



Universität für Bodenkultur Wien

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Wasserstoff aus Überschussstrom

Potenziale & Einsatzmöglichkeiten in Österreich

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Studiums

Umwelt- und Bioressourcenmanagement

eingereicht von

Elisabeth Doberer, BSc

Matr. Nr.: 01240321

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

Wien, März, 2019



“L'eau est le charbon de l'avenir.”

“Das Wasser ist die Kohle der Zukunft.”

(Jules Verne, Die geheimnisvolle Insel, 1874)

Danksagung

Im Rahmen meines Masterstudiums Umwelt- und Bioressourcenmanagement an der Universität für Bodenkultur Wien entstand zum Abschluss die nun folgende Masterarbeit.

Besonderer Dank gilt meinem Betreuer Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll, der mich während meiner Masterarbeit betreute und diese erst ermöglichte. Dabei unterstütze er mich umfangreich und stand mir stets mit Rat und Tat zur Seite. Auch bei Schwierigkeiten während des Schreibens fand er stets eine Lösung und regte mich zu kritischem Denken an.

Außerdem gilt auch meinen Eltern und meinem Bruder größter Dank. Sie bestärkten mich stets meinen eigenen Weg zu gehen und haben mir das Studium überhaupt erst ermöglicht. Sie waren immer unterstützend an meiner Seite und konnten mich auch in manch schwierigen Zeiten, sowohl im Laufe des Studiums selbst als auch während der Masterarbeitszeit, stets motivieren und aufheitern. Ohne ihre Unterstützung in stressigen Zeiten wäre diese Arbeit wohl noch immer nicht fertig. Danke!

Ebenso möchte ich mich auf diesem Weg bei meinem Freund Michael bedanken. Bedanken möchte ich mich vor allem für seine Geduld und sein Verständnis, wenn die gemeinsame Zeit aufgrund des Schreibens mal wieder knapp war.

Kurzfassung

Bereits heute kommt es zu Situationen, in denen die Stromerzeugung den Verbrauch in Österreich übersteigt und Überschussstrom entsteht. Diese Situation rufen vor allem fluktuierende Erzeugungsanlagen wie Wind- und Photovoltaik-Anlagen hervor. Bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt die Menge des nicht genutzten Stromes und belastet die Stromnetze. Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff mittels Wasser-Elektrolyse stellt eine sinnvolle Alternative zur Abregelung von Erzeugungsanlagen dar. Der erzeugte „grüne“ Wasserstoff kann dann anschließend in anderen Sektoren eingesetzt werden oder durch Speicherung und eine spätere Rückverstromung dem Elektrizitätssektor erhalten bleiben. Ziel dieser Arbeit ist es eine Einschätzung der generellen Einsatzmöglichkeiten und jeweiligen Potenziale für diesen aus Überschussstrom erzeugten Wasserstoff in Österreich zu erarbeiten.

Wesentlicher Teil dieser vorliegenden Arbeit war eine Wasserstoff-Bedarfserhebung. Dazu wurden die größten industriellen Abnehmer von Wasserstoff in den Bereichen Düngemittelindustrie, Raffinerie und Stahlindustrie in Österreich kontaktiert. Ergebnis der Erhebung ist, dass in Österreich große Mengen an Wasserstoff benötigt werden. Eine vollkommene Substitution dieser Menge, die heute fast ausschließlich aus Erdgas erzeugt wird, mit Öko-Wasserstoff mittels Elektrolyse würde einen Mehrbedarf an Strom generieren, der in etwa einem Fünftel des heutigen Stromverbrauches in Österreich entsprechen würde. Eine ganzheitliche Erzeugung von Wasserstoff aus Überschussstrom für diesen Zweck ist aufgrund der zu geringen Mengen an Strom nicht möglich. Gewisse Mengen könnten jedoch durchaus in der Industrie Verwendung finden.

Zweiter Teil der Arbeit war die Identifizierung weiterer Einsatzmöglichkeiten und Potenziale für Wasserstoff aus Überschussstrom. Als derartige interessante Einsatzbereiche gelten die Mobilität und die Verwendung von Wasserstoff als Speichermedium. Im Vergleich zu den jeweiligen Alternativen und herkömmlichen Vorgehensweise zeigt sich, dass Wasserstoff als Kraftstoff in Zukunft großes Potenzial hat. Für Kurzstrecken erweisen sich zwar Elektroautos als die bessere Wahl, für lange Strecken bietet jedoch Wasserstoff eine schadstoffarme Alternative zu fossilen Kraftstoffen. Die Rückverstromung von Wasserstoff ermöglicht den Erhalt des Stromes im Stromsystem, führt jedoch zu hohen Umwandlungsverlusten. Die

Stromspeicherung in Pumpspeicherkraftwerken ist vor allem in Österreich eine wirtschaftlich sinnvollere Alternative.

Die Potenziale und Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff aus Überschussstrom in Österreich sind vielfältig. Bereits heute existiert eine hohe Nachfrage nach konventionell hergestelltem Wasserstoff. Dieser könnte durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoff ersetzt werden. Auch neue Anwendungsfelder haben Potenzial für einen breiten Einsatz.

Schlagwörter: *Wasserstoff, Wasserstoffwirtschaft, Überschussstrom, erneuerbare Energien, Stromnetz, Sektorkopplung*

Abstract

Situations occur in which production of electricity exceeds consumption and surplus of power arises. Fluctuating generation units e.g. wind and photovoltaic plants mainly cause such conditions. As renewables continue to expand, the amount of unused electricity increases and stresses the grids. The conversion of surplus electricity into hydrogen by means of water electrolysis is a reasonable alternative to the curtailment of power plants. The generated "green" hydrogen can then be consumed in other sectors or remains in the electricity area through storage and later reconversion. The scope of this work is to develop an assessment of the general application possibilities and corresponding potentials for such hydrogen produced from surplus electricity in Austria.

An essential part of this work was a hydrogen demand survey. For this purpose, the most important industrial consumers of hydrogen in the sectors of fertilizer industry, the refinery and the steel industry in Austria were contacted. The result of the survey is that large quantities of hydrogen are required in Austria. A complete substitution of this quantity, which today is almost only produced from natural gas, with eco-hydrogen by means of electrolysis would generate an additional demand for electricity. Such amount corresponds to about 1/5 of today's electricity consumption in Austria. An integrated generation of hydrogen from surplus electricity for this purpose is not feasible due to missing volumes of such kind of electricity. Nevertheless certain quantities could be used in industry.

The second part of the work was the identification of further applications and potentials for hydrogen from surplus electricity. Other areas of application include mobility and the usage of hydrogen as a storage medium. Compared to the respective alternatives and current procedures in above two segments, it is obvious that hydrogen can be used as fuel in the future. For short distances, electric cars prove to be the better alternative; for long distances, hydrogen driven vehicles offer a low-emission alternative to fossil fuels. Re-conversion of hydrogen allows power to be stored within the power system, but results in high conversion losses. Electricity retention in pumped storage power plants is a more competitive alternative, especially in Austria.

The potentials and feasible applications of hydrogen from surplus electricity in Austria are versatile. There is already a high demand for conventionally produced hydrogen.

That part could be replaced by hydrogen produced by electrolysis. Further new fields of applications also have potential for widespread usage.

Keywords: *hydrogen, hydrogen economy, surplus electricity, renewable energies, grid, sector coupling*

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	13
2. Literaturüberblick	16
2.1 Ausgangssituation	16
2.1.1 Auswirkungen von EE auf das elektrische Energiesystem	18
2.1.2 Überschussstrom.....	19
2.1.3 Flexibilisierung des Stromsystems	22
2.2 Wasserstoff	26
2.2.1 Stoffeigenschaften.....	26
2.2.2 Geschichte	30
2.2.3 Herstellung	32
2.2.4 Nutzung und Bedarf.....	40
3. Konkrete Fragestellungen	52
4. Methodik	54
5. Ergebnisse.....	56
5.1 Kopplung der Elektrolyse mit Überschussstrom	63
5.2 Integration von Elektrolyse in bestehende Wasserstoff-Prozesse	69
5.2.1 Substitution in der chemischen Industrie am Beispiel der Düngemittelproduktion.....	70
5.2.2 Substitution in der Petrochemie am Beispiel einer Raffinerie	74
5.2.3 Substitution in der Stahlindustrie	78
5.2.4 Hürden bei der Integration des Öko-Wasserstoffs in Industrieprozesse...	80
5.3 Wasserstoff in neuen Einsatzbereichen.....	84
5.3.1 Mobilitätsbereich.....	84
5.3.2 Erhalt im Elektrizitätssystem über Rückverstromung.....	92

6. Diskussion.....	96
7. Schlussfolgerung.....	105
Abkürzungen	106
Tabellenverzeichnis	108
Abbildungsverzeichnis	109
Anhang	111
Literaturverzeichnis	112

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) und das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BVIT) haben im Juni 2018 die Endfassung der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung vorgelegt. Das Ziel ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) gemäß dem Pariser Abkommen, zu welchem sich Österreich verpflichtet hat. Einen zentralen Punkt zur Zielerreichung stellt die Sektorkopplung der Energie-, Mobilitäts- und Wirtschaftsbereiche dar (BMNT und BVIT 2018, S. 7). Die Wichtigkeit eines ganzheitlichen Ansatzes zeigt die Aufteilung der Hauptverursacher von THG-Emissionen (siehe Abbildung 1). Die wesentlichen Verursacher (inkl. Emissionshandel) 2015 in Österreich waren die Sektoren Energie und Industrie (45,3%; 7,9% entfallen dabei auf Anlagen außerhalb des Emissionshandels), Verkehr (28%), Landwirtschaft (10,2%) und Gebäude (10,1%). Diese Sektoren erzeugen 93,6% der THG-Emissionen in Österreich. Ein Fokus auf nur einen Sektor ist aufgrund ähnlich hoher Anteile somit nicht zielführend.

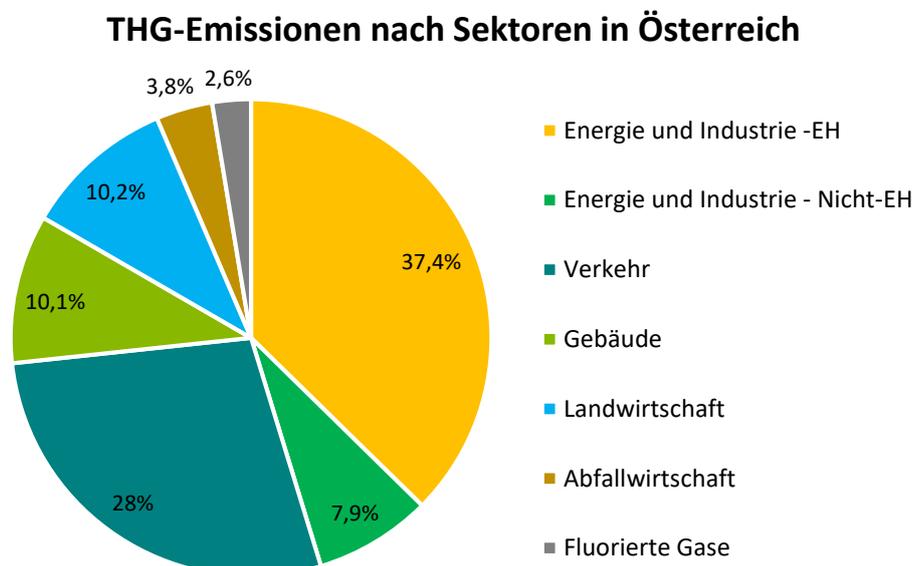


Abbildung 1: Anteil der Sektoren an den THG-Emissionen im Jahr 2015 in Österreich (UBA 2017, S. 50)

Eine Sektorkopplung setzt eine Neuorientierung der entsprechenden Bereiche entlang der gesamten Energiewertschöpfungskette voraus. Neben den erneuerbaren

Energien (EE) wird unter anderem Wasserstoff, der aus (erneuerbarem) Strom gewonnen wird, eine große Bedeutung als Bestandteil des künftigen strombasierten Energiesystems zugesprochen.

Grundlage für diese Aussage bilden verschiedene Argumente, die in diesem Zusammenhang genannt werden. Wasserstoff ist zum einen eines der am häufigsten vorkommenden Elemente der Erde und beinahe unbegrenzt vorhanden. Da er jedoch unter Normalbedingungen praktisch nur in Verbindungen vorkommt, bedarf es Energie um Wasserstoff aus diesen zu gewinnen. Diese Energie kann aus verschiedensten Quellen kommen. Eine umweltfreundliche Gewinnung ist die Gewinnung durch die Aufspaltung wasserstoffhaltiger Verbindungen (Wasser) mit Strom durch Elektrolyse. Dieser Strom soll um möglichst wenig Emissionen zu verursachen aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Dies ist zugleich Argument Nummer zwei für den Einsatz von Wasserstoff: er kann als eine Art Speicher eingesetzt werden. Aufgrund des Ausbaus von volatilen Erzeugungsanlagen kommt es vermehrt zu Produktionsschwankungen und großen Erzeugungsspitzen, die die Netzstabilität gefährden können. Um in diesen Situationen eine Abschaltung der geförderten Ökostromanlagen zu vermeiden, ist eine Verwendung des Überschussstromes zur Erzeugung von Wasserstoff opportun. Dies ist ein wichtiges Argument für die Eingliederung von Wasserstoff in ein nachhaltiges Energiesystem. Von Bedeutung ist neben dieser umweltfreundlichen Gewinnung auch die Möglichkeit, diesen „Öko-Wasserstoff“ in verschiedenen Sektoren substituieren zu können. Bereits heute wird Wasserstoff in diversen Industriebereichen großtechnisch verwendet. Dieser wird jedoch hauptsächlich aus fossilen Energieträgern gewonnen.

Die wesentlichen Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff in einem nachhaltigen Energiesystem, welches auf EE aufgebaut ist, sind deshalb zusammengefasst folgende:

- Chemischer Speicher für elektrische Energie, insbesondere Überschussstrom aus Wind- und Photovoltaikanlagen (PV)
- Stabilisierung des elektrischen Energiesystems
- Verwendung als Grundchemikalie in der chemischen Industrie
- Substitut für fossile Kraftstoffe im Mobilitätsbereich
- Teilweise Verlagerung des Energietransports auf das Gasnetz (durch die Herstellung von Methan aus Wasserstoff)

Die physikalischen und chemischen Stoffeigenschaften von Wasserstoff sprechen für die Nutzung als vielseitigen Energieträger. Eine charakteristische Eigenschaft ist die leichte Brennbarkeit des Gases. Im Vergleich zu anderen Kraftstoffen hat Wasserstoff einen sehr weiten Zündbereich. Der größte Vorteil von Wasserstoff ist jedoch die vergleichsweise höchste gravimetrische Energiedichte aller Energieträger. Damit ist Wasserstoff prädestiniert als chemischer Energiespeicher.

Neben diesen innovativen Ansätzen zum Einsatz von Wasserstoff ist zu bedenken, dass Wasserstoff durchaus kein neuer Energieträger ist. Bereits heute ist er in vielen Bereichen ein wichtiger und unerlässlicher Grundstoff. Wasserstoff dient vor allem in der chemischen und petrochemischen Industrie als wichtige Grundchemikalie. Er dient zur Herstellung von Ammoniak, Raffinerieprodukten und vielen weiteren Chemikalien. Bis dato wird der benötigte Wasserstoff fast zur Gänze aus fossilen Energieträgern gewonnen. Langfristig müssen hierfür andere Wege gefunden werden, um die angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen zu erreichen. Eine weitreichende Dekarbonisierung dieser Sektoren ist für die Klima-Zielerreichung unumgänglich.

Für ein nachhaltiges System ist es wichtig, elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff vorwiegend aus erneuerbarem Strom zu betreiben. Die Mengen, die dafür zur Verfügung stehen sind vor allem derzeit begrenzt. Es gilt somit abzuwägen, in welchen Bereichen Wasserstoff eingesetzt werden soll. Die verschiedenen Möglichkeiten stehen dabei in Konkurrenz zueinander.

In dieser Arbeit wird untersucht, in welchem Sektor die Entwicklung solcher Bereitstellungsketten primär vorangetrieben werden sollen. Zur Einschätzung des Potenzials und der Einsatzmöglichkeiten werden deshalb nicht nur die Überschussstrommengen analysiert, sondern auch wirtschaftliche, technische und ökonomische Aspekte der zukünftigen Verwendung von Wasserstoff in den verschiedenen Sektoren evaluiert. Die Auswirkungen der Einsatzbereiche werden stets mit den konventionellen Methoden verglichen. Auf diese Weise soll ermittelt werden, in welchen Sektoren Wasserstoff aus Wasser-Elektrolyse ein effizientes Substitut darstellt.

2. Literaturüberblick

Dieses Kapitel dient als Hinführung auf die Problemstellungen, indem das österreichische Energiesystem vorgestellt wird und eine Einführung zum Thema Überschussstrom angefügt ist. Des Weiteren folgt eine allgemeine Einleitung zu Wasserstoff. Diese beinhaltet die chemischen Eigenschaften und die Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff sowohl nach aktuellem Stand der Technik als auch in einschlägigen Forschungseinrichtungen diskutierten zukünftigen Bereichen.

2.1 Ausgangssituation

Der Ausbau an EE in Österreich steigt in unterschiedlich schnellen Phasen jedoch dabei stetig an. Im Jahr 2016 betrug der Anteil an EE im nationalen Energiemix 33,5%. Im Rahmen der europäischen Klima- und Energiestrategie hat sich Österreich dazu verpflichtet, diesen Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 34% und bis zum Jahr 2030 auf 45 - 50% zu erhöhen. Der 2030-Zielwert für den Anteil von EE am Gesamtstromverbrauch beträgt darüber hinaus 100% (BMNT und BVIT 2018, S. 21f). Ziel ist eine gänzliche Substitution von fossilen Energieträgern.

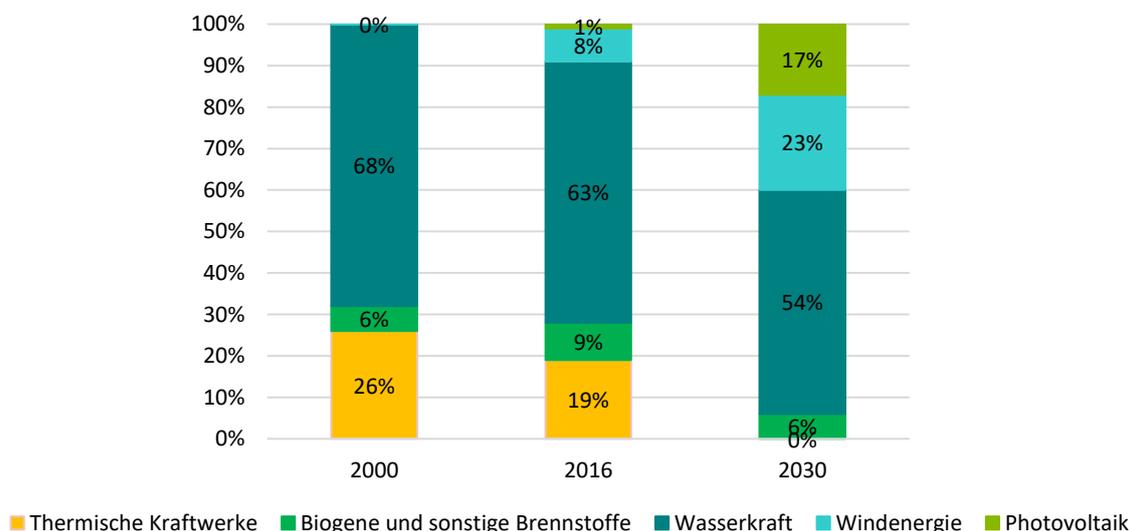


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien (Österreichs Energie s.a.)

Österreichs Energie zeigt in Abbildung 2 die Verteilung der verschiedenen Technologien am Strommix bis zum Jahr 2030. Der relative Anteil der Wasserkraft

sinkt prozentual. Grund dafür ist, dass bereits heute viele der möglichen Standorte zur Wasserkraftnutzung ausgebaut sind. Um das 2030-Ziel zu erreichen ist ein wesentlicher Ausbau der Windkraft sowie der PV notwendig. Biomasse und Geothermie leisten hingegen weiterhin nur einen relativ kleinen Beitrag.

Um konkrete Maßnahmen für einen Ausbau ableiten zu können, ist es wichtig, die Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs zu analysieren. Der Bruttostromverbrauch steigt jährlich an. Dieser Trend wird sich bis 2030 laut aktuellen Studien weiter fortsetzen. Im Jahr 2016 betrug der heimische Stromverbrauch 72,3 TWh. Bis zum Jahr 2030 könnte dieser auf bis zu 88,3 TWh ansteigen.

Um den Stromverbrauch 100% aus EE decken zu können, ist es nötig nicht nur die heute eingesetzten konventionellen Kraftwerke zu substituieren, sondern auch den Mehrbedarf an Strom durch erneuerbare Erzeugungstechnologien zu decken. Österreichs Energie beziffert den daraus abgeleiteten Bedarf mit einer zusätzlich benötigten Erzeugung von 35 TWh. Aufgesplittet auf die wichtigsten EE in Österreich bedeutet dies je nach Potenzial unterschiedliche Ausbauziele. Diese sind in Abbildung 3 dargestellt. Die bedeutendste heimische EE ist und bleibt die Wasserkraft. Sie erzeugte im Jahr 2016 40,8 TWh und deckte somit ca. 57% des heimischen Strombedarfs. Bis 2030 soll deren Erzeugung um 6-8 TWh ansteigen. Windkraft erzeugte 5,4 TWh Strom und soll bis 2030 ihre Erzeugung vervierfachen. Dazu sind etwa weitere 1.700 Windkraftanlagen nötig. Zu all dem soll die Erzeugung aus PV-Anlagen von 1,1 TWh auf 14 TWh steigen (Österreichs Energie s.a.).

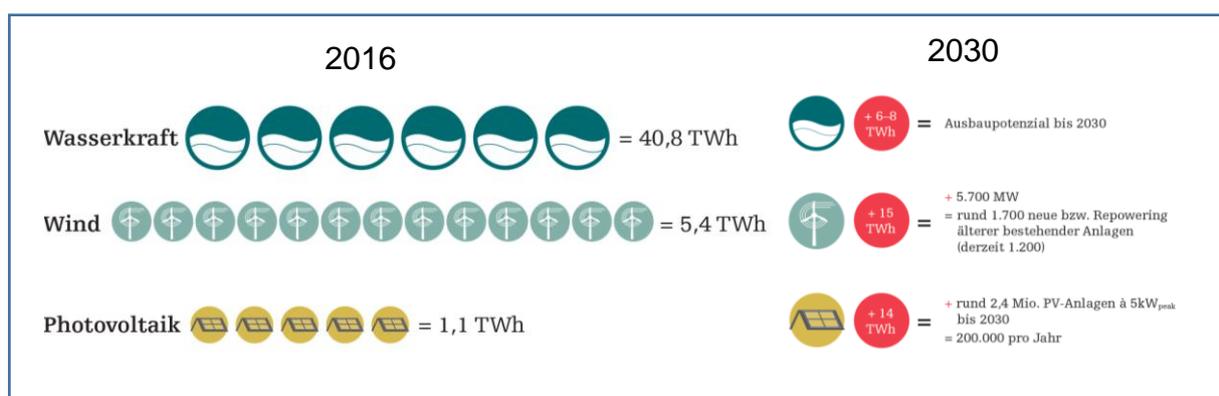


Abbildung 3: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch 2016 und 2030 (nach Österreichs Energie s.a.)

2.1.1 Auswirkungen von EE auf das elektrische Energiesystem

Eine Systemänderung von vorwiegend konventionellen Lastkraftwerken hin zu stark saisonal- und regionalabhängiger Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen stellt eine große Herausforderung für die Stromnetze dar. Diese gilt es bei einem weiteren EE-Ausbau zu berücksichtigen (Crastan 2017, S. 208). Der Autor beschreibt folgende Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem:

- Das Potenzial für die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie ist stark von geographischen Gegebenheiten abhängig. Die Wahl der Standorte für EE fällt zwangsmäßig ungeachtet einer Nähe zu Verbraucherzentren. In Deutschland zeigt sich so bereits heute eine große räumliche Distanz zwischen der Energieerzeugung und den Verbrauchern. Leistungsstarke Offshore Windparks im Norden des Landes können aufgrund fehlender Netzkapazitäten kaum die durch die Industrie bedingte hohe Energienachfrage im Süden Deutschlands decken. Ein Ausbau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bedeutet somit einhergehend einen höheren Bedarf an Leistungsferntransporten. Dies bedarf einer Umgestaltung bzw. einem Ausbau der Übertragungsnetze.
- Die Standortgebundenheit der EE hat weiters eine Dezentralisierung der Stromerzeugung zur Folge. Für die Netzbetreiber bedeutet dies eine Vielzahl kleiner Erzeugungsanlagen, die an unterschiedlichen Stellen einspeisen. Das heutige Stromnetz ist im Gegensatz jedoch vor allem auf wenige zentrale thermische Großkraftwerke ausgelegt.
- Eine weitere Besonderheit von EE ist die saisonal schwankende und wetterabhängige Stromerzeugung. Die Produktion ist im Gegensatz zu konventionellen thermischen Kraftwerken besonders volatil. Eine bedarfsgerechte Produktion ist somit kaum mehr möglich. Eine Grundlastfähigkeit ist nach heutigem Stand schwer umsetzbar. Vor allem PV-Anlagen haben einen ausgeprägten Jahresgang. Im Vergleich zu den Sommermonaten erzeugen die Anlagen im Winter aufgrund der geringeren Anzahl an Sonnenstunden weniger Leistung. Windenergie zeigt hingegen in den Wintermonaten vermehrt höhere Leistungsspitzen auf, da die Anzahl von Stürmen höher ist. Die stark schwankende Leistungsproduktion zieht eine umfassende Änderung der Betriebsführung elektrischer Erzeugungsanlagen nach sich.

Die beschriebenen Veränderungen durch EE haben sowohl Auswirkungen auf die Übertragungsnetze und die Strompreise als auch auf die Netzstabilität. Letztere ist vor allem durch die variable Energieerzeugung gefährdet. Ein stabiles Netz bei einer konstanten Frequenz ist gegeben, wenn Stromerzeugung und –entnahme im Gleichgewicht sind. Der Netzbetreiber ist durch gezielte (netz- und/oder marktbezogene) Maßnahmen verantwortlich diesen Zustand zu halten. Bei Abweichungen ist der Einsatz von Regelenergie nötig. Ein Ungleichgewicht kann zum einen durch ein Überangebot an Strom (negative Regelenergie) entstehen, wenn etwa die Sonneneinstrahlung oder das Winddargebot höher als prognostiziert ist. Zum anderen gibt es auch eine positive Regelenergie. Hier kommt es bspw. durch einen Ausfall eines Kraftwerks zu einem Leistungsdefizit. Je nach Reaktionsgeschwindigkeit und Dauer des Ungleichgewichts unterscheidet man zwischen Primärregelung (Sekunden), Sekundärregelung (bis zu 5 Minuten) und Tertiärregelung oder Minutenreserve (15 Minuten). Regelenergie kann nicht nur von Stromerzeugern, sondern auch von Verbrauchern und Speichern bereitgestellt werden.

2.1.2 Überschussstrom

Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ist das durch EE erzeugte Überangebot an Strom und dessen effizienter Einsatz in einem nachhaltigen Energiesystem. Im weiteren Verlauf wird dieser Umstand des Ungleichgewichts zwischen Stromerzeugung und –verbrauch als Überschussstrom bezeichnet. Eine genaue Definition wird wie folgt beschrieben:

„Überschussstrom ist die Differenz zwischen der momentanen Erzeugungskapazität für Strom und der momentanen Nachfragelast, die durch zusätzliche Nachfrage wirtschaftlich genutzt werden könnte, aber durch Abregelung oder Abschalten der Stromerzeugungsanlagen verloren geht oder zu negativen Preisen veräußert werden muss“ (Markert 2015, S. 321).

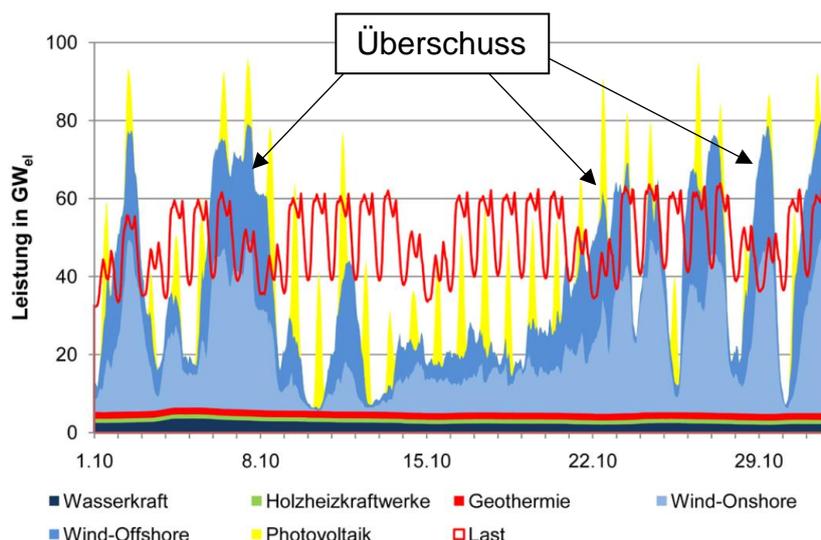


Abbildung 4: Exemplarischer Lastverlauf bei hohem Anteil an volatilen Erzeugungsanlagen (eigene Darstellung nach Trost et al., S. 175)

Weidner und Pflaum erläutern dazu folgende Grundbedingungen (2017, S. 202):

- Überschussstrom entsteht in erster Linie aufgrund der volatilen Stromerzeugung der EE (siehe Abbildung 4). Im heutigen Strommix und bis zum Jahr 2030 sind in Österreich zudem thermische Kraftwerke in Betrieb um vor allem die Grundlast abzudecken. Wenn die Nachfrage nach Leistung geringer als die Must-run-Kapazität ist, müssen die Kraftwerke trotzdem die erzeugte Leistung einspeisen, wodurch sie ebenfalls zum Überschussstrom beitragen können.
- Überschreitet die Erzeugung von Strom bspw. in einem Windpark bei Sturm durch die plötzliche zusätzliche Leistung die Netzübertragungskapazität, kann Überschussstrom auch nur lokal auftreten, auch wenn es in anderen Regionen des Landes zu einem Leistungsdefizit kommt.
- Die Nutzung von Überschussstrom steht in Konkurrenz zwischen der physikalischen Energiespeicherung (kurz- und mittelfristige Speicherung für eine spätere Rückeinspeisung in das Netz), der direkten Nutzung für die Wärmebereitstellung (Power-to-Heat), chemischer Speicherung (mittel- und langfristige Speicherung durch Power-to-Gas Verfahren) und der elektrochemischen Nutzung (Power-to-Chemicals).

- In diesem Zusammenhang ist ein weiterer wichtiger Begriff die Residuallast. Residuallast ergibt sich aus dem Stromverbrauch (Last¹) abzüglich der Einspeisung von EE. Sie kann je nach Situation (vor allem abhängig von den Wetterbedingungen) positiv ($Load > EE$) oder negativ ($Load < EE$) sein. In einem Strommix mit 100% EE teilt sie sich in Defizite und Überschüsse.

Prognosen über das zukünftige Überangebot an Strom weichen stark voneinander ab. Aufgrund der großen Anzahl an abhängigen Parametern sind sie durchaus schwierig zu erstellen. Abbildung 5 gibt einen Überblick über diese Einflussfaktoren, die sich in Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromtransport unterteilen.

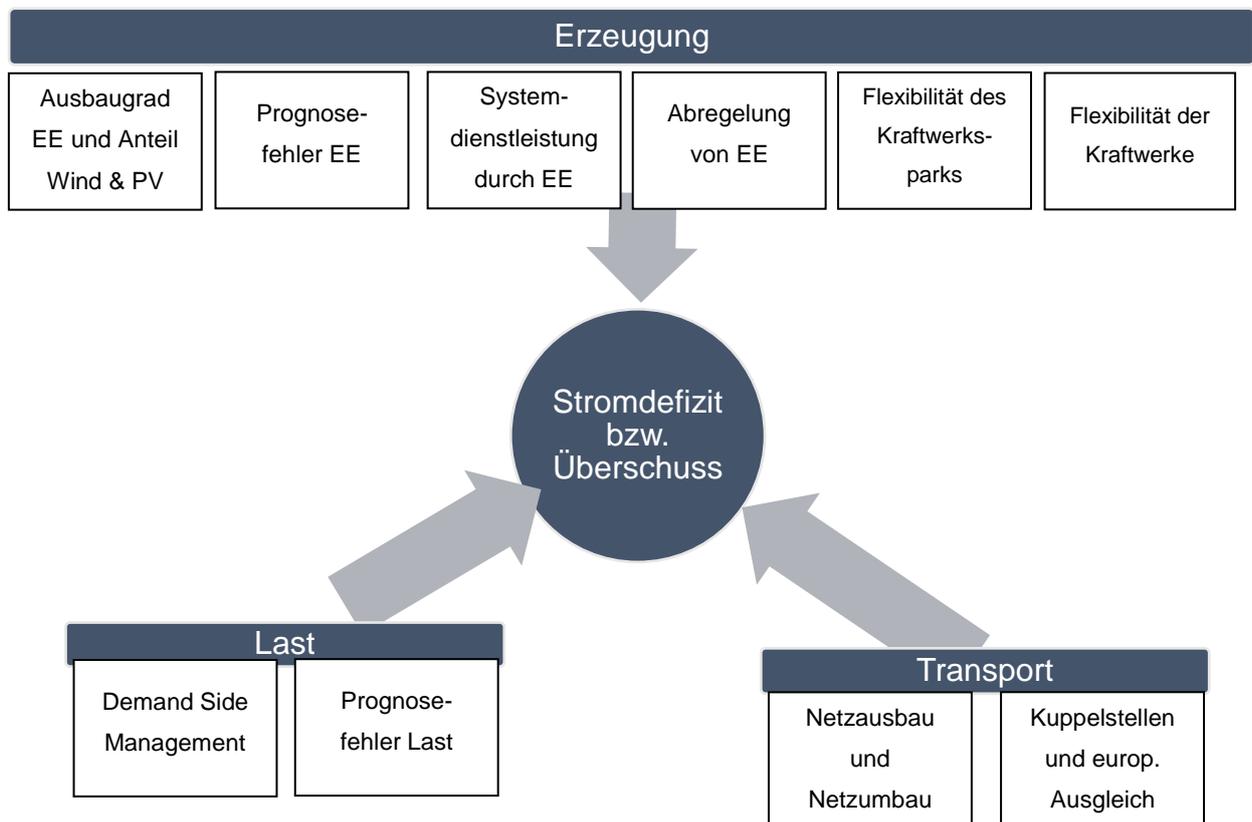


Abbildung 5: Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf (nach Sterner 2017b, S. 57)

Unumstritten ist, dass durch einen rasanten Ausbau von EE vermehrt Stromspitzen auftreten werden. Wenn in dieser Zeit nicht auch das Netz mitwachsen kann (durch

¹ Last gibt den gesamten Endverbrauch inklusive Netzverluste wieder.

Netzumbau auf der Übertragungs- und Verteilernetzebene), dann wird sich diese Situation weiter verschärfen. Weiters führen Prognosefehler bei den EE ebenfalls zu kurzfristigem Überschussstrom. Ein gleichzeitig hoher Anteil an volatilen Erzeugungsanlagen und vielen weiterbestehenden unflexiblen, konventionellen Kraftwerken wird die Menge an Überschussstrom weiter erhöhen. Um Stromüberschüsse künftig zu verringern, bedarf es neben einer Verbesserung der Prognosegenauigkeit für die Stromerzeugung aus EE und der Last unter anderem eine Erweiterung der Kuppelstellen in Nachbarländern (Stern 2017b, S. 56f.).

