

Wasserstoffnachfragepotentiale bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union

Verfasser: Erik Schlichtmann
Eugen Buwidowitsch
Andre Thomas
Richard Leydolph
Steffen Straßburg
Marie-Sophie Romano

Wissenschaftliche Leitung:
Prof. Dr. Konstantin Lenz

Kurzfassung

Die fossilen Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas dienen uns in vielen Bereichen als Hauptenergiequelle und tragen dadurch immer mehr zum Klimawandel bei. Im Zuge der Energiewende wird deswegen vermehrt auf die Förderung und den Ausbau von erneuerbaren Energien gesetzt. Trotz der vielen Vorteile durch CO₂-neutrale Energieerzeugung bestehen jedoch auch einige Nachteile. Durch die Wetterabhängigkeit der Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist die volatile Erzeugung eines der Hauptprobleme der erneuerbaren Energien, da es in Zeiten mit viel Sonne und Wind zu einer Überproduktion kommt, welche nicht gespeichert werden kann. Vielfach müssen Kraftwerke heruntergefahren werden, um das Stromnetz stabil zu halten, da der Strom in diesen Mengen nur sehr unwirtschaftlich gespeichert werden kann.

Eine Alternative wäre es mit Hilfe der erneuerbaren Energien Wasserstoff zu erzeugen. Mittels eines Elektrolyseurs und Wasser kann Strom in Wasserstoff sowie Sauerstoff gespalten werden. Der Wasserstoff kann als Speichermedium verwendet werden und bietet vielerlei weitere Einsatzmöglichkeiten. Auf dem Fundament des Klimawandels und der Energiewende wurden in dieser Arbeit neben den politischen Aspekten, die Grundlagen der Wasserstofferzeugung, sowie die mögliche Nutzung in unterschiedlichen Prozessen für Deutschland und der Europäischen Union untersucht.

In dieser Arbeit wurden folgende Bereiche betrachtet:

- nichtmetallische Minerale
- Stahlherstellung
- Chemie
- Sektor Gebäudewärme
- Sektor Mobilität

Ausgehend von themenbasierten Studien und Statistiken wurde ein Wasserstoffnachfragepotential bis zum Jahr 2050 in den genannten Bereichen prognostiziert. Neben dem Nachfragepotential von Wasserstoff wurde zusätzlich der benötigte erneuerbare Strom in einer Potentialanalyse ermittelt und mögliche Speicherkapazitäten für den Wasserstoff untersucht.

Für Deutschland ergab die Potentialanalyse für den Sektor Gebäudewärme einen zukünftigen Wasserstoffbedarf von 122 TWh, was einem Anteil von 32 % des Gesamtpotentials entspricht. Dieser Sektor bietet damit das größte Nachfragepotential im Jahr 2050. Der mögliche Wasserstoffbedarf in der Stahlindustrie beträgt ungefähr 81 TWh

und bietet damit das zweitgrößte Nachfragepotential am Ende des Betrachtungszeitraumes. Im Bereich der Petrochemie konnte ein Wasserstoffbedarf mit 75 TWh im letzten Betrachtungsjahr ermittelt werden. Allein diese drei Sektoren halten 73 % des gesamten Wasserstoffpotentials der betrachteten Zweige. Weitere Potentiale des Chemiesektors liegen im Bereich der Ammoniak- mit 14 TWh/a sowie der Methanolsynthese mit 21 TWh/a. Bei den nichtmetallischen Mineralen hat die Glasherstellung mit 10 TWh im Jahr das größte Potential, gefolgt von der Keramikproduktion mit 7 TWh/a und schlussendlich mit der Zementherstellung, welche ein Potential von 6 TWh/a aufweist. Im Mobilitätssektor konnte ein Potential von 43 TWh/a für Deutschland bestimmt werden.

Insgesamt werden rund 380 TWh Wasserstoff deutschlandweit für die betrachteten Bereiche im Jahr 2050 nötig sein. Um diese Mengen an Wasserstoff CO₂-Neutral erzeugen zu können, werden insgesamt 496 TWh Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich benötigt, um mittels Elektrolyse den Bedarf decken zu können. Unter ganzheitlicher Betrachtung der Europäischen Union ist der Sektor Gebäudewärme ebenfalls der Sektor mit dem höchsten Potential. Der Wasserstoffbedarf in diesem Bereich beträgt 517 TWh bzw. 33 % des Gesamtbedarfs im Jahr 2050. Die Petrochemie weist ein Potential von 326 TWh auf und beansprucht damit die zweitgrößte Wasserstoffmenge für sich. Mit prognostizierten 271 TWh an Wasserstoff folgt nach der Petrochemie der Mobilitätssektor. Diese drei Zweige halten rund 72 % des Gesamtpotentials. Als nächstes folgt der Stahlsektor mit einem Potential von 271 TWh/a. Weitere Bereiche des Chemiesektors sind die Ammoniaksynthese mit 85 TWh/a und die Methanolsynthese mit 56 TWh/a. Auf der Seite der nichtmetallischen Minerale bildet die Glas- mit 50 TWh/a, die Keramik- mit 43 TWh/a und die Zementherstellung mit 160 TWh/a das geringste Nachfragepotential in dieser Analyse.

Der Gesamtbedarf an Wasserstoff in der Europäischen Union konnte somit auf 1.544 TWh abgeleitet werden. Um diese Menge klimaneutral herzustellen, werden 2.012 TWh Strom aus erneuerbaren Energien benötigt.

Zusätzliche wurde eine vereinfachte Abschätzung des Bedarfs von „grünem“ Strom für die Wasserstofferzeugung, E-Mobilität und Wärmepumpen durchgeführt. Für Deutschland entsteht dadurch ein zusätzlicher „Grünstrombedarf“ von 726 TWh bis in Jahr 2050. In der Europäischen Union entsteht dagegen ein „Grünstrombedarf“ von insgesamt 3.421 TWh im gleichen Betrachtungszeitraum. Für die Speicherpotentiale des erzeugten Wasserstoffes wurden die drei Varianten „Offshore“, „Onshore“ und „Onshore mit eingeschränkter Kapazität“ analysiert. Dabei wurde festgestellt, dass das größte Speicherpotential mit 35,6 PWh in Deutschland besteht, gefolgt von den Niederlanden mit 10,4 PWh

und dem Vereinigten Königreich mit 9,0 PWh.

Durch den Einsatz von Wasserstoff und den Ausbau von erneuerbarer Energie kann der Einsatz konventioneller Energieträger gesenkt und die Klimaziele erreicht werden. Durch die stetige Verbesserung und Einbringung neuer Technologien ist es möglich, fossile Energien durch Wasserstoff zu substituieren. Um diese Verwendung attraktiver zu gestalten, werden in Zukunft Förderprogramme und politische Entscheidungen eine wesentliche Rolle spielen.

Abstract

Fossil fuels such as coal, oil and natural gas serve as our main source of energy in many areas and are thus increasingly contributing to climate change. In the course of the energy turnaround, the promotion and expansion of renewable energies is therefore being increasingly promoted. Despite the many advantages of CO₂-neutral energy production, however, there are also some disadvantages. Due to the weather dependency of electricity generation from wind and sun, volatile generation is one of the main problems of renewable energies, as in times with a lot of sun and wind there is an overproduction which cannot be stored. In many cases, power plants have to be shut down in order to keep the electricity grid stable, as it is very uneconomical to store the electricity in these quantities.

An alternative would be to produce hydrogen with the help of renewable energies. Using an electrolyser and water, electricity can be split into hydrogen and oxygen, and hydrogen can be used in many ways as a storage medium. On the basis of climate change and the energy turnaround, this thesis examined not only the political aspects but also the fundamentals of hydrogen production and its possible use in various processes for Germany and the European Union.

The following areas were considered in this work:

- non-metallic minerals
- steel production
- Chemistry
- Building heat sector
- mobility sector

Based on topic-based studies and statistics, a hydrogen demand potential until the year 2050 was forecast in the mentioned sectors. In addition to the demand potential for hydrogen, the required renewable electricity was also determined in a potential analysis and possible storage capacities for hydrogen were investigated.

For Germany, the potential analysis for the building heat sector showed a future hydrogen demand of 122 TWh, which corresponds to a share of 32 % of the total potential. The possible hydrogen demand in the steel industry is about 81 TWh and thus offers the second largest demand potential at the end of the period under consideration. In the petrochemical sector, a hydrogen demand of 75 TWh could be determined in the last year under consideration. These 3 sectors alone hold 73 % of the total hydrogen potential of the branches considered. Further potentials of the chemical sector lie in the area of

ammonia synthesis with 14 TWh/a and methanol synthesis with 21 TWh/a. In the non-metallic minerals sector, glass production has the greatest potential with 10 TWh/a, followed by ceramics production with 7 TWh/a and finally cement production, which has a potential of 6 TWh/a. In the furniture sector, a potential of 6 TWh/a has been identified. In the mobility sector, a potential of 43 TWh/a could be determined for Germany.

In total, around 380 TWh of hydrogen will be required throughout Germany for the areas under consideration in 2050. In order to be able to produce this amount of hydrogen in a CO₂-neutral way, a total of 496 TWh of additional electricity from renewable energies will be needed to cover the demand by means of electrolysis. Taking the European Union as a whole, the building heating sector is also the sector with the highest potential. The hydrogen demand in this sector amounts to 517 TWh or 33% of the total demand in 2050. The petrochemical sector has a potential of 326 TWh and thus claims the second largest amount of hydrogen. With a projected 271 TWh of hydrogen, the mobility sector follows the petrochemical sector. These 3 branches hold about 72 % of the total potential. Next comes the steel sector with a potential of 271 TWh/a. Other areas of the chemical sector are ammonia synthesis with 85 TWh/a and methanol synthesis with 56 TWh/a. On the non-metallic minerals side, glass production with 50 TWh/a, ceramics with 43 TWh/a and cement production with 160 TWh/a form the lowest demand potential in this analysis.

The total demand for hydrogen in the European Union could thus be derived to 1,544 TWh. To produce this quantity in a climate-neutral way, 2,012 TWh of electricity from renewable energy sources are needed.

In addition, a simplified estimate of the demand for "green" electricity for hydrogen production, e-mobility and heat pumps was carried out. For Germany, this results in an additional "green electricity demand" of 726 TWh by 2050. In the European Union, on the other hand, a total "green electricity demand" of 3,421 TWh arises in the same period under consideration. For the storage potentials of the generated hydrogen, the three variants "offshore", "onshore" and "onshore with limited capacity" were analysed. It was found that the largest storage potential of 35.6 PWh is in Germany, followed by the Netherlands with 10.4 PWh and the United Kingdom with 9.0 PWh.

The use of hydrogen and the expansion of renewable energy can reduce the use of conventional energy sources and achieve climate targets. Through continuous improvement and the introduction of new technologies, it is possible to substitute fossil energies

with hydrogen. In order to make this use more attractive, subsidy programmes and political decisions will play a significant role in the future.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Kurzfassung..... | I |
| Abstract | IV |
| Inhaltsverzeichnis | VII |
| Abbildungsverzeichnis | X |
| Tabellenverzeichnis | XIV |
| Einleitung..... | 1 |
| 1 Politische Aspekte | 3 |
| 1.1 Ziele in Deutschland und der Europäischen Union | 3 |
| 1.2 Marktanreize/Förderprogramme | 6 |
| 2 Grundlage der Wasserstofftechnologie | 8 |
| 2.1 Wasserstoff | 8 |
| 2.2 Galvanische Zelle | 10 |
| 2.3 Pyrolyse..... | 11 |
| 2.4 Fischer-Tropsch-Synthese..... | 13 |
| 2.5 Farbenlehre Wasserstoff | 15 |
| 2.6 Arten und Herstellung | 19 |
| 2.6.1 Grüner Wasserstoff | 19 |
| 2.6.2 Blauer Wasserstoff | 23 |
| 2.6.3 Türkiser Wasserstoff..... | 25 |
| 2.7 Grundlagen der Wasserstoffspeicherung..... | 33 |
| 3 Technische Grundlagen potenzieller Wasserstoffverbraucher | 34 |
| 3.1 Industriezweig der Nichtmetallischen Minerale | 34 |
| 3.1.1 Grundlagen der Zementherstellung | 34 |
| 3.1.2 Grundlagen der Glasherstellung | 36 |
| 3.1.3 Grundlagen der Keramikherstellung | 37 |
| 3.2 Industriezweig der Stahlherstellung | 38 |
| 3.3 Einsatz in der Chemieindustrie | 39 |
| 3.3.1 Grundlagen der Herstellung von Ammoniak | 39 |
| 3.3.2 Grundlagen der Herstellung von Methanol..... | 40 |
| 3.4 Grundlagen Petrochemie..... | 42 |
| 3.4.1 Raffinerien | 43 |
| 3.4.2 Steamcracken | 45 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 4 | Wasserstoffnachfragepotential der betrachteten Bereiche | 51 |
| 4.1 | Nicht metallische Minerale | 52 |
| 4.1.1 | Zementindustrie..... | 52 |
| 4.1.2 | Glasindustrie | 56 |
| 4.1.3 | Keramikindustrie..... | 60 |
| 4.2 | Stahlindustrie..... | 64 |
| 4.3 | Chemieindustrie..... | 71 |
| 4.3.1 | Industrie des Ammoniaks | 71 |
| 4.3.2 | Industrie des Methanols..... | 76 |
| 4.3.3 | Petrochemie | 80 |
| 4.4 | Sektor Gebäudewärme..... | 88 |
| 4.4.1 | Betrachtung des Ist-Zustandes | 88 |
| 4.4.2 | Betrachtung des Soll-Zustandes..... | 91 |
| 4.5 | Sektor Mobilität..... | 100 |
| 4.5.1 | Verkehrsentwicklung in Deutschland | 102 |
| 4.5.2 | Verkehrsentwicklung in der Europäischen Union | 108 |
| 4.5.3 | Vergleich der unterschiedlichen Energieträgerpfade..... | 113 |
| 4.5.4 | Einsatzpotential von Wasserstoff..... | 116 |
| 4.5.5 | Zusätzlicher Strombedarf durch Elektrofahrzeuge | 119 |
| 4.5.6 | Direct-Air-Capture Verfahren | 121 |
| 5 | Zusammenfassung der Potentialanalyse | 123 |
| 5.1 | Resultierender Wasserstoffbedarf..... | 123 |
| 5.1.1 | Deutschland | 123 |
| 5.1.2 | Europäische Union | 127 |
| 5.2 | Technisches Speicherpotential in Deutschland und der Europäischen Union 131 | |
| 5.2.1 | Verteilung von Salzstöcken in Europa | 131 |
| 5.2.2 | Speicherpotential der Europäischen Länder. | 133 |
| 6 | Zusammenfassung und Ausblick | 135 |
| | Literaturangaben..... | XVI |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------------|--|
| AEL..... | <i>alkalische Elektrolyse</i> |
| BASF | <i>Badische Anilin- und Sodafabrik</i> |
| BMBF | <i>Bundesministerium für Bildung und Forschung</i> |
| CCS | <i>Carbon Capture and Storage</i> |
| CO ₂ | <i>Kohlendioxid</i> |
| DAC..... | <i>Direct-Air-Capture</i> |
| DNS..... | <i>Desoxyribonukleinsäure</i> |
| DSA..... | <i>dimensionsstabile Anode</i> |
| DWA | <i>Druckwechseladsorption</i> |
| EU | <i>Europäische Union</i> |
| HT-DAC..... | <i>Hochtemperatur Verfahren</i> |
| HT-EL | <i>Hochtemperaturelektrolyse</i> |
| HTFT | <i>High-Temperature-Fischer-Tropsch-Synthesis</i> |
| IASS | <i>Institut for Advanced Sustainability Studies e.V.</i> |
| KIT | <i>Karlsruher Institut für Technologie</i> |
| LT-DAC..... | <i>Niedertemperatur Verfahren</i> |
| LTFT | <i>Low-Temperature-Fischer-Tropsch-Synthesis</i> |
| PEM..... | <i>Protonen-Austausch-Membran</i> |
| SOEC..... | <i>Solid Oxide Electrolysis Cell</i> |
| UOP | <i>Universal Oil Products</i> |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 2-1:Elektrolysekapazität in GW pro Land bis 2030, Eigene Darstellung nach [5] | 5 |
| Abbildung 2-2: IPCEI-Deutschland [6]..... | 6 |
| Abbildung 2-3: Großprojekt GET H2 [8] | 7 |
| Abbildung 3-1: Strukturformel und schematische Darstellung einer Wasserstoffbrückenbindung [11]..... | 9 |
| Abbildung 3-2: Schematische Darstellung galvanische Zelle Zink/Kupfer [13] | 10 |
| Abbildung 3-3: Phasen der Pyrolyse in einem Pyrolysereaktor [17] | 12 |
| Abbildung 3-4: Reaktortypen für die Fischer-Tropsch-Synthese: (a) multi-tubular fixed bed reactor; (b) slurry-phase reactor; (c) circulating fluidized bed reactor; (d) fixed fluidized bed reactor (BFW = boiler feed water = Kühlwasser) ([21])..... | 14 |
| Abbildung 3-5: Die Farben des Wasserstoffs [23] | 16 |
| Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Wasserelektrolyse [1]..... | 19 |
| Abbildung 3-7: Prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [28] | 20 |
| Abbildung 3-8: Prinzipieller Aufbau einer PEM Elektrolysezelle [28] | 21 |
| Abbildung 3-9: Prinzipieller Aufbau einer Hochtemperaturelektrolysezelle [29] | 22 |
| Abbildung 3-10: Schematischer Aufbau einer Dampfreformationsanlage [32]..... | 24 |
| Abbildung 3-11: Schematische Darstellung Erdgas-Pyrolyse [1]..... | 25 |
| Abbildung 3-12: Kategorisierung von Methan-Pyrolyseverfahren [27]..... | 27 |
| Abbildung 3-13: Prinzipieller Aufbau direkter beheizten Wanderbett Reaktors [27] | 28 |
| Abbildung 3-14: Schematischer Aufbau einer Methan-Pyrolyse-Anlage in Flüssigmetall [27] | 29 |
| Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des von Muradov et al. vorgeschlagenen Prozesses [27]..... | 30 |
| Abbildung 3-16: Schematische Darstellung des Hazer-Prozesses [27]..... | 31 |
| Abbildung 3-17: Schematischer Aufbau des Monolith-Prozess (Kvaener) [35]..... | 31 |
| Abbildung 4-1: Zementherstellung im Trockenverfahren, Darstellung nach [40]..... | 35 |
| Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Glasherstellung, Darstellung nach [43] | 36 |
| Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der Keramikherstellung, Darstellung nach [45] | 37 |
| Abbildung 4-4: Stahlherstellung Hochofenroute [48] | 38 |
| Abbildung 4-5: Das Haber-Bosch-Verfahren [51] | 40 |
| Abbildung 4-6: Weltweiter Methanolbedarf im Jahr 2015 nach Endverbrauch [53]..... | 41 |
| Abbildung 4-7: Verfahren zur Synthese von Methanol [52] | 42 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 4-8: Fraktionierte Destillation von Rohöl [57] | 44 |
| Abbildung 4-9: Steamcracken 1. Schritt [61] | 46 |
| Abbildung 4-10: Steamcracken 2. Schritt [61] | 46 |
| Abbildung 4-11: Steamcracken 3. Schritt [61] | 47 |
| Abbildung 4-12: Steamcracken Komponenten des Spaltgases [61] | 47 |
| Abbildung 4-13: Steamcracken 4. Schritt [61] | 48 |
| Abbildung 4-14: Steamcracken 5. Schritt [61] | 48 |
| Abbildung 4-15: Steamcracken 6. Schritt [61] | 49 |
| Abbildung 4-16: Übersicht petrochemischer Verfahren [64] | 49 |
| Abbildung 4-17: Übersicht petrochemischer Alltagsprodukte [65] | 50 |
| Abbildung 5-1: CO ₂ -Ausstoß nach Sektoren [68]..... | 51 |
| Abbildung 5-2: Brennstoffbedarf Zementindustrie Deutschland bis 2050 | 54 |
| Abbildung 5-3: Brennstoffbedarf Zementindustrie Europa bis 2050 | 55 |
| Abbildung 5-4: Verteilung der produzierten Menge und des Energieverbrauchs der Sektoren in der Glasindustrie..... | 57 |
| Abbildung 5-5: Brennstoffbedarf der Glasindustrie in Deutschland bis 2050 | 58 |
| Abbildung 5-6: Brennstoffbedarf der Glasindustrie in Europa bis 2050 | 59 |
| Abbildung 5-7: Brennstoffbedarf der Keramikindustrie in Deutschland bis 2050 | 62 |
| Abbildung 5-8: Brennstoffbedarf der Keramikindustrie in Europa bis 2050..... | 63 |
| Abbildung 5-9: Prozessdarstellung DRI-Verfahren [48]..... | 64 |
| Abbildung 5-10: Rohstahlproduktion International [83]..... | 65 |
| Abbildung 5-11: Stahlerzeugung-Deutschland | 66 |
| Abbildung 5-12: Erdgas und Wasserstoffbedarf DRI-Verfahren Deutschland..... | 67 |
| Abbildung 5-13: Stahlerzeugung-EU..... | 69 |
| Abbildung 5-14: Erdgas und Wasserstoffbedarf DRI-Verfahren EU | 70 |
| Abbildung 5-15: Industrielle Produktion von Ammoniak in Deutschland von 2003 bis 2050; Eigene Darstellung nach [86]..... | 71 |
| Abbildung 5-16: Wasserstoffbedarf der Ammoniakherstellung in Deutschland; Eigene Darstellung nach [88]..... | 72 |
| Abbildung 5-17: Entwicklungsszenario für die Ammoniakproduktion in Deutschland .. | 73 |
| Abbildung 5-18: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Ammoniakproduktion in Deutschland..... | 73 |
| Abbildung 5-19: Industrielle Produktion von Ammoniak in der EU von 2003 bis 2050; Eigene Darstellung nach [86, 89]..... | 74 |
| Abbildung 5-20: Wasserstoffbedarf der Ammoniakherstellung in der EU; Eigene Darstellung nach [89]..... | 74 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 5-21: Entwicklungsszenario für die Ammoniakproduktion in der EU | 75 |
| Abbildung 5-22: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Ammoniakproduktion in der EU | 75 |
| Abbildung 5-23: Entwicklung der Produktion von Methanol in Deutschland; Eigene Darstellung nach [90] | 76 |
| Abbildung 5-24: Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in Deutschland: Eigene Darstellung nach [91] | 77 |
| Abbildung 5-25: Entwicklungsszenario für die Produktion von Methanol in Deutschland | 78 |
| Abbildung 5-26: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in Deutschland..... | 78 |
| Abbildung 5-27: Entwicklung der Produktion von Methanol in der EU; Eigene Darstellung nach [53] | 79 |
| Abbildung 5-28: Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in der EU | 79 |
| Abbildung 5-29: Entwicklungsszenario für die Produktion von Methanol in der EU | 80 |
| Abbildung 5-30: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in der EU | 80 |
| Abbildung 5-31: Rohstoffeinsatz Deutschland..... | 81 |
| Abbildung 5-32: Rohstoffeinsatz – europäische Union..... | 81 |
| Abbildung 5-33: Produktionsvolumen petrochemischer Primärprodukte in der Deutschland [97]..... | 82 |
| Abbildung 5-34: Durchschnittspreise petrochemischer Primärprodukte [98] [99] [100] [101] | 82 |
| Abbildung 5-35: Weltweite Nachfrage der Primärprodukte [102] | 83 |
| Abbildung 5-36: fossiler Rohstoffbedarf in der Petrochemie bis 2050 in Deutschland . | 84 |
| Abbildung 5-37: fossiler Rohstoffbedarf in der Petrochemie bis 2050 in der europäischen Union..... | 84 |
| Abbildung 5-38: Prognostizierter Erdgas und Wasserstoffbedarf in der Petrochemie.. | 85 |
| Abbildung 5-39: Bedarf von grünem Strom und Wasserstoff in der Petrochemie in Deutschland..... | 86 |
| Abbildung 5-40: Erdgas und Wasserstoffbedarf Prognose – europäische Union | 87 |
| Abbildung 5-41: Bedarf von grünem Strom und Wasserstoff für die Petrochemie in der europäische Union..... | 87 |
| Abbildung 5-42: Verteilung der Wohnungen nach Baujahr in Deutschland [103]..... | 88 |
| Abbildung 5-43: Anteile der Energieträger in der deutschen Beheizungsstruktur [103] | 89 |
| Abbildung 5-44: Energiemix der Gebäudewärme in den EU-Mitgliedsstaaten [105].... | 90 |
| Abbildung 5-45: Entwicklungsszenarien der Dena; Eigene Darstellung nach [106] | 92 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 5-46: Aufbau von elektrischen Wärmepumpen in Wohngebäude bis zum Jahr 2050 [106]..... | 93 |
| Abbildung 5-47: Jährliche Investitionskosten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik als Differenz zum Referenzszenario [106] | 94 |
| Abbildung 5-48: Endenergiebedarf des Gebäudesektors nach Energieträgern [106] .. | 95 |
| Abbildung 5-49: Energieverbrauch nach Energieträger in Deutschland bis zum Jahr 2050 | 96 |
| Abbildung 5-50: Entwicklungsszenario für den deutschen Wärmesektor bis zum Jahr 2050 | 97 |
| Abbildung 5-51: Gesamter Wasserstoffbedarf für den Wärmesektor in Deutschland .. | 97 |
| Abbildung 5-52: Energieverbrauch nach Energieträger in der EU bis zum Jahr 2050 . | 98 |
| Abbildung 5-53: Entwicklungsszenario für den europäischen Wärmesektor bis zum Jahr 2050 | 99 |
| Abbildung 5-54: Gesamter Wasserstoffbedarf für den Wärmesektor in der EU | 99 |
| Abbildung 5-55: Prognose der Pkw-Entwicklung in Deutschland, eigene Darstellung nach [113]..... | 102 |
| Abbildung 5-56: Prognose der Lkw-Entwicklung < 3,5 t in Deutschland, eigene Darstellung nach [113]..... | 104 |
| Abbildung 5-57: Prognose der Lkw-Entwicklung > 3,5 t in Deutschland, eigene Darstellung nach [113]..... | 106 |
| Abbildung 5-58: Prognose der Pkw-Entwicklung in der EU, eigene Darstellung nach [113] | 109 |
| Abbildung 5-59: Prognose der Lkw-Entwicklung < 3,5 t der EU, Eigene Darstellung nach [113]..... | 110 |
| Abbildung 5-60: Prognose der Lkw-Entwicklung > 3,5 t in der EU, Eigene Darstellung nach [113]..... | 111 |
| Abbildung 5-61: Energieverbrauch Verkehr im Jahr 2020, Eigene Darstellung nach [120] | 113 |
| Abbildung 5-62: Vergleich der Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien, Eigene Darstellung nach [63]..... | 114 |
| Abbildung 5-63: Schematische Darstellung des Direct-Air-Capture Verfahren, Eigene Darstellung nach [122]..... | 121 |
| Abbildung 6-1: Wasserstoffbedarf und Entwicklung der Sektoren – Deutschland | 123 |
| Abbildung 6-2:Wasserstoffnachfragepotential und Entwicklung der Sektoren – Deutschland..... | 124 |
| Abbildung 6-3: Strombedarf durch E-Mobilität, Wärmepumpen und Elektrolyse - | |

| | |
|---|-----|
| Deutschland..... | 125 |
| Abbildung 6-4: Gestapelter Wasserstoffbedarf und Entwicklung der Sektoren – EU . | 127 |
| Abbildung 6-5: Wasserstoffbedarf und Entwicklung der Sektoren – Europa..... | 128 |
| Abbildung 6-6: Strombedarf durch E-Mobilität, Wärmepumpen und Elektrolyse - Europa | 129 |
| Abbildung 6-7: Verteilung von Salzstrukturen in Europa, Darstellung nach [127] | 132 |
| Abbildung 6-8: Speicherpotential Salzkavernen in Europa, Darstellung nach [127]... | 134 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Tabelle 2-1: Fördermittel [3]..... | 4 |
| Tabelle 5-1: Wirkungsgrade gestaffelt..... | 52 |
| Tabelle 5-2: Durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil in der Zementindustrie | 53 |
| Tabelle 5-3: Durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil in der Glasindustrie | 57 |
| Tabelle 5-4: Durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil in der Keramikindustrie | 61 |
| Tabelle 5-5: Wasserstoffeinsatz-Stahl Deutschland | 67 |
| Tabelle 5-6: Wasserstoffeinsatz-Stahl EU..... | 69 |
| Tabelle 5-7: Substitutionsrate des Erdgases für die Ammoniakherstellung [Annahme] | 71 |
| Tabelle 5-8: Substitutionsrate des Erdgases für die Produktion von Methanol [Annahme] | 77 |
| Tabelle 5-9: Substitutionsrate für den Wärmesektor in Deutschland [Annahme] | 96 |
| Tabelle 5-10: Vergleich der Wirkungsgrade im Energiepfad | 115 |
| Tabelle 5-11: Vergleich des theoretisch möglichen Wasserstoffbedarf in Deutschland | 116 |
| Tabelle 5-12: Vergleich des technische möglichen Erzeugungspotential in Deutschland | 117 |
| Tabelle 5-13: Vergleich des theoretischen möglichen Wasserstoffeinsatz in der Europäischen Union | 118 |
| Tabelle 5-14: Vergleich des technische möglichen Erzeugungspotential in der Europäischen Union | 118 |
| Tabelle 5-15: zusätzlich benötigter Strom aus Erneuerbare Energien in Deutschland | 119 |
| Tabelle 5-16: zusätzlich benötigter Strom aus Erneuerbare Energien in der EU | 120 |
| Tabelle 6-1: Bereitstellung von Strom durch PV/ Windkraft - Deutschland | 126 |
| Tabelle 6-2: Bereitstellung von Strom durch PV/ Windkraft - Europa | 130 |

Einleitung

Die Einhaltung der Ziele der Energiewende erfordert eine progressive Umwandlung und Restrukturierung des Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektors. Dabei müssen die Verfahren unter Umständen rekonfiguriert werden, um den Bedarf an nicht erneuerbaren Energieträgern schrittweise zu senken und zu ersetzen, ohne die Effizienz des Prozesses bzw. die Qualität des Ausgangsstoffes übermäßig zu ändern.

Der Ausbruch des Ukraine-Kriegs und die Verschlechterung der Beziehung zwischen Europa und Russland haben erneut die Abhängigkeit Deutschlands vom russischen Erdgas ins Bewusstsein gebracht, so dass der Einsatz von nicht fossilen Energieträgern in Zukunft nötig ist. Dies hat auch die Bundesregierung erkannt und in ihrem Koalitionsvertrag wie folgt festgehalten.

„Eine Energieinfrastruktur für erneuerbaren Strom und Wasserstoff ist eine Voraussetzung für die europäische Handlungsfähigkeit und Wettbewerbsfähigkeit im 21. Jahrhundert. Wir wollen die Energieversorgung für Deutschland und Europa diversifizieren.“ [2]

Mit dieser Aussage legt die Bundesregierung die Marschroute für die zukünftige Energieinfrastruktur fest. Anhand der Klimaziele einer CO₂-neutralen Energieversorgung und den in Deutschland und Europa stattfindenden Umstrukturierungen auf erneuerbare Energien steht Wasserstoff immer mehr im Fokus. Bereits seit dem 20. Jahrhundert bestehen technische Möglichkeiten zur Spaltung von Wasser in die einzelnen Bestandteile Wasser- und Sauerstoff. Die Zerlegung von Wasser ist die Grundbasis für eine energetische Weiterverarbeitung.

Im Rahmen der vorliegenden Forschungsarbeit wird dargestellt, welches Potential durch Substitution einiger fossiler Energieträger in den betrachteten Sektoren durch Wasserstoff besteht. Diese Projektarbeit soll einen Beitrag zur Thematik leisten, welche Wasserstofftechnologien wettbewerbs- und entwicklungsfähig sind. Weiterhin sollen die größten Hauptverbraucher in den definierten Sektoren identifiziert werden, um somit die Chancen und die damit verbundenen Herausforderungen bei der Implementierung aufzuzeigen.

Für den IST-Zustand wurden Zahlen von Studien und themenorientierten Quellen zusammengetragen und analysiert. Im Anbetracht politischer Rahmenbedingungen wird eine mögliche Wasserstoffstrategie dargestellt. Hierfür wurden Ausbauziele zur Klimaneutralität in Deutschland und der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union festgehalten und visuell gegenübergestellt. Darüber hinaus wurden Wasserstofftechnologien untersucht, technische Prozesse zur Herstellung erläutert und Anwendungsgebiete beschrieben. Da nicht jede Art des Wasserstoffs CO₂-neutral ist, konzentrieren sich die

Ergebnisse dieser Arbeit auf CO₂-neutralen „grünen Wasserstoff“. Neben den Industriezweigen wie Zement-, Stahl-, Glas- und Keramikproduktion, werden in dieser Arbeit auch Produktionsprozesse des chemischen und des petrochemischen Sektors betrachtet und aufgezeigt. Weiterhin spielt das mögliche Potential im Verkehrs- und Wärmesektor ebenfalls eine wichtige Rolle in dieser Arbeit. Die Strombedarfsentwicklung nimmt ebenfalls eine wichtige Rolle ein, da neben dem Bedarf für die Elektrolyse eine stärkere Sektorkopplung durch die Elektromobilität und die Nutzung von Wärmepumpen zu erwarten ist. Ferner trägt der alltägliche Gebrauch von Verkehrsmitteln oder die Nutzung von Heizmedien für die Behaglichkeit der Gebäude ebenso einen CO₂-Fußabdruck nach sich. Um diesen nachhaltig senken zu können, werden erneuerbare Energien benötigt. Um den „grünen Wasserstoff“ zu jeder Zeit nutzen zu können, wird auf das Speicherpotential in Deutschland sowie der Europäischen Union ebenfalls Bezug genommen.

Die ermittelten Ergebnisse in dieser Forschungsarbeit beinhalten neben dem Wasserstoffbedarf ebenfalls den Bedarf an erneuerbaren Energien, der zu erzeugen wäre, um den Bedarf möglichst nachhaltig bereitstellen zu können. Die zukünftigen Produktionsmengen wurden mittels vergangener energetischer Verbrauchswerte als Pfad bis in das Jahr 2050 festgelegt. Dabei wurde die stetig steigende Wasserstoffherzeugung unter der Prämisse neuer, verbesserter Technologien untersucht.

