforderlich, die verbleibende Last abzudecken. Der Verlagerungsbedarf von Leistungsspitzen in Lastzeiten ist aus der Abbildung 27

erkennbar. Durch den Einsatz von optimalen Speicherkapazitäten kann ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erzielt werden.

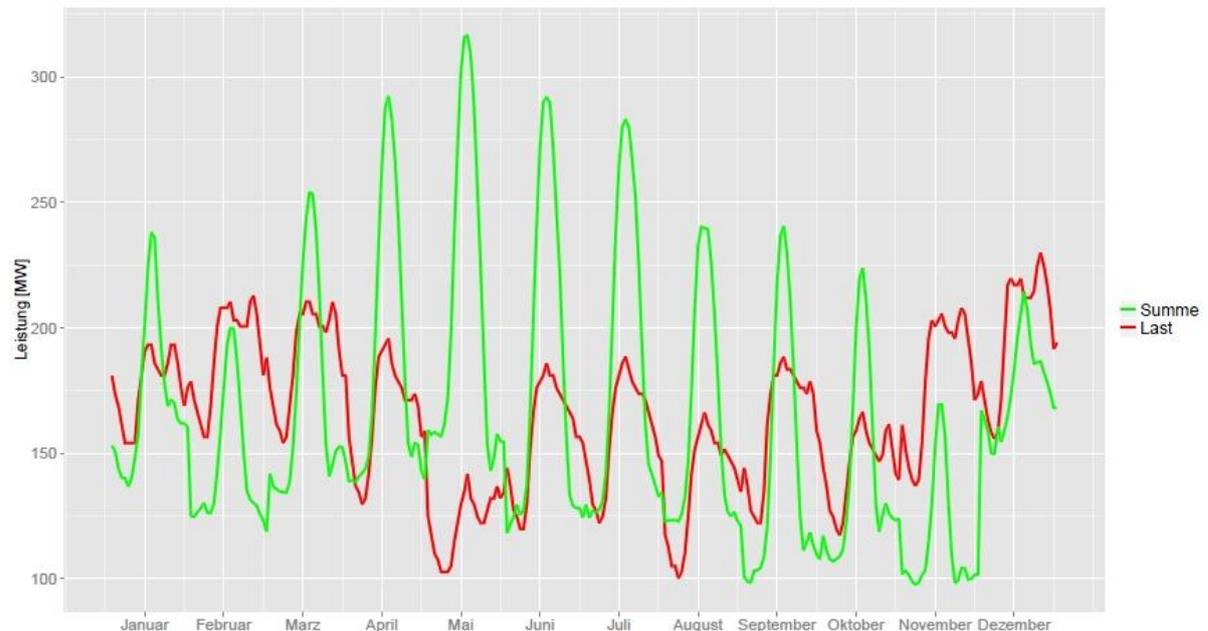


Abbildung 27: Korrelation zwischen der Last und der Summe erneuerbaren Energieträger

Ohne passendes Stromspeichersystem bleiben die Überschüsse an erneuerbarer Energie ungenutzt. Dort, wo die regenerativen Stromangebote die Last übersteigen, liegt ein großer Bedarf an Energiespeichern vor. Künftige Speicher sollten daher eine hohe Speicherkapazität und eine hohe Leistung aufweisen. Mittels des Technologiekonzepts Power-to-Gas kann die überschüssige Energie aus Wind, Photovoltaik und Wasser für die Methanherstellung verwendet werden. In einem regenerativen Zeitalter werden Energiespeicher damit zur tragenden Säule.

Die Speicherkosten für Methan werden anhand der folgenden Formel berechnet. Die Betriebs- und Wartungskosten sind als Anteil an den Investitionskosten gegeben. Nach Sterner und Trost betragen die Betriebs- und Wartungskosten drei Prozent der Investitionskosten. Für den Strombezugspreis werden 2 ct/kWh, für den Zinssatz 6% und für die Lebensdauer 20 Jahre angenommen. (Tobias Trost\*, 2011)

Speicherkosten

$$C = \frac{\frac{IK * \alpha + CBW}{T} + CE}{\eta} \left[ \frac{\text{cent}}{\text{kWh}} \right]$$

C Speicherkosten gesamt

IK Investitionskosten

$\alpha$	Annuitätenfaktor
$C_{BW}$	Betriebs- und Wartungskosten
T	Volllaststunden
CE	Variable Kosten (für Strom)
$\eta$	Wirkungsgrad

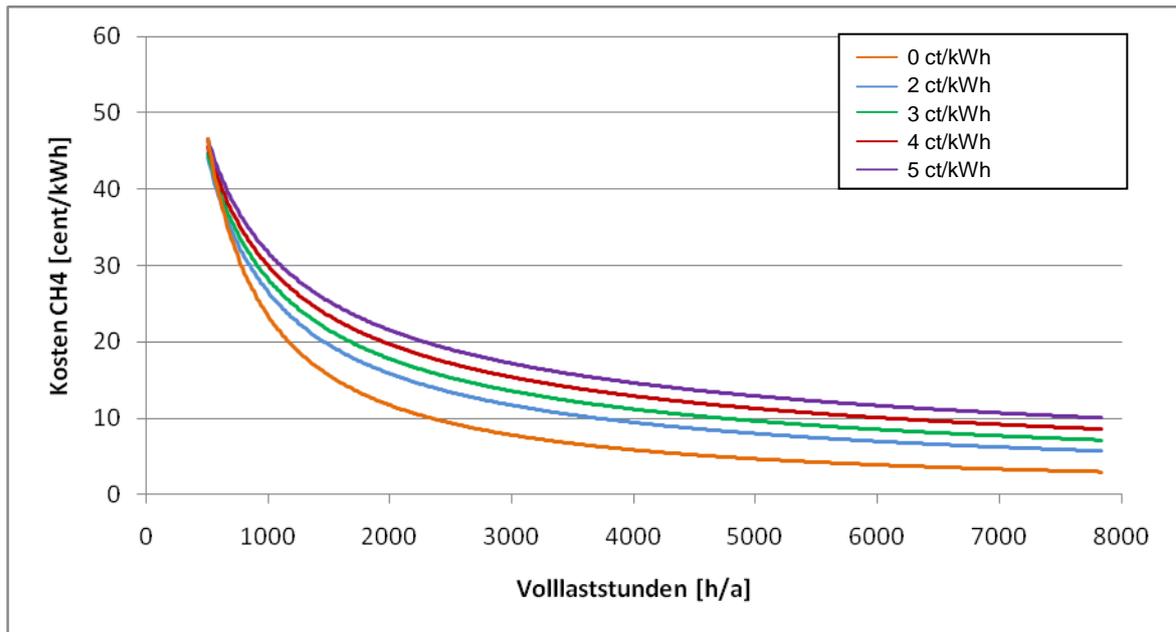
Tabelle 6: Kostenschätzung für erneuerbares und rückverstromtes Methangas