Bereits heute kommt es zu Situationen, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken die Last überschreitet und es zu einem Stromüberschuss kommt. Um das Netz in solchen Situationen stabil halten zu können, greift der Netzbetreiber ein und regelt meist gezielt, hauptsächlich EE, ab. In Deutschland wurden so im Jahr 2015 4.578 GWh abgeregelt, wobei ein bedeutender Anteil auf die Windenergie entfiel (der größte Teil in Schleswig-Holstein) (MELUR und Schleswig-Holstein Netz AG 2016, S. 7f.). In Österreich sind solche Situationen noch nicht so häufig. Eine Einschätzung über die genaue Situation in Bezug auf Überschussstrom in Österreich aus heutiger und zukünftiger Sicht gibt Kapitel 5. *Ergebnisse*.

2.1.3 Flexibilisierung des Stromsystems

In diesem Abschnitt werden prinzipielle Möglichkeiten evaluiert, die ergriffen werden können, um einen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und –verbrauch zu schaffen. Wie bereits besprochen werden schon heute manche dieser Maßnahmen angewendet um die Netzstabilität sicherstellen zu können. Andere Möglichkeiten, die derzeit noch keine Anwendung finden, sind jedoch bei steigendem Anteil an EE an der Stromerzeugung in Zukunft in Betracht zu ziehen. Sie beruhen im Grunde auf den drei Haupteinflusskriterien, die in Abbildung 5 vorgestellt wurden. Folgende drei Optionen stehen konkret zur Verfügung, um ein angebotsabhängiges Energiesystem stabil zu betreiben (Trost et al., S. 174f.):

- Netzausbau: lokaler Ausgleich von Bedarf und Erzeugung
- Speicherung des Stroms: zeitliche Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch
- Lastmanagement: zeitlicher Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung

Zusammengefasst spricht man hier von der Flexibilisierung des Stromsystems. Dies ist erforderlich um einerseits die besprochene Netzsicherheit gewähren zu können und

um andererseits die Abregelung von geförderten Ökostromanlagen zu verhindern bzw. zu mindern und für erzeugungsarme Phasen (etwa bei Windflaute oder starker Bewölkung) genügend Strom bereitzuhalten. Auf diese Weise können EE grundlastfähig bzw. an den Bedarf angepasst werden.

Das bestehende Stromnetz ist bereits jahrelang im Einsatz und für eine kontinuierliche Stromerzeugung ausgelegt. Die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern konzentriert sich dabei auf wenige zentrale und leistungsstarke Kraftwerke. Erneuerbare Erzeugungsanlagen weisen deutlich abweichende Eigenschaften auf. Das zukünftige Stromsystem wird vermehrt dezentral, variabel und durch kleine Leistungseinheiten geprägt sein. Auf diese Merkmale muss das Netz ausgelegt werden.

Auf nationaler Ebene bedarf es Anpassungen am elektrischen Netz um vor allem die zahlreichen dezentralen kleinen Anlagen zu integrieren. Ein Netzausbau ist nicht nur national, sondern auch europaweit notwendig um überregional überschüssigen Strom verteilen zu können (bspw. Windstrom aus der Nordsee oder Sonnenstrom aus südlichen europäischen Ländern). Es gilt dabei der Grundsatz, dass, je größer das Stromnetz ist, desto besser die Stromspitzen geglättet werden können.

Ab einem gewissen Anteil an EE an der Stromerzeugung reicht ein optimal ausgebautes Netz jedoch nicht mehr aus um jederzeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleisten zu können. Eine weitere Möglichkeit stellen in diesem Fall angebotsseitige Maßnahmen bzw. sog. *Supply Side Management* dar. Durch Einspeisemanagement von elektrischer Energie kann ein zeitlicher Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch geschaffen werden. In diesem Fall können Netzbetreiber gezielt bei Netzüberlastungen eingreifen. Durch die flexible Steuerung von Erzeugungsanlagen kann ihre Einspeiseleistung temporär reduziert oder sogar gänzlich abgeregelt werden. Zu diesen Situationen kommt es vor allem an verbrauchsarmen Tagen, etwa sonntags und gleichzeitig günstigen Wetterbedingungen wie starker Wind oder hohe Sonneneinstrahlung. Erfolgt keine Abregelung steigen Spannung und Frequenz, sodass die Stabilität und die Sicherheit des Netzes gefährdet werden (Bruyn et al. 2014, S. 39). Diese angebotsseitige Maßnahme ist für kurze Erzeugungsspitzen sinnvoll. Bei längerem Überschuss und einer damit einhergehenden dauerhaften Abregelung führt diese zu hohen Verlusten. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist auf diese Weise nicht mehr möglich.

Für eine längere Netzentlastung bieten sich Stromspeicher an. Speicher regeln den Ausgleich, indem sie überschüssigen Strom zwischenspeichern und bei Bedarf wieder abgeben können. Welche Speichertechnologien generell zur Verfügung stehen, wird in Abbildung 6 dargestellt. Leistungsspeicher dienen zur Entlastung für kurze Zeiten (Sekunden bis Minuten) und können vergleichsweise kurzfristig auch große Leistungen aufnehmen. Charakteristisch ist ihre hohe Anzahl an Be- und Entladungszyklen. Speicher dieser Art sind vor allem elektrische Speicher wie Superkondensatoren, Magnetspulen, Batterien oder Schwungräder. Der Einsatz von Langzeitspeicher bzw. Energiespeicher ist für längere und leistungsstarke Überschüsse (Stunden bis Tage) konzipiert. Beispiele sind thermische und mechanische Speicher wie die bewährten Pumpspeicher sowie Wärmespeicher. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Speicher ist gegeben, wenn sie möglichst häufig genutzt werden und ihre volle Speicherkapazität benötigt wird (Kurzweil und Dietlmeier 2018, S. 2).

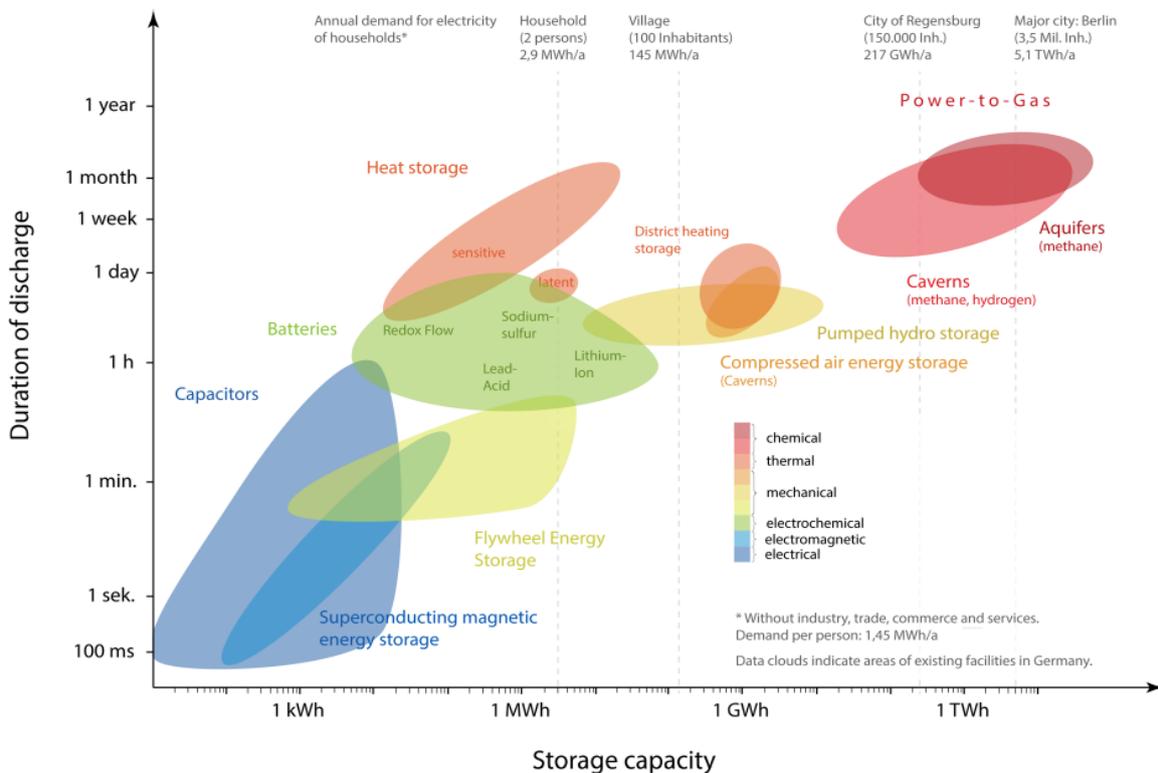


Abbildung 6: Verschiedene Stromspeichertechnologien nach Speicherkapazität und Ausgleichszeitraum (Sternner und Thema 2017, S. 654)

Die Umwandlung von Strom in chemische Produkte wie Wasserstoff ist auch eine Art von Speicherung. Chemische Speicher weisen die höchsten Speicherkapazitäten bei gleichzeitig längster Speicherdauer auf (vgl. Abbildung 6). Eine derartige Umwandlung von Strom kann auch als Lastmanagement bezeichnet werden. Lastmanagement beschreibt nachfrageseitige Maßnahmen und diese passen durch gezielte Steuerung des Nutzerverhaltens die Last an die Stromerzeugung an. Durchgeführte Eingriffe sind flexibles Zu- und Abschalten von Lasten. Durch diese zusätzlichen Verbraucher können ähnliche Effekte wie mit dem Betrieb von Speichertechnologien erreicht werden. Lastmanagement kann in verschiedenen Sektoren (Strom, Verkehr und Wärme) implementiert werden. Im Verkehrssektor spielt die Elektromobilität bisher noch eine eher untergeordnete Rolle. Daher sind die Möglichkeiten in diesem Sektor zum heutigen Zeitpunkt noch eher begrenzt. Im Wärmesektor besteht großes Potenzial durch die Nutzung von Speicheröfen oder Power-to-Heat Prozessen (Sternner und Thema 2017, S. 657f.). Im Stromsektor gibt es ebenso vielversprechende Entwicklungen. Zum einen gibt es in diesem Bereich industrielles Lastmanagement. Energieintensive Industrieprozesse können durch an das Stromangebot angepasste, flexible Fahrweisen große Überschussmengen aufnehmen. Die Produktion von Wasserstoff aus Elektrolyse für chemische Prozesse ist eine Möglichkeit davon. Auch im privaten Bereich gibt es Bemühungen die Verbraucher auf diese Art des Stromkonsums zu sensibilisieren. Vor allem Wasch- und Spülmaschinen sind prädestiniert für derartige Maßnahmen. Bereits heute gibt es Stromtarife, die gezielt günstigen Strom zu angebotsschwachen Zeiten anbieten (Bruyn et al. 2014, S. 47f.).

Bei hohem Anteil an EE im Strommix sind nicht nur einzelne Maßnahmen notwendig, sondern eine Vielzahl der vorgestellten Flexibilisierungsoptionen. Jedoch wird davon ausgegangen, dass als Speicher neben den bereits existierenden Pumpspeichern vorrangig chemische Speicher verwendet werden. Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit ist deshalb die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und dessen Potenziale sowie Einsatzmöglichkeiten. Dazu werden zunächst die Eigenschaften und Besonderheiten von Wasserstoff erläutert.

2.2 Wasserstoff

Wasserstoff steht seit geraumer Zeit als Energieträger bzw. Sekundärenergieträger zur Diskussion. In diesem Kapitel werden die grundlegenden Eigenschaften des Elements Wasserstoff aufgezeigt. Sie bilden die Basis für einen fundierten Vergleich mit konventionellen Energieträgern im späteren Verlauf der Arbeit. Des Weiteren werden Herstellungsverfahren und Einsatzmöglichkeiten vorgestellt. Diese werden unterteilt in lang bewährte Prozesse und in der Forschung diskutierte Verfahren und Nutzungsmöglichkeiten.

2.2.1 Stoffeigenschaften

Wasserstoff (chemisches Symbol H) ist das häufigste Element im Universum. Mit einer Häufigkeit von über 92% liegt sein Vorkommen weit über jenem von Helium, Kohlenstoff oder Sauerstoff. Der Urknalltheorie nach war Wasserstoff mit Helium, Deuterium und Lithium eines der Elemente nach dem Urknall. Durch Kernfusionen sind alle weiteren Element daraus entstanden. Im Universum liegt Wasserstoff aufgrund des geringen Druckes und Temperatur nur in atomarer Form vor. Ebenso ist er Hauptbestandteil der Sterne, welche deren Energie aus der Fusionsreaktion von Wasserstoff erhalten.

In der Erdatmosphäre kommt Wasserstoff wegen seiner hohen Reaktivität mit anderen Atomen nicht in seiner atomaren Form H, sondern fast nur in molekularer Verbindung vor. Am häufigsten geht das Element eine Verbindung mit sich selbst zum Wasserstoffmolekül H_2 ein. Das zweiatomige Molekül liegt so gut wie nie in reiner Form vor. Die häufigste Verbindung geht Wasserstoff mit Sauerstoff ein (H_2O). Weitere Verbindungen sind Kohlenwasserstoffe, Alkohole und Proteine. Wasserstoff ist somit ein essenzieller Bestandteil allen Lebens (Eichlseder und Klell 2012, S. 31).

Es existieren drei Isotope des Wasserstoffatoms. Protium (1H) ist das häufigste von ihnen und besteht aus einem Elektron und im Kern aus einem Proton. Deuterium (2H), schwerer Wasserstoff, besitzt ein zusätzliches Neutron im Kern und ist ebenso wie Protium ein stabiles Isotop. Es wird unter anderem in Kernreaktoren als Moderatorstoff eingesetzt. Das dritte Isotop Tritium (3H) wird auch überschwerer Wasserstoff genannt. In dessen Kern befinden sich zusätzlich zum Proton noch zwei weitere Neutronen. Im Gegensatz zu den beiden ersten Isotopen ist Tritium instabil und radioaktiv. Die

Halbwertszeit beträgt 12,32 Jahre, danach zerfällt es zum stabilen Heliumisotop ^3He . Tritium entsteht auf natürlichem Weg in der Stratosphäre durch Kernreaktionen. In geringen, unbedenklichen Mengen kann es in Lebewesen und Oberflächengewässern nachgewiesen werden (Eichlseder und Klell 2012, S. 41f.).

Tabelle 1 gibt die wichtigsten Stoffeigenschaften von Wasserstoff wieder. Wie aufgezeigt, kommt Wasserstoff unter Normalbedingungen (Raumtemperatur und atmosphärischer Druck von 1,013 bar) als gasförmiges, zweiatomiges Molekül vor. Das Gas ist dabei farb-, geruchs- und geschmacklos, nicht reizend, ungiftig, umweltneutral, nicht radioaktiv, leicht flüchtig und nicht kanzerogen.

Aufgrund der geringen Dichte von $0,09 \text{ kg/dm}^3$ weist H_2 eine hohe Diffusionsgeschwindigkeit sowie eine hohe Auftriebskraft auf. Das Gas ist damit das Element mit der geringsten Dichte. Wasserstoff ist bspw. etwa viermal schneller bzw. 14-mal leichter als Sauerstoff. Diese Eigenschaften würden Wasserstoff zu einem idealen Gas für Luftschiffe oder Ballons machen. Der hohe Diffusionskoeffizient und die leichte Entzündbarkeit verhindern jedoch aus Sicherheitsgründen eine Verwendung als Füllung. Dementsprechend wird stattdessen Helium in diesen Anwendungsgebieten eingesetzt (Eichlseder und Klell 2012, S. 38).

Das Phasendiagramm von Wasserstoff dient als Grundlage der internationalen Temperaturskala. Die Temperatur am Tripelpunkt T_{TR} beträgt $-259,35 \text{ °C}$ bzw. $13,8 \text{ K}$. Der Phasenübergang gasförmig-fest erfolgt unterhalb der Temperatur T_{TR} . Wasserstoff bildet dabei in fester Form eine dichte hexagonale kristalline Kugelstruktur. Oberhalb der Temperatur des Tripelpunkts, genauer bei $-252,85 \text{ °C}$ ($20,3 \text{ K}$), wird Wasserstoff flüssig. In diesem Zustand bildet Wasserstoff eine klare farblose Flüssigkeit, die $70,8 \text{ g/l}$ wiegt (Geitmann 2014, S. 52).

Tabelle 1: Wasserstoff Stoffeigenschaften (Eichlseder und Klell 2012, S. 39f.; Geitmann 2014, S. 55)

Allgemein	
Aussehen	farbloses Gas (H ₂)
Heizwert (gravimetrisch) H _u	33,33 kWh/kg
Dissoziationsenergie ΔH	436 kJ/mol
Triplepunkt	
Temperatur T _{TR}	-259,35 °C (13,8 K)
Druck p	0,07 bar
Dichte gasförmig ρ	0,126 kg/m ³
Dichte flüssig ρ	77 kg/m ³
Dichte fest ρ	86,5 kg/m ³
Schmelzwärme Δ_{smh}	58,8 kJ/kg
Verdampfungswärme Δ_{vh}	452,8 kJ/kg
Sublimationswärme Δ_{sh}	511,6 kJ/kg
Siedepunkt	
Siedetemperatur T _S	-252,85 °C (20,3K)
Verdampfungswärme Δ_{vh}	434, 2 kJ/kg
flüssige Phase	
Dichte ρ	70,8 kg/m ³
Heizwert (volumetrisch) H	2,36 kWh/dm ³
gasförmige Phase	
Dichte ρ	0,09 kg/dm ³
Heizwert (volumetrisch) H	2,8 Wh/dm ³
Spezifische Wärmekapazität c_p	14,32 kJ/kgK
Spezifische Wärmekapazität c_v	10,17 kJ/kgK
Isentropenkoeffizient κ	1,4
Wärmeleitfähigkeit λ	0,184 W/mK
Diffusionskoeffizient D	0,61 cm ² /s
Gemische mit Luft	
Zündgrenze	4 – 75 Vol.-%H ₂
Selbstentzündungs-Temperatur	585 °C
Minimale Zündenergie	0,017 mJ
Verbrennungsgeschwindigkeit in Luft	265 cm/s

Im Vergleich zu Sauerstoff hat Wasserstoff hohe spezifische Wärmekapazitäten. Diese sind bei gleichem Isentropenkoeffizienten über 10-mal so hoch. Zudem weist Wasserstoff mit 0,184 W/mK die größte Wärmeleitfähigkeit auf. Diese besondere Eigenschaft qualifiziert Wasserstoff für die Verwendung als Kühlmedium. Wasserstoff hat mit einem Diffusionskoeffizienten von 0,61 cm²/s ebenso das größte Diffusionsvermögen aller Gase. Dies bedeutet, dass das Gas in atomarer Form durch die meisten Metalle diffundiert. Diese Eigenschaft bildet gemeinsam mit dem sehr weiten Zündbereich in Luft bei einer geringen Zündenergie sicherheitsrelevante Aspekte, die bei der Verwendung von Wasserstoff in technischen Prozessen zu berücksichtigen sind (Eichlseder und Klell 2012, S. 41).

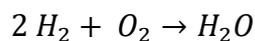
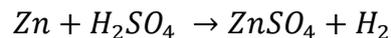
Die energetisch bedeutendste chemische Eigenschaft von Wasserstoff in Bezug auf den Einsatz als Energieträger ist sein Verhalten bei der exothermen Oxidation. Generell gilt, dass das Gas bei Raumtemperatur und ca. 1 bar aufgrund der hohen Dissoziationsenergie ΔH sehr reaktionsträge ist. Wasserstoff vermischt sich stattdessen rasch mit der Umgebungsluft. Dieses Verhalten führt dazu, dass die untere Zündgrenze schnell unterschritten wird. Eine Selbstentzündung ist somit ausgeschlossen. Erst eine Zufuhr von Energie und genügend Sauerstoff löst eine exotherme Reaktion aus. Die benötigte Energie kann entweder durch Wärme, Strahlungsenergie oder Oberflächenreaktionen an Katalysatoren bereitgestellt werden. Die Energiezufuhr erfolgt dabei durch eine explosive Knallgasreaktion, eine kontrollierte H₂ – O₂ Verbrennung oder eine Brennstoffzelle (Geitmann 2014, S. 53f.). Erfolgt eine Oxidation durch Verbrennung, wird die innere Energie als Wärme frei. Verbrennungskraftmaschinen und -turbinen setzen diese Wärme als Folge in Arbeit um. Vorteil dieser Reaktion sind die seit langem bewährten, günstigen und robusten Maschinen. Allerdings ist die Umwandlung von Wärme in Arbeit aufgrund des Carnot Prozesses limitiert.

Eine weitere Möglichkeit ist die Oxidation mittels Brennstoffzellen. Diese elektrochemische Reaktion wird aufgrund der erzeugten niedrigen Temperaturen auch kalte Knallgasreaktion genannt. Die innere chemische Energie wird in der galvanischen Zelle direkt in elektrische Arbeit umgewandelt. Die hohen Herstellungskosten hemmen derzeit noch den Einsatz von Brennstoffzellen, obwohl diese Umwandlung nicht an den Carnot-Wirkungsgrad gebunden ist (Eichlseder und Klell 2012, S. 48f.).

Ungeachtet der Art der Energiezufuhr wird bei der Verbrennung von Wasserstoff zu Wasser sehr viel Energie frei. Bei der Oxidation von 1 kg H₂ wird genauso viel Energie frei wie bei der Verbrennung von 2,75 kg Benzin (Jungmeier 2006, S. 27). Welche Möglichkeiten dafür zur Verfügung stehen wird im Kapitel 2.2.3 *Herstellung* detaillierter beschrieben.

2.2.2 Geschichte

Der Alchemist und Physiker Theophrastus Bombastus von Hohenheim (1493-1541), bekannt unter dem Namen Paracelsus, gilt als Entdecker von Wasserstoff. Der Schweizer beschrieb die Reaktion von Metallen und Säuren, wodurch Wasserstoff entstand. Er erkannte das Gas jedoch noch nicht als eigenes Element. Erst durch Henry Cavendish wurde 1766 „brennbare Luft“ aus Metall und Schwefelsäure hergestellt. Er bewies außerdem, dass bei Verbrennung von Wasserstoff Wasser gebildet wird:



Cavendish untersuchte somit als Erster die Eigenschaften des Reaktionsproduktes Wasserstoff. Der französische Chemiker Antoine Lavoisier wiederholte die Experimente und schlug für das entstandene Element die Bezeichnung „*hydrogène*“ (zu Deutsch „*Wasser-Bildner*“) vor (Eichlseder und Klell 2012, S. 21f.).

Im Jahr 1783 wurde Wasserstoff erstmalig als Energieträger eingesetzt. Jaques Charles führte erfolgreich den ersten bemannten Flug mit einem wasserstoffgefüllten Ballon durch. Wenige Jahre später (1789) wurde von einem holländischen Physiker das Prinzip der Elektrolyse entdeckt, sodass erstmals die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus Wasser gelang. Die nächste Verwendung als Energieträger fand Wasserstoff im Jahr 1807. Mittels Verbrennungsmotor konnte ein Fahrzeug angetrieben werden. Als Erfinder der Brennstoffzelle gilt der Brite Sir William Grove. Er hatte bald das Potenzial von Wasserstoff erkannt und beschäftigte sich deshalb intensiv mit diesem Element, was 1839 zu obiger Erfindung führte. Jedoch gab es zu dieser Zeit noch keine praxistaugliche Anwendung für diese Art der Energieerzeugung. Dieser Grund, die Entwicklung des elektrodynamischen Prinzips zur Stromerzeugung, des sogenannten *Dynamos*, und die praktikable Weiterentwicklung des

Verbrennungsmotors durch Werner von Siemens sorgten dafür, dass dem Wasserstoff als Energieträger nur mehr wenig bis keine Aufmerksamkeit geschenkt wurde.

Erst 1909, fast ein Jahrhundert später, erlebte Wasserstoff wieder einen Aufschwung. Er wurde aufgrund der Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch Verfahren zu einer wichtigen chemischen Grundchemikalie in der sich entwickelnden Düngemittelindustrie.

Wegen der geringen Dichte von Wasserstoff wurden auch nach über 150 Jahren nach dem ersten bemannten Flug Versuche unternommen, das Gas in der Flugtechnik zu verwenden. Diese Euphorie wurde im Jahr 1937 jedoch jäh beendet. Der mit Wasserstoff gefüllte Zeppelin „*Hindenburg*“ entzündete sich beim Landeversuch und kostete 36 Menschen das Leben. Eine weitere negative Assoziation mit Wasserstoff ist die erste Zündung einer Wasserstoffbombe (durch die Fusion von Deuterium und Tritium) auf den Marschallinseln im Jahr 1952, die eine stärkere Wirkung als angenommen hatte (Züttel et al. 2008, S. 14ff.).

Den großen Durchbruch hatte Wasserstoff hingegen kurz darauf in der Raumfahrt. Nach der Erfindung der ersten praxistauglichen Brennstoffzelle, mit der erstmals kontrolliert Energie gewonnen werden konnte, wurde 1963 eine (PEM-) Brennstoffzelle in der Raumkapsel (*Gemini 5* der NASA) zur Stromversorgung an Bord verwendet. Des Weiteren fand Wasserstoff Anwendung als Raketentreibstoff.

Durch die Rohölverknappung und dem daraus folgenden Preisanstieg von Erdölprodukten rückte 1970 Wasserstoff auch als Kraftstoff für den Mobilitätsbereich wieder ins Rampenlicht. General Motors (GM) baute das erste mit Brennstoffzellen betriebene Auto (*Electrovan*). Der Van hatte eine alkalische Brennstoffzelle sowie Kryospeicher für flüssigen Wasserstoff und flüssigen Sauerstoff verbaut. Forschungs- und Entwicklungsabteilungen namhafter Automobilformen seit diesem Zeitpunkt große Fortschritte. Im Jahr 2000 produzierte BMW eine Serie von 15 Fahrzeugen, die mit einem wasserstoffbasierten Verbrennungsmotor betrieben werden (*BMW 750 hL*). Abbildung 7 zeigt den Aufbau eines der ersten H₂-Autos, die mit bivalenten Verbrennungsmotoren (Wasserstoff und Benzin) betrieben werden.

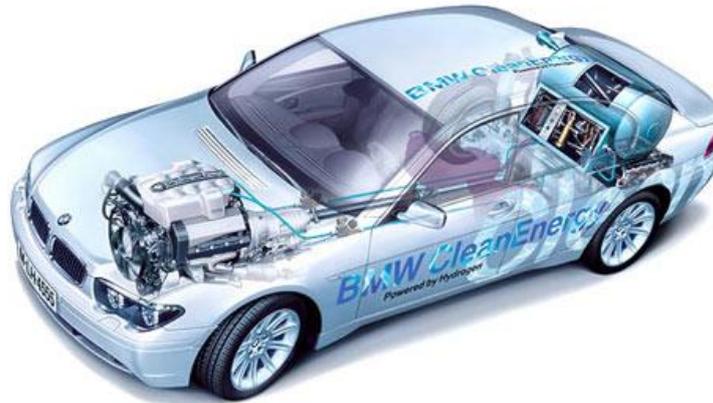


Abbildung 7: Aufbau der ersten Wasserstoff-Autos (dieBrennstoffzelle.de 2018)

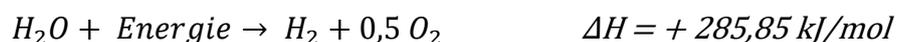
BMW baute 2007 ebenfalls die erste kleine Wasserstoff-Flotte mit 100 Fahrzeugen (*BMW Hydrogen 7*) (Eichseder und Klell 2012, S. 27ff.). Mittlerweile gibt es schon von vielen Autoherstellern mit Brennstoffzellen betriebenen Autos, die für serienmäßig am Markt erhältlich sind. Ebenso sind auch erste mit Wasserstoff betriebene Motoren im Bus- sowie Nutzfahrzeugbereich im Einsatz.

Heute wird Wasserstoff zunehmend vor allem als wichtiger Energieträger in der nationalen und globalen Energiewende gesehen. Wasserstoff aus Elektrolyse kann in einem strombasierten Energiesystem aufgrund seiner vielseitigen Einsatzmöglichkeiten zukünftig eine wichtige Rolle einnehmen. Welche Möglichkeiten generell zur Verfügung stehen um Wasserstoff herzustellen (sowohl auf konventionelle Weise als auch zukunftsorientiert durch erneuerbare Ausgangsstoffe), wird im nächsten Kapitel erörtert.

2.2.3 Herstellung

Da Wasserstoff in der Natur nur in Verbindungen vorkommt, muss er aus diesen gewonnen werden. Es gibt dabei eine Vielzahl an Verfahren zur Wasserstoffherstellung, die sich je nach Primärenergieträgern und Eingangsstoffen stark voneinander unterscheiden.

Ausgangsstoffe sind die wasserstoffhaltigen Verbindungen Wasser und Kohlenwasserstoffe. Die Aufspaltung von Wasser erfolgt nach folgender Grundgleichung:



Diese Gleichung zeigt, dass Energie aufgewendet werden muss, um Wasserstoff zu isolieren. Diese benötigte Energie kann aus unterschiedlichen Energiequellen kommen wie etwa in Form von elektrischer, thermischer oder Lichtenergie (Jungmeier 2006, S. 27f.).

Alle bekannten Möglichkeiten zur Wasserstoffgewinnung sind in Abbildung 8 dargestellt. Ca. 40% des weltweit produzierten Wasserstoffs fallen als Nebenprodukt bei industriellen Produktionen an, vorwiegend aus Erdölraffinerieprozessen. Wasserstoff entsteht etwa bei der Benzinreformierung sowie bei der Herstellung von Ethen oder Methanol. Auch bei der Chlor-Alkali-Elektrolyse entsteht neben Chlor und Natronlauge Wasserstoff. Die restlichen 60% des produzierten Wasserstoffs werden aktiv aus verschiedenen Prozessen gewonnen, wie etwa bei der Dampfreformierung oder bei der Elektrolyse (elektrolytische Spaltung von Wasser). Neben diesen Verfahren gibt es eine Reihe von photolytischen Herstellungsmethoden, die derzeit noch im Forschungsstadium sind. Die genaue Beschreibung der wichtigsten Verfahren ist nachstehend angefügt (Eichlseder und Klell 2012, S. 59ff.).

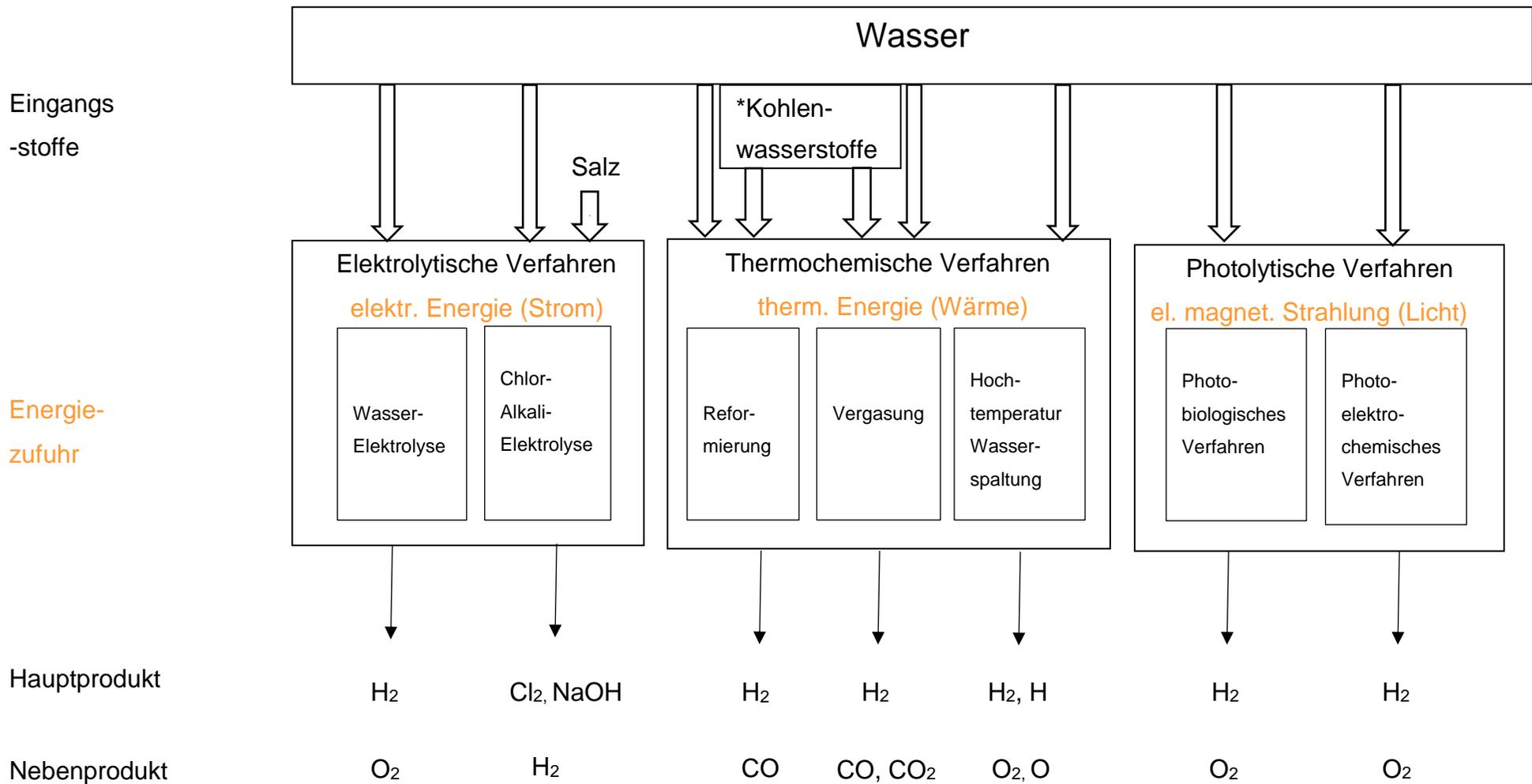
Im großtechnischen Maßstab wird Wasserstoff heutzutage überwiegend durch die Dampfreformierung gewonnen. Die elektrolytische Herstellung ist noch nicht stark verbreitet. Die Herstellung von Wasserstoff basiert weltweit betrachtet fast ausschließlich auf fossilen Kohlenwasserstoffen.

Folgende Aufgliederung zeigt die verwendeten Ausgangsstoffe:

- Erdgas (48%)
- Flüssige Kohlenwasserstoffe (30%)
- Kohle (18%)
- Strom (4%)

Obige Verteilung ist aus betriebswirtschaftlichen Gründen zu erklären: Die Herstellungskosten für Wasserstoff sind bei der Reformierung aus Erdgas deutlich günstiger als bei der Elektrolyse mit erneuerbarem Strom (Sterner 2017a, S. 334ff.).

WASSERSTOFF AUS ÜBERSCHUSSSTROM



*Erdgas, Biogas
Kohle, Biomasse

Abbildung 8: Verfahren zur Wasserstoffherstellung (nach Sterner 2017a, S. 335)

Reformierung

Unter Reformierung versteht man die Umwandlung von Kohlenwasserstoffen (Erdgas, Biogas, usw.) und Alkoholen (Methanol,...) in Wasserstoff mittels chemischer Prozesse. Nebenprodukte dieses Verfahrens sind Kohlendioxid, Kohlenmonoxid und Stickstoff. Die Reformierung erfordert zusätzlich ein Oxidationsmittel, welches den benötigten Sauerstoff liefert. Je nach Oxidationsmittel gibt es verschiedene Reformierungsverfahren.

- Dampfreformierung

Die Dampfreformierung (aus Erdgas) ist heute das weltweit häufigste Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff. Weitere leichte Kohlenwasserstoffe wie Biomasse bzw. Biogas oder Rohbenzin (Naphtha) sind prinzipiell auch mögliche Eingangsstoffe für die Dampfreformierung.

