



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG
GEORG SIMON OHM

Bedarfsanalyse von Power-to-Gas Energiespeichern

Untersuchung des Energiespeicherbedarfs mittels
Power-to-Gas Verfahren für die Stadt Nürnberg

Abschlussbericht

Technische Hochschule Nürnberg Fakultät Maschinenbau und
Versorgungstechnik

Bachelorstudiengang Maschinenbau

Von

Samuel Leiblein

Matrikel-Nr.: 2667244

Betreuer: Prof. Dr. Matthias Popp

Kontrolleur: Rosel, Uli _____

Abgabedatum: 21.12.2017

Kontakt Daten Verfasser:

Wohnort: 90765, Stadeln, Gebrüder-Grimm-Straße 25

Tel: 0151 40797647

Email: leibleinsa60045@th-nuernberg.de

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei denjenigen bedanken, die bei der Anfertigung der Projektarbeit Zuarbeit geleistet haben und mich unterstützt haben.

Dieser Dank gebührt einerseits Herr Prof. Dr.-Ing Popp, der die notwendigen Berechnungstools und Downloadtools zur Verfügung gestellt hat. Darüber hinaus betreute er auch stets fachliche Fragen zur Projektarbeit mit besonders großem Engagement.

Andererseits richtet sich mein Dank an das Unternehmen N-ergie, welches Verbrauchsdaten und umfangreiche Informationen zur Thematik bereitgestellt hat. Durch die Kooperation mit dem Unternehmen N-ergie wurde der Seminargruppe ermöglicht, gewonnene Erkenntnisse dieser Projektarbeit auf einer öffentlichen Energiekonferenz zu präsentieren und vorzustellen.

Zusammenfassung

Das Projekt verläuft im Rahmen des Seminars Projekt Energietechnik des sechsten Semesters Maschinenbau an der TH Nürnberg. Ziel des Projekts ist es, eine Konzeptstudie zu erstellen, bei der das Nürnberger Stromversorgungsnetz hundertprozentig regenerativ versorgt werden kann. Bei vollkommener regenerativer Energieversorgung entsteht das Problem von Energiedefiziten aufgrund volatiler Wettererscheinungen. Um diesem Problem entgegen zu wirken wird die Speichertechnologie Power-to-Gas (PtG) als mögliche Lösung untersucht. Damit soll geklärt werden, welcher Bedarf für eine saisonale Energiespeicherung besteht. Hierfür werden die Wetter- und Energiedaten aus dem Jahr 2016 ausgewertet und im Zuge dessen lässt sich auf Versorgungsdefizite schließen, die in versorgungsschwachen Perioden bestehen. Aus diesem Versorgungsdefizit lässt sich der Speicherbedarf ermitteln, welcher durch diverse Speichertechnologien abgedeckt werden muss. Eine Option zur langfristigen Speicherung in großen Maßen könnten chemische Speicher sein, dabei müssen große Mengen an synthetisch hergestelltem Erdgas bzw. Wasserstoff produziert werden. Die Speicherverteilung wird im Vorfeld durch eine ökonomische Optimierung ermittelt, um so den Anteil der PtG-Technologie bestimmen zu können. Welches jährlich saisonale

Energiedefizit herrscht und welche Energiemenge die PtG Methode abdecken muss, ist Bestandteil der Untersuchung dieser Projektarbeit.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	v
Tabellenverzeichnis	v
Abkürzungsverzeichnis	vi
1 Problembeschreibung	1
2 Zielsetzung.....	2
3 Stand der Technik	3
3.1 Wasserelektrolyse	3
3.1.1 Alkalische Elektrolyse.....	4
3.1.2 Membranelektrolyse	5
3.1.3 Hochtemperaturelektrolyse	7
3.2 Methanisierung.....	9
3.3 Einspeisung und Prozesskette	13
3.3.1 Nutzungsmöglichkeiten	13
3.3.2 Wirkungsgradkette PtG.....	15
4 Kostenoptimierte Betrachtung PtG	17
4.1 Ziele und Methodik.....	17
4.2 Kostenprognosen Energieanlagen 2030.....	18
4.3 Stromentstehungskosten mit PtG als Energiespeicher	21
4.4 Ergebnisse unter Berücksichtigung von EE Ausbaupotenzial	24
5 PtG Speicher für das Versorgungsgebiet Nürnberg.....	28
5.1 Stromdefizit für das Versorgungsgebiet Nürnberg	28
5.2 Speicherbedarf.....	29
5.3 CO ₂ Bedarf und H ₂ O Bedarf.....	30
6 Fazit	33
Literaturverzeichnis	35

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 Aufbau AEL	4
Abb. 2 Aufbau PEM Elektrolyse	6
Abb. 3 Aufbau HTES	8
Abb. 4 Prinzipieller Aufbau 2 Phasen Reaktor	11
Abb. 5 Prinzipieller Aufbau 3 Phase Reaktor	12
Abb. 6 Nutzungsmöglichkeiten PtG.....	14
Abb. 7 Prozesskette PtG ohne Methanisierung	15
Abb. 8 Prozesskette PtG mit Methanisierung	16
Abb. 9 Bandbreite spezifische Investitionskosten 2030	19
Abb. 10 Stromentstehungskosten Regeneratives Versorgungssystem	21
Abb. 11 Ausbaupotenzial EE verglichen mit bestehender installierter Leistung	25
Abb. 12 modifizierte Stromentstehungskosten in Bezug auf EE Ausbaupotenzial.....	26
Abb. 13 Residualdauerlinien für Szenarien 1-3	28

Tabellenverzeichnis

Tab. 1 Vergleich Methanisierungsanlagen	10
Tab. 2 Übersicht Abschreibedauer und Jährlichen Betriebskosten	20
Tab. 3 Zusammenfassung Versorgungssystemparameter	24

Abkürzungsverzeichnis

PtG	Power-to-Gas
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
H₂O	Wasser
HCl	Chlorwasserstoff
NaCl	Natriumchlorid
KOH	Kalilauge
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO₂	Kohlenstoffdioxid
SNG	Synthetic Natural Gas
AEL	Alkalische Elektrolyse
PEM	Membranelektrolyse
HTES	Hochtemperaturelektrolyse
GuD	Gas- und Dampfturbinen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Mrd.	Milliarden
EE	Erneuerbare Energien
MERRA-2	Modern Era Retrospectiveanalysis for Research and Application
SLL	Speicherladeleistung
GWh	Gigawattstunden

1 Problembeschreibung

Deutschland steht mitten in der Energiewende. Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien Gesetzes (EEG) wurde eine Richtung eingeschlagen, mit der die Bundesrepublik Deutschland zunehmend mit erneuerbaren Energien gefördert und versorgt werden soll. Die EEG Umlage bezuschusst den Bau und Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen mit einer staatlichen Förderung.¹ Mit der Entscheidung im Jahr 2011 bis zum Jahr 2022 aus der Atomenergie auszusteigen, folgte eine radikale Politikwende, bei der entschieden wurde, dass nachhaltige Energieversorgung in großem Maße gefördert werden soll.² Jedoch steht der Energiewende ein großes Problem gegenüber, die saisonale Speicherung von Energie. Energiegewinnung aus Wind und Sonne fluktuieren, insbesondere in den Wintermonaten in denen der Energieverbrauch hoch ist. In diesen Perioden fehlt es an einer zuverlässigen Energieversorgung durch erneuerbare Energien, insbesondere durch Solarenergie. Für die Umsetzung der Energiewende wird somit dringend ein saisonaler Speicher benötigt, der auch in großen Mengen Energie aus energetischen Hochzeiten speichert und bei Bedarf flexibel abgeben kann. Mit wachsendem Anteil der erneuerbaren Energien lässt sich daraus schließen, dass das Stromnetz immer mehr den Schwankungen des Wetters unterliegt. Durch kluges Lastmanagement und Kraftwerke, die flexibel in der Energieproduktion eingesetzt sind kann dies in den nächsten 10-20 Jahren ausgeglichen werden.³ Das Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist es, dass bis zum Jahr 2050 etwa 100% der benötigten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien gewonnen wird.⁴ Bereits vor Erreichen dieses Ziels, wird ein saisonaler Energiespeicher benötigt um wetterbedingte Lastschwankungen auszugleichen. Speicherpotentiale hierzulande existieren bereits in Form von Pumpspeicherwerken, jedoch ist bei Pumpspeicherwerken die Akzeptanzfrage der Gesellschaft ein Streitthema. Abzüglich Fläche von Naturschutzgebieten, Nationalparks und ausreichend Abstand zu Siedlungen, sind die Potentiale der Pumpspeichertechnik politisch sehr eingeschränkt.

¹ Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, 2017, S. 1.

² Vgl. *Haunss, S./Dietz, M./Nullmeier, F.*, 2013, 288ff.

³ Vgl. *Fürstenwerth D./Waldmann, L.*, 2014, S. 1.

⁴ Vgl. *Klaus, T. u. a.*, 2010, S. 1.

Eine weniger umwelteingreifende Speichermöglichkeit besteht in der Power-to-Gas Technologie, die sich jedoch noch in der Entwicklungsphase befindet. Bei PtG wird der überschüssige Strom aus fluktuierender Energieerzeugung in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt. Wasserstoff und synthetisches Erdgas lässt sich gut speichern, zudem sind Erdgasspeicher im großen Maße bereits vorhanden. Alle Vorteile vereint, könnte die PtG-Technologie eine Lösung des Problems darstellen und dient daher als Gegenstand dieser Arbeit.

2 Zielsetzung

Ziel der Projektarbeit ist ein Szenario, welches zeigen soll, dass Nürnberg vollkommen mit erneuerbaren Energien versorgt wird. Zudem soll untersucht werden inwiefern PtG als Speichermethode für die Stadt Nürnberg eingesetzt werden kann. Primär soll festgestellt werden welche wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorhanden sein müssen, um PtG kommerziell betreiben zu können. Dies geschieht im Rahmen einer Versorgungsanalyse für das Nürnberger Umland. Darüber hinaus ergibt sich ein Erkenntnisgewinn über die dafür benötigten Speicher- und Leistungskapazitäten mit PtG als Energiespeicher. Um diesem Ziel nachzugehen, werden im Zuge der Projektarbeit fünf Forschungsfragen betrachtet und weitestgehend untersucht. Die Forschungsfragen, die beantwortet werden sollen, sind im Folgenden aufgelistet:

- *Wie groß ist das Stromdefizit für die ganzjährige Energieversorgung des Energieversorgungsgebiets Nürnberg?*
- *Was ist das ökonomische Optimum eines Versorgungssystems mit PtG als Speicher, unter der Annahme von Kostenprognosen für das Jahr 2030?*
- *Welche Menge an Methan und Wasserstoff bedarf es, um Nürnbergs elektrische Energieversorgung ausschließlich aus regenerativen Energien zu decken?*
- *Wie hoch muss die Produktionsleistung von PtG-Anlagen sein, um den größten wirtschaftlichen Nutzen zu erzielen und Energieüberschüsse Nürnbergs speichern zu können?*
- *Welche Wassermengen werden zur Erreichung der Produktionsleistung benötigt und sind solche Wassermengen realisierbar für den Standort Nürnberg?*

3 Stand der Technik

Der PtG Prozess besteht im Wesentlichen aus den Verfahrensschritten der Elektrolyse und der Methanisierung. Die Rückeinspeisung erfolgt durch konventionelle Kraftwerkstechnik, BHKW oder zukünftig mittels Brennstoffzellen, um möglichst hohe Wirkungsgrade durch Wärmeausnutzung zu erzielen. Da PtG sich noch in der Entwicklungs- und Demonstrationsphase befindet, ist davon ausgehen, dass noch mit Verbesserungen und Vergünstigungen zu rechnen ist.⁵ Von großer Bedeutung für das Projekt sind die ökonomischen Faktoren der verschiedenen Elektrolysearten und deren Wirkungsgrad. Nachfolgend werden die Verfahrensschritte Elektrolyse und Methanisierung beschrieben.