Die Gesamtübersicht für die benötigte Wasserstoffmenge und der dafür benötigte Strom durch erneuerbare Energien soll darüber Erkenntnis schaffen, wie hoch der Bedarf zur Substitution fossiler Energieträger ist. Auf Basis der ausgewerteten Ergebnisse dient die Schlussfolgerung dazu, Maßnahmen zu treffen, um mittels Wasserstoffes fossile Energieträger zu ersetzen und dadurch eine CO₂-Neutralität bzw. die geforderte Reduzierung der CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2050 zu erreichen.

1 Politische Aspekte

In dem nachfolgenden Kapitel wird ein Überblick über die bestehenden Ziele sowie Ambitionen Deutschlands und der Europäischen Union in Hinsicht auf den Energieträger Wasserstoff gegeben. Zunächst werden die wichtigsten Ziele beschrieben und wie sie zukünftig erreicht werden sollen, bevor in den darauffolgenden Abschnitten auf die möglichen Anreize und Förderprojekte eingegangen wird.

1.1 Ziele in Deutschland und der Europäischen Union

Die Bundesrepublik Deutschland bzw. die Europäische Union (kurz: EU) und Ihre Politiker haben den Rohstoff Wasserstoff als einen vielfältig einsetzbareren Energieträger identifiziert und wollen ihn somit auch entsprechend einsetzen. Er soll dazu dienen, die Klimaschutzziele des Übereinkommens der UN-Klimakonferenz von Paris zu erreichen und eine Alternative zu fossilen Energieträgern bieten.

Die Aufmerksamkeit Deutschlands wurde vor allem dem Industrie- und Verkehrssektor gewidmet. Um den CO₂-Fußabdruck der entsprechenden Sektoren und somit ganzheitlich die Treibhausgasemissionen zu mindern, hat das Bundeskabinett am 10.06.2020 eine Wasserstoffstrategie beschlossen. Ein Ziel war vornehmlich die Bildung des Nationalen Wasserstoffrates, welcher erstmalig 09.07.2020 zusammentrat. Die Ziele der deutschen Wasserstoffstrategie lassen sich in folgende Punkte zusammenfassen:

- Dekarbonisierung durch Nutzung von grünem Wasserstoff
- Zugang zu H₂-Erzeugung und Verwendung gewährleisten
- Kostensenkung bei der bestehenden Wasserstofftechnologie
 - Globalen Markt anstoßen
- Deutsche Unternehmen wettbewerbsfähig machen
 - Forschung und Entwicklung vorantreiben
- Knüpfen von internationalen Kontakten und Akquise von Partnern
 - Kooperationen und Importstrukturen aufbauen

Der Wasserstoffrat geht davon aus, dass Deutschland bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh hat. Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele wurden in der verfassten Strategie genannt. Bspw. soll der angestrebte Bedarf teilweise durch Wasserstoff-Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 5 GW gedeckt werden, welche bis

2030 errichtet werden sollen. Die derzeit regierende Ampelkoalition hebt den genannten Betrag der Wasserstoffstrategie von 5 GW im Rahmen des neuen Koalitionsvertrag an und sieht eine installierte Leistung in Höhe von 10 GW vor. Hinzu kommen die notwendigen Energieerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien, welche 20 TWh Strom für die Elektrolyse bereitstellen sollen. Laut der Wasserstoffstrategie soll dies ermöglichen, den zukünftigen Bedarf von 14 TWh Wasserstoff in Deutschland zu decken. Nach Möglichkeit soll laut Wasserstoffstrategie die Erzeugungskapazität bis 2035 um weitere 5 GW erhöht werden. Damit stünden laut Wasserstoffstrategie von 2020 ohne Berücksichtigung der Beschlüsse der Ampelkoalition, ab dem Jahr 2035 insgesamt 10 GW für die Erzeugung von Wasserstoff in Deutschland zur Verfügung. Jedoch wurde im Rahmen der deutschen Wasserstoffstrategie das genannte Ausbauziel bis spätestens 2040 datiert und lässt somit Spielraum offen. Die restliche Wasserstoffmenge, welche notwendig ist, um den Bedarf von Deutschland zu decken, kann nicht nur lokal und mit grünem Wasserstoff erzeugt werden und muss folglich größten Teils importiert werden.

In der deutschen Wasserstoffstrategie wurden teilweise konkrete Förderhöhen für entsprechende Maßnahmen genannt. Diese sind in der Tabelle 1-1 dargestellt.

| Deutschland | Maßnahme | Förderhöhe in | | |
|-------------|---|---------------|------|-------|
| | | [Mrd. €] | | |
| | | 2020 | 2023 | 2024 |
| | Maßnahme 6: Wasserstoff Fahrzeuge | | 3,6 | |
| | Maßnahme 7: Anlagen zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe | | 1,1 | |
| | Maßnahme 18: Anschaffung hocheffizienter Brennstoffzellenheizgeräte | | | 0,7 |
| | Maßnahme 27: Flightpath 2050 | | | 0,025 |
| | Maßnahme 28: Nullemissionenschiff mit geschlossenen Stoffreisläufen | | | 0,025 |
| | Maßnahme 33: internationale Zusammenarbeit | 2 | | |

Tabelle 1-1: Fördermittel [3]

Aus der Tabelle 1-1 ist zu erkennen, dass die konkreten Fördermittel sich vor allem auf die Forschung und Entwicklung im Bereich Verkehr und Transport konzentriert. Die höchste Zuwendung erhält die Maßnahme 6, in welcher Wasserstoff Fahrzeuge mit 3,6 Mrd. € unterstützt werden. Von den konkret genannten Fördermitteln erhält mit 25 Mio. € Maßnahme 27 & 28 die geringsten Zuwendungen. Hierbei handelt es sich um die Förderung des „Flightpath“ und des „Nullemissionsschiffes“.

Die Strategie der Europäischen-Union deckt sich mit der deutschen Roadmap. Zwischen 2020 und 2024 beläuft sich das Ausbauziel der EU auf 6 GW Leistung. Diese sollen

durch Elektrolyseure bereitgestellt werden, welche Strom aus Erneuerbarer Energie beziehen. Eine Produktionsmenge von bis zu 1 Million Tonnen Wasserstoff soll somit bereitgestellt werden.

Im zweiten Zeitabschnitt sollen bis 2030 bis zu 40 GW zusätzlicher Leistung installiert werden, um somit 10 Millionen Tonnen Wasserstoff innerhalb der EU zu erzeugen. In der Abbildung 1-1 wurden die bisher geplanten Elektrolysekapazitäten einzelner Länder grafisch dargestellt [4].

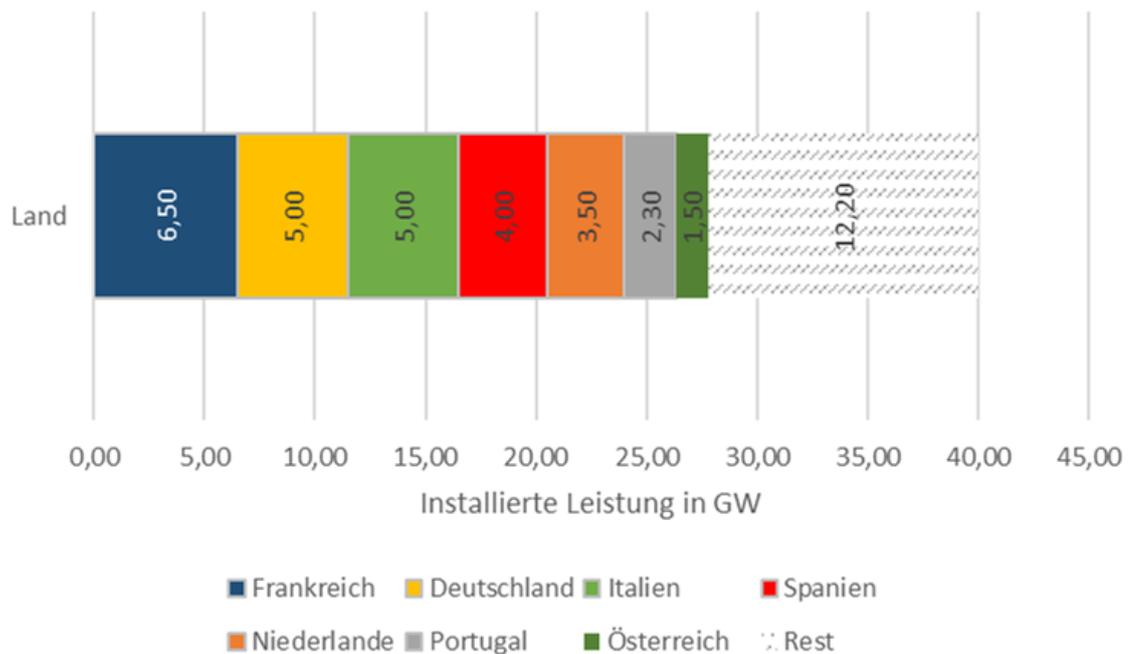


Abbildung 1-1: Elektrolysekapazität in GW pro Land bis 2030, Eigene Darstellung nach [5]

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass das Ausbauziel der EU in Höhe von 40 GW durch sieben Nationen teilweise gedeckt werden kann. Die geplanten deutschen Ausbauziele beziehen sich auf die entsprechende Wasserstoffstrategie und nicht etwa auf den Koalitionsvertrag. Insgesamt werden 27,8 GW durch diese sieben Nationen bereitgestellt. Mit 6,5 GW hat Frankreich das größte Ausbauziel. Danach folgen Deutschland und Italien mit jeweils 5 GW, Spanien mit 4 GW, Niederlande mit 3,5 GW, Portugal mit 2,3 GW und Österreich mit 1,5 GW. Die verbleibenden 12,2 GW Leistung verteilen sich auf die anderen EU-Länder.

1.2 Marktanreize/Förderprogramme

Die Nationale Wasserstoffstrategie beschreibt vor allem die Wichtigkeit der internationalen Zusammenarbeit. Sie ist von großer Bedeutung, um sowohl Deutschland und insbesondere Europa als Wasserstoffstandort auszubilden. Um gemeinsam als Verbund den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien zu unterstützen, wurden Fördermöglichkeiten beschlossen. Wachstum, Beschäftigung, Innovationsfähigkeit und globale Wettbewerbsfähigkeit werden durch die beschlossenen „Important Projects of Common European Interest (IPCEI) oder auch „Wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“ gestärkt. Die geplanten Förderprojekte betreffen vor allem Investitionen, welche die Erzeugung von grünem Wasserstoff und die Verwendung dessen in der Industrie und im Mobilitätssektor voranbringen.

Allein in der BRD wurden 62 Projekte ausgewählt, welche durch die IPCEI gefördert werden sollen. Durch die Zusammenkunft von 22 EU-Mitgliedstaaten und Norwegen konnten bereits bis zum heutigen Zeitpunkt 400 Projekte registriert werden, um im Anschluss aus diesen ein funktionierendes Gesamtkonzept zu entwickeln.



Abbildung 1-2: IPCEI-Deutschland [6]

In Abbildung 1-2 wurden diese Großprojekte grafisch auf der Deutschlandkarte visualisiert und farblich hervorgehoben [7].

Zu den von Deutschland vorausgewählten Projekten gehören:

- 18 Großprojekte zur Sparte Erzeugung (grün),
- 15 zur Infrastruktur (gelb),
- 16 zur Nutzung der Industrie (blau) und
- 12 zum Bereich Mobilität (schwarz).

Eines dieser Großprojekte läuft unter dem Namen „GET H2“ und wird von der Salzgitter Flachstahl GmbH vertreten. Bei dem genannten Großprojekt handelt es sich um eine Zusammenarbeit aus sieben Unternehmen, welche sowohl die Erzeugung als auch den Transport und die industrielle Nutzung von Wasserstoff vorantreiben wollen. In der nachfolgenden Abbildung ist das Projektschema dargestellt.



Abbildung 1-3: Großprojekt GET H2 [8]

Aus dem Schema ist das komplexe Projekt zu erkennen, welches bis zu 16 Mio. Tonnen CO₂ einsparen soll. Der Zeitrahmen sieht vor, dass bis zum Jahr 2024 eine bp Raffinerie in Gelsenkirchen mit Wasserstoff beliefert wird. Im Jahr 2025 ist die Erweiterung des Netzes bis zur niederländischen Grenze vorgesehen, um so eine Importstruktur aufzubauen. Des Weiteren beinhaltet das Großprojekt für 2026 die Integration eines Kavernenspeichers. Am Ende der Planung soll im Jahr 2030 das Stahlwerk der Salzgitter GmbH ans Netz angeschlossen werden [8].

2 Grundlage der Wasserstofftechnologie

2.1 Wasserstoff

Das Element Wasserstoff (chem. Symbol: H, lat. Hydrogenium) befindet sich im Periodensystem der Elemente in der ersten Periode sowie ersten Gruppe und ist ein farb- und geruchloses Gas. Bei der Mischung von Quecksilber mit Säuren entdeckte der englische Physiker und Chemiker Henry Cavendish Jahr 1766 das Gas. Einen eindeutigen Nachweis erbrachte jedoch der französische Chemiker Antoine Lavoisier im Jahre 1787 während der Durchführung der Knallgasprobe. Bei dieser chemischen Umwandlung reagieren je ein Sauerstoff- und zwei Wasserstoffmoleküle zu zwei Wassermolekülen (siehe Gl. 1).

Die Reaktionsgleichung der Knallgasprobe lautet:



Wasserstoff stellt das am häufigsten vorkommende chemische Element innerhalb unseres Universums dar und zählt desweiteren zu den Nichtmetallen. Mit einem Gesamtanteil von 99,985% ist dabei Protium (chem. Symbol: 1H), das am meisten vorkommende Isotop des Wasserstoffs.

Protium wird im Allgemeinen als atomarer Wasserstoff bezeichnet und setzt sich aus einem Proton und einem Elektron zusammen. Unter Normalbedingungen (Temperatur $T = 273,15 \text{ K}$, Druck $p = 101325 \text{ pa}$) kommt atomarer Wasserstoff generell auf unserer Erde nicht vor, sondern nur eine molekulare Form (H_2) [9]. Als Monomere werden diese mittels Dimerisation, einer Sonderform der Polymerisation, gebildet. Dabei bilden zwei Wasserstoffatome ein gemeinsames Elektronenpaar, welches als Verbindungsstück fungiert und als Elektronenpaarbindung, bzw. Atombindung bezeichnet wird (siehe Gl. 2).

Die Reaktionsgleichung der Elektronenpaarbindung des Wasserstoffs lautet:



Innerhalb des Prozesses kommt es zur Bildung dieser Elektronenpaarbindung unter Abgabe von Energie und folgt dem Ziel der Erreichung einer stabilen Elektronenkonfiguration, entsprechend der Gruppe der Edelgase (8. Hauptgruppe Periodensystem der Elemente) [10].

Heutzutage stellt Wasserstoff einen wichtigen Forschungsbereich für die Industrie und

Wirtschaft dar, beruhend auf den chemischen und physikalischen Eigenschaften des Elementes. Wichtige Eigenschaften bilden dabei die hohe mittlere Geschwindigkeit der Wasserstoffmoleküle (1.770 m/s bei 25°C), welche aus der geringen Molekülmasse (Dichte $\rho = 0,0899 \text{ kg/m}^3$ bei 273,15 K) resultiert und die Ausbildung von Wasserstoffbrückenbindungen. Die Bindung stellt eine elektrostatische Anziehungskraft zwischen einem H-Atom und einem stark negativ geladenen Atom als Bindungspartner wie Fluor oder Sauerstoff dar. Es kommt zu einer Verschiebung der Ladung der Bindungspartner, wodurch das H-Atom im Anschluss positiv geladen ist [10]. Die Abbildung 2-1 zeigt die schematische Struktur und Anordnung der gebildeten Wasserstoffbrückenbindungen.

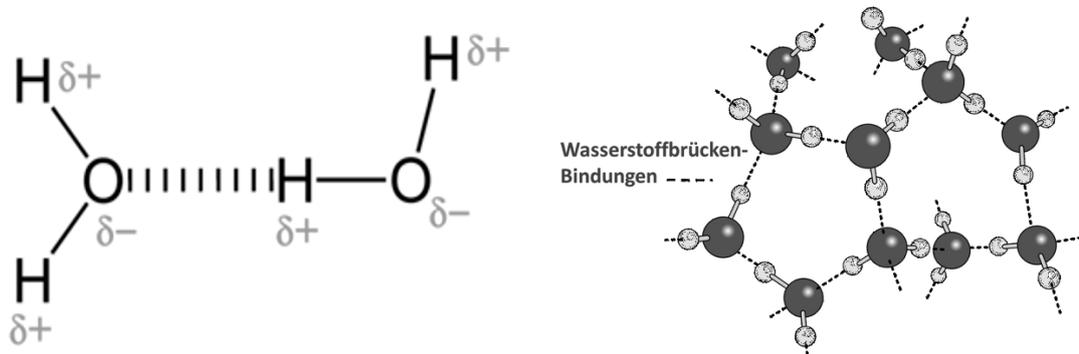


Abbildung 2-1: Strukturformel und schematische Darstellung einer Wasserstoffbrückenbindung [11]

Die gebildeten Wasserstoffbrückenbindungen sind jedoch deutlich schwächer ausgeprägt als z.B. die Bindungskräfte innerhalb eines Moleküls, wodurch sich die Moleküle nicht dauerhaft verbinden. Diese Fähigkeit ermöglicht die Ausbildung verschiedenster Verbindungen und resultierender Eigenschaften, wie die Bildung von Desoxyribonukleinsäure (kurz: DNS) oder die Anomalie des Wassers.

Des Weiteren besitzt Wasserstoff bei Raumtemperatur die höchste Wärmeleitfähigkeit, das höchste Diffusionsvermögen sowie die höchste Effusionsgeschwindigkeit aller Gase [10].

2.2 Galvanische Zelle

Mit Hilfe der galvanischen Zelle (auch galvanisches Element, Daniellsches Element oder galvanische Kette genannt) kann chemische Energie in elektrische Energie umgewandelt werden. Die Apparatur ist dabei aufgebaut aus zwei verschiedenen Elektroden die als Gleichspannungsquelle dienen und sich in einem Elektrolyten (Ionen leitendes Medium) befinden. Der Aufbau dieser Apparatur ist in Abbildung 2-2 ersichtlich [12].

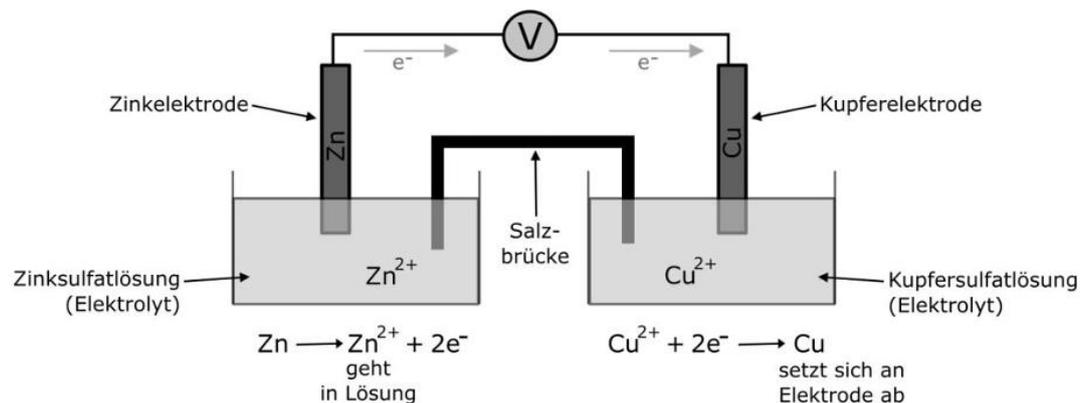


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung galvanische Zelle Zink/Kupfer [13]

Das Verfahren wurde vom italienischen Arzt Luigi Galvani am 6. November 1789 entdeckt [14]. Innerhalb eines Experimentes berührte er einen Froschschenkel-Nerv mit Hilfe eines Instruments aus verschiedenartigen Metallen, sodass Muskelzuckungen ausgelöst wurden. Der Grund dafür war die Bildung eines Redox-Systems, welches als galvanisches Element Spannung aufbaut und Strom fließen lässt. Einsatz findet das Grundprinzip der galvanischen Zelle bis heute in Batterien und Akkumulatoren.

Die Redoxreaktion bildet nach wie vor das Herzstück der galvanischen Zelle und teilt sich in die Prozesse der Reduktion und Oxidation auf, welche räumlich voneinander getrennt, in je einer Halbzelle (Halbelement) ablaufen. Kommt es zur Verbindung beider Halbzellen mit einem Elektronenleiter sowie Ionenleiter wird der Stromkreis geschlossen. Die dabei herrschende Spannung des elektrischen Stroms kann mit Hilfe der Nernst-Gleichung berechnet werden (siehe Gl. 3) [15].

$$E = E^\circ + \frac{RT}{z_e F} \ln \frac{a_{Ox}}{a_{Red}}$$

Gl. 3

Die Konzentration des verwendeten Elektrolyten und die Art des verwendeten Metalls (Elektrochemische Spannungsreihe) bestimmen dabei die Stärke der entstehenden Spannung. Den Hauptunterschied zur Elektrolyse stellt die Gewinnung elektrischer Energie innerhalb der galvanischen Zelle dar, während bei der Elektrolyse elektrische Energie verbraucht wird. Weiterhin ist die Anode der galvanischen Zelle negativ geladen und die Kathode positiv, die Ladung der Elektroden während der Elektrolyse ist genau umgekehrt [12].

2.3 Pyrolyse

Die thermische Spaltung chemischer Verbindungen, durch Brechen der Bindungen großer Moleküle mittels hoher Temperaturen wird als Pyrolyse (von griechisch: pyr = Feuer, lysis = Auflösung) bezeichnet. Dieser Prozess verläuft hauptsächlich unter Sauerstoffabschluss, um eine mögliche Oxidation zu unterbinden. Die Pyrolyse beschreibt „Vorgänge, bei denen unter Zugabe eines Vergasungsmittels (Dampf, Luft oder Sauerstoff) der gesamte organische Gehalt des Einsatzstoffes in gasförmige Stoffe umgewandelt wird, wobei nur die mineralische Asche oder Schlacke [„sowie fester Kohlenstoff] zurückbleibt“ [16]. Grundlegend kann das Verfahren in zwei Kategorien eingeteilt werden: die direkte Pyrolyse und die indirekte Pyrolyse. Bei der direkten Pyrolyse kommt es zur Erhitzung eines zu pyrolysierenden Gutes durch Verbrennungsgase, wobei die erforderliche Wärmeenergie zum Vollzug des Prozesses aus dem Pyrolysegut selbst gewonnen wird. Innerhalb des eingesetzten geschlossenen Behälters wird die Reaktionstemperatur dabei mittels zugeführter Luft gesteuert.

Bei der indirekten Pyrolyse kommt es zur Erhitzung eines Pyrolysegutes, innerhalb eines geschlossenen Behälters, von außen und der gezielten Einstellung einer sauerstofffreien Atmosphäre.

Das schematische Prinzip ist in Abbildung 2-3 dargestellt.

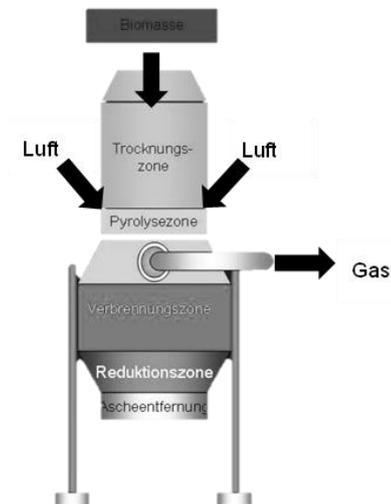


Abbildung 2-3: Phasen der Pyrolyse in einem Pyrolysereaktor [17]

Prinzipiell entstehen während des Verfahrens der Pyrolyse lang- oder kurzkettige Moleküle in Form von Gasen, Flüssigkeiten oder Feststoffen deren Mengenanteile und Zusammensetzung vom Einsatzstoff, der Pyrolysetemperatur, den zugegebenen Hilfsstoffen, den Druckverhältnissen sowie der Behandlungsdauer abhängen. Bei der Pyrolyse von Polymeren entstehen häufig Pyrolysegase, welche einen hohen Anteil des zugehörigen Monomers aufweisen. Heutzutage basieren verschiedenste industrielle Verfahren auf dem Prinzip der Pyrolyse, beziehungsweise auf dem Stattfinden von Pyrolysevorgängen. Bekannte Vertreter stellen hierbei das Verkoken von Kohle, das Cracken von Erdöl oder aber auch die Herstellung von Kraftstoffen aus Biomasse dar [16].

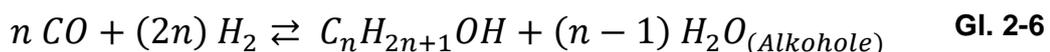
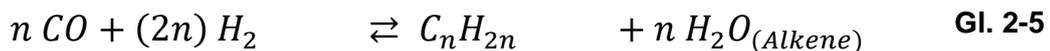
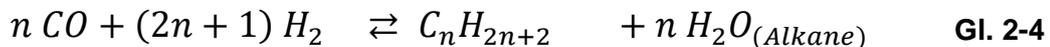
2.4 Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese wurde im Jahr 1925 von Franz Fischer und Hans Tropsch am Kaiser-Wilhelm-Institut für Kohleforschung in Mülheim an der Ruhr entwickelt und gewann vor allem in der Zeit des Zweiten Weltkriegs an Bedeutung, um den Bedarf an flüssigen Kraftstoffen zu decken. Es ist ein großtechnisches Verfahren zur Verflüssigung von Kohle, mit Hilfe einer heterogenkatalytischen Umwandlung von Synthesegas in verschiedenste gasförmige oder flüssige Kohlenwasserstoffe.

Nach Ende des Krieges kam die Produktion und Forschung von Kraftstoffen der Fischer-Tropsch-Synthese größtenteils zum Erliegen, da diese im Vergleich zu Kraftstoffen auf Erdölbasis nicht mehr konkurrenzfähig waren [18].

Die Reaktion der Fischer-Tropsch-Synthese beschreibt eine Aufbaureaktion von Kohlenstoffmonoxid-Wasserstoff-Gemischen an Eisen- oder Kobalt-Katalysatoren, welche zu Paraffinen (Gruppe der Alkane, siehe Gl. 2-4), Alkenen (siehe Gl. 2-5) und Alkoholen (siehe Gl. 2-6) umgewandelt werden. Während der Reaktion herrscht ein Druck von 20 bis 40 bar und eine Temperatur von 200°C bis 350°C [19].

Die allgemeinen Aufbaureaktionen für Alkane, Alkene und Alkohole lauten:



Wird der Prozess auf höheren Temperaturen gefahren, ermöglicht dies die Herstellung kurzkettiger Produkte. Gleichzeitig kommt es jedoch zu einer erhöhten Rußbildung und dadurch möglichen Beeinträchtigung der Katalysatoren. Eine Erhöhung des Druckes kann einen höheren Umsatz des Prozesses hervorrufen. Des Weiteren kann die Wahl des eingesetzten Katalysators den Reaktionsverlauf verändern und so beispielsweise die Zusammensetzung der Produkte beeinflussen. Der Einsatz von Kobaltkatalysatoren bewirkt beispielsweise den Ablauf der Fischer-Tropsch-Reaktion. Die Wahl aus Temperatur, Druck und verwendeten Katalysator haben damit direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens.

Abseits der Verwendung von Kohle besteht auch die Möglichkeit, Erdgas oder Biomasse

als Quelle für die Synthesegaserzeugung einzusetzen [18].

Die Fischer-Tropsch-Synthese kann grundlegend je nach Temperaturbereich in die Low-Temperature-Fischer-Tropsch-Synthese (kurz: LTFT) und die High-Temperature-Fischer-Tropsch-Synthese (kurz: HTFT) unterteilt werden [20]. In der Abbildung 2-4 sind verschiedene Reaktortypen der Fischer-Tropsch-Synthese ersichtlich.

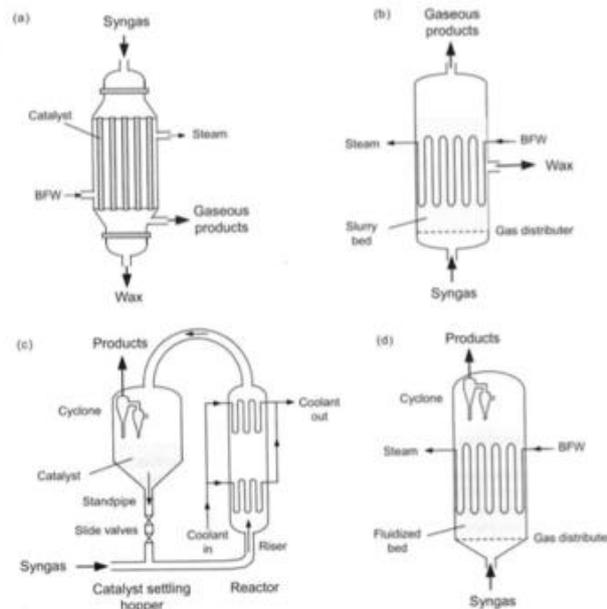


Abbildung 2-4: Reaktortypen für die Fischer-Tropsch-Synthese: (a) multi-tubular fixed bed reactor; (b) slurry-phase reactor; (c) circulating fluidized bed reactor; (d) fixed fluidized bed reactor (BFW = boiler feed water = Kühlwasser) ([21])

High-Temperature-Fischer-Tropsch-Synthese (HTFT)

Die HTFT verläuft bei einer Temperatur von 300 °C bis 350 °C unter Verwendung eines Eisenkatalysators. Die wichtigsten industriellen Produkte stellen hierbei kurzkettige Kohlenwasserstoffe wie Benzin oder Olefine dar.

Kommt es zum Einsatz von Biomasse innerhalb der HTFT führt dies zur Deaktivierung der Katalysatoren bei hohen Temperaturen, ausgelöst durch Reaktionen zwischen den in der Biomasse enthaltenen Alkalimetallen und den verwendeten Katalysatoren [20].

Low-Temperature-Fischer-Tropsch-Synthesis (LTFT)

Die LTFT verläuft bei einer Temperatur von 200°C bis 240°C unter Verwendung von Eisen- und Kobaltkatalysatoren. Überwiegend entstehen dabei lineare langkettige Kohlenwasserstoffe (Wachse), welche beispielsweise als Schmiermittel für Industriemaschinen eingesetzt werden oder als Basis für weitere Produkte dienen. Vorteil der LTFT ist, dass diese für Biomasse geeignet ist, da der Prozess bei einer niedrigeren Temperatur gefahren wird und es somit zu keiner Beeinträchtigung der Katalysatoren als Folge von Reaktionen mit dem Alkalimetallanteil der Biomasse kommt.

Heutzutage findet die Fischer-Tropsch-Synthese immer noch Verwendung in der chemischen Industrie, aufgrund ihrer breiten Palette an Produkten. Vor allem die Erzeugung von schwefel- und aromatenfreien Kraftstoffen aus unterschiedlichen Rohstoffen ist neben der Herstellung von Rohbenzin, Fischer-Tropsch-Diesel oder Wachsen von großer industrieller Bedeutung. Die langkettigen Kohlenwasserstoffprodukte können durch weiterführende Prozessschritte, wie Cracken, Destillation und/oder Rektifikation in verschiedene chemische Grundstoffe umgewandelt werden [20].

2.5 Farbenlehre Wasserstoff

Wasserstoff kann als Energieträger und Grundstoff für verschiedene chemische Industrieprozesse verwendet werden. Das geruchlose und ungiftige Gas besitzt bezogen auf seine Masse eine hohe Energiedichte sowie gute Transport- und Speicherungseigenschaften, was es zu einem Hoffnungsträger der deutschen Politik zur Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung macht.

Bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht während des Prozesses lediglich Wasserdampf statt klimaschädlichem Kohlenstoffdioxid. In der Natur kommt Wasserstoff in seiner Reinform kaum vor, sodass dieser unter Einsatz von Energie aus vorliegenden chemischen Verbindungen hergestellt werden muss. Je nach eingesetztem Energieträger werden die verschiedenen Herstellungsverfahren des Wasserstoffes dabei durch Farben gekennzeichnet (siehe Abbildung 2-5) [22].

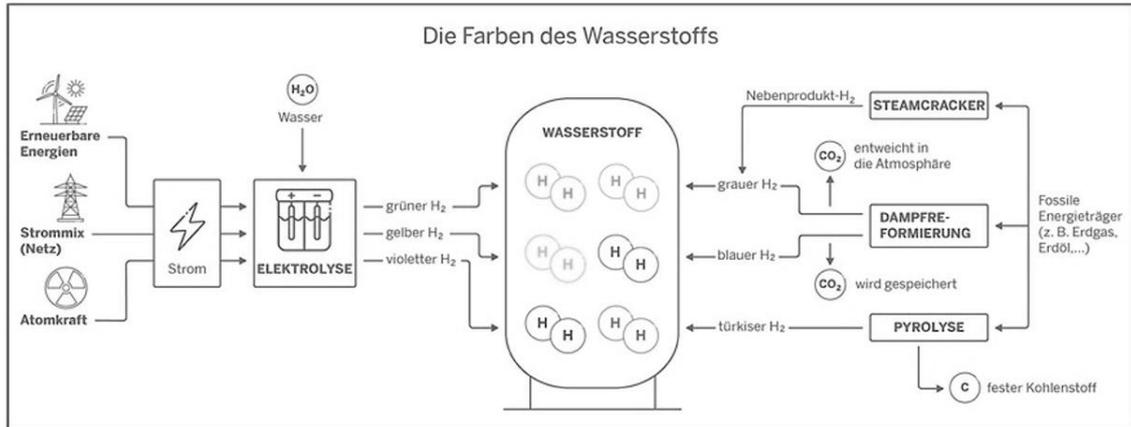


Abbildung 2-5: Die Farben des Wasserstoffs [23]

Der nachfolgende Abschnitt gibt einen Überblick über die verschiedenen farblich gekennzeichneten Wasserstoffherstellungsverfahren.