	Einheiten	2010-ohne Rückver.	2020-ohne Rückver.	2020-mit Rückver.
<b>Investitionskosten</b>	[€/kW <sub>el</sub> ]	2500	1200	1200
<b>Lebensdauer</b>	[a]	~20	~20	~20
<b>Zinssatz</b>	[%]	6%	6%	6%
<b>Annuität</b>	[€/kW <sub>el</sub> /a]	218	105	105
<b>Betriebs- und Wartungskosten</b>	[€/kW <sub>el</sub> /a]	75 (3% von IK)	36 (3% von IK)	36 (3% von IK)
<b>Volllaststunden</b>	[h]	1000	3000	3000
<b>Wirkungsgrad</b>	[%]	0,5	0,65	0,36-0,45
<b>Strombezugskosten</b>	[€/kW <sub>el</sub> ]	0,02	0,02	0,02
<b>Kosten für Methan</b>	[€/kW <sub>el</sub> ]	0,625	0,102	0,18-0,14

In den folgenden Abbildungen werden die wichtigsten Einflussgrößen auf die Kostenentwicklung dargestellt. Unter den analysierten Parametern finden sich die Strombezugskosten, der Wirkungsgrad, die Investitionskosten und die Volllaststunden. Da sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase befindet, fehlen Erfahrungswerte aus dem großtechnischen Einsatz. Aufgrund der Unsicherheitsfaktoren in den Prognosedaten werden die Parameter unter verschiedenen Werten simuliert. Die variierenden Parameter in Bezug auf die Kosten veranschaulichen, unter welchen Bedingungen ein wirtschaftlicher Methaneinsatz zu erwarten ist.

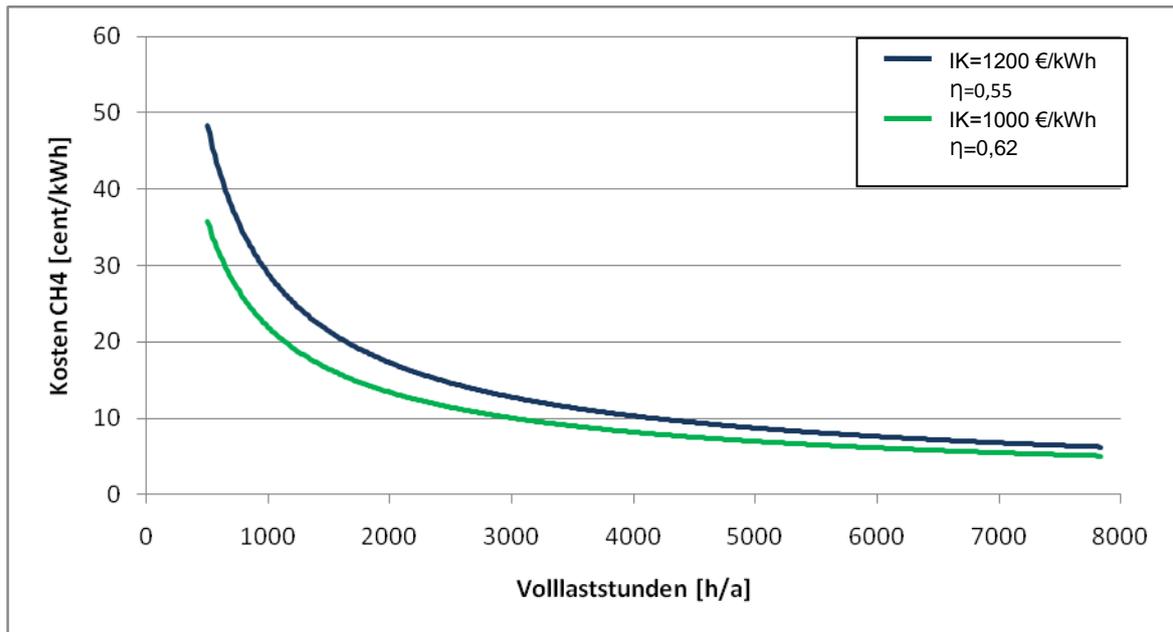
Die Aufgabe besteht darin, Möglichkeiten zur Kostenreduzierung zu identifizieren und Weiterentwicklungsmaßnahmen voranzutreiben. Die Einflussparameter werden auf ihre Variabilität geprüft und die Auswirkungen auf die Kosten analysiert. Mittelfristige sowie langfristige Prognosen gehen von einer Senkung der Investitionskosten und einer Steigerung des Wirkungsgrades und der Volllaststunden aus.