3.1 Wasserelektrolyse

Unter Wasserelektrolyse versteht sich die elektrochemische Zerlegung von Wasser mittels Stromzufuhr. Um eine konstante Reaktion der Elektrolyse zu gewährleisten, wird eine Gleichstromzufuhr benötigt. An der Kathode (Minuspol) werden Elektronen aufgenommen, während an der Anode (Pluspol) Elektronen abgegeben werden. Im Falle der Wasserelektrolyse spaltet sich H_2O in seine Grundbestandteile auf, wobei Wasserstoff (H) sich an der Kathode und Sauerstoff (O) an der Anode absetzt. Dieser Vorgang wird durch Zugabe von Säuren (HCl) oder löslichen Salzen (NaCl) verbessert. Als Folge der Säure-/Salzzugaben steigt die Leitfähigkeit des Wassers und der ohmsche Widerstand sinkt.⁶ Von technischer Bedeutung sind derzeit drei unterschiedliche Elektrolyseverfahren, welche sich im Aufbau voneinander unterscheiden. Die Unterscheidungen liegen in der chemischen Reaktion, dem Wirkungsgrad, den Kosten und dem Entwicklungsstand. Die drei verschiedenen Elektrolyseverfahren lauten wie folgt:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Membranelektrolyse (PEM)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTES)

⁵ Vgl. Stadler, I., 2014, S. 613.

⁶ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 167.

3.1.1 Alkalische Elektrolyse

Die Alkalische Elektrolyse (AEL) ist die ausgereifteste der drei Elektrolysetechniken und wird bereits kommerziell genutzt. Leistungsbereiche der alkalischen Elektrolyse reichen heutzutage von 5 kW bis 3,4 MW pro Modul. Um die Produktionskapazität zu steigern, werden mehrere Elektrolysemodule parallel geschaltet. Die größte AEL Produktionsanlage befindet sich am Assuan-Staudamm in Ägypten, dessen Produktionsleistung 156 MW beträgt.⁷ Dies entspricht einer Wasserstoffproduktion von 33.000 Nm³/h. In Abbildung 1 wird der schematische Aufbau eines alkalischen Elektrolyseurs beschrieben.

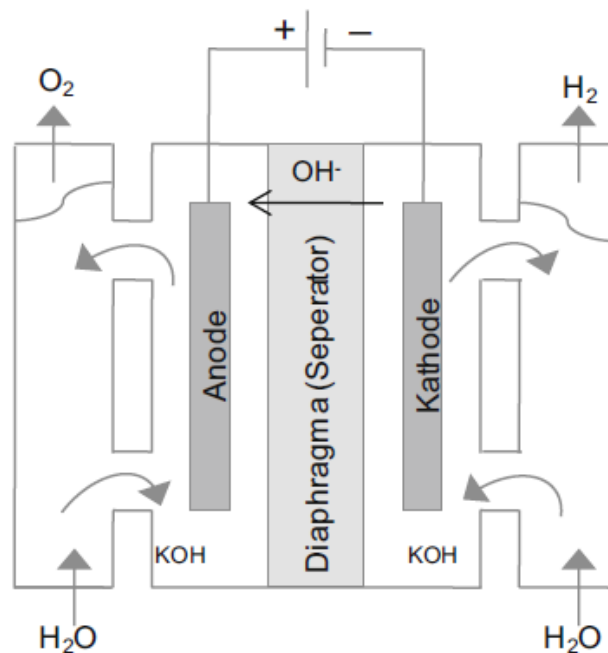


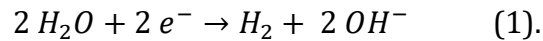
Abb.1 Aufbau AEL (Zapf, Martin,2017, S.217.)

Die AEL besteht aus zwei Halbzellen, die durch ein Ionendurchlässiges Diaphragma getrennt sind. Der Elektrolyseur ist mit einem Zellrahmen abgedichtet. In diesem Zellrahmen zirkuliert die Elektrolytlösung, welche typischerweise eine KOH Lauge mit 20-40%iger Konzentration ist. Die Arbeitstemperatur bei der AEL beträgt etwa 50°C – 80°C⁸. Die Elektroden bestehen aus perforierten Blechen mit einer möglichst porösen

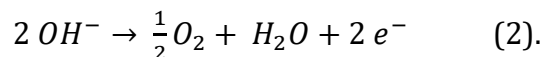
⁷ Vgl. Smolinka, T./ Günther, M./ Garcke, J., 2011, S. 11.

⁸ Vgl. Smolinka, T./ Günther, M./ Garcke, J., 2011, S. 160.

Oberfläche. Bei ausreichender elektrischer Spannung entstehen an der Kathode Wasserstoff und Hydroxidionen, die chemische Reaktion an der Kathode wird in folgender Gleichung (1) beschrieben



Die Hydroxidionen diffundieren durch das Diaphragma und reagieren an der Anode unter Abgabe eines Elektrons zu elementarem Sauerstoff und Wasser.⁹ Die chemische Reaktion an der Anode zeigt die Gleichung (2)



Die Sauerstoff- und Wasserstoffmoleküle steigen an den jeweiligen Elektroden, anschließend werden diese von Elektrolyten abgeschieden und abgeführt. Das verbrauchte Prozesswasser wird kontinuierlich nachgefüllt.

3.1.2 Membranelektrolyse

Die Anwendung der Membranelektrolyse (PEM) findet sich meist in kleinen Leistungsbereichen wieder, bei denen der Fokus auf dynamischen Verhalten und einem großen Teillastbereich liegt. Die Leistung einer PEM beträgt maximal 150 kW pro Modul, was in der direkten Gegenüberstellung mit einer AEL vergleichsweise gering ausfällt.¹⁰

Abbildung 2 illustriert den schemenhaften Aufbau einer PEM. Die Anode und Kathode sind unmittelbar durch eine saure Protonaustauschmembran getrennt. Dabei sind die Elektroden direkt auf die Membran aufgebracht. Die Elektroden und die Membran bilden zusammen die Baugruppe MEA (Membran Electrode Assembly). Die porösen Stromableiter, auch Current Collectors genannt, ermöglichen den Stromfluss zu den Elektroden und sind zeitgleich durchlässig für die Produktgase die während der Elektrolyse entstehen. Die Halbzellen werden von den Bipolarplatten eingerahmt und gewährleisten den Transport von Prozesswasser zur Zelle und das Entweichen von Produktgasen.¹¹

⁹ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 173.

¹⁰ Vgl. Vgl. Smolinka, T./ Günther, M./ Garche, J., 2011, S. 163.

¹¹ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 173.

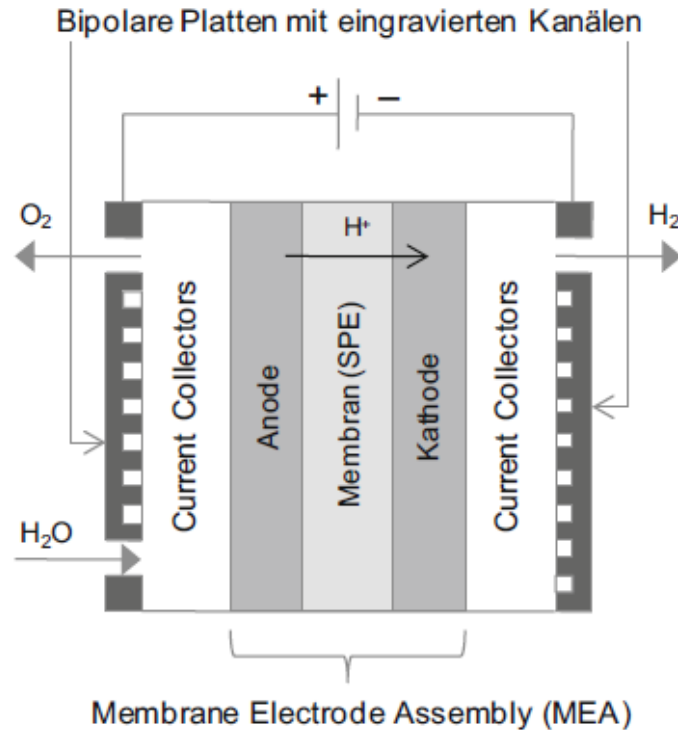
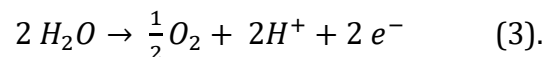
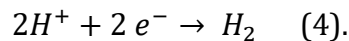


Abb.2 Aufbau PEM Elektrolyse (Zapf, Martin ,2017, S.217.)

Es wird nicht nur der Aufbau von der PEM zur AEL unterschieden, sondern auch die chemischen Reaktionen, die entstehen. Das Wasser, welches an der Anode zugeführt wird, spaltet sich bei ausreichender Zellspannung in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen. Die Reaktion wird in Gleichung (Gl.3) wiedergegeben



Der Sauerstoff wird im Anschluss abgeführt, gleichzeitig diffundieren die Protonen durch die Membran und gelangen zur Kathode. Dort findet die Kathodenreaktion statt (Gl.4) wobei die Elektronen mit dem positiv geladenen Wasserstoff zu Wasserstoff reagieren



Hierbei geht hervor, dass nur die anodenseitige Halbzelle mit Wasser gefüllt ist. Aus theoretischer Sicht befindet sich in der kathodenseitigen Halbzelle nur Wasserstoff. Dies ist aber in der Praxis nicht der Fall, da die kathodenseitige Halbzelle in der Regel einen hohen

Feuchtigkeitsanteil besitzt. Der produzierte Wasserstoff besitzt jedoch eine bessere Reinheit von unerwünschten Nebenstoffen im Vergleich zur AEL.¹²

3.1.3 Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse (HTES) befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung. Der ausschlaggebende Vorteil dieser Elektrolyseure liegt darin, dass bei langsam steigendem Gesamtenergiebedarf, der elektrische Energiebedarf stark sinkt. Somit ist der Elektrizitätsbedarf 25% geringer als bei herkömmlichen Elektrolyseuren. Die Prozesstemperatur während der HTES liegt bei 800°C bis 1000°C. Diese Technologie ist dort interessant, wo viel Abwärme generiert wird. Potenzielle Anwendungsbereiche hierfür finden sich in der Geothermik, der Solarthermie oder der konventionellen Kraftwerksprozesse. Probleme der HTES liegen derzeit noch in den langen Anfahrtszeiten und chemischen/mechanischen Materialproblemen.¹³

Die HTES, dessen Aufbau in Abbildung 3 gezeigt wird, besteht im Wesentlichen aus zwei Halbzellen, die durch eine Membran getrennt sind. Diese Membran ist ein Sauerstoffionen leitender und gasdichter Festelektrolyt, welcher elementar für die HTES ist. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Elektrolyseuren wird statt flüssigem Wasser, überhitzter Wasserdampf kathodenseitig zugeführt. Durch die Einbringung von Thermischer Energie können hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden.¹⁴

¹² Vgl. *Stadler, I.*, 2014, S. 322 f.

¹³ Vgl. *Smolinka, T./ Günther, M./ Garche, J.*, 2011, S. 16.

¹⁴ Vgl. *Zapf, M.*, 2017, S. 173.

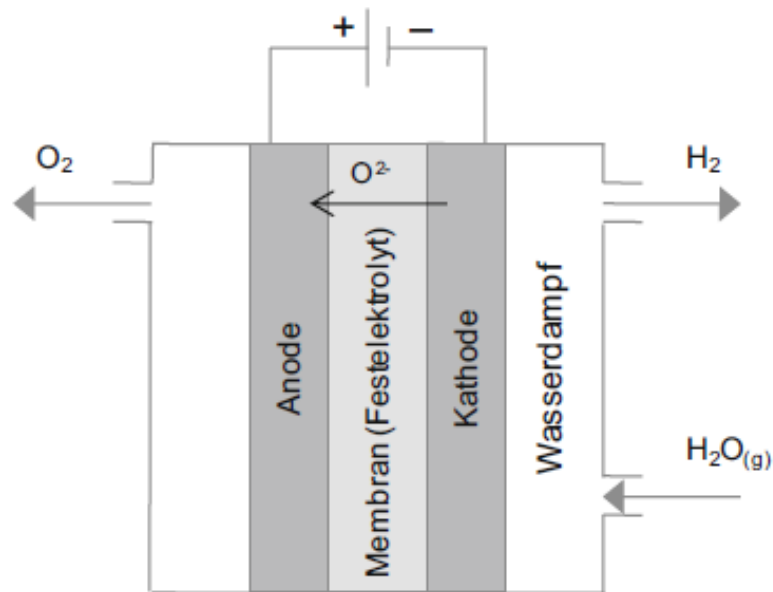
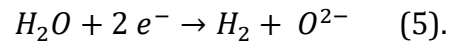
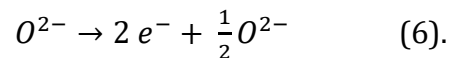


Abb.3 Aufbau HTES (Zapf, Martin, 2017, S.217.)