Grüner Wasserstoff

Dieser wird mittels der Elektrolyse von Wasser hergestellt. Die benötigte Energie zur Spaltung des Wassers wird dabei ausschließlich durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen aufgebracht. Bei der Herstellung grünen Wasserstoffes erfolgt keine Freisetzung von klimaschädlichem Kohlenstoffdioxid, doch derzeit ist er - bezogen auf den Heizwert – fünf Mal so teuer wie Erdgas, was die Konkurrenzfähigkeit auf dem Energiemarkt beeinträchtigt.

Grauer Wasserstoff

Die Herstellung grauen Wasserstoffes erfolgt aus der Umwandlung fossilen Erdgases unter Wärmezufuhr in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (Dampfreformierung). Das dabei als Nebenprodukt entstehende Kohlenstoffdioxid wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben, was diese Erzeugungsform für eine klimafreundliche Energiegewinnung ausschließen lässt.

Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff ist prinzipiell grauer Wasserstoff, nach dessen Herstellung das als Nebenprodukt anfallende Kohlenstoffdioxid abgeschieden und gespeichert wird (engl. Carbon Capture and Storage – CCS).

Im Anschluss ist eine dauerhafte Speicherung sowie Beobachtung der Lagerungsstätte nötig, damit Kohlenstoffdioxid unter keinen Umständen in die Atmosphäre gelangt, um eine klimafreundliche Herstellung zu gewährleisten.

Türkiser Wasserstoff

Diese Form der Wasserstofferzeugung erfolgt über die thermische Spaltung von Erdgas (Methanpyrolyse). Hierbei entsteht anstelle von Kohlenstoffdioxid fester Kohlenstoff als Nebenprodukt, welcher weiterverwertet werden kann.

Um eine Klimafreundlichkeit des Verfahrens zu erreichen ist eine Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren Energiequellen nötig [24].

Gelber Wasserstoff

Die Herstellung gelben Wasserstoffes erfolgt analog zum grünen Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser, wobei hier die Energie für die Spaltung von Wasser mittels Strom aus dem deutschen Strommix aufgebracht wird.

Roter Wasserstoff

Roter Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser mittels Kernenergie hergestellt. Ende des Jahres 2022 hat Deutschland den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen, wodurch dieses Verfahren für die inländische Erzeugung von Wasserstoff nicht mehr wirtschaftlich relevant ist [22].

Schwarzer Wasserstoff

Der Herstellungsprozess von schwarzem Wasserstoff beschreibt die Umwandlung von Steinkohle mittels der Vergasungsmethode. Das Ausgangsmaterial wird dabei durch wiederkehrende Erhitzung in ein brennbares Gas (Wasserstoff) umgewandelt, wobei diverse Neben- bzw. Abfallprodukte der Kohlevergasung wie Kohlendioxid bzw. Kohlenmonoxid entstehen, welche als klimaschädliche Gase eingestuft werden.

Brauner Wasserstoff

Ähnlich zum Herstellungsprozess des schwarzen Wasserstoffes, wird brauner Wasserstoff mittels Vergasungsmethode erzeugt. Das Ausgangsmaterial stellt dabei die vergleichbar energieärmere Braunkohle dar.

Oranger Wasserstoff

Oranger Wasserstoff wird aus Bioenergie hergestellt. Bioenergie stellt dabei kohlenstoffneutrale Energie dar, die aus organischen Stoffen gewonnen wird und in verschiedenen Formen wie Biomasse, Biokraftstoff, Biogas und Biomethan vorliegen kann. Üblicherweise wird Bioenergie aus Abfällen und Reststoffen aus der Land- und Forstwirtschaft, aus Haushalten und der Industrie gewonnen.

Weißer Wasserstoff

Weißer Wasserstoff stellt Wasserstoffvorkommen in der natürlichen Umgebung dar. Diese können durch Fracking, ähnlich der Förderung fossiler Brennstoffe, gewonnen werden. Die daraus folgenden Umweltauswirkungen, Explorationsmethoden, sowie das Produktionspotential sind noch unbekannt [25].

2.6 Arten und Herstellung

2.6.1 Grüner Wasserstoff

Die Herstellung von grünem Wasserstoff wird mittels der Elektrolyse aus regenerativen Energiequellen realisiert. In Abbildung 2-6 ist eine schematische Darstellung dieser Erzeugungsform dargestellt. Der Herstellungsprozess grünen Wasserstoffs stellt die nachhaltigste Form der Wasserstofferzeugung dar, da das Verfahren der Elektrolyse ohne Ausstoß von Kohlenstoffdioxid (CO_2) stattfindet.

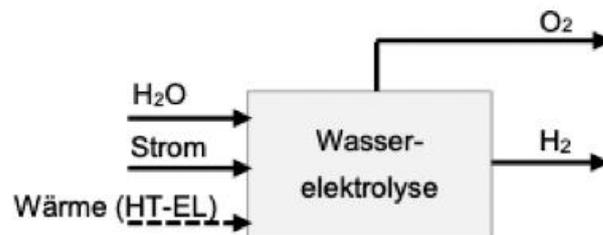


Abbildung 2-6: Schematische Darstellung der Wasserelektrolyse [1]

Während des Prozesses der Elektrolyse wird eine Spannung an eine Elektrolysezelle angelegt, was die Spaltung von Wasser (H_2O) in seine Bestandteile Sauerstoff (O_2) und Wasserstoff (H_2) hervorruft. Eine Elektrolysezelle ist dabei aus zwei Elektroden aufgebaut, welche sich in einem Elektrolyten (ionenleitendes Medium) befinden. Heutzutage gibt es verschiedenste Verfahren der Wasserelektrolyse, welche sich im verwendeten Elektrolyten, der Betriebstemperatur, dem Aufbau der Elektrolysezelle sowie in teils forschungsbedingten Wirkungsgraden unterscheiden. Der nachfolgende Abschnitt gibt einen aktuellen Überblick über die wirtschaftsfähigen Formen der Elektrolyse [26].

AEL

Die alkalische Elektrolyse (kurz: AEL) stellt das bekannteste und technologisch erprobteste Elektrolyseverfahren aktuell dar. Eingesetzt wird hierbei eine 25- bis 30-prozentige Kaliumhydroxidlösung (KOH) als Elektrolyt, welche die Leitfähigkeit der Ionen steigern soll [1]. Die verwendeten Elektroden sind zumeist dimensionsstabile Anoden (kurz: DSA) [27], welche aus perforierten Titanblechen (beschichtet mit einem Metalloxid aus Eisen, Nickel oder Kobalt als Katalysator) bestehen. Die Kathode und Anode sind dabei mittels

eines Diaphragmas (gasdichte Membran) räumlich voneinander getrennt (siehe Abbildung 2-7).

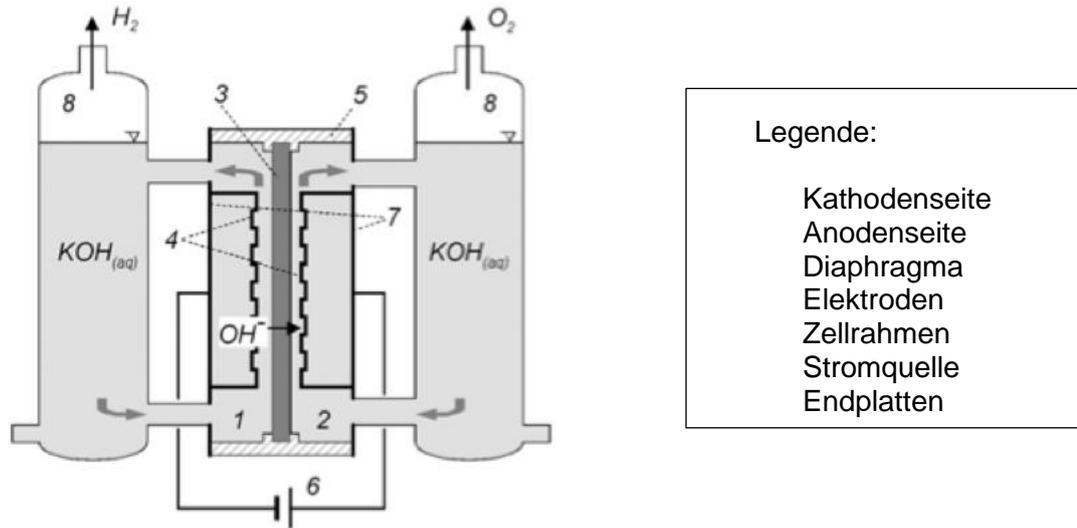
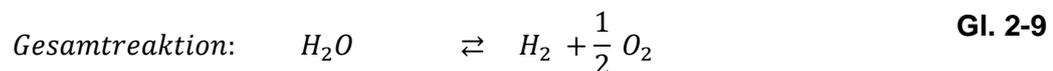
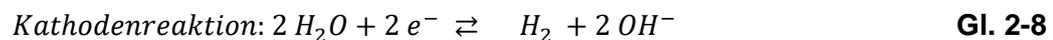
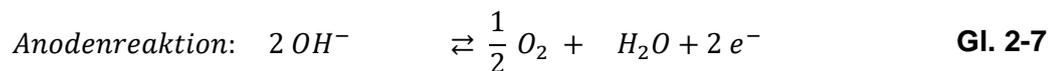


Abbildung 2-7: Prinzipieller Aufbau einer alkalischen Elektrolysezelle [28]

Kommt es beim Anschluss einer Spannung an die Elektrolysezelle, wird an der Kathode die Spaltung von Wasser (H_2O) in Wasserstoff- (H_2) und Hydroxidionen (OH^-) eingeleitet (siehe Gl. 2-7). Im Anschluss diffundieren die entstandenen Hydroxidionen durch den KOH-Elektrolyten und das Diaphragma bis hin zur Anode auf der anderen Seite. Dort reagieren die Hydroxidionen zu Sauerstoff (O_2) und Wasser (siehe Gl. 2-8). Der entstandene Wasserstoff und Sauerstoff werden getrennt voneinander aufgefangen und abgeführt.

Die Reaktionsgleichung der AEL-Elektrolyse lautet:



Die alkalische Elektrolyse findet bei einer Betriebstemperatur von circa $40^\circ C$ bis $90^\circ C$ und einem Druck von 6 bar bis 35 bar statt. Mit steigender Temperatur kommt es auch zum Anstieg des Wirkungsgrades des Prozesses. Der Wirkungsgrad der alkalischen Elektrolyse bewegt sich in der Praxis zwischen 43% und 69%, wobei aktuelle AEL-Anlagen von circa 10 MW erreichen [1].

PEM

Die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (kurz: PEM-Elektrolyse) ist im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse, welche seit über 100 Jahren kommerziell genutzt wird, ein junges Verfahren der Wasserstofferzeugung. Der charakteristische Unterschied zwischen den beiden Verfahren ist hierbei der Verzicht eines flüssigen Elektrolyten. Bei der PEM-Elektrolyse kommt es zum Einsatz einer protonendurchlässigen Polymermembran zur Trennung der Elektroden. Dieser Aufbau ist in Abbildung 2-8 grafisch dargestellt.

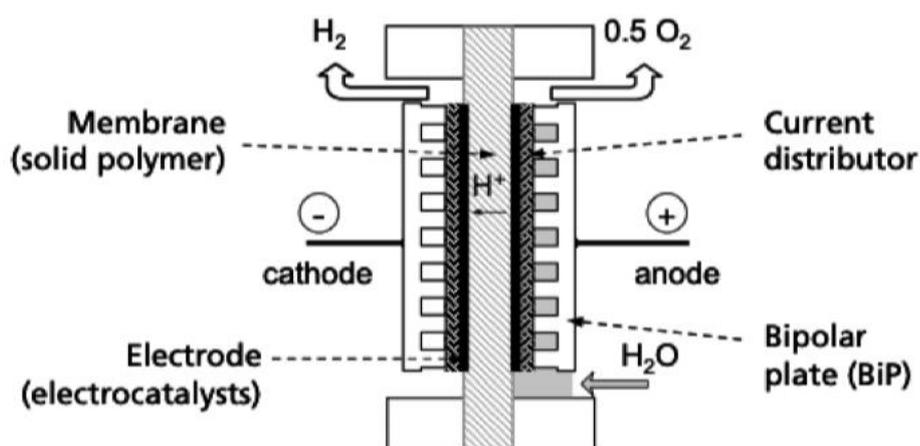
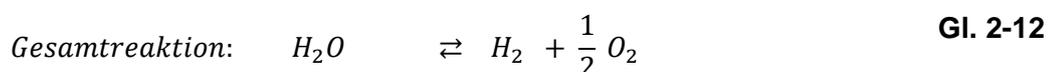
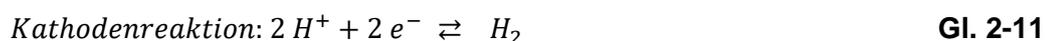
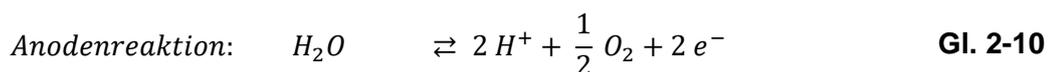


Abbildung 2-8: Prinzipieller Aufbau einer PEM Elektrolysezelle [28]

Edelmetalle wie Platin, Ruthenium oder Iridium werden dabei als Katalysatoren verwendet, welche der Unterstützung der Wasserspaltung dienen und auf die Elektroden aufgedampft werden. Beim Anlegen einer Spannung, kommt es auf der Anodenseite zum Zerfall von Wasser (H_2O) in Sauerstoff, Wasserstoffionen (H^+) und Elektronen (siehe Gl. 2-10). Die dadurch aufgespaltenen Wasserstoffionen (H^+) diffundieren hin zur Kathode, wobei sie die protonendurchlässige Polymermembran durchqueren. An der Anodenseite angekommen reagieren sie zu Wasserstoff, welcher aufgefangen und weiterverarbeitet wird (siehe Gl. 2-11).

Die Reaktionsgleichung der PEM-Elektrolyse lautet:



Während des Elektrolyseprozesses herrscht ein erhöhter Druck von 30 bar bis 60 bar

und eine Betriebstemperatur zwischen 50 °C bis 100 °C. Es können dabei Wirkungsgrade von 60% bis 70% bezogen auf den Brennwert vorliegen.

Vorteil der PEM-Elektrolyse im Vergleich mit der AEL ist der Einsatz eines Teillastbereiches, welcher eine schnelle Reaktion auf Leistungsschwankungen regenerativer Energieträger ermöglicht und somit an Flexibilität gewinnt. Durch hohe Kosten für die Polymermembran und die eingesetzten Edelmetallkatalysatoren, kommt es parallel auch zu spezifisch höheren Investitionskosten als bei der AEL [1].

Hochtemperaturelektrolyse

Für das Verfahren der Hochtemperaturelektrolyse (kurz: HT-EL) wird anstelle eines flüssigen Elektrolyten, ein Feststoffoxid als Elektrolyt innerhalb der Elektrolysezelle (engl. Solid Oxide Electrolysis Cell - SOEC) verwendet (siehe Abbildung 2-9).

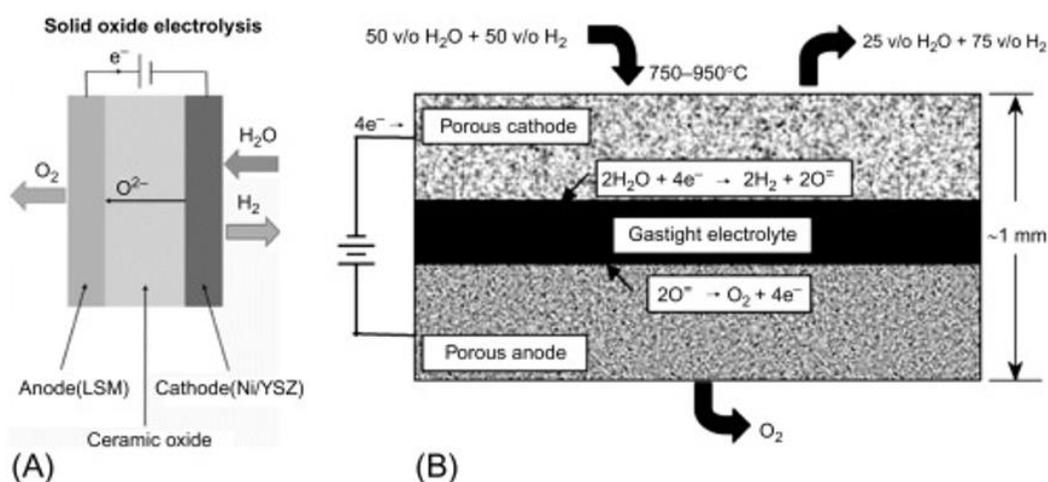


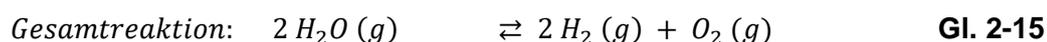
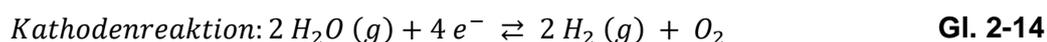
Abbildung 2-9: Prinzipieller Aufbau einer Hochtemperaturelektrolysezelle [29]

Einsatz findet hier zumeist Zirkoniumoxid (ZrO_2), welches mit Yttriumoxid (Y_2O_3) dotiert wird [1]. „Dotieren“ beschreibt dabei das „Einbringen von Fremdatomen in einen Halbleiterkristall zur gezielten Veränderung der Leitfähigkeit“ [30]. Das Dotieren mit Yttriumoxid ermöglicht der Hochtemperaturelektrolyse die Verbesserung der Leitfähigkeit von Sauerstoffionen durch den Elektrolyten.

Der Prozess erfolgt bei einer Betriebstemperatur zwischen 700°C und 1.000°C und nutzt Wasserdampf anstatt flüssigen Wassers als Ausgangsstoff der Wasserstoffherstellung. Der Aufbau der Hochtemperaturelektrolysezelle ähnelt der alkalischen Elektrolysezelle: Die Kathode und Anode sind räumlich durch eine Membran voneinander getrennt, wobei ein Feststoffoxid als Elektrolyt genutzt wird. Kommt es zum Anlegen einer Spannung, wird die Spaltung des Wasserdampfes an der Kathode (siehe Gl. 2-13) eingeleitet. Anschließend diffundieren die negativ geladenen Sauerstoffionen (O^{2-}) hin zur Anode

(siehe Gl. 2-14). Die produzierten Gase Sauerstoff und Wasserstoff können getrennt voneinander aufgefangen und weiterverarbeitet werden.

Die Reaktionsgleichung der HT-Elektrolyse lautet:



Da sich das Verfahren der Hochtemperaturelektrolyse noch im Stadium der Grundlagenforschung befindet, ist die Planung einer kommerziellen Anlage erschwert. Nichtsdestotrotz bietet das Verfahren eine schnelle Kinetik, sowie einige thermodynamische Vorteile zu anderen Elektrolyseformen. Das Fahren des Prozesses bei hohen Temperaturen führt zu einem leichten Anstieg des Gesamtenergiebedarfs ΔH_r , jedoch zu einem starken Abfall des Gesamtelektrizitätsbedarfes ΔG_r , da ein großer Teil der benötigten Energie durch Wärme gedeckt wird. Grund dafür ist die endotherme Spaltung von Wasser, was den Elektrizitätsbedarf um bis zu 25% senkt [28].

2.6.2 Blauer Wasserstoff

Die Herstellung von blauem Wasserstoff wird mittels Dampfreformierung von Kohlenwasserstoffen (zumeist Erdgas) realisiert. Während des Prozesses der Dampfreformierung wird entstehendes Kohlenstoffdioxid (CO_2) im Nachgang mit Hilfe der Carbon-Capture-and-Storage-Technologie (kurz: CCS) abgeschieden und für den Abtransport zu einer geeigneten Lagerstätte vorgehalten. Die Dampfreformierung stellt ein großindustriell erprobtes und kostengünstiges Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff dar, sofern eine sichere und dauerhafte Speicherung des emittierten Kohlenstoffdioxids gewährleistet werden kann. Ein Import von blauem Wasserstoff aus dem Ausland und Abtransport nach Deutschland, ist aufgrund hoher Transportkosten des Wasserstoffs und der hohen Nachfrage in näherer Zukunft nicht zu erwarten. Um in Zukunft unabhängig von anderen Ländern zu sein, ist eine inländische Produktion damit unumgänglich, sofern man von einer großflächigen Versorgung mittels blauen Wasserstoffes ausgeht [31].

Dampfreformierung mit CCS

Die Dampfreformierung stellt eine endotherme-katalytische Umwandlung von Wasserdampf (H_2O) und Erdgas (CH_4) zu einem Synthesegas, bestehend aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenmonoxid (CO), dar (siehe Abbildung 2-10) [1].

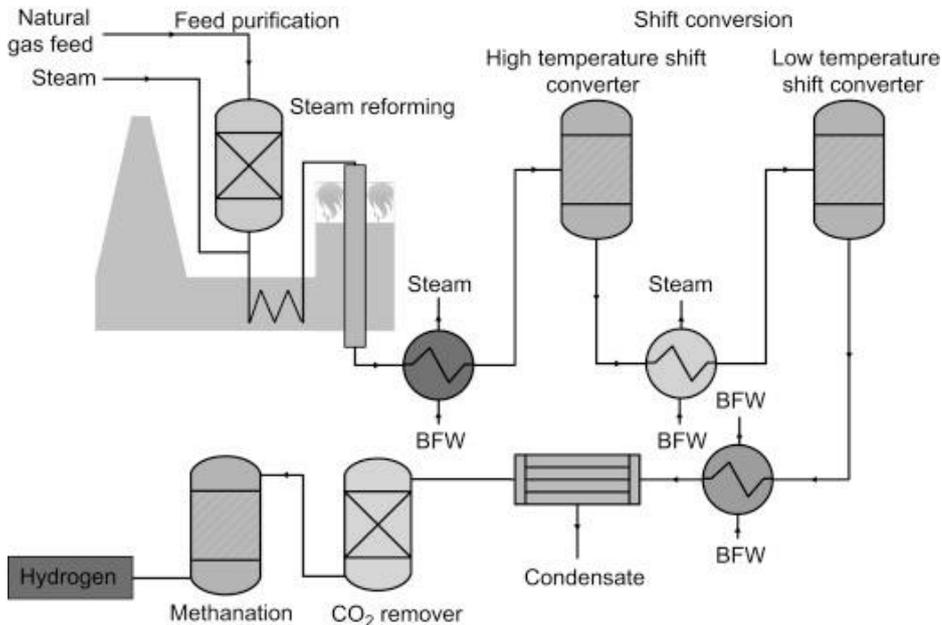
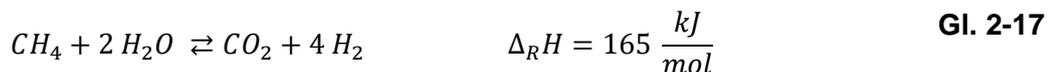
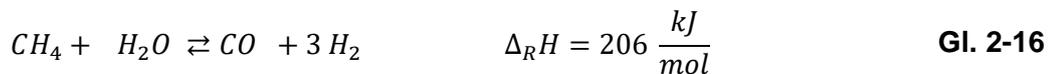


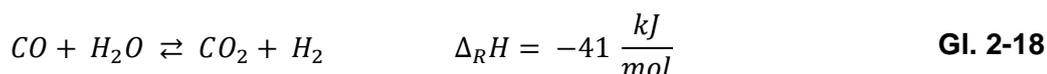
Abbildung 2-10: Schematischer Aufbau einer Dampfreformierungsanlage [32]

Im ersten Schritt kommt es zur Aufbereitung des Erdgases mittels einer Entschwefelung zum Schutz des eingesetzten Nickelkatalysators. Danach folgt der eigentliche Prozessschritt der Dampfreformierung. Ein Gemisch aus Wasserdampf und Erdgas wird in einen Rohrbündelreaktor bei einer Temperatur von 500°C eigeleitet, welcher von außen mit Erd- und Restgas befeuert wird. Innerhalb des Reaktors laufen die folgenden endothermen Reaktionen ab:



Im Anschluss fügt sich der Prozess der Shiftstufe an, welcher eine Erhöhung der Wasserstoffproduktion mittels homogener Wassergasreaktion ermöglicht. Das Synthesegas tritt mit einer Temperatur von ca. 800°C aus dem Reformer aus und wird anschließend abgekühlt. Die Shiftstufe gliedert sich dabei in den Hochtemperatur-Shift (Prozesstemperatur $T = 300^\circ\text{C} - 500^\circ\text{C}$, Fe/Cr- oder Co/Mo-Katalysatoren) sowie in den Niedertemperatur-Shift (Prozesstemperatur $T = 190^\circ\text{C} - 280^\circ\text{C}$, CuO/ZnO-Katalysatoren) [1].

Die Reaktionsgleichung der Shiftstufe lautet:



Als Produkt der Reaktion von Kohlenstoffmonooxid und Wasser entsteht mit Hilfe des Shiftprozesses ein Synthesegas, welches sich aus Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zusammensetzt. Das entstehende Synthesegas wird durch Druckwechseladsorption (kurz: DWA) gereinigt und für die weitere Verwendung aufbereitet. Das übrig gebliebene Restgas (CO , CO_2 , CH_4) wird dabei durch Adsorption an Materialien wie Aktivkohlefiltern bzw. Molekularsieben vom Wasserstoff getrennt und kann zur weiteren Befeuerung genutzt werden. Der Wasserstoff selbst adsorbiert während des Vorgangs nicht, er strömt aus und wird aufgefangen [1].

2.6.3 Türkiser Wasserstoff

Türkiser Wasserstoff wird über die thermische Spaltung von Erdgas (bzw. Methan), der Pyrolyse hergestellt. Der schematische Ablauf der Erdgas-Pyrolyse ist in Abbildung 2-11) vereinfacht dargestellt.



Abbildung 2-11: Schematische Darstellung Erdgas-Pyrolyse [1]

Als Nebenprodukt entsteht hier im Gegensatz zum Verfahren der Dampfreformierung fester Kohlenstoff, anstelle des klimaschädlichen Kohlenstoffdioxids [24]. Der entstandene Kohlenstoff muss anschließend permanent aus dem weltweiten Kohlenstoffkreislauf getrennt bzw. stofflich verwertet werden sowie eine Energieversorgung mittels erneuerbarer Energieträger erfolgen, um einen Emissionsausstoß zu vermindern.

Nach aktuellem Technologiestand ist eine großtechnische Anlagennutzung des Erdgas-Pyrolyse-Verfahrens noch nicht wirtschaftlich [27].

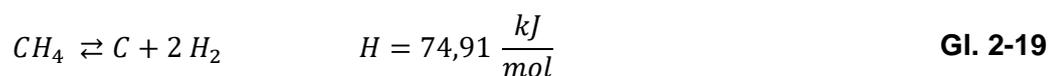
Methanpyrolyse

Die Methanpyrolyse beschreibt das thermische Cracken von Methan unter Ausschluss von Oxidationsreaktanten wie Sauerstoff, Wasserdampf oder Kohlenstoffdioxid [27]. In

der Praxis bildet Erdgas die Grundlage der Wasserstofferzeugung mittels Pyrolyse, jedoch ist eine Aufbereitung des Gasgemisches zur Erhöhung des Methananteils im Vorfeld nötig. Herzstück einer Methan-Pyrolyse-Anlage stellt dabei der Reaktor (Blasensäule-, Wanderbett-, Plasma-, etc. Reaktor) dar, in den das Methan eingeleitet und über einen Katalysator in Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten wird. Die Wärmeversorgung des Reaktors erfolgt über die Verbrennung von Erdgas oder Wasserstoff, sowie elektrischen Strom aus erneuerbaren Energien [31]. Der Prozess selbst läuft bei einer Temperatur von ca. 700°C ab, diese kann jedoch mit Hilfe eines Nickelkatalysators auch Methanumsatzraten im Prozentbereich bei ca. 500°C erreichen. Eine Erhöhung des Temperaturbereiches von 800°C bis 1.000°C wäre nötig, um in Zukunft eine technisch relevante und kommerziell nutzbare Reaktionsgeschwindigkeit sowie Methanumsatzrate zu gewährleisten.

Die Reaktion der Methanpyrolyse wird durch eine endotherme Spaltung von Methan (CH₄) unter Bildung von zwei Molekülen gasförmigen Wasserstoffes und einem Molekül festen Kohlenstoffes beschrieben (siehe Gl. 2-19) [27].

Die Reaktionsgleichung der Methan-Pyrolyse lautet:



Der anfallende Kohlenstoff sammelt sich pulverförmig auf der Oberfläche des Katalysatorbetts bzw. im Abgasstrom des eingesetzten Reaktors, wo er zur weiteren Verwendung abgetrennt werden kann. Der Wasserstoff wird gasförmig im Nachgang mittels einer Druckwechseladsorptionsanlage (kurz: DWA-Anlage) abgeschieden und übrig gebliebene Methananteile innerhalb des Abgasstrom werden dem Kreislauf zurückgeführt [31]. Die Druckwechseladsorption bindet nicht umgewandelte Methananteile unter Druck an einem Kohlenstoffmolekularsieb, bzw. der Abscheidung von Wasserstoff. Im Anschluss wird das Kohlenstoffmolekularsieb einer vollständigen Reinigung mittels Erzeugung eines Unterdruckes einer Vakuumpumpe unterzogen [33].

Das Verfahren der Methan-Pyrolyse wird aktuell noch im Labormaßstab oder kleinen Pilotanlagen betrieben, da eine großtechnische Umsetzung bisher nicht ausgereift ist.

In der Abbildung 2-12 sind die verschiedenen Methanpyrolyse-Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff aufgeführt:

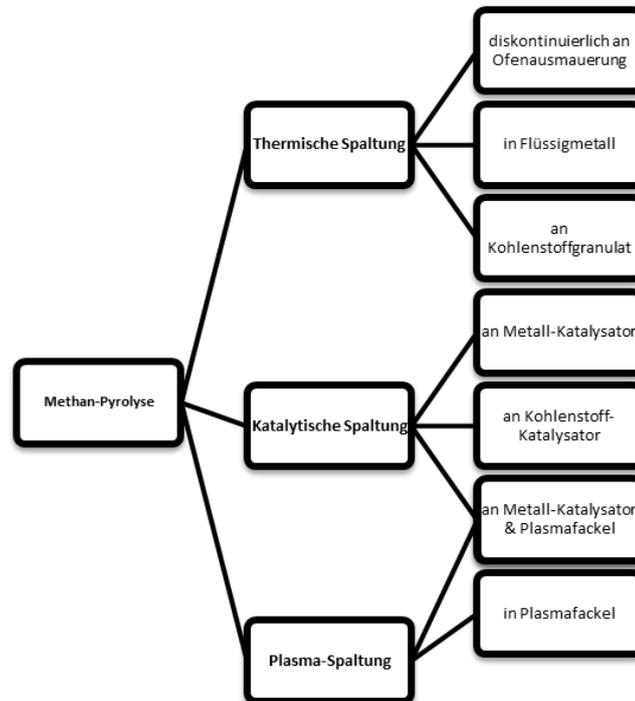


Abbildung 2-12: Kategorisierung von Methan-Pyrolyseverfahren [27]

Thermische Spaltung

Die thermische Spaltung von Erdgas wurde von der Badischen Anilin- und Sodafabrik (kurz: BASF) entwickelt und stellt ein Pyrolyseverfahren zur Herstellung von Wasserstoff mittels eines Wanderbett-Reaktors dar (siehe Abbildung 2-13) [27]. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (kurz: BMBF) innerhalb des Carbon Management F&E Programms gefördert. Das Unternehmen BASF betreibt dafür seit 2020 eine Pyrolyse-Testanlage am Standort Ludwigshafen [34]. Mittelpunkt des Verfahrens stellt dabei ein Wanderbett-Reaktor mit Kohlenstoffgranulat-Bett dar, welcher mit Hilfe von Elektroden elektrisch beheizt wird [27].

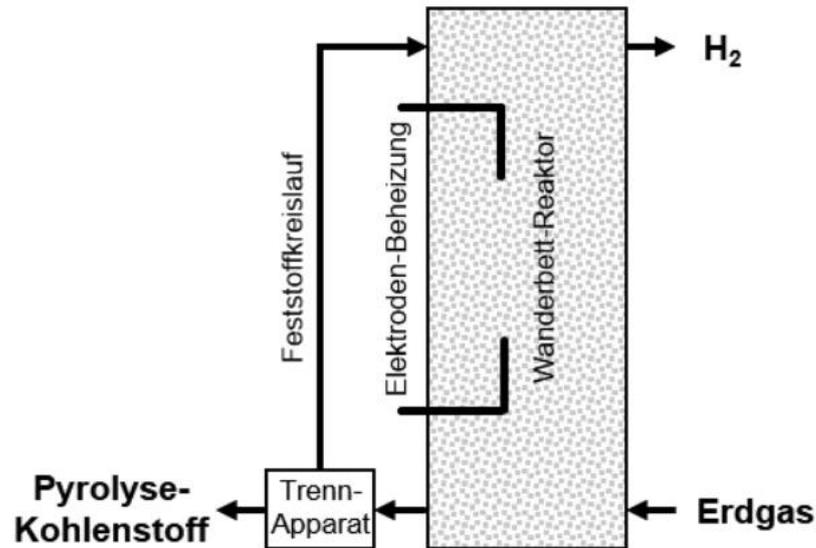


Abbildung 2-13: Prinzipieller Aufbau direkter beheizten Wanderbett Reaktors [27]

Durch dieses Kohlenstoffbett wird im Anschluss Erdgas/Methan geleitet und es kommt bei Temperaturen von bis zu 1.400°C zur Pyrolyse-Reaktion der Gasphase an der Oberfläche des Kohlenstoffgranulats. Die Reaktion erfolgt dabei nach der im Kapitel 2.6.3 genannten Gleichung (siehe Gl. 2-19). Eine Aufbereitung des Wasserstoffs kann je nach gefordertem Reinheitsgrad mittels Druckwechsel-Adsorptions-Anlage (kurz: DWA) nachgeschaltet werden [27].