Die Auswirkungen des Strombezugspreises auf die Methankosten sind in der folgenden Abbildung grafisch dargestellt.



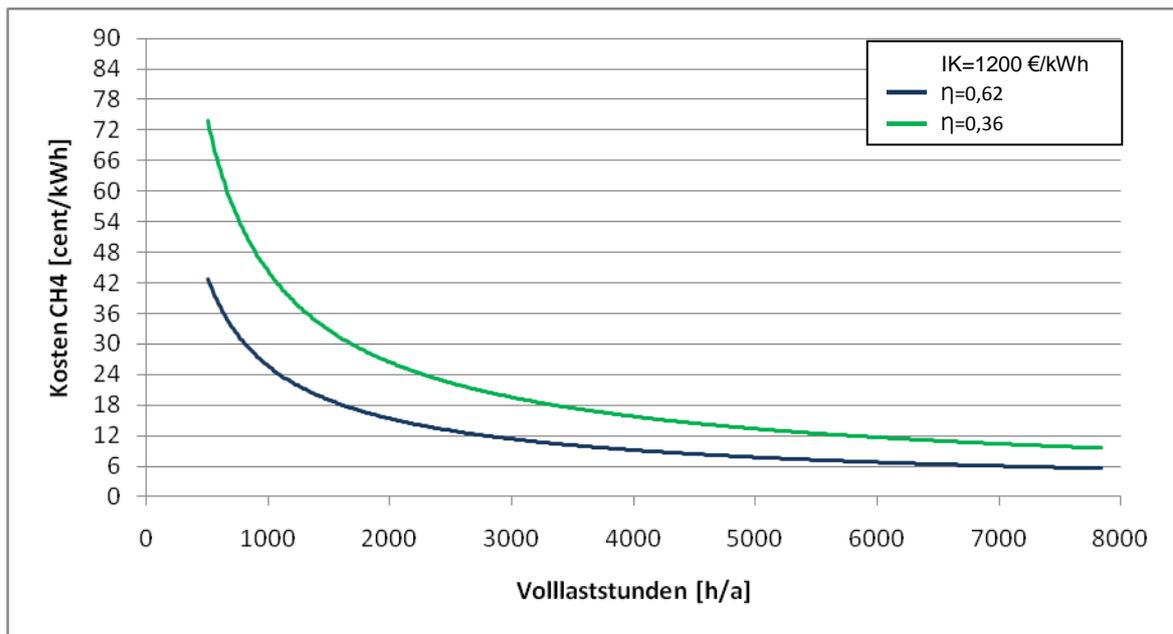
**Abbildung 28: Speicherkosten für Methan in Relation zu den Strombezugskosten**

In der Kostenprognose für synthetisches Methangas sind die Strombezugskosten innerhalb der Spanne von 0 ct/kWh bis 5 ct/kWh einbezogen. Die Investitionskosten betragen 1200 €/kWh, der Wirkungsgrad beträgt 55%. Bei der Verringerung der Kosten kommt auch zu niedrigen Methankosten. Wenn die Strombezugskosten auf dem Wert Null liegen, sind die Methankosten am niedrigsten, bei einem Wert von 5 ct/kWh sind sie am höchsten. Mit der Zunahme der Arbeitsstunden der Anlage verringert sich der Unterschied zwischen Strombezugskosten. In den weiteren Analysen für den Stromeinkauf wird ein Wert von 2 ct/kWh angenommen. Die folgende Abbildung zeigt die mittelfristige und die langfristige Perspektive für die Investitionskosten und den Wirkungsgrad in Bezug auf die Methankosten. (Joachim Nitsch, 2012) (Sterner, 2012)



**Abbildung 29: Speicherkosten für Methan in Relation zum Wirkungsgrad und zu den Investitionskosten**

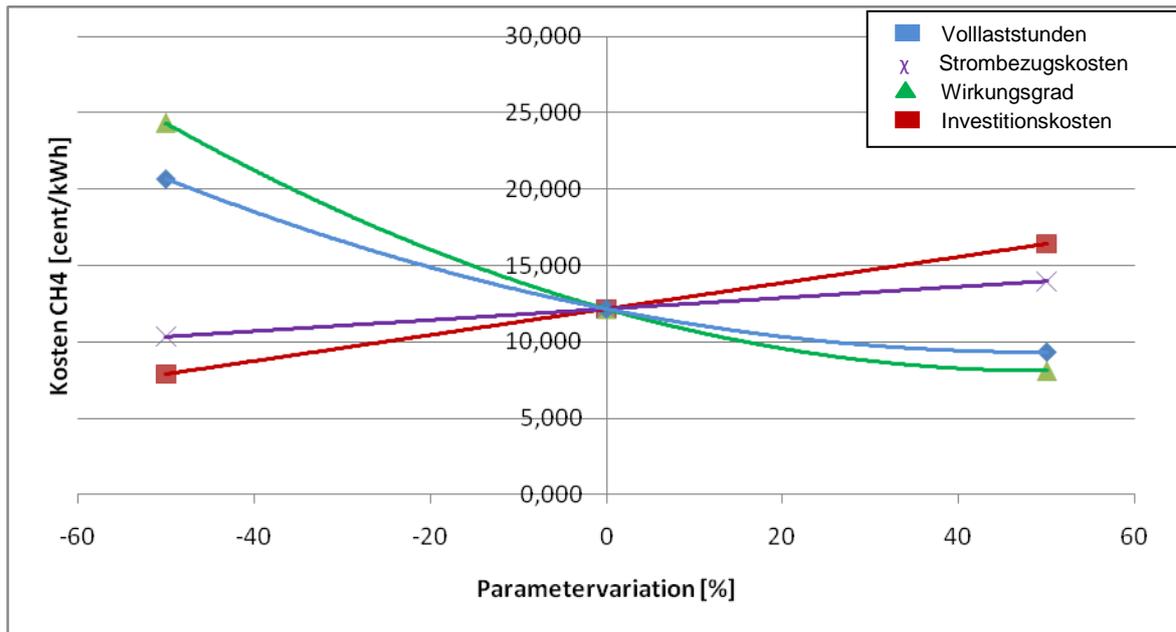
Die geplanten Investitionskosten für die Anlagen im Jahr 2020 betragen 1200 €/kW<sub>el</sub>. Mit der Umsetzung und Vermarktung der Technologie wird eine Senkung der Investitionskosten auf 1000 €/kW<sub>el</sub> erwartet. Mit der weiteren technischen Entwicklung und Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen wird auch mit einer Steigerung des Wirkungsgrades gerechnet. Bei γ-Anlagen geht man von einem Nutzungsgrad von ca. 62% aus. In den Analysen wird daher der Wirkungsgrad mit 62% angenommen. Bei geringerer Arbeitsstundenzahl der Anlage fallen die Kosten höher aus, bei steigender Volllaststundenzahl sinken sie deutlich ab. Der Unterschied zwischen den Investitionskosten und dem Wirkungsgrad wird mit den höheren Volllaststunden geringer. Die folgende Abbildung 30 zeigt die Kostenentwicklung bei der direkten Nutzung des synthetischen Methangases und bei rückverstromtem Methan. (Rieke, 2010) (Joachim Nitsch, 2012)