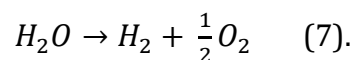
Der Dampf welcher kathodenseitig zugeführt wird, reagiert mittels zweier Elektronen zu Wasserstoff und O_2 Ionen. Dabei kann der Wasserstoff entnommen werden. Die chemische Reaktionsgleichung hierzu wird in Gl.5 wiedergegeben



Die aus der Kathodenreaktion entstehenden O_2 Ionen diffundieren durch die Membran zur Anode, wo sie in der Anodenreaktion unter der Abgabe von Elektronen zu Sauerstoff reagieren (Gl.6) ¹⁵



Aus dieser Gleichung ergibt sich die Gesamtreaktionsgleichung (Gl.7)



¹⁵ Vgl. Stadler, I., 2014, S. 324 f.

3.2 Methanisierung

Der Prozess von PtG beinhaltet die optionale Methanisierung von Wasserstoff. Dies ist nicht erforderlich, stellt sich aber für den Großteil an Anwendungen als Vorteil heraus. Gasförmiger Wasserstoff gilt als sehr reaktiv, was einen sicheren Transport und eine sichere Speicherung deutlich erschwert. Aus diesem Grund wird der aus dem Elektrolyseprozess gewonnene Wasserstoff methanisiert um stabiles, synthetisches Erdgas zu generieren. Methan besitzt eine wesentlich höhere volumetrische Energiedichte als Wasserstoff und verfügt bereits über eine bestehende Speicherinfrastruktur. Hinzu kommt, dass bereits viele Technologien Erdgas als Primärenergieträger beziehen. Für den Prozess der Methanisierung stehen zum Einen das Chemische Verfahren und das Biologische Verfahren zur Verfügung. Diese werden in Tab. 1 anschaulich gegenübergestellt.¹⁶

	Chemische Methanisierungsanlagen	Biologische Methanisierungsanlagen
Betriebstemperatur	200-700°C	40-70°C
Betriebsdrücke	Bis 80 bar	Bis 20 bar
Energiebedarf	<0,4 kWh/m ³ SNG	<0,4-1,8 kWh/m ³ SNG
Systemwirkungsgrad ohne Wärmenutzung	<83%	<71,6 (integrativ) 73-77% (selektiv)
Systemwirkungsgrad mit Wärmenutzung	>90%	<93,2% (integrativ) 78,4-82,4 (selektiv)
Spezifische Investitionskosten k ₀	<400 €/kW	650-400 €/kW (integrativ) 600-1200 €/kW (selektiv)
Planung und Bau	-	15-20% k ₀
Peripherie	-	5% k ₀

¹⁶ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 179 ff.

Wartung, Betrieb, Versicherung	3% k ₀ pro Jahr	3% k ₀ pro Jahr
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Hoher energetischer Wirkungsgrad - Geringe Reaktorgröße - Umfangreiche Erfahrungen im großtechnischen Einsatz - Reaktionswärme sehr gut nutzbar 	<ul style="list-style-type: none"> - Hohe Flexibilität und Robustheit - Gut geeignet für kleine Anlagen - Sehr hohe Methananteile >98% - Niedrige Prozesstemperaturen
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Mäßiges, flexibles Lastwechselverhalten - Geringe Toleranz gegenüber Spurenstoffe - Methangehalt max. 95% 	<ul style="list-style-type: none"> - Reaktionswärme bedingt nutzbar - Hoher Strombedarf für das Rührwerk - Konstante Fütterung der Bakterien notwendig

Tab.1 Vergleich Methanisierungsanlagen (Zapf, M., 2017, S.180.)

Für die weitere Betrachtung erfolgt nur die chemische Methanisierung, da diese aufgrund der Systemeigenschaften besser für den Großtechnischen Einsatz geeignet ist. Hinzu kommen die Vorteile der niedrigeren Investitionskosten und besseren Wirkungsgrade.

Die chemische Methanisierung geschieht mittels der Sabatier-Reaktion. Dabei reagiert Kohlenstoffdioxid bzw. Kohlenstoffmonoxid mit Wasser zu Methan und Wasserdampf. Um die Aktivierungsenergie herabzusetzen, kommen Katalysatoren zum Einsatz. Bei der chemischen Methanisierung sind dies meist Katalysatoren auf Nickel Basis. Diese sind in einer großen Stückzahl und preiswert erhältlich.¹⁷

Für die chemische Methanisierung existieren zwei Verfahren um den Methanisierungsprozess durchzuführen. Zu nennen sind hierbei der 2 Phasen-Reaktor und der 3-Phasen-Reaktor. Die Funktionsweise und Aufbau der Reaktoren werden im Folgenden näher beleuchtet. Der 2-Phasen-Reaktor, dessen Aufbau in Abbildung 4 gezeigt wird, verfügt über einen festen Katalysator. Der gezeigte Rohrbündelreaktor besitzt Sonderformen wie

¹⁷ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 181 f.

Platten- und Wabenreaktoren. Darüber hinaus existiert ein weiterer Typus von 2-Phasen-Reaktor, der Wirbelschicht Reaktor. Dieser befindet sich jedoch noch im Forschungsstadium und wird hierbei nicht näher betrachtet. Beim Rohrbündel Reaktor werden die Eduktgase über die oben geführte Öffnung in den Reaktor eingeführt. Diese durchströmen die Rohre in denen der Katalysator angebracht ist und reagieren zu Methan und Wasserdampf. Die Prozesswärme die dabei entsteht, wird mit einem Wärmeträgermedium, das die Rohre von außen umströmt, abgeführt.¹⁸

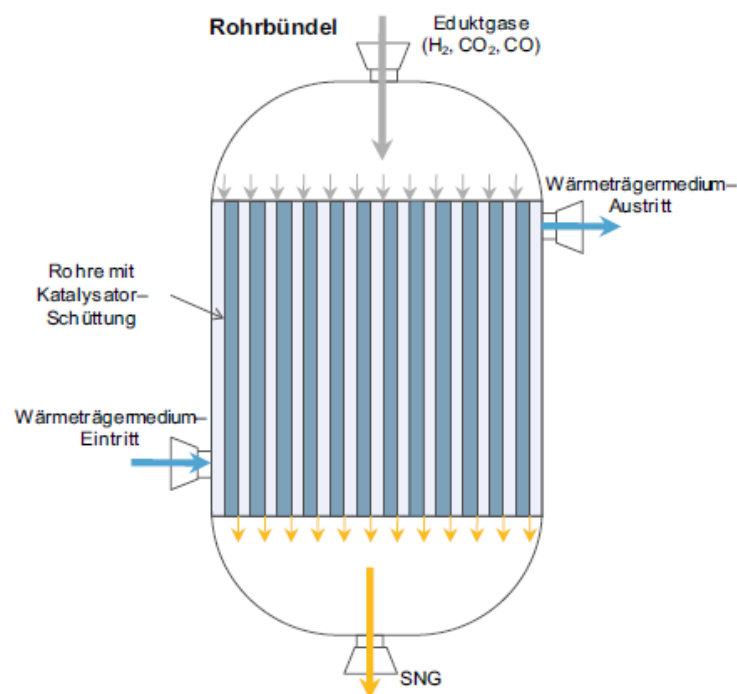


Abb. 4 Prinzipieller Aufbau 2 Phasen Reaktor (Zapf, M., 2017, S.184.)

Der 3 Phasen Reaktor, der sich noch im Forschungsstadium befindet, besteht aus einem Behälter, der mit einer Kühlpule und mit einem Wachs-Katalysatorgemisch gefüllt ist. Auch Suspension genannt. Die Eduktgase werden von unten eingeführt, diese werden mithilfe eines Gasverteilers gleichmäßig in die Suspension getragen, wo die Edukte dann umgesetzt

¹⁸ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 183.

werden. Die bereits genannte Kühlpule führt die dadurch freiwerdende Wärmeenergie aus der Reaktion ab. Der Aufbau des 3 Phasen-Reaktors wird in Abbildung 5 visualisiert.¹⁹

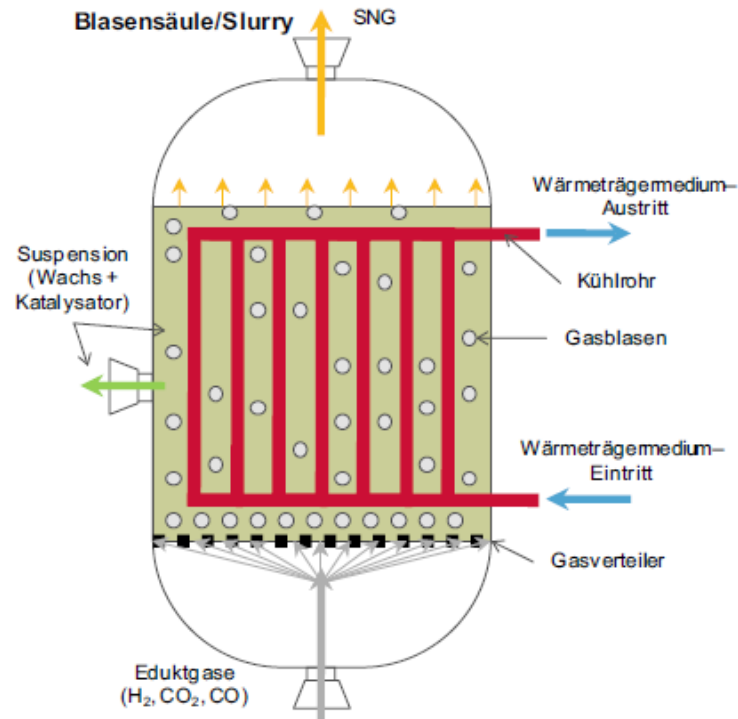


Abb. 5 Prinzipieller Aufbau 3 Phase Reaktor (Zapf, M., 2017, S.184.)

Die Methanisierung hat einen hohen Bedarf an CO₂ und CO. Der Bedarf an Kohlenstoffdioxid kann durch industrielle Prozesse bereitgestellt werden. Jedoch findet die größte CO₂ Produktion dann statt, wenn PtG nicht im Einsatz ist. Dies geschieht während der Speicherentleerung. Somit müssen andere CO₂ Quellen herangezogen werden, eine Option als CO₂ Quelle wären hierbei Biogasanlagen. Diese produzieren eine ausreichende Menge an CO₂ welche für den Methanisierungsprozess zwingend erforderlich sind. Anforderungen an die CO₂ Quelle sind eine gute zeitliche Verfügbarkeit und ein hoher Reinheitsgrad. Diese Anforderungen können durch Biogasanlagen erfüllt werden, sofern eine kostengünstige Speicherung von CO₂ zu Verfügung steht. Des Weiteren sind Forschungen im Gange CO₂ aus der Umgebungsluft zu extrahieren und anschließend zu nutzen.²⁰

¹⁹ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 184.

²⁰ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 191.

3.3 Einspeisung und Prozesskette

Im Folgenden werden die Einspeisung von PtG und die damit verbundene Prozesskette erläutert.