Die Pyrolyse in flüssigem Metall (siehe Abbildung 2-14) stellt eine weitere Form der thermischen Spaltung von Methan dar und wurde von einer Forschungsgruppe des Karlsruher Institut für Technologie (kurz: KIT) in Zusammenarbeit mit dem Institut for Advanced Sustainability Studies e. V. (kurz: IASS) zur Herstellung von Wasserstoff entwickelt. Eingesetzt wird hier ein Blasensäulenreaktor, welcher mit flüssigem Zinn gefüllt ist. Methan wird bei einer Temperatur von circa 1.200°C durch den Reaktor geleitet und in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff gespalten. Nach der thermischen Spaltung liegt der entstehende Wasserstoff gasförmig vor und steigt durch das flüssige Zinn im Reaktor nach oben, wo er abgeleitet und aufgefangen wird. Anfallender Kohlenstoff sammelt sich größtenteils als festes Pulver auf der Oberfläche des Zinnbades, wo er abgetrennt werden kann, sowie zu einem geringen Anteil an den beheizten Innenwänden des Reaktors [27].

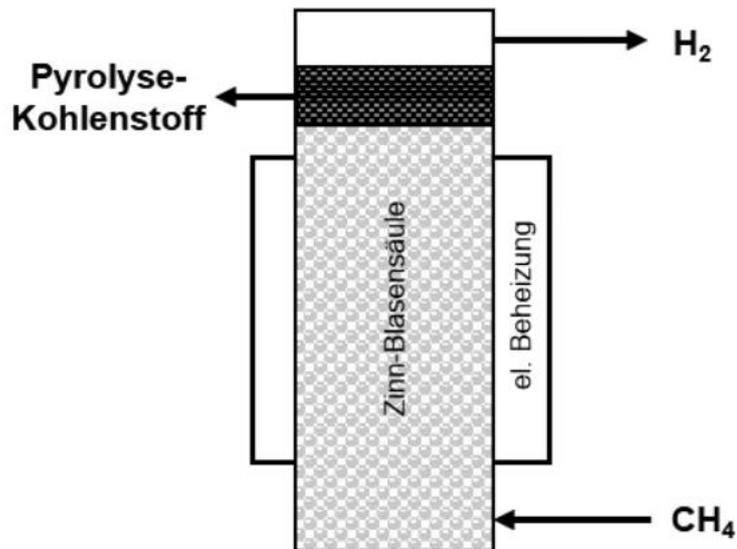


Abbildung 2-14: Schematischer Aufbau einer Methan-Pyrolyse-Anlage in Flüssigmetall [27]

Aktuell wird eine Laboranlage mit einem Methan- Volumenstrom von $0,012 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ (NTP) betrieben. Kommerziell eingeschränkt wird das Verfahren aktuell durch ein begrenztes Zinninventar, sowie eine kontinuierliche Abtrennung entstehenden Kohlenstoffs an den Reaktorinnenwänden.

Katalytische Spaltung

Um Wasserstoff für industrielle Raffinerieprozesse bereitzustellen, entwickelte die Universal Oil Products (kurz: UOP) in den 1960 Jahren das Verfahren der katalytischen Spaltung, auch bekannt als Hypro-Verfahren. Eingesetzt wird bei diesem Prozess ein Nickel-Katalysator, in dem Methan bei einer Temperatur zwischen 800°C bis 1.100°C innerhalb einer Wirbelschicht in seine chemischen Bestandteile gespalten wird (siehe Abbildung 2-15). Während des Prozesses der Spaltung entsteht reiner Kohlenstoff, welcher in Form von Ruß im Reaktor auftritt [27].

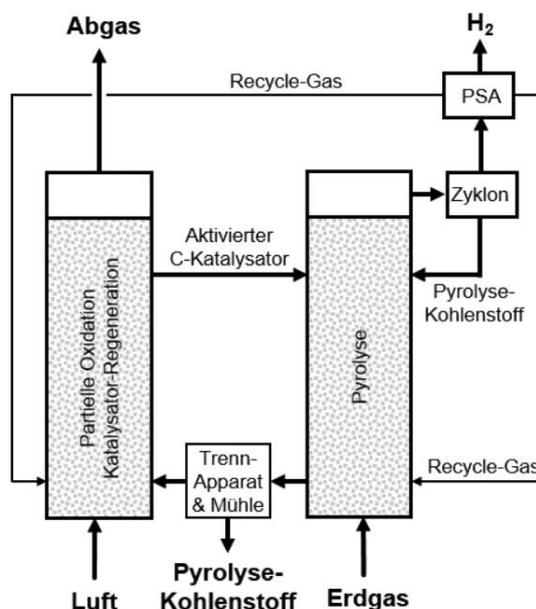


Abbildung 2-15: Schematische Darstellung des von Muradov et al. vorgeschlagenen Prozesses [27]

Der dabei entstehende pulverartige Ruß kann den normalen Betrieb des verwendeten Nickelkatalysators beeinträchtigen. Um dieses Problem zu vermeiden, wird der Katalysator durch Verbrennen von Ruß in einer zweiten nachgeschalteten Wirbelschicht permanent gereinigt. Da der im Hypro-Prozess umgewandelte Kohlenstoff vollständig verbrannt und als CO_2 freigesetzt wird, ist er für politische Ziele der Emissionsminderung zugunsten des Klimaschutzes ohne konsequente CO_2 -Abtrennung nicht zu empfehlen. Derzeit kann das katalytische Crackverfahren aufgrund seiner hohen Kosten und Komplexität nicht mit anderen Varianten der Wasserstoffherzeugung wie der etablierten Dampfreformierung konkurrieren.

Bis heute gibt es weltweit nur eine Testanlage in Illinois (USA) mit einer maximalen Methanumwandlungsrate von $7 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$. Aufgrund der oben genannten Parameter wurde die Entwicklung dieser Anlage später eingestellt. Im Jahr 2016 hat das australische Unternehmen Hazer ein Wirbelschicht-Wasserstoffproduktionsverfahren patentiert, bei dem Eisenerzkatalysatoren ($\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{Fe}_3\text{O}_4$) für Spaltungsreaktionen verwendet werden (siehe Abbildung 2-16). Laut Hazer besteht der Vorteil gegenüber anderen Wasserstoffherzeugungsverfahren in der Möglichkeit, die Wasserstoffumwandlung, die Produktqualität, den Massenstrom im Reaktor und die Deaktivierung des Katalysators durch Regelung von Druck und Temperatur zu steuern. Für Forschungs- und Entwicklungszwecke wurde eine Laboranlage mit einem Methanfluss von $0,01 \text{ L min}^{-1}$ aufgebaut, mit dem Ziel der technischen Umsetzung der Pilotanlage bis 2021 [27].

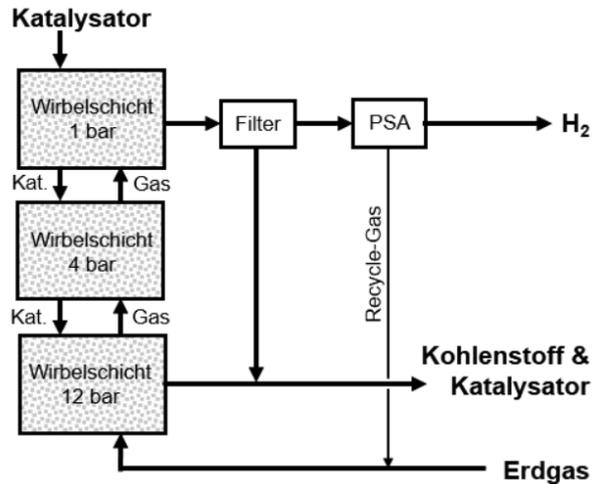


Abbildung 2-16: Schematische Darstellung des Hazer-Prozesses [27]

Plasma-Spaltung

Das Verfahren der Plasmaspaltung, auch Kværner-Verfahren genannt, ist ein in den 1980er Jahren von der norwegischen Firma Kværner ASA patentiertes Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff und Ruß aus Kohlenwasserstoffen mittels eines Plasmabrenners [35] [27]. Erdgas oder Methan wird zunächst in einen Plasmabrenner im Inneren des Reaktors eingespeist, der mit Wasserstoff aus dem Prozesskreislauf und Strom betrieben wird (siehe Abbildung 2-17). Im Inneren des Reaktors werden Kohlenwasserstoffe bei einer Temperatur von 1.600 ° C verwendet, um diese am Plasmabrenner in Wasserstoff und Kohlenstoff zu zersetzen. Da die Energie des Reaktionsprodukts deutlich höher ist als die des zugesetzten Stoffes, beschreibt der Prozess eine endotherme Reaktion [35].

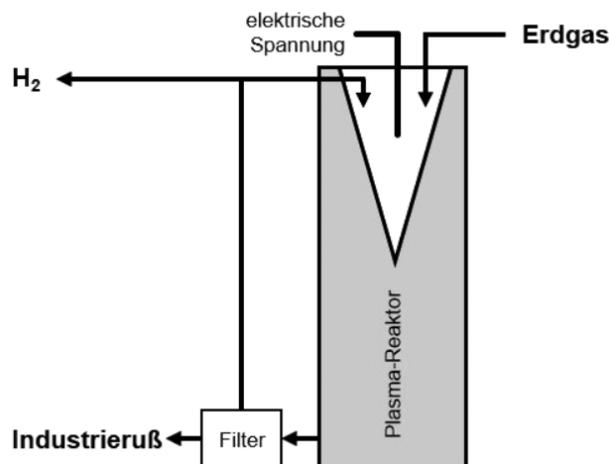


Abbildung 2-17: Schematischer Aufbau des Monolith-Prozess (Kvaener) [35]

Ähnlich wie bei anderen Formen der Methanpyrolyse liegt der erzeugte Wasserstoff gasförmig vor und wird zur weiteren Verwendung aufgefangen. Über ein nachgeschaltetes Filtersystem wird der Kohlenstoff in Form von pulverförmigem Industrieruß abgeschieden. Als Nebenprodukt anfallender Kohlenstoff wird hauptsächlich bei der Herstellung von Farben und Gummi sowie als Farbstoff oder Füllstoff verwendet.

Die Reaktionsgleichung der Plasma-Spaltung von Kohlenwasserstoffen mittels Kväerner-Verfahren lautet [36]:



Neben den hergestellten Produkten wird auch ein hoher Anteil der eingesetzten Energie in Wärme umgewandelt, welche zur Erzeugung von Dampf eingesetzt werden kann. Bisher gab es im Laufe der Jahre einige Versuche mit Laborsystemen, die jedoch aufgrund hoher Kosten eingestellt wurden.

Neben den hergestellten Produkten bleibt auch ein großer Teil der zugeführten Energie als Wärme übrig. Diese kann zur Erzeugung von Heißdampf genutzt werden. Bislang gab es im Laufe der Jahre einige Versuche an Laboranlagen, jedoch wurden diese aufgrund der hohen Kosten eingestellt [35]

2.7 Grundlagen der Wasserstoffspeicherung

Erdgasspeicher dienen der saisonalen oder bedarfsgerechten Speicherung großer Mengen Erdgas aus dem Erdgasnetz. Diese Speicher können sowohl überirdisch als auch unterirdisch liegen. Die oberirdischen Speicher und Gasbehälter in Metallbauweise weisen nur ein geringes Speichervolumen auf und sind flexibel einsetzbar. Diese Speicher werden hauptsächlich für industrielle Anwendungen und um lokale Bedarfsschwankungen abzumildern eingesetzt. Die unterirdischen Speicheranlagen dienen dem Ausgleich der jahreszeitlich bedingten Schwankungen des Erdgasbedarfs und um Lieferengpässe auszugleichen. So werden diese Speicher im Sommer, wenn der Erdgasbedarf gering ist, befüllt und im Winter entleert. Die unterirdischen Speicher liegen in einer Tiefe von 1 bis 3 km und werden in drei Kategorien aufgeteilt: Kavernen-Speicher, Porenspeicher und Aquiferspeicher. Das Speichervolumen dieser Gasspeicher wird in Arbeitsgasvolumen und Kissengasvolumen unterteilt. Das Arbeitsgasvolumen bezieht sich dabei auf das über das Jahr nutzbare Gasvolumen und das Kissengasvolumen dient zur Aufrechterhaltung des Mindestdrucks im Speicher, um die geologische Stabilität zu gewährleisten und eine optimale Ein- und Ausspeicherung zu ermöglichen. Etwa ein Drittel des Gesamtspeichervermögens dient als Kissengas und verbleibt somit im Speicher. [37]

Poren- und Aquiferspeicher

Porenspeicher liegen in unterirdischen porösen Kalkstein- oder Sandsteinschichten, welche durch undurchlässige Bodenschichten (Ton/Salz) abgedichtet werden. Dabei dient der Porenraum als Gasspeicher. Porenspeicher werden in zwei Arten unterteilt, die eine besteht aus bereits ausgeförderten Erdgaslagerstätten oder auch wasserführende Gesteinsschichten (Aquifer), bei welchen das vorliegende Wasser durch das eingespeicherte Erdgas verdrängt wird. Bei Entnahme des Gases füllt das Wasser die Poren wieder auf. Die Funktionsweise von Porenspeichern gleicht der eines Schwammes, dabei wird das Gas mit einem hohen Druck in Poren des Gesteins gepresst. Porenspeicher besitzen eine hohe Speicherkapazität, besitzen jedoch aufgrund ihrer geologischen Gegebenheiten ein weniger flexibles Ein- und Ausspeicherverhalten und dienen somit eher der saisonalen Grundlastabdeckung [37]. Der größte Porenspeicher Deutschlands befindet sich in Rehden und dieser besitzt ein Arbeitsgasvolumen von 3.900 Mio. Nm³ [38].

Kavernenspeicher

Im Gegensatz zu Porenspeichern wird in Kavernenspeichern Gas in einem großen Hohlraum gespeichert. Diese Hohlräume befinden sich in Salzstöcken und sind entweder natürlich vorhanden oder werden künstlich durch Ausspülen mit Wasser erzeugt. In der Regel sind diese Speicher 100 m breit und zylinderförmig. Kavernenspeicher kommen

zum Ausgleich von kurzzeitigen Bedarfsschwankungen zum Einsatz, da diese aufgrund ihrer geologischen Gegebenheiten ein schnelles Ein- sowie Ausspeichern der entsprechenden Gasmenge ermöglichen [37]. Der größte Kavernenspeicher befindet sich im Salzfeld bei Epe und wird von Uniper betrieben, dieser Speicher besteht aus 39 Einzelspeichern und umfasst ein Arbeitsgasvolumen von 1.910 Mio. Nm³ [38].

Weiterhin können Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid als auch Erdgas in Unterspeichern gelagert werden. Die Erdgasspeicher gewinnen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die saisonale Speicherung von Wasserstoff immer mehr an Bedeutung.

3 Technische Grundlagen potenzieller Wasserstoffverbraucher

3.1 Industriezweig der Nichtmetallischen Minerale

Nichtmetallische Minerale sind gemäß ihrer Definition Minerale bzw. Gesteine, welche Aggregate kristalliner oder amorpher Materialien sind, welche in der Erdkruste vorkommen. Einige der technisch bedeutendsten nichtmetallischen Minerale sind Kalkstein, Quarz sowie ein Großteil der Silikate [39]. Die technischen Anwendungsgebiete dieser nichtmetallischen Minerale reichen von der Zement- und Keramikherstellung bis zur Glasherstellung. Diese Herstellungsprozesse zeichnen sich durch einen hohen Energiebedarf aus, welcher zum Großteil durch nicht erneuerbare Energien gedeckt wird. In den folgenden 3 Kapiteln werden diese Herstellungsprozesse beschrieben und mögliche Ansatzpunkte zum Einsatz von Wasserstoff untersucht.

3.1.1 Grundlagen der Zementherstellung

Zement ist ein wesentlicher Bestandteil des Baustoffes Beton, was ihn zu einem der wichtigsten Rohstoffe des Baugewerbes macht. Zement besteht im Wesentlichen aus Calciumcarbonat (CaCO₃), Siliziumdioxid (SiO₂) sowie in geringfügigen Mengen Aluminium(III)-oxid (Al₂O₃) und Eisen(III)-oxid (Fe₂O₃). Diese Verbindungen werden vorwiegend aus den Mineralen Kalkstein, Ton und Quarzsand gewonnen. In Abbildung 3-1 ist der Prozess der Zementherstellung schematisch dargestellt.

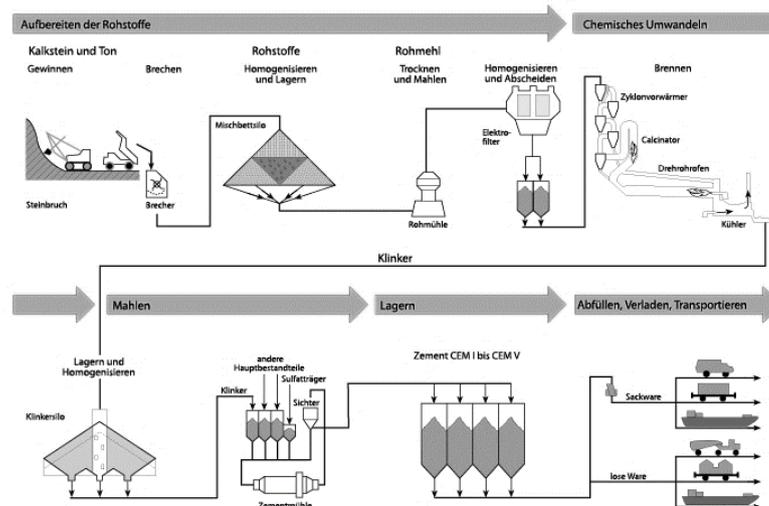


Abbildung 3-1: Zementherstellung im Trockenverfahren, Darstellung nach [40]

Nachdem die notwendigen Materialien gewonnen wurden, werden diese in Rohmühlen zu einem feinen Rohmehl verarbeitet und anschließend getrocknet. Der Calciumcarbonatgehalt beträgt in etwa 76 % bis 78 %. Im nächsten Prozessschritt wird dieses Rohmehl in Drehrohrofen zu Zementklinker weiterverarbeitet. Dabei wird das Gesteinsmehl auf ca. 830 °C erhitzt, wobei das Calciumcarbonat teilweise entsäuert (Abspaltung von Kohlendioxid -> Entstehung von Calciumoxid). Am Ende des Drehrohrofens (Sinterzone) wird das Brenngut nochmals auf 1.400 °C bis 1.450 °C erhitzt. Teilweise beginnt das Rohmehl zu schmelzen (Sinterung) und es bilden sich die sogenannten Klinkerphasen. Hierbei handelt es sich um Calciumsilicate und Calciumaluminat, welche dem Zement seine Eigenschaften beim hydraulischen Erhärten verleihen. Im darauffolgendem Prozessschritt wird der Zementklinker nochmals gemahlen [40]. Je nach Zementart werden dem fein gemahlene Zement noch verschiedene Additive beigemischt, um die Eigenschaften zu verändern.

Die Zementherstellung ist ein sehr energieintensiver Prozess. Der Großteil der Energie (etwa 88 % thermisch und 12 % elektrisch) wird für die Brenn- und Trocknungsprozesse benötigt. Für das Brennen des Zementklinkers kommt ein Energiemix aus alternativen Rohstoffen (Altreifen, Altöl, diverse Abfälle), Braun- und Steinkohle sowie in geringen Mengen Erdgas und Erdöl zum Einsatz. Insgesamt wird für die Herstellung einer Tonne Zement eine Energiemenge von etwa 110 kWh benötigt [41].

3.1.2 Grundlagen der Glasherstellung

Bei Glas handelt es sich um amorph erstarrte und lichtdurchlässige anorganische nicht-metallische Festkörper. Zu den verbreitetsten Glasarten zählen Kalknatronglas (etwa 90 % des produzierten Glases), Bleiglas und Borosilikatglas. Der Hauptbestandteil dieser Glasarten ist Siliziumdioxid (SiO_2). Durch Zugabe von diversen Additiven kann Glas in seinen technischen Eigenschaften verändert und so für verschiedene Anwendungen optimiert werden. Einige dieser Additive sind Bleioxid (PbO), Calciumoxid (CaO) und Natriumoxid (Na_2O) [39] [42]. In Abbildung 3-2 ist der Herstellungsprozess von Glas schematisch dargestellt.

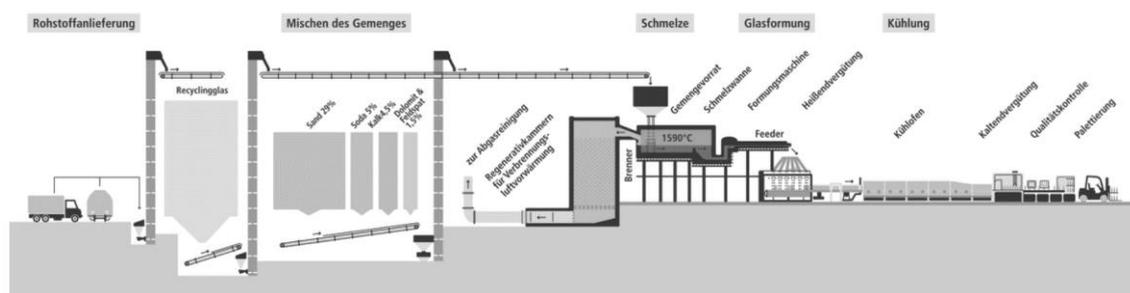


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der Glasherstellung, Darstellung nach [43]

Im ersten Prozessschritt werden die benötigten Rohmaterialien zu einem Gemenge vermischt. Für Kalknatronglas besteht das Gemenge aus 60 % Altglas (bis 90 % möglich), ca. 30 % aus Quarzsand (liefert SiO_2), 5 % Soda (liefert Na_2CO_3), 5 % Kalk (liefert CaCO_3) und geringen Mengen Feldspat und Dolomit. Im zweiten Prozessschritt der „Schmelze“, wird das Gemenge in verschiedenen Phasen zu einer homogenen Masse verarbeitet. In der ersten Phase (Rauschmelze) wird das Gemenge bei Temperaturen von bis zu 1.600 °C und dem Eindüsen von Gasen (unterstützt die Schmelze) geschmolzen. Darauffolgend beginnt die „Läuterung“ der Glasmasse und es werden verbleibende Luft bzw. Gasbläschen ausgetrieben. Der nächste Prozessschritt umfasst die Formgebung des Glases, die sich je nach Produkt unterscheidet (Flachglas, Behälterglas, etc.). Anschließend muss das Glas langsam abgekühlt werden, um mechanische Spannungen zu verringern. Dies geschieht in einem Temperaturbereich von 350 °C bis 550 °C und reicht von einer Abkühldauer von 30 min (Behälterglas) bis zu einem Jahr (große optische Linsen) [42].

Für die Glasherstellung wird vor allem Prozesswärme benötigt. Davon werden etwa 73 % durch Erdgas bereitgestellt. Auf elektrische Energie entfallen rund 22 % (elektrische Antriebe und Elektroschmelzwannen). Zu einem geringen Anteil von ca. 5 % wird noch

Heizöl zum Schmelzen verwendet. Zur Herstellung von einer Tonne Glas wird eine Energiemenge von etwa 580 kWh benötigt [44].

3.1.3 Grundlagen der Keramikherstellung

Bei Keramik handelt es sich um anorganische nicht-metallische Werkstoffe, die ein kristallines Gefüge aufweisen und durch Sintern hergestellt werden. Keramische Erzeugnisse werden in drei verschiedene Gruppen unterteilt: Silicatkeramik, Oxidkeramik und Nichtoxidkeramik. Die Hauptbestandteile der Silicatkeramik sind Quarz (SiO_2), Ton (Al_2O_3) und Feldspat (K_2O). Ändert man die prozentuale Zusammensetzung dieses Dreistoffsystems, so erhält man in seinen technischen Eigenschaften sich unterscheidende Keramik. In Abbildung 3-3 ist der Herstellungsprozess von Keramik dargestellt.

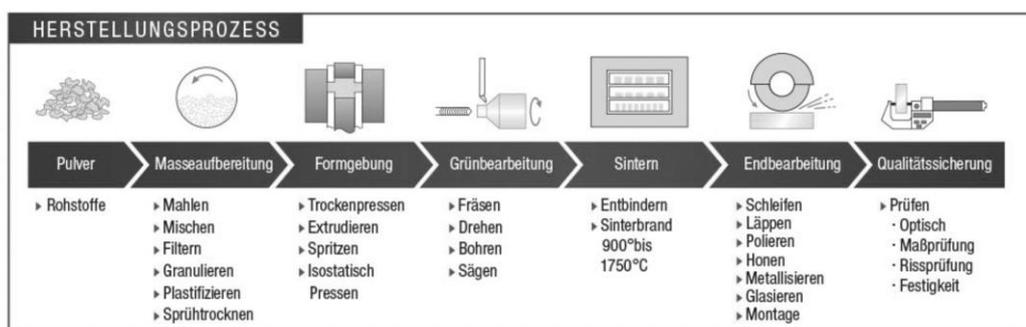


Abbildung 3-3: Schematische Darstellung der Keramikherstellung, Darstellung nach [45]

Im ersten Prozessschritt der Keramikherstellung werden die Rohstoffe, nachdem sie teilweise vorgebrannt wurden, in Trommelmühlen fein gemahlen. Dieser Prozess wird unter Zugabe von Wasser und anschließendem Pressen und Filtern nochmals wiederholt. Diese dabei entstehende Rohmasse wird entweder gelagert oder sofort weiterverarbeitet. In der industriellen Herstellung werden die Rohlinge durch Pressen in Form gebracht. Da in den Rohlingen noch Wasser enthalten ist, müssen diese nach der Formgebung noch so lange getrocknet werden, bis diese brennreif sind. Im nächsten Prozessschritt werden die Rohlinge gesintert bzw. gebrannt. Dies erfolgt in einem Temperaturbereich von 900 °C bis 1.750 °C je nach Keramikart. Anschließend können auf den Keramikkörper noch verschiedene Glasuren aufgebracht werden, die das Poröse Material nahezu wasserdicht machen und ihm eine glatte Oberfläche verleihen [46].

Zur Keramikherstellung wird vorwiegend thermische Energie eingesetzt. Je nach Keramikindustrieweig teilt sich dies in 75 % bis 90 % Erdgas und 25 % bis 10 % Strom auf. Auf die gesamte Keramikindustrie gesehen beträgt der Erdgasanteil ca. 88 %. Für die Herstellung einer Tonne Keramik wird eine Energiemenge von etwa 1.017 kWh benötigt [47].

3.2 Industriezweig der Stahlherstellung

Stahl wird in fast jedem Bereich unseres Alltages verwendet. Um diesen herzustellen, bedarf es verschiedener Komponenten. Eisenerz, Koks, Legierungen und Zuschlagstoffe werden für die Herstellung des kostbaren Rohstoffes benötigt. Eisenerz ist ein wesentlicher Bestandteil in der Erdkruste und ist somit in großen Mengen verfügbar. Ziel des Prozesses ist es, aus dem gewonnenen Eisenerz zunächst Roheisen und dann wiederum Stahl zu gewinnen. Dieser Prozess wurde in Abbildung 3-4 vereinfacht visualisiert.

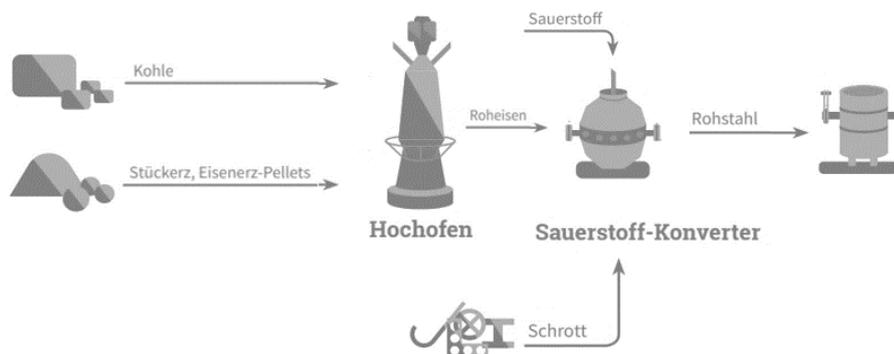
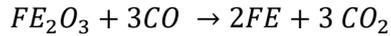


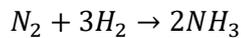
Abbildung 3-4: Stahlherstellung Hochofenroute [48]

Im ersten Prozessschritt werden die notwendigen Bestandteile wie Eisenerz, Kohle und Zuschläge dem Hochofen hinzugegeben. Die Kohle dient als Reduktionsmittel und treibt durch eine chemische Reaktion mit Luft das Kohlenmonoxid aus. Dieses wiederum reduziert das in Eisenerz befindende Eisenoxid. Durch diese Reduktion entstehen Roheisen und Erz. Um jedoch das Erz vom Roheisen zu trennen, werden Zuschlagsstoffe hinzugegeben, umso die sogenannte dünnflüssige Schlacke zu erhalten und anschließend abzuführen.

Nachdem aus Eisenerz das Roheisen gewonnen werden konnte und die entstandene Schlacke abgeführt wurde, kann das Roheisen nun in den nächsten Prozessschritt weitergegeben werden. Aufgrund des zu hohen Kohlenstoffgehaltes ist es notwendig das Eisen weiter zu verarbeiten, umso den Kohlenstoffgehalt zu reduzieren. Hier kommt der Sauerstoff-Konvektor zum Einsatz. Mittels einer Lanze wird Sauerstoff sowohl auf als auch in das Roheisen geblasen. Dieser Prozessschritt wird auch „Frischen“ genannt. Des Weiteren werden in diesem Prozessschritt Stahlschrott und erneut Zuschlagstoffe hinzugegeben. Auf der einen Seite wird so der Prozess gekühlt und auf der anderen Seite werden weitere unerwünschte Begleitstoffe durch Verschlackung abgeführt. Der Fertigrohstahl kann nun über ein Abstichloch in einen entsprechenden Behälter, die sogenannte Pfanne, fließen [49]. Die chemische Reaktion des gesamten Prozesses lässt sich in folgender Gleichung festhalten:

**Gl. 21: Stahlherstellung****3.3 Einsatz in der Chemieindustrie****3.3.1 Grundlagen der Herstellung von Ammoniak**

Ein weiteres Einsatzgebiet des Wasserstoffes ist die Chemieindustrie. Mit circa 30 % der Nutzung von Wasserstoff ist die Düngemittelproduktion nach der Petrochemie ein weiterer großer Anwendungsbereich in Europa. Das Element Ammoniak, welches durch seine Stickstoff-Verbindungen als Grundbaustein für Düngungsmittel und andere organische Produkte dient, setzt sich aus einem Stickstoffatom und drei Wasserstoffatome zusammen [50].

**Gl. 22: Chemische Synthese von Ammoniak [50]**

Die Synthese von Ammoniak nach dem Haber-Bosch-Verfahren erfolgt in unterschiedlichen Etappen, welche besondere Anforderungen an Druck und Temperatur haben. Ein Synthesegasgemisch aus Methan, Wasser und Luft wird zuerst in einem ersten Katalysator bei 500 °C gebildet. Um unerwünschte Bestandteile wie Kohlenmonoxid und Schwefeloxid zu entfernen, wird das Gasgemisch in einen Gasreiniger gebracht. Nach Ablauf der Reinigung wird die Stickstoff- bzw. Wasserstoff-Mischung komprimiert und vorgewärmt. Im Anschluss dazu bilden sich in einem Katalysator bei einem Druck zwischen 150 und 300 bar mit einer Temperatur von bis zu 500 °C die Ammoniak-Moleküle. Zum Ende werden die erzeugten chemischen Produkte abgekühlt und getrennt. Das Ammoniak wird in Tanks gelagert und die nicht umgesetzten Stickstoff/Wasserstoff-Komponenten werden den Reaktor zugeführt. In der unten stehenden Abbildung ist dieses Verfahren grafisch erläutert [51].

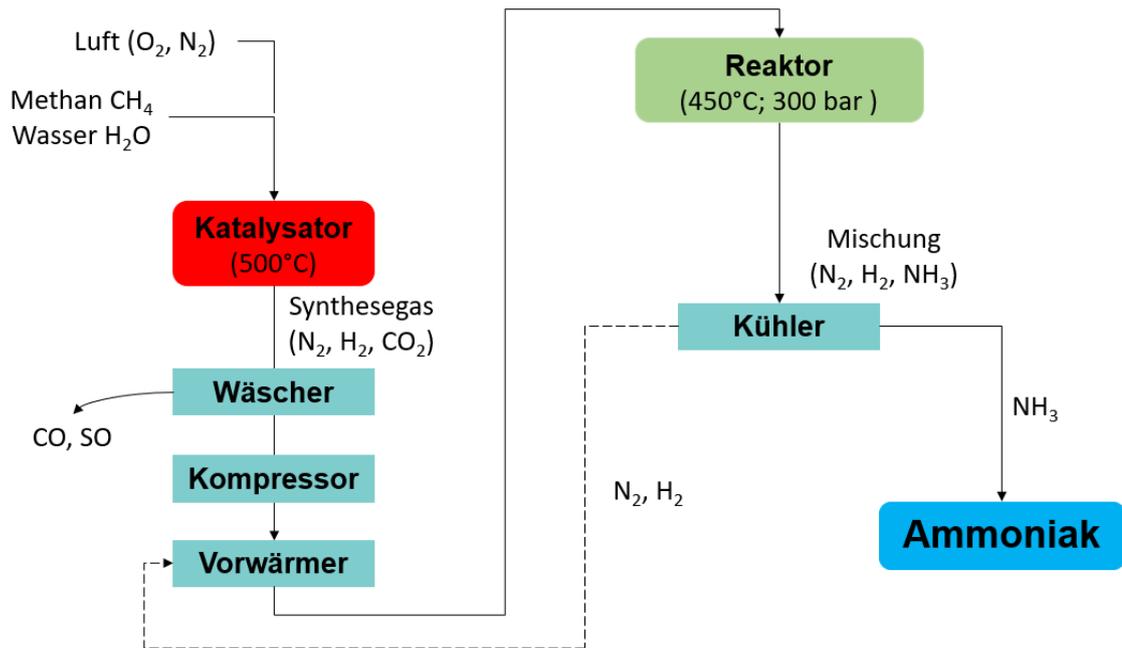
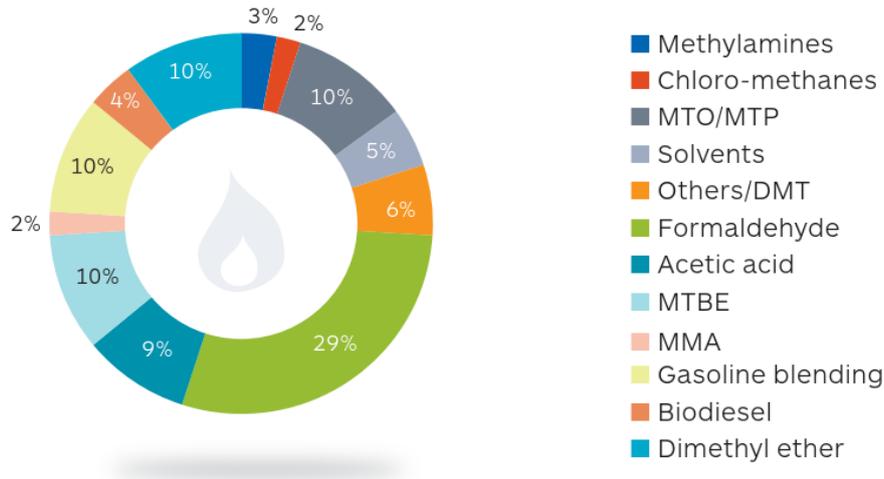


Abbildung 3-5: Das Haber-Bosch-Verfahren [51]

Der Einsatz von Ammoniak ist nicht nur Teil der Düngemittelproduktion (Ammonium-Nitrat, -Sulfat oder -Phosphat und Harnstoff), sondern auch von anderen wichtigen organischen Stickstoffverbindungen wie z.B. der Amine [50].