**Abbildung 30: Speicherkosten für Methan mit und ohne Rückverstromung**

Der Kostenunterschied zwischen direktem und rückverstromtem Methangas wird aus der Abbildung ersichtlich. Bei rückverstromtem Methan ( $\eta=36\%$ ) und geringen Volllaststunden bewegen sich die Kosten in einem hohen Bereich. Durch den Umwandlungsprozess kommt es zu beträchtlichen Energieverlusten und dadurch zu einer verminderten Effizienz der Technologie. Der geringere Wirkungsgrad hat großen Einfluss auf die Methankosten. Mit der steigenden Auslastung der Anlagen verringert sich der Kostenunterschied zwischen dem Wirkungsgrad des erneuerbaren Methangases und des rückverstromten Gases. Sobald die Technologie in ausgereifterer Form vorliegt, erwartet man eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades. (Niklas Hartmann, 2012)

In der Abbildung zeigt sich der starke Einfluss der Volllaststunden auf die Kostenentwicklung des Methans. Wenn die Auslastung der Anlage unter 2000 h/a liegt, weisen die Methankosten merklich höhere Werte auf. Im Bereich zwischen 3000 h/a und 4000 h/a fallen die Kosten deutlich ab, wie aus der Abflachung der Kurve hervorgeht. Für den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage ist eine Auslastung ab 3500 h/a interessant.



**Abbildung 31: Sensitivitätsanalyse des Einflusses von Volllaststunden, Strombezugskosten, Wirkungsgrad und Investitionskosten**

Die Variabilität der Einflussparameter im Bezug zu den Methankosten wurde in der Sensitivitätsanalyse untersucht. Die analysierten Einflussgrößen sind Volllaststunden, Strombezugskosten, Wirkungsgrad und Investitionskosten. In der Sensitivitätsanalyse werden die Parameter innerhalb einer Spanne von plus bis minus 50% moduliert. Durch Veränderungen der Einflussparameter werden die Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb geprüft. Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht, dass der Wirkungsgrad den größten Einfluss auf die Methankosten hat, gefolgt von den Volllaststunden, den Investitionskosten und den Strombezugskosten. Die Erhöhung des Wirkungsgrades und die Erzielung höherer Volllaststunden stellen wichtige Schritte zur Realisierung eines wirtschaftlichen Betriebes der Anlage dar. Die Wechselbeziehung zwischen den Kostenkomponenten wird mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse verdeutlicht.

### 8.3.1 Entwicklungsszenarien

Um die verschiedenen Fälle der Kostenentwicklung detailliert zu analysieren, werden in den folgenden Abbildungen drei Szenarien dargestellt. Erste Abbildung zeigt die Kostenentwicklung in verschiedenen Situationen für erneuerbares Methangas und die zweite für rückverstromtes Methan. Die erste Variante (blaue Linie) in der Abbildung 32 stellt eine optimistische Situation dar, in der folgenden Werte angenommen werden: Investitionskosten 900 €/kWh, Strombezugskosten 0,02 €/kWh und Wirkungsgrad 65%. Die zweite Variante (grüne Linie) stellt eine mittelfristige Situation mit Investitionskosten von 1200 €/kWh, Strombezugskosten 0,03 €/kWh und dem Wirkungsgrad von 32% dar. Die dritte Variante (rote Linie) ist eine kritische Situation mit Investitionskosten von 2800 €/kWh, Strombezugskosten 0,05 €/kWh und dem Wirkungsgrad von 55%. Wenn die Anlage bei der ersten Variante 3000 Jahresarbeitsstunden betrieben wird, werden die Kosten für CH<sub>4</sub> 8,48 ct/kWh betragen. In der anderen Variante muss die Anlage 6200 Arbeitsstunden in dem Jahr betrieben werden, um auf die Kosten von 8,4 ct/kWh zu kommen. Ab 4500 Volllaststunden der Anlage liegen die Kosten der optimistischen und mittelfristigen Variante unter 10 ct/kWh. In der Abbildung ist erkennen, dass mit der ansteigenden Anlagenauslastung der Kostenunterschied zwischen der ersten und der zweiten Variante geringer wird. Für das erneuerbare Methangas und seine Kostenentwicklung spielen die Jahresarbeitsstunden der Anlagen eine sehr wichtige Rolle. Die Kosten für erneuerbares Methangas können für den Verkehrssektor interessant sein. Da kann Methangas ohne Rückverstromung für Fahrzeuge mit Gasantrieb direkt als Treibstoff genützt werden. Die letzte Variante zeigt sich in allen Fällen als unrentabel, weshalb keine Marktchance gegeben ist. Um das Methangas im Erdgasnetz zu speichern und als Langzeitspeichersystem zu betrachten, bedarf es einen zusätzlichen Prozesses, nämlich die Rückverstromung einzukalkulieren. Die Abbildung 32 veranschaulicht die Kostenanalyse für rückverstromtes Methan.