In einem ersten Schritt wird aus Methan und Wasser in einem gasbeheizten Röhrenofen ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff erzeugt:



Die Reaktion ist stark endotherm und läuft bei hohen Temperaturen (750°C–1000°C) und hohem Druck (15-25 bar) ab. Als Nebenprodukte entstehen zusätzlich Kohlendioxid, Kohlenmonoxid und Wasserdampf. Die Umwandlung kann mit Hilfe eines Katalysators aus Nickel oder Edelmetall beschleunigt werden. Im zweiten Schritt reagiert das zuvor entstandene Gasgemisch durch die Zufuhr von Wasser katalytisch zu Kohlendioxid und weiterem Wasserstoff (Wassergas-Shift-Reaktion):



Durch diesen Schritt wird der Anteil an Kohlenmonoxid deutlich verringert. Shift-Reaktionen können auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus ablaufen. Bei der Hochtemperatur-Konvertierung herrschen Temperaturen von 300°C-500°C vor, während die Niedertemperatur-Konvertierung bei 190°C-280°C abläuft.

Nach diesem Schritt folgt die Gasreinigung, bei dem Kohlendioxid durch Druckwechseladsorption oder Membranabtrennung aus dem Gasgemisch entfernt wird (Sternner 2017a, S. 337f.).

Abbildung 9 zeigt die wichtigsten Komponenten der Dampfreformierung aus Erdgas. Das Erdgas wird vor der Umwandlung entschwefelt, um eine Deaktivierung des Katalysators zu verhindern. Große Dampfreformierungsanlagen können heutzutage bis zu 100.000 Nm³/h Wasserstoff erzeugen. Der Gesamtwirkungsgrad erreicht bis zu 80%. Für 1 Nm³ hochreinen Wasserstoff ist die Umwandlung von ca. 0,45 Nm³ Methan erforderlich. Somit ist die Dampfreformierung das Reformierungsverfahren mit der größten Wasserstoffausbeute (Eichlseder und Klell 2012, S. 65).

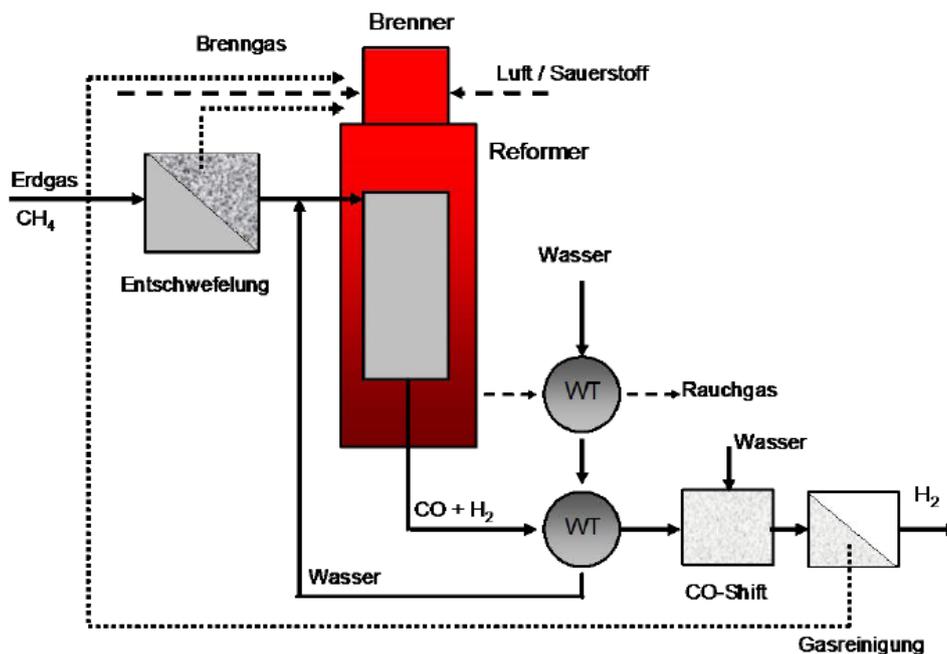


Abbildung 9: Schema der Dampfreformierung (Eichlseder und Klell 2012, S. 65)

- Partielle Oxidation (POX)

Unter diesem Verfahren versteht man die exotherme Reaktion von schweren Kohlenwasserstoffen (wie Erdöl, schweres Heizöl oder Kohle) mit Hilfe von Sauerstoff. Die partielle Oxidation findet bei hohen Temperaturen und unter Sauerstoffmangel (unterstöchiometrisch) statt. Da bei der Umwandlung Wärme frei wird, ist keine externe Wärmezufuhr notwendig. Analog zur Dampfreformierung entsteht ein Synthesegas, welches mit Hilfe der Wassergas-Shift-Reaktion und Gasreinigung zu Wasserstoff aufbereitet wird. Je länger die Kohlenstoffwasserketten des eingesetzten Ausgangsstoffes sind, desto geringer ist die Wasserstoffausbeute.

Wesentlicher Unterschied zur Dampfreformierung ist das Oxidationsmittel. POX verwendet Sauerstoff anstelle von Wasserdampf.

Die partielle Oxidation erreicht Wirkungsgrade bis zu 70% und ist somit ineffizienter als die Dampfreformierung. Vorteilhaft ist, dass wesentlich mehr Eingangsstoffe für dieses Verfahren in Frage kommen. So wird POX vor allem dann eingesetzt, wenn Erdgas nicht direkt verfügbar ist oder Kohle in hohen Mengen im Land vorkommt (Südafrika, China). Im großtechnischen Maßstab können Kapazitäten von bis 100.000 Nm³/h produziert werden (Adolf et al. 2017, S. 13)

Vergasung

Die Vergasung ist ein weiteres thermochemisches Verfahren zur Umwandlung von Kohlenstoffträgern mit Hilfe sauerstoffhaltiger Vergasungsmittel wie Dampf, Luft oder Sauerstoff. Industrielle Anwendung findet speziell die Vergasung von Kohle. Diese Umsetzung läuft bei hohen Temperaturen von bis zu 2.000°C ab. Dabei können Wirkungsgrade bis maximal 55% erreicht werden.

Die Vergasung ist ein sehr komplexer Prozess, der sich prinzipiell in vier Teilschritte unterteilen lässt. Erster Schritt ist die Trocknung, bei welchem dem Eingangsstoff Wasser entzogen wird. Darauf folgt die Zerlegung des Rohstoffes in seine Wasserstoff- und Kohlenstoffverbindungen unter Luftabschluss mittels Pyrolyse bzw. Thermolyse. Der dritte Teilprozess ist die Oxidation, bei dem der zerlegte Rohstoff durch Oxidationsmittel teilweise verbrennt. Durch die Oxidation entstehen Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasser, die in der Reduktion bei Temperaturen von 500°C - 1.000°C mit Kohlenstoff reagieren. Das Produktgas enthält neben Wasserstoff eine Reihe weiterer Komponenten. Aufgrund dieser unzureichenden Reinheit und der aufwändigen Reinigung, findet dieses Verfahren großtechnisch wenig Verwendung (Eichseder und Klell 2012, S. 68ff.).

(Wasser-)Elektrolyse

4% des weltweit gewonnenen Wasserstoffs werden heute durch den Einsatz von Strom gewonnen. Der größte Anteil davon entfällt auf die Wasserstoffproduktion aus Chlor-Alkali-Elektrolyse (Wasserstoff als Nebenprodukt), nur ca. 1% wird heute durch Wasser-Elektrolyse erzeugt. Dieses Verfahren ist jedoch das einzige, welches es ermöglicht, nahezu emissionsfrei hochreinen Wasserstoff herzustellen (Lehmann und Luschtinetz 2014, S. 80).

Die Elektrolyse ist im Prinzip ein Prozess, bei dem ein fester, flüssiger oder schmelzflüssiger Ionenleiter (Elektrolyt) mit Hilfe elektrischen Stroms zerlegt wird.

Dabei wird elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt. Abbildung 10 zeigt das Schema eines Elektrolyse-Prozesses.

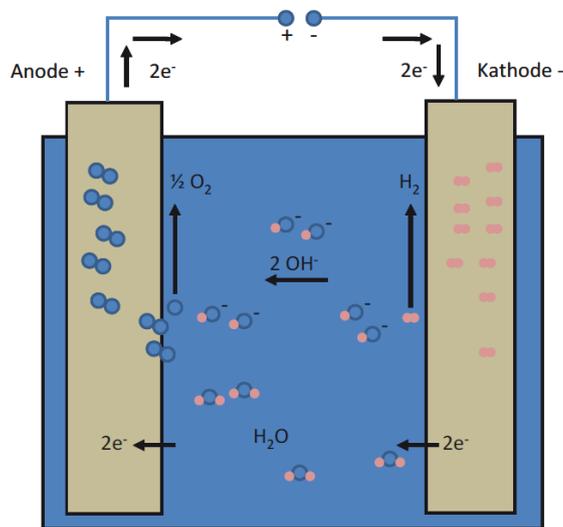


Abbildung 10: Prinzip der Elektrolyse (Eichseder und Klell 2012, S. 78)

Elektrolyseure bestehen aus einer Gleichstromquelle, zwei mit Edelmetall beschichteten Elektroden (einer Anode und einer Kathode), einem Ionenleiter (Elektrolytlösung) sowie einem Separator an den Grenzflächen. Zwischen dem Elektrolyten und den Elektroden werden bei der Elektrolyse stromverbrauchende Reaktionen angeregt (im Gegensatz zur Galvanischen Zelle). Als Elektrolyt wird eine mit Säuren (wie HCl), Basen (etwa KOH) oder löslichen Salzen (NaCl) versetzte wässrige Lösung verwendet, die leitfähig ist und einen geringen ohmschen Widerstand hat. Über die zwei Elektroden wird von einer externen Stromquelle Gleichstrom in die Elektrolytlösung eingespeist. Die Lösung dissoziiert in H^+ -Ionen und OH^- -Ionen. Das Proton reagiert jedoch rasch mit Wassermolekülen zu H_3O^+ -Ionen. An der Kathode (Minuspol) werden Elektronen abgegeben. Die bei der Dissoziation des Wassers entstandenen H_3O^+ -Ionen nehmen die Elektronen auf. Die Ionen werden zu Wasser reduziert und Wasserstoff wird frei.



An der Anode (Pluspol) findet die Oxidation (Elektronenabgabe) statt. Die Elektronen werden von den OH⁻-Ionen abgegeben. Diese oxidieren zu Wasser und Sauerstoff wird frei.



Durch diese Reaktion entstehen an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff, welche als Gasblasen an den Elektroden aufsteigen.

Je nach eingesetzten Elektrolyten, Betriebsdruck und Betriebstemperatur werden Elektrolyseverfahren wie folgt unterschieden.

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Alkalische Druckelektrolyse
- PEM (Proton Exchange Membrane) – Elektrolyse (PEMEL)
- SOE-Elektrolyse bzw. Hochtemperaturelektrolyse auf Basis keramischer Feststoffelektrolyten (SOEL)

Die Elektrolyse ist im Prinzip ein ausgereiftes Herstellungsverfahren für Wasserstoff, bei dem ein Wirkungsgrad von 70% erreicht werden kann (Eichseder und Klell 2012, S. 77ff.).

Photolytische Verfahren

Bei photolytischen Verfahren wird elektromagnetische Strahlung, also Licht, zur Umwandlung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff verwendet. Diese Art der Wasserstoffproduktion befindet sich heutzutage noch im Forschungsstadium. Es gibt prinzipiell zwei Richtungen, die verfolgt werden: photobiologische Verfahren und künstliche Photolyse.

Unter der Biophotolyse versteht man die Gewinnung von Wasserstoff und Energie aus Wasser und Sonnenlicht mittels Algen. In der Forschung wird versucht diese biologischen Prozesse so abzuändern, dass die Sonnenenergie nur noch die Produktion von Wasserstoff fördert.

Die künstliche Photokatalyse ist die Produktion von Wasserstoff durch die Bestrahlung von Katalysatoren mit Licht. In Japan wurden bereits vielversprechende Versuche mit Titanoxid durchgeführt (Hamacher 2017, S. 10).

2.2.4 Nutzung und Bedarf

Wasserstoff ist vielseitig und kann in diversen Bereichen eingesetzt werden. Prinzipiell gibt es zwei Anwendungsformen:

- Wasserstoff als Grundstoff: In vielen Bereichen wie z.B. in der Düngemittel- und der petrochemischen Industrie wird Wasserstoff bereits seit Jahrzehnten großtechnisch verwendet. Die Nachfrage nach Wasserstoff wird in diesen Sektoren in den nächsten Jahren weiter steigen.
- Wasserstoff als Energieträger: Als Energieträger kann Wasserstoff einen wichtigen Anteil in der Energiewende einnehmen. Die Nutzung in diesem Bereich hat bereits langsam begonnen. Bei steigendem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energiemengen im Stromsystem wird deren Bedeutung auf lange Sicht gesehen stark steigen.

Wasserstoff als Grundstoff (etablierte Anwendungen)

Wasserstoff wird seit vielen Jahren in verschiedenen Sektoren eingesetzt. Die derzeit eingesetzten Mengen an Wasserstoff und deren exakte Aufteilung sowohl global als auch national betrachtet sind schwierig zu quantifizieren. Die europäische Produktionsdatenbank Eurostat veröffentlichte für Österreich die in Abbildung 11 dargestellten Produktionsmengen für die Jahre 2009 bis 2017.

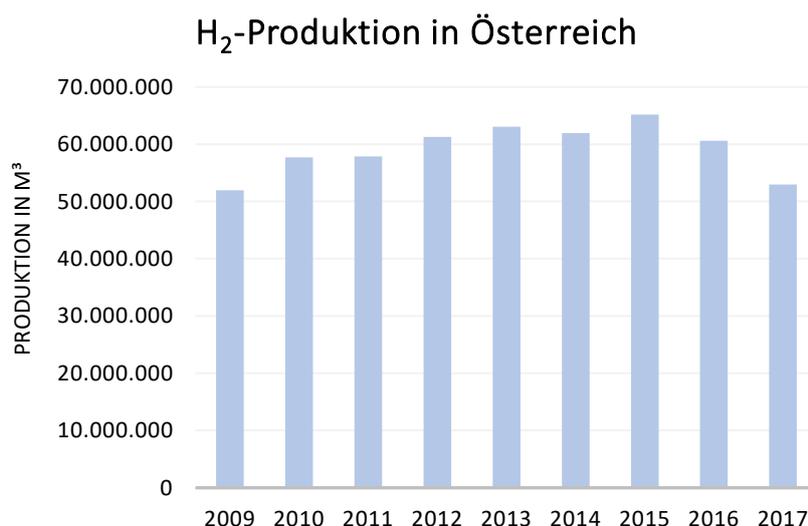


Abbildung 11: Wasserstoff-Produktionsmengen in Österreich pro Jahr (Eurostat 2018b)

Die Darstellung zeigt die jährlich schwankenden Produktionsmengen für Wasserstoff. Laut Eurostat sind demnach im Jahr 2017 ca. 53 Mio. m³ Wasserstoff erzeugt worden. Diese Angaben sind jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet, da die Wasserstoffproduktion häufig am Ort der Nachfrage stattfindet und somit nicht am Markt aufscheint.

Abbildung 12 zeigt die weltweite Nutzung von Wasserstoff nach Sektoren, die auch als grobe Orientierung für den österreichischen Raum gilt. Unumstritten ist, dass über die Hälfte des produzierten Wasserstoffs in der chemischen Industrie benötigt wird, gefolgt von der Petrochemie (30%). Metallurgische Anwendungen verbrauchen etwa 6% der weltweiten Menge.

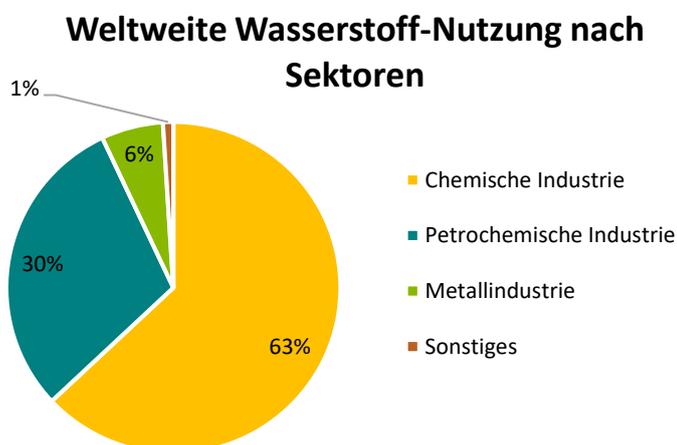


Abbildung 12: Wasserstoff-Nutzung nach Sektoren (Hydrogen Europe 2017)

Die Nutzung von Wasserstoff konzentriert sich demnach heute fast ausschließlich auf den stofflichen Einsatz. Das bedeutet, dass mit Hilfe von Wasserstoff andere Stoffe oder Zwischenprodukte erzeugt oder veredelt werden. Die generellen Einsatzmöglichkeiten sind in Tabelle 2 aufgelistet. Diese ist unterteilt in die konkreten Anwendungsbereiche und die verschiedenen Prozesse, für welche Wasserstoff benötigt wird. In der letzten Spalte ist die Bedeutung der Nutzung von Wasserstoff abgebildet. Diese Darstellung unterscheidet zwischen heutiger und zukünftiger Relevanz.

Tabelle 2: Anwendungsgebiete von Wasserstoff (Eichlseder und Klell 2012, S. 255, eigene Ergänzungen)

Bereich	Anwendung	Bedeutung
Chemie	Haber-Bosch Verfahren	++
	Fischer-Tropsch Verfahren	+
	Methanolsynthese	++
	Halbleiterindustrie	+
	Lebensmittelindustrie	+
Raffinerie	Hydrocracking	++
	Hydrotreating	++
Metallurgie	Reduktion und Behandlung von Metallen	+
	Schweißen und Schneiden	+
Energietechnik	Nukleartechnik (Energiegewinnung)	+
	Kältetechnik	+
	Verbrennungskraftmaschinen	+
	Portable und stationäre Brennstoffzellen	+ **
	Chemische Speicher	**
Verkehrstechnik	Raumfahrt (Treibstoff)	+
	Luftfahrt (Treibstoff)	*
	Schifffahrt (Treibstoff)	+*
	Landfahrzeuge (Kraftstoff)	+**

Legende: ++ bereits sehr große Nachfrage + große Nachfrage

** sehr großes Potenzial * großes Potenzial

Im Hauptanwendungsgebiet (chemische Industrie) kann Wasserstoff als Grundchemikalie in verschiedenen Prozessen eingesetzt werden (siehe Tabelle 2). Die wichtigste Anwendung findet er als Ausgangsstoff für die Ammoniakherstellung nach dem Haber-Bosch Verfahren. Laut der Linde AG werden sogar 54% des weltweit genutzten Wasserstoffs für dieses Verfahren verwendet (Wawrzinek und Keller 2007). Ammoniak ist ein essentieller Grundstoff für die Herstellung von Harnstoff, Ammoniumnitrat, Ammoniumphosphat und Ammoniumsulfat. Diese Produkte sind wichtige Düngemittel. Ammoniak wird großtechnisch nach folgender Gleichgewichtsreaktion aus Wasserstoff und Stickstoff gewonnen:



Für die Ammoniaksynthese hat sich ein Verhältnis von $H_2:N_2 = 3:1$ als ideal erwiesen. Nach der Komprimierung dieses Gasgemisches gelangt es in einen Reaktor (siehe Abbildung 13). In diesem herrschen für eine ideale Ausbeute Temperaturen um 450°C sowie hohen Drücken von etwa 450bar. Das Gasgemisch durchströmt dabei einen Katalysator auf Eisenbasis und reagiert zu Ammoniak. Nach dem Reaktor folgt eine Abkühlung in mehreren Schritten. Dabei wird der gebildete Ammoniak größtenteils durch Kondensation aus dem Kreisgas abgeschieden. Das Haber-Bosch Verfahren nach dieser Art erzeugt hochreinen Ammoniak. Eine weitere Aufbereitung ist nicht notwendig. Trotz optimierter Reaktionsbedingungen beträgt die Ausbeute im Einmaldurchlauf nur 15-20 Vol.% Ammoniak. Das Restgas wird deshalb wieder dem Prozess zugeführt.

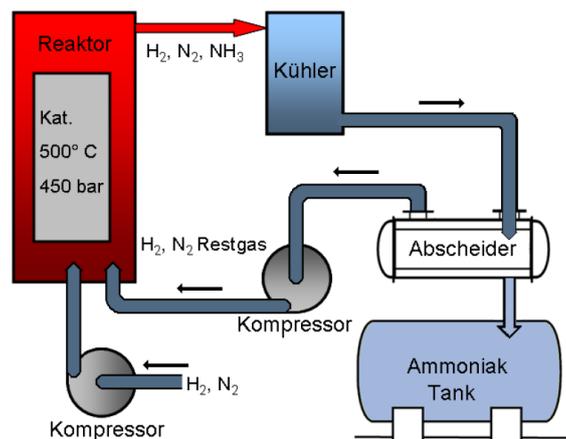


Abbildung 13: Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch Verfahren (Eichlseder und Klell 2012, S. 260)

Der für die Herstellung benötigte Stickstoff wird relativ einfach aus der Luft gewonnen, Wasserstoff wie beschrieben meist aus fossilen Energieträgern wie Erdgas. Wichtige Anforderung an den Wasserstoff ist eine hohe Reinheit von 96-98%. Der Katalysator reagiert äußerst empfindlich auf verschiedene Spuren, wie etwa jener von Sauerstoffverbindungen (Behr et al. 2010, S. 147ff.). Gängige Anlagen produzieren heute bis zu 1.000-2.000 Tonnen Ammoniak pro Tag. Dafür sind stündlich 80.000-

160.000 Nm³ Wasserstoff notwendig (Stiller und Weigl 2017, S. 191). Die Herstellung von Ammoniak emittiert dabei 1,83 tCO₂/tNH₃ (Bazzanella und Ausfelder 2017, S. 58). Eine weitere sehr wichtige industrielle Anwendung von Wasserstoff ist die Methanolsynthese. Ausgangsstoffe für Methanol sind Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid bzw. Kohlenstoffdioxid. Dieses Synthesegas reagiert katalytisch bei moderaten Temperaturen und Drücken (220-380°C, 50 bar) zu Methanol. Methanol ist ein universeller Energieträger und chemischer Grundstoff. Er dient unter anderem als Zwischenprodukt für die Formaldehyd-Produktion (Weiterverarbeitung zu Spanplatten, Silikonen, Farben, Arzneimitteln), Konservierungsmittel in Kosmetika, Zusatz in Textilien und Zwischenprodukt für die Essigsäure-Herstellung. Ebenso wird verarbeiteter Methanol (Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE)) in der Mineralölindustrie mit Benzin gemischt, um dessen Brennstoffeigenschaften zu verbessern (Sterner 2017a, S. 390ff.).

Wasserstoff ist weiters ein wichtiger Rohstoff für das Fischer-Tropsch Verfahren und für die Herstellung von Halbleitern (vgl. Tabelle 2).

Nach der chemischen Industrie sind Raffinerien der zweite große Hauptanwendungsbereich für Wasserstoff. In petrochemischen Anlagen werden verschiedene Produkte wie Benzin, Diesel, Heizöl und chemische Grundstoffe erzeugt. In Österreich gibt es eine einzige Raffinerie in Schwechat, die 2017 8,1 Mio t Rohöl verarbeitete (WKO 2018). Ein Großteil des benötigten Wasserstoffs entsteht als Nebenprodukt der Benzinreformierung und der Ethylenproduktion vor Ort in den jeweiligen Raffinerien. Der Rest wird eigens hergestellt. Die Raffinerie Schwechat erzeugt mittels Dampfreformierung etwa 50.000t Wasserstoff pro Jahr (OMV 2016). Anwendung findet Wasserstoff in verschiedenen Raffinerieprozessen, die nach der Destillation zur Veredelung eingesetzt werden. Die wichtigsten sind Hydrocracking und Hydrotreating. Hydrocracking beschreibt die Aufspaltung von langkettigen Kohlenwasserstoffen (wie Rohöl oder Bitumen) in kürzeren Ketten. Dafür ist es erforderlich, den Anteil an Wasserstoff zu Kohlenstoff zu erhöhen. Wasserstoff muss für diesen Prozess bei hohen Temperaturen zugeführt werden. Hydrocracking erhöht auf diesem Weg die Ausbeute an Mitteldestillat und Benzin. Als Reinigungsprozess des Mitteldestillats von Schwefel, Stickstoff und Schwermetallen wird das Hydrotreating bzw. Hydrofining bezeichnet. Im Hydrofiner findet eine Erhitzung des Gemisches aus Mitteldestillat und Wasserstoff statt um es einem Reaktor mit

Katalysator zuzuführen. Dort verbinden sich die ungewünschten Verbindungen des Destillats mit dem Wasserstoff und bilden bspw. Schwefelwasserstoff. Je nach Größe verbrauchen Raffinerien Wasserstoffmengen bis zu 40 Nm³/Barrel (Stiller und Weigl 2017, S. 191).

Weitere Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff sind in der Metallurgie, Energietechnik und Verkehrstechnik. Diese Bereiche benötigen jedoch wenig Wasserstoff (etwa 10% des gesamten Wasserstoffs) (siehe Tabelle 2). Im Bereich der Metallurgie wird Wasserstoff hauptsächlich bei der Legierung von Metallen benötigt. In der Energietechnik dient er zur Kühlung von Generatoren und zur Vermeidung von Korrosionen in Kraftwerken (Adolf et al. 2017, S. 30).

Der Bedarf an Wasserstoff wird in den nächsten Jahren weiter stetig zunehmen. Gründe dafür sind unter anderem die steigende Nachfrage nach Raffinerieprodukten sowie strengere Umweltauflagen für CO₂-Emissionen. Damit einhergehend steigt der Bedarf an Wasserstoff für den Entschwefelungsprozess von Diesel und Benzin (Smolinka et al. 2011, S. 25).

Wasserstoff als Energieträger (potenzielle Anwendungen)

Neben der stofflichen und industriellen Nutzung von Wasserstoff gibt es auch noch energetische Nutzungsmöglichkeiten. Diese haben sich jedoch noch nicht etabliert bzw. befinden sich teilweise noch im Forschungsstadium.

Generell können die Anwendungsmöglichkeiten in Sekundärenergieträger und chemische Energiespeicher unterteilt werden. Auf beide Arten kann Wasserstoff zur Dekarbonisierung bestehender Prozesse beitragen. Die Integration von Strom aus dem Elektrizitätsbereich in Industriezweige und in den Verkehr bezeichnet man auch als Sektorkopplung. Die Kopplung ist, wie einleitend erwähnt, ein wichtiger Punkt für ein nachhaltiges Energiesystem.

Beim Einsatz von Wasserstoff als Energieträger wird die in ihm gespeicherte Energie für die Erzeugung von Strom in galvanischen Zellen und/oder Wärme in Wärme-Kraft-Prozessen bereitgestellt. Auch wenn Wasserstoff generell ein sauberer Brennstoff mit hohem Energiegehalt ist, wird er heute kaum in Wärme-Kraft-Maschinen genutzt.

Aufgrund des technischen Fortschritts fokussiert sich die energetische Nutzung von Wasserstoff heute fast gänzlich auf Brennstoffzellen. Brennstoffzellen wandeln mit

hohem Wirkungsgrad chemische Energie in elektrische Energie um. Sie sind im Prinzip wie ein Elektrolyseur aufgebaut, funktionieren jedoch in umgekehrter Weise (siehe Abbildung 14). In der Elektrolyse findet unter Strom die Aufspaltung von Wasser in seine Bestandteile statt. In der Brennstoffzelle erfolgt die Umkehrung dieses Prozesses, also die Rekombination von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser. Dabei wird Strom produziert.

Aufgrund einer Redox-Reaktion wird durch Elektronen Arbeit geleistet. Die Anode dient dabei zur Elektronenabgabe (Oxidation) und die Kathode analog zur Elektronenaufnahme (Reduktion). An der Anode befindet sich ein wasserstoffhaltiger Brennstoff (bspw. reiner Wasserstoff), der seine Elektronen abgibt und zu H^+ -Ionen oxidiert. Die frei gesetzten Elektronen wandern von der Anode zur Kathode. An der Kathode wird das Oxidationsmittel (reiner Sauerstoff oder Luft) durch die Elektronen aufgespalten und es entstehen O^{2-} -Ionen. Die beiden Elektroden werden wie bei einem Elektrolyseur von einem Elektrolyten getrennt, damit die Reaktion kontrolliert abläuft. Der Elektrolyt ist ionenleitend und undurchlässig für Gase (Sterner 2017a, S. 432).

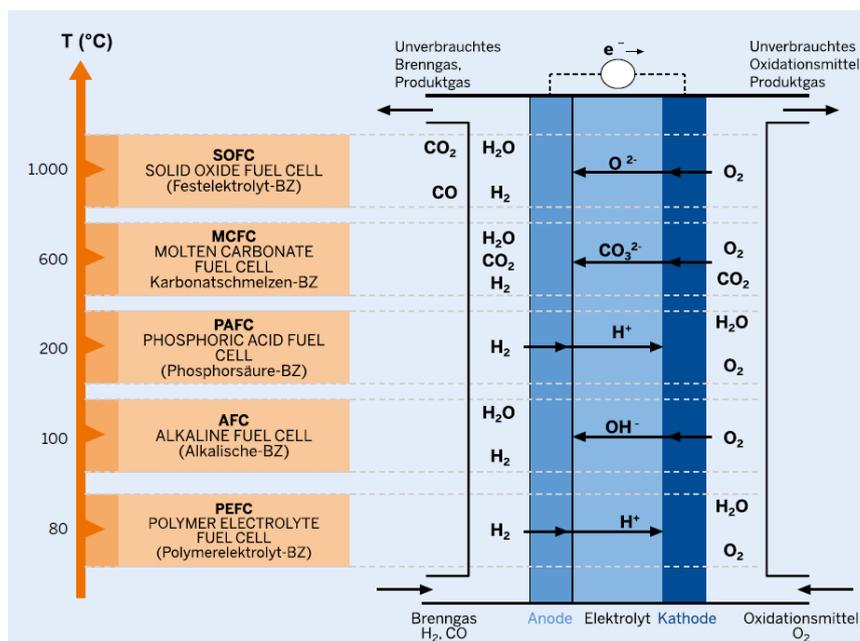


Abbildung 14: Darstellung der Brennstoffzelle (EnergieAgentur.NRW 2018, S. 45)

Der theoretisch maximal erreichbare Wirkungsgrad der Brennstoffzellen ergibt sich aus dem Quotient der freien Gibbschen Reaktionsenthalpie des Brenngases und der Enthalpie der Reaktion. Für Wasserstoff als Brenngas liegt der Wirkungsgrad bei bis zu 83%. In der Theorie sind die Wirkungsgrade aufgrund von Verlustmechanismen in

Abhängigkeit des Typs geringfügig niedriger (vgl. Tabelle 3). Im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken besticht die Brennstoffzelle mit der Tatsache, dass dieser hohe Wirkungsgrad auch in Einheiten mit geringer Leistung erreicht wird. So ist es technisch möglich, diese sowohl stationär als auch mobil anzuwenden. Ein weiterer Vorteil im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen ist, dass Brennstoffzellen Energie direkt umwandeln. Bei Verbrennungskraftmaschinen treten aufgrund von zusätzlichen Umwandlungen Verluste auf.

Je nach Elektrolyt, Brenngas und Operationstemperatur lassen sich verschiedene Brennstoffzellentypen unterscheiden.

- AFC Alkalische Brennstoffzelle (Alkaline Fuel Cell)
- PEM-FC Polymer-Elektrolyt-Membran (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)
- PA-FC Phosphorsäure Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell)
- MC-FC Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell)
- SO-FC Festoxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell)
- DM-FC Direktmethanol-Brennstoffzelle

Tabelle 3: Brennstoffzellentypen und deren Eigenschaften (Hamacher 2017, S. 16)

Brennstoffzellen-Typ	AFC	PEM-FC	PA-FC	MC-FC	SO-FC
Elektrolyt	KOH	Festpolymer-Membrane	H ₃ PO ₄	Karbonat-Schmelze	Dotiertes Zirkonoxid
Transport-Ion	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ₂ ⁺
el. Wirkungsgrad (H₂) [%]	70 (O ₂) 55 (Luft)	70 (O ₂) 50 (Luft)	53 (Luft)	55-65 (Luft)	52-55 (Luft)
el. Wirkungsgrad (Erdgas) [%]	36	40	40-45	53-57	52-55
Betriebsweise	variabel	variabel	eher stationär	stationär	eher stationär

In AFC, PEM-FC und DM-FC herrschen Betriebstemperaturen von unter 100°C. Die anderen Brennstoffzellen arbeiten bei deutlich höheren Temperaturen. Neben Wasserstoff kann für Brennstoffzellen des Typs SO-FC auch Erdgas, Propan oder Biogas verwendet werden. Direktmethanol-Brennstoffzellen können, wie der Name

andeutet, mit Methanol als Brennstoff arbeiten. PEM-FC und AFC können dafür nur mit Wasserstoff mit einer hohen Reinheit betrieben werden.

Da mit einer Brennstoffzelle nur eine geringe Spannung erzeugt werden kann, müssen für größere Anwendungen mehrere Zellen zu sogenannten Stacks verbunden werden. Durch eine Serienschaltung erhöht sich die mögliche Spannung, während hingegen die Bauweise kompakt und platzsparend bleibt. Die Stacks können sowohl stationär als auch portabel oder mobil genutzt werden.

Portable Anwendungen finden DM-FC als Stromversorgungsaggregate für kleine Geräte (Laptops, Telefone, etc.). Ihre künftige Bedeutung ist jedoch aufgrund hoher Herstellungskosten noch ungewiss.

Brennstoffzellen des Typs PA-FC, MC-FC und SO-FC eignen sich vor allem für stationäre Anwendungen. Oftmals werden sie in Kombination mit Abwärmenutzung betrieben. Vergleichbar mit PV-Anlagen erzeugen Brennstoffzellen Gleichstrom. Dieser kann für größere Anwendungen über einen Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt werden (Inselbetrieb oder Netzkopplung). Für kleine Anwendungen kann der erzeugte Gleichstrom direkt genutzt werden. Ihre Einsatzmöglichkeiten reichen von der Energieversorgung in Fahrzeugen über Häuser bis hin zu Großkraftwerken.

PEM- und AFC-Brennstoffzellen sind hingegen für mobile Anwendungen prädestiniert und deshalb für die Automobilindustrie als alternativer Antrieb von großem Interesse. Ihr Vorteil gegenüber den anderen Brennstoffzellentypen ist ihre hohe Leistungsdichte bei gleichzeitig geringem Gewicht. Des Weiteren haben sie sich bereits über viele Jahre hinweg in der Raumfahrt wegen hoher Zuverlässigkeit und Energieeffizienz bewährt. Tückisch ist nur der hohe geforderte Reinheitsgrad von Wasserstoff. Eine kommerzielle Anwendung ist deshalb nur bei gleichzeitigem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur gegeben. Einige Autohersteller haben bereits wasserstoffbetriebene Fahrzeuge im Angebot. Auch führende Industrieunternehmen investieren in diese Art des Antriebs und fördern gezielt deren Praxiserprobung in unterschiedlichen Pilotprojekten (Bsp: H₂-Mobility) (Crastan 2017, S. 475ff.). Diese Motivation ist darin begründet, dass wasserstoffbetriebene Fahrzeuge nicht nur beim Fahren keine CO₂-Emissionen verursachen, sondern auch keine bis nur geringe Mengen bei der Herstellung des Treibstoffs entstehen, insbesondere wenn dieser aus erneuerbaren Quellen gewonnen wird. Im heutigen Strommix, der stark auf fossile Energien baut, ist die Anwendung jedoch derzeit nur unter speziellen

Voraussetzungen (etwa zur Speicherung von überschüssigem Strom aus Wind und Sonne) sinnvoll. Im Vergleich zu batteriebetriebenen Fahrzeugen besticht ein Wasserstoffantrieb durch die kürzeren Ladezeiten und durch eine vergleichbare Reichweite mit einer Tankfüllung wie bei konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren (Mohr dieck et al. 2017, S. 109f.). Serienreife Wasserstoffautos wie der Hyundai NEXO, der beispielhaft angeführt ist, haben eine Reichweite pro Tankfüllung von 660km. Die Tankdauer beträgt nur ca. fünf Minuten. Gleichzeitig erreicht das Auto eine Leistung von 163PS (129kW) und ein maximales Drehmoment von 395Nm. Von Null auf 100km/h beschleunigt dieses Fahrzeug in 9,2 Sekunden und erreicht eine Höchstgeschwindigkeit von 179km/h (Hyundai Import Gesellschaft m.b.H. 2018). Umweltfreundliche Wasserstoffautos bieten also ähnliche Fahreigenschaften wie Autos mit Verbrennungsmotoren. Hohe Herstellungskosten und kaum vorhandene flächendeckende Tankstelleninfrastruktur hemmen derzeit noch den Durchbruch im Automobilbereich.