3.3.2 Grundlagen der Herstellung von Methanol

Neben der Produktion von Ammoniak besteht auch einen Wasserstoffbedarf für die Herstellung von Methanol, welcher als Grundbaustein der kohlstoff-basierten Chemikalien wie Formaldehyd, Essigsäure, Kunststoffe, etc. dient. Circa 30 % des produzierten Methanols wird für die Produktion von Formaldehyd weiterverwenden. Eine detaillierte Darstellung der Einsatzmöglichkeiten von Methanol ist in der unten stehenden Abbildung zu sehen [50, 52].

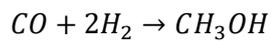


Source: IHS Chemical

© 2016 IHS

Abbildung 3-6: Weltweiter Methanolbedarf im Jahr 2015 nach Endverbrauch [53]

Methanol (CH_3OH) wird in der Industrie aus Synthesegas gebildet. Dieses besteht aus einer Mischung von Kohlenstoffmonoxid und Wasser [50].



Gl. 23: Herstellung von Methanol aus Synthesegas [52]

Nach der Verdichtung des Synthesegases in einem Kompressor auf 5 bis 35 MPa wird dieses mit Hilfe eines Wärmeaustauschers auf 250 – 350 °C erhitzt. In einer dritten Etappe entsteht Methanol durch die Reaktion in einem Katalysator. Zum Schluss wird dieses Gemisch abgekühlt, das Methanol getrennt und durch Destillation gereinigt. Das restliche Gemisch, welches nicht zu Methanol reagiert hat, wird dem Katalysator wiederzugeführt. Eine grafische Erläuterung dieses Prozesses ist in der unten stehenden Abbildung dargestellt [52].

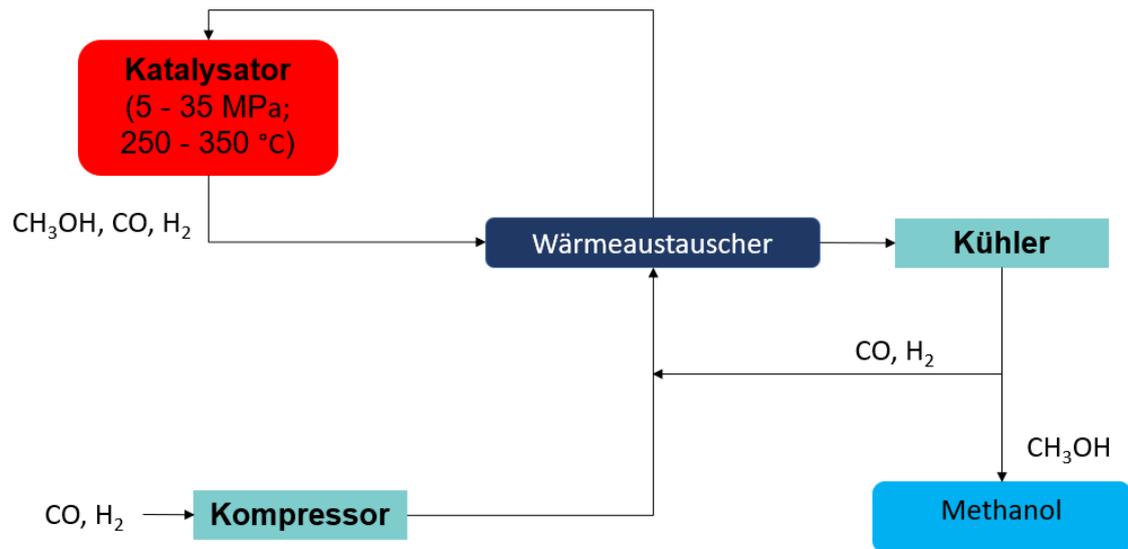


Abbildung 3-7: Verfahren zur Synthese von Methanol [52]

3.4 Grundlagen Petrochemie

Zu den Primärprodukten zählen Benzol, Ethylen, Propylen und Toluol. Dieser Bereich der organischen Chemie beschäftigt sich mit den Kohlenstoffverbindungen der Grundstoffe. Um die Umwandlung von Erdöl und Erdgas in chemische Produkte und Ausgangsverbindungen durchzuführen, ist der Sektor der Petrochemie verantwortlich. Eine Menge chemischer Prozesse basieren heute auf petrochemischen Grundstoffen. Durch die zunehmende Nachfrage nach synthetischen Materialien begann ein stürmisches Wachstum im 20. Jahrhundert und somit wurde die vorherrschende Kohleindustrie größtenteils verdrängt. Zu den Primärprodukten zählen Benzol, Ethylen, Propylen und Toluol. Dieses Kapitel beschreibt den Weg der Ausgangsstoffe bis hin zu petrochemischen Primärprodukten [54] [55].

3.4.1 Raffinerien

Ein wichtiger Faktor der Petrochemie sind Raffinerien. In den großen industriellen Einrichtungen mit Tanklagern, Rektifikationskolonnen, Rohrleitungssystemen und Fackelanlagen werden aus dem Rohstoff Erdöl durch Weiterverarbeitung höherwertige Produkte gewonnen. Solche Standorte sind häufig in der Nähe chemischer Industrien anzufinden, da Zwischenprodukte schnell und unkompliziert geliefert werden können.

Zu den technischen Verfahrensschritten von Raffinerien zählen:

- Entsalzung
- Destillation
- Veredelung

Nachdem das Rohöl mittels Pipelines oder Tankern transportiert wurde, findet zunächst die Entsalzung statt. Bei diesem Verfahren wird dem Rohöl Wasser hinzugefügt. Bei der so entstandenen Emulsion nimmt der Wasseranteil im Öl enthaltene Salze und andere Verunreinigungen auf. Nachdem dies geschehen ist, wird ein elektrisches Feld aufgebaut, um die Emulsion wieder zu trennen. Das entsalzte Öl kann nun zur Weiterverarbeitung in Destillationen übergeführt werden, während das nun verunreinigte Wasser in spezielle Kläranlagen geführt wird.

Die Destillation ist der zentrale Verfahrensschritt. Hier geht es darum, dass Rohöl in mehrere Fraktionen aufzuteilen. Es wird zwischen Atmosphärischer und Vakuumdestillation unterschieden. Bei der atmosphärischen Destillation wird das entsalzte Öl in Röhrenöfen auf etwa 400 °C erhitzt und in eine Rektifikationskolonne eingeleitet. Solche Kolonnen haben mehrere voneinander getrennte Abteile. Die Überströmöffnungen erlauben es, dass leichtere Anteile des Mediums durch stetige Abkühlung der Temperatur zur Spitze hin, in höhere Abteile aufsteigen können. Jedes Abteil besitzt einen Ablauf, welcher zur Abfuhr gewünschter flüssiger Produkte dient. Im Unteren Bereich der Kolonne bleibt jedoch ein Rückstand, da trotz der hohen Temperaturen das Öl nicht komplett verdampft. Der verbliebende Restanteil wird im weiteren Verfahren einer zweiten Destillationskolonne der Vakuumdestillation zugeführt. Der dort stark reduzierte Druck ermöglicht das Verdampfen schwerer Bestandteile. [56] Das Verfahren ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

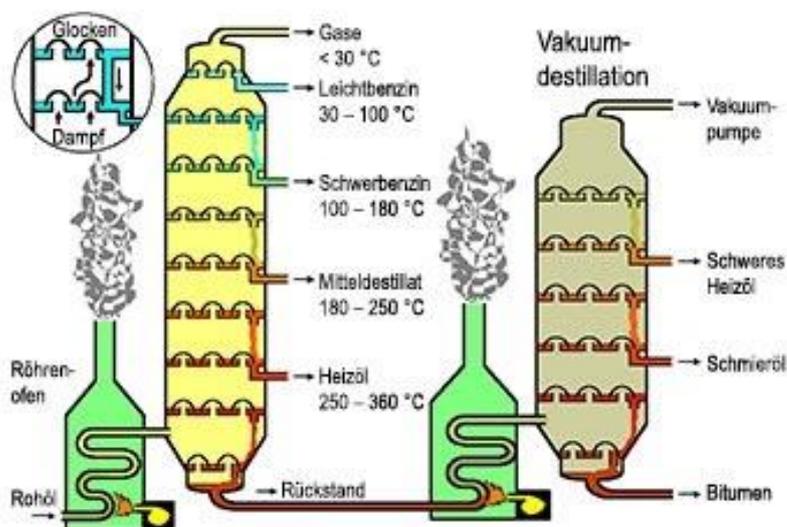


Abbildung 3-8: Fraktionierte Destillation von Rohöl [57]

Der Großteil der Raffinerieprodukte erhält im Anschluss eine Veredelung, um Schadstoffe abzutrennen. Zu den Verfahren gehören:

- Hydrotreating
- Claus Verfahren
- katalytische Reformierung
- Cracken
- katalytisches Cracken
- thermisches Cracken

Das Hydrotreating sorgt für eine Trennung des Schwefels von den Schmierölen unter Zufuhr von Wasserstoff. Bei Temperaturen zwischen 300 bis 400 °C kommen als Katalysatoren verschiedene Stoffe wie Nickel, Molybdän oder Cobalt aus Aluminiumoxid zum Einsatz. [58]

Im Nachgang an die Veredelung wird das Claus-Verfahren angewandt. Die angefallenen Schwefelwasserstoffe werden mit Hilfe eines Luftstroms in einem Reaktor verbrannt und Schwefel gewonnen. [59] Bei einem Temperaturniveau von etwa 500 °C und bis zu 40 bar läuft das katalytische Reforming ab. Mit dem Einsatz bifunktionaler Katalysatoren mit Platin-Zinn oder Platin-Rhenium auf chloriertem Aluminiumoxid oder Zeolithen hat der Vorgang das Ziel, die Oktanzahl des Rohbenzins zu erhöhen und aromatische Kohlenwasserstoffe zu erzeugen. Des Weiteren wird bei diesem Veredelungsschritt Was-

serstoff als Zusatzprodukt gewonnen, welcher bei diversen Veredelungsverfahren Anwendung findet.

Ein weiteres Veredelungsverfahren ist das Cracken, welches nun in das Hauptthema der Petrochemie übergeht. Hier handelt es sich um eine Trennung in zwei Untergruppen, thermisches und katalytisches Cracken. Zum katalytischen Cracken gehören folgende Vorgänge:

- Fluid-Catalytic-Cracken
- Hydrocracken

Beim Fluid-Catalytic-Cracken werden schwere Vakuumdestillate zu Gasen, Flüssiggasen, Benzin und Kerosin gespalten. Weiterhin fällt als Nebenprodukt zudem Koks an.

Anders als beim vorherigen Verfahren entsteht beim Hydrocracken kein Koks als Nebenprodukt. Durch die Zufuhr von Wasserstoff entstehen petrochemische Endprodukte wie Gase, Propan und Butan. Auf der thermischen Seite finden diese Verfahren statt:

- Visbreaking
- Delayed coking
- Steamcracken

Der Visbreakingvorgang dient zur Verringerung der Viskosität. Die bei diesem Prozess entstehenden kurzkettigen Alkane finden als Mitteldestillate Verwendung. Des Weiteren kann die Sumpffraktion als schweres Heizöl zum Einsatz kommen, oder aber auch in Schmieröle, Bitumene oder Paraffine aufgetrennt werden. Ein Auffangbecken für gewissermaßen unverwertbare Reste bildet das Delayed coking. Das Verfahren dient dazu, die übergebliebenen Rückstände doch noch in verwertbare Produkte zu verarbeiten. [60]

3.4.2 Steamcracken

Das wichtigste Verfahren in der Petrochemie ist das Steamcracken.

Beim Steamcracking bzw. Dampfspaltung werden langkettige Kohlenwasserstoffe durch thermisches Spalten mit Zugabe von Wasserdampf in kurzkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Als Basisrohstoff wird Rohbenzin, auch als Naphtha bezeichnet verwendet. In der Petrochemie zählt das Verfahren zu den Kompliziertesten.

Wie in Abbildung 3-9 wird Naphtha in den Spaltöfen geführt, erwärmt und mit Wasserdampf vermischt. Auf einer 60 bis 80 Meter langen Rohrschlange wird das Gemisch nun auf eine Temperatur von 805 bis 850 °C gebracht. Dabei kommt es in Bruchteilen von Sekunden zum eigentlichen Spaltprozess.

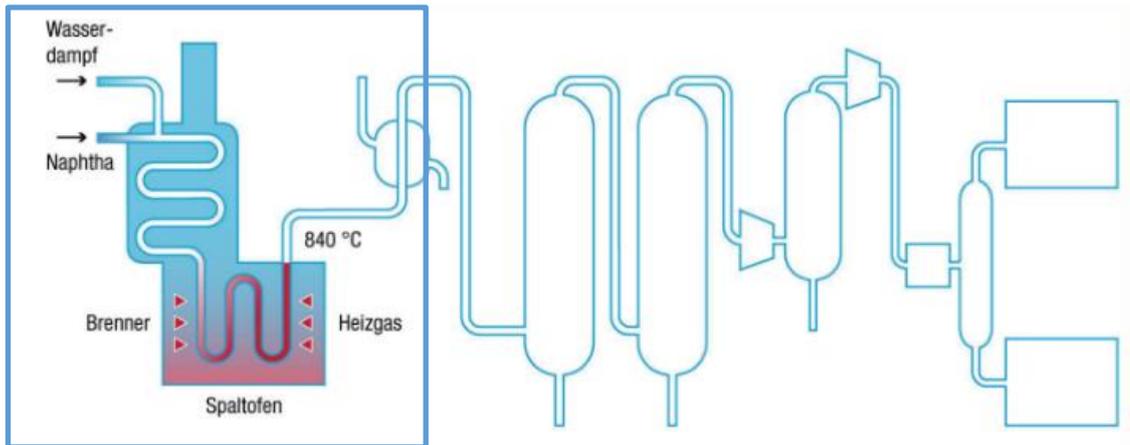


Abbildung 3-9: Steamcracken 1. Schritt [61]

Unmittelbar nach dem Cracken wird das heiße Spaltgas in Abbildung 3-10 in kurzer Zeit auf 400 °C abgeschreckt, um weitere Reaktionen der Moleküle zu verhindern. Bei diesem Schritt kann die gewonnene Abwärme dem System wieder zugeführt werden. Durch weiteres Einspritzen von len sinkt die Rohgastemperatur auf 150 bis 170 °C. Hohe Anteile von Ethen, Propen und anderen Kohlenwasserstoffen sind nun im Gemisch enthalten und müssen getrennt werden.

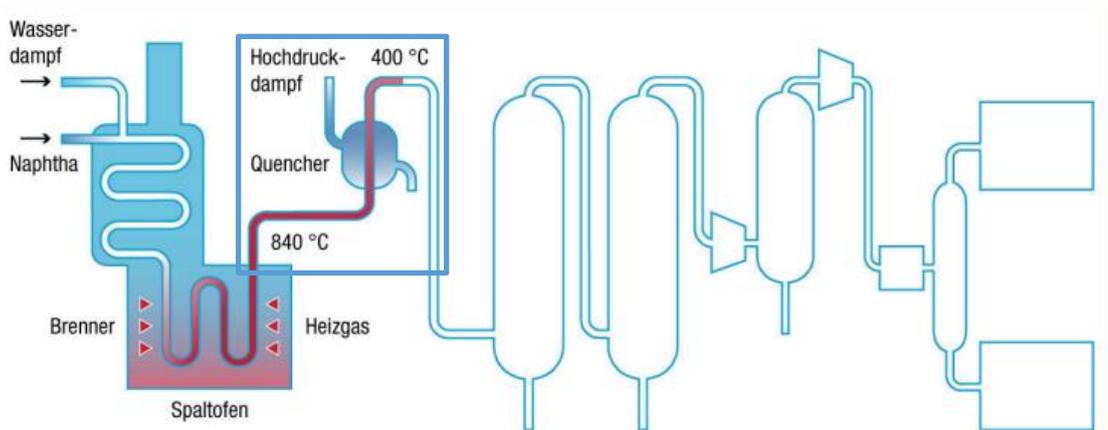


Abbildung 3-10: Steamcracken 2. Schritt [61]

Mittels stufenweiser Abkühlung in Wachstrmen werden höher siedende Pyrolyseöle, Prozesswasser und Pyrolysebenzin abgeschieden. In einer Suregaswsche werden weitere Verunreinigungen durch Natronlauge entfernt und das Rohgas auf ca. 30 bar verdichtet. [62] Moleklsiebe entfernen den letzten Wasserdampf so weit, dass kein Medium mehr unter -60 °C auskondensiert. Das Rohgas enthält nun nur noch kleine Moleküle mit 1 bis 5 Kohlenstoffatomen.

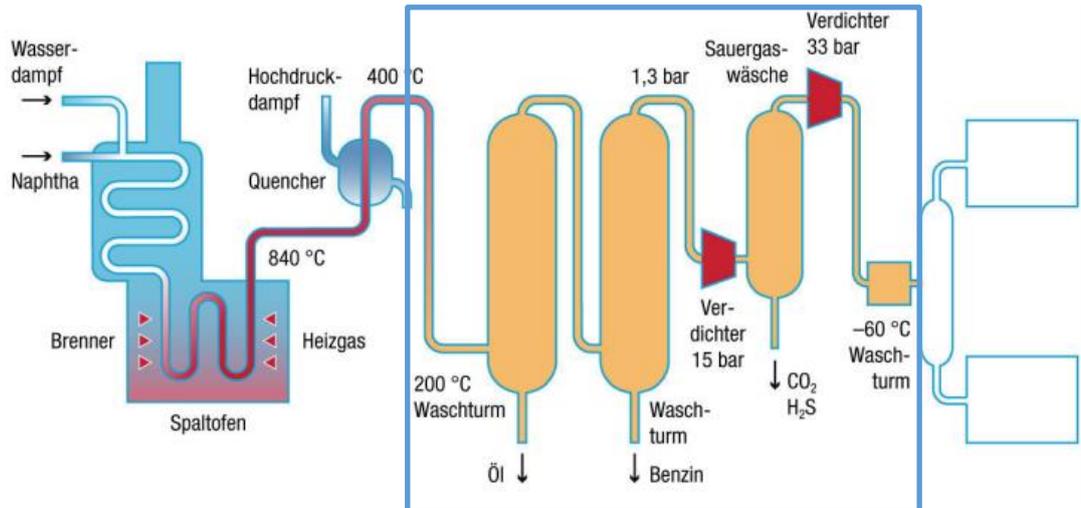


Abbildung 3-11: Steamcracken 3. Schritt [61]

Obwohl in diesem Verfahren primär Ethen und Propen erzeugt werden, enthält der Spaltvorgang weit über 100 verschiedene Komponenten im Gemisch. Wie diese sich aufteilen, zeigt die untere Abbildung. Im weiteren Verfahren wird beschrieben, was mit dem Großteil der Komponenten im Gemisch geschieht.

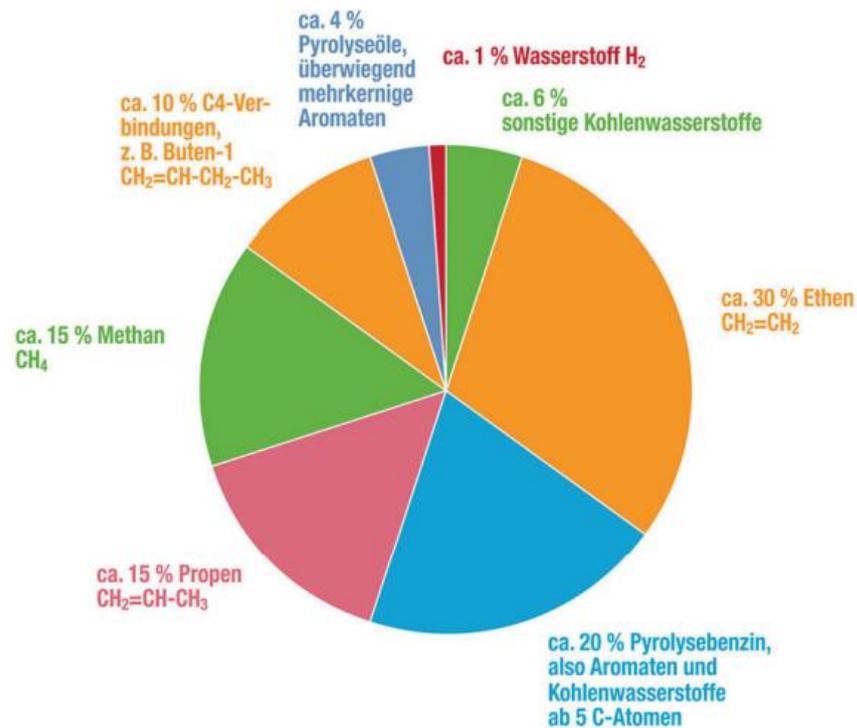


Abbildung 3-12: Steamcracken Komponenten des Spaltgases [61]

Im nächsten Schritt erfolgt im Prozess eine Aufteilung in Ethen- und Propenfraktionen mit unterschiedlichen Kohlenstoffzahlen.

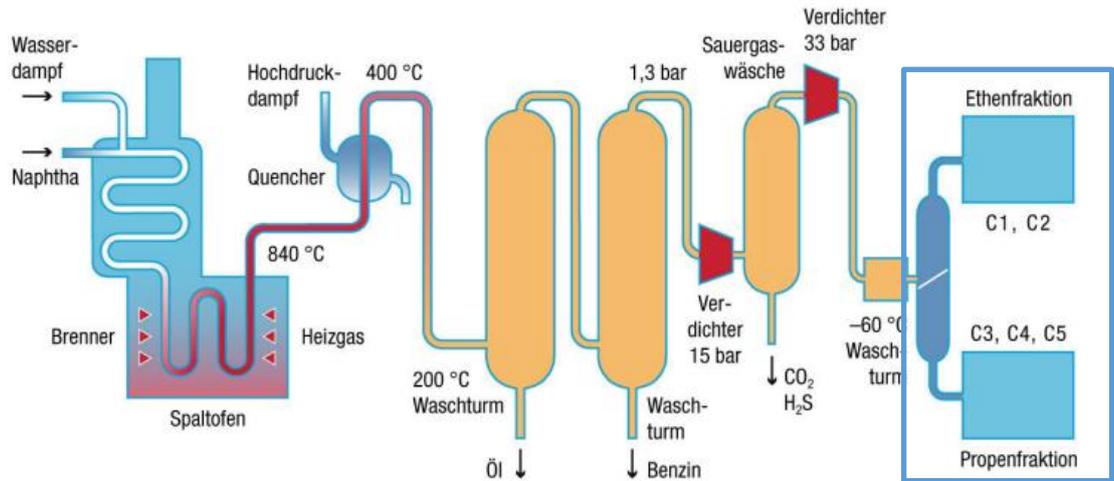


Abbildung 3-13: Steamcracken 4. Schritt [61]

Bei weiterer Abkühlung auf -157 °C kondensieren alle C1- und C2-Verbindungen und der Wasserstoff wird gasförmig abgetrennt. Methan als C1-Verbindung wird abdestilliert und als Heizgas zum Steamcracken verwendet. Im weiteren Verlauf wird Ethin aus der C2-Fraktion entfernt. Das restliche Gasgemisch wird aufgetrennt. Ethen gelangt erneut in den Cracker. Ethen steht als Hauptprodukt für viele Anwendungen zur Verfügung.

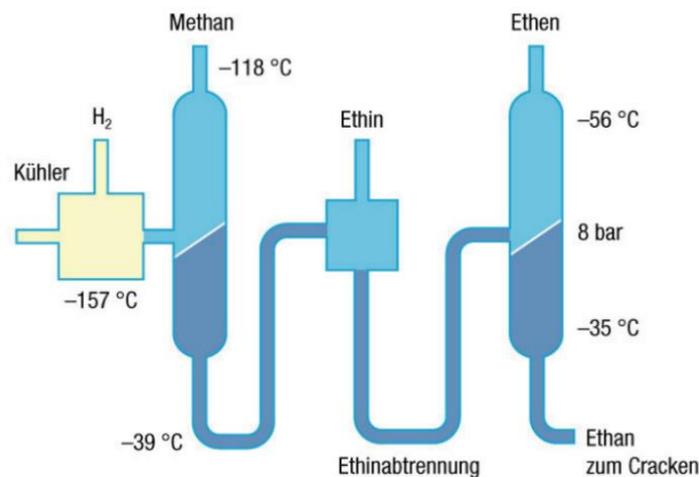


Abbildung 3-14: Steamcracken 5. Schritt [61]

Bei der Propenfraktion kommt es zu einer Trennung der einzelnen Kohlenstoffverbindungen. Aus der C4-Verbindung wird Pyrolysebenzin gewonnen. Parallel wird Propin und Propadien nach einer Hydrierung zu Propen. Durch eine Destillationskollone erfolgt eine Aufteilung in Propen und Propan. Mit Propen wurde ein wichtiger Synthesebaustein gewonnen. Propan wird erneut in den Crackprozess gespeist. [61] [63]

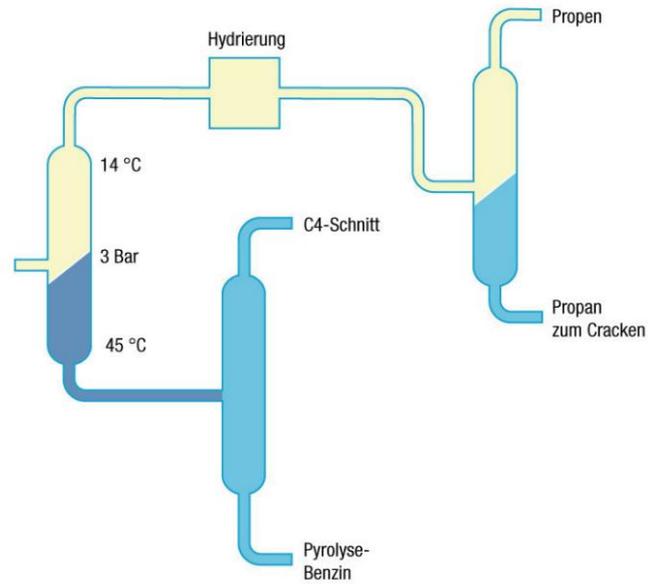


Abbildung 3-15: Steamcracken 6. Schritt [61]

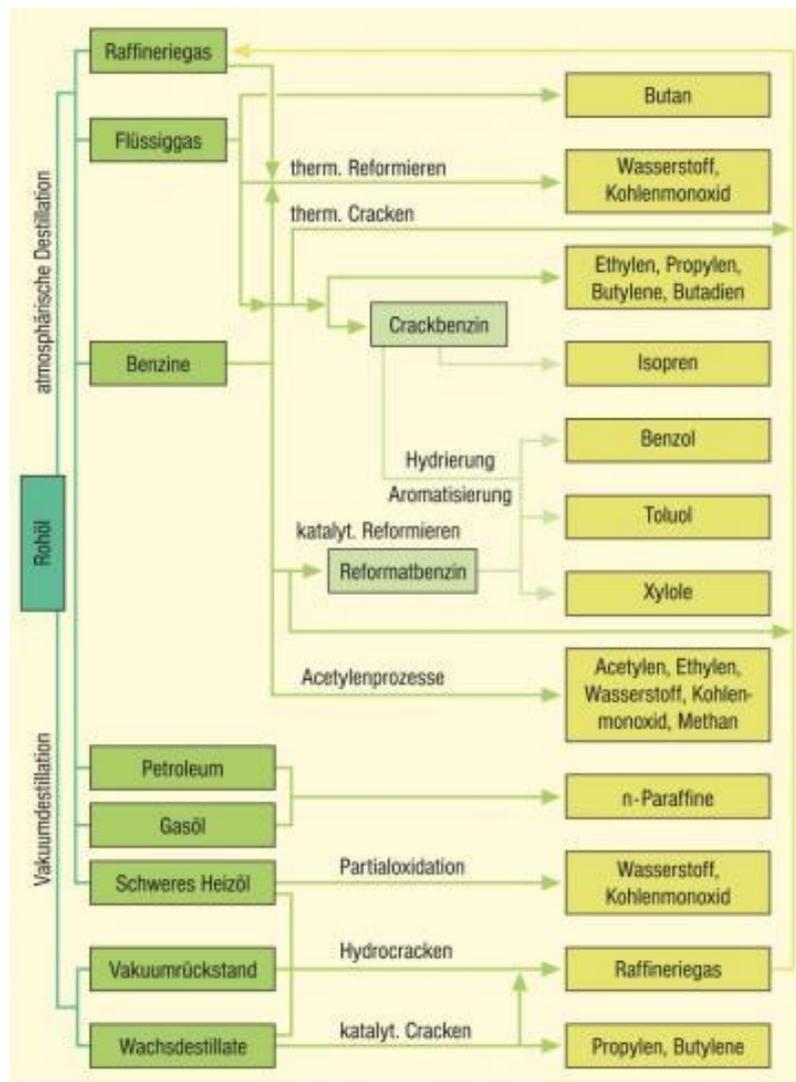


Abbildung 3-16: Übersicht petrochemischer Verfahren [64]

Abbildung 3-16 zeigt eine Übersicht petrochemischer Verfahrensschritte zur möglichen Weiterverarbeitung der Medien aus den Rektifikationskolonnen. Die Verfahrensschritte sind nach Vakuumdestillation und atmosphärischer Destillation aufgeteilt. Auf der atmosphärischen Seite wird der Weg von Raffineriegas, Flüssiggas und Benzine mit anschließendem Veredelungsverfahren bis hin zum Endprodukt aufgezeigt. Bei der Vakuumdestillation werden die Veredelung und die Erzeugung von Petroleum, Gasöl, schweres Heizöl, Wachsdestillaten und den Rückständen visuell dargestellt.

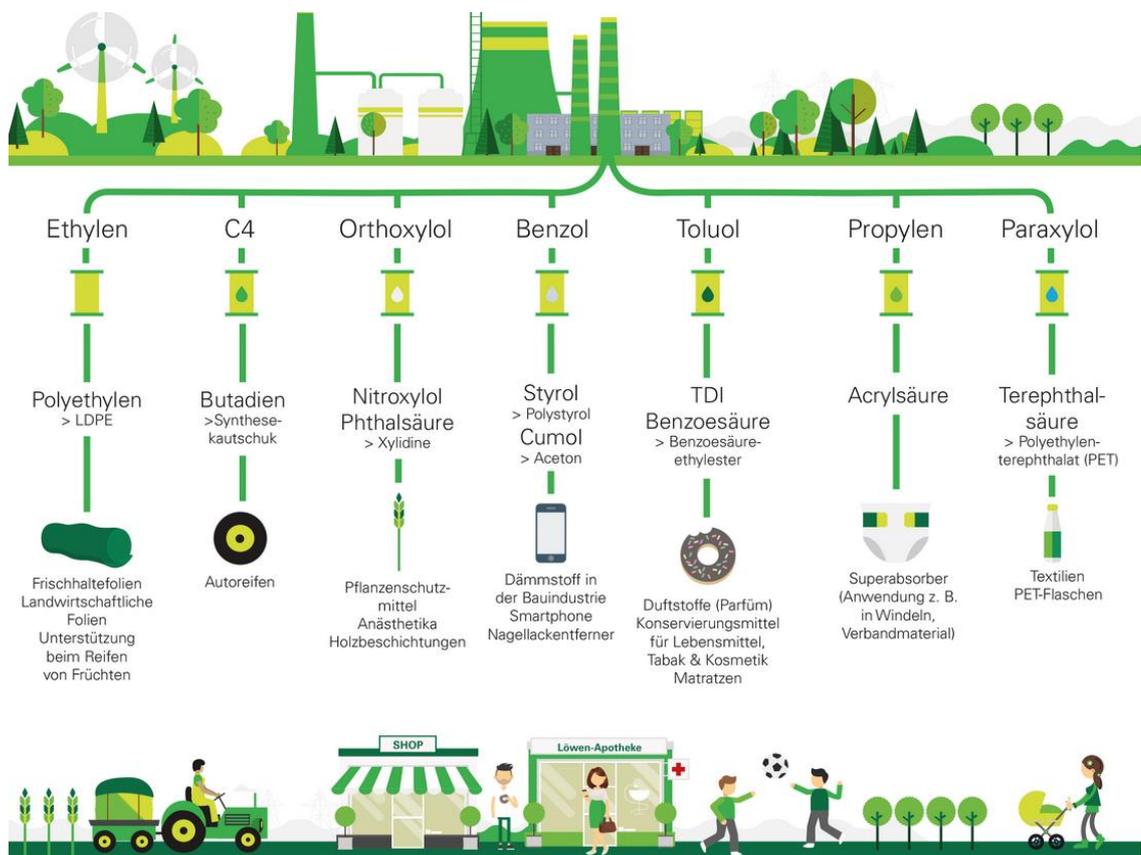


Abbildung 3-17: Übersicht petrochemischer Alltagsprodukte [65]

In Abbildung 3-17 wird noch einmal die Wichtigkeit der Petrochemie unterstrichen. Die Abbildung soll eine kleine Übersicht schaffen, welche ausgewählten Alltagsprodukte aus rohöl-basierten Rohstoffen durch Weiterverarbeitung in Kunststoffindustrien entstehen. Beispielsweise wurde aus C4-Verschnitten Butadien extrahiert [66]. Mit diesem gewonnenen Medium konnten deutschlandweit im Jahr 2019 rund 50 Millionen Autoreifen produziert werden [67].