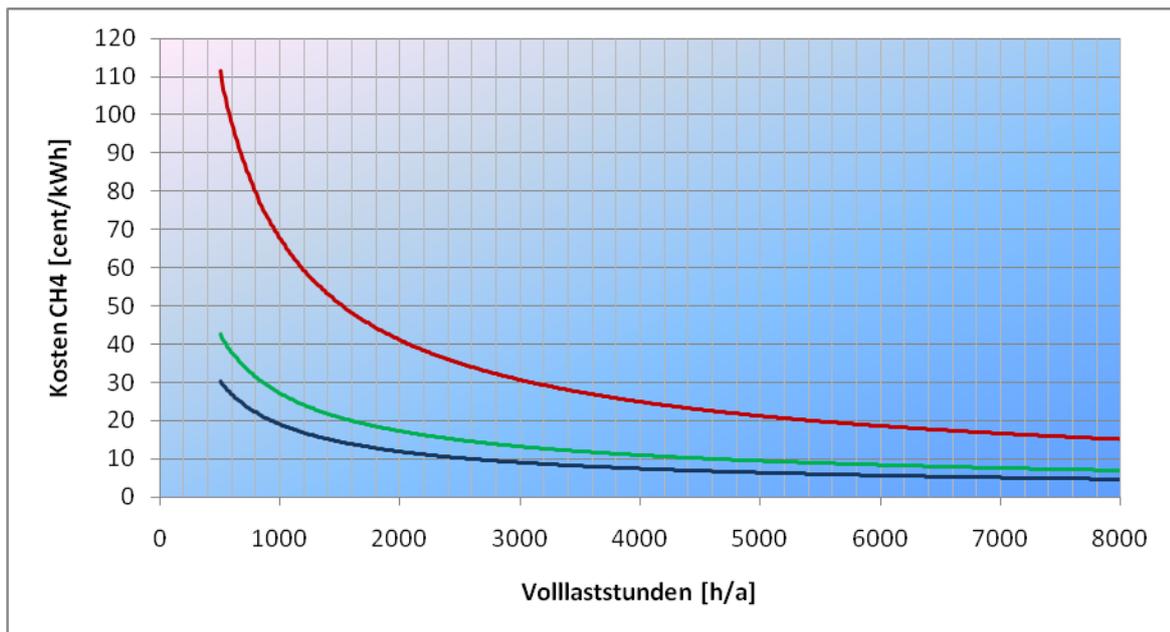


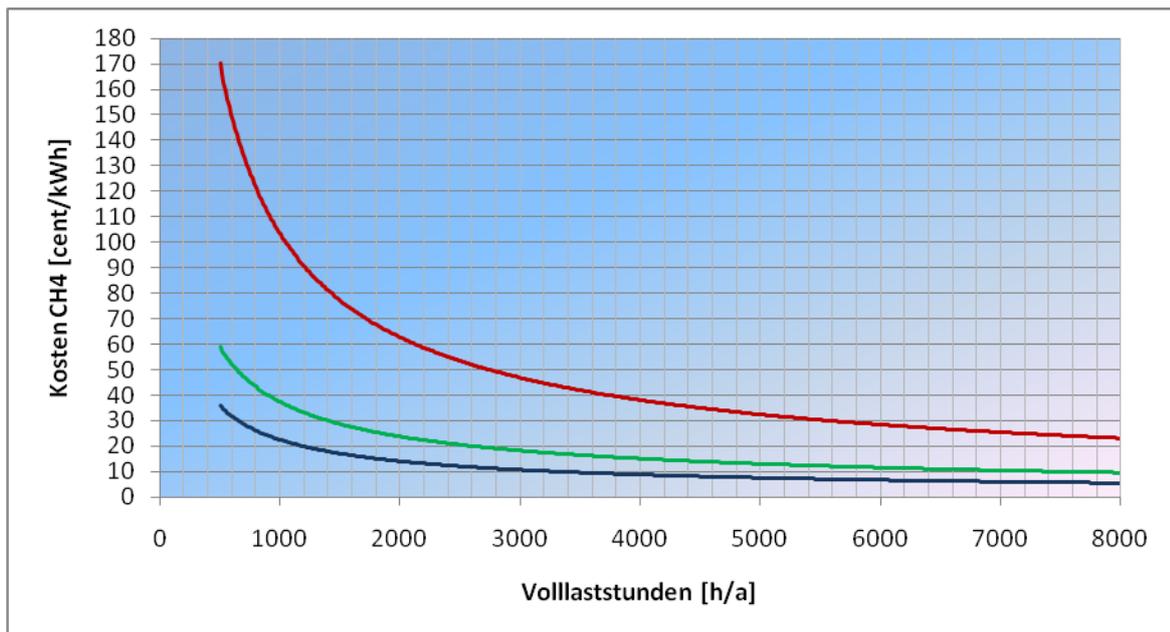
Abbildung 32: Kostenentwicklung für erneuerbares Methangas

