

Working Paper Energie und Ressourcen

Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens

Sarah Milanzi, Carla Spiller, Benjamin Grosse, Lisa Hermann, Johannes Kochems, Joachim Müller-Kirchenbauer

Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Technische Universität Berlin

<p>Key-Words:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Elektrolyse - Methanisierung - Technische Kennwerte von Power-to-Gas - Pilotprojekte Power-to-Gas - Sektorenkopplung - Flexibilisierung 	<p>Abstract: Zur Überbrückung von langfristigen Dargebotslücken aus erneuerbaren Energien kommt im treibhausgasneutralen deutschen Energiesystem nach heutigem Kenntnisstand vor allem das Power-to-Gas-Verfahren als saisonale Speicheroption in Betracht. Darüber hinaus gibt es Bereiche des Energiesystems, in denen eine Dekarbonisierung durch direkte Elektrifizierung nur schwer umzusetzen sein wird und in denen synthetische Gase und Brennstoffe eingesetzt werden müssen. Für die Teilschritte Elektrolyse und Methanisierung werden die erreichten und prognostizierten technischen Eigenschaften anhand einer umfangreichen Analyse von Literaturwerten und realen Anwendungen dargestellt. Ergänzend werden Daten zu spezifischen Investitionsausgaben zusammengestellt und zentrale Schlüsse für weitere Modellierungs- und Forschungsarbeiten abgeleitet.</p>
---	--

Inhalt

1	Einleitung.....	1
2	Das Power-to-Gas-Verfahren	1
2.1	Elektrolyseverfahren	2
2.2	Methanisierungsverfahren	3
3	Methodik	5
4	Technische Kennwerte des Power-to-Gas-Verfahrens	6
4.1	Elektrolyse	6
4.2	Methanisierung	9
4.3	Gesamtverfahren.....	11
5	Fazit und Ausblick.....	13
5.1	Zusammenfassung der Analyse	13
5.2	Ausblick.....	13
6	Danksagung und Förderhinweis	14
7	Literaturverzeichnis.....	14
	Datenanhang	I

1 Einleitung

Mit den Beschlüssen der Pariser Klimakonferenz hat sich erstmals die Mehrheit der Staaten zu einer Begrenzung des weltweiten Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2°C bekannt [1, Art. 1 No. 2 lit. a]. Dies erfordert eine umfangreiche Dekarbonisierung der Energie- und Wirtschaftssysteme. Für die Bundesrepublik Deutschland soll diese Dekarbonisierung durch Energieeffizienz sowie eine deutliche Zunahme insbesondere fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgen [2], [3]. Für eine Umstellung der Energieversorgung auf fluktuierende erneuerbare Energien werden Möglichkeiten zum Umgang mit kurz-, mittel- und langfristigen Dargebotslücken benötigt. Für die Überbrückung von langfristigen Dargebotslücken im Bereich mehrerer Tage bis hin zu wenigen Wochen kommt nach derzeitigem Forschungsstand vor allem das Power-to-Gas-Verfahren als saisonale Speicheroption in Betracht [4]. Ferner ist zur Abdeckung von schwierig zu elektrifizierenden Bereichen im Verkehrssektor und der Industrie der Einsatz von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern notwendig. Hierbei kommen entweder die Produkte des Power-to-Gas-Verfahrens direkt zum Einsatz oder werden in weiteren Wandlungsschritten in die gewünschten Kohlenwasserstoffe umgesetzt.

Der Begriff ‚*Power-to-Gas*‘ wird in der Forschungslandschaft unterschiedlich verwendet. Während in einigen Fällen darunter lediglich die Prozesskette zur strombasierten Methanherzeugung gefasst wird, wird in anderen Fällen bereits der Prozess der Wasserstoffelektrolyse als Power-to-Gas bezeichnet. In diesem Artikel beschreibt Power-to-Gas die Erzeugung gasförmiger Energieträger aus (weit überwiegend erneuerbarem) Strom durch Verfahren der Wasserelektrolyse ggf. mit anschließender Methanisierung inklusive Anlagenperipherie. Die Möglichkeit einer Rückverstromung oder anderweitigen Verwendung der Produkte oder Zwischenprodukte wird bei der Analyse nicht betrachtet.

Zu den technischen Details der Verfahrensschritte existiert ein umfangreiches Literaturspektrum, welches den Ausgangspunkt der hiesigen Analysen bildete [5]-[8], [11], [13]-[17], [41]-[46], [78]-[80], [84]-[89], [98]-[106]. Ferner existieren weltweit und auch in Deutschland mehrere Demonstrations- und Pilotanlagen, in welchen die technische Umsetzbarkeit untersucht wird. Die deutschen Pilotanlagen sind in [16], [18], [20]-[40], [47]-[67], [69]-[77], [82], [90]-[97] beschrieben.

Unabhängig vom Zeitpunkt, zu dem das Power-to-Gas-Verfahren erforderlich wird, ist ein öffentlich zugänglicher aktueller Überblick über die wichtigsten technischen Kennwerte des Power-to-Gas-Verfahrens für die Forschungslandschaft notwendig. Hierdurch wird eine valide Datenbasis generiert, welche etwa für techno-ökonomische Modellbetrachtungen erforderlich ist. Die vorliegende Analyse deckt diese Forschungslücke durch eine systematische Auswertung der einschlägigen Literatur und der aktuellen Demonstrationsprojekte in der Bundesrepublik Deutschland ab.

Im nachfolgenden Kapitel 2 wird zunächst ein Kurzüberblick über die verfahrenstechnischen Grundlagen des Power-to-Gas-Verfahrens gegeben. In Kapitel 3 wird die methodische Vorgehensweise für die Erfassung und systematische Auswertung der technischen und ökonomischen Kennwerte dargelegt. Daran anschließend werden in Kapitel 4 die technischen und ökonomischen Kennwerte für die Prozesse der Elektrolyse sowie der Methanisierung zunächst getrennt voneinander dargestellt und anschließend zusammengeführt. Der Artikel schließt mit einem Fazit und einem Ausblick hinsichtlich weiteren Forschungsbedarfs.

2 Das Power-to-Gas-Verfahren

Nachfolgend soll ein kurzer Überblick über das Power-to-Gas-Verfahren gegeben werden. Beim ersten Teilprozess, der Elektrolyse, lassen sich mit der alkalischen Elektrolyse (AEL), der Protonen - Austausch - Membran - Elektrolyse (engl. proton exchange membrane electrolysis – PEMEL) und der Hochtemperaturelektrolyse

(HTEL) verschiedene Verfahrensvarianten unterscheiden, welche jeweils kurz im Einzelnen vorgestellt werden. Bei der Methanisierung lassen sich die chemische und die biologische Methanisierung differenzieren, die ebenfalls jeweils kurz umrissen werden.

2.1 Elektrolyseverfahren

Im Kernprozess des Power-to-Gas-Verfahrens, der Elektrolyse, wird Wasser unter Einsatz von elektrischer Energie in Sauerstoff und Wasserstoff gespalten (siehe Abbildung 2-1). Der Prozess besteht aus zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden (Kathode und Anode) der Elektrolysezelle ablaufen. Durch das Anlegen einer elektrischen Gleichspannung entsteht an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff.

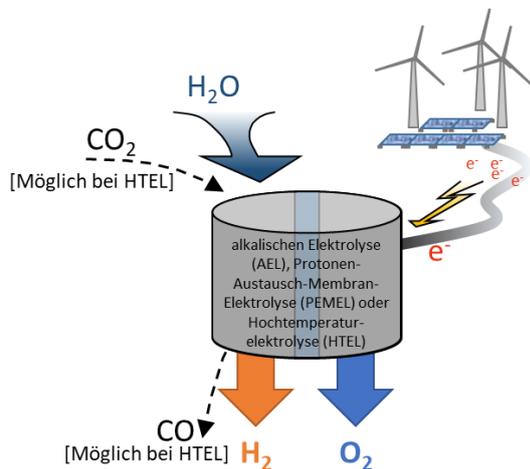
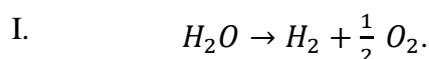


Abbildung 2-1: Elektrolyse
Eigene Darstellung

Der notwendige Ladungsausgleich zwischen den Teilreaktionen erfolgt durch Ionenleitung über einen Elektrolyten. Die beiden Reaktionsräume sind durch einen Separator (Membran) getrennt, welcher eine Vermischung der Produktgase verhindert. Die Ladung der Ionen, sowie die Art des Elektrolyten und der Membran unterscheiden sich je nach Elektrolysetechnologie [5]. Die Gesamtreaktion der Elektrolyse ist gegeben durch

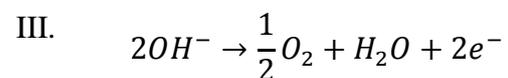
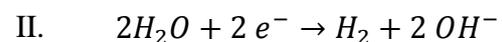


Für diesen endothermen Prozess ist unter Standardbedingungen¹ eine Reaktionsenthalpie von 285,83 kJ/mol_{H₂} nötig. Diese setzt sich aus einem elektrischen und einem thermischen temperaturabhängigen Teil zusammen. Der Anteil an zuzuführender elektrischer Energie sinkt deshalb mit zunehmender Prozesstemperatur, wobei der Energieaufwand für die Wärmezufuhr zu berücksichtigen ist [6].

In der praktischen Anwendung werden mehrere Elektrolysezellen zu sogenannten Stacks zusammengeschaltet. Je nach Zellaufbau und Leitungsmechanismen wird zwischen drei Verfahren unterschieden, welche im Folgenden erläutert werden.

Alkalische Elektrolyse (AEL)

Das am längsten erprobte Verfahren nutzt einen flüssigen Elektrolyten (Kaliumhydroxidlösung) sowie eine mikroporöse ionenleitende Membran für den Reaktionsablauf. Die Elektroden sind meist aus Nickel (Ni) oder Ni-plattiertem Stahl gefertigt [7]. Durch den zusätzlich benötigten Elektrolytkreislauf sind alkalische Elektrolyseure gegenüber PEM-Elektrolyseuren weniger kompakt und zudem anfälliger für Verunreinigungen des Produktgases, da die im Elektrolyten gelösten Gase im Kreislauf verbleiben [8]. Bei ersten Projekten im MW-Bereich wurde auf diese seit über 100 Jahren erprobte Technologie gesetzt. Die Teilreaktionen werden durch folgende Gleichungen beschrieben:

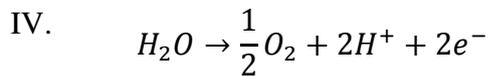


Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl. proton exchange membrane - PEMEL)

In der PEMEL-Zelle wird anstelle einer Flüssigkeit eine protonenleitende Kunststoffmembran als Elektrolyt genutzt. Im Prozess entsteht an der Anode zunächst Sauerstoff und die dabei erzeugten H⁺-Ionen gelangen durch die Membran zur Kathodenseite, wo wiederum

¹ T= 25,15° C, p = 1 bar

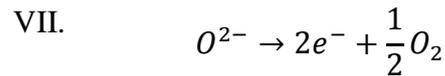
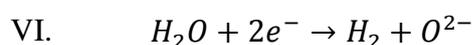
der Wasserstoff erzeugt wird [9]. Die PEMEL zeichnet sich im Vergleich zur AEL durch höhere Stromdichten und ein robustes Design aus. Als Katalysator muss aufgrund der sauren Umgebung auf Edelmetalle wie z.B. Platin oder Iridium zurückgegriffen werden [8]. Die Reaktionsgleichungen sind gegeben durch:



Bei AEL und PEMEL kann zudem zwischen atmosphärischer und Druckelektrolyse unterschieden werden. Erstere zeichnet sich durch ein robustes und vergleichsweise simples Anlagendesign mit langer Betriebserfahrung aus. Dagegen bietet die Druckelektrolyse bei etwa 30 bar den Vorteil eines kompakten Anlagendesigns und der Kostenersparnis, weil weniger Druckerhöhung z.B. für die Netzeinspeisung benötigt wird. Der Druckbetrieb wirkt sich allerdings nachteilig auf eine flexible Fahrweise des Elektrolyseurs aus [6].

Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Das auch als Wasserdampfelektrolyse oder Solid Oxid Electrolyser Cell (SOEC) bekannte Verfahren ist derzeit noch im Entwicklungsstadium. Die Halbzellen sind hier durch einen Sauerstoffionen-leitenden Festelektrolyten getrennt, an welchem die Elektroden angebracht sind. Durch das Einbringen von überhitztem Wasserdampf von etwa 700 °C – 1000 °C wird ein Teil der nötigen Spaltungsenergie in Form von Wärme zugeführt. Dadurch sinkt der elektrische Energiebedarf stark [6]. Bei Vorliegen einer äußeren Wärmequelle, z.B. aus Industrieabwärme, Solarthermie oder Methanisierungsanlagen, können hohe strombezogene Wirkungsgrade erzielt werden [10]. Problematisch ist jedoch die hohe Materialbeanspruchung durch thermische Spannungen [11]. Der Prozess der Wasserspaltung läuft nach folgenden Reaktionsgleichungen ab:



Periphere Anlagenkomponenten

Neben dem Stack besteht eine Elektrolyseanlage aus weiteren Komponenten und Teilsystemen, wie der Speisewasseraufbereitung, der Laugenaufbereitung und dem -kreislauf (AEL), der Reinigungs- und Trocknungsanlage und einem möglichen Verdichter. Die chemischen Prozesse der Wasserspaltung laufen nahezu verzögerungsfrei ab, jedoch limitieren die Peripherie und die Belastung der mechanischen Komponenten einen dynamischen Anlagenbetrieb [12].

2.2 Methanisierungsverfahren

Nach der Elektrolyse kann in einem weiteren Schritt die Methanisierung erfolgen. Vorteile hierbei sind die Möglichkeit der uneingeschränkten Nutzung des vorhandenen Erdgasnetzes sowie eine höhere volumetrische Speicherdichte [13]. Die Methanisierung kann auf zwei Wegen erfolgen, die nachstehend erläutert werden.

Chemische Methanisierung

Die chemische Methanisierung, oft auch als katalytische Methanisierung bezeichnet, läuft in zwei Teilreaktionen ab: der Wassergas-Shift-Reaktion (I.) und der eigentlichen Methanisierung (II.) [6].



Diese als Sabatier-Prozess bekannte Reaktion ist stark exotherm. Um die notwendige Aktivierungsenergie der Reaktion zu mindern, kommt ein Nickel-Katalysator zum Einsatz [14].

Neben dem Katalysator spielt die grundsätzliche Konzeption des Verfahrens eine wichtige Rolle. Abbildung 2-2 gibt einen schematischen Überblick über das Verfahren.

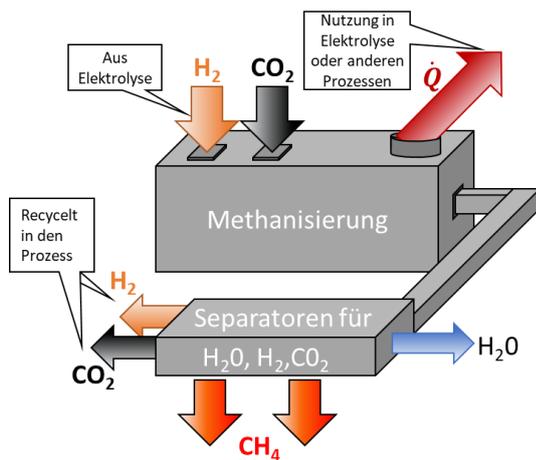


Abbildung 2-2: Methanisierung
Eigene Darstellung

Die Temperaturuntergrenze liegt bei 200 °C, da sich unterhalb dieser Temperatur das Katalysatortgift Nickel-tetracarbonyl bildet [6]. Der Temperaturbereich reicht dementsprechend von 200–600 °C bei einem Druckbereich von 1–100 bar für die Methanisierung [6], [14]–[16]. Die große Bandbreite an Reaktionsbedingungen ist durch die verschiedenen Verfahrens- und Reaktorkonzepte bedingt.

Der wesentliche Nachteil der beschriebenen chemischen Methanisierung ist die erzielbare Ausbeute. Diese liegt bei Dauerbetrieb der Anlagen bei ca. 95 %. Dies ist nicht ausreichend für eine Substitution des Erdgases, sodass eine nachgeschaltete Aufbereitung notwendig ist. Die alternative Nutzung der nachfolgend beschriebenen biologischen Methanisierung bietet im Vergleich eine bessere Methanreinheit bei einem geringeren Durchsatz. Es kann ein Anteil von mehr als 98 % bei geringer Reaktorbelastung in nur einem Wandlungsschritt erreicht werden [6]. Zusätzlich ist ein effizientes Wärmemanagement notwendig. Für eine sichere Prozessführung muss die entstehende Wärme kontinuierlich abgeleitet werden. Dies stellt eine gute Möglichkeit zur Optimierung des Wirkungsgrades des Gesamtsystems dar. Hierbei gibt es verschiedene Nutzungspfade [6]:

1. Bereitstellung von Dampf bei Einsatz einer HTEL
2. Nutzung als interne Prozesswärme für die Gesamtaufbereitung

3. Stromerzeugung (ORC-Prozess) für die interne oder externe Verwendung
4. Integration einer Wärmesenke

Biologische Methanisierung

Die biologische bzw. mikrobielle Methanisierung nutzt Mikroorganismen zur Gewinnung von Methan. Hierbei kommen Euryarcheota, auch methanogene Archaeen genannt, in anaeroben, wässrigen Lebensräumen zum Einsatz. Für die Methanisierung werden mesophile (33–45 °C) und thermophile (65–70 °C) Temperaturbereiche genutzt [13]. Die Prozesstemperaturen sind somit im Vergleich zur chemischen Methanisierung deutlich niedriger.

Es lassen sich zwei Verfahrenstypen unterscheiden: *Ex-Situ*-Verfahren und *In-Situ*-Verfahren. Ersteres nutzt einen eigenständigen Methanisierungsreaktor, in den neben Rohbiogas auch Abgas eingespeist werden kann [13]. Bei der zweiten Verfahrensführung wird die Methanisierung direkt im Fermenter durchgeführt. Hierbei soll die Methanerausbeute der Biogas- oder Kläranlage gesteigert werden, indem der zugegebene Wasserstoff mit dem überschüssigen CO₂ reagiert. Zusätzlich entfällt die Problematik des Transportes des Gases zur Methanisierungsanlage [6], [17].

CO₂-Quellen

Die CO₂-Quelle spielt eine entscheidende Rolle bei der Methanisierung. Für eine Nutzung muss das Gas vor allem bei der chemischen Methanisierung in einer sehr hohen Reinheit vorliegen und verlässlich zur Verfügung stehen, sobald die Methanisierung zur Speicherung von Überschussstrom genutzt wird. Neben diesen beiden Anforderungen ist auch die Herkunft des Gases von besonderer Bedeutung im Hinblick auf das zukünftige Energiesystem. Es wird hierbei zwischen „black carbon“ und „green carbon“ unterschieden. Letzteres stammt aus klimaneutralen Quellen, bei denen der CO₂-Kreislauf geschlossen ist, d. h. es wird kein fossiles CO₂ freigesetzt. Es werden folgende Quellen unterschieden [6]:

1. Fossiles CO₂: Abscheidung aus dem Rauchgas von Kraftwerken, aus der Zement- und Stahlproduktion etc.

2. Biogenes CO₂: Abscheidung aus Biogas
3. Atmosphärisches CO₂: Abscheidung aus der Luft über Elektrodialyse oder Adsorption
4. CO₂-Recycling: Verbrennung von klimaneutralem Gas in Gaskraftwerken und anschließende Abscheidung aus dem Rauchgas zur Wiederverwertung im PtG-Verfahren.

3 Methodik

Um einen Überblick über die relevanten technischen Kennwerte des Power-to-Gas-Verfahrens zu generieren wird eine zweigliedrige Metaanalyse durchgeführt. Abbildung 3-1 gibt eine Übersicht über das Vorgehen, welches im Folgenden kurz erläutert wird.

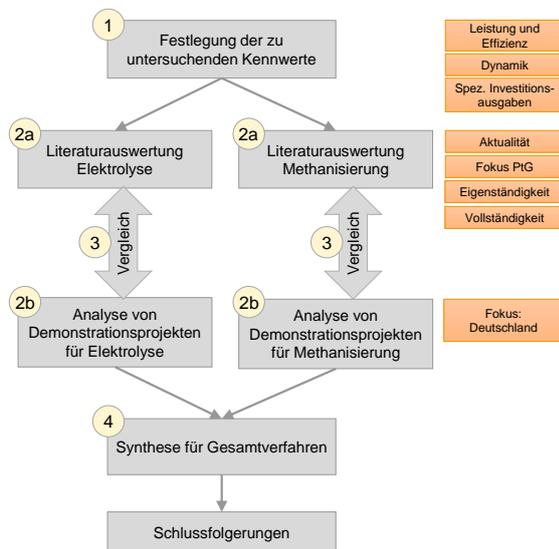


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der methodischen Vorgehensweise

Eigene Darstellung

Im ersten Schritt werden die zu untersuchenden Kennwerte für Elektrolyse und Methanisierung definiert. Diese stellen die relevantesten Kennwerte zur Analyse von Leistung und Effizienz sowie dynamischem Verhalten von Elektrolyse- bzw. Methanisierungsverfahren dar. Im Anschluss werden diese jeweils separat für Elektrolyse und Methanisierung einerseits aktuellen wissenschaftlichen Publikationen und andererseits Angaben zu Demonstrations- und Pilotanlagen in der Bundesrepublik Deutschland entnommen. Als dritter Analyseschritt erfolgt ein Vergleich zwischen „Soll“ (Literatur)

und „Ist“ (Demonstrationsanlagen). Abgerundet wird die Analyse durch die Synthese der Ergebnisse zur Analyse des Gesamtprozesses.

Für die Analyse der Kennwerte wird eine systematische Literatursuche und Untersuchung von Demonstrations- und Pilotanlagen separat für das Elektrolyse- bzw. Methanisierungsverfahren durchgeführt. Zur Auswahl der relevanten deutsch- und englischsprachigen Literatur werden folgende Kriterien genutzt:

- **Aktualität:** Es werden Veröffentlichungen ab dem Erscheinungsjahr 2008 herangezogen, d.h. es kann eine Abdeckung des Forschungsstands der letzten zehn Jahre gewährleistet werden.
- **Fokus:** Die technischen Verfahren und die Beschreibung der technischen oder ökonomischen Kennwerte des Power-to-Gas-Verfahrens bilden den inhaltlichen Kern der Veröffentlichungen.
- **Eigenständigkeit:** Es werden Veröffentlichungen herangezogen, in denen möglichst eigenständige Auswertungen bzw. Erhebungen durchgeführt wurden, um Doppelerfassungen zu vermeiden.
- **Vollständigkeit:** Es wurden Veröffentlichungen herangezogen, die eine möglichst vollständige Beschreibung der Datenlage leisten. Diese wurden ergänzt durch solche, die auf spezifische Kennwerte fokussieren.

Je Verfahrensschritt werden die Werte aus der Literatur bzw. aus Demonstrations- und Pilotprojekten vergleichend gegenübergestellt und sinnvolle Bandbreiten für die jeweiligen Kennwerte ermittelt. Hierdurch sollen einerseits der Status quo des technischen Stands erfasst und andererseits Entwicklungsprojektionen aus zukunftsbezogenen Aussagen in der Literatur abgeleitet werden.