4 Wasserstoffnachfragepotential der betrachteten Bereiche

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln unter anderem Herstellungsprozesse und Wasserstoffgrundwissen vermittelt wurden, soll nun der Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren untersucht werden. In Abbildung 4-1 wurden die Sektoren und ihre jeweiligen Anteile am CO₂-Ausstoß der BRD dargestellt.

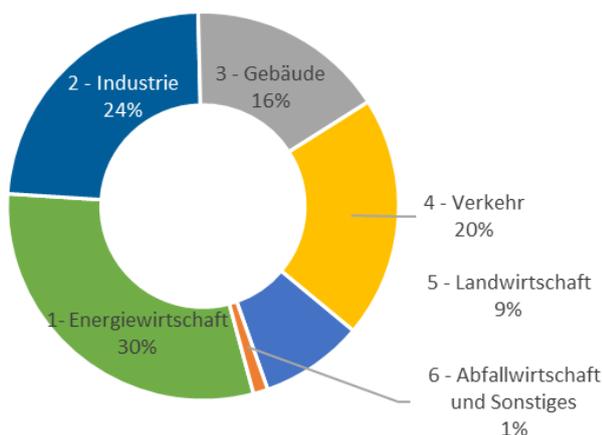


Abbildung 4-1: CO₂-Ausstoß nach Sektoren [68]

In der Abbildung ist zu erkennen, dass mit 30 % Anteil die Energiewirtschaft den höchsten Anteil an CO₂-Emissionen besitzt. An zweiter Stelle steht der Industrie Sektor mit 24 % und der Verkehrssektor mit 20 %. Rund 16 % Anteil besitzt der Gebäudesektor und das Schlusslicht bildet die Landwirtschaft mit 9 % und die Abfallwirtschaft bzw. Sonstiges mit 1 %.

Die Projektgruppe konzentriert sich in den Rahmen der weiteren Ausarbeitung sowohl für die Region Deutschland als auch Europa auf die folgenden Sektoren:

- Industriesektor
- Nicht metallische Minerale
- Stahlerzeugung
- Chemie
- Gebäudesektor
- Verkehrs- bzw. Mobilitätssektor

In den verschiedenen Bereichen soll der Einsatz und mögliche Bedarf von Wasserstoff erforscht und prognostiziert werden. Für eine einheitliche Berechnung des Wasserstoff-

potentials und anfallenden Strombedarfes wurden folgende Wirkungsgrade für Elektrolyseure gestaffelt angenommen.

| Jahr | Wirkungsgrad |
|------|--------------|
| 2020 | 67% |
| 2025 | 67% |
| 2030 | 68% |
| 2035 | 70% |
| 2040 | 72% |
| 2045 | 74% |
| 2050 | 77% |

Tabelle 4-1: Wirkungsgrade gestaffelt

Aus der Tabelle 4-1 ist erkennbar, dass für das Jahr 2020 bzw. 2025 ein Wirkungsgrad von 67 % angenommen wurde. Über die Jahre bis 2050 steigt der Wirkungsgrad mit dem technischen Fortschritt weiter an. Somit liegt der angenommene Wirkungsgrad im Jahr 2050 bei 77 %.

4.1 Nicht metallische Minerale

4.1.1 Zementindustrie

Mit einem Energieverbrauch von 38,7 TWh (Deutschland) [41] verursacht die Zementindustrie einen Anteil von 10 % am Treibhausgasausstoß der deutschen Industrie im Jahr 2017. Dies entspricht einem CO₂-Ausstoß von 20,5 Millionen Tonnen (Deutschland), welcher zu 65 % Prozess- und zu 35 % energiebedingt ist [69]. Somit besteht ein erhebliches Potential zur Verringerung des Treibhausgasausstoßes in diesem Bereich. Wie in Kapitel 3.1.1 bereits erwähnt, wird zur Zementherstellung zum Großteil thermische Energie benötigt (88 %). Diese Tatsache dient als Anhaltspunkt zum Einsatz von Wasserstoff als alternativer Brennstoff. Der Einsatz von Wasserstoff wurde bereits in einem britischen Zementwerk in der Ortschaft Ribblesdale erprobt. Dabei gelang es ein 100 % klimaneutrales Brennstoffgemisch aus 15 % Biomasse, 39 % Wasserstoff und 49 % Glycerin einzusetzen [70].

In der weiteren Betrachtung wurde bei der Brennstoff-Zusammensetzung nur der Wasserstoffanteil berücksichtigt, so dass bei der Prognose für das Jahr 2050 weiterhin ein Teil durch fossile Brennstoffe gedeckt wird. Dies wurde als Ausgangslage zur Substitution herkömmlicher Brennstoffe durch Wasserstoff in der Zementindustrie bis 2050 gewählt, um einen möglichen Wasserstoffbedarf zu berechnen.

Deutschland

Die Zementindustrie in Deutschland weist einen Energieverbrauch von 38,7 TWh auf, welcher sich auf 4,5 TWh elektrische und 34,2 TWh thermische Energie verteilt (Ausgangsjahr 2017). Der thermische Energieverbrauch setzt sich wie folgt zusammen:

- Kohle 14,8 TWh,
- Erdgas 1,1 TWh,
- Biomasse sowie sonstiges Energieträger 18,3 TWh [41].

Die Zementproduktion und der Zementverbrauch sind in Deutschland seit 2010 leicht steigend, sodass im Jahr 2017 eine Menge von ca. 34 Mio. Tonnen Zement produziert [71] wurde. Es wurde davon ausgegangen, dass dieser Trend bestehen bleibt, aber sich nicht auf den Energieverbrauch der Zementindustrie aufgrund von kontinuierlichen Energieeffizienzmaßnahmen auswirkt. Somit besteht ein kontinuierlicher thermischer Energieverbrauch von 34,2 TWh. Unter der Annahme, dass der thermische Energieverbrauch zu 20 % durch Wasserstoff gedeckt werden kann, ergibt sich ein durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil von 6,84 TWh_{H2} in diesem Sektor.

Weiterhin wurde durch die Projektgruppe eine prozentuale Anpassung der durch den Wasserstoff substituierbaren Energiemenge bis zum Jahr 2050 vorgenommen. In der Tabelle 4-2 ist diese prozentuale Verteilung zu sehen.

| Jahr | Durch Wasserstoff substituierbar |
|------|----------------------------------|
| 2020 | 0% |
| 2025 | 1% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 30% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 80% |
| 2050 | 90% |

Tabelle 4-2: Durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil in der Zementindustrie

Aus vorhergehender Tabelle wird deutlich, dass der Anteil von Wasserstoff bis 2030 (10 % Wasserstoff) langsam steigend ist. Diese Entwicklung ist vorwiegend darauf zurückzuführen, dass davon ausgegangen wird, dass sich die Wasserstoffanwendung in der Zementindustrie bis dahin noch in der Test- und Entwicklungsphase befindet. Ab dem Kalenderjahr 2035 stellt sich eine stärkere Steigung der Substitution ein, die bis zum Jahr 2050 bei einem Anteil von 90 % endet. Zur Veranschaulichung wurde der Energiebedarf nach Brennstoffen in Abbildung 4-2 bis 2050 dargestellt.

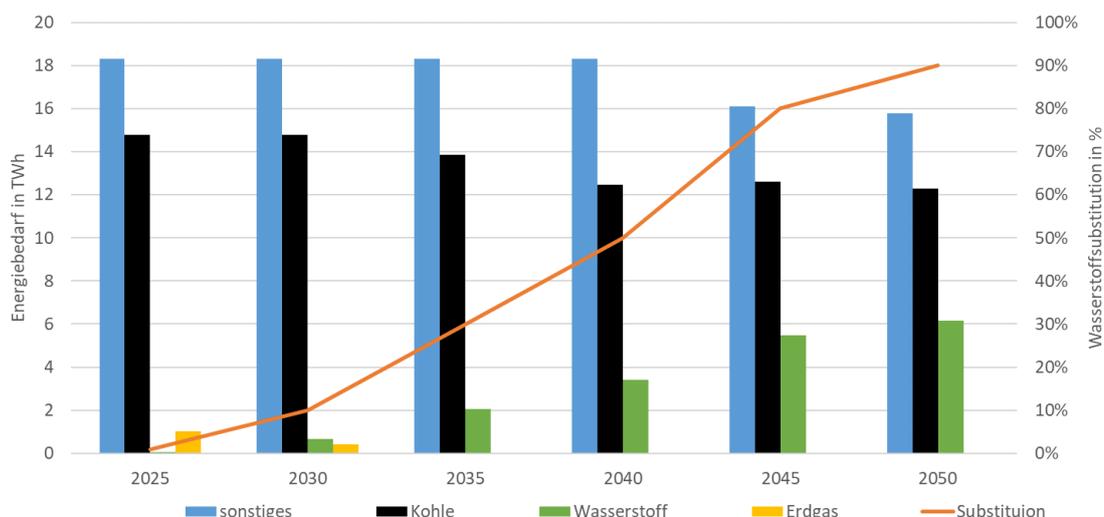


Abbildung 4-2: Brennstoffbedarf Zementindustrie Deutschland bis 2050

In Abbildung 4-2 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend durch sonstige Brennstoffe und Kohle gedeckt wird. Das Erdgas und der Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Der Energieträger Erdgas ist in dieser Betrachtung der erste Primärenergieträger, der substituiert wird. Im Jahr 2035 wird dieser vollständig durch Wasserstoff ersetzt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf insgesamt 6,16 TWh_{H₂} im Jahr an. Eine Energiemenge von 12,27 TWh wird durch Kohle und 15,77 TWh durch sonstige Brennstoffe zur Verfügung gestellt. Somit könnte Wasserstoff mit einem Anteil von 18 % (2050) zur Bereitstellung der thermischen Energie in der Zementindustrie beitragen.

Europa

Ausgehend vom Energieverbrauch der Zementindustrie in Deutschland wurde der Energieverbrauch für Europa auf Grundlage der produzierten Menge von Deutschland hochskaliert. Insgesamt wurde in Europa (EU28) im Jahr 2019 eine Menge von 182,1 Mio. Tonnen Zement produziert [72]. Setzt man dies ins Verhältnis mit der in Deutschland produzierten Menge, so kann man Rückschlüsse auf den Energieverbrauch der Zementindustrie für die Europäische Union ziehen. Dies wird anhand des Gesamtenergieverbrauches beispielhaft berechnet.

$$\frac{M_{EU}}{M_{DE}} \cdot E_{DE} = E_{EU}$$

$$\frac{182,1 \text{ Mio. T}}{34,2 \text{ Mio. T}} \cdot 38,7 \text{ TWh} = 206,1 \text{ TWh}$$

M_{EU} = Produzierte Menge EU

M_{DE} = Produzierte Menge Deutschland

E_{DE} = Gesamtenergieverbrauch Zementindustrie Deutschland

E_{EU} = Gesamtenergieverbrauch Zementindustrie EU

Insgesamt weist die europäische Zementindustrie einen Energieverbrauch von 206,1 TWh im Jahr 2019 auf. Diese Berechnung wurde für alle weiteren Brennstoffe durchgeführt. Die prozentuale Aufteilung der durch Wasserstoff substituierbaren Brennstoffmenge erfolgte analog zur Aufteilung für Deutschland (siehe Tabelle 4-2). Zur Veranschaulichung wurde der Energiebedarf nach Brennstoffen in Abbildung 4-3 bis 2050 dargestellt.

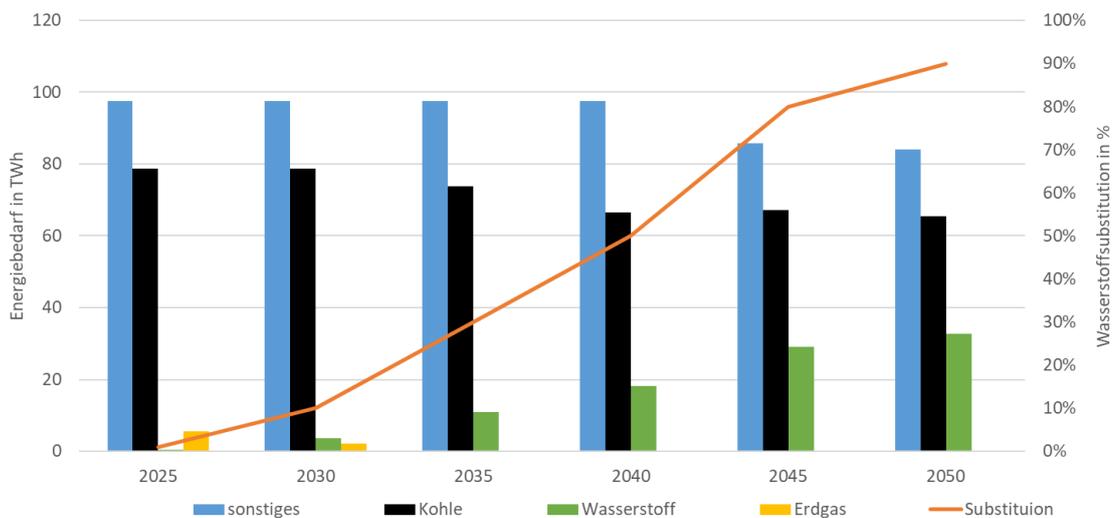


Abbildung 4-3: Brennstoffbedarf Zementindustrie Europa bis 2050

In Abbildung 4-3 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend durch sonstige Brennstoffe und Kohle gedeckt wird. Erdgas und Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist in dieser Betrachtung der erste Energieträger, der durch Wasserstoff substituiert wird, bis dieser im Jahr 2035 vollständig durch ersetzt wurde. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 36,42 TWh_{H₂}. Eine Energiemenge von 65,34 TWh wird durch Kohle und 85,97 TWh durch sonstige Brennstoffe zur Verfügung gestellt. Somit könnte Wasserstoff mit einem Anteil von 18 % (2050) zur Bereitstellung der thermischen Energie in der Zementindustrie innerhalb der europäischen Union beitragen.

4.1.2 Glasindustrie

Die deutsche Glasindustrie besitzt einen Energieverbrauch von 18,5 TWh im Jahr 2015 in Deutschland. Dieser Energieverbrauch verursacht CO₂-Emissionen in Höhe von 4,88 Mio. Tonnen und macht somit etwa 1,5 % des CO₂-Ausstoßes der deutschen Industrie aus [44]. Etwa 80 % des CO₂-Ausstoßes in der Glasindustrie ist brennstoffbedingt, und etwa 70 % der eingesetzten Energie entfällt auf den Energieträger Erdgas. Somit besteht ein großes Potential darin, die energiebedingten Emissionen durch den Einsatz von Wasserstoff zu vermindern [73]. Im Zuge des Kopernikus-Projektes P2X des Bundesministeriums für Bildung und Forschung gelang es der Schott AG, über 8 Wochen die Glaschmelze mit Wasserstoff und Sauerstoff zu betreiben. Dabei wurden ähnliche Ergebnisse wie beim Einsatz von Erdgas und Sauerstoff erzielt. Es ist jedoch noch unklar, inwiefern die Entstehung von Wasserdampf beim Verbrennen von Wasserstoff sich auf die Glasqualität auswirkt [74].

Deutschland

Die Glasindustrie in Deutschland weist einen Energieverbrauch von 18,5 TWh auf. Davon entfallen 13 TWh auf Erdgas, 4 TWh auf Strom und 1,54 TWh auf sonstige Brennstoffe [44]. Die Glasproduktion ist seit 2009 von 6,7 Mio. Tonnen auf 7,4 Mio. Tonnen im Jahr 2019 gestiegen [75].

Es wurde davon ausgegangen, dass dieser Trend bestehen bleibt, aber sich nicht auf den Energieverbrauch der Glasindustrie aufgrund von kontinuierlichen Energieeffizienzmaßnahmen auswirkt. In Abbildung 4-4 ist zu sehen, wie sich die produzierte Glasmenge auf die verschiedenen Sektoren der Glasindustrie aufteilt.

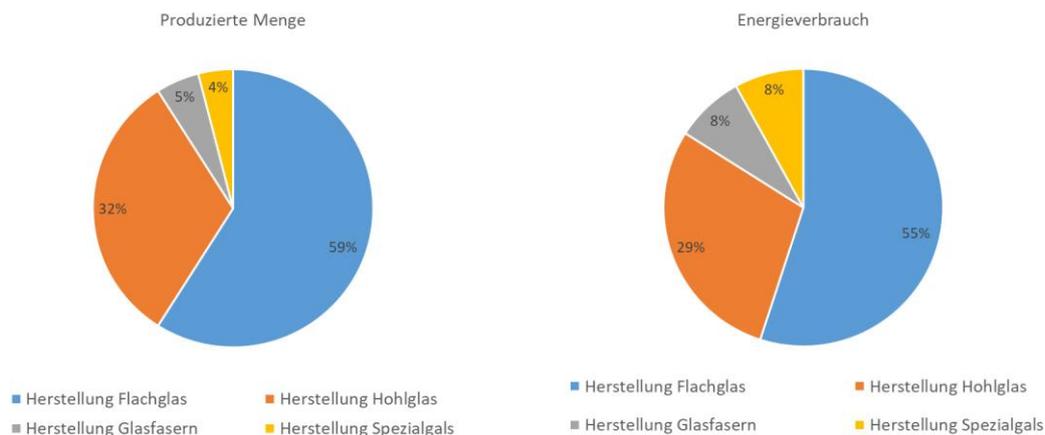


Abbildung 4-4: Verteilung der produzierten Menge und des Energieverbrauchs der Sektoren in der Glasindustrie

Aus obiger Abbildung geht hervor, dass der Großteil der produzierten Glasmenge auf Flachglas mit 59 % entfällt. Ein Anteil von 32 % ist auf die Herstellung von Hohlglas zurückzuführen. Die produzierte Menge von Glasfasern und Spezialglas macht 9 % der Gesamtmenge aus. Beim Energieverbrauch nimmt der Anteil des Flachglases leicht ab und beträgt noch 55 %. Auch der Anteil des Hohlglases sinkt leicht auf 29 % ab. Die Anteile von Glasfasern und Spezialglas verdoppeln sich in etwa auf 16 %.

Im Rahmen dieser Studie wurde davon ausgegangen, dass der maximal mögliche Wasserstoffbedarf dem Ausgangs-Erdgasverbrauch entspricht. Somit besteht ein maximal möglicher Wasserstoffbedarf von 13 TWh_{H₂}. Weiterhin wurden prozentuale Anpassungen der durch Wasserstoff substituierbaren Energiemenge bis zum Jahr 2050 vorgenommen, da davon ausgegangen wurde, dass Wasserstoff nicht in allen Bereichen der Glasindustrie Erdgas zu 100 % ersetzen kann. In Tabelle 4-3 ist diese prozentuale Verteilung zu sehen.

| Jahr | Durch Wasserstoff substituierbar |
|------|----------------------------------|
| 2020 | 0% |
| 2025 | 1% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 30% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 70% |
| 2050 | 80% |

Tabelle 4-3: Durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil in der Glasindustrie

Aus vorhergehender Tabelle wird deutlich, dass der Anteil von Wasserstoff bis 2030 (10 % Wasserstoff) langsam steigend ist. Diese Entwicklung ist vorwiegend darauf zurückzuführen, dass davon ausgegangen wurde, dass sich die Wasserstoffanwendung in

der Glasindustrie bis dahin noch in der Test- und Entwicklungsphase befindet. Ab 2035 stellt sich eine stärkere Steigung ein, die bis 2050 in 80 % Substitution endet. Aufgrund der vielen Spezialanwendungen bei der Glasherstellung wurde weiterhin davon ausgegangen, dass die substituierbare Erdgasmenge einen Anteil von 80 % nicht übersteigt. Zur Veranschaulichung wurde der Energiebedarf nach Brennstoffen in Abbildung 4-5 bis 2050 dargestellt.

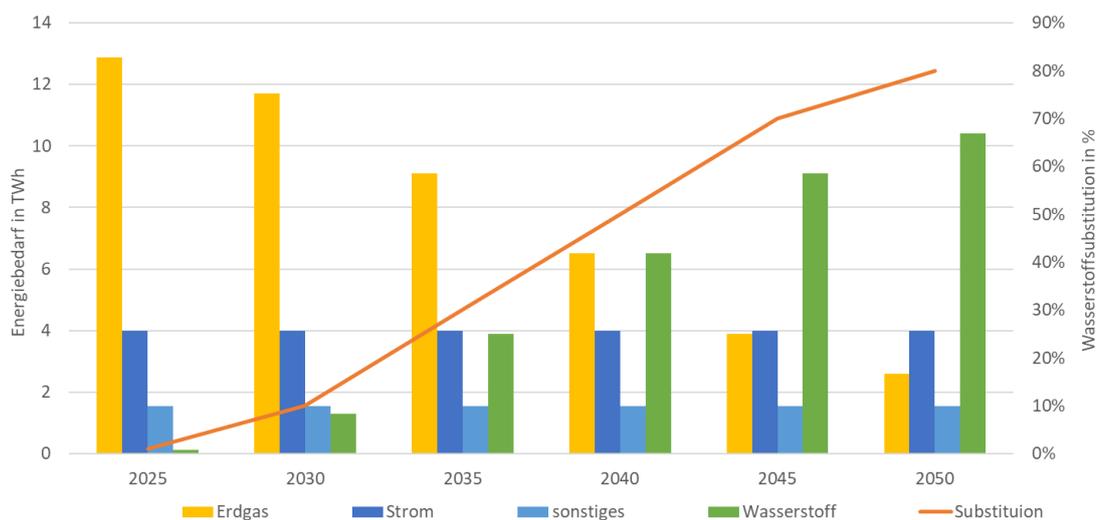


Abbildung 4-5: Brennstoffbedarf der Glasindustrie in Deutschland bis 2050

In Abbildung 4-5 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend durch Erdgas und Strom gedeckt wird. Sonstige Brennstoffe wie z.B. Erdöl und Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist in dieser Betrachtung der einzige Energieträger, der substituiert werden kann. Im Jahr 2035 wurden bereits 3,9 TWh Erdgas durch Wasserstoff ersetzt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 10,4 TWh. Eine Energiemenge von 3,9 TWh wird durch Strom und 1,5 TWh durch sonstige Brennstoffe zur Verfügung gestellt. Somit könnte im Jahr 2050 ein Anteil von ca. 56 % durch Wasserstoff in der Glasindustrie zur Verfügung gestellt werden.

Europa

Ausgehend vom Energieverbrauch der Glasindustrie in Deutschland wurde der Energieverbrauch für Europa auf Grundlage der produzierten Menge hochskaliert. Insgesamt wurde in Europa im Jahr 2019 eine Menge von 36,1 Mio. Tonnen Glas produziert [76]. Setzt man dies ins Verhältnis mit der in Deutschland produzierten Menge, so kann man Rückschlüsse auf den Energieverbrauch der Glasindustrie in Europa ziehen. Dies wird anhand des Gesamtenergieverbrauches beispielhaft berechnet.

$$\frac{M_{EU}}{M_{DE}} \cdot E_{DE} = E_{DE}$$

$$\frac{36,1 \text{ Mio. T}}{7,5 \text{ Mio. T}} \cdot 18,5 \text{ TWh} = 89,1 \text{ TWh}$$

M_{EU} = Produzierte Menge EU

M_{DE} = Produzierte Menge Deutschland

E_{DE} = Gesamtenergieverbrauch Glasindustrie Deutschland

E_{EU} = Gesamtenergieverbrauch Glasindustrie EU

Insgesamt weist die europäische Glasindustrie ein Energieverbrauch von 89,1 TWh auf. Diese Berechnung wurde für alle weiteren Brennstoffe durchgeführt. Die prozentuale Aufteilung der durch Wasserstoff substituierbaren Brennstoffmenge erfolgt analog zur Aufteilung für Deutschland (siehe Tabelle). Zur Veranschaulichung wurde der Energiebedarf nach Brennstoffen in Abbildung 4-6 bis 2050 dargestellt.

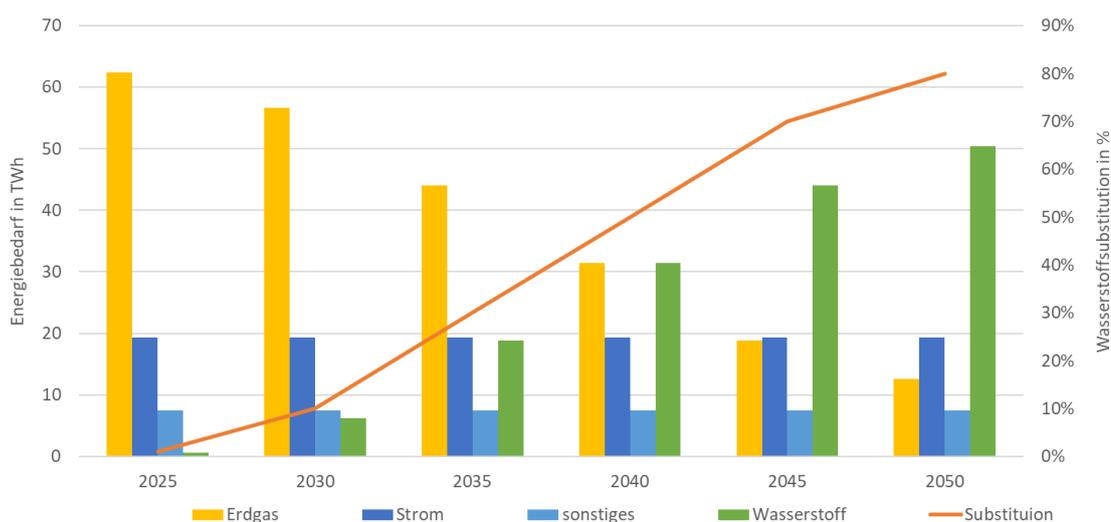


Abbildung 4-6: Brennstoffbedarf der Glasindustrie in Europa bis 2050

In Abbildung 4-6 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend

durch Erdgas und Strom gedeckt wird. Sonstige Brennstoffe wie z.B. Erdöl und Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist in dieser Betrachtung der einzige Energieträger, der substituiert werden kann. Im Jahr 2035 wurden bereits 18,8 TWh Erdgas durch Wasserstoff ersetzt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 50,3 TWh an. Somit könnte im Jahr 2050 ein Anteil von ca. 56 % durch Wasserstoff in der Glasindustrie zur Verfügung gestellt werden. Der verbleibende Energiebedarf wird weiterhin zu einem Anteil von 19,3 TWh durch Strom und durch 7,5 TWh sonstige Brennstoffe zur Verfügung gestellt.

4.1.3 Keramikindustrie

Die deutsche Keramikindustrie besitzt einen Energieverbrauch von 11,4 TWh und einen Anteil von 1 % am Treibhausgasausstoß der gesamten deutschen Industrie. Dies entspricht einem CO₂-Ausstoß von 3,36 Millionen Tonnen im Ausgangsjahr 2016. Ein nicht unerheblicher Teil des bei der Keramikproduktion entstehenden Treibhausgases ist prozessbedingt. Dabei wird im Brennprozess ein Teil des Calciumcarbonates in Calciumoxid und Kohlenstoffdioxid umgewandelt ($\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$). Der Großteil der Energie wird für den Brennprozess benötigt [77], wobei die benötigte Energie hauptsächlich durch Erdgas bereitgestellt wird. Somit besteht ein erhebliches Potential zur Verringerung des Treibhausgasausstoßes.

Der Einsatz von Wasserstoff befindet sich zurzeit noch in der Erprobungsphase und wird lediglich in Pilotanlagen getestet. In der spanischen Provinz Valencia z.B. will die dort ansässige Keramikindustrie das verwendete Erdgas ab 2024 Stück für Stück durch Wasserstoff ersetzen [78]. Weiterhin ist unklar, wie sich der Einsatz von Wasserstoff auf die Produktqualität auswirkt. Dies trifft in besonderem Maße auf die Herstellung von Spezialkeramik zu.

Deutschland

Die Keramikindustrie in Deutschland weist einen Energieverbrauch von 11,4 TWh im Jahr 2016 auf. Etwa 90 % des thermischen Energieverbrauches wird durch Erdgas gedeckt (8,6 TWh). Der restliche Energieverbrauch ist auf Strom mit 2,8 TWh zurückzuführen. Im Jahr 2016 wurde eine Menge von 11,2 Mio. Tonnen Keramik produziert. Es wurde davon ausgegangen, dass die produzierte Keramik Menge und somit auch der Energieverbrauch bis 2050 in etwa gleichbleibt. Zudem wurde die Annahme getroffen, dass der maximal mögliche Wasserstoffbedarf dem Ausgangserdgasverbrauch entspricht. Somit entsteht ein maximal möglicher Wasserstoffbedarf von 8,6 TWh_{H2}. Weiterhin wurde eine prozentuale Anpassung der durch Wasserstoff substituierten Energiemenge bis zum Jahr 2050 vorgenommen. Da davon ausgegangen wurde, dass Wasserstoff nicht in allen Bereichen der Keramikindustrie Erdgas zu 100 % ersetzen werden kann. In Tabelle 4-4 ist diese prozentuale Verteilung zu sehen.

| Jahr | Durch Wasserstoff substituierbar |
|------|----------------------------------|
| 2020 | 0% |
| 2025 | 1% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 30% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 70% |
| 2050 | 80% |

Tabelle 4-4: Durch Wasserstoff substituierbarer Energieanteil in der Keramikindustrie

Aus vorhergehender Tabelle wird deutlich, dass der Anteil von Wasserstoff bis 2030 (10 % Wasserstoff) langsam steigend ist. Diese Entwicklung ist vorwiegend darauf zurückzuführen, dass davon ausgegangen wird, dass sich die Wasserstoffanwendung in der Keramikindustrie bis dahin noch in der Test- und Entwicklungsphase befindet. Ab 2035 stellt sich eine starke Steigung ein, die bis 2050 in einer 80 %igen Substitution endet. Aufgrund der vielen Spezialanwendungen bei der Keramikherstellung wurde davon ausgegangen, dass die substituierbare Erdgasmenge einen Anteil von 80 % nicht übersteigt. Zur Veranschaulichung wurde der Energiebedarf nach Brennstoffen in Abbildung 4-7 bis 2050 dargestellt.

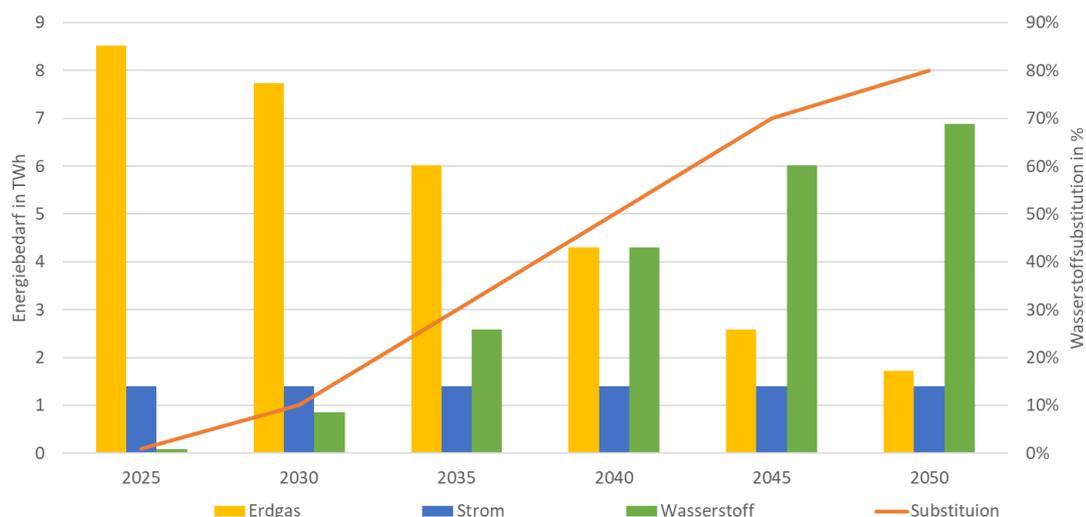


Abbildung 4-7: Brennstoffbedarf der Keramikindustrie in Deutschland bis 2050

In Abbildung 4-7 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend Erdgas und Strom gedeckt wird. Sonstige Brennstoffe wie z.B. Erdöl und Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist in dieser Betrachtung der erste Energieträger, der substituiert wird. Im Jahr 2035 wird dieser vollständig durch Wasserstoff ersetzt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 6,88 TWh_{H2}. Eine Energiemenge von 1,4 TWh wird durch Strom und 1,7 zur Verfügung gestellt. Somit könnte Wasserstoff mit einem Anteil von 68 % (2050) zur Bereitstellung der thermischen Energie in der Keramikindustrie beitragen.

Europa

Ausgehend vom Energieverbrauch der Keramikindustrie in Deutschland wurde der Energieverbrauch für Europa auf Grundlage der produzierten Menge hochskaliert. Der Anteil der produzierten Keramikmenge Deutschlands entspricht in etwa 16,1 % der in Europa hergestellten Keramikmenge [79]. Bei einer Keramikproduktion von 11,2 Mio. Tonnen in Deutschland entspricht dies einer Menge von 69,6 Mio. Tonnen Keramik auf europäischer Ebene. Setzt man dies ins Verhältnis mit der in Deutschland produzierten Menge, so kann man Rückschlüsse auf den Energieverbrauch der Keramikindustrie in Europa ziehen. Dies wird anhand des Gesamtenergieverbrauchs beispielhaft berechnet.

$$\frac{M_{EU}}{M_{DE}} \cdot E_{DE} = E_{EU}$$

GI. 24

$$\frac{69,6 \text{ Mio. T}}{11,2 \text{ Mio. T}} \cdot 11,4 \text{ TWh} = 70,8 \text{ TWh}$$

M_{EU} = Produzierte Menge EU

M_{DE} = Produzierte Menge Deutschland

E_{DE} = Gesamtenergieverbrauch Keramikindustrie Deutschland

E_{EU} = Gesamtenergieverbrauch Keramikindustrie EU

Insgesamt weist die europäische Keramikindustrie einen Energieverbrauch von 70,8 TWh auf. Diese Berechnung wurde für alle weiteren Brennstoffe durchgeführt. Die prozentuale Aufteilung der durch Wasserstoff substituierbaren Brennstoffmenge erfolgt analog zur Aufteilung für Deutschland (siehe Tabelle 4-4). Zur Veranschaulichung wurde der Energiebedarf nach Brennstoffen in Abbildung 4-8 bis 2050 dargestellt.