Tabelle 7: Variation der Kosteneinflussparameter

	VLH	$\eta$	$\alpha$	$\eta-\alpha$
	5000	0,65	0,07264	0,65-0,07264
Kosten CH4	9,374	8,942	8,812	8,405

Annahme:  $IK=1200 \text{ €/kWh}$ ,  $\eta=62\%$ ,  $C_e=0,03 \text{ €/kWh}$  und  $LD=20a$

Die Tabelle zeigt, wie sich die Änderung von Wirkungsgrad und Annuitätenfaktor auf die Kostenentwicklung auswirken kann. Bei der Erhöhung des Wirkungsgrades von 62% auf 65% führt es zur Senkung der Kosten. Im nächsten Schritt wird gezeigt, wie sich die Kosten durch Erhöhung der Lebensdauer reduzieren. Wenn die beiden Parameter angenommen (erhöhter Wirkungsgrad und steigende Lebensdauer) kommt zur deutlichen Kostenreduzierung.



**Abbildung 33: Kostenentwicklung für rückverströmtes Methan**

In der Abbildung 33 werden wieder drei Varianten analysiert. Die Werte bleiben gleich außer bei dem Wirkungsgrad, der in optimistischer Variante 55%, mittelfristige 45% und in kritischer 36% beträgt. Durch den Umwandlungsprozess kommt es zur signifikanten Steigerung der Kosten. Wenn die Anlage in der optimistischen Variante 4000 Jahresstunden betrieben wird, können die Kosten von 8,4 ct/kWh erzielt werden. Bei der mittelfristigen Variante liegen die Kosten trotz erhöhten Volllaststunden über 10 ct/kWh. Der mögliche Weg, um Kosten zu reduzieren, ist die Senkung der Investitionskosten und Steigerung des Wirkungsgrades.

# 9 Zusammenfassung

Aus Klimaschutzgründen, aufgrund begrenzter fossiler Energieträger und um Importunabhängigkeit zu erreichen, kommt erneuerbaren Energiequellen in zukünftigen Energiesystemen eine bedeutende Rolle zu. In den kommenden Jahrzehnten wird mit einer starken Zunahme des Anteils von erneuerbarer Energie innerhalb der Energiesysteme gerechnet. Mit der steigenden Ausbaudynamik der erneuerbaren Energieanlagen sind Leistungsüberschüsse bei einer hohen Verfügbarkeit an erneuerbarer Energie sowie Strommangelsituationen bei Unterproduktion verbunden. Um das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen, muss auf Kurzzeitspeicher, aber auch auf Langzeitspeicher mit hoher Kapazität und Leistung zurückgegriffen werden.

Die neue Art der Energieversorgung führt zu Herausforderungen, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit ausgearbeitet und dargestellt worden sind. So wurden die Anforderungsbedingungen für eine optimale Integration der fluktuierenden Einspeisung von erneuerbarer Energie in das Energiesystem erläutert. Als die versprechende Systemlösung für die Langzeitspeicherung der Leistungsüberschüsse wurde das Power-to-Gas-Konzept identifiziert. Durch diese Technologie kann die wetterbedingte variierende Erzeugung an den schwankenden Verbrauch angepasst werden.

Um die wirtschaftlichen und technischen Perspektiven der neuen Systemtechnik aufzuzeigen, muss zunächst eine Analyse der entsprechenden Parameter vorgenommen werden. Für die tragfähige Umsetzung ist die Schaffung von geeigneten technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unabdingbar.

Die anderen im Rahmen dieser Arbeit angeführten Speichertechnologien weisen im Vergleich zum PtG-Speichersystem einen höheren Wirkungsgrad und niedrigeren Kosten auf. Die anderen Technologien sind bereits ausgereift und großtechnisch erprobt, während die PtG-Technik eine junge Technik ist, die erst in Demo-Anlagen für den industriellen Einsatz getestet wird. Allerdings reichen die Speicherkapazitäten der anderen Speicheroptionen nicht für große Energiemengen aus.

Die Vorteile der neuen Speichertechnologie liegen in der hohen Energiedichte, im hohen Speicherpotenzial und in der Speicherkapazität. Die unbegrenzte Nutzung der vorhandenen Transport- und Speicherkapazität des Erdgasnetzes erleichtert den Einsatz von Methangas und erspart die Infrastrukturausbaukosten. Die Integration des wachsenden Anteils an erneuerbarer Energie in die Versorgungsstruktur wird über langfristige Speicherungstechniken sichergestellt und die fluktuierende Erzeugung geglättet. Die technischen Perspektiven des Konzepts sowie die weiteren

Optimierungs- und Entwicklungsbedarf wurden im Zuge dieser Arbeit ebenfalls dargestellt.

Die Beurteilung der wirtschaftlichen Kriterien zeigt, dass bei der PtG-Technologie durchaus Kostensenkungs- und Optimierungspotenziale bestehen sind. Dadurch lässt sich die Wirtschaftlichkeit des Systems signifikant verbessern. Die zusätzlichen Erlöse können den wirtschaftlichen Einsatz des Methangases begünstigen. Die Verkaufserlöse aus der bei der Methanisierungsreaktion anfallenden Abwärme, von O<sub>2</sub> aus der Elektrolyse und aus der Regelenergievermarktung führen zu einer weiteren Kostenreduzierung. Die Kostenentwicklung des erneuerbaren Methans in dem Zeitablauf wird sich auf seinen Marktanteilszuwachs auswirken. Angepasste Rechtsrahmen, die Schaffung von Investitionsanreizen, die Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen und die Realisierung von Kosteneinsparungspotenzialen können die Möglichkeit für erfolgreiche Marktintegration vorbereiten.