Ergänzend zu den relevantesten technischen Kennwerten werden die spezifischen Investitionsausgaben (bezogen auf die installierte Leistung) angegeben, auf denen weitere Untersuchungen zur ökonomischen Attraktivität der Verfahren aufgebaut werden können. Für die Gewährleistung einer Vergleichbarkeit der spe-

zifischen Investitionsausgaben aus unterschiedlichen Jahren und Währungsbereichen wurde folgendes Vorgehen gewählt:

- Zunächst wird (sofern erforderlich) eine Umrechnung von Angaben in US-Dollar (pro kW) auf Euro (pro kW) anhand des Mittelwerts der Schlusskurse der Dollarkurse für das Erscheinungsjahr der jeweiligen Publikation vorgenommen.
- Anschließend werden die auf Euro (pro kW) lautenden Werte mit dem jeweiligen jährlichen Inflationszinssatz der Eurozone aufgezinst, sodass im Resultat vergleichbare Angaben in $\text{€}_{2017}/\text{kW}$ gegenübergestellt werden.

Ferner werden die Größenordnungen, die in der Literatur angegeben werden, mit den Angaben zu Demonstrations- und Pilotprojekten abgeglichen, um zu überprüfen, ob sich zwischen der Literatur und realen Projekten deutliche Abweichungen identifizieren lassen.

Den Abschluss der Analyse bildet eine Synthese der Angaben zu den separat betrachteten Elektrolyse- und Methanisierungsverfahren, wobei die Bewertung sowohl auf Basis der Einzelverfahren als auch auf Angaben zum Gesamtverfahren beruht. Aus den getroffenen Aussagen zum Gesamtverfahren werden wiederum die Schlussfolgerungen abgeleitet.

4 Technische Kennwerte des Power-to-Gas-Verfahrens

Für die Teilprozesse der Elektrolyse und der Methanisierung werden jeweils folgende Kategorien und Kenngrößen analysiert und ausgewertet:

- Leistung und Effizienz: Elektrische Leistung sowie Wirkungsgrad,
- Dynamik: Betriebsbereich, Lastgradient und Aktivierungszeit sowie
- Spezifische Investitionsausgaben.

Es werden jeweils zunächst die Angaben aus der Literatur und anschließend diejenigen aus den betrachteten Pilotprojekten angegeben und gegenübergestellt. Eine Ausnahme bilden die spezifischen Investitionsausgaben, für die

keine Angaben zu den Demonstrationsanlagen verfügbar sind. Hier liegen lediglich die Ergebnisse einer Branchenumfrage vor, die den Literaturangaben gegenüber gestellt wird.

4.1 Elektrolyse

Für die Analyse der technischen Kennwerte wurden neben der Literaturlauswertung die Daten von 30 Power-to-Gas-Projekten herangezogen. Dabei beziehen sich die Angaben auf den Auslegungspunkt der Anlage sowie auf einen kontinuierlichen Betrieb. Bei intermittierender Fahrweise muss mit schlechterer Gasqualität, niedrigerem Wirkungsgrad und verkürzter Lebensdauer gerechnet werden [18]. Die Analyse der Kennwerte erfolgt separat für jedes der drei Verfahren. Der unterschiedliche Forschungsstand der Elektrolysetechnologien zeigt sich auch am Umfang verfügbarer Literaturquellen. Dies ist insbesondere bei der HTEL der Fall.

Leistung und Effizienz

Elektrische Leistung: Die Eingangsleistung der in Deutschland installierten Elektrolyseure reichen von $21 \text{ kW}_{\text{el}}$ bis 6 MW_{el} . Entgegen der Einschätzung, dass die PEMEL-Technologie noch nicht im großen Maßstab einsatzfähig sei [18], liegen auch diese Anlagen seit 2015 über einer Eingangsleistung von 1 MW_{el} . Zudem ist ein PEM-Elektrolyseur mit $10 \text{ MW}_{\text{el}}$ in Planung [19].



Abbildung 4-1: Installierte Leistung der Elektrolyseure in Deutschland

Quelle: eigene Darstellung nach [20]–[40]

Wirkungsgrad: Hinsichtlich der Effizienz wird in der Literatur für die AEL, PEMEL und HTEL im Median von einem Wirkungsgrad von 74 %, 67 % und 82 % ausgegangen, jeweils bezogen auf den oberen Heizwert. Im Gegensatz dazu zeigt sich in der Auswertung der Projekte ein

Vorteil der PEMEL (70 %) gegenüber der AEL (68 %). Die HTEL-Anlagen haben entsprechend der Literaturangaben im Median einen Wirkungsgrad von 82 %. In diesem sind keine zusätzlichen Effizienzsteigerungen berücksichtigt, welche in einigen Projekten durch Abwärmenutzung realisiert wurden. Die Spannbreiten der Wirkungsgradangaben in Literatur und Projekten ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

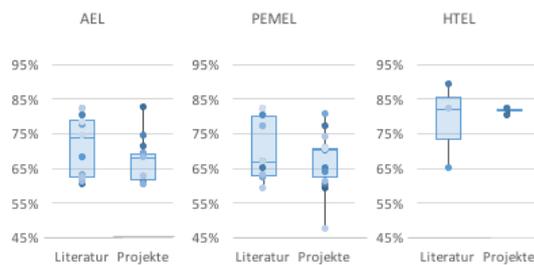


Abbildung 4-2: Wirkungsgrad Elektrolyse

Quelle: eigene Darstellung nach [6], [7], [11], [20]–[22], [41]–[67]

Neben der Abwärmenutzung aus angeschlossenen Prozessschritten bietet auch ein Druckbetrieb Möglichkeiten zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrades. Auch durch höhere Betriebstemperaturen kann eine Effizienzsteigerung erfolgen. Diese ist jedoch mit einer höheren Degradation von Katalysator, Elektrolyt und Membran und somit mit einer kürzeren Lebensdauer des Gesamtsystems verbunden [8].

Dynamik

Grundsätzlich können Elektrolyseure von ihrer Nennlast abweichend betrieben werden. Bei der AEL entsteht jedoch im niedrigen Teillastbereich die Gefahr einer erhöhten Fremdgaskonzentration im Produktgas, welche durch den Laugenkreislauf bedingt ist [8]. Für die HTEL ist ein flexibler Betrieb aufgrund der hohen thermischen Spannungen und der sich ergebenden Materialbeanspruchung bei Lastwechseln limitiert [11]. Großes Potenzial hinsichtlich des Einsatzes mit fluktuierender Stromerzeugung hat demnach die PEMEL mit ihrem robusten Design.

Betriebsbereich: Die erwähnten Vorteile der PEMEL-Technologie hinsichtlich der Dynamik konnten in der Auswertung der Kennzahlen bestätigt werden. Für die PEMEL-Technologie

wird in der Literatur langfristig ein Betriebsbereich von 0- 200 % der Nennlast gesehen (Abbildung 4-3). Die Überlastfähigkeit der AEL dagegen ist auf 150 % begrenzt. Auch im unteren Teillastbereich bietet die PEMEL-Technologie mit 0-10 % Vorteile gegenüber der AEL-Technologie mit 20-40 %. Die in Demonstrationsprojekten eingesetzten alkalischen Elektrolyseure sind mit höchstens 110 % nur begrenzt überlastfähig; der Teillastbereich wurde mit 10-40 % angegeben. Eine der betrachteten PEMEL-Anlagen übertrifft mit 300 % Überlast die Erwartungen der Literatur deutlich. Auch der Teillastbereich von 0-37 % entspricht den Erwartungen hinsichtlich der Flexibilität. Anzumerken ist, dass nicht nur die Teil- und Überlastfähigkeit der Stacks, sondern die des Gesamtsystems betrachtet werden muss. Der Eigenverbrauch der Peripherie begrenzt den Betriebsbereich auf Systemebene auf 5 % nach unten [68]. Auch die starke Lasterhöhung kann nur zeitweise realisiert werden, ohne dass die Stacks Schaden nehmen. Für die HTEL konnten keine Informationen in der Literatur gefunden werden, für die installierte Anlage wurde jedoch ein möglicher Betriebsbereich von 30-125 % angegeben.

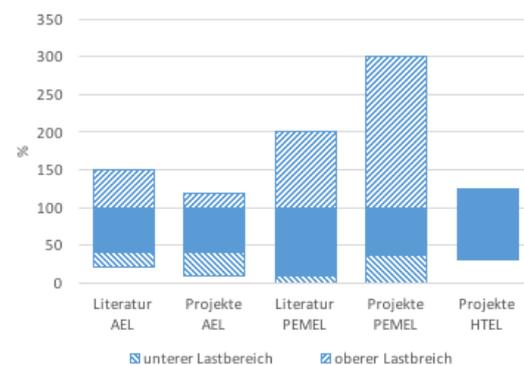


Abbildung 4-3: Möglicher Betriebsbereich der Elektrolyse

Quelle: eigene Darstellung nach [6], [7], [11], [23], [42]–[47], [53]–[55], [58]–[60], [64], [65], [69]–[74]

Lastgradient: Die AEL kann laut Literatur in einer Sekunde die Lastaufnahme um bis zu 33 % erhöhen bzw. verringern (Abbildung 4-4). Für die PEM-Elektrolyse wird der Lastgradient in der Literatur im Median mit 10 %/s und maximal 100%/s angegeben. Für die PtG-Projekte lag der Median für die AEL mit 17,5 %/s unter der Einschätzung in der Literatur. Hervor sticht jedoch die Anlage des Projekts LocalHy, welche

laut Betreiber bei eingestelltem Betriebsdruck von 100 bar in einer Sekunde von 0 % auf Nennlast fahren kann. Die installierten PEM-Elektrolyseure haben im Median einen Lastgradienten von 50 %/s und im Maximum 90 %/s.

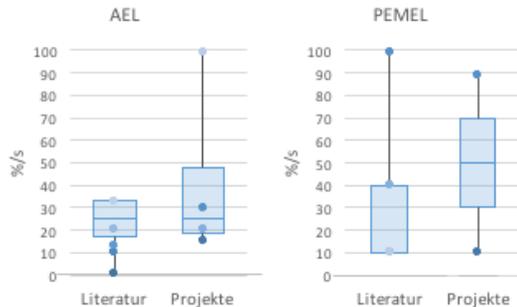


Abbildung 4-4: Lastgradient Elektrolyse
Quelle: eigene Darstellung nach [8], [43], [45], [46], [51], [69], [71], [73], [75]

Aktivierungszeit: Ein zusätzlicher Indikator der Anlagendynamik ist die Aktivierungszeit aus dem Stillstand oder Standby. Da in der Literatur für die AEL von Kaltstartzeiten von 10–60 Minuten bzw. sogar weniger Stunden ausgegangen wird, sollte die Anlage für eine schnelle Einsatzfähigkeit im Standby-Modus betrieben werden, um die nötige Betriebstemperatur zu halten [43]. Dadurch verkürzt sich die Anfahrzeit auf 10–30 Sekunden. Die Aktivierungszeiten aus dem Stillstand und dem Standby werden für die PEMEL in der Literatur mit 5–40 Minuten bzw. 10–30 Sekunden angegeben. In [11] werden lange Aktivierungszeiten als Nachteil der HTEL angeführt. Konkrete Angaben konnten weder in der Literatur noch für die installierten Anlagen gefunden werden. Die installierten alkalischen und PEM-Elektrolyseure sind bei gegebener Betriebstemperatur in wenigen Sekunden einsatzbereit und somit insgesamt schneller als in der Literatur prognostiziert. Dies ist in Abbildung 4-5 durch Punkte dargestellt.