Nicht nur Fahrzeuge können mit Wasserstoff betrieben werden, sondern auch Züge. In Deutschland sind seit September 2018 erste Brennstoffzellen-Züge im Einsatz. So sollen bis 2020 insgesamt 14 Züge anstatt mit Diesel mit Wasserstoff angetrieben werden (derStandard.at 2018).

Neben der direkten Nutzung von Wasserstoff wird in der Literatur auch die indirekte Nutzung zur Erzeugung von Endenergieträgern diskutiert. Auch zusätzliche Umwandlungsschritte in gasförmige, flüssige, wasserstoffhaltige Brennstoffe sind möglich. Solche Prozesse werden als Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquids (PtL) bezeichnet.

Ein solches PtG-System könnte im Industriesektor angewendet werden. Wasserstoff ist eine wichtige Grundchemikalie für die chemische Industrie. Heute wird dieser fast ausschließlich aus Erdgas bzw. anderen fossilen Energieträgern gewonnen. Eine Nutzungsmöglichkeit für den Strom-Wasserstoff wäre die Substitution von diesen. Wasserstoff aus Strom, vor allem Überschussstrom, stellt für Unternehmen eine Möglichkeit dar, Emissionen deutlich zu senken. Da für die Produktion und die daraus entstandenen Emissionen Zertifikate gehandelt werden müssen, schafft die Elektrolyse auch wirtschaftliche Vorteile. Für die Umsetzung einer solchen Einführung müssen beträchtliche Elektrolysekapazitäten und Wasserstofftanks zur Zwischenspeicherung geschaffen werden. Im Vergleich zu einer Tankinfrastruktur

beschränkt sich diese jedoch auf einen bestimmten Betriebsbereich (Hamacher 2017, S. 18).

Neben der Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff bzw. Antriebsmittel kann dieser auch zur Speicherung elektrischer Energie herangezogen werden. Durch Elektrolyseverfahren kann aus Überschussstrom Wasserstoff hergestellt werden. Dieser erzeugte Wasserstoff besticht im Vergleich mit anderen möglichen Speichermedien durch eine hohe volumenspezifische Energiedichte (vgl. 2.2.1 *Stoffeigenschaften*). Diese Eigenschaft ermöglicht die Speicherung von vergleichsweise großen Energiemengen. Die Energiedichte bei Normaldruck (3,5 kWh/m³) ist gering, weshalb Wasserstoff unter hohem Druck gespeichert wird. Dafür können unterirdische Speicher wie Salzkavernen oder Porenspeicher verwendet werden. Deren Nutzung hat sich bereits bei der Speicherung von Erdgas und Druckluft bewährt. Ebenso eignen sich auch schwere Druckbehälter.

Die Rückumwandlung in Strom ist entweder mittels Brennstoffzellen oder durch die Verbrennung im Gas-und-Dampf-Prozess (GuD) möglich. Der Gesamtwirkungsgrad des Wasserstoffspeichersystems ergibt sich aus den Wirkungsgraden der verwendeten Technologien. Geht man von einer alkalischen Elektrolyse mit etwa 65% kombiniert mit einem GuD-Kraftwerk mit 60% und einer Verdichtung mit 97% aus, erhält man für die Speicherung einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 38% (Kuhn et al. 2017, S. 29). Eine Speicherung von elektrischer Energie in Pumpspeicherkraftwerken erzielt im Vergleich einen Gesamtwirkungsgrad von 80% (Sterner 2017b, S. 124). Dieser Wirkungsgrad ist deutlich höher. Jedoch ist das Potenzial in Österreich bereits nahezu ausgeschöpft und der Widerstand der Bevölkerung nimmt vermehrt zu. Hinzu kommt, dass Wasserstoffspeichersysteme über längere Zeiträume Ungleichgewichte zwischen Nachfrage und Erzeugung ausgleichen können. Durch weitere Entwicklungen und einer damit einhergehenden Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades sowie einem weiter wachsenden Anteil variabler Stromerzeugung stellen Wasserstoffspeichersysteme zukünftig eine alternative Speicherart für elektrische Energie dar.

Eine weitere Möglichkeit ist die Erzeugung von Methan durch weitere Umwandlungsschritte. Dieses Gas kann uneingeschränkt in bestehende Erdgasnetze eingespeist werden. Da dies jedoch weitere Umwandlungsverluste verursacht, ist eine Umwandlung zu Methan aus energetischer Sicht ineffizienter.

Methanspeichersysteme werden aus diesem Grund nicht in die Betrachtung miteinbezogen.

Die zukünftige Nutzung von grünem Wasserstoff ist, wie aufgezeigt, sehr vielfältig. Eine Sektorkopplung, wie von der österreichischen Bundesregierung in der Klima- und Energiestrategie gewünscht, könnte demzufolge, wie in Abbildung 15 dargestellt, aussehen. Strom kann über verschiedene Umwandlungsschritte in der Theorie in den Sektoren Energie, Mobilität und Industrie verwendet werden. Zu beachten ist, dass bei jedem Umwandlungsschritt elektrische Energie teilweise als Wärme verloren geht.

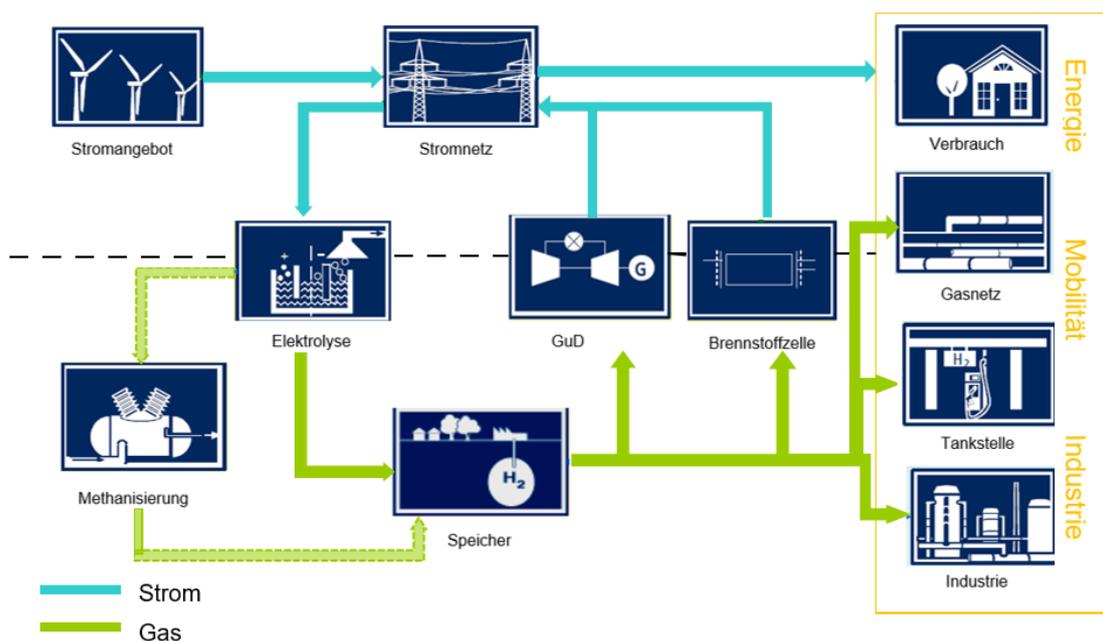


Abbildung 15: Prinzip der Sektorkopplung (LBST 2013)

Alle diese Möglichkeiten konkurrieren jedoch untereinander. Der Verkauf von Wasserstoff in andere Sektoren steht dabei hauptsächlich in Konkurrenz mit der Nutzung innerhalb des Energiesystems als Speichermedium. Wird der Verkauf von Öko-Wasserstoff in den Industrie- und Mobilitätsbereich angestrebt, bedeutet dies zugleich, dass der dafür benötigte Strom aus dem System ausfällt. Andernfalls kann der Strom wieder über GuD-Kraftwerke sowie Brennstoffzellen in das Stromnetz zurückgeführt werden. Die endgültige Verwendung wird von vielen Faktoren bestimmt, die vor allem ökonomisch und politisch getrieben sind. Technisch sind die Möglichkeiten bereits heute gut erforscht.

3. Konkrete Fragestellungen

Diese Arbeit befasst sich mit den Potenzialen und Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff aus Überschussstrom. Der Fokus liegt dabei auf dem österreichischen Strommarkt und dessen spezifischen Eigenschaften. Aufbauend auf den Beschreibungen zum Energiesystem und den Eigenschaften von Wasserstoff werden verschiedene Forschungsfragen bearbeitet. Diese lauten wie folgt:

<p>1. In welchen Sektoren soll Wasserstoff aus Überschussstrom eingesetzt werden um eine möglichst effiziente Substituierung zu generieren?</p>
--

Diese Forschungsfrage ist der zentrale Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Arbeit. Die Beantwortung dieser Frage beruht auf der Analyse folgender Unterpunkte:

1.1 Welche Chancen hat die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse um den heutigen Bedarf an Wasserstoff in Österreich zu decken?

Wasserstoff wird bereits heute vielseitig und in großen Mengen benötigt. Die größte Anwendung findet er als Grundchemikalie in der chemischen Industrie gefolgt von der Petrochemie und in geringen Mengen in der Stahlerzeugung. Die Herstellung erfolgt heute fast ausschließlich aus fossilen Energieträgern und emittiert somit große Mengen an CO₂.

Ziel dieser Frage ist die Evaluierung, ob es sinnvoll ist, den heutigen Bedarf an Wasserstoff durch elektrolytisch hergestellten Wasserstoff zu substituieren. Grundgedanke ist, die Bedarfsdeckung der heutigen Nachfrage bevor neue Anwendungsbereiche erschlossen werden.

Aufbauend auf der generellen Nachfrage in diesen Sparten wird eine Potenzialanalyse durchgeführt. Diese basiert auf der Ermittlung des Stromverbrauches der Elektrolyse, die die Erzeugung der nachgefragten Wasserstoffmenge generiert. Die errechnete Menge wird weiters der Stromproduktion gegenübergestellt, sodass eine Potenzialabschätzung möglich ist.

1.2 Welche innovativen Einsatzmöglichkeiten gibt es für aus Wasser-Elektrolyse erzeugten Wasserstoff?

Grundlage zur Beantwortung dieser Forschungsfrage sind die möglichen Anwendungsbereiche für Wasserstoff in einem nachhaltigen Energiesystem. Dabei wird der Einsatz von Wasserstoff mit den Alternativen bzw. der konventionellen Vorgehensweise verglichen.

Für den Vergleich der verschiedenen Ansätze werden sowohl technische, ökologische als auch ökonomische Aspekte in die Betrachtung miteingebunden.

Aufbauend auf den oben genannten Grundlagen wird abschließend eine generelle Einschätzung des Potenzials von Wasserstoff aus Überschussstrom in Österreich angegeben. Ziel ist die möglichst effiziente Substituierung der herkömmlichen Prozesse und Ausgangsstoffe.

4. Methodik

Die Beantwortung der Forschungsfragen basiert auf einer Literaturrecherche. Die dafür passende Literatur wurde durch verschiedene Methoden der wissenschaftlichen Recherche gesucht.

In der Startphase der Arbeit war die Literatursuche in facheinschlägigen Universitätskatalogen essentiell um sich Basiswissen anzueignen und den aktuellen Stand der Technik zu erheben. Dabei wurde hauptsächlich die pragmatische Suchstrategie in Kombination mit dem Schneeballsystem verwendet. Nach einem ersten Einlesen in die Thematik wurde die *bottom-up* Methode angewendet. Zuerst wurde dabei in der Hauptbibliothek der Universität für Bodenkultur Wien nach geeigneter Literatur recherchiert, anschließend nach spezifischen Quellen in der Universitätsbibliothek der Technischen Universität Wien.

Neben wenigen haptischen Quellen fokussiert sich die Literatur in dem Themenfeld *Wasserstoff* als Energieträger vor allem auf Online-Ressourcen. Aufgrund des aktuellen großen Forschungsinteresses gibt es laufend neue Studien und Artikel, die vor allem von Universitäten und spezialisierten Forschungseinrichtungen veröffentlicht werden. Eine Vielzahl an geeigneter Literatur wird auch von Bundesministerien und den direkt betroffenen Akteuren (wie etwa Stromnetzbetreibern) zur Verfügung gestellt. Diese Literatur ist im Vergleich zu Büchern deutlich aktueller.

Folgende Schlagwörter wurden für die Suche nach geeigneter Online-Literatur in die jeweiligen Bibliotheksdatenbanken eingegeben:

„Wasserstoff, Wasserstoffproduktion, Wasserstoff als Energieträger, Überschussstrom, Elektrifizierung Industrie, Sektorkopplung, Öko-Wasserstoff, nachhaltiges Energiesystem, Entwicklungen Stromerzeugung, Stromzukunft“

Die Literaturrecherche zeigte, dass die Thematik Wasserstoff aus Überschussstrom in Österreich noch nicht so stark im Fokus steht wie in Deutschland. Aktuelle und fundierte Literatur ist überwiegend für die Bundesrepublik Deutschland vorhanden. Sofern es nicht möglich war qualitativ ansprechende Literatur aus Österreich zu finden, wird auf deutsche Daten zurückgegriffen. Der Fokus soll jedoch auf Österreich sein.

Der Ergebnis- und Diskussionsteil dieser Arbeit basieren auf vergleichenden Analysen über Entwicklungen der Stromerzeugung, Preise und Technologien. Viele der dafür verwendeten Grundlagen stammen aus Datenbanken wie etwa jenen der Strombörse, der Netzbetreiber oder der Stromaufsichtsbehörde. Eine wichtige Grundlage bildet

zudem eine Studie der TU Wien, welche die Stromzukunft Österreichs für das 2030 analysiert. Die angegebenen Simulationen zeigen Entwicklungen verschiedenster Bereiche bei sehr hohem EE-Anteil im heimischen Strommix.

Neben diesen analytischen Daten wurden ergänzend die größten industriellen Abnehmer von Wasserstoff in Österreich kontaktiert. Aufbauend auf deren Rückmeldungen konnte eine Wasserstoff-Bedarfserhebung erstellt werden. Befragte Unternehmen waren der Düngemittelhersteller Borealis am Chemiepark in Linz, der Ölkonzern OMV mit Österreichs einziger Raffinerie in Schwechat sowie der Stahlerzeuger voestalpine in Linz. Grundlage für die Auswahl dieser Unternehmen ist die Verteilungsmatrix nach Sektoren (siehe Abbildung 12). Es ist anzunehmen, dass in Österreich eine ähnliche Nachfrageverteilung vorliegt. Der Großteil des benötigten Wasserstoffs wäre in diesem Fall durch diese Bedarfsmengen abgedeckt. Aufbauend auf den gewonnenen Daten wird die Machbarkeit der Wasser-Elektrolyse untersucht. Die Analyse beruht auf einem Vergleich des benötigten Stromverbrauches zur Wasserstoffherstellung mit den aktuellen Stromerzeugungsmengen und den Mengen des zukünftigen Strommixes.

Die abschließende Potenzialerhebung basiert auf sowohl ökonomischen, ökologischen als auch technischen Aspekten. Somit soll ein umfassendes Bild für einen möglichst vielseitigen Wasserstoffeinsatz in Österreich skizziert werden.

5. Ergebnisse

Entscheidend für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse ist Überschussstrom. Dementsprechend soll an dieser Stelle das Angebot an Überschussstrom in Österreich am Beispiel des heutigen Strommixes analysiert werden. Prognosen über zukünftige Mengen an Überschussstrom sind aufgrund der vielen Einflussfaktoren schwierig zu stellen. Basierend auf ausgewählten Literaturangaben soll zumindest ein grobes Bild davon gezeichnet werden.

Das Elektrolyse-Verfahren soll dann betrieben werden, wenn die Residuallast negativ ist. Abbildung 16 zeigt eine schematische Darstellung des Betriebsverhaltens eines mit Überschussstrom betriebenen Elektrolyseurs. Die exemplarische Betriebsweise ist für einen konstanten Bedarf an Wasserstoff ausgelegt. In Zeiten, in denen der Elektrolyseur nicht betrieben wird, ist ein Wasserstofftank notwendig. Diese Speicherart garantiert einen konstanten Bezug von Wasserstoff für die kontinuierlich laufenden industriellen Prozesse. Die Darstellung kann bspw. für industrielle Anwendungen eingesetzt werden. Sterner et al. prognostizieren für einen zunehmenden Anteil von erneuerbaren Erzeugungsanlagen am Strommix eine zunehmend volatilere Residuallast und größere Überschussstrommengen (2017b, S. 137). Das Betriebsverhalten des Elektrolyseurs bedarf somit einer guten Abstimmung mit der Stromerzeugung.

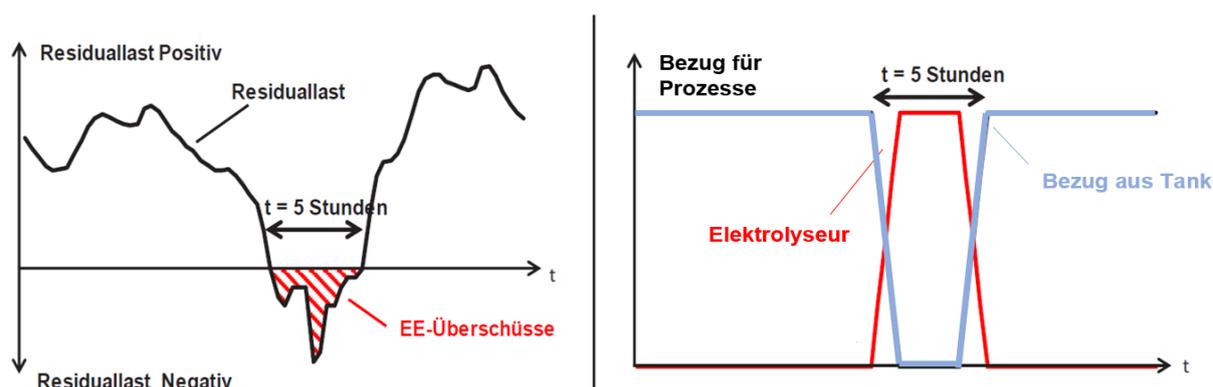


Abbildung 16: Schematische Darstellung des Betriebsverhaltens der Elektrolyse (eigene Darstellung nach Eller 2015, S. 17)

In einem Forschungsprojekt der voestalpine gemeinsam mit dem Verbund ist diese optimale Betriebsweise Hauptuntersuchungsgegenstand. Es soll die großtechnische

Machbarkeit eines Elektrolyseurs und die Möglichkeiten einer Einbindung in bestehende Industrieprozesse untersucht werden. Der dafür installierte Elektrolyseur produziert Wasserstoff aus Strom von Wasserkraftwerken. Der Elektrolyseur wird also bei Projektstart mit volatilen Erzeugungsmengen gespeist. Die technischen Herausforderungen, die es bei einem fluktuierenden Leistungseintrag zu beachten gilt, werden im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

Wie die heutige Situation der gesamten Stromerzeugung aussieht, ist exemplarisch für jeweils einen Winter- und einen Sommermonat in Abbildung 17 dargestellt. Als Linie ist die „Netzabgabe“ dargestellt. Sie zeigt die Abgabe an den Endverbrauch inklusive Netzverluste. Die Stromerzeugung gliedert sich in erneuerbare Erzeugungstechnologien wie *Einspeisung Speicher- und Laufkraftwerke* und *Einspeisung Windkraftwerke*. Unter *Sonstige Erzeugung* sind andere Technologien, wie Biomasse oder Photovoltaik zusammengefasst. Eine separate Darstellung wäre aufgrund der geringen Erzeugungsmengen nicht zielführend. Konventionelle Kraftwerke sind als *Einspeisung Kalorische Kraftwerke* benannt.

Die beiden Graphiken zeigen sowohl die Saisonalität der Stromerzeugung als auch die des Strombedarfs besonders gut. Temperaturbedingt ist der Strombedarf im Winter deutlich höher als im Sommer. Dieser Mehrbedarf wird größtenteils von thermischen Anlagen bereitgestellt. Im Sommer ist die Einspeisung aus thermischen Kraftwerken sehr gering. Sie werden nur betrieben, wenn die Erzeugung aus den Laufkraftwerken gering ist und gleichzeitig die anderen EE wie Wind- und Photovoltaikanlagen wenig produzieren. Im Winter ist die Stromerzeugung vergleichsweise höher als im Sommer. Im Wintermonat kam es zudem vermehrt zu Überschussstrom. Im Sommer sind die Zeiten, an denen die Stromerzeugung die Last überschreitet, sehr kurz. Einflussgebende Größe stellt möglicherweise der höhere Anteil an EE an der Erzeugung dar. Im Winter ist die Einspeisung aus kaum kontrollierbaren Erzeugungsanlagen deutlich höher. Die Wasserkraft spielt zu jeder Jahreszeit eine bedeutende Rolle in der heimischen Stromerzeugung. Diese Art der Stromerzeugung ist jedoch gut steuerbar. Sie ist somit kein ausschlaggebender Faktor für Überschussstrom. Demnach ist der Anteil von Windkraft- und PV-Anlagen in der Erzeugungslandschaft entscheidend für Erzeugungsspitzen bzw. Überschussstrom.

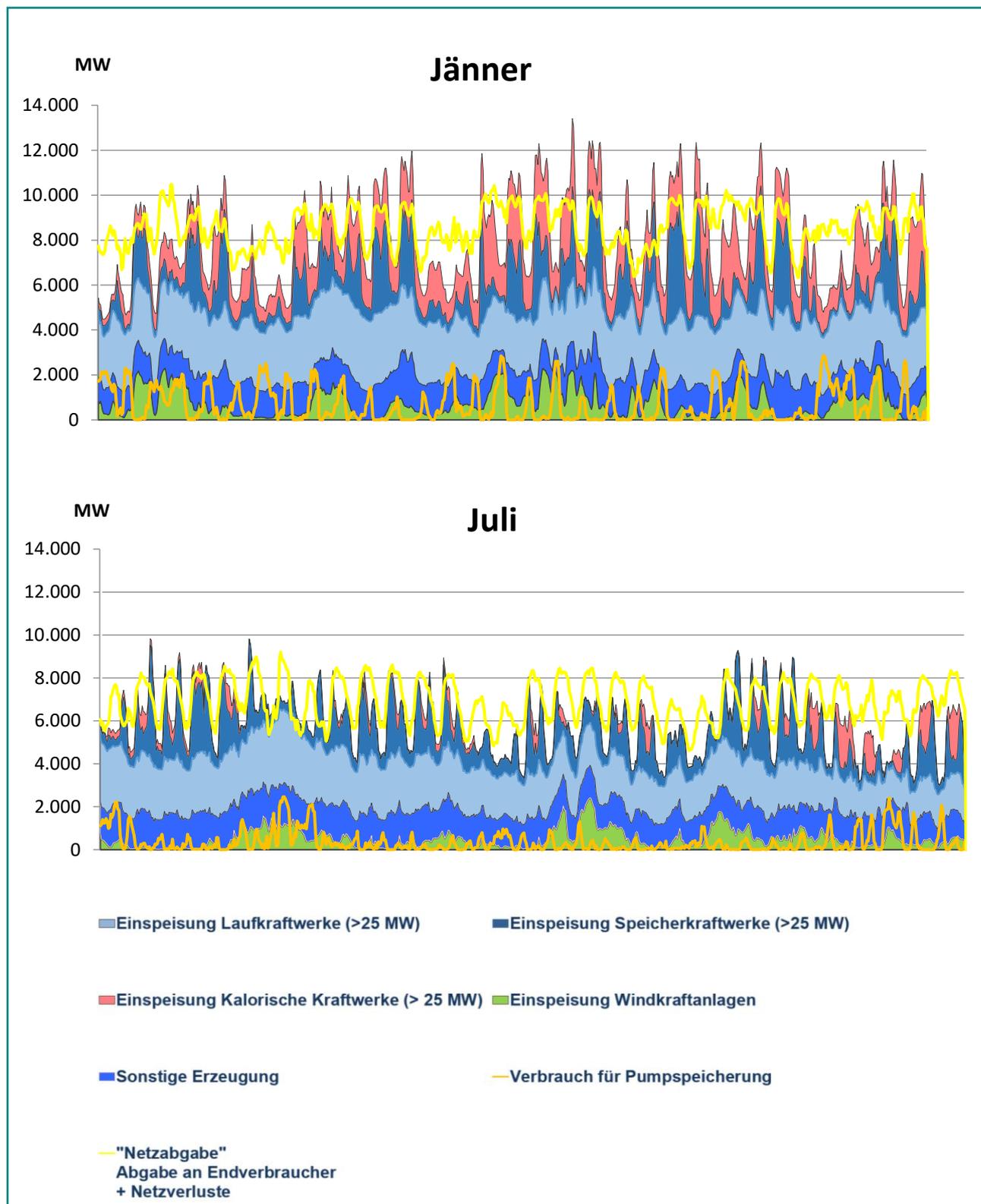


Abbildung 17: Österreichische Bedarfsdeckung 2018 (exemplarisch für Jänner und Juli) (eigene Darstellung nach E-Control 2018)

Wie eingangs erwähnt, soll bis 2030 der gesamte Strom in Österreich aus EE stammen. Der Ausbau von Windkraft und PV sind essentielle Technologien um dieses Ziel zu erreichen. Überschussstrom wird spätestens bei Zielerreichung nicht mehr nur ein saisonales Phänomen sein.

Haas und seine Mitarbeiter der TU Wien haben 2017 in einem umfangreichen Bericht die Stromzukunft Österreichs 2030 analysiert. Eines der vorgestellten Szenarien beruht auf einem politisch proaktiven Ausbau (RES Szenario), der das 2030-Ziel erreicht. Bis zum Jahr 2030 sollen EE stetig ausgebaut werden, bis die Stromnachfrage 100% aus EE gedeckt werden könnte. Abbildung 18 zeigt die Verteilung der Technologien im Strommix des Jahres 2030. Sie bietet einen Ausblick auf die Erzeugungsstruktur. Die genauen numerischen Werte zeigen einen diversifizierten Mix für das RES Szenario. Die Wasserkraft bleibt weiterhin bedeutendste Erzeugungstechnologie. Ihr Anteil am Strommix beträgt etwa 55%. Höherer Ausbaurate erfährt die Windkraft und erzeugt 21% der heimischen Stromerzeugung. Auch die PV wird stark ausgebaut. Die Einspeisung von PV erhöht sich auf 15%. Der Rest entfällt auf die Biomasse und andere EE. Diese Verteilung ermöglicht bilanziell gesehen die Jahreslast in Österreich nahezu vollständig aus EE zu decken.



Abbildung 18: Stromerzeugung 2030 in Österreich (nach Haas et al. 2017, S. 28)

Aufbauend auf diesem Szenario wurde exemplarisch die stündliche Stromerzeugung für jeweils die erste Woche im Jänner und Juli 2030 simuliert. Das Ergebnis dieser Simulation zeigt Abbildung 19. Wie deutlich zu erkennen ist, ist Wasserkraft die vorherrschende EE. Im Winter leistet auch die Windkraft einen bedeutenden Anteil. Weitere Besonderheit ist die Korrelation der negativen Residuallast mit dem

Pumpspeicherverbrauch. In dieser Abbildung wird zusätzlich noch der jeweilige Spotmarktpreis dargestellt. Dieser korreliert vor allem im Januar positiv mit der Residuallast. Im Juli fällt auf, dass bei gleichzeitig hoher Wind- und PV-Einspeisung der Spotmarktpreis deutlich sinkt. Bei negativer Residuallast sinkt somit der Preis für Strom am Spotmarkt deutlich.

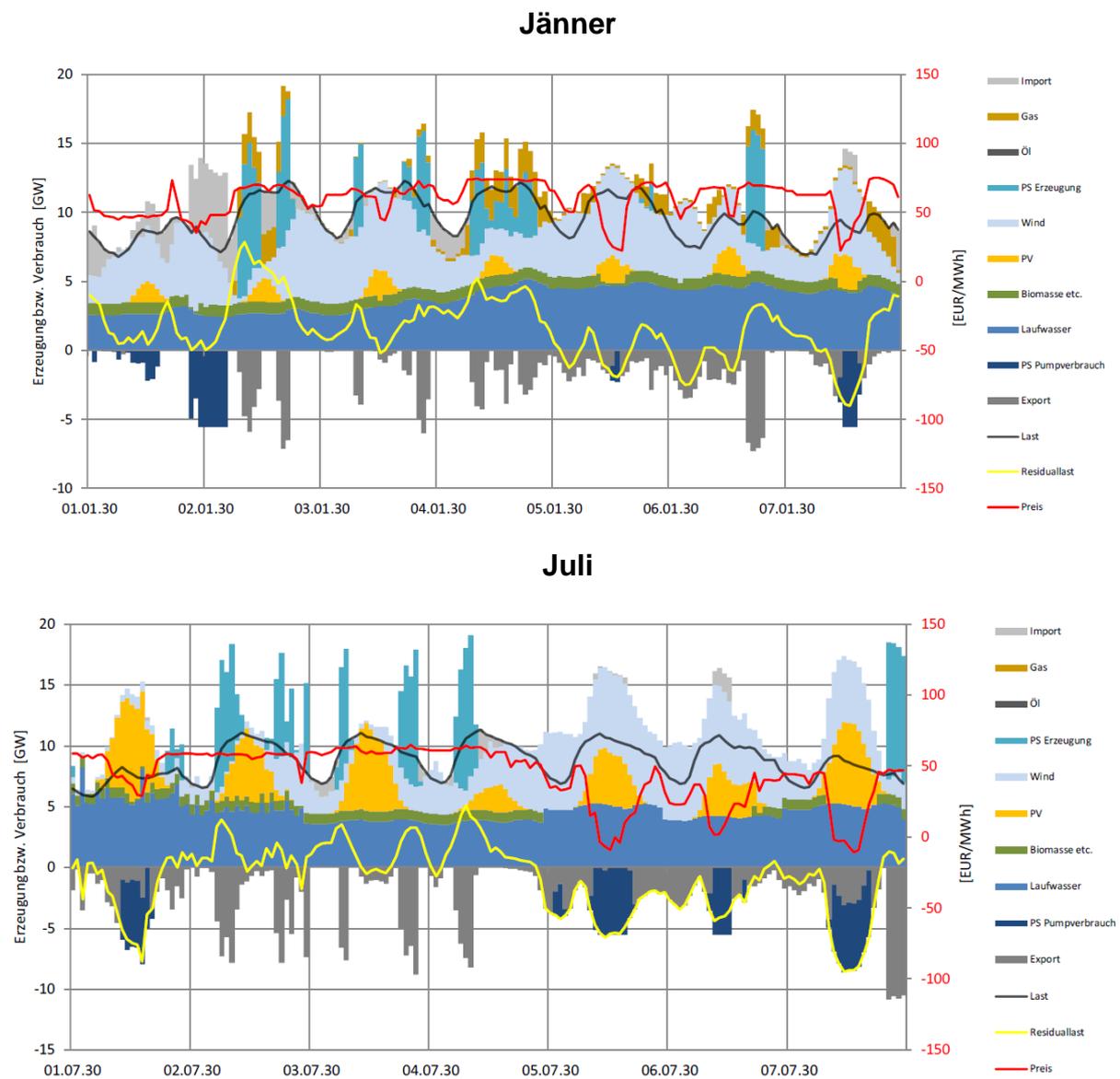


Abbildung 19: Exemplarische Stromerzeugung in der ersten Jänner- und Juliwoche 2030 im RES Szenario (Haas et al. 2017, S. 66f.)

Auch in dieser Simulation ist die Saisonalität der Stromerzeugung aus EE deutlich zu erkennen. Die Erzeugung aus erneuerbaren Erzeugungstechnologien, hauptsächlich jener aus PV, verursachen vor allem im Sommer eine deutlich volatile

Stromerzeugung. Zeiten mit negativer Residuallast treten in diesem Zeitraum öfter als in den Wintermonaten auf. Gegenteilig zu Haas et al. Prognose verlief die Verteilung der Überschussmengen 2018 noch umgekehrt (siehe in Abbildung 17). Im Jahr 2018 waren die Zeiten mit Überschussstrom vorrangig in den Wintermonaten. Diese Verschiebung lässt sich durch den prozentuell höheren Ausbau an PV-Anlagen erklären. Ein großer Teil des Zubaus an Erzeugungsanlagen konzentriert sich auf Anlagen, die vor allem für die Sommermonate geeignet sind. Ein weiterer Grund ist, dass im Winter aufgrund geringerer Sonneneinstrahlung und mehrerer aufeinanderfolgender bewölkter und windstillen Tage vermehrt ungünstige Bedingungen für EE auftreten (sog. Dunkelflaute).

Die Darstellung zeigt weiters die Entwicklung des Spotpreismarktes. Der Strompreis variiert in Abhängigkeit von Stromerzeugung und -verbrauch. Der Preis für Strom schwankt daher je nach Tageszeit. Bei steigendem Anteil an EE im Erzeugungsmix sind deutliche Preisunterschiede im Verlauf des Tages möglich. Für Industrien kann es somit gewinnbringend sein, den Verbrauch an den Strompreis anzupassen.

Eine weitere entscheidende Simulation von Haas et al. wird in Abbildung 20 gezeigt. Die Abbildung zeigt die Jahresdauerlinie der Residuallast für Österreich basierend auf der dargebotsabhängigen Stromerzeugung. REF gibt ein alternatives Ausbauszenario mit deutlich weniger Anteil an EE an der Nachfrage an.

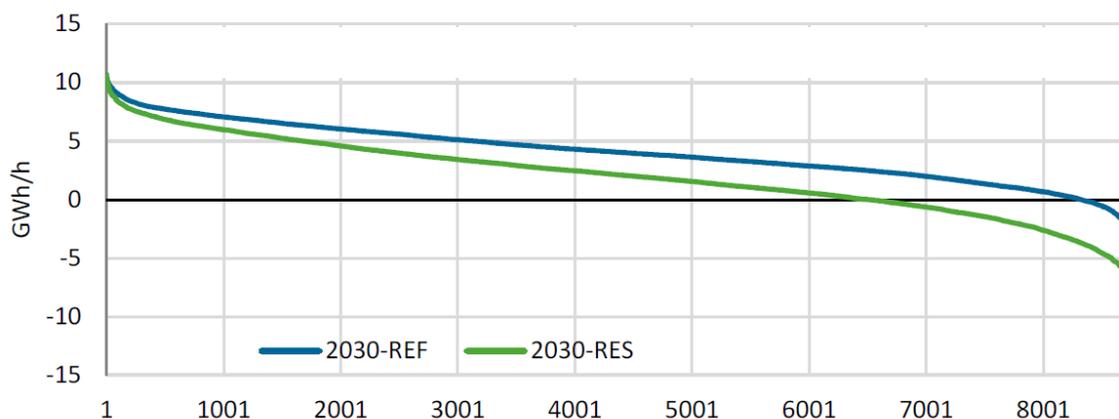


Abbildung 20: Jahresdauerlinie der Residuallast für 2030 in Österreich (Haas et al. 2017, S. 47)

Die unterschiedliche Steigung der beiden Linien zeigt deutlich, dass sich bei höherem EE-Anteil mehr negative Residuallast ergibt. Der Unterschied beträgt mehr als 2000 Stunden. Diese Summe entspricht ca. 23% des ganzen Jahres. In diesen Stunden decken EE den Strombedarf gänzlich und erzeugen zusätzlich noch Überschussstrom. Diese zusätzliche Strommenge kann in Nachbarländer exportiert oder entsprechend im Land anderweitig wie bspw. in Elektrolyseuren genutzt werden.