3.3.1 Nutzungsmöglichkeiten

Die Rückverstromung und Einspeisung von PtG gestaltet sich sehr vielfältig. Die Anwendung findet sich in der Mobilität, Energieerzeugung und Wärmeversorgung wieder. Dies wird in Abbildung 6 grafisch dargestellt. Die Einspeisung ist stark abhängig von der Technologieentwicklung, beispielsweise im Mobilitätssektor. Der Gasmotor bzw. zukünftig die Brennstoffzelle könnten aufgrund dieser Abhängigkeit stark an Bedeutung gewinnen. Folglich werden hohe Kapazitäten an Methan und Wasserstoff benötigt. Jedoch steckt die Technik der Brennstoffzellen noch in den Kinderschuhen, auch wenn die Brennstoffzelle ein enormes Potenzial besitzt was die Wirkungsgrade angeht. Es wird davon ausgegangen, dass der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle in Zukunft bis zu $\eta_{el} = 70\%$ und $\eta_{th} = 85\%$ erreichen kann.²¹ Zukünftig könnte das aus der PtG-Technologie gewonnene Wasserstoff oder Methan in dezentralen Energieanlagen in BHKW zur Strom- und Wärmeversorgung eingesetzt werden. Durch die thermische Ausnutzung lässt sich hierbei ein hoher Nutzungsgrad des Brennstoffes erzielen. Um im großtechnischen Einsatz Strom und Wärme zu generieren, kann das CH_4 als Brennstoff für hochmoderne GuD-Kraftwerke verwendet werden. GuD-Kraftwerke erzielen mittlerweile eine Brennstoffausnutzung von rund 85%.²² Eine weitere Option PtG zu nutzen besteht darin, dass Methan in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen. Speziell in urbanen Regionen haben viele Gebäude Gasanschlüsse zur Wärmeversorgung. Durch die Einspeisung von synthetischem Erdgas können die spezifischen Kosten der bestehenden Erdgas-Infrastruktur gesenkt werden.²³ Zu dem wirtschaftlichen Vorteil hinzu kommt, dass die Wärmeversorgung sichergestellt werden kann. Der größte Vorteil von PtG liegt in der Speicherdauer und Speicherung von

²¹ Vgl. Deichsel, M., 2017, S.119ff.

²² Vgl. Gottschick, G., 2012, S. 1.

²³ Vgl. Schramm, M., 19.10.2017.

Methan. Methan kann teils jahrelang gespeichert werden ohne nennenswerte Speicherungsverluste. Das Erdgasnetz in Deutschland existiert bereits und verfügt über eine Speicherkapazität von rund 24,6 Mrd. m³, was einer Menge entspricht mit der Deutschland für etwa drei Monate versorgt werden könnte. Dies geht aus einer Pressemitteilung des BMWi hervor.²⁴ Aus diesem Grund würden keine immensen, zusätzlichen Investitionskosten für die Speicherung anfallen, da die bestehende Infrastruktur genutzt werden könnte.

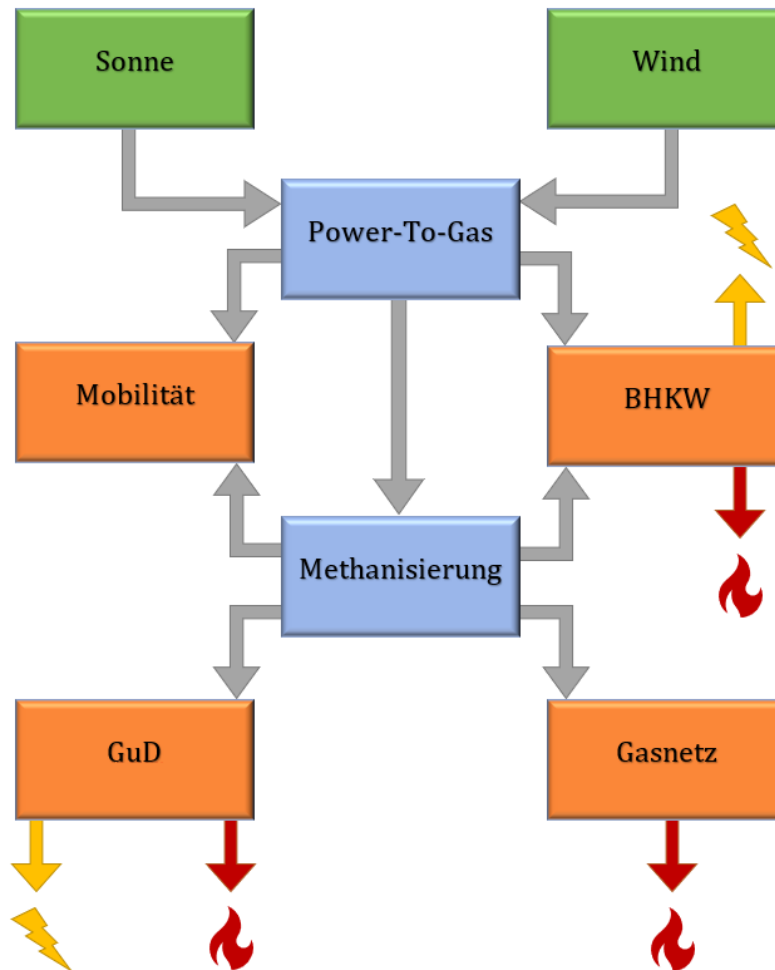


Abb. 6 Nutzungsmöglichkeiten PtG (Eigene Grafik)

²⁴ Vgl. o.V., 2017, S.1.

3.3.2 Wirkungsgradkette PtG

Für den weiteren Verlauf der Projektarbeit ist der Wirkungsgrad des gesamten Prozesses von hoher Bedeutung. Diese werden zur Parametrierung der Speicheranalyse benötigt. Die Wirkungsgradkette eines üblichen PtG Prozesses wird nun näher betrachtet, hierbei ist zwischen PtG mit Methanisierung und PtG ohne Methanisierung zu unterscheiden. Das Ausgangsprodukt von PtG ohne Methanisierung ist Wasserstoff. In Abbildung 7 und Abbildung 8 werden jeweils die Prozessketten der jeweiligen PtG Prozesse illustriert.

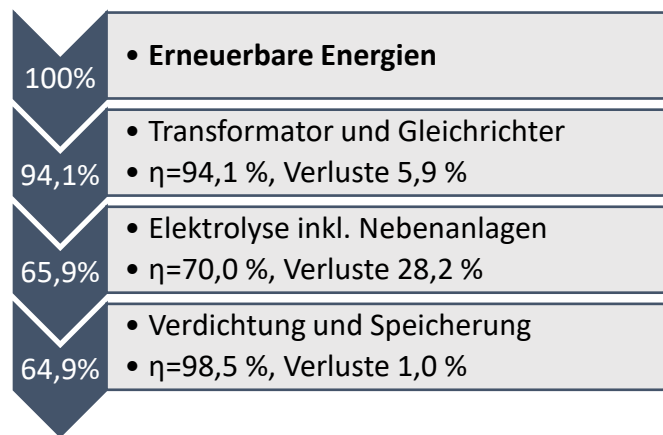


Abb.7 Prozesskette PtG ohne Methanisierung (Zapf, M., 2017, S.210.)

Der Abbildung 7 ist zu entnehmen, dass der Wirkungsgrad von der Einspeisung durch Erneuerbare Energien bis hin zur Speicherung von Wasserstoff bei 64,9% liegt. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse beträgt nach dem momentanen Stand der Technik 70%. Das Zukunftspotential der alkalischen Elektrolyse beträgt etwa 82%, woraus sich ein potenzieller Gesamtwirkungsgrad von 76% für den PtG-Prozess ohne Methanisierung bei Vollastbetrieb, ergibt. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sollte jedoch ein etwas geringerer Wirkungsgrad angenommen werden, da im Teillastbetrieb nicht der optimale Wirkungsgrad erreicht werden kann. Der angenommene Wirkungsgrad für die weitere Betrachtung liegt hierfür zwischen 68-71%.²⁵

²⁵ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 211.

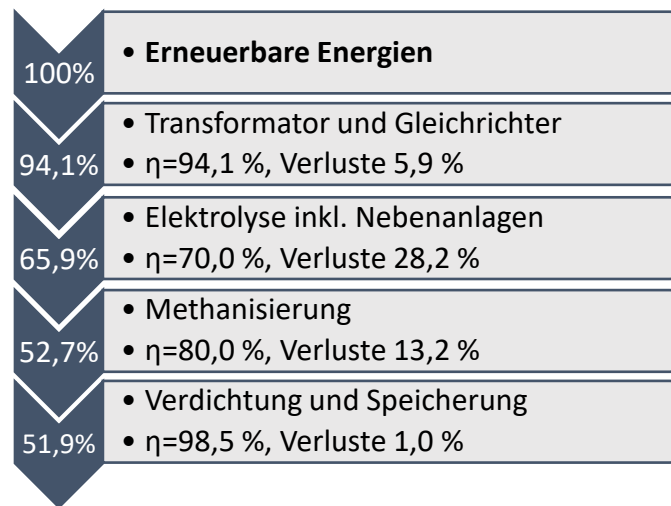


Abb. 8 Prozesskette PtG mit Methanisierung (Zapf, M., 2017, S.210.)

Der Gesamtprozess von PtG inklusive Methanisierung beträgt 51,9%. Der Wirkungsgrad der Methanisierung hat nur noch wenig Potenzial auf Verbesserung, welcher in Zukunft maximal 85% erreichen könnte. Mit dem Potenziellen Wirkungsgrad der Elektrolyse (82%) und Methanisierung (85%) ergibt sich ein Wirkungsgrad von 64,6%.

Jedoch muss hier ebenfalls ein niedrigerer Wirkungsgrad angenommen werden, um eine sinnige wirtschaftliche Speicherauslegung gewährleisten zu können. Die Wirkungsgradannahme für die weitere Betrachtung beträgt daher etwa 55-60%.²⁶

²⁶ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 211.

4 Kostenoptimierte Betrachtung PtG

Die Kosten von PtG sind an diverse Rahmenbedingungen gebunden, welche direkt abhängig zueinander sind. Es besteht ein Kostenzusammenhang von Erzeugungsvermögen, Speicherladeleistung, Erzeugungsreserve und fluktuierenden Anteil von Wind- und Solarenergie. Das volkswirtschaftliche Bestreben liegt darin, die Stromentstehungskosten und damit verbundene Strombezugskosten weitestgehend zu minimieren. Daher wird im Folgenden nach dem kostengünstigsten Erzeugungsszenario iteriert um einhergehende Rahmenbedingungen zu ermitteln.

4.1 Ziele und Methodik

Ziel ist es, die niedrigsten Stromentstehungskosten mit PtG als Energiespeicher zu ermitteln, um die kostengünstigste Auslegungsparameter zu bestimmen. Ausgangspunkt für die Berechnung der Stromentstehungskosten sind die Wetterdaten der Region Nürnberg aus dem Jahr 2016, welche von der NASA bezogen werden. Bei diesen Daten handelt es sich um eine ganzjährige Wetteraufzeichnung eines Rastergebiets, das den Raum Nürnberg umfasst. Aus den Wetterdaten kann anhand von Windgeschwindigkeiten und Strahlungsleistung das Energieerzeugungsvermögen abgeleitet werden. In Kombination des Erzeugungsverlaufs von Biogas und Laufwasser, wird das Gesamterzeugungsvermögen bestimmt.

Im nächsten Schritt werden die zeitlichen Residuallasten ermittelt. Dafür wird das zeitliche Erzeugungsvermögen mit dem typischen Lastverlauf der Stadt Nürnberg verrechnet. Der zeitliche Lastverlauf wird von der N-ergie bereitgestellt. Aus dem Lastverlauf und dem Erzeugungsvermögen aus erneuerbaren Energien ergibt sich die zeitliche Residuallast. Aus den Residuallasten leiten sich Speicherparameter sowie Speicherkapazität und Entnahmeleistungsbedarf ab. Um eine Versorgungssicherheit bei schwankenden Erzeugungsleistungen in der Zukunft zu gewährleisten, wird eine Bedarfsdeckungsreserve, Kapazitätsreserve sowie eine Entnahmeleistungsreserve veranschlagt. Unter Bedarfsdeckungsreserve sind die Reserven aus dem Umwandlungsvermögen zu verstehen. Die Kapazitätsreserve ist die zusätzliche Reserve zur benötigten Speicherkapazität.

Dagegen beschreibt die Entnahmeleistungsreserve eine zusätzlich installierte Leistung an Energieanlagen wie der Speicher entleert werden kann.