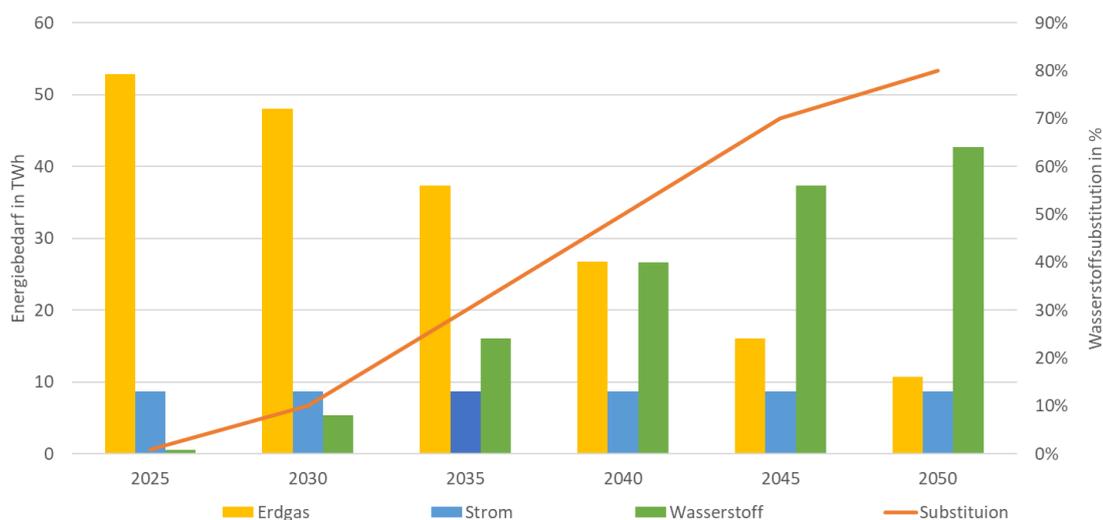


Abbildung 4-8: Brennstoffbedarf der Keramikindustrie in Europa bis 2050

In Abbildung 4-8 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend durch Erdgas und Strom gedeckt wird. Sonstige Brennstoffe und Wasserstoff spielen eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist in dieser Betrachtung der einzige Energieträger, der substituiert wird. Im Jahr 2035 wurden bereits 16,0 TWh Erdgas durch Wasserstoff ersetzt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 42,7 TWh. Eine Energiemenge von 8,7 TWh wird durch Strom und 10,7 TWh durch Erdgas zur Verfügung gestellt. Somit könnte im Jahr 2050 ein Anteil von ca. 68 % durch Wasserstoff in der Keramikindustrie zur Verfügung gestellt werden.

4.2 Stahlindustrie

Mit 37,9 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente in Deutschland besitzt der eisen- und stahlerzeugende Sektor einen hohen Anteil an den CO₂-Emissionen des gesamten Industriesektors [80]. Damit die entsprechenden Klimaschutzziele erreicht werden, ist es erforderlich, den in Kapitel 3.2 beschriebenen Stahlherstellungsprozess zu modifizieren. Eine Umstellung des Reduktionsmittels und des Prozesses ist bereits heute mit Wasserstoff möglich. Eine entsprechende Verfahrensumstellungen als auch zukünftigen Potentiale sollen in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden.

Umstellung des Prozesses

In Abbildung 4-9 ist das Direct-Reduced-Iron-Verfahren oder auch DRI-Verfahren dargestellt.

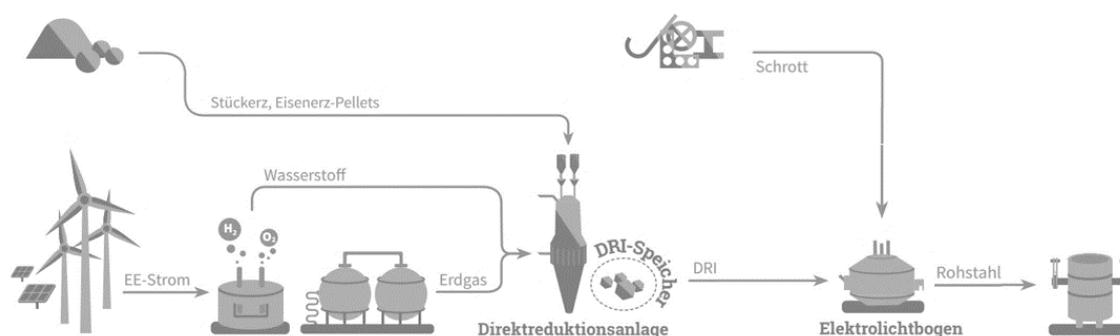
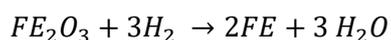


Abbildung 4-9: Prozessdarstellung DRI-Verfahren [48]

Bei diesem Verfahren wird Wasserstoff bzw. im besten Fall grüner Wasserstoff anstatt Kohle oder Koks als Reduktionsmittel genutzt, um den Stahl zu gewinnen.

Abhängig davon, ob der Wasserstoff zentral am Produktionsstandort oder dezentral erzeugt wird, muss zum entsprechenden Standort entweder elektrische Energie oder Wasserstoff geliefert werden. Da der Transport von Wasserstoff jedoch per Lkw umständlicher ist (hoher Druck, niedrige Temperatur), ist es von Vorteil, die Elektrolyse mit erneuerbarem Strom am Standort selbst durchzuführen. Bei möglichen Stromengpässen ist es zudem möglich, den Wasserstoff durch Erdgas mittels Methanpyrolyse in beliebiger Höhe zu ersetzen. Somit ist es möglich den Engpass zu überwinden und trotzdem weiter Stahl produzieren zu können. Im nächsten Prozessschritt werden die notwendigen Bestandteile wie Eisenerz und Zuschläge der DRI-Anlage hinzugegeben. Anders als in einem Hochofen wird die DRI-Anlage mit geringerer Temperatur betrieben und dem Eisenerz wird der Sauerstoff entzogen. Die Gesteins- oder Mineralkomponenten des Eisenerzes, welche auch Eisenschwamm genannt werden, verbleiben in der DRI-Anlage und können im Anschluss weiterverarbeitet werden.

Im darauffolgenden Schritt kommt der Elektrolichtbogenofen zum Einsatz. Dieser kann generell jede Art von Stahl verarbeiten, unabhängig davon, welche Stahlsorte am Ende herauskommen soll. Dieser setzt Strom mit einem hohen Wirkungsgrad ein, um den Eisenschwamm und den dazugegebenen Stahlschrott mit Schmelzenergie in Stahl zu verarbeiten. [81] Die chemische Reaktion des gesamten Prozesses lässt sich in folgender Gleichung festhalten:



Gl. 25: DRI-Verfahren

Aus der Gleichung wird ersichtlich, dass im Gegensatz zur Herstellung des Stahls über die Hochofenvariante (vgl. Gl. 21: Stahlherstellung) beim DRI-Verfahren das Ausstoßen von CO₂ entfällt. Anstelle dessen wird aus dem DRI-Prozess Wasser gewonnen, welches der Elektrolyse bzw. dem Prozess wieder zugeführt werden kann. [82]

Deutschland

Um das mögliche Wasserstoffnachfragepotential der zukünftigen Stahlerzeugung innerhalb der EU und Deutschland einschätzen zu können, ist es notwendig, die Stahlerzeugung und die entsprechenden Herkunftsländer weltweit zu betrachten. In Abbildung 4-10 wurde der europäische und weltweite Raum dargestellt. Die Größe des Kreises spiegelt hier die Summe der Erzeugungsmenge der Länder im Jahr 2021 wider.

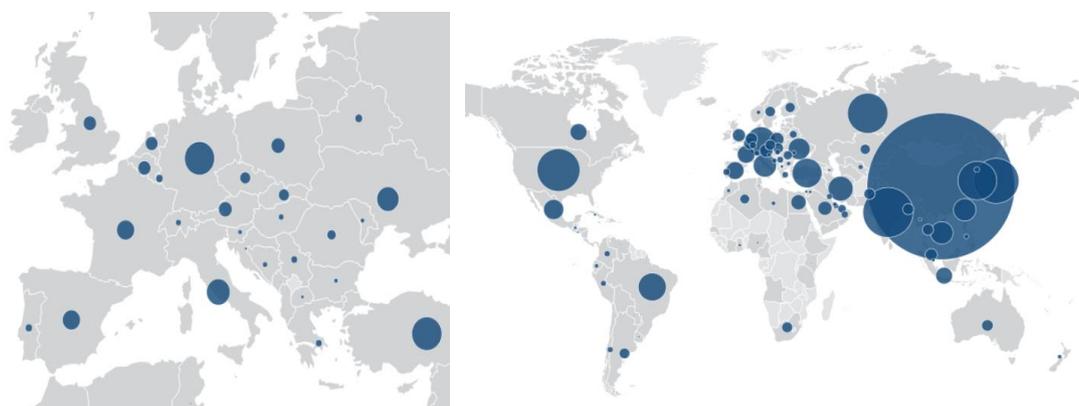


Abbildung 4-10: Rohstahlproduktion International [83]

Es ist klar zu erkennen, dass der asiatische Raum bzw. China den größten Erzeugungsanteil international besitzt. In der EU kann erkannt werden, dass Deutschland mit rund einem Viertel Anteil der Rohstahlerzeugung den größten Erzeugungsanteil besitzt. Jedoch geht gegenüber 2010 die Erzeugungsmenge sowohl in Deutschland als auch im zweitgrößten europäischen Stahlerzeugungsland Italien zurück [84]. Aus diesem Grund wurde die Annahme getroffen, dass die Stahlproduktion in der EU wie auch in Deutschland teilweise rückläufig ist. Der Bedarf wird somit in Zukunft zum Teil durch den bspw.

asiatischen Raum gedeckt bzw. europäische Stahlhersteller werden sich weiter in andere Regionen wie Indien oder Amerika einkaufen [85].

Anhand des beschriebenen DRI-Verfahrens soll die industrielle Produktion von Stahl in Deutschland und der EU den Vorgaben des Pariser Klimaschutzabkommens nachkommen. Um das Wasserstoffnachfragepotential des Stahlsektors zu prognostizieren, wurden die Produktionsmengen in Tsd. Tonnen erfasst und linear extrapoliert. Das Jahr 2020 mit der anhaltenden Corona-Pandemie und der daraus reduzierten Erzeugungsmenge wurde für die Extrapolation nicht berücksichtigt. In Abbildung 4-11 wurde die bestimmte Stahlerzeugung der entsprechenden Jahre visualisiert.

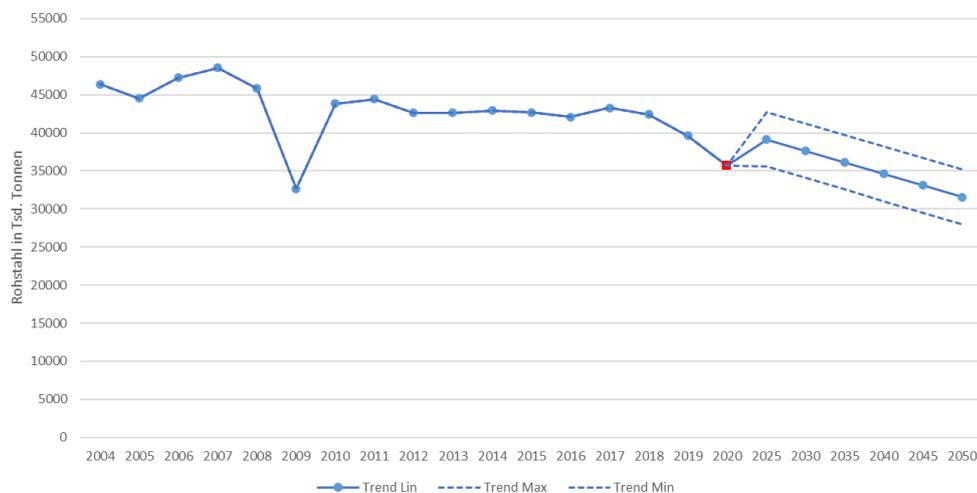


Abbildung 4-11: Stahlerzeugung-Deutschland

Für das betrachtete Stahlerzeugungsszenario wurde angenommen, dass die Stahlerzeugung in Deutschland linear abnehmen wird.

Aus der Extrapolation ergibt sich für 2025 eine ähnlich hohe Erzeugungsmenge wie im Jahr 2019. Durch den linearen Abfall über die Jahre ergibt sich für das Jahr 2050 ein Endwert von 31.581 Tsd. Tonnen erzeugter Rohstahl. Darüber hinaus wurde in Form der gestrichelten Linie eine Standardabweichung berechnet, welche sich auf 3.577 Tsd. Tonnen beläuft. Daraus ergibt sich ein grafisches Minimal- und Maximalszenario.

Für die weitere Berechnung des Wasserstoffnachfragepotentials pro Jahr wurde angenommen, dass für die Herstellung von einer Tonne Stahl 2.694 kWh Wasserstoff und 0,31 MWh Strom benötigt wird. Des Weiteren wurde festgelegt, wie viel Prozent des zur Stahlproduktion benötigten Erdgases durch Wasserstoff bis 2050 substituiert werden kann. Der geschätzte Anteil ist in Tabelle 4-5 festgehalten.

| Jahr | Substitution |
|------|--------------|
| 2025 | 2% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 20% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 80% |
| 2050 | 95% |

Tabelle 4-5: Wasserstoffeinsatz-Stahl Deutschland

Aus der obigen Tabelle kann entnommen werden, dass im Jahr 2025 lediglich 2 % des eingesetzten Erdgases durch Wasserstoff ersetzt werden kann. Ein Grund dafür ist, dass bis zu dieser Zeit nur Versuchsanlagen in Deutschland betrieben werden. Sollte sich das DRI-Verfahren in der Stahlherstellung durchsetzen, geht die Projektgruppe davon aus, dass bis in das Jahr 2050 ein Anteil von nahezu 95 % durch Wasserstoff substituiert werden können.

Aus den gegebenen Vorgaben und dem Szenario ohne Standardabweichung ergibt sich folgende Abbildung.

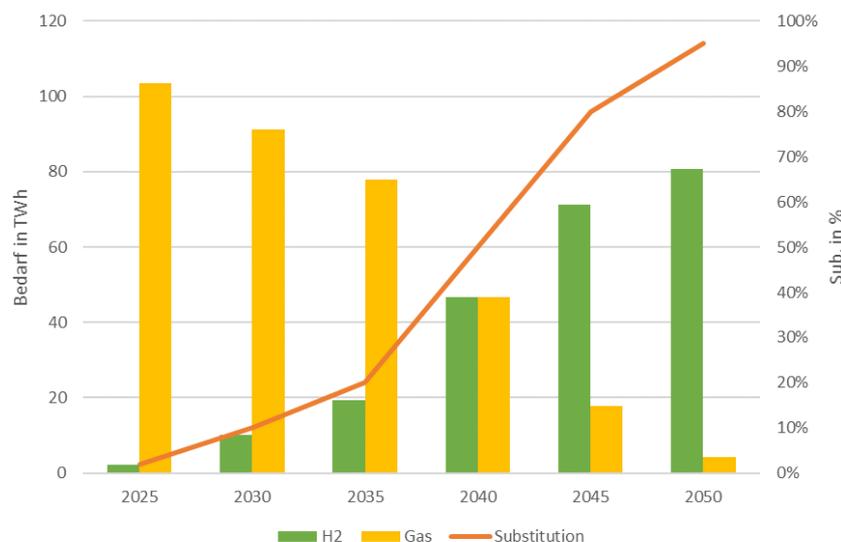


Abbildung 4-12: Erdgas und Wasserstoffbedarf DRI-Verfahren Deutschland

In Abbildung 4-12 ist das Erdgas- und Wasserstoffpotential eines DRI-Verfahrens zu erkennen. Es wird davon angenommen, dass die DRI-Anlage als alleinstehender Produktionsstrang betrieben wird, um entsprechende Stahlmengen zu erzeugen. Aus diesem Grund besitzt das Jahr 2025 einem Erdgaspotential von 103,38 TWh und einen Wasserstoffpotential von 2,10 TWh. Durch die steigende Substituierung von Erdgas steigt der Wasserstoffanteil im Verfahren und gesamtheitlich über die Jahre an. So ergibt sich im Jahr 2050 bei einer Substitution von 95 % ein prognostiziertes Erdgaspotential von 4,25 TWh und ein Wasserstoffpotential von 80,83 TWh.

Europäische Union

Ausgehend von den gleichen Annahmen wie in Deutschland und den Stahlerzeugungsmengen der EU wurde das Wasserstoffnachfragepotential berechnet. Wie auch schon im Raum Deutschland wird das Jahr 2020 und die daraus reduzierte Erzeugungsmenge für die Extrapolation nicht verwendet. In Abbildung 4-13 wurde die prognostizierte Stahlerzeugung der entsprechenden Jahre visualisiert.

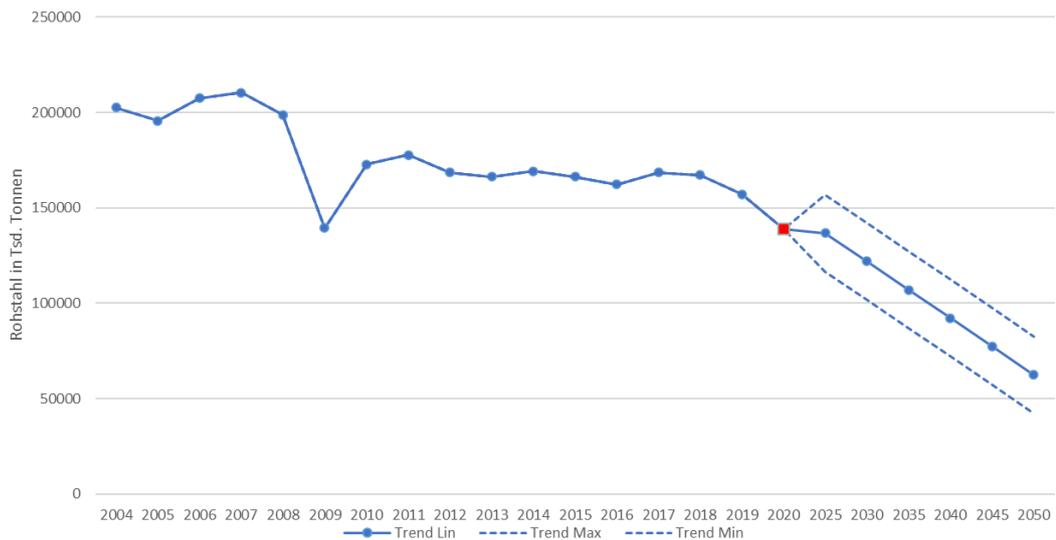


Abbildung 4-13: Stahlerzeugung-EU

Aus der Abbildung und der Extrapolation ergibt sich für 2025 eine Erzeugungsmenge von 136.776. Durch den linearen Abfall über die Jahre ergibt sich für das Jahr 2050 ein Endwert von 62.507 Tsd. Tonnen erzeugten Rohstahls. Darüber hinaus wurde in Form der gestrichelten Linie eine Standardabweichung berechnet, welche sich auf 20.130 Tsd. Tonnen beläuft. Daraus ergibt sich ein grafisches Minimal- und Maximalszenario.

Für die weitere Berechnung des Wasserstoffnachfragepotentials in der EU wurde für den Prozess die gleichen Energieverbräuche je Tonne angenommen wie in Deutschland. Es wurden jedoch andere Annahmen bei der Substituierung getroffen. Die geschätzten Anteile sind in Abbildung 4-6 festgehalten.

| Jahr | Substitution |
|------|--------------|
| 2025 | 1% |
| 2030 | 5% |
| 2035 | 20% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 80% |
| 2050 | 95% |

Tabelle 4-6: Wasserstoffeinsatz-Stahl EU

Aus der obigen Tabelle kann entnommen werden, dass im Jahr 2025 lediglich 1 % des eingesetzten Erdgases durch Wasserstoff ersetzt werden kann. Die Begründung beruht auf der Annahme, dass wie auch bei den EE Deutschland eine Vorreiterrolle einnimmt. Stahlproduzierende Länder wie Italien und Frankreich folgen zeitversetzt, woraus sich langfristig die gleiche Substituierung ergibt. Sollte sich das DRI-Verfahren in der Stahlherstellung durchsetzen, geht die Projektgruppe davon aus, dass bis in das Jahr 2050 ein Anteil von 95 % durch Wasserstoff substituiert werden können.

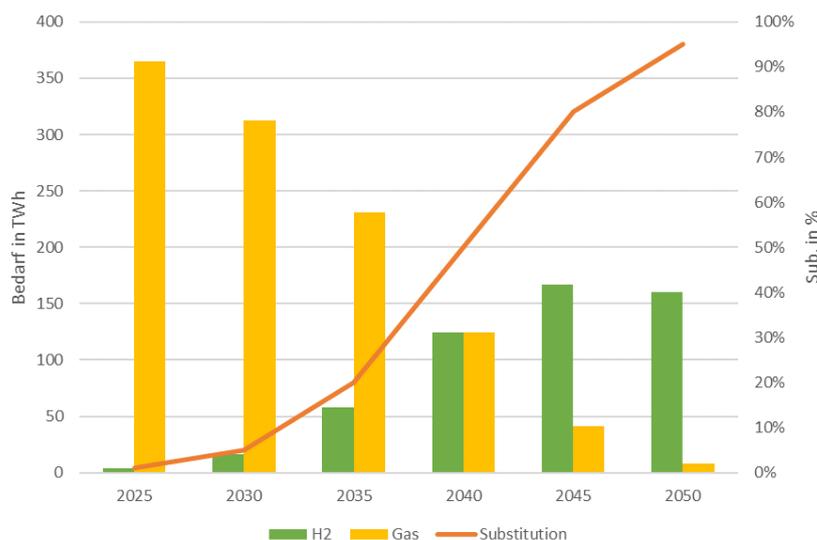


Abbildung 4-14: Erdgas und Wasserstoffbedarf DRI-Verfahren EU

In Abbildung 4-14 ist das Erdgas- und Wasserstoffpotential eines DRI-Verfahrens zu erkennen. Im Jahr 2025 weist die EU ein Erdgaspotential von 364,85 TWh und ein Wasserstoffpotential von 3,69 TWh. Durch die zunehmende Substituierung von Erdgas steigt der Wasserstoffanteil im Verfahren und gesamtheitlich über die Jahre an. Bis 2045 wächst das Wasserstoffpotential auf 166,8 TWh und das Erdgaspotential von 41,9 TWh an. Durch die fallende Stahlerzeugungsprognose ergibt sich im Jahr 2050 bei einer Substitution von 95 % mit einem prognostizierten Erdgaspotential von 8,42 TWh und einem Wasserstoffpotential von 160 TWh.

4.3 Chemieindustrie

4.3.1 Industrie des Ammoniaks

Deutschland

Laut des Umweltbundesamtes verläuft die industrielle Produktion von Ammoniak in Deutschland stabil mit einer leicht abnehmenden Tendenz. Im Jahr 2020 wurden fast 2.500 Kilotonnen hergestellt und eine gesamte produzierte Menge von circa 2.000 Kilotonnen wird für das Jahr 2050 aus der Entwicklung extrapoliert. [86].

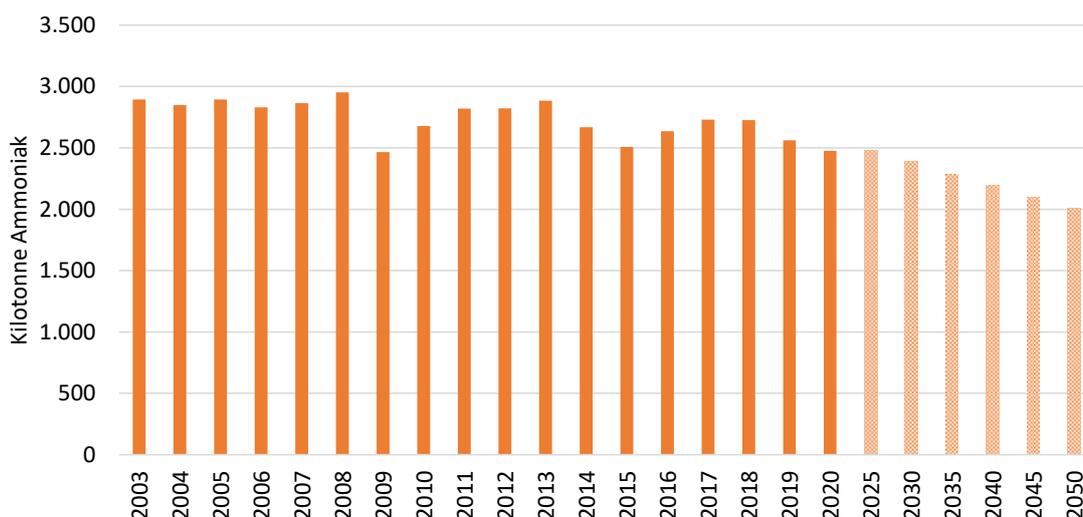


Abbildung 4-15: Industrielle Produktion von Ammoniak in Deutschland von 2003 bis 2050; Eigene Darstellung nach [86]

Der Energiebedarf für eine Tonne Ammoniak kann entweder durch den Einsatz von Methan in Form von Erdgas ($8 \text{ MWh/t}_{\text{NH}_3}$) oder durch die Verwendung von Kohle ($13,5 \text{ MWh/t}_{\text{NH}_3}$) als Energiequelle gedeckt werden. Für die weitere Betrachtung dieser Arbeit wurde Erdgas als Energieträger angenommen. Damit findet durch eine Substitution mit Wasserstoff eine progressive Senkung der Anwendung von fossilen Energieträgern in der Zukunft statt. In der unten stehenden Tabelle ist die Ersatzrate des Erdgases durch Wasserstoff ab dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2050 dargestellt [87].

| Jahr | Substitution des Erdgases |
|------|---------------------------|
| 2020 | 0% |
| 2025 | 2% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 30% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 80% |
| 2050 | 90% |

Tabelle 4-7: Substitutionsrate des Erdgases für die Ammoniakherstellung [Annahme]

Gemäß des Öko-Institutes verändert sich der Wasserstoffbedarf für die Produktion von Ammoniak in Deutschland nicht signifikant. Es ergibt sich eine fast konstante Entwicklung auf einem Plateau von circa 19 TWh für den Zeitraum 2015 bis 2050, welche in der folgenden Abbildung dargestellt ist [88].

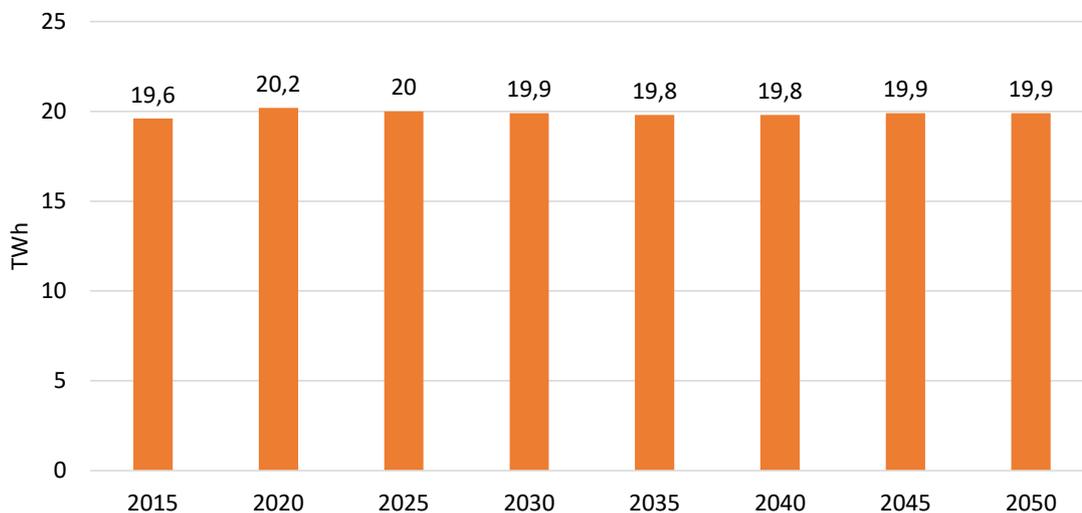


Abbildung 4-16: Wasserstoffbedarf der Ammoniakherstellung in Deutschland; Eigene Darstellung nach [88]

Mit Hilfe dieser Informationen und unter Berücksichtigung der vorgestellten Annahmen wurde eine Entwicklungsszenario für Deutschland entworfen (vgl. Abbildung 4-17). Die produzierte Menge (schwarze Linie) sollte bis zum Jahr 2050 weiter langsam sinken, um einen Endwert von etwa 2,0 Millionen Tonnen zu erreichen. Gleichzeitig erfolgt eine progressive Substitution des Erdgases, wobei im Jahr 2050 ein reiner Erdgasbedarf von rund 1,6 TWh prognostiziert wird. Der zusätzliche Strombedarf für die Wasserstoffherzeugung steigt ab dem Jahr 2030 linear an und erreicht ab dem Jahr 2045 ein Plateau auf circa 18 TWh.

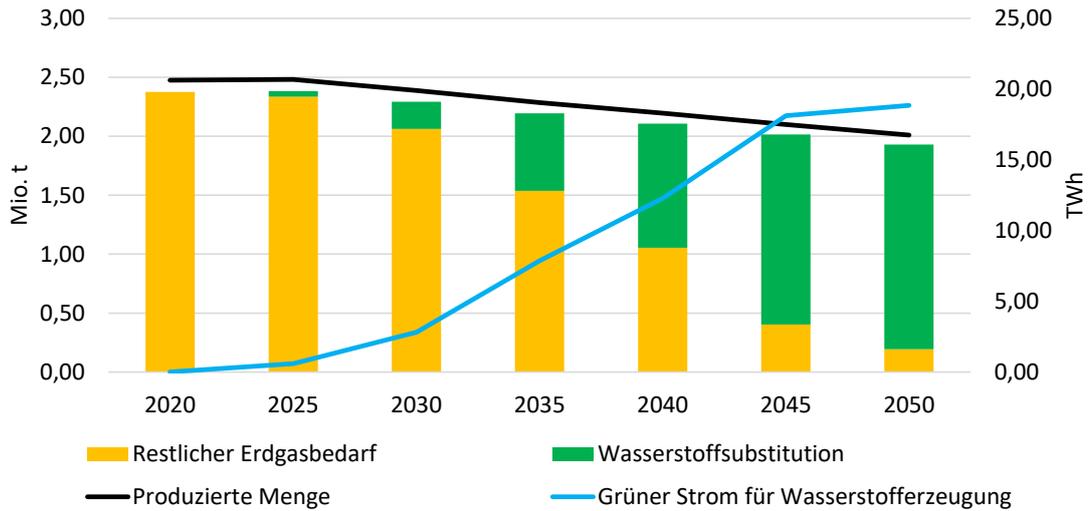


Abbildung 4-17: Entwicklungsszenario für die Ammoniakproduktion in Deutschland

Wird der Bedarf an Wasserstoff betrachtet, besteht im Jahr 2020 ein Grundbedarf von mehr als 6 Milliarden Kubikmeter, welcher ausschließlich für die chemischen Prozesse bei der Herstellung von Ammoniak verwendet wird. Diese Menge steigt ab dem Jahr 2030 linear. Im Jahr 2050 besteht ein Bedarf von rund 13 Milliarden Kubikmeter. Die folgende Abbildung stellt diese Entwicklung grafisch dar.

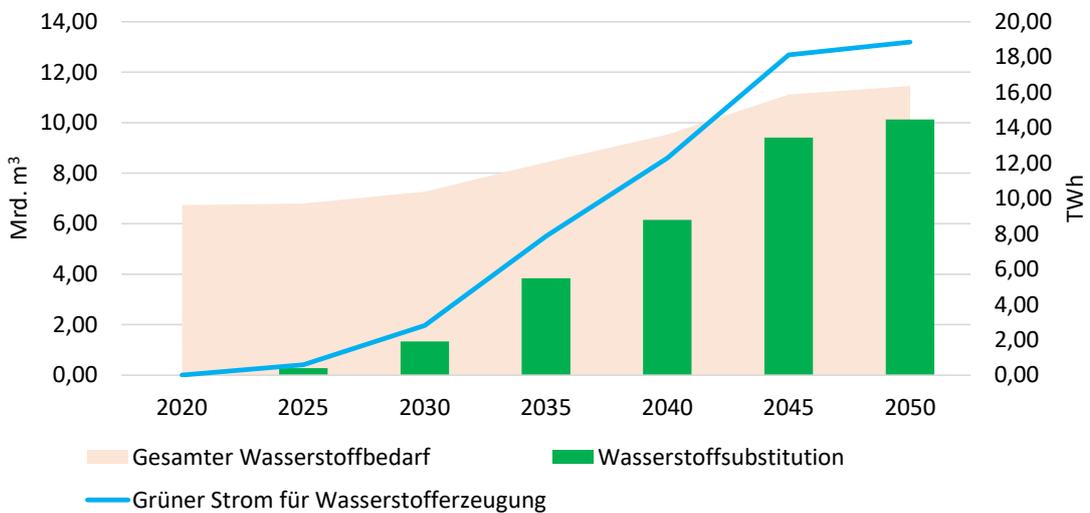


Abbildung 4-18: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Ammoniakproduktion in Deutschland

Die Europäische Union

Die Entwicklung der Produktion von Ammoniak in der EU wurde unter Berücksichtigung des Anteils von Deutschland am gesamten Markt (17% der installierten Kapazität) angenommen. Demensprechend ergibt sich auch für Europa einen Verlauf mit stetiger Abnahme. Im Jahr 2003 wurden europaweit circa 17.000 Kilotonnen Ammoniak produziert. Für das Jahr 2050 wird eine gesamte Menge von rund 12.000 Kilotonnen prognostiziert

(siehe Abbildung 4-19: Industrielle Produktion von Ammoniak in der EU von 2003 bis 2050; Eigene Darstellung nach [86, 89]). Der ab dem Jahr 2025 vorhergesagte Bedarf wurden heller gekennzeichnet [86, 89].