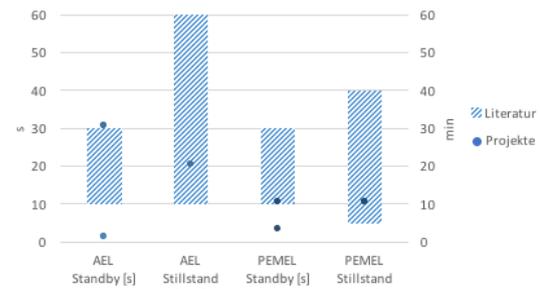


Abbildung 4-5: Aktivierungszeit aus dem Standby und aus dem Stillstand
Quelle: eigene Darstellung nach [41], [43]–[46], [58], [63], [69], [76], [77]

Spezifische Investitionsausgaben

Wirtschaftliche Kennzahlen konnten für die installierten Anlagen nicht erfasst werden. In Abbildung 4-6 sind die spezifischen Investitionsausgaben für Elektrolyseure laut Literatur angegeben. Für alkalische Elektrolyseure muss heute mit spezifischen Investitionsausgaben von etwa 1.025 €₂₀₁₇/kW_{el} im Median gerechnet werden. Für die PEMEL und die HTEL liegen diese bei etwa 2.035 €₂₀₁₇/kW_{el} und 2.540 €₂₀₁₇/kW_{el}.

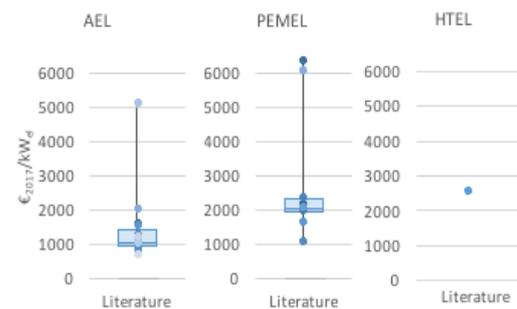


Abbildung 4-6: Spezifische Investitionsausgaben von Elektrolyseuren
Quelle: eigene Darstellung nach [5], [6], [41]–[45], [78], [79]

Die langfristige Entwicklung der Investitionsausgaben für Elektrolyseure ist in Abbildung 4-7 dargestellt. Demnach können diese für die AEL, PEMEL und HTEL bis 2050 auf 509 €₂₀₁₇/kW_{el}, 355 €₂₀₁₇/kW_{el} und 153 €₂₀₁₇/kW_{el} sinken. Die in [80] dargelegten Ergebnisse einer Branchenumfrage stellen die Investitionsausgaben bezogen auf die Wasserstoffproduktionsrate statt der Eingangsleistung dar. Demnach werden Kostensenkungen von 3.940 €₂₀₁₇/(Nm³/h) auf 1.970 €₂₀₁₇/(Nm³/h) für die AEL, 6900 €₂₀₁₇/(Nm³/h) auf 1.970 €₂₀₁₇/(Nm³/h) für die PEMEL und etwa 8.870 €₂₀₁₇/(Nm³/h) auf 985 €₂₀₁₇/(Nm³/h) für

die HTEL erwartet. Da die Investitionsausgaben bezogen auf Nm^3/h den Wirkungsgrad mit einbeziehen, sind die Branchenangaben nur bedingt mit denen der Literatur vergleichbar. In einem relativen Vergleich zeigt sich, dass in der Branchenumfrage eine stärkere Senkung der spezifischen Investitionsausgaben für PEMEL und HTEL im Verhältnis zur AEL angenommen wird. Die Kostensenkungspotenziale bis 2050 werden im Vergleich von Literatur vs. Branchenumfrage für die AEL gleich eingeschätzt (50%), für PEMEL und HTEL etwas geringer (83% vs. 71% bzw. 94% vs. 88%).

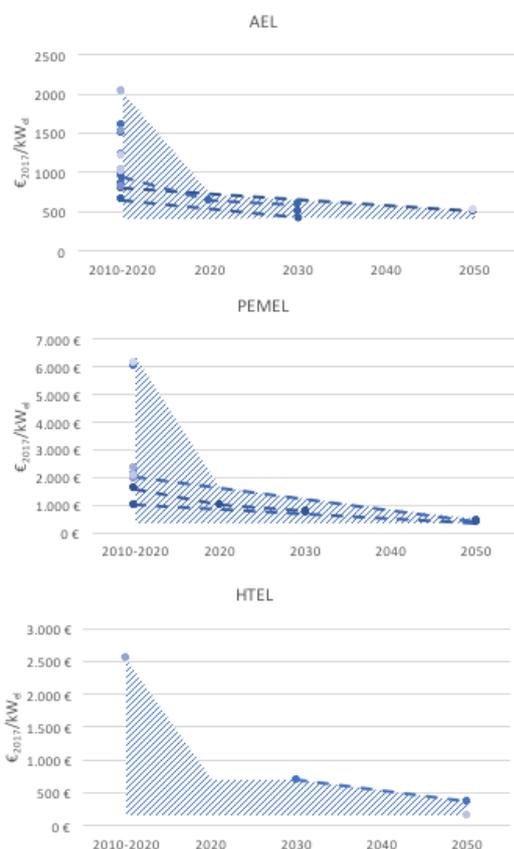


Abbildung 4-7: Entwicklung der spezifischen Investitionsausgaben von Elektrolyseuren

Quelle: eigene Darstellung nach [5], [6], [16], [41]–[45], [78], [79], [81]

4.2 Methanisierung

Bei der Analyse der Kennwerte der Methanisierung erfolgt keine Differenzierung zwischen dem chemischen und biologischen Verfahren. In der Literatur liegt der Fokus auf der chemischen Methanisierung, wogegen die biologische Methanisierung meist nur verfahrenstechnisch beschrieben wird. Insbesondere in Deutschland, Dänemark und der Schweiz gibt

es viele Power-to-Gas-Vorhaben, die in der Regel staatlich gefördert werden. Es existieren Anlagen mit verschiedenen Eingangsleistungen des Elektrolyseurs von wenigen kW_{el} (Laboranlagen) bis zu $3 \times 2 \text{ MW}_{\text{el}}$ (Audi e-gas). Die meisten Projekte fokussieren sich bisher auf die chemische Methanisierung, jedoch rückt die biologische Methanisierung als Möglichkeit der Aufwertung von Biogas in den letzten Jahren stärker in den Fokus der Praxis. Als CO_2 -Quelle wird bisher vorrangig Biogas genutzt. Es gibt jedoch auch einige Projekte, die auf anderen Quellen wie z. B. industriellen Prozessen oder Kläranlagen basieren [82]. Für viele Projekte sind wenige Daten veröffentlicht. Lediglich bei acht Projekten war die Datenlage ausreichend, um eine Berechnung der Effizienzwerte durchzuführen.

Leistung und Effizienz

Elektrische Leistung: Die elektrische Eingangsleistung kann bis zu $2 \text{ GW}_{\text{CH}_4}$ betragen. Diese Leistung wurde großtechnisch bereits 1984 in einer Anlage in North Dakota, USA realisiert [83]. Eine Abstimmung der Leistung des Elektrolyseurs und der maximalen Methanisierungsrate ist oftmals aufgrund der Kosten für eine H_2 -Zwischenspeicherung sinnvoll.

Bei der biologischen Methanisierung sind größere Reaktorvolumina als bei der chemischen Methanisierung notwendig, da die reaktorvolumenbezogene Methanbildungsrate (GHSV) geringer ist. Sie liegt bei $25 - 110 \text{ h}^{-1}$ im Vergleich zu einer GHSV von bis zu 5.000 h^{-1} [13].

Wirkungsgrad: Der theoretisch maximal mögliche Wirkungsgrad der Methanisierung liegt bei 83 % (bezogen auf den unteren Heizwert). Die verbleibenden 17 % entweichen als Abwärme [84]. In der Literatur sind Effizienzwerte von 75 % bis zu 85 % angegeben. Höhere Wirkungsgrade als 83 % lassen sich durch die prozessinterne Nutzung von Abwärme erklären [85]. Der Median beträgt 80 %. Der Bereich zwischen dem oberen und unteren Quartil umfasst Wirkungsgrade zwischen 80 % und 82 %. Es konnte kein Zusammenhang zwischen dem Veröffentlichungsjahr der Quelle und dem angegebenen Wirkungsgrad gefunden werden.

Vergleicht man die Literaturwerte mit den realen Entwicklungen, liegen die Literaturwerte systematisch höher, sodass sich eine leichte Überschätzung der Effizienz der Methanisierung vermuten lässt. Während in der Literatur ein Mittelwert von ca. 80 % für den Wirkungsgrad der Methanisierung angegangen wird, ist es bei den Pilotprojekten ein Wirkungsgrad von 77,68 %. Lediglich das HELMETH-Projekt weist durch Nutzung der HTEL einen höheren Wirkungsgrad auf. In Abbildung 4-8 ist dieser Vergleich in Form von Boxplot-Diagrammen veranschaulicht. In der Darstellung der Pilotprojekte sieht man deutlich die Konzentration der acht Projekte bei einem Wirkungsgrad von 77,68 %, während die Literaturwerte weiter gestreut sind. Oftmals hängen die Projekte konsekutiv zusammen, sodass sich diese Konzentration erklären lässt.

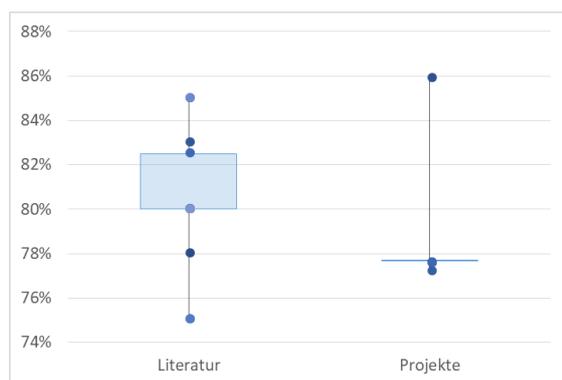


Abbildung 4-8: Gegenüberstellung der Boxplot-Diagramme für die Wirkungsgrade der Methanisierung
Quelle: eigene Darstellung nach [8], [13], [15], [16], [18], [84], [86]–[97]

Mittel- bis langfristig werden in der Literatur kaum Effizienzsteigerungen der chemischen Methanisierung prognostiziert. Bereits heute wird in der Literatur ein Wirkungsgrad von 80 % für die Methanisierung angegeben.

Dynamik

Betriebsbereich, Lastwechsel und Aktivierungszeit: Im dynamischen Betrieb sind Lastbereiche von 25–100 % nutzbar. Ein Lastwechsel ist innerhalb weniger Sekunden möglich. Ein Kaltstart dauert hingegen wenige Minuten bis zu einigen Stunden in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Diese Verzögerung kann durch eine H₂-Zwischenspeicherung oder eine geringe

Teillast, welche die Anlage in Stand-by hält, gepuffert werden [98].

Die chemische Methanisierung erfordert durch den Einsatz eines Katalysators einen hohen Reinheitsgrad der Eduktgase [13], [15]. Während der Stand-by-Zeiten wird der Reaktor daher mit Wasserstoff befüllt bzw. unter Inertatmosphäre gehalten und vor der erneuten Benutzung mit Wasserstoff gespült. Diese Vorgänge führen zu An- und Abfahrzeiten im Bereich von wenigen Minuten [13].

Bei der biologischen Methanisierung können die Anlagen innerhalb weniger Sekunden vom Stand-by-Zustand in den Volllastbetrieb umschalten. Dieser Lastwechsel wird durch die schnelle Anpassung des Stoffwechsels der Bakterien an das Nahrungsangebot und das Entfallen des Vor- und Nachspülen des Reaktors im Vergleich zur chemischen Methanisierung ermöglicht [6]. Zusätzlich entfällt die Edukt- und Produktgasreinigung. Lediglich eine Wasser- und H₂S-Abscheidung ist notwendig. Die Anforderungen für eine Einspeisung werden somit bereits bei geringer Reaktorauslastung ohne zusätzliche Konditionierung erfüllt [6].