Im folgenden Schritt wird nach den minimalen Stromentstehungskosten iteriert. Dabei sind Laufwasser- und Biogasanteil am Erzeugungsvermögen konstante Anteile, während der fluktuierende Anteil eine veränderliche Größe darstellt. Für den Rechengang müssen im Vorfeld ökonomische Parameter zu Erzeugungsanlagen, Speicheranlagen und Speicherentnahmeanlagen angenommen werden. Als Speicherentnahmeanlage dient im konkreten Fall ein GuD-Kraftwerk. Aus der Berechnung ergeben sich die Stromentstehungskosten in Abhängigkeit vom fluktuierenden Anteil beim besten Speicherladevermögen. Es wird dabei festgelegt, dass der Speicherwirkungsgrad eine direkte Abhängigkeit von der Speicherladeleistung besitzt. Dies ist dadurch zu begründen, da bei geringerer Speicherladeleistung der Speicher häufiger die Nennlast erreicht und somit einen besseren Wirkungsgrad besitzt als bei Teillasten. Um dieses Verhalten in der Rechnung widerzuspiegeln, wird angenommen, dass bei hohen Speicherladeleistungen der PtG Speicher einen Wirkungsgrad von 32 % besitzt und bei geringster Speicherladeleistung einen maximalen Wirkungsgrad von 40 % annimmt.

4.2 Kostenprognosen Energieanlagen 2030

Die spezifischen Investitionskosten der Energieanlagen werden mithilfe von verschiedenen Kostenprognosen diverser Studien bestimmt. Als Prognosejahr wird 2030 angenommen. Aus der Vielzahl der Prognosewerte und verschiedener Ergebnisse unterschiedlicher Studien ergeben sich Bandbreiten für die spezifischen Investitionskosten. Diese werden in der Abbildung 9 grafisch dargestellt.

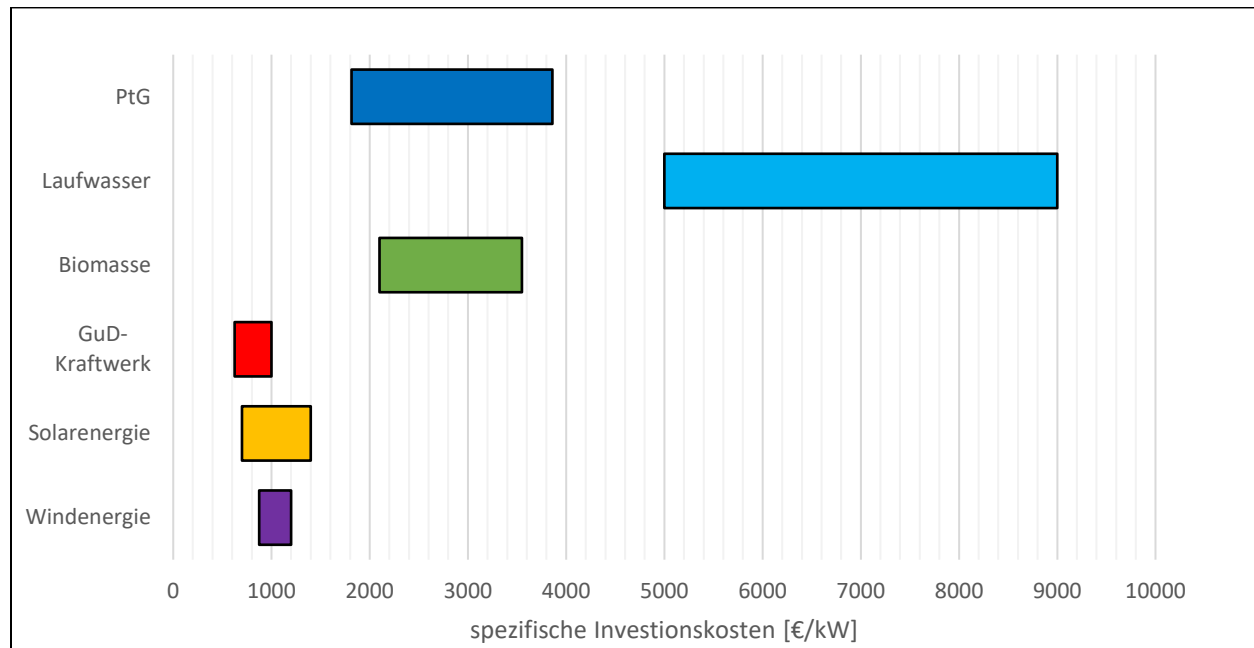


Abb.9 Bandbreite spezifische Investitionskosten 2030 (In Anlehnung an Kunz, Claudia, 2012, S1ff.)

Aus der Abbildung 9 ist zu entnehmen, dass die spezifischen Investitionskosten von PtG auf 1.815 €/kW bis 3860€/kW prognostiziert werden.²⁷ Laufwasser weist die höchsten spezifischen Kosten auf und erreicht eine Bandbreite von 5.000€/kW bis 9000€/kW. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die Kosten stark nach Anlagengröße und Auslegungsparameter unterscheiden.²⁸ Jedoch haben Laufwasser-Anlagen einen marginalen Anteil am Erzeugungsvermögen im Nürnberger Raum, daher werden sie aufgrund des geringen Anteils kaum eine maßgebliche Rolle in den Stromentstehungskosten spielen. Die Investitionskosten von Biomasse betragen 2.100 €/kW bis 3550 €/kW. Etablierte Technologien, die bereits lange Bestand auf dem kommerziellen Markt haben, wie Photovoltaik, Windenergie und GuD-Kraftwerke, haben eine kleinere Bandbreite was die spezifischen Kosten angeht. Es lassen sich somit aufgrund des Technologiefortschritts gute Kostenannahmen für das Jahr 2030 treffen.²⁹

Eine tragende Rolle für die Kostenberechnung spielen Abschreibedauer der jeweiligen Energieanlage und jährliche Betriebskosten. Die Annahmen hierfür werden in der Tabelle 2

²⁷ Vgl. Zapf, M., 2017, S. 215.

²⁸ Vgl. Quaschnig, V., 2013, S. 380.

²⁹ Vgl. Blesl, M. / Wissel, S. / Fahl, U., 2012, S.24.

zusammengefasst und anschaulich dargestellt. Der kalkulatorische Zinssatz wird für die Energieanlagen mit pauschal 4% angenommen.

	Abschreibedauer	jähr. Betriebskosten
Windenergie	20 Jahre	5% k_0
Solarenergie	20 Jahre	2% k_0
Laufwasserkraftwerk	50 Jahre	1% k_0
Biomasse	20 Jahre	20% k_0
PtG	20 Jahre	4% k_0
GuD	30 Jahre	2% k_0

Tab. 2 Übersicht Abschreibedauer und Jährlichen Betriebskosten (In Anlehnung an Prof. Dr. Ing. Popp, M., 2017.)

Aufgrund der Bandbreite der spezifischen Investitionskosten werden drei Szenarien simuliert. In „Szenario 3“ werden die minimalsten spezifischen Investitionskosten angenommen. In „Szenario 2“ werden die Mittelwerte der Bandbreite als Investitionskosten herangezogen. Das „Szenario 1“ geht von den höchsten Investitionskosten aus. Zu allen drei Szenarien werden die niedrigsten Stromentstehungskosten berechnet und die dazu gehörigen Versorgungsparameter bestimmt.

Die Speicherkapazitätskosten, in diesem konkreten Falle das Gasnetz, der Porenspeicher und der Kavernenspeicher, werden als größtenteils bestehende Infrastruktur angenommen. Die damit einhergehenden Investitionskosten und jährlichen Betriebskosten werden mit geringen Kosten von 1 €/kWh und 2% k_0 festgelegt.

4.3 Stromentstehungskosten mit PtG als Energiespeicher

Unter den gegebenen Annahmen, die in 4.2 zusammengefasst aufgeführt sind, werden nach der Methode aus 4.1 die Stromentstehungskosten kalkuliert. Die Ergebnisse werden in der Abbildung 10 illustriert. Als Vergleich werden die gegenwärtigen Kosten des Systems neben den drei Zukunftsszenarien in der Grafik abgebildet.

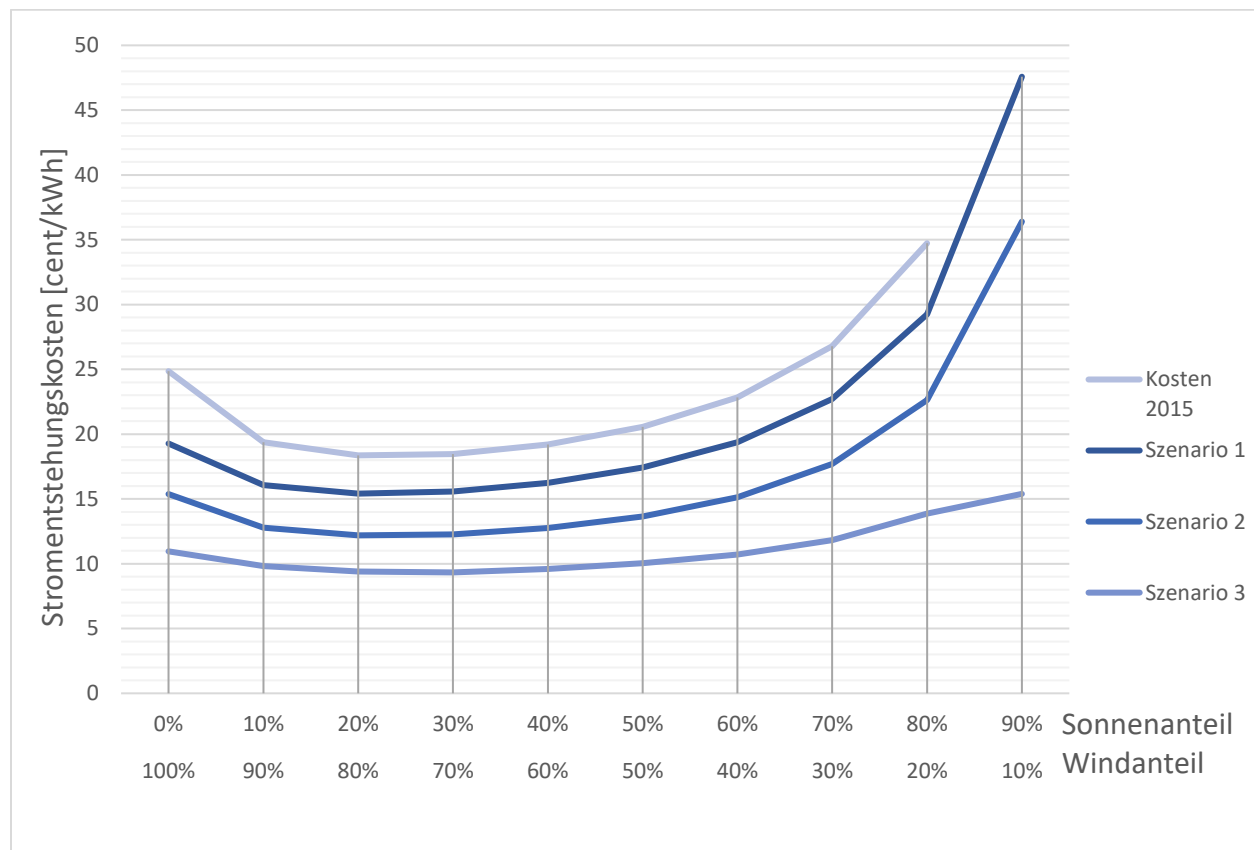


Abb. 10 Stromentstehungskosten Regeneratives Versorgungssystem mit PtG als Speicher (Eigene Berechnung in Anlehnung an Prof. Dr. Ing. Popp, M.)

Aus der Rechnung geht hervor, dass sich im Szenario 1 die niedrigsten Stromentstehungskosten bei 15,4 ct/kWh befinden. Dies trifft bei einer Wind-/Sonnenverteilung von 80%/20% zu. Das dazugehörige Erzeugungsvermögen beträgt 165,8%, was zu einer Windnennleistung von 323% zur Durchschnittslast resultiert. Die notwendige Solarnennleistung für dieses Betriebszenario beträgt 183,6%. Aufgrund der fluktuierenden Leistung von Solar- und Windenergie müssen hohe Nennleistungen bereitgestellt werden. Dies spiegelt sich ebenfalls in den niedrigen Nutzungsgraden wieder,

die bei jeweils 37,8% für Wind und 16,8% für Sonnenenergie liegen. Die Nutzungsgrade liegen in direkter Abhängigkeit zu den Wetterdaten, somit haben die veränderlichen Systemparameter keine Auswirkung auf den Nutzungsgrad von Sonnen- und Windenergie. Daher bleibt dieser in den folgenden Szenarien konstant. Eine weitere Systemgröße ist die Speicherladeleistung. Die dazugehörige optimale Speicherladeleistung liegt bei 100%. Detailliertere Informationen zur Speicherauslegung werden in Kapitel 5 erläutert. Die maximale Speicherentnahmeleistung beträgt 122,3%. Im Umkehrschluss wird deutlich, dass es im Jahresverlauf vorkommt, dass während einer Lastspitze im Bedarf eine Versorgungsflaute herrscht. Dies würde in der technischen Umsetzung vermutlich zu Problemen führen. Es müssten etwa 122% der Durchschnittslast als konventionelle Kraftwerkstechnik bereitgestellt werden. Der Benutzungsgrad der Speicherentnahmeleistung wird in der Rechnung nicht berücksichtigt, somit ist in der Realität von erhöhten Kosten auszugehen.