5.1 Kopplung der Elektrolyse mit Überschussstrom

Die für eine praktische Umsetzung geeigneten Verfahren zur Wasser-Elektrolyse sind die vorgestellte alkalische Elektrolyse, die Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse oder die Hochtemperaturelektrolyse auf Basis keramischer Feststoffelektrolyten. Die jeweiligen Elektrolysesysteme unterscheiden sich in ihren Eigenschaften und sind dementsprechend für unterschiedliche Zwecke geeignet. Diese Eigenschaften und die möglichen praktischen Anwendungen werden in diesem Abschnitt beschrieben.

Wichtige technische und ökonomische Unterscheidungskriterien der Elektrolysesysteme sind folgende Parameter (Smolinka et al. 2011, S. 9):

- Spezifischer elektrischer Energieverbrauch [kWh/Nm³ Wasserstoff]
- Teillastverhalten: beschreibt, in welchem Arbeitsbereich der Elektrolyseur betrieben werden kann und ob er kurze Zeit auch bei Überlast einsetzbar ist
- Dynamik: gibt die Startzeit und die Totzeiten beim Anfahren bzw. Aufwärmen oder beim Wechseln vom Stand-by-Modus in den Betrieb an
- Lebensdauer: unterteilt in Standzeit, Betriebsstunden und Anzahl der Zyklen
- Verfügbarkeit
- Investitionskosten
- Betriebskosten

In Tabelle 4 werden die technischen Parameter der Elektrolysesysteme nach heutigem Stand der Technik verglichen. Der Vergleich des Energieverbrauchs eines Stacks zeigt ähnliche Werte für die AEL und PEMEL. Deutlich geringer ist der elektrische Verbrauch bei den SOEL. Laut einer Studie der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie NOW reduziert sich der Verbrauch bis zum Jahr 2050 für die AEL und PEMEL noch geringfügig auf ca. 4,4 kWh/Nm³. Der Betriebsdruck der verschiedenen Technologien reicht von 10 bis 50 bar. In Zukunft sollen Systeme mit höheren Drücken im Einsatz sein. Dafür sind vor allem für AEL-Systeme zusätzlich Kompressoren notwendig. Für größere Stack-Systeme wird tendenziell ein geringerer Druck erwartet. Für eine optimale Kopplung mit dem Stromnetz ist die Startzeit der Elektrolyseure aus dem kalten und warmen Stand-by-Modus wichtig. Deutlichen Vorteil in dieser Kategorie hat die PEMEL. In Zukunft soll sich die Ansprechzeit der SOEL an die der AEL angleichen.

Tabelle 4: Systemvergleich verschiedener Elektrolysetechnologien (Kurzweil und Dietlmeier 2018, S. 456)

Parameter	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	SOE-Elektrolyse
Zelltemperatur [°C]	40-120	20-100	700-1.000
H ₂ -seitiger Zelldruck [bar]	≤ 30	≤ 50	≤ 10
Stromdichte [A/cm ²]	0,2 - 0,5	0,5 - 3,0	0,1 - 1,0
Zellspannung [V]			
- konventionell	1,8 - 2,5 (bei 80°C)	1,8 - 2,2 (bei 80°)	0,9 - 1,5 (bei 900°C)
- fortgeschritten	1,6 - 1,9 (bei 75°)	1,5 - 1,8 (bei 80°)	0,9 - 1,1 (bei 780°C)
Leistungsdichte [W/cm ²]	≤ 1,0	≤ 4,4	≤ 3,0
Energieverbrauch			
- Stack [kWh/Nm ³]	4,2 - 5,9	4,2 - 5,6	≈ 3
- System [kWh/Nm ³]	4,5 - 7,0	4,5 - 7,5	
Untere Teillastbereich	12 - 40%	0 - 10%	-
Zellquerschnitt [cm ²]	< 40.000	10-750	1-100
H ₂ -Produktionsrate [Nm ³ /h]			
- Stack	<760	≤ 15	0,6
- System		≤ 240	5,7
Lebensdauer Stack [h]	< 90.000	20.000	7.600
Lebensdauer System [Jahre]	20-30	10 - 20	-
Dynamisches Verhalten: Ansprechzeit [s]	< 1	<<1	Sekunde
Vorteile	ausgereift, preiswert, zuverlässig, robust, langzeitstabil	kompakt, hohe Stromdichte, effizient, teil- und überlastfähig, schnelle Ansprechzeit	Kraft-Wärme-Kopplung, interne Methansynthese
Nachteile	Gasreinigung, korrosiv	teuer	kurze Lebensdauer

Auch in Bezug auf die Stromdichte zeigt die PEMEL-Technologie Vorteile im Vergleich mit den anderen Systemen. Dieser Vorsprung dürfte auch zukünftig nicht aufgeholt werden können, obwohl alle Technologien in diesem Bereich noch Potenzial nach oben haben. Im Vergleich zur AEL können PEMEL besser im Teillastbetrieb angewendet werden. Sie können mit dynamischen Stromschwankungen besser umgehen. Diese Technologie ermöglicht es sogar, über einen kurzen Zeitraum einen Betrieb im Überlastbereich aufrechtzuhalten. Die Kategorie der Lebensdauer wird in

Betriebsstunden wiedergegeben. Der AEL wird eine deutlich längere Lebensdauer zugeschrieben, gefolgt von der PEMEL und deutlich dahinter der SOEL. Die Studie zeigt, dass PEMEL-Stacks jedoch in den nächsten Jahren mindestens genauso lange betrieben werden wie AEL-Stacks (Smolinka et al. 2018, S. 36ff.).

AEL ist bereits heute eine ausgereifte und erprobte Technologie. Die Investitionskosten sind vergleichsweise gering. Anwendung findet die Technologie überwiegend in großen Anlagen ab 10 MW. Die PEM-Elektrolyse ist im Gegensatz zur AEL erst in der Markteinführung. Langfristig wird dieser Technologie großes Potenzial zugesprochen. Vorteile dieses Systems sind die kompakte Bauweise mit geringem spezifischen Materialeinsatz, vergleichsweise sehr hohe Stromdichten und kürzere Ansprechzeiten. Aufgrund von Skaleneffekten ist noch eine deutliche Kostenreduktion zu erwarten. Der Einsatz der Hochtemperatur-Elektrolyse ist noch ungewiss, da diese Technologie noch in der Frühphase einer Kommerzialisierung ist (Smolinka et al. 2018, S. 43).

Die Kopplung von Wasser-Elektrolysesystemen mit Überschussstrom bzw. fluktuierender Energie stellt bestimmte technische Anforderungen an die integrierten Systeme. Elektrochemische Vorgänge reagieren in der Regel ohne Verzögerung auf positive und negative Transienten im Leistungseintrag, solange der Arbeitsbereich nicht in großem Maße überschritten wird. Problematisch kann der Wechsel der Betriebspunkte sein, die verschiedene Verlustwärmern produzieren. Bei längerem Betrieb kann dies zu leichten Temperaturänderungen führen, die mechanische Spannungen erzeugen können. Diese Spannungen können sich auf die Lebensdauer des Elektrolysesystems auswirken. Bei AEL ist zudem ein langer Betrieb im unteren Teillastbetrieb unerwünscht. Im Teillastbetrieb steigt der Fremdgasanteil, welcher bei zu hoher Konzentration zu einer Gasverunreinigung führt. Ab einem kritischen Bereich kann es, bedingt durch sicherheitsrelevante Aspekte, zu einer Abschaltung kommen. Der fluktuierende Leistungseintrag bedingt häufig eine Unterbrechung der Wasserstoffproduktion. Bei mangelnder Energie gilt es zu entscheiden, ob das System abgeschaltet oder in den Stand-by-Modus geschaltet wird. Ein häufiges Abschalten und eine folgende Abkühlung aller Komponenten reduziert die Lebensdauer (vor allem bei SOEL). Der Stand-by-Modus hingegen bewirkt eine Zirkulation des Elektrolyts um die Temperatur regeln zu können. Dadurch entstehen allerdings energetische Verluste (Smolinka et al. 2011, S. 23f.).

In vielen verschiedenen Forschungsanlagen wird die optimale Betriebsweise der Kopplung untersucht. So sollen diese Aspekte so gut wie möglich eliminiert werden. Entwicklungspotenzial nach oben hat die alkalische Elektrolyse im Bereich des Teillastbetriebs. Die Entwicklung der PEM-Elektrolyse konzentriert sich auf die Erhöhung der Leistung. Entwicklungsziel für alle Systeme ist die Verbesserung des Energieverbrauchs auf idealerweise unter 4 kWh/Nm³ Wasserstoff (Wurster und Albrecht Uwe 2013, S. 13).

Die ökonomischen Parameter zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten über Elektrolyseverfahren beruhen vor allem auf den Investitionskosten, dem elektrischen Wirkungsgrad, dem Nutzungsgrad, der Betriebsstunden und den Stromkosten. Zusätzlich beeinflussen geringfügig die Gestehungskosten noch die Nebenkosten, Wartung, Betrieb, Verzinsung, etc. (vgl. Tabelle 5). Die Anlagenkosten setzen sich aus den Kosten der verschiedenen Komponenten zusammen. Im Wesentlichen besteht ein Elektrolysesystem aus dem Elektrolyseur, einem Stromrichter, Kompressoren und einem Wasserstoffspeicher. Je nach Auslegung sind möglicherweise zusätzlich Stromleitungen zur Netzanbindung, Transporteinrichtungen für den erzeugten Wasserstoff wie Rohrleitungen oder LKW-Trailer, oder Komponenten für eine Rückverstromung in Strom (Motoren, Brennstoffzellen, Turbinen) vorzusehen (Wurster und Albrecht Uwe 2013, S. 21).

Tabelle 5: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit unterschiedlicher Parameter (Smolinka et al. 2011, S. 34)

Szenario	A	B	C1	C2	D1	D2
Spezifikationen	PEMEL	AEL	PEMEL	PEMEL	AEL	AEL
Anlagengröße [Nm ³ /h]	30	500	250	250	1500	1500
Systemwirkungsgrad [%]	64,4	78,7	86,3	86,3	82,3	82,3
Systemauslastung [%]	75	98	35	98	35	98
Investitionskosten [€/kW]	2.486	1.000	1.200	1200	800	800
Aufbau, Anlieferung [% der IK]	10	10	10	10	10	10
Wartung, Betrieb, Versicherung [%/a der IK]	4	4	4	4	4	4
Abschreibungszeitraum [a]	10	20	25	25	25	25
Verzinsung [%]	5	5	7,5	7,5	7,5	7,5
Stromkosten [€/kWh]	0,090	0,075	0,030	0,050	0,030	0,050
Wasserstoffgestehungskosten [€/kg]	9,03	4,50	3,85	3,17	3,17	3,01
Fixkosten (%)	39,0	16,6	64,4	27,9	54,7	20,5
Variable Kosten (%)	61,0	83,4	35,6	72,1	45,3	79,5

In Tabelle 5 sind exemplarisch verschiedene Szenarien für Wasserstoffgestehungskosten berechnet worden. Die errechneten Wasserstoff-Gestehungskosten zeigen eine Kostenspanne von 3 bis 9 €/kg H₂. Szenario B entspricht etwa einem großen alkalischen Elektrolyseur. Die gewählten Parameter simulieren einen industriellen Einsatz wie etwa zur Ammoniakproduktion. Die hohe Auslastung wird erreicht, wenn das System nur zu Wartungszwecken ausgeschaltet wird. Die niedrigen relativen Investitionskosten und der hohe Nutzungsgrad erzielen vergleichsweise geringe Wasserstoffgestehungskosten. Die Berechnungen zeigen, dass der fixe Anteil bei höheren Auslastungen für große Anlagen einen geringen Einfluss hat. Entscheidend ist heute und auch in Zukunft der Nutzungsgrad (Smolinka et al. 2011, S. 33f.).

Die Stromkosten sind ebenfalls für die Wasserstoffgestehungskosten von Bedeutung. Diese hängen von der bezogenen Menge und dem Bezugszeitpunkt des Stroms ab. Laut Hamacher ist es evident, dass Wasserstoff derzeit teurer als Strom ist und auch in Zukunft sein wird. Die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse ist aus seiner Sicht nur dann sinnvoll, wenn der Strom alternativ nicht direkt genutzt werden kann (Hamacher 2017, S. 10).

Für eine Dekarbonisierung unseres Systems ist die Treibhausgasintensität der Herstellung ein wichtiger Aspekt. Diese ist für verschiedene Wasserstoffherstellungsverfahren in Abbildung 21 dargestellt. Die Elektrolyse ist im Prinzip emissionsfrei; jedoch nur, wenn der dafür benötigte Strom aus erneuerbaren Quellen stammt. Elektrolyse bedeutet somit nicht gleichzeitig CO₂-armer Wasserstoff. Die Zusammensetzung des verwendeten Stroms hat großen Einfluss auf die CO₂-Intensität der Wasserstoffherstellung. 2014 betrug der Anteil an EE im europäischen Strommix 16,1% (Eurostat 2018a). Bei Verwendung dieses Stromes verursacht die Produktion deutlich mehr Emissionen als die konventionellen Herstellungsverfahren, die auf fossilen Energieträgern basieren.

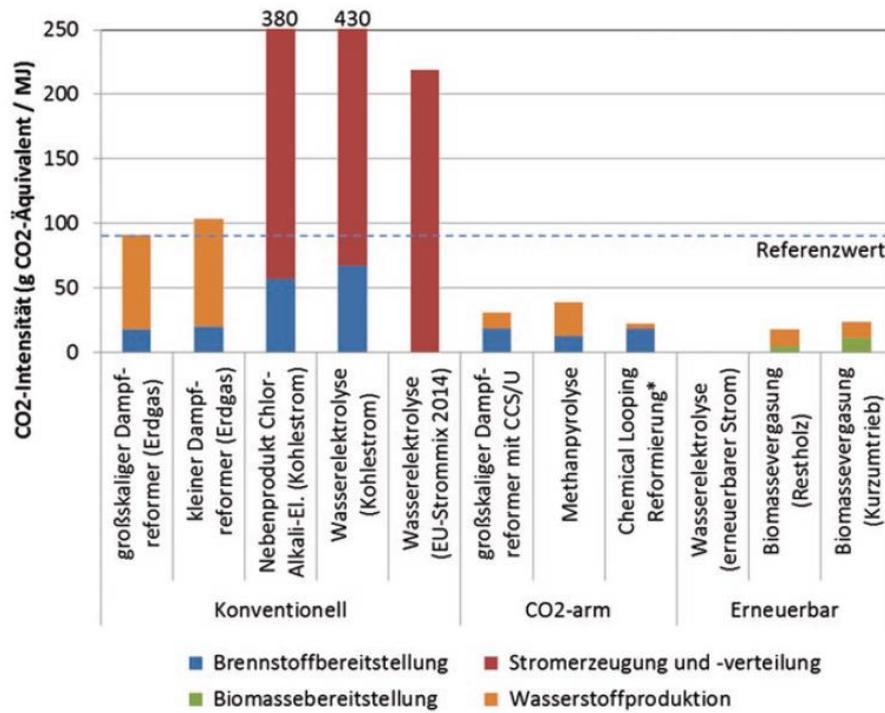


Abbildung 21: Vergleich der Treibhausgasintensität verschiedener Wasserstoff-Herstellungsverfahren in Abhängigkeit des Ausgangsstoffes (Stiller und Weigl 2017, S. 199)

5.2 Integration von Elektrolyse in bestehende Wasserstoff-Prozesse

Dieses Kapitel analysiert die Substituierung konventioneller Wasserstoffherstellungsverfahren durch elektrolytisch hergestellten Wasserstoff. Die heutigen Einsatzbereiche konzentrieren sich vor allem auf die Industrie. Das EU-geförderte Projekt *CertifHy* hat die Entwicklung der Nachfrage für Wasserstoff in den verschiedenen Industriesektoren analysiert. Bis zum Jahr 2030 prognostizieren die Autoren einen jährlichen Anstieg des Wasserstoff-Bedarfs um 3,5% (siehe Abbildung 22).

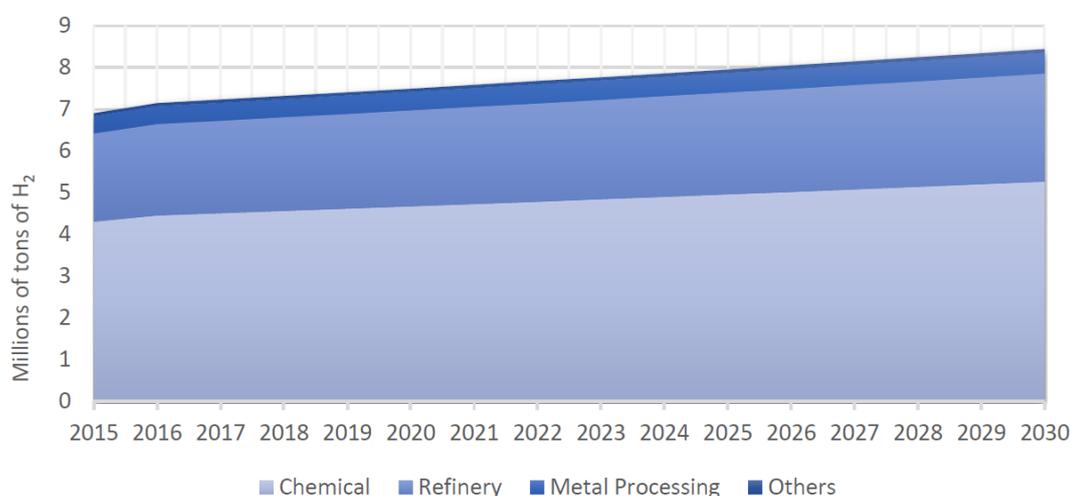


Abbildung 22: Entwicklung des Wasserstoff-Bedarf in der EU nach Industriesektoren (Fraile et al. 2015, S. 11)

Auch auf nationaler Ebene ist aus heutiger Sicht die Industrie der Wasserstoff-Hauptabnehmer. Für eine bessere Einschätzung des potenziellen Marktes für Wasserstoff aus Elektrolyse wurde eine Bedarfserhebung durchgeführt. Im Zuge dieser wurden große österreichische Abnehmer nach Nachfragemenge, heutigen Produktionsverfahren und Ausgangsstoffen befragt. Tabelle 6 spiegelt die Verwendung von Wasserstoff in den ausgewählten österreichischen Unternehmen wider. Die Auswahl richtete sich nach der weltweiten Verteilung der Wasserstoffnutzung aus Abbildung 12. Es wurden, wie bereits erwähnt, exemplarisch je ein Industrieunternehmen aus den drei bedeutendsten Sektoren gewählt.

Tabelle 6: Wasserstoff-Verwendung in Österreich (Persönliche Kommunikation vom 24.09.18, 09.10.2018 und 03.10.2018)

	H ² -Bedarf	Herstellungs- verfahren	Ausgangsstoff	Prozess- zuführung	Produkt/ Verwendung	
Düngemittel (Borealis)	96.000 t/a	Steam Reforming, Autothermal Reforming	Erdgas	Haber-Bosch Verfahren	Ammoniak (545.000 t/a)	
Raffinerie (OMV)	50.000 t/a	Steam Reforming Ethylenanlage, Platforming Process	Erdgas, Nebenprodukte	Hydrierprozess	Kraft-, Schmierstoffe	
Stahlindustrie (voestalpine)	500 t/a (reiner H ₂)	Steam Reforming	Erdgas	Glühprozess	Stahlbänder	
				Kraftwerk	Strom	
	52.000 t/a (H ₂ -Anteil Koksofengas)	Koksofen			Hubbalken- und Stoßofen	Erwärmung der Brammen
					Reduktionsgas	Hochofen

Die ausgewählten Unternehmen aus den entsprechenden Sektoren sind zum einen die Firma Borealis, führender Anbieter von Polyolefinen und Basischemikalien mit einem Düngemittelproduktionsstandort am Chemiepark Linz/Oberösterreich. Dieses Unternehmen ist der größte Hersteller von Düngemittel in Österreich. Die zweiten großen Wasserstoffverbraucher sind Raffinerien in der petrochemischen Industrie. Stellvertretend für diesen Sektor steht die einzige Raffinerie Österreichs. Diese ist in Schwechat/Niederösterreich angesiedelt und gehört zum Öl- und Gaskonzern OMV. Abschließend folgt die Analyse des Eisen- und Stahlunternehmens voestalpine mit Sitz in Linz/Oberösterreich.

5.2.1 Substitution in der chemischen Industrie am Beispiel der Düngemittelproduktion

Vertreter der chemischen Industrie ist die Firma Borealis. Diese internationale Unternehmensgruppe betreibt am Chemiepark in Linz und an mehreren

Produktionsstandorten in Frankreich Düngemittelproduktionen. Sie ist der einzige Produzent von Düngemittel in Österreich.

Düngemittel werden aus Ammoniak hergestellt, welcher wiederum über das Haber-Bosch Verfahren erzeugt wird. Ausgangsstoffe für die Ammoniaksynthese nach Haber-Bosch sind Wasserstoff und Stickstoff (nähere Beschreibung siehe 2.2.3 *Herstellung*). Die Ammoniaksynthese ist ein wichtiges Verfahren in der Chemie und trägt maßgeblich zur Ernährung der Weltbevölkerung bei. Abbildung 23 zeigt den weltweit signifikanten Anstieg der Ammoniaksynthese seit Mitte der 1940er Jahre. Diese Entwicklung geht auf den steigenden Wohlstand zurück. Durch diesen kam es zu Veränderungen des Lebensstils sowie der Ernährungsgewohnheiten. Auf lange Sicht gesehen setzt sich dieser Entwicklungstrend weiter fort. Diese Tatsache zeigt die Wichtigkeit dieses Verfahrens. Demzufolge ist ein Blick auf die Produktionsmöglichkeiten ebenso bedeutend.

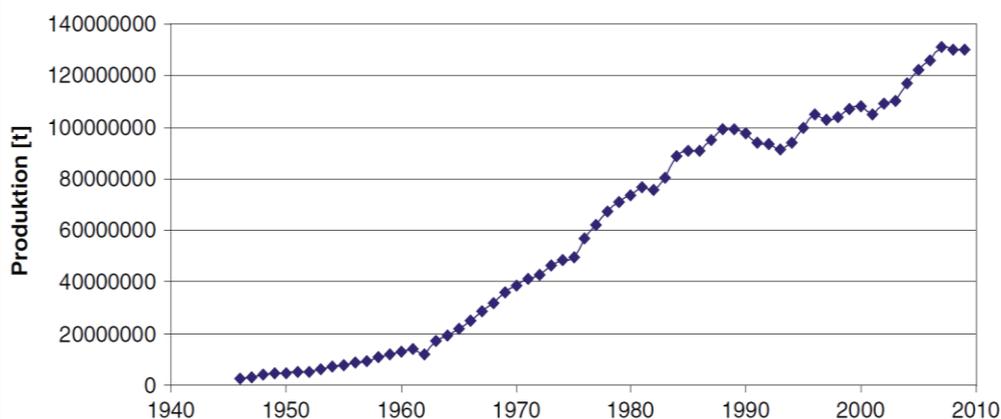


Abbildung 23: Entwicklung der Ammoniakproduktion seit 1945 (Hamacher 2017, S. 15)

Die Borealis-Gruppe benötigt im Jahr insgesamt ca. 300.000 t Wasserstoff an ihren Düngemittelproduktionsstandorten in Österreich und Frankreich. Aus diesen Mengen werden über das Haber-Bosch Verfahren etwa 1,7 Mio. t Ammoniak pro Jahr hergestellt. Für den österreichischen Standort in Linz ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 96.000 t pro Jahr. In Linz werden auf diese Weise jährlich 545.000 t Ammoniak produziert. Die Herstellung von Wasserstoff erfolgt zu 100% vom Unternehmen selbst. Es wird nichts extern zugekauft. Die Erzeugung beruht auf zwei verschiedenen Reformierungs-Prozessen (Dampfreformierung oder Autothermal Reforming). Erdgas ist in beiden Verfahrensprozessen der Ausgangsstoff.

Bei einer angedachten Umstellung des Wasserstoffherstellungsverfahrens von Reformierungs-Prozessen hin zu einer Wasserstoffelektrolyse ist der „Ausgangsstoff“ Strom. Um genügend Wasserstoff produzieren zu können, ist es relevant zu evaluieren, wie hoch der Stromverbrauch der Herstellung ist. Der Stromverbrauch der Wasser-Elektrolyse variiert je nach Technologie. Laut Kurzweil und Dietlmeier bewegt sich der Verbrauch für moderne Stacks nach heutigem Stand der Technik je nach verwendetem Elektrolyseur in folgenden Bereichen (2018, S. 456):

- Alkalische Elektrolyse: 4,2 - 5,9 kWh/Nm³
- PEM-Elektrolyse: 4,2 – 5,6 kWh/Nm³
- SOE-Elektrolyse: 3 kWh/Nm³

Für einen Wasserstoffbedarf von 96.000 t pro Jahr für die Düngemittelproduktion ergibt sich folgender Stromverbrauch je nach Elektrolysetechnologie:

Tabelle 7: Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion zur Deckung des Bedarfs für die Düngemittelproduktion (eigene Berechnung)

Düngemittelproduktion (Borealis)			
Elektrolyse	Bedarf [Nm³]*	Stromverbrauch [kWh/Nm³]	Stromverbrauch pro Jahr [TWh]
Alkalische Elektrolyse	1.068.480.000	4,2 - 5,9	4,5 - 6,3
PEM-Elektrolyse	1.068.480.000	4,2 - 5,6	4,5 - 6
SOE-Elektrolyse	1.068.480.000	3	3,2

*Die Umrechnungstabelle ist im Anhang eingefügt.

Wie die Berechnung zeigt, bedarf die Wasserstoffherstellung mittels Wasser-Elektrolyse zwischen 3,2 und 6,3 TWh je nach Elektrolysetechnologie. Die Dimension des Stromverbrauchs zur Deckung des Bedarfs an Wasserstoff zur Düngemittelproduktion in Österreich zeigt sich durch den Vergleich der Gesamtstromerzeugung der letzten Jahre. Eine weitere aufschlussreiche Gegenüberstellung ist der Stromverbrauch mit den möglichen Erzeugungsmengen je nach Kraftwerk. Da eines der Ziele einer Produktion von Wasserstoff über die Wasserstoffelektrolyse die Reduktion der Emissionen ist, konzentriert sich der Vergleich hauptsächlich auf EE.

Laut IG Windkraft betrug der österreichische Stromverbrauch im Jahr 2017 63 TWh (2018). Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse im Düngemittelbereich benötigt demnach je nach Elektrolysetechnologie etwa 5 – 10% des jährlichen heimischen Stromverbrauchs. Bei dem eingangs erwähnten prognostizierten Stromverbrauch für das Jahr 2030 von 88,3 TWh ergibt sich ein Verbrauch zur Wasserstoffherstellung von 3,6 – 7,1%.

Aufgegliedert nach erneuerbaren Erzeugungstechnologien zeigt sich ein differenzierteres Bild. Eine moderne Windkraftanlage mit einer Leistung von 3 MW an einem Standort mit guten Windverhältnissen erzeugt maximal bis zu 7 Mio. kWh (entspricht 7 GWh bzw. 0,007 TWh) jährlich. Im Jahr 2017 erzeugten die 1.260 in Österreich installierten Windkraftanlagen eine Strommenge von 7 TWh (IG Windkraft 2018). Dies entspricht 11% des gesamten heimischen Strombedarfs, der 2017 insgesamt 63 TWh betrug. Der Bedarf an Strom zur Deckung der Wasserstoffnachfrage, welche nur die Düngemittelproduktion der Borealis berücksichtigt, ist somit bei Verwendung einer AEL in etwa so hoch wie die gesamte jährliche Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Österreich. Geringer Stromverbrauch generieren PEMEL. Noch deutlich weniger Strom benötigt die Produktion mittels SOEL, der Stromverbrauch reduziert sich dabei fast auf die Hälfte. Ein auf erneuerbare Energieerzeugungsanlagen gestütztes Energiesystem muss auch die lokalen Gegebenheiten am Ort der Nachfrage berücksichtigen. Ein Transport vom erzeugten Strom über lange Strecken ist aus diversen Gründen nicht vorteilhaft². Der Sitz des ausgewählten Unternehmens ist in Linz/Oberösterreich. In Oberösterreich ist aufgrund der Topographie und den vorausgegangenen politischen Entscheidungen die bedeutendste EE die Wasserkraft. Abbildung 24 gibt einen detaillierten Überblick über die verschiedenen Erzeugungstechnologien in Oberösterreich.

² Annahme: Produktion von Wasserstoff am Ort der Nachfrage nicht am Ort der Stromerzeugung

Schmiermittel oder Synthesegase. Stellvertretend für die petrochemische Industrie zur Analyse der Machbarkeit einer Integration von Öko-Wasserstoff ist Österreichs einzige Raffinerie in Schwechat. Die Raffinerie betreibt das Öl- und Gasunternehmen OMV. Die Anlage in Schwechat bei Wien/Niederösterreich ist eine der größten Binnenraffinerien in Europa. Die OMV deckt mit der Herstellung der Mineralölprodukte etwa die Hälfte des österreichischen Bedarfs an diesen Produkten.

Raffinerien basieren auf fossilen Energieträgern und unterliegen energieintensiven Prozessen. Dies sind zwei Faktoren, die die Relevanz dieses Sektors im Hinblick auf den Klimaschutz verdeutlichen. Emissionsbestimmende Faktoren sind zu einem großen Teil die verarbeiteten Erdölmengen. Verarbeitungsgrad, Qualitätsanforderungen an die Endprodukte, Energieeffizienz und Wärmeintegration sind weitere ausschlaggebende Faktoren für die THG-Bilanz.

In Abbildung 25 ist die Entwicklung der THG-Emissionen aus der Raffinerie in Abhängigkeit der verarbeiteten Rohölmenge dargestellt. Seit den Neunziger Jahren bis zum Jahr 2015 sind die THG-Emissionen um 17,2% angestiegen. Von 1998 auf 1999 kam es zu einem Rückgang der Emissionen und der Rohölmenge. In diesen Jahren kam es zu Anlagenstillständen und somit zu einer geringeren Produktion. In den darauffolgenden Jahren stiegen beide Mengen wieder an. Der relative höhere Anstieg der THG-Emissionen ist auf den energetischen Mehraufwand in der Erzeugung zurückzuführen. Die Erzeugung schwefelfreier Treibstoffe verlangt einen höheren Hydrieraufwand als bisher. Zusätzlich kam es zu einer Verschiebung von schweren zu leichteren Fraktionen. Seit 2004 sind die THG-Emissionen jedoch auf einem annähernd gleichen Niveau. Aufgrund möglicher strengerer Umweltauflagen für Motor- und Heizbrennstoffe ist die Entwicklung der THG-Emissionen ungewiss. Ein Anstieg ist jedoch zu erwarten.

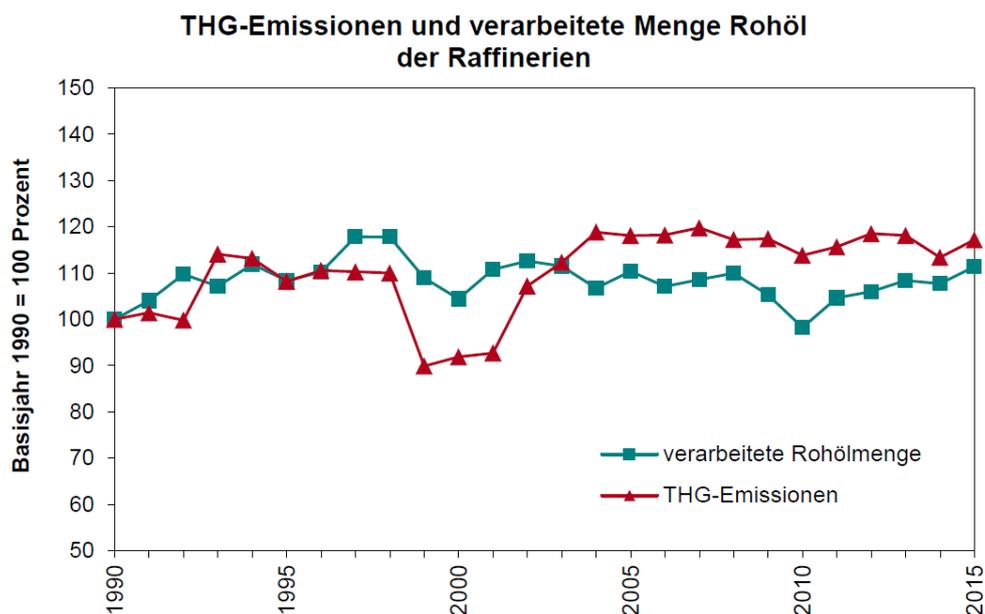


Abbildung 25: Entwicklung der Rohölverarbeitung in Raffinerien und die damit entstehenden THG-Emissionen 1990-2015 In Österreich (UBA 2017, S. 81)

Der Einsatz von Wasserstoff in Raffinerien ist vielfältig. Wie in 2.2.4 Nutzung und Bedarf beschrieben sind die wichtigsten Prozesse, in welche Wasserstoff zugeführt wird, Hydrocracking und Hydrotreating. Die Bereitstellung von Wasserstoff dient dabei zur Optimierung des Raffineriebetriebs sowie zur Verbesserung des Endproduktes. Die stetig steigenden Anforderungen an den Schwefelgehalt in den Treibstoffen fordern immer effizientere Verfahren zur Entschwefelung. Raffinerien benötigen demnach für die Produktion von modernen Kraftstoffen zunehmend größere Mengen an zusätzlichem Wasserstoff.

Die Befragung des Raffineriebetreibers OMV in Bezug auf den Wasserstoffeinsatz deckt sich mit Literaturangaben (siehe Tabelle 6). Der Bedarf an Wasserstoff in der Raffinerie in Schwechat aus der Wasserstoffanlage und den Nebenproduktströmen beträgt 50.000 t pro Jahr. Die Herstellung von Wasserstoff basiert auf Erdgas und Nebenprodukten der Ethylenanlage und dem Platforming Process. Die OMV ist Selbstversorger in Bezug auf Wasserstoffbedarf, deckt somit zu 100% den Bedarf der Raffinerie. Verwendung findet der erzeugte Wasserstoff in Hydrierprozessen zur Entschwefelung und zur Sättigung von gecrackten Molekülketten.

Bei einer Änderung des Herstellungsverfahrens für Wasserstoff von der Wasserstoffanlage hin zu einer Wasser-Elektrolyse bedarf es einer gewissen Menge an Strom. Basierend auf dem Verbrauch für moderne Stacks je nach verwendetem Elektrolyseur ergeben sich unterschiedlich hohe Strommengen. Die Produktion von 50.000t pro Jahr zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in der Raffinerie generiert folgenden Strombedarf:

Tabelle 8: Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion zur Deckung des Bedarfs für Raffinerieprozesse (eigene Berechnung)

Raffiniere (OMV)			
Elektrolyse	Bedarf [Nm³]*	Stromverbrauch [kWh/Nm³]	Stromverbrauch pro Jahr [TWh]
Alkalische Elektrolyse	556.500.000	4,2 - 5,9	2,3 - 3,3
PEM-Elektrolyse	556.500.000	4,2 - 5,6	2,3 - 3,1
SOE-Elektrolyse	556.500.000	3	1,7

*Die Umrechnungstabelle ist im Anhang eingefügt

Die Berechnungen für den entsprechenden Wasserstoffbedarf in der Raffinerie zeigen einen Stromverbrauch je nach Technologie zwischen 1,7 und 3,3 TWh pro Jahr.

In Relation mit dem gesamten jährlichen Stromverbrauch in Österreich von 63 TWh ergibt sich ein Bedarf von diesem von 2,7 – 5,2%. Auch dieses Ergebnis deckt sich mit den Literaturangaben. Der Wasserstoffbedarf in Raffinerien ist geringer als in der Düngemittelindustrie. Für das Jahr 2030 verringert sich dieser Anteil voraussichtlich auf 1,9 – 3,7%.