Der größte Teil der Kosten entsteht bei der Methanisierung aufgrund des geringeren Wirkungsgrades und der geringeren Arbeitsstunden der Anlage. Mit einer Steigerung der Anlagenarbeitsstunden werden die Gestehungskosten deutlich reduziert. Zu den größten energetischen Verlusten kommt es im Zuge der Elektrolysereaktion, des Methanisierungsprozesses und der anschließenden Rückverstromung des Methangases. Durch die energieaufwendigen Reaktionen verringert sich der Systemwirkungsgrad.

Durchführung der Forschungsprojekte und der Verbesserungsmaßnahmen bei den angeführten Verfahren erhöhen die Chancen der neuen Technik auf dem Markt. Die wichtigsten Aufgaben bei den Elektrolyseanlagen sind die Anpassung des Betriebes an den intermittierenden Leistungseintrag und die Verbesserung der Energieeffizienz, wodurch sich die Gestehungskosten verringern. Mittels der genannten Marktstrategien können die Erwartungen und die künftigen Einsatzmöglichkeiten für die Technologie eruiert werden.

Angepasste gesetzliche Rahmenbedingungen erleichtern der PtG-Technologie ebenfalls die Etablierung am Markt. Die Freistellung von der Stromsteuer für den bei der Elektrolyse benötigten Strom (§ 9a StromStG), die Befreiung von den Strom- und Gasnetzentgelten (§ 118 EnWG) und vom Entgelt für vermiedene Netzkosten (§ 20a GasNEV) bilden die Rechtsgrundlagen für die PtG-Technologie, die besonders in der Einführungsphase große Vorteile bringen. Auch Investitionsförderungen für die neue Technologie begünstigen den wirtschaftlichen Betrieb.

Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht, dass die größten Einflussparameter auf die Gestehungskosten des Methans der Wirkungsgrad und die Volllaststunden sind. Für den wirtschaftlichen Methaneinsatz sind weitere Kostenoptimierungen und Weiterentwicklungsarbeiten notwendig.

Erneuerbares Methangas kann in vielfältigen Anwendungsfeldern zum Einsatz kommen, etwa im Mobilitätssektor, im Wärmebereich und im Strombereich.

Besonders der Mobilitätsbereich bietet gute Einsatzmöglichkeiten für erneuerbares Methan, da das Methangas in Fahrzeugen mit Gasantrieb ohne Rückverstromung direkt verwendet werden kann. Die fossilen Energieträger im Verkehrsbereich verursachen klimaschädliche Emissionen, so dass der Übergang zu einer emissionsfreien Mobilität der Erreichung der Klimaschutzziele zuträglich sein wird. Die PtG-Technik kann zu einer Verminderung der Treibhausgase in verschiedenen Verbrauchssektoren beitragen.

Die im Zuge dieser Arbeit ausgeführten Forschungsschwerpunkte, Optimierungs- und Entwicklungspotenziale sollen weiter vorangetrieben und ausgebaut werden. In den Testanlagen wird das Technikkonzept unter Praxisbedingungen erprobt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse werden für Analysen und die Feststellung des erforderlichen Entwicklungsbedarfes bedeutende Fortschritte bringen.

Power to Gas ist eine junge Technologie, die sich noch im Entwicklungsstadium befindet und daher auf weitere Entwicklungs- und Optimierungsmaßnahmen für den Einsatz im großindustriellen Bereich angewiesen ist. Die wichtigste Aufgabe für den Markteintritt stellt die Kostenreduzierung dar, welche durch Systemoptimierungen und technische sowie wirtschaftliche Maßnahmen erzielt werden kann. Die PtG-Technik ist eine zukunftsweisende Systemlösung, die das Potenzial in sich birgt, die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Zukunft zu bewältigen, wenn sie erst einmal ausgiebige Testphasen durchlaufen hat und in ausgereifter Form vorliegt.

# Literaturverzeichnis

(ZSW), Z.f.S.-u.W.-F.B.-W., 2011. *Erneuerbares Methan aus Ökostrom*. ZSW, Fraunhofer IWES, SolarFuel.

Bredow, F.V.u.H.v., 2011. Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010. *Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012. *Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz*.

Deutsche Energie-Agentur, 2011. *Strategieplattform Power to Gas. Thesenpapier: Technik und Technologieentwicklung*.

Deutsche Energie-Agentur, 2012. *Eckpunkte einer Roadmap Power to Gas*.

Deutsche Energie-Agentur, 2013. *Strategieplattform Power to Gas – Positionspapier..*

Dietmar Schüwer, K.A.C.D.S.L.F.M.M.F.N.S.C.Z., 2010. *Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter*.

Dohnke, K., 2011. *Mit der Umwelt im Einklang*.

Dr. Joachim Nitsch, D.T.P.Y.S.D.T.N.(.D.M.S.N.G.A.v.O.D.C.P.-M.S.-D.(.D.B.W.(., 2010. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.

Dr. Michael Sterner (IWES), D.M.S.(.D.G.E.(., 2010. *Technologievergleich einer regenerativen Energieversorgung des Verkehrs*.

Dr. Rainer Tamme, D.A.J.H.-M.H., 2006. *Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung*.

Dr.-Ing. Michael Sterner, M.S.N.G.M.S.M.J.S.Y.-M.S.-D.D.C.P.P.D.J.S., 2011. [Online] VDE Available at: [HYPERLINK "http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-l/publication/2011-012\\_Die\\_Speicheroption.pdf"](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-l/publication/2011-012_Die_Speicheroption.pdf) [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-l/publication/2011-012\\_Die\\_Speicheroption.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-l/publication/2011-012_Die_Speicheroption.pdf) .

Dr.-Ing. Michael Sterner, M.S.M.J.D.-I.U.H., 2011. *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*. Greenpeace Energy e.G.

- Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, S.A.S.B.B., 2013. *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*.
- E.ON Gas Storage GmbH, RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, 2011. *Energiespeicher. 7 Fields*.
- Energiewirtschaftsgesetz, 2013. *dejure*. [Online] Available at: [HYPERLINK "http://dejure.org/gesetze/EnWG/118.html"](http://dejure.org/gesetze/EnWG/118.html)  
<http://dejure.org/gesetze/EnWG/118.html>.
- Eva Mahnke, J.M., 2012. *Strom speichern. Renew's Spezial*.
- ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2010. *Forschung für das Zeitalter der erneuerbaren Energien*.
- Gaul, T., 2012. *Im Binnenland wird Wind zu Gas. Biogas Journal*.
- Gerda Gahleitner 1, J.L., 2013. *Technische, ökonomische und ökologische Aspekte der Bereitstellung alternativer Treibstoffe mit Power-to-Gas*.  
Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz.
- Gert Müller-Syring, M.H.K.H.M.M.S.T.H., 2013. *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*.
- Groscurth, D.S.B.u.H.-M., 2011. *Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland*.
- Günter Walther, H.F.J.B., 2013. *Strom zu Gas-Speicherbedarf und Möglichkeit für die kommunale Gasinfrastruktur. Energie.Wasser-Praxis*.
- Joachim Nitsch, T.P.T.N.D.H.L.d.T.F.T.Y.S.K.N.(.N.G.M.S.T.T.A.v.O.R.S.P.H.H., 2012. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- Kathrin De Bruyn, B.M., n.d. *Rechtliche Darstellung der Power-to-Gas-Technologie in Österreich und Deutschland*.
- Kersten, D.M., 2012. *Aktueller Begriff. Power to Gas*.
- Kohler, S., 2012. *Eckpunkte für eine Roadmap Power to Gas*. Berlin.
- Linz, E.a.d.J.K.U., 2012. *Power-to-Gas*.
- Linz, E.a.d.J.K.U., 2012. *Power-to-Gas*.

M.Sc. Mareike Jentsch, D.M.S.(.D.M.S.(., 2010. *Erneuerbares Methan. Kopplung von Strom- und Gasnetz.*

Michael Sterner, N.G.Y.-M.S.-D.v.O.P.H.M.K.J.P.L.C.P.S.B.R., 2010. *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem.*

MICHAEL STERNER, M.S.U.A., 2010. Erneuerbares Methan Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien. *Solarzeitalter.*

Michael Sterner, Y.-M.S.D.G.M.S.S.U.Z., 2010. Erneuerbares Methan. Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung.

Niedersachsen, E.-F., 2013. *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit.*

Niklas Hartmann, L.E.N.B.J.S.S.S.M.S., 2012. *Stromspeicherpotenziale für Deutschland.* Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Nufer, P.U.u.R., 2009. *Druckluftspeicher die Lösung zur Netzintegration erneuerbarer Energien?* Fachhochschule Nordwestschweiz.

Otten, R., 2012. *PtG-Nutzungspfad Mobilität – erneuerbare Energien für zukunftsfähige Verkehrssysteme nutzbar machen.*

Papp, M.C.F.u.M.E.J., 2012. Power to Gas Innovative Technologie macht Gas zum Partner der Erneuerbaren. *ZEITSCHRIFT DER ÖSTERREICHISCHEN VEREINIGUNG FÜR DAS GAS- UND WASSERFACH UND DES FACHVERBANDES DER GAS- UND WÄRMEVERSORGUNGSUNTERNEHMUNGEN.*

Prof. Dr.-Ing. Christoph Menke, P.D.D.B.M.G.M.A., 2012. *Pumpspeicherkraftwerk Rio. Energiewirtschaftliche Betrachtung.*

Rieke, S., 2010. *Intelligenter Stromspeicher – Erdgasnetz: Heute umsetzbare Speicheroption für die Integration Erneuerbarer Energien.* Stuttgart.

RWE Power AG, 2010. *Rwe Power.* [Online].

Schnurbein, V.v., 2012. Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan. *Energiewirtschaftlichen Tagesfragen.*

Siegfried Bajohr, M.G.F.G.u.F.O., 2011. *Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur.*

Sterner, M., 2009. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems.*

Sterner, M., 2011. Der unsichtbare Speicher. *Neue Energie.*

Sterner, D.-I.M., 2011. *Fraunhofer IWES.* [Online] Available at: [HYPERLINK "http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2011/mai/wind-und-sonne.html"](http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2011/mai/wind-und-sonne.html)  
<http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2011/mai/wind-und-sonne.html>.

Sterner, P.D.-I.M., 2012. *Power-to-Gas von der Grundidee zu Pilot- und Demonstrationsanlagen Neue und alte Chancen in Land- und Forstwirtschaft.*

Sterner, P.D.-I.M., 2012. *Unser Erdgasnetz als Energiespeicher.*

Strategieplattform Power to Gas, 2013. *PowertoGas.* [Online] Available at: [HYPERLINK "http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html"](http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html) <http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>.

Thomas Klaus, C.V.K.W.H.L.K.M., 2010. *Energieziel 2050:100% Strom aus erneuerbaren Quellen.* Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Tobias Trost\*, M.S.M.J., 2011. Mobility costs analysis and life cycle assessment of power-to-gas as alternative fuel.

Tobias Trost, M.J.U.H.u.S.H., 2012. *Die Biogasanlagen als zukünftige CO<sub>2</sub>-Produzenten für die Herstellung von erneuerbarem Methan.*

Tobias Trost, S.H.M.J.M.S., 2012. *Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland.*

Wenske, D.-I.M., n.d. *Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse.*

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff -Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2009. *Speicherung erneuerbarer Energien.*