Aus der Rechnung von Szenario 2 ist abzuleiten, dass die Stromentstehungskosten um etwa drei Cent auf 12,2 ct/kWh gesunken sind. Das benötigte Erzeugungsvermögen ist gegenüber dem Erzeugungsvermögen aus Szenario 1 auf 158,5% gesunken. Dabei ergibt sich bei einer Wind-/Sonnenenergie Verteilung von 75%/25%, eine Windnennleistung von 292,2% und eine Sonnennennleistung von 209,8%. Für die Speicherladeleistung ergibt sich ein leicht erhöhter Wert von 105%. Aufgrund der stark reduzierten Kosten von PtG in Szenario 2, ist es aus ökonomischer Sicht sinnvoller, die Speicherladeleistung stärker auszubauen. Die Folge der sinkenden Speicherkosten ist im Szenario 3 am deutlichsten zu erkennen.

Die Preiskurve im Szenario 2 ergibt zudem ein flacheres Verhalten bei erhöhtem Sonnenanteil. Dies ergibt sich aus den signifikant vergünstigten, spezifischen Investitionskosten von Solarenergie. Diese hatten im Szenario 2 eine Preisreduktion von 350€ pro installierte Kilowatt Leistung.³⁰ Insgesamt sind die 12,2 ct/kWh für den wirtschaftlichen Betrieb noch zu hoch. Im Vergleich dazu haben Braunkohlekraftwerke zwischen 4-12 ct/kWh.³¹ Für die Braunkohlekraftwerke ist eine hohe Bandbreite angegeben,

³⁰ Vgl. Kunz, C., 2012, S. 1ff.

³¹ Vgl. Kunz, C., 2012, S. 2.

da unklar ist wie sich die Kostenentwicklung von Brennstoff und CO₂-Zertifikaten verhält. Um mit bestehenden Braunkohlekraftwerken preislich konkurrieren zu können, müssten die Stromentstehungskosten des regenerativen Erzeugungssystems mit PtG als Speicher im gleichen Preissegment liegen.

Im Szenario 3 wurden die minimalsten Investitionskosten als Berechnungsparameter übernommen. Folglich ergeben sich hierfür die geringsten Stromentstehungskosten von 9,3ct/kWh. Die erneute starke Preisreduktion von PtG auf 1850 €/kW hat großen Einfluss auf die sich stark veränderten Erzeugungssystemparameter.³² Zunächst steigt die Speicherladeleistung auf 150 %, da die Speicherleistung signifikant günstiger ist. Durch die bessere Ausnutzung von Leistungsspitzen, sinkt das benötigte Erzeugungsvermögen auf 138,1%. Es ergibt sich durch die nochmals merklich sinkenden Investitionskosten von Solarenergie eine Wind-/Sonnenenergieverteilung von 70%/30%. Mit einer Windnennleistung von 231,5% und einer Solarnennleistung von 225,5%. Insgesamt flacht die Kostenkurve für Szenario 3 weiterhin ab. Somit bleiben die Stromentstehungskosten bei einer Verteilung von 80%/20% bis 50%/50% in der Grafik allesamt unter 10 ct/kWh. Das Ergebnis aus Szenario 3 zeigt, dass die regenerative Energieversorgung nur bei besten Kostenprognosen preislich mit konventioneller Kraftwerkstechnik mithalten kann.

Die Versorgungssystemparameter sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Stromentstehungskosten	15,4 ct/kWh	12,2 ct/kWh	9,3 ct/kWh
Speicherladeleistung	100 %	103 %	150 %
Speicherentnahmeleistung	122,3 %	122,3 %	122,3 %
Umwandlungsvermögen	165,8 %	158,5 %	138,1 %
Wind-/Sonnenverteilung	80 %/20 %	75 %/25 %	70% /30%

³² Vgl. Zapf, M., 2017, S. 215.

Windnennleistung	323,1 %	292,2 %	231,5 %
Solarnennleistung	183,6 %	209,8 %	225,5 %
Biomassenennleistung	12,2 %	12,2 %	12,2 %
Laufwassernennleistung	5,3 %	5,3 %	5,3 %

Tab.3 Zusammenfassung Versorgungssystemparameter (Eigene Berechnung in Anlehnung an Prof. Dr. Ing. Popp, M.)

4.4 Ergebnisse unter Berücksichtigung von EE Ausbaupotenzial

Die Ergebnisse aus 4.3 werden mit dem vorhandenen Ausbaupotential für Erneuerbare Energien verglichen und daraufhin überprüft, ob die theoretischen Werte realisierbar sind. Gegebenenfalls müssen für die Modelregion Nürnberg Anpassungen vorgenommen werden. Aus einer Studie der N-ergie Nürnberg gehen folgende Ausbaupotenziale hervor, welche in Grafik 11 veranschaulicht werden. Die Solarenergie besitzt ein sehr großes Ausbaupotenzial, da zum Beispiel die Flächen neben Autobahnen zu großen Anteilen mit Freiflächen Photovoltaik bebaut werden können.³³

³³ Vgl. Prognos AG, 2012, S. 73.

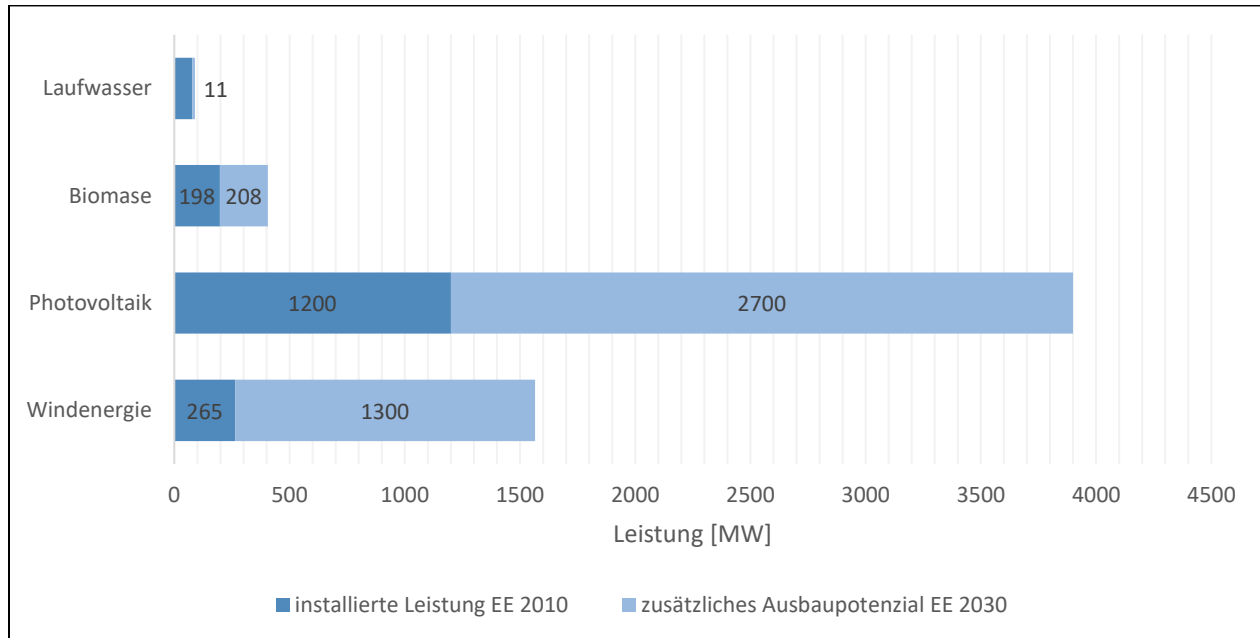


Abb. 11 Ausbaupotenzial EE verglichen mit bestehender installierter Leistung (Prognos AG, 2012, S. 75.)

Zu Grunde liegt eine Durchschnittslast für Nürnberg von 590 MW, dies entspricht einer Last von 100%.³⁴ Einhergehend wird für Szenario 1 eine Windnennleistung von 1906 MW und eine Solarnennleistung von 1085 MW benötigt. Laufwasser- und Biomasseanteile, die sich auf 35 MW und 80 MW belaufen, können mit dem vorhandenen Potenzial abgedeckt werden. Aus den berechneten Nennleistungen geht hervor, dass die benötigte Nennleistung der Windenergie das Ausbaupotenzial im Versorgungsgebiet Nürnberg deutlich überschreitet. Es stehen der benötigten Nennleistung von 1906 MW ein Ausbaupotential von 1565 MW gegenüber. Daraus resultierend muss der Windanteil zu Gunsten des Solaranteils gesenkt werden oder als zweite Option die Speicherladeleistung erhöht werden. Jedoch muss der Grenzwert von 265,3% als Windnennleistung eingehalten werden. Die damit verbundenen Stromentstehungskosten steigen mit wachsenden Anteil von Solarenergie und höherer Speicherladeleistung. Aus dem iterativen Verfahren geht hervor das der Grenzwert mit steigender Speicherladeleistung nicht eingehalten werden kann. Folglich wird iterativ der Anteil Solarenergie erhöht und die Versorgungsparameter überprüft. Daraus ergibt sich bei einer Wind- /Solarenergie Verteilung von 60% / 40% eine Windnennleistung von 227,4%.

³⁴ Vgl. Wunram, A., 27.11.2017.

Dies entspricht einer Leistung von 1342 MW, welche mit dem bestehenden EE Ausbaupotenzial gedeckt werden kann. Die Stromentstehungskosten steigen in diesem Fall um 5,5 % auf 16,1 ct/kWh. Bei einer Wind-/Sonnenenergieverteilung von 70% / 30% beträgt die Windleistung 266%, ein Wert knapp oberhalb des Grenzwertes. Jedoch müsste das Ausbaupotenzial hierbei komplett ausgeschöpft werden, dies ist nur mit einer Lockerung der 10 H-Regelung möglich. Demzufolge wird als sinnigere Variante eine 60% / 40% Wind-/Sonnenenergie Verteilung angestrebt.

Selbiges Problem tritt bei Szenario 2 auf, da die Windnennleistung mit 292,2% ebenfalls über dem Ausbaupotenzial für das Versorgungsgebiet Nürnberg liegt. Folglich muss ebenfalls der Windanteil auf einen unterkritischen Wert gesenkt werden. Analog zu Szenario 1 wird dieser im Szenario 2 ebenfalls bei einer Verteilung von 60% / 40% erreicht. Es ergibt sich hierbei eine Windnennleistung von 224,2%, was einer installierten Leistung von 1323 MW entspricht. Als Stromentstehungskosten für den modifizierten Versorgungsfall ergeben sich 12,8 ct/kWh, dies entspricht einer Steigung der Kosten um 5%. Die resultierenden Stromentstehungskosten von Szenario 1 und Szenario 2 werden in der Abbildung 12 grafisch veranschaulicht.