Spezifische Investitionsausgaben

Die Methanisierung weist im Vergleich zur Elektrolyse geringere spezifische Investitionsausgaben auf. In Abbildung 4-9 sind die Literaturangaben der Investitionsausgaben grafisch dargestellt. Hierbei liegt der Median bei ungefähr 230 €/2017/kW_{CH4}. Die mittleren 50 % umfassen Investitionsausgaben von ca. 125 €/2017/kW_{CH4} bis 570 €/2017/kW_{CH4}. Die große Bandbreite ist durch die Abhängigkeit der spezifischen Investitionsausgaben von der Anlagenleistung bedingt. Die Outotec GmbH gibt beispielsweise CAPEX von 406 €/2017/kW_{CH4} für eine 5 MW Anlage und von 132 €/2017/kW_{CH4} für eine 110 MW Anlage an [15].

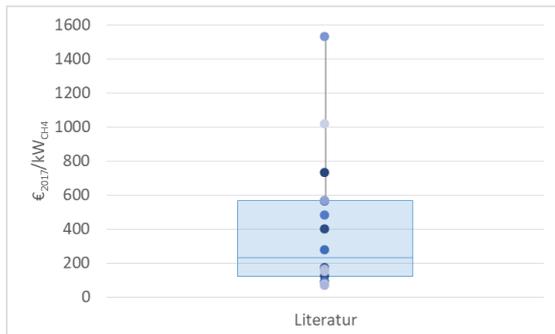


Abbildung 4-9: Boxplot-Diagramm der spezifischen Investitionsausgaben der Methanisierung

Quelle: eigene Darstellung nach [7], [8], [13], [15], [16], [99]–[102]

In einigen Quellen sind zusätzlich Prognosen bezüglich der spezifischen Investitionsausgaben getroffen. Die prognostizierten Entwicklungen sind in Abbildung 4-10 dargestellt.

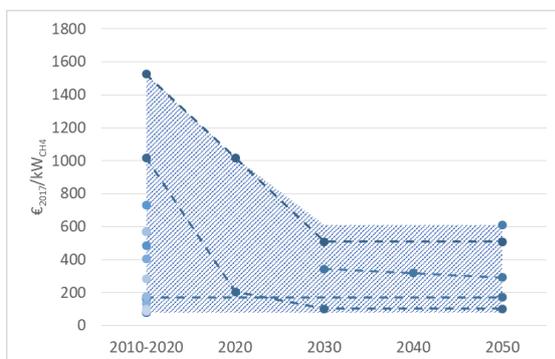


Abbildung 4-10: Entwicklung der spezifischen Investitionsausgaben der Methanisierung

Quelle: eigene Darstellung nach [7], [8], [13], [15], [16], [86], [99]–[103]

Für die Pilotprojekte sind keine Angaben bezüglich der Investitionsausgaben bekannt.

4.3 Gesamtverfahren

In der Zusammenführung der ermittelten Kennwerte für die Elektrolyse und die Methanisierung liegt der Fokus auf dem Gesamtwirkungsgrad des Power-to-Gas-Verfahrens, Angaben zur Dynamik des Gesamtverfahrens sowie Einschätzungen zu den spezifischen Investitionsausgaben. Für letztere werden Entwicklungsprojektionen aufgegriffen und eingeordnet. Aus den Ausführungen zu den beiden Teilprozessen und zum Gesamtprozess werden anschließend wesentliche Schlussfolgerungen gezogen.

Gesamtwirkungsgrad

Die Gesamtwirkungsgrade des Power-to-Gas-Gesamtverfahrens (ohne Rückverstromung) aus den Literaturangaben sind in Abbildung

4-11 denen der Pilotprojekte gegenübergestellt. Beim Exytron Zero-Emission-Wohnpark beträgt der berechnete Gesamtwirkungsgrad 44 %. Das Unternehmen gibt einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 80 % an, der durch eine hohe Abwärmennutzung innerhalb der Wohnanlage zustande kommt. Hier zeigt sich das Potential für die Wirkungsgradsteigerung, wenn ein effizientes Abwärmemanagement in der Power-to-Gas-Anlage betrieben wird. Nach oben hin stellt das HELMETH-Projekt die Grenze dar. Dieses kann durch die Kopplung und thermische Integration der HTEL und der Methanisierung einen Gesamtwirkungsgrad von 80,50 % erreichen. Der Median der Literaturangaben beträgt 53 %. Die Spannweite der Angaben ist höher als bei der isolierten Betrachtung der Methanisierung, da u. a. verschiedene Wirkungsgrade für die Elektrolyse für die unterschiedlichen Technologien zugrunde gelegt werden können. Neben dem Wirkungsgrad von Elektrolyse und Methanisierung sind auch weitere Betriebsmittel für die Gesamtbetrachtung wichtig. Die Teilwirkungsgrade lassen sich mit 97-99,5% für den Transformator und etwa 98,5% für Kompression und Speicherung beziffern [13]. Der Median der Pilotprojekte lässt mit 55 % auf eine etwas höhere Effizienz schließen.

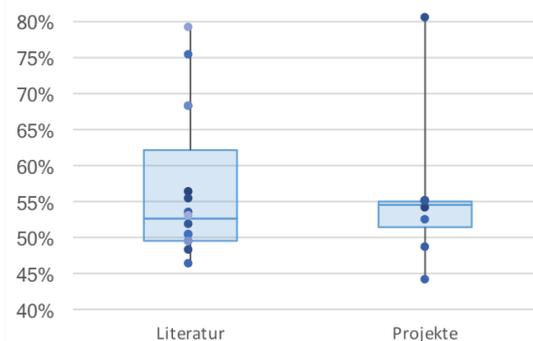


Abbildung 4-11: Gegenüberstellung der Boxplot-Diagramme für die Gesamtwirkungsgrade ohne Rückverstromung

Quelle: eigene Darstellung nach [6], [8], [13], [15], [16], [84], [86]–[97], [99]

Dynamik

Die Elektrolyse stellt den Engpass im Prozess dar. Hier liegen die entscheidenden Hebel für ein flexibles und dynamisches Verfahren. Die

nachfolgenden Prozessschritte wie Speicherung und Methanisierung sind isoliert betrachtet relativ flexibel und sollten von der Anlagenkonzeption auf die Elektrolyse abgestimmt werden. Die Einflussparameter für eine dynamische Fahrweise der Elektrolyse als ersten Prozessschritt sind in 4.1 näher erläutert.

Spezifische Investitionsausgaben

Für die spezifischen Investitionsausgaben der einzelnen Prozesse variieren die Angaben in der Literatur stark, wie in Abschnitten 4.1 und 4.2 bereits aufgezeigt wurde. In Abbildung 4-12 ist erkennbar, dass die Ausgaben für das Gesamtsystem stark schwanken. Die mittleren 50 % der Werte liegen zwischen ca. 1.650 €/2017/kW_{el} und 3.600 €/2017/kW_{el}.

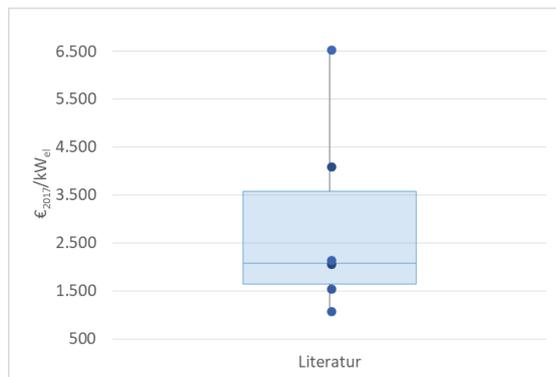


Abbildung 4-12: Boxplot-Diagramm der spezifischen Investitionsausgaben des Power-to-Gas-Gesamtverfahrens
Quelle: eigene Darstellung nach [8], [13], [99], [104]

Zusätzlich spielt die Größe der Erzeugungseinheit eine wichtige Rolle, die aufgrund von fehlenden Daten in der Grafik nicht berücksichtigt werden konnte.

Laut [105] sinken die Ausgaben für die Elektrolyse (Alkali druckfrei) von ca. 1.200 €/2017/kW_{el} für eine 1.000 kW_{el}-Anlage auf ca. 760 €/2017/kW_{el} für eine Anlage mit mehr als 6.000 kW_{el} Leistung. Für die Methanisierung ist eine Kostenreduktion von ca. 360 €/2017/kW_{el} für eine 1.000 kW_{el}-Anlage auf ca. 150 €/2017/kW_{el} für eine Anlage mit mehr als 6.000 kW_{el} angegeben. Neben den Ausgaben für die Anlagen selbst müssen weitere Faktoren beachtet werden. Während die Ausgaben für die Produktaufbereitung, die O₂-Entfernung und die Wärmeübertrager zu vernachlässigen sind, haben die Einspeisung und der Netzanschluss, die

CO₂-Verdichtung und die CO₂-Aufbereitung sowie die H₂-Zwischenspeicherung inkl. Verdichtung einen Einfluss auf die Gesamtausgaben. Erstere weisen die größten Skaleneffekte von 560 €/2017/kW_{el} für eine 1.000 kW_{el}-Anlage auf 100 €/2017/kW_{el} für eine Anlage mit mehr als 6.000 kW_{el} auf. Die Ausgaben für Verdichtung und Aufbereitung des CO₂ fallen von etwas über 200 €/2017/kW_{el} für eine 1.000 kW_{el}-Anlage auf 100 €/2017/kW_{el} für eine Anlage mit mehr als 6.000 kW_{el}. Die Zwischenspeicherung ist vom Preisniveau und der Kostenreduktion mit der Methanisierung vergleichbar [105]. Hier wird ersichtlich, dass eine Abstimmung des Elektrolyseurs und der nachgeschalteten Methanisierung sinnvoll ist, um Zusatzkosten für eine Speicherung und Verdichtung zu vermeiden.

Mittel- bis langfristig wird eine Senkung der Gesamtkosten für das Power-to-Gas-Gesamtverfahren durch Technologiesprünge und Skalen- bzw. Erfahrungseffekte erwartet. [106] betrachtet ein Power-to-Gas-Gesamtsystem inkl. Einspeisung mit einer 200 kW_{el}-Elektrolyseeinheit. Hierfür fallen in 2012 Investitionsausgaben von ca. 6.600 €/2017/kW_{el} für die Elektrolyseanlage, Zwischenspeicher/Verdichtung, Aufstellung und Bau, Einspeiseanlage, Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik/Medien und die Methanisierung an. Relevante Skaleneffekte können durch Serienfertigung erreicht werden, die die Ausgaben für die Elektrolyseanlage und die Methanisierung senkt, sodass eine Kostendegression des Gesamtsystems auf 5.100 €/2017/kW_{el} bzw. 5.600 €/2017/kW_{el} im Fall einer konservativen Schätzung erwartet wird. Durch den Technologiesprung bei der Umstellung auf Druckelektrolyse und das Wegfallen der Verdichter wird eine weitere Reduktion auf spezifische Investitionsausgaben zwischen 3.000 €/2017/kW_{el} und 4.300 €/2017/kW_{el} prognostiziert. Die anschließende Serienfertigung dieser neuen Technologie führt letztlich zu einer spezifischen Gesamtinvestition von 2.000 €/2017/kW_{el} bzw. 3.300 €/2017/kW_{el}, d. h. zu einer Verringerung der Ausgaben um 50 % bis 70 % gegenüber dem angenommenen Ausgangswert [106]. Vergleicht man diese Anga-

ben mit den in Abbildung 4-12 aufgezeigten Ergebnissen der Literaturrecherche, erkennt man eine Überschätzung der heutigen Kosten. Bereits heute können Investitionsausgaben von etwa $2.100 \text{ €}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$ als Median, also fast 70 % weniger als in [106], angenommen werden. Die Technologiesprünge und Kostenreduktionen könnten entsprechend auch zu weit aus geringeren Investitionsausgaben führen. Hierbei ist, wie oben beschrieben, auch die Anlagengröße von wichtiger Bedeutung, da die Höhe der Ausgaben maßgeblich von dieser abhängt.