Der Raffineriestandort in Schwechat ist in Niederösterreich. Die Erzeugungslandschaft im Osten des Landes konzentriert sich vor allem auf die Windkraft, da die Windverhältnisse in diesen Gebieten besonders geeignet für die Stromerzeugung sind (siehe Abbildung 26). Die gesamte niederösterreichische Stromerzeugung aus Windkraftanlagen im vergangenen Jahr betrug 3,3 TWh. Die Windkraft in Niederösterreich deckt somit fast die Hälfte des gesamten Windstroms. Die Raffinerie in Schwechat könnte daher bilanziell gesehen die gesamte Wasser-Elektrolyse aus Windstrom betreiben. Sowohl der Betrieb einer alkalischen Elektrolyse als auch der einer verbrauchsarmen SOEL ist theoretisch möglich.

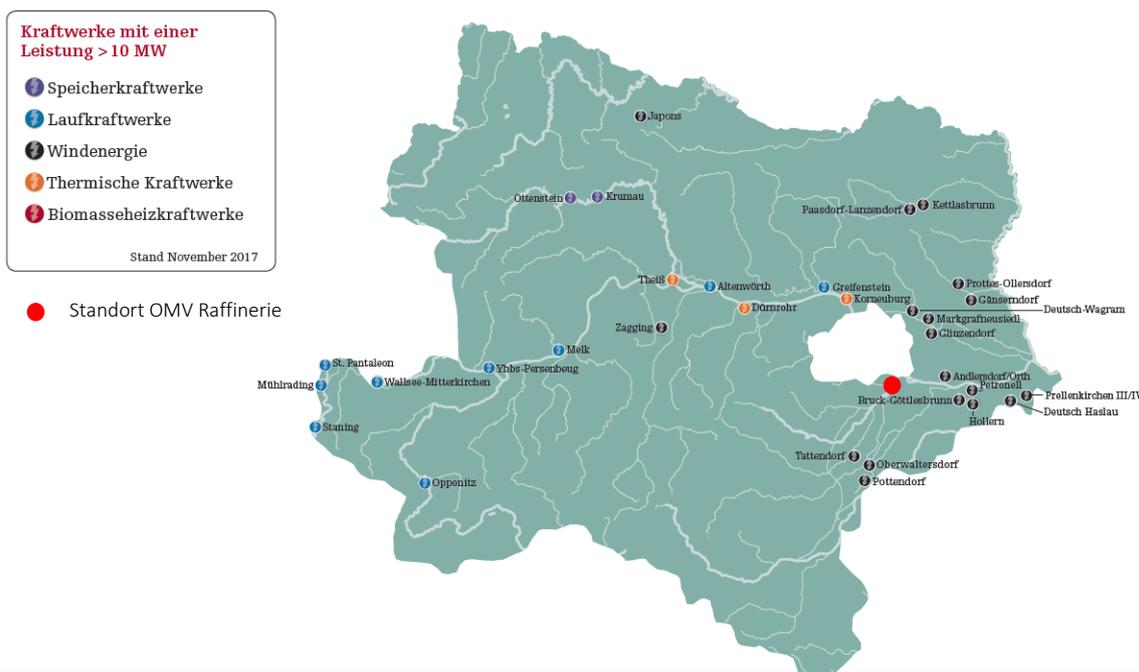


Abbildung 26: Niederösterreichs Erzeugungslandschaft (Österreichs Energie 2017, eigene Darstellung)

5.2.3 Substitution in der Stahlindustrie

In der Metallurgie wird verhältnismäßig deutlich weniger reiner Wasserstoff als in der chemischen und der petrochemischen Industrie benötigt. Um das geforderte CO₂-Ziel zu erreichen, darf die Stahlindustrie jedoch nicht ausgeklammert werden. Die Stahlerzeugung in Österreich emittierte 2015 etwa 12 Mio. t CO₂-Äquivalente. Dies entspricht rund 15,5% der nationalen THG-Emissionen. Die Entwicklung der THG-Emissionen steigt stetig an. Seit 1990 hat sich der Ausstoß um 40% erhöht. Der größte Teil der klimarelevanten Emissionen entfallen auf CO₂ (UBA 2017, S. 71). Die Stahlindustrie ist somit von großer Bedeutung für das Erreichen der festgelegten Klimaziele.

In Österreich betreibt die voestalpine AG mit Hauptsitz in Linz/Oberösterreich die größte heimische Stahlerzeugung. Das Unternehmen gilt als Technologie- und Industriegüterkonzern, der Produkt- und Systemlösungen aus Stahl und anderen Metallen erzeugt. Mit diesen Produkten unterstützt die voestalpine die europäische Automobil- und Haushaltsgeräteindustrie sowie die weltweite Öl-, Gas- und Luftfahrtindustrie. Ebenfalls produziert das Unternehmen Weichen und Spezialschienen.

Voestalpine unterscheidet beim Bedarf von Wasserstoff zwischen hochreinem und beigemischtem Gas. Hochreiner Wasserstoff mit einer Kapazität von 600 m³/h wird bei der Erzeugung von Stahlbändern dem Glühprozess zugeführt. Diese Menge an Wasserstoff deckt das Unternehmen zu 100% selbst. Der Ausgangsstoff ist Erdgas, welches ein Dampfreformer umwandelt. Mit 65%-Volumensanteil ist Wasserstoff auch im Koksofengas enthalten. Dieses Gemisch enthält zudem Methan, welches das Unternehmen zur Stromerzeugung im Kraftwerk, zur Erwärmung der Brammen in den Stoß- und Hubbalken und als Reduktionsgas in zwei Hochöfen einsetzt. Wasserstoff in der Stahlerzeugung dient als Energieträger.

Die Erzeugung des hochreinen Wasserstoffs mittels Wasser-Elektrolyse anstatt mittels Dampfreformierung reduziert die CO₂-Emissionen, generiert jedoch einen Strombedarf. Die Höhe der benötigten Strommenge zur Deckung des Wasserstoffbedarfs für 600 m³/h bzw. etwa 5.270.400 m³/a Wasserstoff ist in Tabelle 9 berechnet.

Tabelle 9: Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion zur Deckung des Bedarfs an reinem Wasserstoff für die Stahlindustrie (eigene Berechnung)

Eisen- und Stahlerzeugung (voestalpine)			
Elektrolyse	Bedarf [Nm³]*	Stromverbrauch [kWh/Nm³]	Stromverbrauch pro Jahr [GWh]
Alkalische Elektrolyse	5.270.400	4,2 - 5,9	22 - 31
PEM-Elektrolyse	5.270.400	4,2 - 5,6	22 - 30
SOE-Elektrolyse	5.270.400	3	16

*Die Umrechnungstabelle ist im Anhang eingefügt.

Je nach Elektrolysetechnologie ergibt sich ein jährlicher Stromverbrauch zwischen 16 und 31 GWh für die Erzeugung von Wasserstoff für das Stahlunternehmen. Diese Strommengen entsprechen 0,025 bis 0,035% des gesamten österreichischen Stromverbrauches. Bis zum Jahr 2030 könnte sich dieser Wert auf 0,018 bis 0,025 % reduzieren.

In der voestalpine ist der Einsatz von Wasserstoff nicht nur auf die reine Form begrenzt. Die Rückmeldungen des Konzerns geben wieder, dass Wasserstoff in einer Mischung mit Methan und in geringen Mengen anderer Stoffen als wichtiger

Energieträger eingesetzt wird. Das Unternehmen selbst hat dazu eigenen Berechnungen und dementsprechend ein Forschungsprojekt eingeleitet.

Die Substitution des gesamten Wasserstoffbedarfs durch Öko-Wasserstoff ist Gegenstand dieses Forschungsprojektes der voestalpine in Zusammenarbeit mit Verbund und Siemens. Das Projekt untersucht die großtechnische Machbarkeit der PEMEL. Berechnungen der voestalpine zufolge ist die Umsetzung einer neuartigen Stahlindustrie auf diese Weise derzeit und auch in den nächsten Dekaden nicht möglich. Die dafür benötigten Mengen übersteigen deutlich die Möglichkeiten, da eine vollständige Substitution 50% des derzeitigen österreichischen Stromverbrauchs erfordert.

5.2.4 Hürden bei der Integration des Öko-Wasserstoffs in Industrieprozesse

Neben der Deckung des benötigten Stroms zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse gibt es weitere wichtige Aspekte, die bei einer Integration von Wasser-Elektrolyse in bestehende etablierte Industrieprozesse zu berücksichtigen sind. Die lokalisierten Hürden basieren sowohl auf Literaturangaben, auf angesprochene Punkte im Kontakt mit Österreichs großen Wasserstoffabnehmern als auch während den obigen Berechnungen entstandenen Fragen.

Technische bzw. prozessbezogene Aspekte

Industrieunternehmen optimieren permanent ihre Produktionsprozesse. Die gängigen Verfahren haben sich über lange Zeit hinweg bewährt. Zu diesen Prozessen gehört auch das Wasserstoffherstellungsverfahren der Dampfreformierung. Vor allem Borealis optimiert permanent diesen Prozess und deren auftretende Emissionen. Hintergrund ist der enorme CO₂-Ausstoß dieses Verfahrens. Laut Günther et al. ist die Düngemittelindustrie generell einer der größten CO₂-Emittenten weltweit (2015, S. 137). Die Höhe der ausgestoßenen CO₂-Menge ist von den fossilen Ausgangsstoffen abhängig. Die Borealis-Gruppe erzeugt nicht nur Ammoniak, sondern auch darauf basierende Produkte wie technischen Harnstoff, Dünge- und Futterharnstoff und vor allem Kalkammonsalpeter (KAS). Das detaillierte Düngemittel-Produktschema der Borealis gibt Abbildung 27 wieder.

Bei der Ammoniaksynthese wird CO₂ abgespaltet, welches im Produktionsverbund für die Erzeugung weiterer Produkte wie Harnstoff am selben Standort benötigt wird. Bei

alternativer Herstellung von Wasserstoffs mittels Elektrolyse entfielen dieses CO₂. Die Bereitstellung müsste anderwärtig erfolgen.

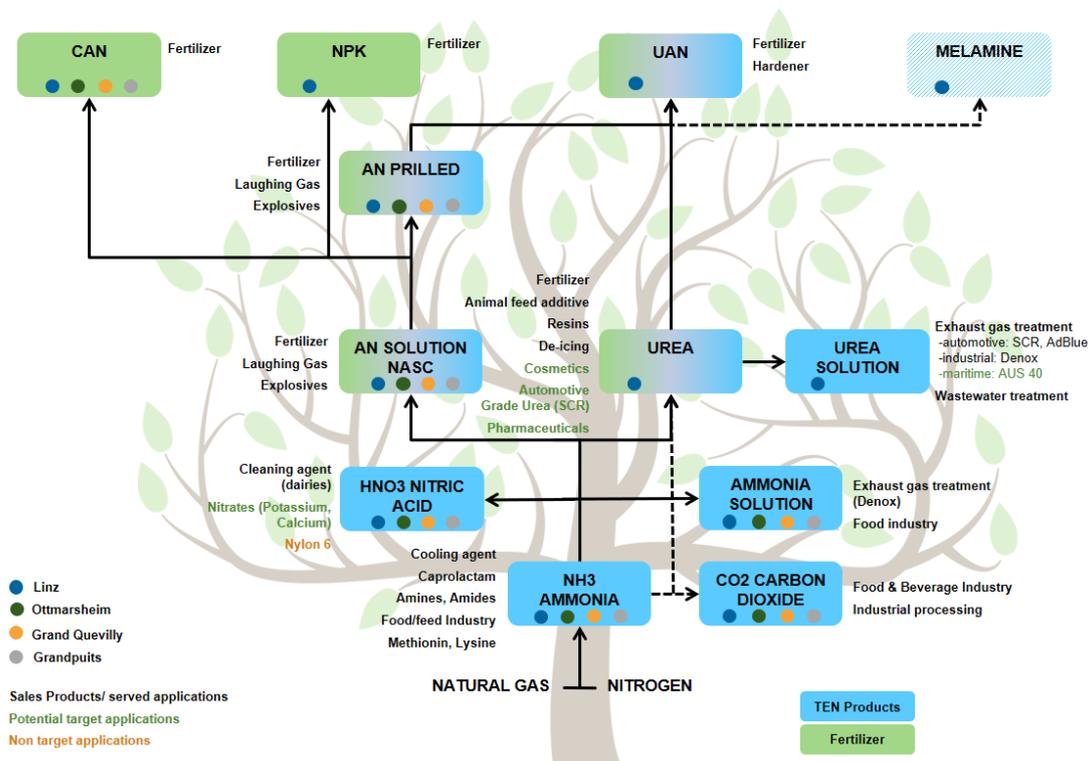


Abbildung 27: Düngemittel-Produktschema der Borealis-Gruppe (persönliche Kommunikation)

Aus technischer Sicht ist die Erzeugung von benötigtem Kohlendioxid durch Abscheidung möglich. Quellen für CO₂ können dafür die Atmosphäre selbst, wie bei der Borealis praktiziert industrielle Prozesse oder Verbrennungsprozesse sein. Im speziellen Fall der Borealis bietet sich bedingt durch die Nähe zum Eisen- und Stahlunternehmen voestalpine ein Bezug aus deren Prozessen an. Die CO₂-Abgasströme in der Stahlerzeugung unterscheiden sich in prozessbedingten und energiebedingten Emissionen. Prozessbedingt entstehen vor allem in Hochöfen Emissionen mit einer CO₂-Konzentration von 15 – 27% (Trost et al., S. 185.). Mit der CO₂-Abscheidung steht eine Methode zur Verfügung einmal erzeugte Emissionen nicht in die Luft zu emittieren. Dieses Verfahren ist auch bekannt als „Carbon Capture and Usage“ (CCU). Der hohe Gehalt an Kohlendioxid im Abgas kann auf diese Weise in die Erzeugung anderer Produkte integriert werden. Das entstandene Kohlendioxid wird somit zu einem Rohstoff für die chemische Industrie bei gleichzeitiger Senkung des CO₂-Anteils in der Atmosphäre (Fischedick et al. 2015, S. 711ff.).

Vorteile von CCU sind die Integration des CO₂ in bestehende Wertschöpfungsketten sowie einer damit einhergehenden Rohstoffeffizienz im Industriesektor. Problematisch sind aus heutiger Sicht noch die unterschiedlichen Anforderungen an die Reinheit des Gases bzw. des Abgasstromes und die daraus resultierenden Kosten für die Reinigung. Diese Technologie befindet sich noch in der Entwicklungsphase (Thomeczek 2015, S. 779ff.).

Saisonalität der Erzeugung

Alle Berechnungen der obigen Kapitel setzen voraus, dass die Saisonalität der Stromerzeugung ausgenommen ist. In sämtlichen vorgestellten Sektoren ist der Wasserstoff-Bedarf keinen jährlichen Schwankungen ausgesetzt. Im Gegenteil, die Nachfrage ist sehr konstant. Im Prinzip ist aus diesem Grund in einem Wasser-Elektrolysesystem aus Überschussstrom für eine konstante Bedarfsdeckung ein Wasserstoffspeicher (bspw. in der Ausführung von Tanks am Ort der Erzeugung oder des Verbrauchs) vorgesehen. Die Speicherung von Wasserstoff ist jedoch nur für begrenzte Zeiträume möglich. Die Analyse wie die Wasserstoffherstellung und die Speicherdauer korrelieren übersteigt aufgrund der Komplexität den Rahmen dieser Arbeit. Dieser Aspekt ist in den Berechnungen ausgeklammert, muss jedoch bei einer ganzheitlichen Betrachtung mitberücksichtigt werden. Nur dadurch ist eine vollkommen umweltschonende Wasserstoffherzeugung möglich.

Örtliche Verteilung

Erneuerbare Erzeugungsanlagen sind oftmals dezentral verstreut. Ausschlaggebend für die Installation sind vor allem topographische und wetterbedingte Gegebenheiten. Die Nähe zu einem Verbraucher muss nicht zwingend gegeben sein. Bei einer Integration von Wasserstoff aus fluktuierendem Strom in bestehenden chemische Prozesse bzw. Anlagen kann sich ein Verteilungsproblem ergeben. Bedarf es eines Transports des benötigten Stroms über weite Strecken verringert dies den Wirkungsgrad dieser Technologie.

Ökonomische Aspekte

Unternehmen handeln gewinnorientiert und treffen ihre Entscheidungen und Investitionen auf wirtschaftlicher Basis. Bei einer Substitution von konventionellen Herstellungsverfahren durch Wasser-Elektrolyse bedeutet dies eine

Gegenüberstellung beider Kostenansätze. Damit die Integration von Elektrolyse eine praxisrelevante Alternative zu bestehenden Herstellungsverfahren darstellen kann, ist vor allem der Vergleich der verschiedenen Herstellungskosten von Wasserstoff zu beachten.

Bestimmender Kostenfaktor für die Herstellungskosten ist zu einem großen Teil der Preis für den Ausgangsrohstoff. Die konventionelle Herstellung von Wasserstoff erfolgt hauptsächlich aus Erdgas. In der Literatur gibt es unterschiedliche Angaben zu den Herstellungskosten mittels Dampfreformierung. Die Kosten in großen zentralen Reformern schwanken in einem Bereich von 0,9 € und 2,1 € pro hergestelltem kg Wasserstoff (Grube et al. 2017, S. 249; Sterner 2017a, S. 336). Die Werte beziehen sich dabei auf einen Erdgaspreis für Großkunden von 4 - 5 €/GJ bzw. 14,4 – 18 €/MWh. Zum Vergleich: Der Großhandelspreis für Erdgas beträgt in Österreich zur Zeit 24,71 €/MWh (Gaspreisindex TTF am 27.10.2018) (Powernext 2018). Der Ausgangspreis ist somit heute um etwa ein Drittel teurer als in der Literatur angegeben. Die Herstellungskosten für Wasserstoff mittels Dampfreformierung sind dadurch auch vergleichsweise höher. Umgerechnet auf den aktuellen Erdgaspreis ergeben sich Herstellungskosten zwischen 1,3 – und 3,2 €/kg H₂. Diesen Kosten stehen Herstellungskosten mittels Elektrolyse von 3 – 9 €/kg H₂ gegenüber (siehe Kapitel 5.1 *Kopplung der Elektrolyse mit Überschussstrom*). Die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas ist trotz der höheren Erdgaspreise noch wirtschaftlicher als aus Strom. Unternehmen fehlen demnach ökonomische Anreize die Herstellung auf Elektrolyse umzustellen.

5.3 Wasserstoff in neuen Einsatzbereichen

Untersuchungsgegenstand dieses Abschnittes sind mögliche neue Einsatzbereiche für Wasserstoff. Wasserstoff aus Überschussstrom kann nicht nur in bestehenden Prozessen eingesetzt werden, sondern in gänzlich neuen Anwendungsbereichen eine innovative Verwendung finden. Somit kommt es zu einer Kopplung des Strombereichs mit neuen Bereichen, wie etwa dem Verkehr. Wasserstoff konkurriert daher nicht nur mit seinen vielen verschiedenen direkten Einsatzmöglichkeiten, sondern auch zusätzlich mit möglichen neuen Anwendungsfeldern.

5.3.1 Mobilitätsbereich

Wasserstoff kann, wie in 2.2.4 *Nutzung und Bedarf* beschrieben, als Kraftstoff in Fahrzeugen verwendet werden. Auf diese Weise gelingt eine Kopplung des Elektrizitätsbereichs mit dem Verkehrssektor.

Die Abhängigkeit von begrenzt vorhandenen fossilen Energieträgern wie Erdgas und Erdöl ist im Mobilitätsbereich noch sehr hoch. Laut VCÖ ist der Verkehrsbereich jener Sektor in Österreich, der am stärksten vom Erdöl abhängig ist. Nur 9% des Energiebedarfs für den Verkehr wurden 2017 aus erneuerbaren Quellen gewonnen (2018a). Ebenso zählt der Verkehrsbereich zu den größten THG-Emittenten. Der Ausstoß von Schadstoffemissionen bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren hat sich seit den 90er Jahren des vorigen Jahrhunderts stark reduziert. Die Emissionen von Stickoxiden, Kohlenwasserstoffen und Schwefelverbindungen konnten (theoretisch) aufgrund innermotorischer Weiterentwicklungen und Abgasnachbehandlungssystemen deutlich verringert werden. Eine Reduktion der CO₂-Emissionen konnte jedoch noch nicht in demselben Ausmaß erreicht werden (Mohr dieck et al. 2017, S. 60f.). Die EU-Gesetzgebung nimmt sich nun verstärkt dieser Thematik an. Weitere verschärfte Abgaslimits, vor allem bei CO₂, sind in Vorbereitung. Aus Gründen der Emissionsthematik wird intensiv nach alternativen Kraftstoffen bzw. Antrieben gesucht. Das sind bspw. biomassebasierte Rohstoffe. Diese stehen allerdings in Nutzkonkurrenz mit dem Nahrungsmittelbereich. Ein weiterer Hoffnungsträger ist die Elektromobilität. Die Elektromobilität ermöglicht eine direkte Kopplung des Strom- mit dem Verkehrssektor. Diese alternative Antriebsmöglichkeit ist trotz Markteinführung einiger Automobilkonzerne noch nicht wirklich ausgereift für eine Akzeptanz in der breiten Bevölkerung. Vor allem die begrenzte Reichweite der

Batterien sowie die hohen Anschaffungskosten dieser Fahrzeuge stellen weiterhin eine Hürde dar.

Wasserstoff stellt langfristig eine weitere interessante Alternative dar. Aufgrund der guten Eigenschaften wie der hohen Reichweite kann er mit der Elektromobilität konkurrieren, vor allem um konventionelle Kraftstoffe zu ersetzen. Das Marktpotenzial hängt, wie bei der Elektromobilität, vom Marktanteil der wasserstoffbetriebenen Autos und dem Ausbau einer ausreichenden H₂-Infrastruktur zur Betankung ab. Bei einem entsprechend umfassenden technologischen Roll-Out hat Wasserstoff im Verkehrssektor mittel- bis langfristig durchaus eine reelle Chance auf Marktakzeptanz.

Es gibt im Prinzip zwei Möglichkeiten Wasserstoff als Kraftstoff einzusetzen. Zum einen in Verbrennungsmotoren ähnlich der herkömmlichen Fahrzeuge oder zum anderen in Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeugen.

Bei der Verbrennung wird Wasserstoff einem konventionellen Verbrennungsmotor (nach dem Otto-Prinzip) zugeführt. Folgende Stoffeigenschaften von Wasserstoff stechen im Vergleich zu den herkömmlichen Kraftstoffen hervor. Der massenspezifische Energiegehalt von Wasserstoff ist im Unterschied zu konventionellen Kraftstoffen hoch. Der volumetrische Energiegehalt ist jedoch geringer. Der große Zündbereich von Wasserstoff ist eine weitere Besonderheit bei der Verbrennung. Wasserstoff kann in der Theorie bis zu einem $\lambda = 10$ Luftverhältnis homogen verbrannt werden. Die erforderliche Zündenergie steigt dabei, wie bei herkömmlichen Kraftstoffen, auch mit dem Luftverhältnis. Die für eine Entzündung benötigte Energie beträgt nur ein Zehntel der Energie zur Entzündung eines Benzin-Luft-Gemisches. Die Selbstentzündungstemperatur von Wasserstoff ist hingegen deutlich höher. Dies erfordert sehr hohe Verdichtungsverhältnisse im Vergleich zu konventionellen, flüssigen Kraftstoffen. Die hohe laminare Brenngeschwindigkeit mit ca. 230 cm/s zeigt, dass Wasserstoff eine kurze Brenndauer realisieren kann. Daraus resultiert jedoch ein schneller und hoher Druckanstieg, der den Motor stärker belastet. Ebenso führt dieses Verhalten im Verbrennungsmotor zu einem vergleichsweise höheren Verbrennungsgeräusch.

Die motorische Verbrennung von Wasserstoff als Kraftstoff verursacht aufgrund seiner Kohlenstofffreiheit theoretisch keine kohlenstoffhaltigen Emissionen. Im realen Betrieb emittiert ein wasserstoffbasiertes Verbrennungsfahrzeug aufgrund des Schmieröls im

Brennraum geringe, jedoch kaum messbare Schadstoffmenge. Einziger relevanter Ausstoß sind Stickoxide, die es zu beachten gilt (Eichlseder und Klell 2012, S. 152ff.). Die aufgezeigten Stoffeigenschaften zeigen, dass Wasserstoff durchaus als Kraftstoff geeignet ist. Der Wirkungsgrad ist jedoch aufgrund des niedrigen volumetrischen Heizwertes nur ähnlich hoch wie der von konventionellen Verbrennungsmotoren.

Größere Hoffnungen als in Wasserstoffverbrennungsfahrzeuge wird in Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) gelegt. Wasserstoff wird hierfür elektrochemisch in Brennstoffzellen in Strom oxidiert und einem Elektroantrieb zugeführt. Ein wesentlicher Vorteil dieses Antriebs ist der höhere Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle ist, anders als beim Verbrennungsmotor, nicht durch den Carnot-Prozess begrenzt. Zweiter großer Vorteil der FCEV ist der geringere Energieverbrauch. Dieser resultiert durch die Kombination mit einer Batterie. Diese dient zur Unterstützung zum Rekuperieren beim Bremsen und vor allem beim Beschleunigen (Mohr dieck et al. 2017, S. 66 ff.). FCEV sind somit im Grunde vereinfacht ausgedrückt batteriebetriebene Fahrzeuge (BEV) mit einem Wasserstoffstank.

Im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen gelten auch für diesen Antrieb die lokalen CO₂-Nullemissionen als klarer Vorteil. Abbildung 28 zeigt die möglichen Antriebe bzw. Kraftstoffe in Abhängigkeit der Emissionen und der möglichen Reichweite. Bezogen rein auf CO₂-Emissionen sind Wasserstoff-Brennstoffzellen und Batterien klar im Vorteil gegenüber herkömmlicher Kraftstoffe.

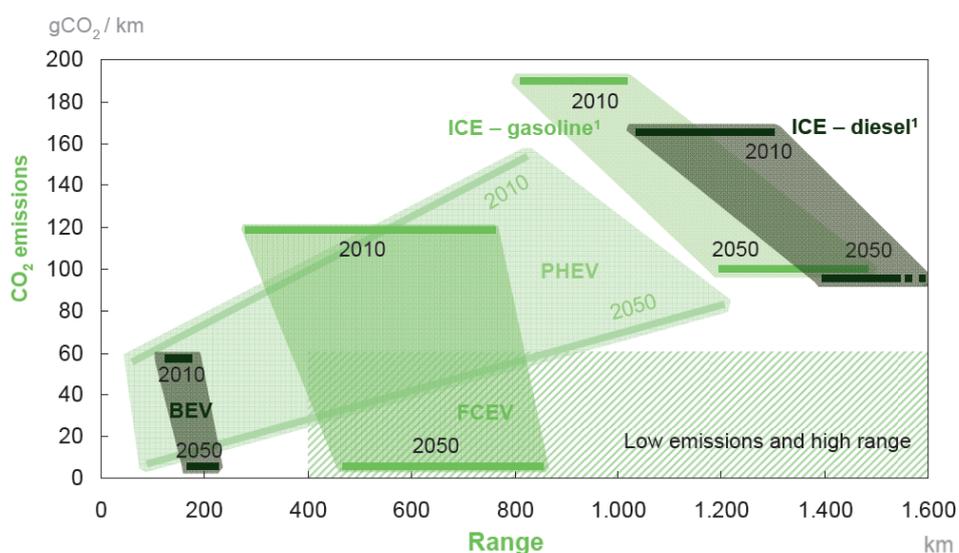


Abbildung 28: Vergleich verschiedener Antriebe in Abhängigkeit der Reichweite und CO₂-Emissionen 2010 und 2050 (Well-to-Wheel) (McKinsey & Company 2010, S. 31)

Entscheidend für die CO₂-Emissionen von BEV und FCEV sind die Primärenergiequellen, die für die Energiebereitstellung verwendet wurden. Abbildung 29 gibt eine genaue Übersicht über den Verlauf der THG-Emissionen über die Zeit. Reine Elektroantriebe weisen die deutlich geringsten THG-Emissionen auf. Eine weitere Verbesserung der Bilanz kann durch den Einsatz von EE erzielt werden (siehe Prognose 2050). FCEV erzeugen nach heutigem Stand der Technik und dem Strommix deutlich höhere Emissionen, jedoch geringfügig niedrigere als konventionelle Kraftstoffe. Eine Reduktion auf Nullemissionen kann durch regenerativen Strom erzeugten Wasserstoff erreicht werden. Stromkraftstoffe weisen Emissionsvorteile gegenüber Diesel und Benzin auf. Über die Jahre hinweg wird ist der Vorteil noch deutlich stärker ausgeprägt.

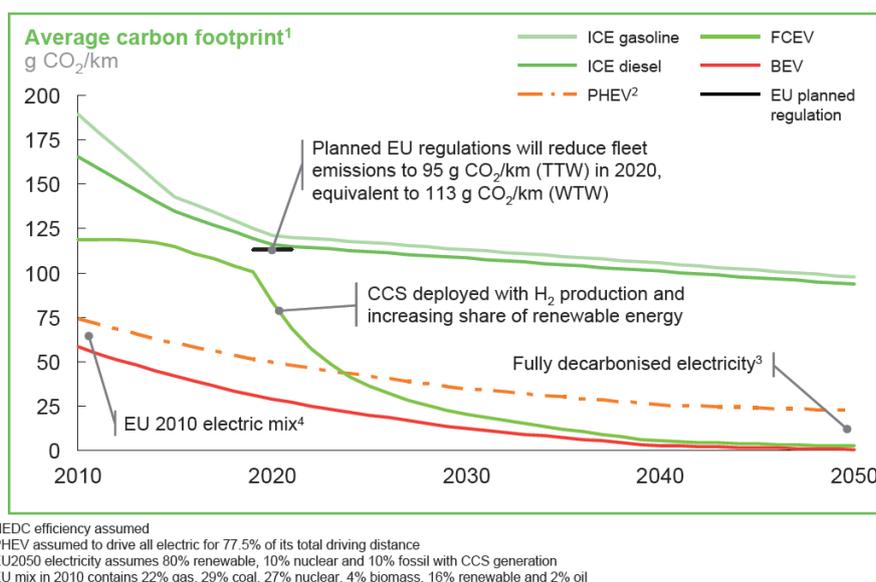


Abbildung 29: Entwicklung der THG-Emissionen für verschiedene Antriebskonzepte (McKinsey & Company 2010, S. 59)

Neben dem Vorteil der Nullemissionen (bei entsprechenden Primärenergiequellen) von Stromkraftstoffen ist die Marktakzeptanz eine weitere wichtige Voraussetzung. Kunden erwarten generell bei der Einführung neuer Technologien die gleichen Fahreigenschaften, Sicherheitsanforderungen und Komfort wie bei den herkömmlichen Lösungen.

Im Fahrzeugbereich gibt es vor allem folgende spezielle technische Anforderungen, die erfüllt werden müssen (Mohrdeck et al. 2017, S. 71f.):

- Fahreigenschaften: Für das Fahrgefühl sind Systemleistung, Elastizität, Dynamik, Leistungsgewicht und maximale Geschwindigkeit entscheidend.
- Kaltstartfähigkeit: Jeder Einsatzort stellt verschiedene Ansprüche. Vor allem tiefe Temperaturen sind besonders auslegungsrelevant.
- Reichweite: FCEV haben einen in dieser Kategorie entscheidenden Vorteil gegenüber rein batteriebetriebenen Fahrzeugen. Wie in Abbildung 28 ersichtlich, ist die Fahrstreckenlänge bei einer Betankung deutlich höher.
- Betankungsdauer: Wasserstofftanksysteme nach heutigem Stand der Technik ermöglichen eine Betankung innerhalb von ca. drei Minuten. Somit ist dies nur unwesentlich länger als bei konventionellen Kraftstoffen. Die Wiederaufladung einer Batterie dauert in der Regel mehrere Stunden. Eine Schnellaufloadestation kann die Dauer auf einen zweistelligen Minutenbereich reduzieren, jedoch kann an solchen Stationen keine vollständige Aufladung erfolgen.
- Tankinfrastruktur: Die Möglichkeit der Aufladung muss zu jederzeit und in einem entsprechenden Umkreis gegeben sein. In dieser Kategorie ist die Elektromobilität leicht im Vorteil. Die Anzahl der Wasserstofftankstellen ist derzeit in Österreich noch sehr gering.
- Verbrauch: Im engen Zusammenhang mit der Tankinfrastruktur und der Reichweite steht der Verbrauch von Wasserstoff. Dies hat Auswirkungen auf die Nutzungsbedingungen und insbesondere auf die Betriebskosten.
- Sicherheit: Vor allem Wasserstofffahrzeuge müssen bestimmte sicherheitsrelevante Aspekte berücksichtigen, um die gleichen hohen Sicherheitsstandards wie die der konventionellen Fahrzeuge garantieren zu können. Dazu zählen eine crashsichere Verbauung aller wasserstoffführenden Komponenten, Sensoren zur Erkennung abweichender Wasserstoffkonzentrationen oder im Bedarfsfall die Möglichkeit von Abschaltmechanismen.
- Lebensdauer: Die Wirtschaftlichkeit ist neben den laufenden Kosten von der Lebensdauer und Robustheit der Komponenten abhängig. Eine lange Nutzungsdauer und geringe Wartungskosten sind dafür ausschlaggebend.

Aus ökologischer Sicht liegt die Zukunft der Mobilität im Elektroantrieb. Einer technischen Umsetzung liegen kaum mehr Hürden im Weg. Für Endkunden sind neben den oben angeführten technischen Anforderungen die wirtschaftlichen Aspekte

ein entscheidender Faktor für die endgültige Kaufentscheidung. Nicht nur die Anschaffungskosten sind hierfür in Erwägung zu ziehen, sondern auch die Treibstoffpreise. Dafür werden in Tabelle 10 Kraftstoffpreise dargestellt. Für die Kraftstoffe Diesel, Benzin und Elektro ist der Verbrauch eines baugleichen VW Golf angeführt. Als Beispielobjekt eines Wasserstoffautos dient der Hyundai Nexso.

Tabelle 10: Kraftstoffe im Vergleich (Porsche Austria GmbH & Co KG 2018, BMNT 2018 , und Maydell 2018, S. 120)

Parameter	Diesel*	Benzin*	Elektro	Wasserstoff
	VW Golf	VW Golf	VW e-Golf	Hyundai Nexso
Verbrauch pro 100 km	4,1 l	4,8 l	13,2 kWh	1,2 kg
Kraftstoffpreis	1,275 €/l	1,326 €/l	15,99 ct/kWh	9 €/kg
Kosten pro 100 km	€ 5,23	€ 6,35	€ 2,11	€ 10,20
Anschaffungskosten	€ 24.390,00	€ 20.090,00	€ 39.390,00	€ 69.000,00

*inkl. MwSt., NoVA

Vergleicht man nur die Kosten des Kraftstoffs ist ein Elektrofahrzeug am deutlich günstigsten. Bei einem aktuellen Strompreis von ca. 15,99 ct/kWh in Wien (Haushaltsstrom) ergeben sich Kosten pro 100 km von € 2,11. Der Anschaffungspreis für den e-Golf ist mit € 39.390,- um einiges höher als beim gleichen Automodell mit Verbrennungsmotor. Neben den Strom- und Anschaffungskosten gibt es noch weitere Kosten, die es zu berücksichtigen gibt wie etwa Servicekosten, Wertstabilität und sonstige Fixkosten wie Steuern. Zusammengefasst können diese als Total Cost of Ownership (TCO) bezeichnet werden. Kostenvorteile von BEV sind gewisse Steuerbegünstigungen. Für sie ist keine NoVA (Normverbrauchsabgabe) oder motorbezogene Versicherungssteuer zu bezahlen. Eine Serviceinspektion ist in der Regel laut ADAC im Schnitt nach allen 30.000 km nötig. Der Hersteller versichert jedoch eine Garantie von zwei Jahren. Auf die Batterie besteht zusätzlich eine Garantie von 8 Jahren bzw. 160.000 km. Den günstigen Wartungsbedingungen stehen teure Werkstattstundenpreise gegenüber, die den Kostenvorteil schmälern. Ein noch größerer und ausschlaggebenderer Kostenpunkt der BEV ist der Restwertverlauf. Der monatliche Wertverlust eines Elektroautos ist im Vergleich zu den konventionellen

Fahrzeugen sehr hoch (Giuliani 2014, S. 13f.). In Verbindung mit den hohen Anschaffungskosten sind trotz der geringen Wartungskosten und den steuerlichen Vorteilen die TCO eines BEV zurzeit noch sehr hoch. Konventionelle Fahrzeuge sind daher aus heutiger Sicht noch wirtschaftlicher (McKinsey & Company 2010, S. 39).