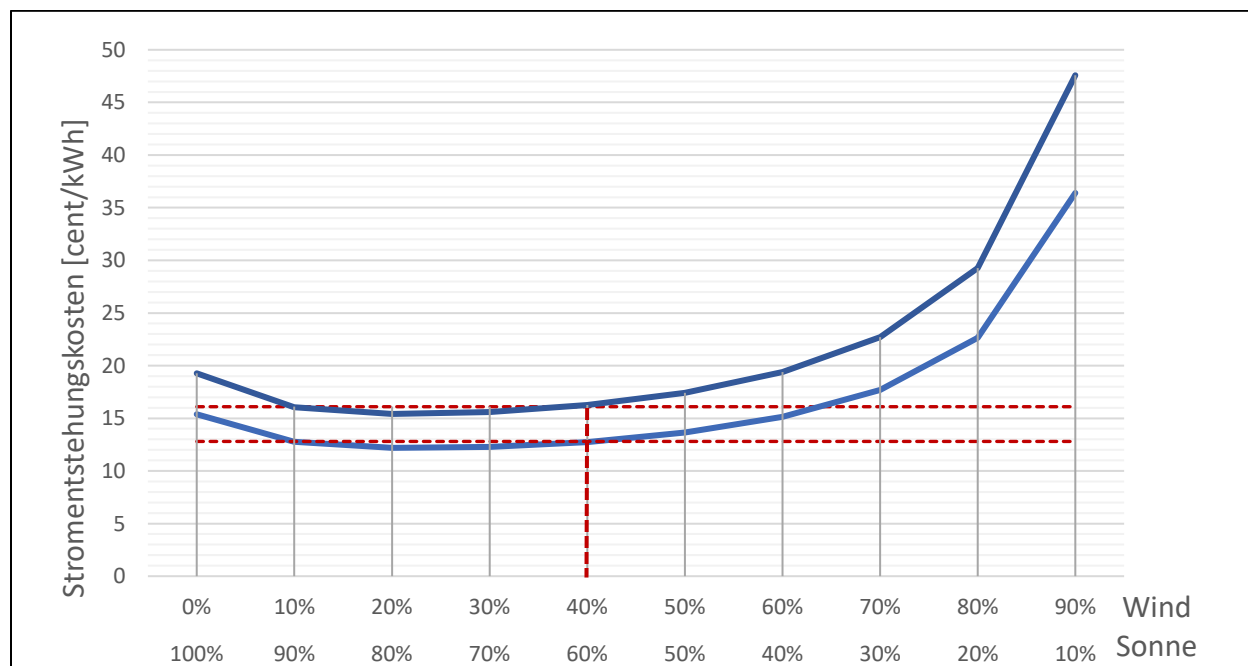


Abb. 12 modifizierte Stromentstehungskosten in Bezug auf EE Ausbaupotenzial (Eigene Berechnung in Anlehnung an Prof. Dr. Ing. Popp, M.)

Es besteht die Möglichkeit sich die Windnennleistung an geographisch günstigeren Standort zu akquirieren, jedoch ist das Bestreben der Projektarbeit, zu überprüfen, ob sich eine urbane Region wie Nürnberg mit den bestehenden Potenzialen autark versorgen kann.

Das Szenario 3 hat eine Windnennleistung von 231,5%, was unter dem Grenzwert von 265,3% liegt. Somit ist dieses Versorgungssystem von den theoretischen Rahmenbedingungen realisierbar. Dies liegt an den niedrigen Speicherladeleistungskosten. Es kann dadurch preiswert eine hohe Speicherladeleistung installiert werden, womit die Leistungsspitzen besser ausgenutzt werden können. Folglich wird eine geringere Versorgungsreserve benötigt. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass für die benötigte Windleistung 1323MW-1366MW eine Anzahl von 545-530 Windräder des Typs „ENERCON E-115, 2.500 kW“ benötigt wird. Im Falle der Photovoltaik wird eine Nennleistung von 1330 MW bis 2030 MW je nach Szenario benötigt. Die benötigte Kollektorfläche für einen solchen Leistungsbereich beläuft sich auf rund 64 bis 98 km² Kollektorfläche. Dies entspricht in etwa einer Fläche des halben Stadtgebiets Nürnbergs.

5 PtG Speicher für das Versorgungsgebiet Nürnberg

Die Rahmenbedingungen für ein Versorgungssystem ergeben sich aus den Resultaten der Szenarien 1 bis 3. Die Speicherparameter wiederum ergeben sich aus den Residuallasten, welche im Versorgungsgebiet Nürnberg herrschen. Daraus können alle notwendigen Speicherkapazitäten abgeleitet werden.

5.1 Stromdefizit für das Versorgungsgebiet Nürnberg

Aus dem fluktuierenden Versorgungsvermögen und dem Lastverlauf bilden sich Residuallasten. Die Residuallasten aus den Szenarien 1 bis 3 werden in der Abbildung 13 anschaulich gegenübergestellt. Dabei ist sichtbar, dass im Szenario 3 nahezu der gesamte Stromüberschuss für den Speicherprozess verwertbar ist. Wohingegen im Szenario 1 und 2 ein großer Anteil der positiven Residuallast nicht unmittelbar nutzbar für die Speicherung mittels PtG ist.

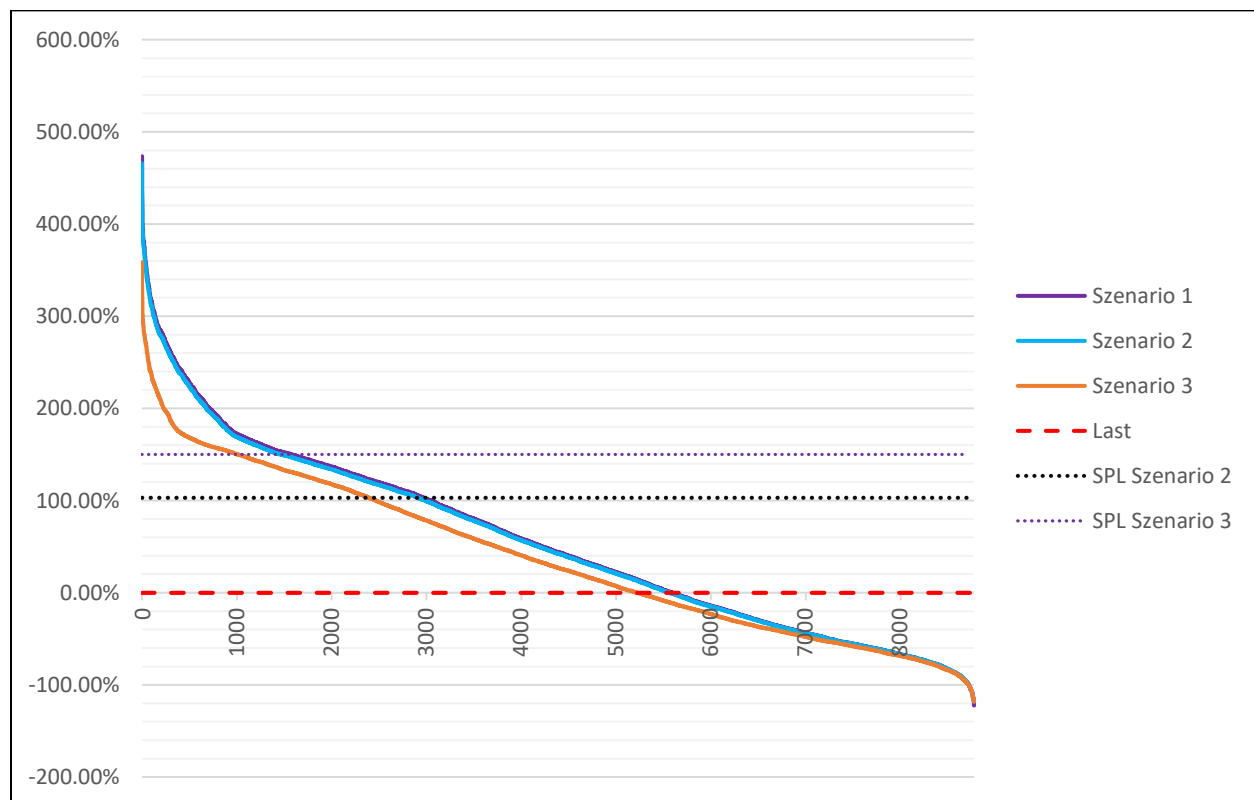


Abb. 13 Residualdauerlinien für Szenarien 1 bis 3 (Eigene Berechnung in Anlehnung an Prof. Dr. Ing. Popp, M.)

Anhand der Residualdauerlinie kann das ganzjährige Stromdefizit bestimmt werden, dies stellt die Fläche unterhalb der 0% Linie dar, welche die Durchschnittslast widerspiegelt. Aus der Aufsummierung der negativen Residuallasten resultiert der ganzjährige Strombedarf für die Szenarien 1 bis 3. Dieser beträgt für das Szenario 1 rund 986 GWh_{el}, dies entspricht ungefähr einem Fünftel des Gesamtstrombedarfs des Versorgungsgebiets Nürnbergs. Das Stromdefizit von Szenario 2 ist nahezu identisch zu Szenario 1 aufgrund ähnlichem Umwandlungsvermögen, Speicherladeleistung und fluktuierendem Anteil. Das ganzjährige Stromdefizit aus Szenario 2 beträgt 995 GWh_{el}. Im Szenario 3 hingegen ist das Umwandlungsvermögen deutlich geringer. Von daher ist das Stromdefizit höher im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2. Die aufsummierten Residuallastdefizite ergeben 1097 GWh_{el}, dies liegt etwa 10% über den vorangegangenen Szenarien.

5.2 Speicherbedarf

Um den Speicherbedarf zu ermitteln darf nicht das ganzjährige Defizit herangezogen werden, sondern es muss die zeitliche Residuallast betrachtet werden. Mathematisch betrachtet wird der zeitliche Verlauf der Residuallasten integriert. Dabei muss die Speicherladeleistung berücksichtigt werden. Residuallasten die über der Speicherladeleistung liegen, können nicht für das Befüllen des Speichers verwendet werden, da die Leistungsaufnahme des PtG Speichers begrenzt ist. Zusätzlich wird aus den Residuallasten die Information gewonnen wann der Speicher gefüllt und wann dieser Energie abgeben muss. Folglich kann die benötigte Speicherkapazität und die zu produzierende Methanmenge bestimmt werden. Die Speicherkapazität ist die Energiemenge, welche benötigt wird um die versorgungsschwachen Perioden der volatilen Energieproduktion zu überbrücken. Die Energiebereitstellung durch Methan muss höher sein als die benötigte elektrische Energie, da der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden muss. Als Wert für den Wirkungsgrad der Energieentladesanlage werden 60% angenommen.

Ausgehend vom Durchschnittsverbrauch ergeben sich folgende Werte für die Speicherkapazität:

- Szenario 1: $123,5 \text{ GWh}_{\text{el}} \cong 20,7 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4 \cong 14.820 \text{ t CH}_4$
- Szenario 2: $127,0 \text{ GWh}_{\text{el}} \cong 21,2 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4 \cong 15.220 \text{ t CH}_4$
- Szenario 3: $136,5 \text{ GWh}_{\text{el}} \cong 22,8 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4 \cong 16.380 \text{ t CH}_4$

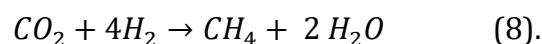
Dies ist die Methanmenge welche gespeichert werden muss um die Energieversorgung in versorgungsschwachen Perioden sicherzustellen. Das Gasnetz Nürnberg hat lediglich eine Speicherkapazität von 505.000 Nm^3 , daher müssen externe Gasspeicher miteinbezogen werden. Dafür eignen würde sich ein Porenspeicher, worin die massive Gasmenge gespeichert werden kann. Ein solcher Porenspeicher im Netzgebiet Nürnberg befindet sich in Eschenfeld und besitzt ein Speichervermögen von 300 Mio. m^3 .³⁵ Der ganzjährige Methanbedarf ergibt sich aus dem Jahresdefizit und dem Widereinspeisungswirkungsgrad. Das Jahresdefizit wird aus 5.1 herangezogen. Daraus resultierend werden für die Szenarien 1 bis 3 folgende Werte berechnet:

- Szenario 1: $986 \text{ GWh}_{\text{el}} \cong 165,3 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4 \cong 118.320 \text{ t CH}_4$
- Szenario 2: $995 \text{ GWh}_{\text{el}} \cong 166,1 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4 \cong 119.400 \text{ t CH}_4$
- Szenario 3: $1097 \text{ GWh}_{\text{el}} \cong 183,2 \text{ Mio m}^3 \text{ CH}_4 \cong 131.640 \text{ t CH}_4$

Anhand dieser Werte lässt sich erkennen, dass selbst der gesamte Jahresbedarf von Methan im Porenspeicher gespeichert werden könnte. Schlussfolgernd lässt sich festhalten, dass eine Speicherung von großen Gasmengen aus technischer Sicht jetzt schon möglich ist, mit Potenzial die Reserven noch zu steigern.