5 Fazit und Ausblick

Der vorliegende Artikel fasst die aktuellen technischen Kennwerte sowie spezifische Investitionsausgaben des Power-to-Gas-Verfahrens durch eine Analyse von Literaturwerten sowie Demonstrationsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland zusammen. Somit kann zum einen eine umfangreiche valide Datenbasis für techno-ökonomische Modellierungen bereitgestellt werden. Zum anderen zeigt die zweistufige Analyse Abweichungen zwischen den Literaturwerten und den in Projekten realisierten Größenordnungen auf.

5.1 Zusammenfassung der Analyse

Es ist festzustellen, dass bei der Elektrolyse ein großes Leistungsspektrum durch Projekte abgedeckt wird, sogar höher als in der Literatur erwartet. Die Effizienz der Projekte erreicht in etwa die Literaturangaben, wobei auch hier bei den Projekten und in der Literatur eine relativ breite Streuung zu erkennen ist. Aus der Analyse ergibt sich, dass die Literaturwerte (Median) für AEL, PEMEL und HTEL mit 74 %, 67 % bzw. 62 % (H_2) sinnvolle Annahmen darstellen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass hier weiteres Entwicklungspotenzial besteht und höhere Effizienzen erreichbar erscheinen. Die Elektrolyse ist insgesamt sehr flexibel durch hohe Lastgradienten und niedrige Aktivierungsdauern. Hinsichtlich der Kosten konnten nur Literaturwerte ausgewertet werden, da zu den Projekten keine Daten vorliegen. Hier zeigt

sich für die zukünftige Entwicklung ein einheitliches Bild bezüglich einer deutlichen Reduktion der spezifischen Investitionsausgaben.

Für die Methanisierung ergibt die Analyse, dass bereits eine hohe Effizienz in den Projekten und übereinstimmend mit den Literaturannahmen vorliegt. Dabei ist kaum weiteres Entwicklungspotenzial außer in der Abwärmenutzung zu erwarten. Bezüglich der spezifischen Investitionsausgaben lässt sich, ebenfalls lediglich auf Basis von Literaturwerten, eine breite Spanne feststellen. Von einer Reduktion der spezifischen Investitionsausgaben bis 2050 ist auszugehen, wobei allerdings eine sehr breite Spanne mit Werten zwischen ca. $50 \text{ €}_{2017}/\text{kW}_{\text{CH}_4}$ und $600 \text{ €}_{2017}/\text{kW}_{\text{CH}_4}$ angegeben wird.

Insgesamt ist für das Gesamtverfahren bereits heute festzustellen, dass einzelne Anlagen eine sehr hohe Effizienz erreichen, wenngleich der Median bei ca. 55% liegt. Abwärmenutzung im Prozess kann hier langfristig zu weiteren Verbesserungen führen. Aufgrund der breiten Spanne der Investitionsausgaben und dem Fehlen von Praxiswerten bestehen hier große Unsicherheiten, die besonders bei der Implementierung von Power-to-Gas in Energiesystemmodellen berücksichtigt werden sollten.

5.2 Ausblick

Insgesamt bestehen sowohl bei dem Power-to-Gas Verfahren selbst als auch bei der hier vorgenommenen Analyse der Entwicklung weiterer Forschungsbedarf. Besonders die verfahrenstechnische Weiterentwicklung der Elektrolyse kann Wirkungsgradsteigerungen bringen. Bezüglich der Kostenreduktion sind außerdem Skaleneffekte durch einen verstärkten Einsatz der Technologie zu erwarten.

Mit steigender Datenverfügbarkeit zu Investitionsausgaben wird eine detaillierte ökonomische Betrachtung des Power-to-Gas Verfahrens inklusive einer Betrachtung erreichbarer Skaleneffekte möglich. Da für die Entwicklung der Technologie am Anfang die fördertechnische und regulatorische Umgebung von Bedeutung ist, sollte eine ökonomische Analyse dabei durch eine Analyse des regulatorischen Rahmens ergänzt oder unterstützt werden.

Für die weitere Analyse des Verfahrens könnte zudem eine Öffnung des Betrachtungsraumes interessant sein, die die weltweite Entwicklung in den Fokus rückt.

6 Danksagung und Förderhinweis

Der vorliegende Artikel ist im Rahmen des durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Kopernikus-Projekts „Systemintegration“: Energiewende-Navigationssystem (ENavi) (Förderkennzeichen 03SFK4N0) entstanden. Die Autoren möchten sich für die Finanzierung der Arbeiten bedanken.

7 Literaturverzeichnis

- [1] UNFCCC, „Paris Agreement“. 2015.
- [2] BReg, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. 2010.
- [3] BMUB, „Klimaschutzplan 2050“, 2016.
- [4] N. Krzikalla, S. Achner, und S. Brühl, „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie“, BET, Bonn, 2013.
- [5] A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener, und U. Zuberbühler, „4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende“, 2017.
- [6] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [7] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller, und M. Koppe, *Power-to-gas: technology and business models*, Bd. 39. Springer, 2014.
- [8] C. Pelling, T. Schmid, und Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Hrsg., *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030- Teil 2 Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher*. München: FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, 2016.
- [9] A. Brinner, „Elektrolyse Basics III - Funktionsprinzip der Elektrolyse“. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2013.
- [10] G. Müller-Syring, M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner, und T. Höcher, „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, *DVGW Dtsch. Ver. Gas- Wasserfaches EV Bonn*, 2013.
- [11] T. Smolinka, M. Günther, und J. Garche, „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“, *Kurzfass. Abschlussberichtes -Stud. Freibg. Im Breisgau*, 2011.
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife“. Nov-2015.
- [13] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [14] S. Ewald, F. Koschany, D. Schlereth, M. Wolf, und O. Hinrichsen, „Power-to-Gas: Katalyse und Reaktionstechnik“, *Chem. Unserer Zeit*, Bd. 49, Nr. 4, S. 270–278, Aug. 2015.
- [15] M. Götz u. a., „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“, *Renew. Energy*, Bd. 85, S. 1371–1390, Jan. 2016.
- [16] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar, und D. Stolten, „Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany“, *Int. J. Hydrog. Energy*, Bd. 40, Nr. 12, S. 4285–4294, Apr. 2015.
- [17] DENA, „Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife“. Dez-2013.
- [18] G. Gahleitner, „Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications“, *Int. J. Hydrog. Energy*, Bd. 38, Nr. 5, S. 2039–2061, 2013.

- [19] „REFHYNE project to install world’s largest electrolysis plant in Shell German refinery“, *Fuel Cells Bull.*, Bd. 2018, Nr. 2, S. 10, Feb. 2018.
- [20] S. Rieke, „Power-to-Gas-Anlage. Bau und Betrieb einer 6-MW-Anlage in Werlte“, München, 17-März-2016.
- [21] Projekt RH2 WKA, „Das Projekt RH2-WKA“. WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG.
- [22] Deutsche Energie-Agentur, „Pilotprojekte“.
- [23] Green Industrial Hydrogen, „Technology - Technology Specifications“.
- [24] Fuel Cells Bulletin, „Hydrogenics electrolyzers for German hydrogen station“, *Fuel Cells Bull.*, Bd. 2010, Nr. 4, S. 9, Apr. 2010.
- [25] ENERTRAG, „Fragen und Antworten ENERTRAG Hybridkraftwerk“. 2013.
- [26] Fraunhofer ISE, „Solare Wasserstoff-tankstelle Freiburg H2Move. Informationen und Beschreibung“, 2012.
- [27] mgm consulting partners, Hrsg., „CO2RRECT“. 2015.
- [28] Stenzel, Hennings, Linssen, und Wulf, „Energiespeicher“, Jülich Forschungszentrum-Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 2016.
- [29] EnergieAgentur.NRW, Hrsg., „Power-to-Gas in Deutschland und NRW. Ideen, Potenziale, Projekte“. 2016.
- [30] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, „Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg“. 2018.
- [31] Areva, „Modulares LOHC-Energiespeichersystem“. AREVA GmbH, 2015.
- [32] CLENS, „Power-to-Gas-Anlage in Allendorf nutzt Strompreisschwankungen zur Windgasproduktion- Erfolgreiche Teilnahme am Regelenergiemarkt erhöht Wirtschaftlichkeit“, Clean Energy Sourcing AG, Leipzig, Nov. 2015.
- [33] HZwei Blog, „Neue Wasserstoff-Tankstelle in Hamburg eingeweiht“, *HZwei-Blog*, 2015. .
- [34] mgm consulting partners, „Stromlückenfüller Reußenkröge“. 2015.
- [35] HYPOS, „HYPOS-Forum informiert über ‚grünen‘ Wasserstoff“, Pressemitteilung, Sep. 2015.
- [36] HYPOS, „Projektsteckbriefe der ersten Welle“, 2016.
- [37] Gruber, Harth, und Trimis, „Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion“. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.
- [38] Hydrogenics, „Hydrogenics Awarded 2.4 MW Power-to-Gas Plant in Germany“, 22-März-2017. .
- [39] J. Mitzel und A. Friedrich, „Wasserstoff und Brennstoffzellen“, *BWK - Energ.-Fachmag.*, Bd. 69 (2017), 2017.
- [40] ITM Power, „World’s Largest Hydrogen Electrolysis in Shell’s Rhineland Refinery“, 18-Jan-2018. .
- [41] J. De Bucy, „The potential of Power-to-Gas. Technology review and economic potential assessment“, ENEA consulting, Paris, 2016.
- [42] S. Bajohr, M. Götz, F. Graf, und F. Ortloff, „Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur“, *Gas-Wasserfach Gas-Erdgas*, Bd. 152, Nr. 4, S. 200–210, 2011.
- [43] J. Koponen, „Review of water electrolysis technologies and design of renewable hydrogen production systems“, 2015.
- [44] B. Decourt, B. Lajoie, R. Debarre, und O. Soupa, „The hydrogen-based energy conversion FactBook“, *SBC Energy Inst.*, 2014.
- [45] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, und E. Standen, „Development of water electrolysis in the European Union“, *Lausanne Switz. Fuel Cells Hydrog. Jt. Undert.*, 2014.