Im direkten Vergleich der batteriebetriebenen mit den wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sticht der nochmal deutlich höhere Anschaffungspreis in einer Höhe von € 69.000,- für ein FCEV hervor. Dieser deutliche Unterschied lässt sich zum Teil durch die geringe Stückzahl an Wasserstofffahrzeugen erklären. Die Batterien sind vergleichsweise eine erprobte Technik mit entsprechendem Marktentwicklungsvorsprung. Des Weiteren ist auch die Effizienz der BEV nochmals höher.

Der VCÖ hat die Gesamteffizienz der verschiedenen Stromkraftstoffe berechnet. Diese Berechnung wird in Abbildung 30 gezeigt. Bei einer Betrachtung von Well-to-Wheel ergibt sich eine Effizienz von 73% für BEV und 22% für FCEV. Das bedeutet, dass 27% bzw. 78% der Energie verloren geht, wenn ein Fahrzeug mit Batterie bzw. Brennstoffzellen betrieben wird.

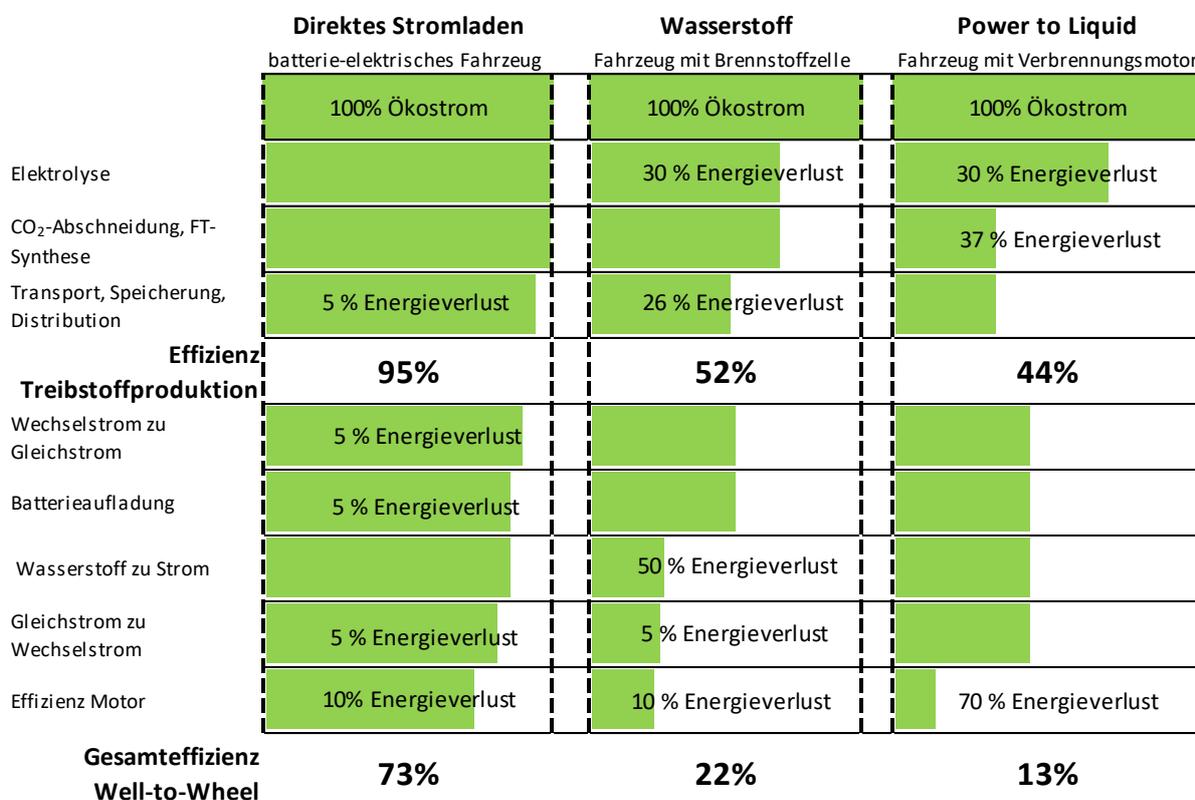


Abbildung 30: Vergleich der Gesamteffizienz verschiedener Stromkraftstoffe (VCÖ 2018b)

Vor allem der zusätzliche Umwandlungsschritt von Strom zu Wasserstoff und wieder zurück führt zu starken Energieverlusten. In der Betrachtung wurden auch Wasserstofffahrzeuge mit Verbrennungsmotoren analysiert. Vor allem der ineffiziente Motor, der zu einem Energieverlust von 70% führt, macht diesen Technologieansatz wenig attraktiv.

Nicht nur die Anschaffungskosten von FCEV sind die vergleichsweise höchsten, sondern auch die Kosten pro 100 km. Wasserstoff kostet an einer der wenigen öffentlichen Tankstellen in Österreich 9 €/kg. Die Kosten pro 100 km belaufen sich daher bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 1,2 kg auf € 10,20. Hersteller bieten wie für Elektrofahrzeuge eine Garantie auf die Batterie. Zusätzlich wird auch auf das Fahrzeug selbst eine solche angeboten. Für das exemplarische Wasserstoffauto Hyundai Nexo beläuft sich die Gewährleistungsfrist auf bis 5 Jahre auf das Fahrzeug und bis 8 Jahre Garantie auf die Batterie. Diese Besonderheiten reduzieren die Wartungs- und Servicekosten minimal. Die TCO von FCEV sind bei einem Vergleich aller möglichen Fahrzeugtechnologien laut einer Studie von McKinsey & Company trotzdem heute noch am höchsten. Die Autoren prognostizieren jedoch über den Zeitraum bis 2030 eine signifikante Reduktion (2010, S. 39). Vor allem der Anschaffungspreis birgt noch großes Potenzial zur Kostenreduktion. FCEV können aufgrund von Technologieentwicklung, Skaleneffekt und Erfahrungskurveneffekt deutlich günstiger werden. Auch die H₂-Kosten können durch einen Ausbau der Tankstelleninfrastruktur noch gesenkt werden. Eine Halbierung der Anschaffungskosten für FCEV bei gleichzeitig günstigeren Tankstellenpreisen könnte ab 50.000 bis 60.000 km geringere Kosten aufweisen als Benzinfahrzeuge (Adolf et al. 2017, S. 48).

Die Kopplung des Elektrizitätssystems mit dem Verkehrssektor ist, wie aufgezeigt, ein sehr komplexes Unterfangen, welches grundlegende Änderungen des heutigen Mobilitätsbereichs erfordert. Neben dem Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur sowie den technischen Anforderungen an die Fahrzeuge sind vor allem ökonomische Aspekte zu betrachten. Die Anschaffungskosten sowie die laufenden Betriebskosten werden stets den Kosten der konventionellen Benzin- oder Dieselfahrzeuge gegenübergestellt. Die Konkurrenzfähigkeit ist erst bei Preisparität von Wasserstoff zu Diesel und Benzin gegeben.

5.3.2 Erhalt im Elektrizitätssystem über Rückverstromung

Neben der Ausgliederung des erzeugten Stroms über den Einsatz von Wasserstoff in neuen Anwendungsbereichen (Verkehr und Industrie) besteht auch die Möglichkeit aus Überschussstrom erzeugten Wasserstoff wieder zu verstromen. Auf diese Weise bleibt der Strom im Elektrizitätssystem erhalten.

Abbildung 31 zeigt die schematische Darstellung einer möglichen Rückverstromung. Diese Anwendung ermöglicht die Anpassung der fluktuierenden Stromerzeugung an den Bedarf. Die Zwischenspeicherung des erzeugten Stroms erfolgt in Form von Wasserstoff. Dieses dargestellte System dient also als eine Art Stromspeichersystem. Überschussstrom wird mittels Elektrolyse direkt beim Erzeuger oder an geeigneten Stromnetzknoten in Wasserstoff umgewandelt. Speicher dienen zur vorübergehenden Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffes. Die Speichermöglichkeiten sind dabei vielfältig. Allgemein gibt es zwei verschiedene Speichersysteme, die sich in Unterspeicher und Wasserstofftanks unterteilen (zum Beispiel unterirdisch in Salzkavernen oder oberirdisch in Druckspeichern). Die Wahl des geeigneten Wasserstoffspeichers ist dabei von den lokalen Gegebenheiten abhängig. Zu Zeiten in denen der Strombedarf die Erzeugungskapazitäten der Kraftwerke bzw. Erzeugungstechnologien übersteigt, folgt die Leerung des Speichers. Es gibt verschiedene Technologien, die nachfolgend näher beschrieben werden, um den zwischengespeicherten Wasserstoff wieder rückzuverstromen. Die Abgabe des erzeugten Stromes erfolgt entweder in das Stromnetz oder direkt an die Verbraucher.

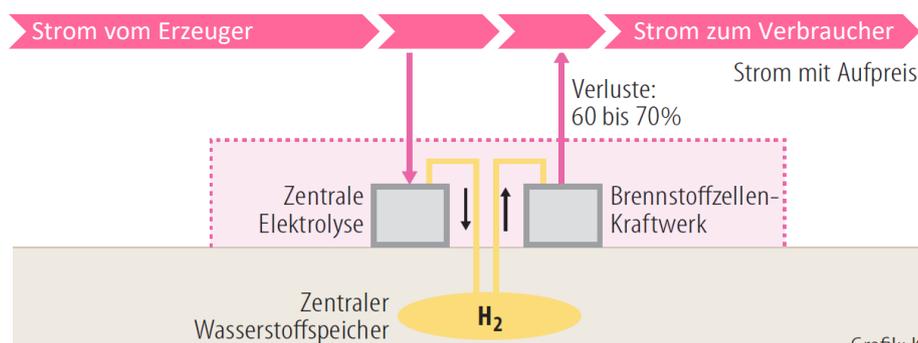


Abbildung 31: Prinzip der Rückverstromung (Tetzlaff 2005 zitiert nach Niederhausen und Burkert 2014, S. 540)

Für die Rückverstromung stehen grundsätzlich zwei verschiedene Technologien zur Verfügung. Ähnlich der Stromerzeugung aus Erdgas können Gasturbinen bzw.

kombinierte GuD-Kraftwerke oder Verbrennungsmotoren eingesetzt werden. Nach gewissen technologischen Änderungen sind sie ebenso für Wasserstoff geeignet. Alternativ ist die Rückgewinnung von Strom auch durch Brennstoffzellen möglich (Wurster und Albrecht Uwe 2013, S. 17). Der optimale Einsatzbereich der jeweiligen Technologie richtet sich nach den Anforderungen. GuD-Anlagen eignen sich hauptsächlich für großtechnische Anwendungen. Über einem Leistungsbereich von 100 MW erreichen sie sehr gute Effizienzen. Skaleneffekte führen ebenso zu entsprechenden Kosteneinsparungen. Im Gegensatz dazu sind Brennstoffzellen vor allem für kleinere Anwendungen prädestiniert. Ihr optimaler Leistungsbereich liegt zwischen 100 kW und 10 MW. In diesem Bereich erreichen sie höhere Wirkungsgrade als GuD-Kraftwerke. Aufgrund der modularen Bauweise ist das Kosteneinsparungspotenzial durch Skaleneffekte jedoch begrenzt.

Aus technischer Sicht ist der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungsschritte Strom – Gas- Strom auffallend. Bestimmende Faktoren sind die Herstellung von Wasserstoff über die Elektrolyse und die eigentliche Rückverstromung. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse beträgt 65% (auf den unteren Heizwert von Wasserstoff bezogen). Die Effizienz der Rückverstromung in GuD-Kraftwerken oder Brennstoffzellen liegt bei etwa 50 – 60% elektrisch. Der Gesamtwirkungsgrad der gesamten Rückverstromungskette erreicht somit lediglich 30 – 40%. Im Vergleich zu anderen elektrischen Speichern wie Pump- (80%) oder Druckluftspeicher (70%) ist der Wirkungsgrad der Rückverstromung sehr gering.

Die Wirtschaftlichkeit der Rückverstromung wird sowohl von den Stromgestehungskosten als auch von dem am Strommarkt erzielbaren Verkaufspreisen bestimmt. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist dann gegeben, wenn der Stromverkaufspreis deutlich über dem Einkaufspreis bzw. den Gestehungskosten liegt. Auf diese Weise können unter Berücksichtigung des Gesamtwirkungsgrades positive Deckungsbeiträge erzielt werden. Gilt als Referenzpreis für die beiden Einflussgrößen der Marktpreis für Strom, ist die Wirtschaftlichkeit der Rückverstromung von der Preisentwicklung am Strommarkt abhängig (Albrecht et al. 2013, S. 37f.).

Zur Abschätzung des Marktes, der sich für die Rückverstromung des Überschussstroms ergibt, wurde die Preisentwicklung im Jahr 2030 analysiert. Dazu

wurde auf die Studie zur Stromzukunft Österreichs der TU Wien zurückgegriffen. In dieser wurde auch die Strompreisentwicklung simuliert. Abbildung 32 zeigt die gemittelte stündliche Preiszeitreihe und die Preisdauerlinie für Österreich im Jahr 2030. 2030-REF zeigt das konservative EE-Ausbauszenario, während hingegen 2030-RES einen optimistischen Ausbau widerspiegelt. Die Preisdauerlinie stellt die Preise für Strom am Spotmarkt dar. Sie werden in absteigender Reihenfolge nach ihrer Wertigkeit sortiert. Mithilfe dieser Darstellung kann die Anzahl der Stunden abgelesen werden, in denen der Strompreis pro MWh über einem bestimmten Wert liegt.

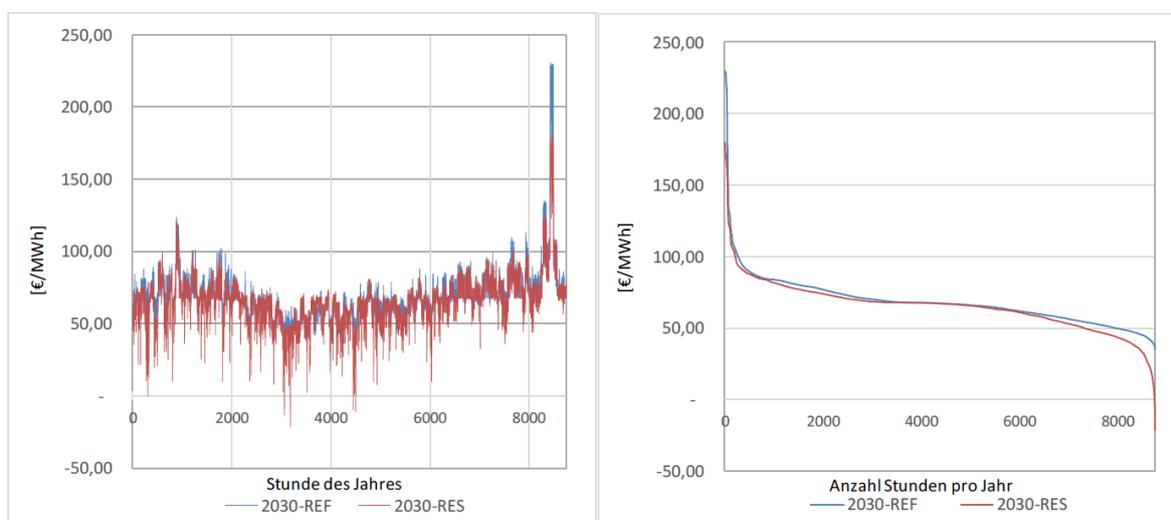


Abbildung 32: Simulierte Preiszeitreihe und Preisdauerlinie am Strommarkt in Österreich im Jahr 2030 (Haas et al. 2017, S. 65)

Es zeigt sich ein Anstieg der zukünftigen Strommarktpreise sowohl im 2030-REF als auch im 2030-RES Szenario. Der heutige Spotpreis liegt bei etwa 30€/MWh. Im 2030-RES Szenario steigt der durchschnittliche Spotpreis auf 65,30€/MWh. Weiteres Ergebnis ist die Reduzierung des durchschnittlichen Preises im 2030-RES Szenario. Diese Entwicklung geht auf den Merit-Order-Effekt zurück. Die geringen marginalen Kosten der EE (vor allem Wind und PV) verdrängen die konventionellen Kraftwerke, deren Kosten hauptsächlich von den Brennstoffpreisen bestimmt werden (Haas et al. 2017, S. 65f.). Die Spotpreise sind für die Betrachtung relevant, da sie zum einen die Kosten für den Bezug von Strom zur Elektrolyse und zum anderen die Erlöse durch die Rückverstromung bestimmen. Je höher die Differenz der Stromnachfrage zum Angebot ist, desto geringer wird der Preis. Zu Zeiten großen Überschussstromes kann

es zu negativen Strompreisen am Spotmarkt kommen. Zu negativen Preisen kommt es in Österreich im Jahr 2030 laut den Autoren Haas et al. durchaus bei sehr hohem EE-Anteil am Strommix.

Albrecht et al. haben eine vereinfachte Abschätzung des Marktes für Rückverstromung am deutschen Strommarkt untersucht. Ausgehend von der Preisdauerlinie wurden die Stunden, die für den Stromeinkauf und den Stromverkauf in Frage kommen, ermittelt. Miteinbezogen wurden auch der Gesamtwirkungsgrad der Rückverstromung. Abbildung 33 zeigt das Ergebnis dieser Modellierung. Als Grundlage dienten historische Daten des deutschen Strommarktes in den Jahren 2010 und 2011.

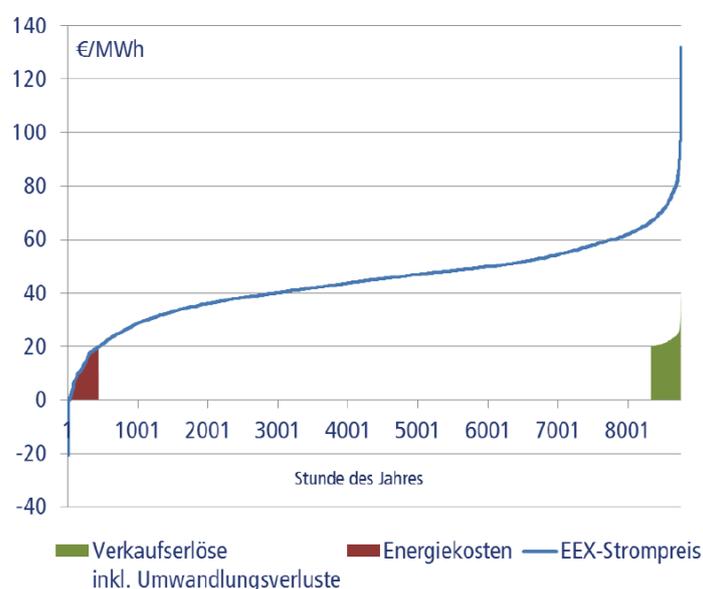


Abbildung 33: Verkaufserlös inkl. Umwandlungsverluste der Rückverstromung und Energiekosten in Abhängigkeit der EEX-Strompreise (Albrecht et al. 2013, S. 39)

Es zeigt sich, dass nur an 318 bis 432 Stunden im Jahr der Betrieb einer Rückverstromung von Wasserstoff wirtschaftlich sinnvoll gewesen wäre. Der Verkauf des erzeugten Wasserstoffes könnte dabei Preise zwischen 1,15 – 1,53 €/kg erzielen (Albrecht et al. 2013, S. 39).

6. Diskussion

Das Ziel dieser Arbeit war die Beurteilung des Potenzials und der Einsatzmöglichkeiten von aus Überschussstrom erzeugtem Wasserstoff. Nach einer grundlegenden Aufbereitung aller relevanten Ergebnisse für diese Arbeit, folgt in diesem Kapitel die Diskussion und Beantwortung der konkreten Fragestellungen.

1.1 Welche Chancen hat die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse um den heutigen Bedarf an Wasserstoff in Österreich zu decken?

In Bezug auf die erste Forschungsfrage, die nach den Potenzialen der Integration von Elektrolyse in bestehende Prozesse fragt, kann festgehalten werden, dass der Bedarf an Wasserstoff in Österreich bereits heute sehr hoch ist. Das theoretische Potenzial der Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse ist dementsprechend ebenso groß.

Als erster Teil zur Beantwortung der Forschungsfrage stand die Analyse des Wasserstoffbedarfs in Österreich. Laut Literaturangaben beruht der heutige weltweite Wasserstoffbedarf im Wesentlichen auf der Nachfrage im Industriesektor. Die Industrie benötigt Wasserstoff als Grundchemikalie für chemische Prozesse, wie zur Ammoniaksynthese, Entschwefelung von Kraft- und Schmierstoffen (Hydrocracking und Hydrotreating) und in Glühprozessen zur Erzeugung von Stahlbändern. Die Düngemittelproduktion verwendet dabei knapp über die Hälfte des produzierten Wasserstoffs, gefolgt von der Petrochemie und Metallurgie. Ausgehend von diesen Angaben wurden die größten österreichischen Produktionsunternehmen in diesen Sektoren kontaktiert. Zu den Unternehmen zählen der Düngemittelhersteller Borealis, der Ölkonzern OMV sowie der Stahl- und Eisenerzeuger voestalpine. Basierend auf deren Rückmeldungen konnte eine Wasserstoff-Bedarfserhebung erstellt werden. Die gemeldeten Angaben zu deren Bedarfsmengen entsprechen in etwa jener im internationalen Vergleich. Es ist anzunehmen, dass die Erhebung einen Großteil des benötigten Wasserstoffes in Österreich abbildet. Tabelle 11 zeigt die genauen Bedarfsmengen an Wasserstoff der größten jeweiligen industriellen Abnehmer in Österreich.

Ausgangsstoff für die Wasserstoffherstellung ist heute vorwiegend Erdgas. Durch Reformierungsprozesse entstehen Wasserstoff und auch CO₂-Emissionen. Eine weitere Möglichkeit zur Wasserstoffherstellung ist die Wasser-Elektrolyse. Auf diese Weise erfolgt die Produktion unter Verwendung von Strom. Bei einem hohen bis im

Optimalfall gänzlich regenerativ erzeugten Strom entfallen CO₂-Emissionen. Die nachgefragte Menge der Industrie nach Wasserstoff bildet Grundlage für die Analyse der Machbarkeit der Integration von Elektrolyse in bestehende Prozesse. Die Analyse erfolgt durch die Gegenüberstellung von den benötigten Strommengen um mittels Elektrolyse die jeweiligen Mengen Wasserstoff zu erzeugen und den verfügbaren Stromerzeugungsmengen. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Zusammenfassung der Ergebnisse im Bereich der Industrie (eigene Darstellung)

	Düngemittel- industrie	Raffinerie	Stahlindustrie
H₂-Bedarf	96.000 t/a	50.000 t/a	500 t/a
Stromverbrauch [TWh]			
Alkalische Elektrolyse	4,5 – 6,3	2,3 – 3,283	0,022 – 0,031
PEM-Elektrolyse	4,5 – 6,0	2,3 – 3,1	0,022 – 0,03
SOE-Elektrolyse	3,2	1,7	0,016
%-Anteil am Stromverbrauch 2017 ¹	5,1- 10%	2,7 – 5,2%	0,025 – 0,035%
%-Anteil am Stromverbrauch 2030 ²	3,6 – 7,1%	1,9 – 3,7%	0,018 – 0,025%

¹ 63 TWh

² 88,3 TWh (bei 100% EE im Strommix prognostiziert)

Die Berechnungen des Strombedarfs zur Deckung der Wasserstoffnachfrage mittels Wasser-Elektrolyse zeigen, dass die benötigte Strommenge relativ groß ist. Eine vollständige Substitution des Bedarfs an industriellem Wasserstoff (reiner Wasserstoff) benötigt beinahe bis zu einem Fünftel des derzeitigen Stromverbrauchs in Österreich im Jahr 2017. Durch technische Verbesserungen der Elektrolysetechnologien ist es theoretisch möglich, den Stromverbrauch der Herstellung um bis zur Hälfte zu reduzieren.

Der Einsatz von Wasserstoff beschränkt sich nicht nur auf die reine Form. Der Stahlerzeuger voestalpine verwendet Wasserstoff auch in einem Gemisch mit Methan (aus dem Koksofen) um dieses verschiedenen Prozessen zu zuführen. Die zusätzliche Substitution dieser Mengen durch Öko-Wasserstoff erhöht die Menge des benötigten Stroms enorm. Über die Hälfte des heute verbrauchten Stromes, wäre dafür

notwendig. Aus heutiger Sicht ist eine Substitution des gesamten Wasserstoffbedarfs in der Industrie aufgrund des hohen Stromverbrauches nicht möglich.

Die benötigten Strommengen benötigen derart große Kapazitäten, dass eine Deckung alleine aus Überschussstrom nicht möglich ist. Dafür ist zum einen der Anteil der stark fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Wind und PV) in Österreich (noch) zu gering und zum anderen tritt Überschussstrom für einen konstanten Wasserstoffbedarf in der Industrie nicht in ausreichenden Mengen auf. Österreich ist in der privilegierten Situation ein vergleichsweise hohes Potenzial an Wasserkraft zu haben. Die Erzeugung von Strom aus Wasserkraftwerken ist anders als bei Wind- und PV-Anlagen besser steuerbar. Die Stromerzeugung kann dementsprechend zu gewissen Teilen an den Verbrauch angepasst werden, wodurch weniger Überschussstrom entsteht. Weiters gibt es in Österreich viele Pumpspeicher, die bereits heute kurzfristig Überschussstrom auf kosteneffiziente Weise speichern können.

Um eine möglichst effiziente Substitution zu generieren (geringe CO₂-Emissionen während des Herstellungspfades) ist es notwendig, den benötigten Strom aus EE zu gewinnen. Der Betrieb einer Wasser-Elektrolyse mit Strom bei gegebenen Strommix verursacht teils höhere Emissionen als die Dampfreformierung mit Erdgas.

Zusammengefasst gilt es festzuhalten, dass bei einer Substitution von konventionellem Wasserstoff durch Öko-Wasserstoff vor allem zwei wichtige Faktoren zu beachten sind:

- Spezifischer Stromverbrauch der Elektrolyse in Relation zum gesamten inländischen Stromverbrauch
- Anteil der EE im Strommix

Diese beiden Faktoren lassen eine Bewertung auf ganzheitlicher Ebene zu. Für Industrieunternehmen sind diese allerdings zweitrangig. Für sie stehen primär wirtschaftliche und technische Aspekte im Vordergrund.

Die erforderlichen Technologien sind bereits vorhanden. Der Einsatz der Elektrolyse in der Industrie ist somit theoretisch möglich. Es gilt jedoch gewisse Rahmenbedingungen wie saisonale Schwankungen in der Stromerzeugung zu beachten. Erste Pilotprojekte untersuchen diese Aspekte. Neben diesen technischen Einschränkungen, die vor allem auf die Betriebsweise abzielen, gibt es allerdings wesentliche ökonomische Hürden. Unternehmen fehlen wirtschaftliche Anreize für die Implementierung der Technologie. Die Herstellungskosten von Wasserstoff der

verschiedenen technologischen Ansätze sind höher als die der konventionellen Herstellungsverfahren.

Für das Erreichen des 2030-Ziels ist es wichtig, dass energieintensive Unternehmen ihre Prozesse umweltfreundlicher gestalten. Der Politik stehen ökonomische Instrumente zur Verfügung um Anreize zu schaffen. Ein Beispiel dafür ist die Erhöhung der Zertifikatpreise am europäischen Emissionshandel. Durch höhere Preise wird die Nutzung von CO₂-emittierenden Prozessen zunehmend unattraktiver, wodurch Wasserstoff aus Elektrolyse konkurrenzfähiger wäre.

1.2 Welche innovativen Einsatzmöglichkeiten gibt es für aus Wasser-Elektrolyse erzeugten Wasserstoff?

Die Ermittlung neuer und innovativer Verwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff aus Überschussstrom zur Flexibilisierung des Stromsystems waren Gegenstand der zweiten Forschungsfrage.

Neben der Kopplung des Elektrizitätssystems mit der Industrie gibt es auch die Möglichkeit, aus Überschussstrom erzeugten Wasserstoff als Fahrzeugtreibstoff zu verwenden. Das Element Wasserstoff bringt aufgrund seiner chemischen Stoffeigenschaften gute Voraussetzung für die Verwendung in konventionellen Verbrennungsmotoren. Der niedrige volumetrische Heizwert führt dazu, dass nur ein ähnlich hoher Wirkungsgrad wie bei konventionellen Verbrennungsmotoren möglich ist. Eine bessere Alternative zu fossilen Kraftstoffen stellen Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge dar. Diese Fahrzeuge erreichen höhere Wirkungsgrade bei gleichzeitig geringem Energieverbrauch.

Auch diese Anwendungsmöglichkeit von Wasserstoff wurde den direkten Alternativen gegenübergestellt. Der Wasserstoff-Antrieb konkurriert mit den konventionellen fossilen Kraftstoffen Diesel und Benzin sowie den rein batteriebetriebenen Fahrzeugen. In Tabelle 12 sind die wichtigsten Eigenschaften der jeweiligen Kraftstoffe abgebildet.

Mit fossilen Kraftstoffen betriebene Fahrzeuge besitzen gegenüber den neuartigen Antrieben klare Vorteile in der Anschaffung, Reichweite und Betankung. Geht es jedoch darum, die THG-Emissionen im Verkehrsbereich zu senken, ist der Umstieg auf Stromkraftstoffe wie reinen Strom oder Wasserstoff unumgänglich. Die Well-to-Whell Effizienz ist für Diesel und Benzin vergleichsweise gering. Bei einer beinahe 100%-igen Stromerzeugung aus EE verursachen diese Kraftstoffe keine Emissionen.

Tabelle 12: Vergleich der wichtigsten Faktoren verschiedener Antriebsarten (eigene Darstellung)

	Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor	BEV	FCEV
Anschaffungspreis	++	-	--
Betriebskosten	-	+	0
Reichweite	++	--	++
Betankungsdauer	++	--	++
Tankinfrastruktur	++	-	--
Well-to-Wheel Effizienz	--	++	+

Legende: ++ großer Vorteil + Vorteil 0 neutral - Nachteil -- wesentlicher Nachteil

BEV haben im Vergleich zu FCEV geringe Anschaffungs- und Betriebskosten sowie verfügen über eine bessere Tankinfrastruktur. Vor allem für kurze Strecken bspw. in Städten stellen Elektroautos eine gute Alternative zu konventionellen Fahrzeugen dar. Aufgrund der geringen Reichweite, die sie pro Tankfüllung erreichen, ist ihre Akzeptanz jedoch noch nicht so hoch. Großer Vorteil der FCEV ist deren große Reichweite, die beinahe jene von konventionellen Fahrzeugen erreicht. Die hohen Anschaffungskosten und das schlecht ausgebaute Wasserstoff-Tankstellennetz führen dazu, dass die Akzeptanz dieser Fahrzeugtypen heute noch sehr gering ist. Gelänge es, die Lücke der Anschaffungskosten zwischen BEV und FCEV annähernd zu schließen, könnten FCEV für die breite Masse attraktiv werden. Aufgrund von Reichweiten-, Ladezeit- und daraus resultierend Komfortvorteile könnte sich ein Teil der potenziellen Käufer eher für Wasserstoff-Fahrzeuge entscheiden. Bis dahin bleiben FCEV eher eine Nischentechnologie.

Gilt es, emissionsfreie Fahrzeuge am freien Markt voranzutreiben, bedarf es wirtschaftliche Anreize durch den Gesetzgeber. Ähnlich wie für Elektroautos wäre es möglich durch Investitionsförderungen die Anschaffungskosten für Endkunden zu reduzieren.

Die zweite ermittelte Anwendungsmöglichkeit für Wasserstoff ist die Zwischenspeicherung von Überschussstrom. Mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff kann in Speichern/Kavernen gespeichert, bei Strombedarf wieder rückverstromt und in das Stromnetz eingespeist werden. Durch die Rückverstromung

bleibt der Überschussstrom – abzüglich Umwandlungsverlusten – dem Elektrizitätsbereich erhalten. Alle anderen Einsatzgebiete koppeln den Strom aus dem System aus, um ihn in anderer Form anderen Sektoren zuzuführen. Das Prinzip der Rückverstromung dient somit als Art chemischer Energiespeicher.

Grundsätzlich steigt in Zukunft der Bedarf an Stromspeichersystemen durch den weiteren Ausbau der EE. Wie aufgezeigt, stehen eine Vielzahl an Stromspeichermöglichkeiten zur Verfügung, die alle miteinander konkurrieren. Auffallend für das Prinzip der Rückverstromung ist der geringe Gesamtwirkungsgrad. Bedingt durch die vielen Umwandlungsschritte steigern sich die Verluste, so dass sich der Gesamtwirkungsgrad der gesamten Rückverstromungskette auf 30 – 40% reduziert. Im Vergleich zu anderen Stromspeichern wie Pumpspeichern (80%) oder Druckluftspeichern (70%) fällt der Wirkungsgrad ab. Betreffend wirtschaftlicher Aspekte ist die Rückverstromung vor allem von der Preisentwicklung am Spotmarkt abhängig. Umsatz wird dann generiert, wenn der Verkaufspreis deutlich über dem Stromeinkaufspreis liegt. Laut Berechnungen ist die Anzahl dieser Stunden im Jahresverlauf jedoch sehr gering. Als positive Eigenschaft der Rückverstromung sticht seine Speicherdauer hervor. Die Zwischenspeicherung von Wasserstoff ist vergleichsweise lange möglich. Theoretisch spricht man von einer Speicherdauer von Monaten bis zu einem Jahr. Andere gängige Speichertechnologien können den Strom deutlich weniger lange speichern.

1. In welchen Sektoren soll Wasserstoff aus Überschussstrom eingesetzt werden um eine mögliche effiziente Substituierung zu generieren?

Die übergeordnete Forschungsfrage dieser Arbeit befasst sich abschließend mit einer ganzheitlichen Einschätzung der möglichen Nutzung von Überschussstrom. Aufbauend auf den technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Grundlagen wird im Anschluss eine generelle Einschätzung des Potenzials von Wasserstoff aus Überschussstrom in Österreich gegeben.

Die Analyse der Besonderheiten von EE in einem Energiesystem und dessen genaue Auswirkungen auf dem österreichischen Markt zeigen, dass die Bedeutung von Überschussstrom in den nächsten Jahren zunehmen wird. Mit steigendem Anteil an EE im Strommix steigen auch die Zeiten, in denen die Stromerzeugung nicht mit dem Verbrauch korreliert. Das Ziel einer 100%igen Stromerzeugung aus EE bis zum Jahr

2030, zu welchem sich die Bundesregierung verpflichtet hat, bedarf somit aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung gewissen Anpassungen.

Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Wasser-Elektrolyse bietet vielversprechende Ansätze um eine Flexibilisierung des Stromsystems zu erreichen. Wasserstoff kann mit anderen Sektoren gekoppelt werden. Auf diese Weise erfolgt ein Aufbau eines Strom-Wasserstoff-Systems. Prozesse und Verfahren, die auf den Öko-Wasserstoff basieren, stehen jedoch in Konkurrenz zueinander. Die Mengen an Überschussstrom sind nicht endlich und stehen vor allem auch nicht konstant zur Verfügung. Es gilt daher abzuwägen, in welchen Bereichen Überschussstrom bzw. der erzeugte Wasserstoff eingesetzt wird. Die vorrangigen Einsatzmöglichkeiten sind in der Industrie, im Verkehrssektor oder als Energieträger eines chemischen Speichers. Eine möglichst effiziente Nutzung ist in folgender Reihenfolge möglich:

- Die Industrie benötigt bereits heute in großen Mengen Wasserstoff. Eine Substituierung des aus Erdgas erzeugten Wasserstoffes mit dem Öko-Wasserstoff ist in Teilmengen möglich. Wie aufgezeigt, ist der Betrieb einer Elektrolyse zur Deckung des Industriebedarfs nicht 100%ig aus Überschussstrom möglich. Auch in Zukunft ist dies schwierig. Der Mehrbedarf an Strom durch die Industrie ist so hoch, sodass gezielt EE errichtet werden müssen. Zu einem gewissen Teil wäre es jedoch sinnvoll, den Überschussstrom in der Industrie zu integrieren. Einerseits sinkt die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und zum anderen reduzieren die Unternehmen CO₂-Emissionen. Wirtschaftlich betrachtet steht der Wasser-Elektrolyse die Dampfreformierung gegenüber. In Abbildung 34 sind die jeweiligen Wasserstoff-Gestehungskosten dargestellt. Die Erzeugung von Wasserstoff aus Strom ist heute im Vergleich zur herkömmlichen Methode noch deutlich teurer. Durch Kostenerhöhung von CO₂-Zertifikaten am Emissionshandel könnte diese Differenz reduziert werden.

Aufgrund des fluktuierenden Stromangebots ist es fraglich, ob es für die Unternehmen sinnvoll wäre, die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse weiterhin selbst zu betreiben.

- Eine weitere Möglichkeit der Verwendung von Wasserstoff ist die als Kraftstoff im Verkehrsbereich. Der Verkehrsbereich gehört genauso wie der

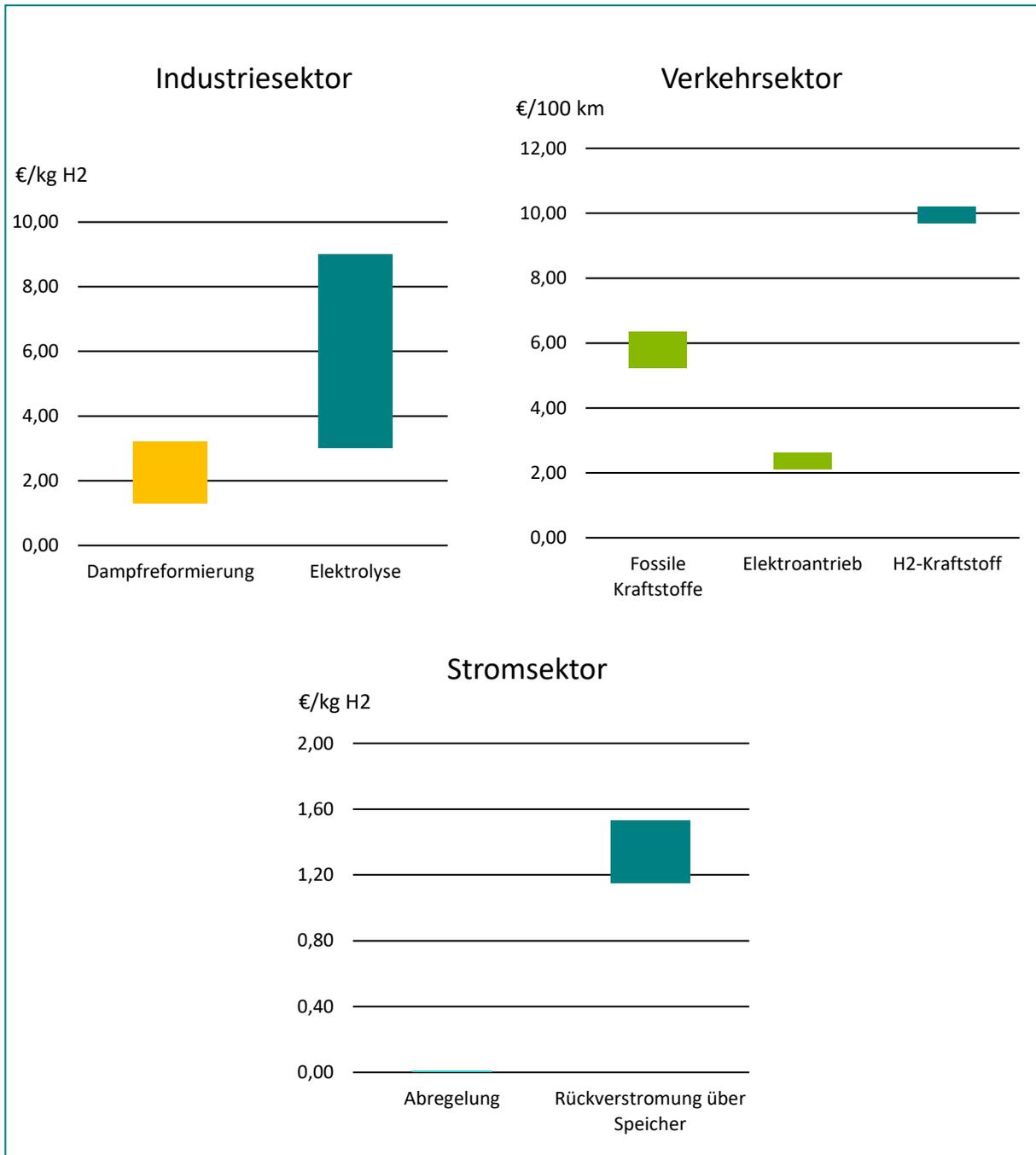


Abbildung 34: Gegenüberstellung der Kosten bzw. Erlöse des Substituts Wasserstoffs mit den konventionellen Kosten in den jeweiligen Sektoren (eigene Darstellung nach Smolinka et al. 2011, S. 34, Albrecht et al. 2013, S. 39 und eigenen Berechnungen)

Industriesektor zu einem der größten THG-Emittenten. Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff würde hingegen keine Emissionen verursachen. Im Vergleich zu in Konkurrenz stehenden Alternativen im Verkehrsbereich zeigt sich jedoch auch, dass die Kosten für wasserstoffbetriebene Fahrzeuge deutlich

höher sind (siehe Abbildung 34). Für kurze Strecken bieten sich aufgrund der geringen Kosten Elektroautos an. Für diese Distanzen ist die Anschaffung eines FCEVs nicht sinnvoll. Für längere Strecken hingegen, sind Wasserstoff-Fahrzeuge aufgrund der Bedienung und des Komforts im Vorteil. Die Fahrzeugflotte der Zukunft setzt sich daher vor allem aus BEVs, fossilen Kraftfahrzeugen und zu einem gewissen Anteil aus FCEVs zusammen. Ein Durchbruch der Wasserstoff-Fahrzeuge ist jedoch kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten.

- Eine weitere Möglichkeit das Netz von Überschussstrom zu entlasten ist die Nutzung von Speichern. Die Zwischenspeicherung von Wasserstoff und dessen Rückverstromung ist technisch durchaus machbar, zieht jedoch große Umwandlungsverluste nach sich. Aufgrund der Topographie gibt es in Österreich zahlreiche Pumpspeicherkraftwerke. Es ist fraglich, ob die Rückverstromung von Wasserstoff diese bewährte Technologie ersetzen bzw. ergänzen kann. Lediglich als Nischenanwendung für Langzeitspeicher ist das Prinzip der Rückverstromung eine Option.

7. Schlussfolgerung

Die Erzeugung von Wasserstoff bietet vielversprechende Ansätze Überschussstrom effizient zu nutzen. Die technischen Systeme sind vielfach vorhanden und einsatzbereit. Die Nutzung von Wasserstoff unterstützt dabei gleich mehrere wichtige Eckpfeiler der Energiewende:

- **Sektorkopplung:** Die Nutzung des Überschussstroms in einem Power-to-Gas-System ermöglicht den zeitlichen Ausgleich der Stromerzeugung mit dem Verbrauch. Bei einem hohen Anteil an EE im Strommix bedarf es Flexibilisierungsoptionen. In Zeiten hohen Angebots und geringer Nachfrage kann eine große Strommenge in Wasserstoff umgewandelt werden. Dieser kann den bestehenden Bedarf in der Industrie als Grundchemikalie decken, als klimafreundlicher Kraftstoff verwendet oder wieder rückverstromt werden. Durch die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff ist die Kopplung des Energiesystems mit anderen Sektoren möglich.
- **Reduzierung der THG-Emissionen:** Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ist schadstofffrei bzw. -arm. Als Substitut für aus Erdgas erzeugten Wasserstoff kann es einen Großteil der bei herkömmlichen Vorgehensweisen entstehenden Emissionen vermeiden. Der Einsatz von Wasserstoff konzentriert sich heute vor allem auf den Industriesektor. Die Umwandlung über die Dampfreformierung emittiert viele Treibhausgase. Auch im Verkehrssektor ist es möglich, fossile Kraftstoffe durch die sog. Stromkraftstoffe zu ersetzen. Wird der für die Wasser-Elektrolyse verwendete Strom zu 100% aus EE gewonnen, entstehen keine Emissionen.

Wasserstoff dient nicht nur in Form eines Stromspeichers zur Netzentlastung, sondern produziert auch ein Produkt, welches als klimafreundliches Substitut in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden kann. In welchem Sektor der Öko-Wasserstoff eingesetzt wird, ist dabei von vielen Faktoren abhängig. Dass die Nutzung von Überschussstrom für die Elektrolyse sinnvoll ist, ist jedoch unumstritten. Aufgrund des hohen Industriebedarfs an Wasserstoff in Österreich, ist das Potenzial für einen effizienten Einsatz von Öko-Wasserstoff gegeben.

Abkürzungen

AEL	Alkalische Elektrolyse
AFC	Alkalische Brennstoffzelle (Alkaline Fuel Cell)
BEV	Batteriebetriebene Fahrzeuge (Battery Electric Vehicle)
BMNT	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus
BVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
bspw.	beispielsweise
CCU	Carbon Capture and Usage
CH ₄	Methan
Cl ₂	Chlor
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DM-FC	Direktmethanol-Brennstoffzelle
EE	Erneuerbare Energien
EH	Emissionshandel
FCEV	Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge
GM	General Motors
GuD	Gas- und Dampfturbine
GWh	Giga-Wattstunde (10 ⁹ Wattstunden)
H, H ₂	Wasserstoff
¹ H	Protium
² H	Deuterium
³ H	Tritium
³ He	Heliumisotop
H ₂ O	Wasser
H ₂ SO ₄	Schwefelsäure
ICE	Verbrennungsmotor (Internal Combustion Engine)
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
MC-FC	Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell)
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MTBE	Methyl-Tertiär-Butyl-Ether

N ₂	Stickstoff
NaOH	Natriumhydroxid
NH ₃	Ammoniak
Nm ³	Normkubikmeter
NoVA	Normverbrauchsabgabe
O ₂	Sauerstoff
PA-FC	Phosphorsäure Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell)
PEMEL	PEM-Elektrolyse, Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PEM-FC	Polymer-Elektrolyt-Membran Brennstoffzelle (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)
PHEV	Plug-In Hybrid Fahrzeug (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)
POX	Partielle Oxidation
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquids
PV	Photovoltaik
SOEL	Hochtemperaturelektrolyse auf Basis keramischer Feststoffelektrolyten
SO-FC	Festoxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell)
TCO	Total Cost of Ownership
TEN	Technical Nitrogen Products (Technische Stickstoff-Produkte)
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
VCÖ	Verkehrsclub Österreich
Zn	Zink
ZnSO ₄	Zinksulfat

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wasserstoff Stoffeigenschaften (Eichseder und Klell 2012, S. 39f.; Geitmann 2014, S. 55)	28
Tabelle 2: Anwendungsgebiete von Wasserstoff (Eichseder und Klell 2012, S. 255, eigene Ergänzungen)	42
Tabelle 3: Brennstoffzellentypen und deren Eigenschaften (Hamacher 2017, S. 16)47	
Tabelle 4: Systemvergleich verschiedener Elektrolysetechnologien (Kurzweil und Dietlmeier 2018, S. 456)	64
Tabelle 5: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit unterschiedlicher Parameter (Smolinka et al. 2011, S. 34).....	66
Tabelle 6: Wasserstoff-Verwendung in Österreich (Persönliche Kommunikation vom 24.09.18, 09.10.2018 und 03.10.2018).....	70
Tabelle 7: Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion zur Deckung des Bedarfs für die Düngemittelproduktion (eigene Berechnung)	72
Tabelle 8: Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion zur Deckung des Bedarfs für Raffinerieprozesse (eigene Berechnung)	77
Tabelle 9: Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion zur Deckung des Bedarfs an reinem Wasserstoff für die Stahlindustrie (eigene Berechnung).....	79
Tabelle 10: Kraftstoffe im Vergleich (Porsche Austria GmbH & Co KG 2018, BMNT 2018 und Maydell 2018, S. 120).....	89
Tabelle 11: Zusammenfassung der Ergebnisse im Bereich der Industrie (eigene Darstellung)	97
Tabelle 12: Vergleich der wichtigsten Faktoren verschiedener Antriebsarten (eigene Darstellung)	100

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteil der Sektoren an den THG-Emissionen im Jahr 2015 in Österreich (UBA 2017, S. 50)	13
Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien (Österreichs Energie s.a.)	16
Abbildung 3: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch 2016 und 2030 (nach Österreichs Energie s.a.)	17
Abbildung 4: Exemplarischer Lastverlauf bei hohem Anteil an volatilen Erzeugungsanlagen (eigene Darstellung nach Trost et al., S. 175).....	20
Abbildung 5: Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf (nach Sterner 2017b, S. 57) 21	
Abbildung 6: Verschiedene Stromspeichertechnologien nach Speicherkapazität und Ausgleichszeitraum (Sterner und Thema 2017, S. 654)	24
Abbildung 7: Aufbau der ersten Wasserstoff-Autos (dieBrennstoffzelle.de 2018)	32
Abbildung 8: Verfahren zur Wasserstoffherstellung (nach Sterner 2017a, S. 335)...	34
Abbildung 9: Schema der Dampfreformierung (Eichlseder und Klell 2012, S. 65)....	36
Abbildung 10: Prinzip der Elektrolyse (Eichlseder und Klell 2012, S. 78)	38
Abbildung 11: Wasserstoff-Produktionsmengen in Österreich pro Jahr (Eurostat 2018b)	40
Abbildung 12: Wasserstoff-Nutzung nach Sektoren (Hydrogen Europe 2017).....	41
Abbildung 13: Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch Verfahren (Eichlseder und Klell 2012, S. 260)	43
Abbildung 14: Darstellung der Brennstoffzelle (EnergieAgentur.NRW 2018, S. 45). 46	
Abbildung 15: Prinzip der Sektorkopplung (LBST 2013)	51
Abbildung 16: Schematische Darstellung des Betriebsverhaltens der Elektrolyse (eigene Darstellung nach Eller 2015, S. 17)	56
Abbildung 17: Österreichische Bedarfsdeckung 2018 (exemplarisch für Jänner und Juli) (eigene Darstellung nach E-Control 2018).....	58
Abbildung 18: Stromerzeugung 2030 in Österreich (nach Haas et al. 2017, S. 28)..	59
Abbildung 19: Exemplarische Stromerzeugung in der ersten Jänner- und Juliwoche 2030 im RES Szenario (Haas et al. 2017, S. 66f.).....	60
Abbildung 20: Jahresdauerlinie der Residuallast für 2030 in Österreich (Haas et al. 2017, S. 47).....	61

Abbildung 21: Vergleich der Treibhausgasintensität verschiedener Wasserstoff-Herstellungsverfahren in Abhängigkeit des Ausgangsstoffes (Stiller und Weigl 2017, S. 199).....	68
Abbildung 22: Entwicklung des Wasserstoff-Bedarf in der EU nach Industriesektoren (Fraile et al. 2015, S. 11)	69
Abbildung 23: Entwicklung der Ammoniakproduktion seit 1945 (Hamacher 2017, S. 15)	71
Abbildung 24: Oberösterreichs Erzeugungslandschaft (Österreichs Energie 2017, eigene Darstellung)	74
Abbildung 25: Entwicklung der Rohölverarbeitung in Raffinerien und die damit entstehenden THG-Emissionen 1990-2005 In Österreich (UBA 2017, S. 81)	76
Abbildung 26: Niederösterreichs Erzeugungslandschaft (Österreichs Energie 2017, eigene Darstellung)	78
Abbildung 27: Düngemittel-Produktschema der Borealis-Gruppe (persönliche Kommunikation).....	81
Abbildung 28: Vergleich verschiedener Antriebe in Abhängigkeit der Reichweite und CO ₂ -Emissionen 2010 und 2050 (Well-to-Wheel) (McKinsey & Company 2010, S. 31)	86
Abbildung 29: Entwicklung der THG-Emissionen für verschiedene Antriebskonzepte (McKinsey & Company 2010, S. 59).....	87
Abbildung 30: Vergleich der Gesamteffizienz verschiedener Stromkraftstoffe (VCÖ 2018b)	90
Abbildung 31: Prinzip der Rückverstromung (Tetzlaff 2005 zitiert nach Niederhausen und Burkert 2014, S. 540)	92
Abbildung 32: Simulierte Preiszeitreihe und Preisdauerlinie am Strommarkt in Österreich im Jahr 2030 (Haas et al. 2017, S. 65).....	94
Abbildung 33: Verkaufserlös inkl. Umwandlungsverluste der Rückverstromung und Energiekosten in Abhängigkeit der EEX-Strompreise (Albrecht et al. 2013, S. 39) ..	95
Abbildung 34: Gegenüberstellung der Kosten bzw. Erlöse des Substituts Wasserstoffs mit den konventionellen Kosten in den jeweiligen Sektoren (eigene Darstellung nach Smolinka et al. 2011, S. 34, Albrecht et al. 2013, S. 39 und eigenen Berechnungen)	103

Anhang

Umrechnungstabelle (Wurster und Albrecht Uwe 2013, S. 36)

	Wasserstoff			Diesel		Steinkohle		Methan (Erdgas)		Rohöl			
	J	kWh	cal	BTU	kg	Nm ³	lLH ₂	kg	l	kg	Nm ³	kg	Barrel
J	1	2,778(-7)	0,2388	9,478(-4)	8,335(-9)	9,274(-8)	1,177(-7)	2,328(-8)	2,799(-8)	3,412(-8)	1,802(-8)	2,388(-8)	1,751(-10)
kWh	3,6(6)	1	8,598(5)	3412	3,001(-2)	0,3339	0,4239	8,380(-2)	0,1008	0,1228	6,487(-2)	8,598(-2)	6,304(-4)
cal	4,187	1,163(-6)	1	3,968(-3)	3,490(-8)	3,883(-7)	4,930(-7)	9,746(-8)	1,172(-7)	1,429(-7)	7,544(-8)	1,051(-7)	1(-7)
BTU	1055	2,931(-4)	252	1	8,795(-6)	9,785(-5)	1,242(-4)	2,456(-5)	2,953(-5)	3,600(-5)	1,901(-5)	2,650(-5)	2,520(-5)
kg	1,200(8)	33,33	2,865(7)	1,137(5)	1	11,13	14,13	2,793	3,358	4,094	2,162	3,013	2,865
Nm ³	1,078(7)	2,995	2,575(6)	1,022(4)	8,988(-2)	1	1,27	0,251	0,3018	0,3679	0,1943	0,2708	0,2575
lLH ₂	8,493(6)	2,359	2,028(6)	8049	7,079(-2)	0,7876	1	0,1977	0,2377	0,2898	0,153	0,2133	0,2028
kg	4,296(7)	11,93	1,026(7)	4,072(4)	0,3581	3,984	5,058	1	1,202	1,466	0,7741	1,079	1,026
l	3,573(7)	9,925	8,534(6)	3,386(4)	0,2978	3,314	4,207	0,8317	1	1,219	0,6438	0,8973	0,8534
kg	2,931(7)	8,141	7(6)	2,778(4)	0,2443	2,718	3,451	0,6822	0,8203	1	0,5281	0,736	0,7
kg	5,550(7)	15,42	1,326(7)	5,260(4)	0,4626	5,147	6,535	1,292	1,553	1,894	1	1,394	1,326
Nm ³	3,982(7)	11,06	9,511(6)	3,774(4)	0,3319	3,693	4,689	0,9269	1,114	1,359	0,7175	1	0,9511
kg	4,187(7)	11,63	1(7)	3,968(4)	0,349	3,883	4,93	0,9746	1,172	1,429	0,7544	1,051	1
Barrel	5,711(9)	1,586(3)	1,364(9)	5,413(6)	47,6	529,6	672,4	132,9	159,8	194,9	102,9	143,4	136,4

Literaturverzeichnis

Adolf, Jörg; Balzer, Christoph H.; Louis, Jurgen; Schabla, Uwe; Fishedick, Manfred; Arnold, Karin et al. (2017): Energie der Zukunft? Shell Wasserstoff-Studie. Hg. v. Shell Deutschland Oil GmbH. Wuppertal Institut. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968981764/0c6e4c3c838e73351b155afa848c829977d9f0348d9bf21fdfe9643a0fde3151/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf, zuletzt geprüft am 06.09.2018.

Albrecht, Uwe; Altmann, Matthias; Michalski, Jan; Raksha, Tetyana; Weindorf, Werner (2013): Analyse der Kosten erneuerbarer Gase. Bochum: Ponte Press. Online verfügbar unter http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2018.

Bazzanella, Alexis; Ausfelder, Florian (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Frankfurt am Main (Technology study). Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere, zuletzt geprüft am 22.10.2018.

Behr, Arno; Agar, David W.; Jörissen, Jakob (2010): Einführung in die Technische Chemie. Heidelberg: Spektrum Akademischer Verlag. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-8274-2195-1>, zuletzt geprüft am 11.09.2018.

BMNT (2018): Aktuelle Treibstoffpreise. Online verfügbar unter <https://www.bmnt.gv.at/energie-bergbau/energiepreise/aktuelle-treibstoffpreise-euro-pro-liter.html>, zuletzt aktualisiert am 24.09.2018.

BMNT; BVIT (2018): Die österreichische Klima- und Energiestrategie. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien. Online verfügbar unter <https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/06/Klima-Energiestrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 08.08.2018.

Bruyn, Kathrin de; Kollmann, Andrea; Bartos, Bettina; Markl, Beatrice; Schwarz, Markus; Hauer, Andreas (2014): Smart Grids - Rechtliche Aspekte von intelligenten Stromnetzen in Österreich. Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids. Endbericht. Unter Mitarbeit von Verein Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Wien (14). Online verfügbar unter

https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/endbericht_201414_smart_grids_rechtliche_aspekte_von_intelligenten_stromnetzen_in_oesterreich.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2018.

Crastan, Valentin (2017): Elektrische Energieversorgung 2. 4. Aufl. Berlin,

Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter

<https://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48965-9>, zuletzt geprüft am 07.08.2018.

Dell, Gerhard (2018): OÖ Energiebericht. Berichtsjahr 2017. Linz. Online verfügbar unter

https://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Energie_in_OOe/Umsetzungsbericht/2017-Energiebericht.pdf, zuletzt geprüft am 16.10.2018.

derStandard.at (2018): Weltweit erste Wasserstoff-Züge fahren im deutschen

Nahverkehr - derstandard.at/2000087486638/Weltweit-erste-Wasserstoff-Zuege-fahren-im-deutschen-Nahverkehr. Online verfügbar unter

<https://derstandard.at/2000087486638/Weltweit-erste-Wasserstoff-Zuege-fahren-im-deutschen-Nahverkehr>, zuletzt aktualisiert am 17.09.2018.

dieBrennstoffzelle.de (2018): BMW und die CleanEnergy World-Tour. Online

verfügbar unter <http://www.diebrennstoffzelle.de/h2projekte/mobil/bmw.shtml>, zuletzt aktualisiert am 06.09.2018, zuletzt geprüft am 06.09.2018.

E-Control (2018): Leistungsbilanz. Online verfügbar unter <https://www.e-control.at/betriebsstatistik2018>, zuletzt aktualisiert am 20.09.2018.

Eichseder, Helmut; Klell, Manfred (2012): Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik.

Erzeugung, Speicher, Anwendung. 3. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg.

Eller, Dominik (2015): Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in

Deutschland. Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen.

Wiesbaden: Springer Vieweg (BestMasters). Online verfügbar unter

<https://doi.org/10.1007/978-3-658-10561-7>, zuletzt geprüft am 22.09.2018.

EnergieAgentur.NRW (2018): Wasserstoff. Schlüssel zur Energiewende. Düsseldorf.

Online verfügbar unter <https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/>, zuletzt geprüft am 24.10.2018.

Eurostat (2018a): Share of renewable energy in gross final energy consumption.

Online verfügbar unter

https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1, zuletzt aktualisiert am 22.09.2018.

Eurostat (2018b): Total production by PRODCOM list. annual data. Hg. v.

Europäische Kommission. Online verfügbar unter

<https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, zuletzt aktualisiert am 11.09.2018.

Fischedick, Manfred; Friege, Jonas; Höller, Samuel; Samadi, Sascha (2015):

Energie- und Emissions-Szenarien. In: Manfred Fischedick, Klaus Görner und Margit

Thomeczek (Hg.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche

Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Berlin: Springer Vieweg,

701-753. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-19528-0>,

zuletzt geprüft am 20.10.2018.

Fraile, Daniël; Lanoix, Jean-Christophe; Maio, Patrick; Rangel, Azzalea; Torres,

Angelica (2015): Overview of the market segmentation for hydrogen across potential

customer groups, based on key application areas. Hg. v. CertifHY. Online verfügbar

unter [http://www.certify.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_](http://www.certify.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf)

[segmentation_Final_22_June_low-res.pdf](http://www.certify.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf), zuletzt geprüft am 20.10.2018.

Geitmann, Sven (Hg.) (2014): Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Technologie für

eine nachhaltige Zukunft. Kompendium zum 25-jährigen Jubiläum der Wasserstoff-

Gesellschaft Hamburg e.V. Oberkrämer: Hydrogeit Verlag.

Giuliani, Stefan (2014): Autotest VW e-Golf. Hg. v. ADAC. Online verfügbar unter

https://www.adac.de/_ext/itr/tests/Autotest/AT5134_VW_e_Golf/VW_e_Golf.pdf,

zuletzt geprüft am 02.10.2019.

Grube, Thomas; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2017): Kosten der

Wasserstoffbereitstellung in Versorgungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien.

In: Johannes Töpfler und Jochen Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzellen.

Technologien und Marktperspektiven. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 245–262.

Günther, Dirk; Juhlich, Kristina; Kludt, Robert; Kuntze, David; Rimkus, Detlef (2015):

Entwicklung der CO₂-Emissionen. In: Manfred Fischedick, Klaus Görner und Margit

Thomeczek (Hg.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche

Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Berlin: Springer Vieweg,

111-152. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-19528-0>, zuletzt geprüft am 20.10.2018.

Haas, Reinhard; Resch, Gustav; Burgholzer, Bettina; Totschnig, Gerhard; Lettner, Georg; Auer, Hans; Geipel, Jasper (2017): Stromzukunft Österreich 2030. Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien. Endbericht. Technische Universität Wien, Energy Economics Group. Wien. Online verfügbar unter <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2017.07.10/1499698755049626.pdf>, zuletzt geprüft am 07.08.2018.

Hamacher, Thomas (2017): Wasserstoff als strategischer Sekundärträger. In: Johannes Töpfler und Jochen Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Technologien und Marktperspektiven. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 1–23.

Hydrogen Europe (2017): Decarbonize Industry. Brüssel. Online verfügbar unter <https://hydrogeneurope.eu/decarbonise-industry>, zuletzt aktualisiert am 06.09.2018.

Hyundai Import Gesellschaft m.b.H. (2018): NEXO. Online verfügbar unter <https://www.hyundai.at/Innovation/NEXO.aspx>, zuletzt aktualisiert am 13.09.2018.

IG Windkraft (2018): Windenergie in Österreich. Online verfügbar unter [https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1234](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1234), zuletzt aktualisiert am 20.09.2018.

Jungmeier, Gerfried (2006): Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich - Ein Energieträger der Zukunft? Unter Mitarbeit von Kurt Könighofer, Josef Spitzer, Lorenza Canella, Amela Ajanovic, Reinhard Haas und Nebojsa Nakicenovic. Hg. v. BVIT. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien (Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 40/2006).

Kuhn, Philipp; Kühne, Maximilian; Heilek, Christian (2017): Rolle des Wasserstoffs bei der großtechnischen Energiespeicherung im Stromsystems. In: Johannes Töpfler und Jochen Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Technologien und Marktperspektiven. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 25–42.

Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto K. (2018): Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen. 2. Aufl. 2018. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1007/978-3-658-21829-4>, zuletzt geprüft am 07.09.2018.

LBST (2013): Zukunftsoption Wasserstoff. Hg. v. Albrecht Uwe. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Online verfügbar unter http://www.lbst.de/ressources/docs2013/LBST_Zukunftsoption_Wasserstoffsystem_17OKT2013_web.pdf, zuletzt aktualisiert am 21.09.2018.

Lehmann, Jochen; Luschtinetz, Thomas (2014): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Unterwegs mit dem saubersten Kraftstoff. Berlin: Springer (Technik im Fokus). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34668-2>, zuletzt geprüft am 07.09.2018.

Markert, Hans Christian (2015): Abschlussbericht der Enquetekommission zur Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren. Hg. v. Präsidentin des Landtags Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf. Online verfügbar unter https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/GB_I/I.1/EK/16.WP/EK_II/MMD16-8500_Bericht.pdf, zuletzt geprüft am 25.08.2018.

Maydell, Michael (2018): Wasser marsch! Hyundai Nexo gegen Toyota Mirai - Vergleichstest. In: *autor motor und sport* (21), S. 118–124.

McKinsey & Company (2010): A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. Online verfügbar unter https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Power_trains_for_Europe_0.pdf, zuletzt geprüft am 22.09.2018.

MELUR; Schleswig-Holstein Netz AG (2016): Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierenden Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume. Kiel. Online verfügbar unter https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/abregelungStrom.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 25.08.2018.

Mohrdieck, Christian; Venturi, Massimo; Breitrück, Katrin (2017): Mobile Anwendungen. In: Johannes Töpfler und Jochen Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Technologien und Marktperspektiven. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 59–114.

Niederhausen, Herbert; Burkert, Andreas (2014): Elektrischer Strom. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-2493-6>, zuletzt geprüft am 21.09.2018.

OMV (2016): Wasserstoff: Ein Element voll von Energie. Online verfügbar unter <https://blog.omv.com/de/wasserstoff-element-voll-von-energie/>, zuletzt aktualisiert am 12.09.2018.

Österreichs Energie (s.a.): Zahlen und Fakten zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung. Fact Sheet. Wien. Online verfügbar unter <https://oesterreichsenergie.at/daten-grafiken/fact-sheets.html>, zuletzt geprüft am 29.08.2018.

Österreichs Energie (2017): Kraftwerkskarte Österreich. Online verfügbar unter <https://oesterreichsenergie.at/kraftwerkskarte-oesterreich.html>, zuletzt aktualisiert am 20.10.2018.

Porsche Austria GmbH & Co KG (2018): VW Konfigurator. Online verfügbar unter https://konfigurator.volkswagen.at/cc-at/de_AT_VW//drive/356, zuletzt aktualisiert am 30.09.2018.

Powernext (2018): Spot market data. Paris, zuletzt aktualisiert am <https://www.powernext.com/spot-market-data>, zuletzt geprüft am 27.10.2018.

Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen (2011): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts. NOW-Studie. Fraunhofer ISE, FCBAT. Online verfügbar unter https://www.hs-ansbach.de/uploads/tx_nxlinks/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf, zuletzt geprüft am 20.09.2018.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikola; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner Franz; Jansen et al. (2018): Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland. Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Hg. v. NOW GmbH. Berlin. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180917-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie_v04.1.pdf, zuletzt geprüft am 20.09.2018.

Sterner, Michael (2017a): Chemische Energiespeicher. Unter Mitarbeit von Franz Bauer, Fritz Crotono, Fabian Eckert, von Olshausen, Christian, Daniel Teichmann und Martin Thema. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 2. korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg, S. 327–493. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>, zuletzt geprüft am 01.09.2018.

Sterner, Michael (2017b): Speicherbedarf in der Stromversorgung. Unter Mitarbeit von Christopher Breuer, Drees, Tim, Fabian Eckert, Andreas Maaz, Carsten Pape et al. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 2. korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg, S. 53–140. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>, zuletzt geprüft am 01.09.2018.

Sterner, Michael; Thema, Martin (2017): Vergleich der Speichersysteme. In: Michael Sterner und Ingo Stadler (Hg.): Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 2. korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg, S. 645–682.

Stiller, Christoph; Weigl, Markus C. (2017): Industrielle Produktion und Nutzung von konventionellem, CO₂-armem und grünem Wasserstoff. In: Johannes Töpfler und Jochen Lehmann (Hg.): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Technologien und Marktperspektiven. 2. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 189–206.

Tetzlaff, Karl-Heinz (2005): Bio-Wasserstoff. Eine Strategie zur Befreiung aus der selbstverschuldeten Abhängigkeit vom Öl. Norderstedt: Books on Demand.

Thomeczek, Margit (2015): Sichtweise der Akteure. In: Manfred Fishedick, Klaus Görner und Margit Thomeczek (Hg.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Berlin: Springer Vieweg, S. 769–842. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-19528-0>, zuletzt geprüft am 20.10.2018.

Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael: Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland, Bd. 36, S. 173–190. Online verfügbar unter <https://dx.doi.org/10.1007/s12398-012-0080-6>, zuletzt geprüft am 02.09.2018.

UBA (2017): Klimaschutzbericht 2017. Unter Mitarbeit von Michael Anderl, Johannes Burgstaller, Michael Gössl, Simone Haider, Christian Heller, Nikolaus Ibesich et al.

Wien. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0622.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

VCÖ (2018a): Infografiken Mobilität allgemein. Wien. Online verfügbar unter <https://www.vcoe.at/publikationen/infografiken/infografiken-mobilitaet-allgemein>, zuletzt aktualisiert am 04.10.2018.

VCÖ (2018b): Warum die E-Mobilität nicht auf den Wasserstoff-Durchbruch warten kann. Wien. Online verfügbar unter <https://www.vcoe.at/news/details/warum-die-e-mobilitaet-nicht-auf-den-wasserstoff-durchbruch-warten-kann>, zuletzt aktualisiert am 04.10.2018.

Wawrzinek, Klemens; Keller, Claude (2007): Industrial Hydrogen Production & Technologie. Funchy-Workshop. Hg. v. Linde AG. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.hzg.de/imperia/md/content/gkss/institut_fuer_werkstoffforschung/wtn/h2-speicher/funchy/funchy-2007/5_linde_wawrzinek_funchy-2007.pdf, zuletzt aktualisiert am 11.09.2018.

Weidner, Eckhard; Pflaum, Hartmut (2017): Leitprojekt „Strom als Rohstoff“. In: Reimund Neugebauer (Hg.): Ressourceneffizienz. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 197–238. Online verfügbar unter https://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-52889-1_11, zuletzt geprüft am 16.08.2018.

WKO (2018): Die österreichische Mineralölindustrie 2017. Wirtschaftskammer Österreich. Online verfügbar unter <https://www.wko.at/branchen/industrie/mineraloelindustrie/die-oesterreichische-mineraloelindustrie.html>, zuletzt aktualisiert am 12.09.2018.

Wurster, Reinhold; Albrecht Uwe (2013): Wasserstoff aus Windenergie. Hg. v. HA Hessen Agentur. Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Wiesbaden. Online verfügbar unter https://www.h2bz-hessen.de/mm/Wind-Wasserstoff_geschuetzt.pdf, zuletzt geprüft am 20.09.2018.

Züttel, Andreas; Schlapbach, Louis; Borgschulte, Andreas (2008): History of Hydrogen. In: Andreas Züttel, Andreas Borgschulte und Louis Schlapbach (Hg.): Hydrogen as a Future Energy Carrier. Weinheim: Wiley, S. 7–21.