5.3 CO₂ Bedarf und H₂O Bedarf

Zur Erreichung des Methanbedarfs werden noch zwei weitere Ressourcen im großen Maße benötigt. Dies ist hauptsächlich CO₂ und H₂O. Die Ermittlung des nötigen Bedarfs geschieht mittels Reaktions- und Massengleichungen. Hierbei werden die Verluste der Reaktionsgleichungen vernachlässigt. Die im Kapitel 3 vorgestellte Gesamtreaktionsgleichung der Methanisierung lautet

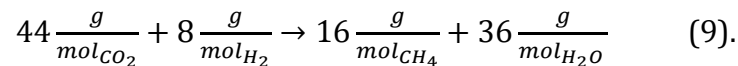


³⁵ Vgl. Wunram, A., 27.11.2017.

Die spezifischen Atomgewichte von den in der Reaktion teilhabenden Elementen werden im Folgenden aufgelistet:

- $H \approx 1 \text{ g/mol}$
- $O \approx 16 \text{ g/mol}$
- $C \approx 12 \text{ g/mol}$

Daraus bildet sich folgende Massengleichung für die Methanisierung

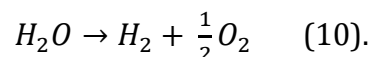


Folglich ergibt sich der Massenbedarf an CO_2 und H_2 welche im Verhältnis $2,75 \cdot m_{\text{CH}_4}$ für CO_2 und $0,5 \cdot m_{\text{CH}_4}$ für H_2 vorhanden sein müssen. In Bezug auf die Szenarien 1 bis 3 ergeben sich der Kohlenstoffdioxid- und Wasserstoffbedarf wie folgt:

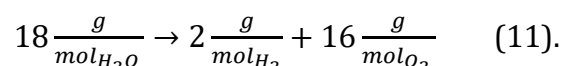
- Szenario 1: $m_{\text{CO}_2} = 325.380 \text{ t}$; $m_{\text{H}_2} = 59.160 \text{ t}$
- Szenario 2: $m_{\text{CO}_2} = 328.350 \text{ t}$; $m_{\text{H}_2} = 59.700 \text{ t}$
- Szenario 3: $m_{\text{CO}_2} = 362.000 \text{ t}$; $m_{\text{H}_2} = 65.820 \text{ t}$

Um den jährlichen CO_2 Bedarf in Relation zu stellen, wird der Bedarf mit der jährlichen CO_2 Produktion aus Biogasanlagen verglichen. Eine installierte Leistung von etwa 100 MW würde eine Methanproduktion von etwa 400.000 t nach sich ziehen. Von daher könnte in der Theorie der gesamte CO_2 Bedarf durch Biogasanlagen abgedeckt werden. Jedoch sind Verluste zu berücksichtigen, welche bei dieser Rechnung nicht beachtet wurden. Des Weiteren ist die CO_2 Produktion aus Biogas stark davon abhängig welche Gärsubstrate verwendet werden. Als Folge dessen sollte eine höhere installierte Leistung an Biogasanlagen vorhanden sein um den Bedarf sicherstellen zu können.

Eine weitere Grundressource für den PtG Prozess ist H_2O . Diese wird im großen Maße bei der Elektrolyse benötigt. Die grundlegende Reaktionsgleichung der Elektrolyse lautet



Daraus bildet sich analog zur Methanisierung die Massenbilanz



Resultierend aus der Massengleichung der Methanisierung lässt sich sagen, dass neun Mal mehr Masse an Wasser als an Wasserstoff benötigt wird. Dies ergibt für die Szenarien folgende Massen- und Volumenwerte von H₂O:

- Szenario 1: $m_{H_2O} = 532.440 \text{ t} \triangleq 532.440 \text{ m}^3 \text{ H}_2\text{O}$
- Szenario 2: $m_{H_2O} = 537.300 \text{ t} \triangleq 537.300 \text{ m}^3 \text{ H}_2\text{O}$
- Szenario 3: $m_{H_2O} = 592.380 \text{ t} \triangleq 592.380 \text{ m}^3 \text{ H}_2\text{O}$

Im Vergleich dazu wird der durchschnittliche Volumenstrom der örtlichen Pegnitz betrachtet, dieser beträgt 11,5 m³/s.³⁶ Der Wasserbedarf entspricht daher etwa 10% des Jahresdurchflusses an Wasser der Pegnitz. Jedoch darf hierbei kein konstanter Wert angenommen werden. Es besteht kein zeitlich konstanter Bedarf an CO₂ und insbesondere H₂O. Die Benutzungsstunden der PtG Anlage von Szenario 1 bis 3 belaufen sich auf etwa 5000 bis 5500 Stunden. Wird der Wasserbedarf innerhalb der Benutzungsstunden betrachtet, so werden etwa 17% des Wasserdurchsatzes benötigt. Dies hat massive Einflüsse auf den biologischen Lebensraum. Es müssten folglich weitere Fließgewässer als H₂O Quelle herangenommen werden um den Wasserbedarf ohne signifikante Umwelteinflüsse decken zu können.

³⁶ Vgl. GKD Bayern, 2016.

6 Fazit

Ausgehend von den Ergebnissen der Szenarien 1 bis 3 lässt sich sagen das eine Umsetzung der PtG nur im Szenario 3 vielversprechend ist. Denn die Stromentstehungskosten sind Realität höher, dies geschieht mittels vernachlässigte Faktoren, wie Netzausbau, Einspeisungspunkte und CO₂ Beschaffung.

Power-to-Gas als Energiespeicher von Nürnberg ist bereits heutzutage technisch realisierbar. Jedoch ist es mit immensen spezifischen Investitionskosten von 6000 €/kW verbunden, dadurch ist PtG bisher äußerst unrentabel. Jedoch werden Energiespeicher bis erst ab einem größeren Anteil von erneuerbaren Energien benötigt. Somit sollte zuallererst der räumliche Ausgleich im Fokus stehen. Sollten die Kostenprognosen die in dieser Arbeit unter Szenario 3 angenommen wurden erreicht werden, könnte PtG eine maßgebliche Rolle zur Energiespeicherung beitragen. Kritisch betrachte ich jedoch die CO₂ Speicherung und die Entstehung von anfänglichen Geschäftsmodellen. Die Technologie birgt noch weiterhin ein zu hohes Unternehmerisches Risiko an das sich zu wenige wagen werden. Es bedarf ein Zusammenspiel von mehreren Geschäftspartnern von der CO₂ Produktion über Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Versorgungsunternehmen bis zu Speicherbetreiber. Sollte dies politisch gefördert werden bestünde jedoch die Möglichkeit das sich Geschäftsmodelle entwickeln. Ein weiterer kritischerer Aspekt ist die Speicherentleerung von PtG, teilweise betrug das Residualdefizit 120 % des Durchschnittsverbrauchs Nürnberg. Das entspricht einer Leistung von 710 MW welche durch konventioneller Kraftwerkstechnik bereitgestellt werden muss. Sicherlich werden keine 710 MW für etwa 100h Betriebsstunden auf Abruf installiert, doch ein Residualdefizit von 350 MW und mehr trat in über 1.000 Stunden im Jahr auf. Eine solch große Leistung bei etwa 1.000 Betriebsstunden ist ebenfalls ökonomisch gesehen nicht sinnig. Wohingegen Pumpspeicherwerke sich zum Ausgleich von Spitzenlasten sich wesentlich besser eignen. Von daher darf Power-to-Gas nicht als ganzheitliche Lösung zur Energiespeicherung betrachtet werden. Jedoch Könnte es ein Teil der Lösung sein, da Methan technisch problemlos in großen Mengen gespeichert werden kann. Zudem sind viele Anwendungsmöglichkeiten noch im Entwicklungsstadium, bei einem positiven Trend von Brennstoffzellenentwicklung würde sich ein großes Anwendungsgebiet

ergeben. Zudem könnte das Methan zur Wärmeversorgung beitragen. Dies würde die Brennstoffausnutzung von Methan wesentlich erhöhen. Der Mobilitätssektor könnte auch ein großer Abnehmer von Methan bzw. Wasserstoff sein. Weiterhin fraglich ist in welchem Maße Methan im Mobilitätssektor benötigt wird, damit einhergehend könnte sich ein großer Bedarf an LNG ergeben, welcher zu großen Teilen regenerativ durch PtG bereitgestellt werden kann. Letztendlich existieren noch zu viele Fragezeichen um die Technologie ernsthaft ins Versorgungsnetz zu implementieren. PtG besitzt nämlich ein großes Potenzial zur Energiespeicherung, jedoch ist das Potenzial noch Abhängig von den technologischen Entwicklungen und der politischen Förderung.

Literaturverzeichnis

- [1] Blesl, Markus/ Wissel, Steffen/ Fahl, Ulrich (2012): Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen? Abgerufen am 27. November, 2017, von http://www.et-energieonline.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_10_blesl.pdf
- [2] o.V. (2017): Fragen und Antworten zum Erneuerbaren-Energiegesetz 2017 Abgerufen am 14.November, 2017 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/-Downloads/E/eeg-2017-fragen-und-antworten.pdf?__blob=publicationFile&v=14.
- [3] Deichsel, Michael (2017): Industrielle Energieversorgung und rationelle Energieanwendung (Manuskript). Nürnberg, Deutschland: TH Nürnberg, Fakultät Maschinenbau und Versorgungstechnik.
- [4] Fürstenwerth Daniel/ Waldmann, Lars (2014): Stromspeicher in der Energiewende: Abgerufen am 14. November, 2017 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf
- [5] Gottschick, Gerda (2012): Siemens baut schlüsselfertiges Gas- und Dampfturbinenwerk in Düsseldorf. Abgerufen am 16. November, 2017 von <https://www.siemens.com/-/press/pool/de/pressemitteilungen/2012/energy/fossil-power-generation/EFP201207057d.pdf>
- [6] Haunss, Sebastian/Dietz, Matthias/Nullmeier, Frank (2013): Der Ausstieg aus der Atomenergie, Weinheim.
- [7] Jentsch, Mareike (2015): Potenziale von Power-to-Gas-Energiespeichern: Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem (Dissertation). Kassel, Deutschland: Universität Kassel. Stuttgart: Fraunhofer-Verl.
- [8] Klaus, Thomas/ Vollmer, Carla/ Werner, Kathrin/Lehmann, Harry/Müschen, Klaus (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Abgerufen am

-
- 14.November, 2017 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/-medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf
- [9] Kunz, Claudia (2012): Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke. Abgerufen am 27. November, 2017 von http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf
- [10] GKD Bayern (2017): Jahresgrafik Pegel Nürnberg Lederersteg/Pegnitz. Abgerufen am 6. Dezember, 2017 von <https://www.gkd.bayern.de/fluesse/abfluss/stationen-/diagramm/index.php?thema=gkd&rubrik=fluesse&produkt=abfluss&gknr=0&msnr=24225000&addhr=&zr=jahr>
- [11] BMWi (2017): Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung. Abgerufen am 21. November, 2017 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-instrumente-zur-sicherung-der-versorgung.html>
- [12] o.V. (2012): Potenziale erneuerbarer Energien in der Region Mittelfranken und die besondere Rolle des Gasnetzes, Berlin: Prognos AG.
- [13] Prof. Dr. Ing. Popp, Matthias (2017): Dozent des Seminars Energietechnik, Nürnberg.
- [14] Quaschnig, Volker (2013): Regenerative Energiesysteme: Technologie; Berechnung; Simulation (8. Aufl.). München: Hanser.
- [15] Schramm, Michael (2017): Unternehmens Vortrag N-ergie an der TH Nürnberg, Nürnberg.
- [16] Smolinka, Tom/ Günther, Martin/ Garcke, Jürgen (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zu Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien (Studie). Ansbach, Deutschland: HS Ansbach.
- [17] Stadler, Ingo (2014): Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration, Berlin: Springer Vieweg.
- [18] Wunram, Andreas (2017): Persönliche Korrespondenz, Nürnberg.

-
- [19] Zapf, Martin (2017): Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Wiesbaden: Springer Vieweg.