- [46] A. Regett, C. Pelling, und S. Eller, „Power2Gas–Hype oder Schlüssel zur Energiewende?“, *Energiewirtschaftl. Tagesfr.*, Bd. 64, Nr. 10, S. 79–84, 2014.
- [47] Hydrogenics, „HYSTAT Hydrogen Generators“. 2011.
- [48] McPhy und Enertrag, „Fortführung der ENERTRAG HyTec Elektrolyseur-Aktivitäten durch McPhy“. 27-Sep-2013.
- [49] M. Kirchmayr, *Power-to-Gas: Modellierung der Energieverwertungspfade und Einflussnahme einer veränderten Strommarktsituation*. Diplomica Verlag, 2014.
- [50] C. Bihler, „Erdgas aus Wasserstoff“, *Märkische Allgemeine Zeitung*, 26-Aug-2016.
- [51] McPhy Energy, „Driving Clean Energy Forward“, Dez-2016.
- [52] Fraunhofer IMWS, Hrsg., „Sauberes Wasser und sauberer Wasserstoff“.
- [53] Proton Energy Systems, Hrsg., „C Series Hydrogen Generation Systems“.
- [54] J. Töpler und J. Lehmann, *Hydrogen and Fuel Cell: Technologies and Market Perspectives*. Springer, 2015.
- [55] Thüga, „Strom zu Gas-Anlage der Thüga-Gruppe übertrifft Erwartungen.“ Thüga AG, 02-Nov-2015.
- [56] EUWID Energie, „RWE nimmt in Ibbenbüren Power-to-Gas-Anlage in Betrieb“. 18-Aug-2015.
- [57] M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, und B. Scheppat, „Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis“, *Int. J. Hydrog. Energy*, 2017.
- [58] Siemens, „SILYZER 200. Mit Hochdruck effizient im Megawattbereich“. 2015.
- [59] Areva, „AREVA Speichertechnologie. Der PEM-Elektrolyseur“. AREVA GmbH, Stand-2014.
- [60] Uniper Innovation Energy Storage, Hrsg., „Membranelektrolyseverfahren für Power to Gas-Anlagen“.
- [61] H-TEC, Hrsg., „Stromlückenfüller“. H-TEC Systems GmbH.
- [62] DVGW, „Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird“. DVGW- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Okt-2015.
- [63] Hydrogenics, „Renewable Hydrogen Solutions“. 2016.
- [64] ZEAG Energie AG, „Daten und Fakten“. <https://www.h2orizon.de/die-technologie/daten-und-fakten-von-h2orizon.html>.
- [65] sunfire GmbH, „Steam-Electrolyser-Factsheet“.
- [66] sunfire GmbH, „Clean Hydrogen For Sector Integration - Sunfire Hylink“.
- [67] HELMETH, „HELMETH Deliverable 2.5: Report on the stand-alone Electrolyser testing“, Mai 2017.
- [68] T. Smolinka, I. Energiesysteme, und W. E. Day, „Water electrolysis: status and potential for development“, *Jt. GmbH-FCH JU Water Electrolysis Day April 3rd*, 2014.
- [69] U. Eckardt (kumatec), „persönliche Auskunft Projekt LocalHy“, 11-Mai-2017.
- [70] M. Wenske, „Wasserstoff–Herstellung per Elektrolyse“, *Vortrag „REGWA “FH Stralsund*, Bd. 6, 2008.
- [71] H-TEC, „Ready.Set.Supply. H-Tec-Series-ME: ME100/350*“.
- [72] Ausschreibungen Deutschland, „Lieferung eines PEM Elektrolyseurs zur Wasserstoffversorgung“. Ausschreibungen Deutschland.
- [73] ETOGAS GmbH, „Power-to-Hydrogen (PtH2). 1.2 MW turn-key system“. Feb-2015.
- [74] M. Weiße, „Das grösste Wind-Wasserstoff-System in Deutschland. RH2-WKA: Windenergie wird planbar“, *WIND KRAFT J.*, Nr. 6/2011, 2011.
- [75] Siemens, „SILYZER 200 (PEM electrolysis system)“. 2015.

- [76] Siemens, „Integration of Regenerative Energy into Power2Gas by PEM Electrolyzer Technology – CO2RECT Project“, gehalten auf der Smart Grid-Infotage 2013, München, 11-Juni-2013.
- [77] Förderinitiative Energiespeicher, „Weltweit erste industrielle Power-to-Gas-Anlage“. 2016.
- [78] A. Ursua, L. M. Gandia, und P. Sanchis, „Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends“, *Proc. IEEE*, Bd. 100, Nr. 2, S. 410–426, 2012.
- [79] Müller *u. a.*, „F&E-Perspektiven der Wasserstoff-Technologien“, in *FVEE - Jahrestagung 2016: Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems.*, 2016.
- [80] T. Smolinka, „Studie: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“, 08-Juni-2018.
- [81] Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT, und DBFZ, „Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende“, Mai 2018.
- [82] M. Bailera, P. Lisbona, L. M. Romeo, und S. Espatolero, „Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 69, S. 292–312, März 2017.
- [83] H.-P. Beck, B. Engel, L. Hofmann, R. Menges, T. Turek, und H. Weyer, „Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit“, efnz, Goslar, Studie, März 2013.
- [84] K. Ghaib und F.-Z. Ben-Fares, „Power-to-Methane: A state-of-the-art review“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 81, S. 433–446, Jan. 2018.
- [85] T. Heidrich *u. a.*, „BioPower2Gas - Vergleichende Simulation, Demonstration und Evaluation von optimal leistungsregelbaren Biogastechnologien“, IdE Institut dezentrale Energietechnologien gGmbH, EnergieNetz Mitte GmbH, EAM EnergiePlus GmbH, CUBE Engineering GmbH, Viessmann Group - MicrobEnergy GmbH, Veröffentlichung, Mai 2017.
- [86] F. Ausfelder *u. a.*, „Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung“, *Chem. Ing. Tech.*, Bd. 87, Nr. 1–2, S. 17–89, Feb. 2015.
- [87] „Wirkungsgrade der PtG-Prozesse“, *Bremer Energie Institut*, 2014. [Online]. Verfügbar unter: www.bremer-energie-institut.de/mugristo/de/results/power-to-gas/wirkungsgrade.html. [Zugegriffen: 23-Juni-2017].
- [88] A. Baev, „Power-to-Gas kann Kosten der Energiewende um Milliarden senken“, *Sustainable Consultion Group*, 29-Mai-2016. [Online]. Verfügbar unter: scg-ev.de/index.php/blog/68-power-to-gas-kann-kosten-der-energiewende-um-milliarden-senken. [Zugegriffen: 23-Juni-2017].
- [89] V. von Schnurbein, „Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 62, Nr. 9, S. 38–42, 2012.
- [90] „Audi e-gas Projekt“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/audi-e-gas-projekt/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [91] „ZSW“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/zsw/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [92] „Pilotanlage Allendorf“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/pilotanlage-allendorf/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [93] „BioPower2Gas“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/biopower2gas/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [94] „Viessmann Power-to-Gas im Eucolino“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/viessmann-power-to-gas-im-euolino/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].

- [95] „Exytron Demonstrationsanlage“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/exytron-demonstrationsanlage/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [96] „Exytron Zero-Emission-Wohnpark“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/extytron-zero-emission-wohnpark/>. [Zugegriffen: 14-Juni-2018].
- [97] M. Gruber, „Effizienzsteigerung der Power to Gas Technologie durch thermische Integration von Hochtemperatur Dampfelektrolyse und CO₂ Methanisierung – das HELMETH Projekt“, gehalten auf der Jahrestreffen der ProcessNet - Gasreinigung & Energieverfahrenstechnik, Frankfurt am Main, 22-März-2017.
- [98] M. Sterner, *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems: limiting global warming by transforming energy systems*. Kassel: Kassel Univ. Press, 2009.
- [99] M. Sterner, T. Martin, E. Fabian, L. Thorsten, und G. Philipp, „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland“, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Studie, Aug. 2015.
- [100] D. Bothe u. a., „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse“, frontier, Nov. 2017.
- [101] H.-M. Henning und A. Palzer, „Energiesystem Deutschland 2050“, Fraunhofer ISE, Nov. 2013.
- [102] E&E Consultant, Hespul, und Solagro, „Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire“, Sep. 2014.
- [103] S. Klein, S. W. Klein, T. Steinert, A. Fricke, und D. Peschel, „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“, enervis, Dez. 2017.
- [104] M. Sterner, N. Gerhardt, M. Jentsch, Y.-M. Saint-Drenan, C. Pape, und J. Schmid, „Die Speicheroption Power-to-Gas: Ausgleichs- und Integrationsmaßnahmen für EE“, gehalten auf der VDE, Kassel, Deutschland, 20-Jan-2011.
- [105] F. Graf, M. Götz, M. Henel, T. Schaaf, und R. Tichler, „Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten - Teilprojekt D ‚Wirtschaftlichkeit und Systemanalyse von Power-to-Gas-Konzepten‘“, DVGW, Linz, Abschlussbericht, Juni 2014.
- [106] A. Moser, M. Zdrallek, H. Krause, und F. Graf, „Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie“, DVGW, März 2014.

Datenanhang

Tabelle 1:	Installierte Leistung der Elektrolyseure in Deutschland [kW_{el}] (vgl. Abbildung 4-1)	I
Tabelle 2:	Wirkungsgrad Elektrolyse [%] (vgl. Abbildung 4-2).....	II
Tabelle 3:	Möglicher Betriebsbereich der Elektrolyse [% der Nennleistung] (vgl. Abbildung 4-3)	IV
Tabelle 4:	Lastgradient Elektrolyse [%/s] (vgl. Abbildung 4-4).....	VI
Tabelle 5:	Aktivierungszeit aus dem Standby und aus dem Stillstand [s/min] (vgl. Abbildung 4-5) .	VII
Tabelle 6:	Spezifische Investitionsausgaben von Elektrolyseuren [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$] (vgl. Abbildung 4-6)	VIII
Tabelle 7:	Entwicklung der spezifischen Investitionsausgaben von Elektrolyseuren [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$] (vgl. Abbildung 4-7)	VIII
Tabelle 8:	Gegenüberstellung der Boxplot-Diagramme für die Wirkungsgrade der Methanisierung [%] (vgl. Abbildung 4-8).....	IX
Tabelle 9:	Boxplot-Diagramm der spezifischen Investitionsausgaben der Methanisierung [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{CH}_4}$] (vgl. Abbildung 4-9)	X
Tabelle 10:	Entwicklung der spezifischen Investitionsausgaben der Methanisierung [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{CH}_4}$] (vgl. Abbildung 4-10)	X
Tabelle 11:	Gegenüberstellung der Boxplot-Diagramme für die Gesamtwirkungsgrade ohne Rückverstromung [%] (vgl. Abbildung 4-11)	X
Tabelle 12:	Boxplot-Diagramm der spezifischen Investitionsausgaben des Power-to-Gas-Gesamtverfahrens [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$] (vgl. Abbildung 4-12).....	XI

Tabelle 1: Installierte Leistung der Elektrolyseure in Deutschland [kW_{el}] (vgl. Abbildung 4-1)

Anlagennummer	Technologie	Leistung	Quelle
1	AEL	600	[24]
2	AEL	500	[25]
3	PEMEL	40	[26]
4	AEL	145	[22]
5	PEMEL	100	[27]
6	AEL	2000	[28]
7	AEL	6000	[20]
8	PEMEL	300	[28]
9	AEL	1000	[21]
10	AEL	150	[29]
11	AEL	250	[22]
12	AEL	500	[22]
13	PEMEL	150	[22]
14	PEMEL	4000	[22]
15	HTEL	150	[22]
16	AEL	320	[22]
17	PEMEL	1250	[22]
18	AEL	1000	[30]
19	PEMEL	75	[31]
20	AEL	40	[22]

21	PEMEL	1000	[22]
22	AEL	21	[28]
23	PEMEL	1100	[32]
24	PEMEL	185	[33]
25	PEMEL	200	[34]
26	AEL	250	[35]
27	HTEL	160	[36]
28	PEMEL	35	[22]
29	HTEL	60	[37]
30	PEMEL	2400	[38]
31	HTEL	150	[23]
32	AEL	62,5	[22]
33	PEMEL	1000	[39]
34	PEMEL	10000	[40]

Tabelle 2: Wirkungsgrad Elektrolyse [%] (vgl. Abbildung 4-2)

Pilotprojekte			
Anlagennummer	Technologie	Wirkungsgrad	Quelle
1	AEL	68	[47]
2	AEL	82	[48]
3	AEL	71	[49]
4	AEL	60	[50]
5	AEL	74	[20]
6	AEL	61	[21]
7	AEL	68	[47]
8	AEL	68	[47]
9	AEL	69	[51]
10	AEL	60	[47]
11	AEL	67	[22]
12	AEL	62	[52]
13	PEMEL	59	[53]
14	PEMEL	71	[54]
15	PEMEL	77	[55]
16	PEMEL	60	[56]
17	PEMEL	65	[57]
18	PEMEL	70	[57]
19	PEMEL	64	[58]
20	PEMEL	71	[59]
21	PEMEL	80	[60]
22	PEMEL	71	[22]
23	PEMEL	61	[53]

Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens

24	PEMEL	74	[61]
25	PEMEL	47	[63]
26	PEMEL	71	[64]
27	PEMEL	70	[65]
28	HTEL	82	[66]
29	HTEL	82	[67]
30	HTEL	80	[68]
Literaturangaben			
Nummer	Technologie	Wirkungsgrad	Quelle
1	AEL	62	[11]
2	AEL	82	[11]
3	AEL	60	[7]
4	AEL	80	[7]
5	AEL	80	[42]
6	AEL	68	[43]
7	AEL	77	[43]
8	AEL	68	[44]
9	AEL	77	[42]
10	AEL	63	[45]
11	AEL	61	[46]
12	AEL	62	[6]
13	AEL	82	[6]
14	AEL	74	[41]
15	AEL	78	[41]
16	PEMEL	67	[11]
17	PEMEL	82	[11]
18	PEMEL	65	[7]
19	PEMEL	80	[7]
20	PEMEL	80	[42]
21	PEMEL	62	[43]
22	PEMEL	77	[43]
23	PEMEL	62	[44]
24	PEMEL	77	[44]
25	PEMEL	63	[45]
26	PEMEL	59	[46]
27	PEMEL	67	[6]
28	PEMEL	82	[6]
29	PEMEL	67	[11]
30	PEMEL	82	[11]
31	HTEL	89	[44]
32	HTEL	65	[6]

33	HTEL	82	[6]
----	------	----	-----

Tabelle 3: Möglicher Betriebsbereich der Elektrolyse [% der Nennleistung] (vgl. Abbildung 4-3)

Teillastfähigkeit – Pilotprojekte und Literatur			
Technologie	Wert	Projekte/Literatur	Quelle
AEL	20	Literatur	[11]
AEL	40	Literatur	[11]
AEL	30	Literatur	[7]
AEL	40	Literatur	[7]
AEL	20	Literatur	[70]
AEL	20	Literatur	[42]
AEL	20	Literatur	[43]
AEL	40	Literatur	[44]
AEL	24	Literatur	[45]
AEL	20	Literatur	[46]
AEL	20	Literatur	[6]
PEMEL	0	Literatur	[11]
PEMEL	10	Literatur	[11]
PEMEL	0	Literatur	[7]
PEMEL	10	Literatur	[7]
PEMEL	0	Literatur	[70]
PEMEL	0	Literatur	[42]
PEMEL	5	Literatur	[43]
PEMEL	10	Literatur	[43]
PEMEL	0	Literatur	[44]
PEMEL	7	Literatur	[45]
PEMEL	0	Literatur	[46]
PEMEL	0	Literatur	[6]
AEL	40	Projekte	[47]
AEL	25	Projekte	[47]
AEL	40	Projekte	[47]
AEL	25	Projekte	[47]
AEL	10	Projekte	[73]
AEL	20	Projekte	[74]
AEL	40	Projekte	[47]
AEL	25	Projekte	[47]
AEL	40	Projekte	[47]
AEL	25	Projekte	[47]
AEL	30	Projekte	[69]
PEMEL	0	Projekte	[53]
PEMEL	0	Projekte	[54]

Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens

PEMEL	16	Projekte	[55]
PEMEL	10	Projekte	[59]
PEMEL	0	Projekte	[60]
PEMEL	10	Projekte	[71]
PEMEL	5	Projekte	[72]
PEMEL	37	Projekte	[65]
HTEL	30	Projekte	[66]
HTEL	30	Projekte	[23]
Überlastfähigkeit – Pilotprojekte und Literatur			
Technologie	Wert	Projekte/Literatur	Quelle
AEL	150	Literatur	[7]
AEL	100	Literatur	[70]
AEL	100	Literatur	[42]
AEL	150	Literatur	[43]
AEL	150	Literatur	[46]
AEL	100	Literatur	[6]
PEMEL	200	Literatur	[7]
PEMEL	100	Literatur	[70]
PEMEL	100	Literatur	[42]
PEMEL	200	Literatur	[43]
PEMEL	200	Literatur	[46]
PEMEL	100	Literatur	[6]
AEL	100	Projekte	[47]
AEL	100	Projekte	[47]
AEL	110	Projekte	[73]
AEL	100	Projekte	[47]
AEL	100	Projekte	[47]
AEL	100	Projekte	[74]
AEL	100	Projekte	[47]
PEMEL	100	Projekte	[53]
PEMEL	300	Projekte	[54]
PEMEL	108	Projekte	[55]
PEMEL	160	Projekte	[58]
PEMEL	150	Projekte	[59]
PEMEL	150	Projekte	[60]
PEMEL	166	Projekte	[71]
PEMEL	100	Projekte	[72]
PEMEL	224	Projekte	[65]
HTEL	125	Projekte	[23]

Tabelle 4: Lastgradient Elektrolyse [%/s] (vgl. Abbildung 4-4)

Pilotprojekte			
Anlagennummer	Technologie	Lastgradient	Quelle
1	AEL	15	[73]
2	AEL	3	[51]
3	AEL	20	[51]
4	AEL	100	[69]
5	PEMEL	10	[75]
6	PEMEL	90	[71]
Literaturangaben			
Nummer	Technologie	Lastgradient	Quelle
1	AEL	0,13	[43]
2	AEL	10	[43]
3	AEL	13	[45]
4	AEL	20	[45]
5	AEL	33	[46]
6	AEL	33	[8]
7	AEL	17	[45]
8	AEL	25	[45]
9	AEL	33	[46]
10	AEL	33	[8]
11	AEL	17	[45]
12	AEL	25	[45]
13	AEL	33	[46]
14	PEMEL	10	[43]
15	PEMEL	100	[43]
16	PEMEL	40	[45]
17	PEMEL	10	[46]
18	PEMEL	10	[8]
19	PEMEL	40	[45]
20	PEMEL	10	[46]
21	PEMEL	10	[8]
22	PEMEL	40	[45]
23	PEMEL	10	[46]

Tabelle 5: Aktivierungszeit aus dem Standby und aus dem Stillstand [s/min] (vgl. Abbildung 4-5)

Aktivierungszeit aus dem Standby [s] - Pilotprojekte			
Anlagennummer	Technologie	Aktivierungszeit	Quelle
1	AEL	30	[77]
2	AEL	1	[69]
3	PEMEL	10	[58]
4	PEMEL	10	[58]
5	PEMEL	10	[58]
6	PEMEL	3	[64]
Aktivierungszeit aus dem Standby [s] - Literaturangaben			
Nummer	Technologie	Aktivierungszeit	Quelle
1	AEL	10	[44]
2	AEL	30	[46]
3	PEMEL	10	[44]
4	PEMEL	30	[46]
Aktivierungszeit aus dem Stillstand [min] - Pilotprojekte			
Anlagennummer	Technologie	Aktivierungszeit	Quelle
1	AEL	20	[69]
2	PEMEL	10	[76]
Aktivierungszeit aus dem Stillstand [min] - Literaturangaben			
Nummer	Technologie	Aktivierungszeit	Quelle
1	AEL	30	[44]
2	AEL	60	[44]
3	AEL	20	[45]
4	AEL	10	[46]
5	AEL	10	[41]
6	AEL	40	[41]
7	PEMEL	5	[43]
8	PEMEL	15	[43]
9	PEMEL	10	[44]
10	PEMEL	5	[45]
11	PEMEL	10	[46]
12	PEMEL	10	[41]
13	PEMEL	40	[41]

Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens

Tabelle 6: Spezifische Investitionsausgaben von Elektrolyseuren [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$] (vgl. Abbildung 4-6)

Literaturangabe	Technologie	Investitionsausgaben	Quelle
1	AEL	848	[42]
2	AEL	1590	[42]
3	AEL	1017	[43]
4	AEL	1220	[43]
5	AEL	946	[45]
6	AEL	814	[6]
7	AEL	1526	[6]
8	AEL	1015	[41]
9	AEL	2030	[41]
10	AEL	1034	[78]
11	AEL	5172	[78]
12	AEL	1015	[79]
13	AEL	1200	[5]
14	AEL	650	[44]
15	PEMEL	2120	[42]
16	PEMEL	6361	[42]
17	PEMEL	1932	[43]
18	PEMEL	2339	[43]
19	PEMEL	1015	[41]
20	PEMEL	2030	[41]
21	PEMEL	1597	[45]
22	PEMEL	2034	[6]
23	PEMEL	6102	[6]
24	PEMEL	1017	[45]
25	PEMEL	773	[45]
26	PEMEL	581	[44]
27	HTEL	2538	[79]

Tabelle 7: Entwicklung der spezifischen Investitionsausgaben von Elektrolyseuren [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$] (vgl. Abbildung 4-7)

Literaturangabe	Technologie	Investitionsausgaben					Quelle
		aktuell	2020	2030	2040	2050	
1	AEL	946	641	590			[45]
2	AEL	650		421			[44]
3	AEL			497			[42]

4	AEL					509	[16]
5	PEMEL	1.597	1.017	773			[45]
6	PEMEL	1.015		711		355	[41]
7	PEMEL					406	[41]
8	PEMEL			581			[44]
9	PEMEL					509	[16]
10	HTEL			695		365	[81]
11	HTEL					153	[44]

Tabelle 8: Gegenüberstellung der Boxplot-Diagramme für die Wirkungsgrade der Methanisierung [%] (vgl. Abbildung 4-8)

Pilotprojekte		
Anlagennummer	Wirkungsgrad	Quelle
1	77,68	[90]
2	77,68	[91]
3	86	[97]
4	77,68	[92]
5	77,68	[93]
6	77,32	[94]
7	77,68	[95]
8	77,68	[96]
Literaturangaben		
Nummer	Wirkungsgrad	Quelle
1	80	[16]
2	78	[15]
3	80	[8]
4	83	[84]
5	80	[86]
6	75 – 80	[87]
7	83	[88]
8	80 – 85	[89]
9	75 – 85	[18]
10	80	[13]

Tabelle 9: Boxplot-Diagramm der spezifischen Investitionsausgaben der Methanisierung [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{CH}_4}$] (vgl. Abbildung 4-9)

Literaturangabe	Investitionsausgaben	Quelle
1	732	[16]
2	406	[15]
3	132	[15]
4	178	[15]
5	568	[15]
6	284	[8]
7	101	[13]
8	89	[13]
9	570	[99]
10	486	[101]
11	170	[100]
12	1526	[102]
13	1017	[102]
14	80	[7]
15	77	[7]
16	157	[7]

Tabelle 10: Entwicklung der spezifischen Investitionsausgaben der Methanisierung [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{CH}_4}$] (vgl. Abbildung 4-10)

Literaturangabe	Investitionsausgaben					Quelle
	aktuell	2020	2030	2040	2050	
1	1526	1017	509		509	[102]
2	1017	203	102		102	[102]
3	170				170	[100]
4			344	318	292	[103]
5					610	[86]

Tabelle 11: Gegenüberstellung der Boxplot-Diagramme für die Gesamtwirkungsgrade ohne Rückverstromung [%] (vgl. Abbildung 4-11)

Pilotprojekte		
Anlagennummer	Wirkungsgrad	Quelle
1	54	[90]
2	55	[91]
3	80,5	[97]
4	55	[92]
5	55	[93]
6	48,58	[94]
7	52,38	[95]
8	44	[96]

Literaturangaben		
Nummer	Wirkungsgrad	Quelle
1	56	[16]
2	55	[15]
3	48	[8]
4	51,46 - 68,06	[84]
5	53,2	[86]
6	50	[99]
7	46 – 75	[87]
8	50	[88]
9	49 – 68	[89]
10	49 – 79	[6]
11	52,7	[13]

Tabelle 12: Boxplot-Diagramm der spezifischen Investitionsausgaben des Power-to-Gas-Gesamtverfahrens [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{el}}$] (vgl. Abbildung 4-12)

Literaturangabe	Investitionsausgaben	Quelle
1	2034	[99]
2	4068	[99]
3	1523	[8]
4	1060	[104]
5	2120	[104]
6	6500	[13]