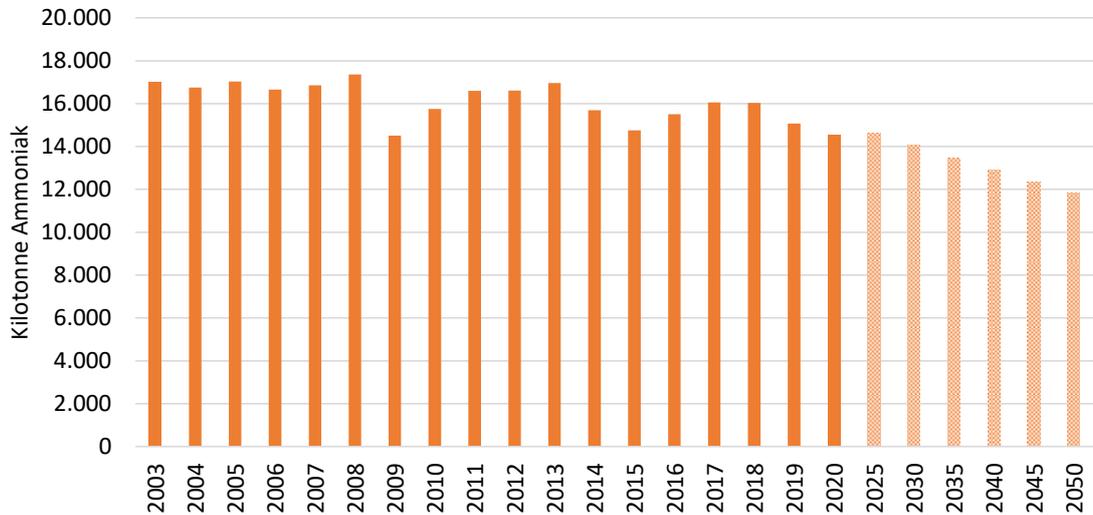


Abbildung 4-19: Industrielle Produktion von Ammoniak in der EU von 2003 bis 2050; Eigene Darstellung nach [86, 89]

Mit den gleichen Annahmen wurde der Wasserstoffbedarf in der EU für die Ammoniakherstellung bis zum Jahr 2050 hochgerechnet. Eine konstante Entwicklung von circa 117 TWh/a ist an dieser Stelle zu erkennen [89].

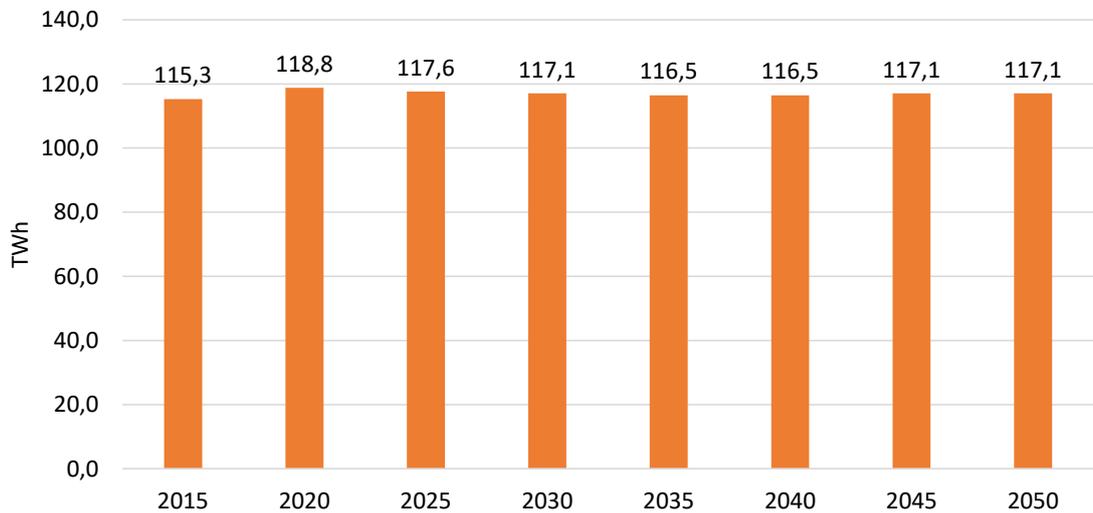


Abbildung 4-20: Wasserstoffbedarf der Ammoniakherstellung in der EU; Eigene Darstellung nach [89]

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 4-7 angenommenen Substitutionsrate des Erdgases wurde folgende Verläufe prognostiziert (siehe Abbildung 4-21). Neben einer linearen Senkung der produzierten Menge besteht ein progressiver Anstieg des für die Wasserstoffproduktion notwendigen Stromes, welcher einen Wert von rund 110 TWh im Jahr

2050 erreichen soll. Der Bedarf an Erdgas nimmt gemäß der Wasserstoffsubstitution langsam ab und beträgt im Jahr 2050 nur noch 10 TWh.

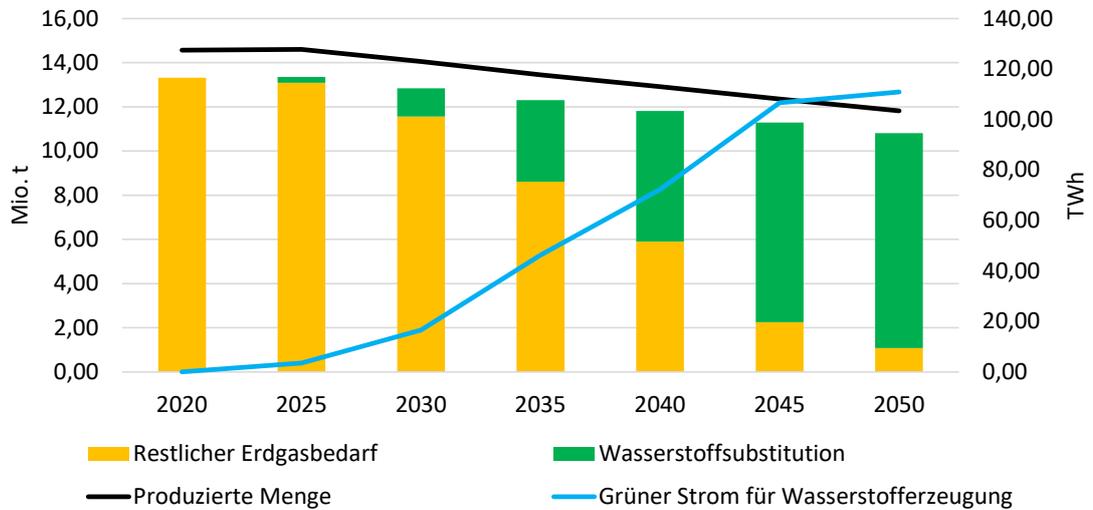


Abbildung 4-21: Entwicklungsszenario für die Ammoniakproduktion in der EU

Es besteht im Jahr 2020 bis 2025 einen grundsätzlicher Wasserstoffbedarf von 40 Milliarden Kubikmeter. Die Speicherkapazität für die Zulieferung des Wasserstoffes bei der Ammoniakherstellung muss ab dem Jahr 2030 progressive zunehmen, um den neuen Bedarf zu decken. Dieser soll im Jahr 2050 fast 70 Milliarden Kubikmeter erreichen. Die Entwicklung ist in der untenstehenden Abbildung dargestellt.

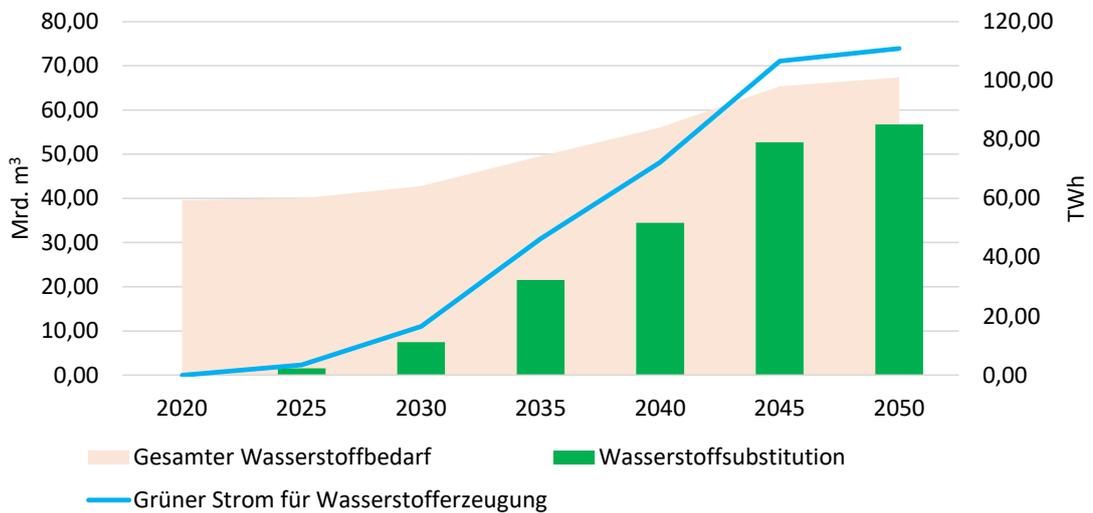


Abbildung 4-22: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Ammoniakproduktion in der EU

4.3.2 Industrie des Methanols

Deutschland

Seit den 90er Jahren stieg die Produktion von Methanol in Deutschland von 1,4 Millionen Tonnen im Jahr 1995 auf fast 2 Millionen Tonnen im Jahr 2000 an. Basierend auf diesem Anstieg wurde die weitere Entwicklung bis zum Jahr 2050 prognostiziert. Unter der Annahme, dass die Nachfrage nach Methanol nicht abnimmt, ist einer Verdreifachung seit dem Jahr 2000 zu erwarten. Der Verlauf ist in der untenstehenden Abbildung zu finden. Um den Unterschied zwischen Bestands- und Prognosewerten hervorzuheben, wurden die ab dem Jahr 2005 prognostizierten Werte heller gekennzeichnet. [90].

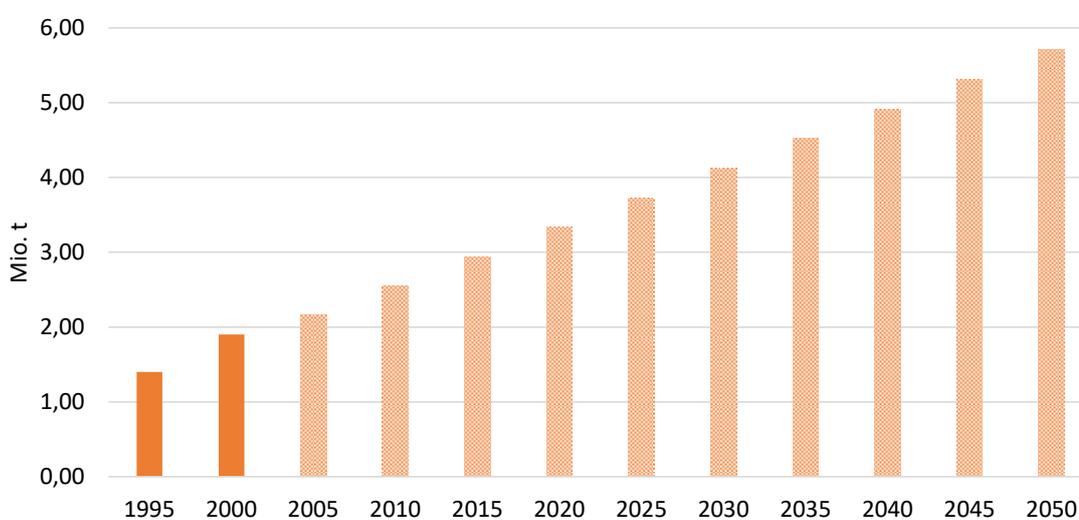


Abbildung 4-23: Entwicklung der Produktion von Methanol in Deutschland; Eigene Darstellung nach [90]

Gemäß des Öko-Institutes bleibt der Wasserstoffbedarf für die Produktion in Deutschland bis zum Jahr 2050 stabil mit circa 12 TWh (vgl. Abbildung 4-24: Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in Deutschland: Eigene Darstellung nach [91]) [91].

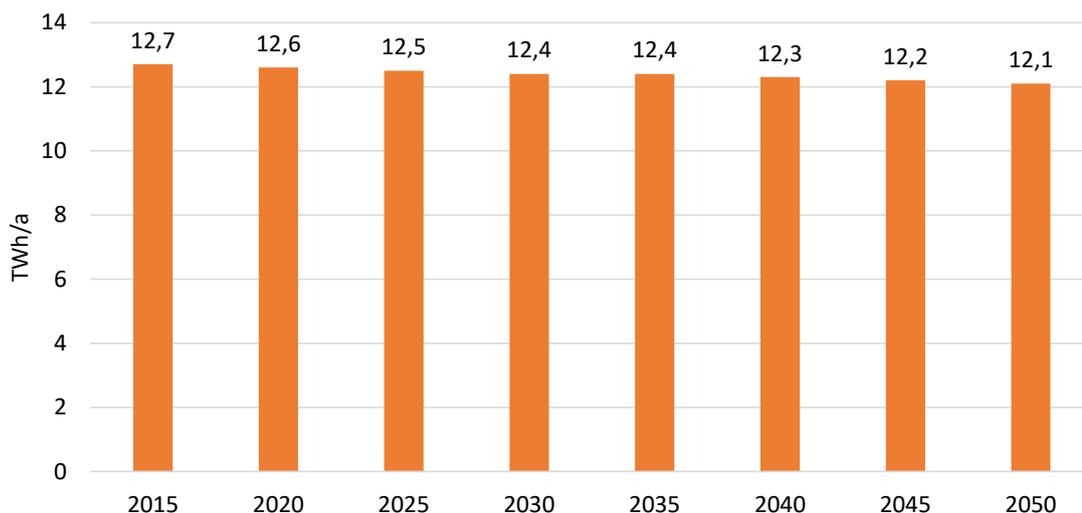


Abbildung 4-24: Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in Deutschland: Eigene Darstellung nach [91]

Die Synthese von Methanol benötigt für das gesamte Verfahren nicht nur Erdgas, sondern auch Strom. Für die Herstellung einer Tonne Methanol wird ein Energiebedarf insgesamt 18,3 GJ (~ 5 MWh) benötigt. Dabei stammen rund 80 % aus Erdgas (4 MWh) und circa 20 % aus elektrischer Energie. (~ 1 MWh). Es wird angenommen, dass es ab dem Jahr 2025 eine progressive Substitution des Erdgases durch Wasserstoff erfolgt, welche in der folgenden Tabelle erläutert ist [91].

| Jahr | Substitution des Erdgases |
|------|---------------------------|
| 2020 | 0% |
| 2025 | 2% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 30% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 80% |
| 2050 | 90% |

Tabelle 4-8: Substitutionsrate des Erdgases für die Produktion von Methanol [Annahme]

Das entworfene Entwicklungsszenario, welches in der Abbildung 4-25 zu sehen ist, stellt einerseits den stetigen Zuwachs der produzierten Menge und andererseits den für die Wasserstoffproduktion zusätzlichen steigenden Strombedarf dar. Im Jahr 2050 werden fast 30 TWh an grünen Strom für die Wasserstofferzeugung benötigt. Der reine Erdgasverbrauch sinkt ab dem Jahr 2025 progressiv und erreicht einen Wert von weniger als 3 TWh im Jahr 2050. Der prozesstechnische Strombedarf nimmt langsam zu und bleibt bis zum Jahr 2050 auf rund 5 TWh bestehen. Die gesamten Verläufe sind in der untenstehenden Grafik dargestellt.

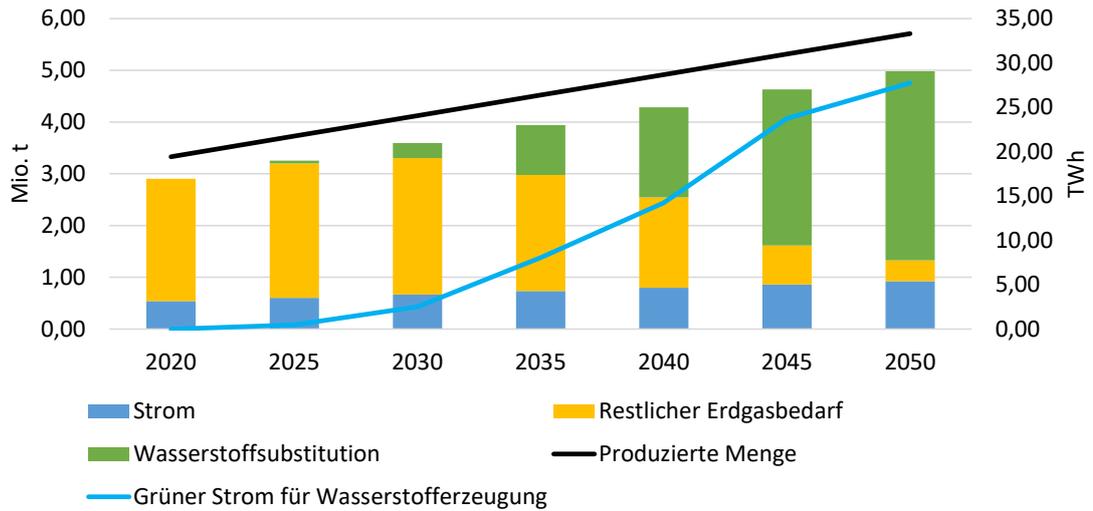


Abbildung 4-25: Entwicklungsszenario für die Produktion von Methanol in Deutschland

Der Bedarf an Wasserstoff nimmt auch entsprechend der berechneten Prognose stetig zu. Von circa 4 Milliarden Kubikmeter für die chemische Industrie im Jahr 2020 steigt die Nachfrage nach Wasserstoff bis zum Jahr 2050 auf mehr als 11 Milliarden Kubikmeter an.

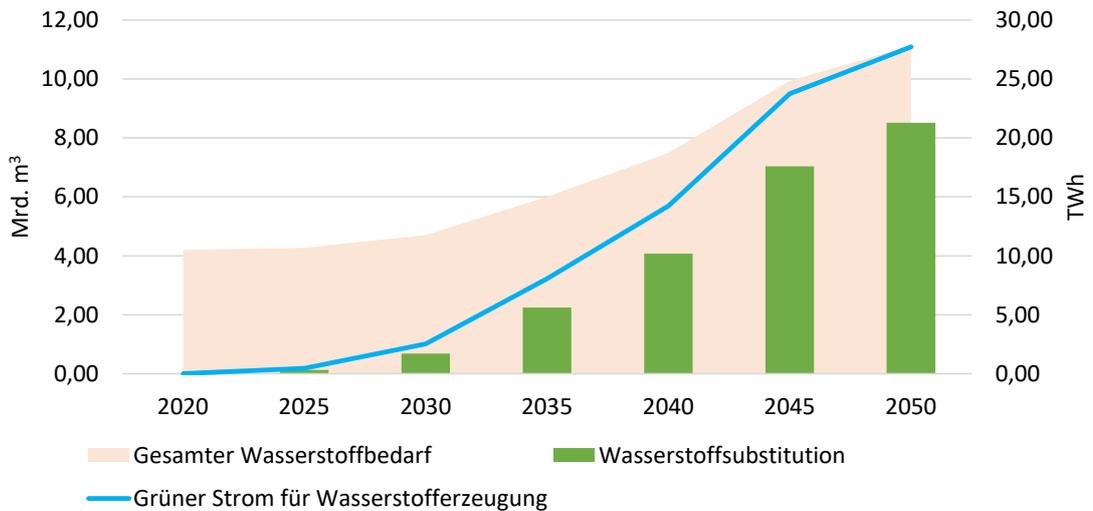


Abbildung 4-26: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in Deutschland

Die Europäische Union

Anhand der Daten des IHS Chemical Bulletin „*The changing face of the global methanol industry*“ wurden die produzierte Menge von Methanol bis zum Jahr 2050 prognostiziert. Dabei besteht eine stetig wachsende Entwicklung von circa 10 Millionen Tonnen im Jahr 2000 bis zu 16 Millionen Tonnen im Jahr 2050 [53].

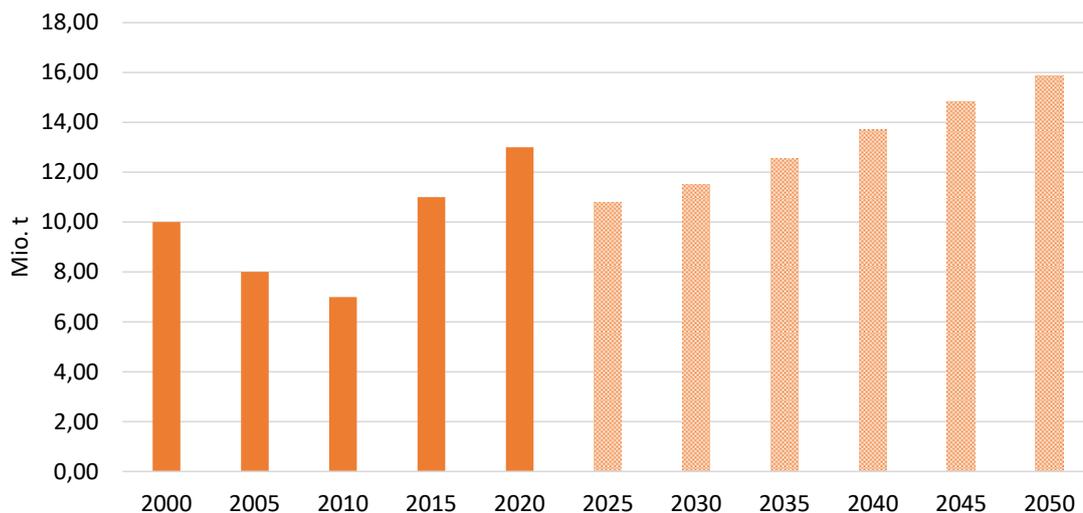


Abbildung 4-27: Entwicklung der Produktion von Methanol in der EU; Eigene Darstellung nach [53]

Der Wasserstoffbedarf für die EU (siehe Abbildung 4-28) wurde anhand des Anteils von Deutschland an der gesamten europäisch produzierten Menge und dem schon bekannten Wasserstoffbedarf hochskaliert. Dadurch entsteht ein durchschnittlicher Wasserstoffbedarf von circa 34 TWh.

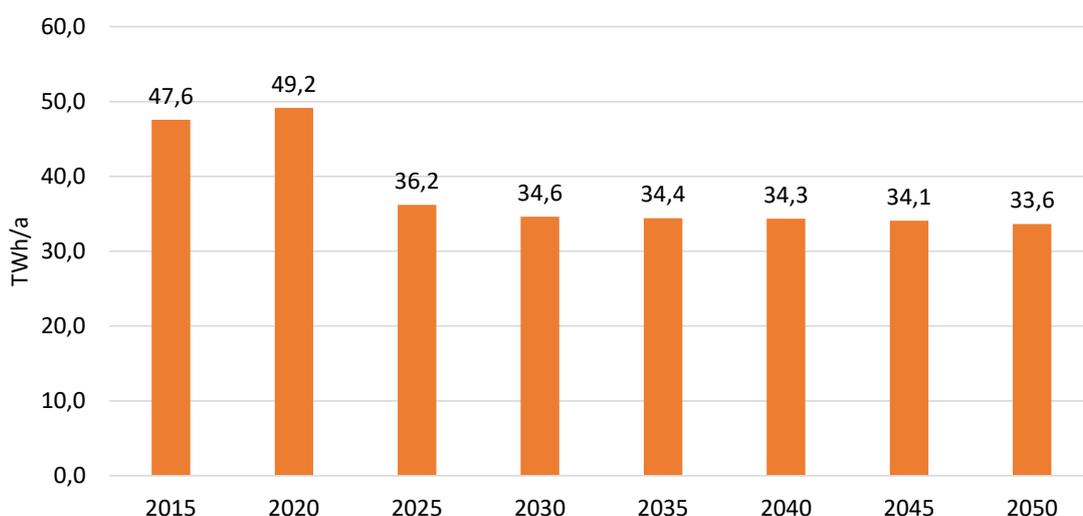


Abbildung 4-28: Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in der EU

An dieser Stelle wurde auch angenommen, dass ab dem Jahr 2025 eine progressive Substitution des Erdgases durch Wasserstoff gemäß Tabelle 4-8 erfolgt. Demensprechend wurde ein potenzielles Entwicklungsszenario entworfen. Dieses ist in der folgenden Abbildung grafisch dargestellt. Dabei ist diese kurze Senkung der produzierten Menge bis zum Jahr 2025 erkennbar, wobei danach ein linearer Zuwachs besteht. Die Nachfrage nach Erdgas sinkt progressiv und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von rund 6 TWh. Der zusätzliche Strombedarf steigt linear und wird zu der Mitte des Jahrhunderts

einen Wert von 77 TWh erreichen. Die für die chemischen Prozesse notwendige Elektrizität nimmt langsam zu.

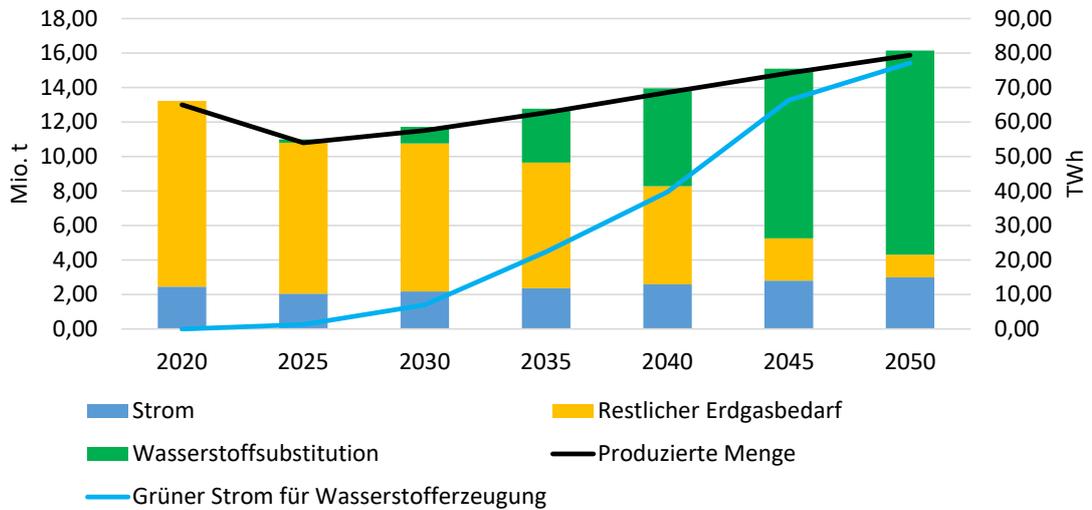


Abbildung 4-29: Entwicklungsszenario für die Produktion von Methanol in der EU

Der gesamte Bedarf an reinen Wasserstoff verdoppelt sich vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2050, wo ein Wert von 30 Milliarden Kubikmeter erreicht wird. Diese Entwicklung ist in der untenstehenden Abbildung dargestellt.

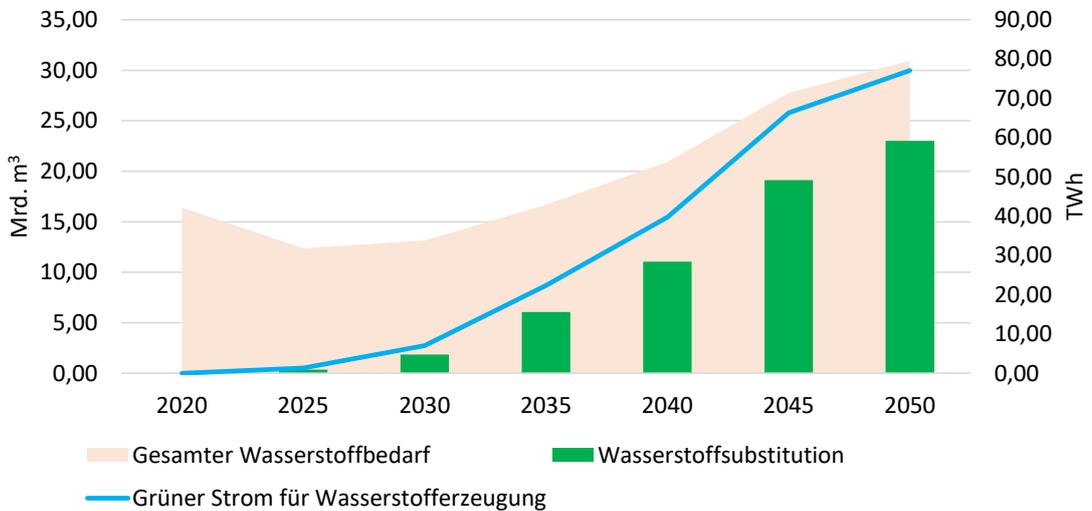


Abbildung 4-30: Gesamter Wasserstoffbedarf für die Produktion von Methanol in der EU

4.3.3 Petrochemie

Deutschland

Rund 14 % des Erdöls und 8% des Erdgases werden in Deutschland für die Produktion petrochemischer Primärprodukte verbraucht [92].

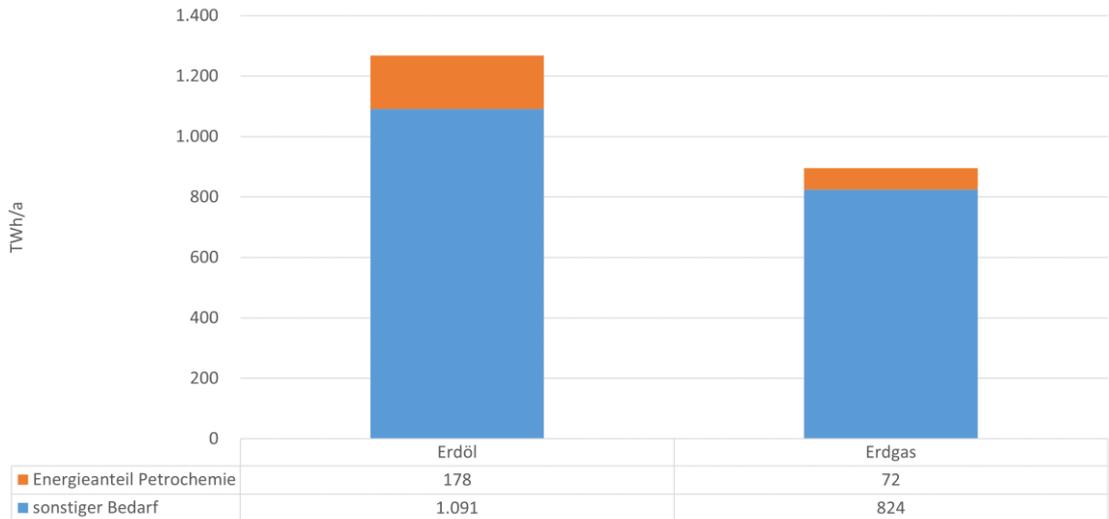


Abbildung 4-31: Rohstoffeinsatz Deutschland

Wie die obige Abbildung zeigt, wird in Deutschland etwa 106.600.000 Tonnen Erdöl und 88.700.000.000 m³ Erdgas jährlich verbraucht [93] [94]. Für die Petrochemie ergibt das einen Anteil von 14.924.000 Tonnen Erdöl und 7.096.000.000 m³ Erdgas. Dies entspricht rund 178 TWh/a Erdöl und 72 TWh/a Erdgas .

Europäische Union

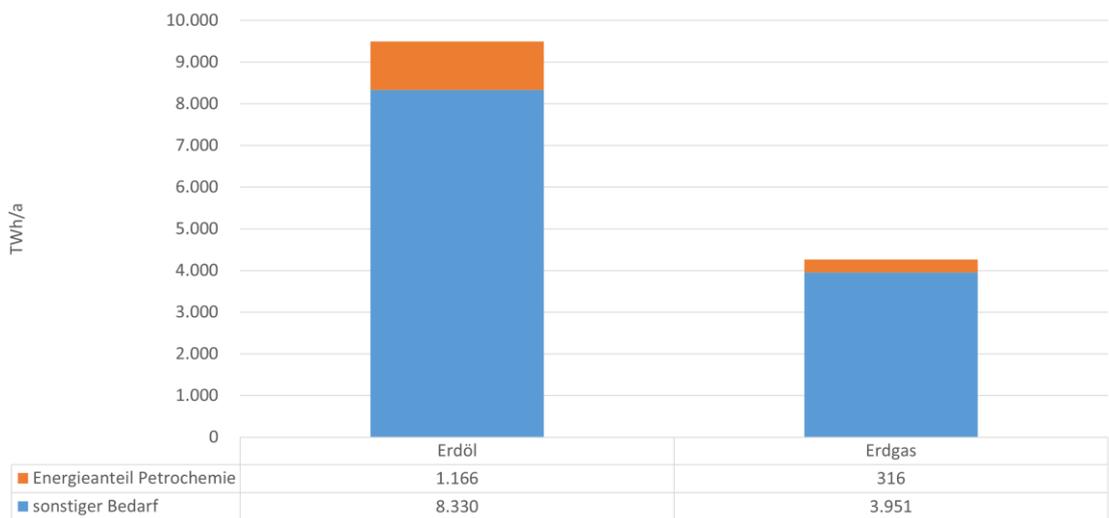


Abbildung 4-32: Rohstoffeinsatz – europäische Union

Mit der Annahme das die prozentuale Aufteilung der Rohstoffe in Europa ähnlich ist wie in Deutschland, ergibt das folgende Aufteilung:

Die betrachteten Länder der EU 28 haben einen Erdölbedarf von 700.000.000 Tonnen jährlich, das macht einen Anteil von 98.000.000 Tonnen für die Petrochemie [95]. Bei einem Erdgasbedarf von 391.200.000.000 m³ im Jahr gehen dabei rund 31.296.000.000 m³ in die petrochemische Produktion[96]. Energetisch ergibt das

1.166 TWh/a Erdöl und 316 TWh/a Erdgas.

Wirtschaftliche Aspekte

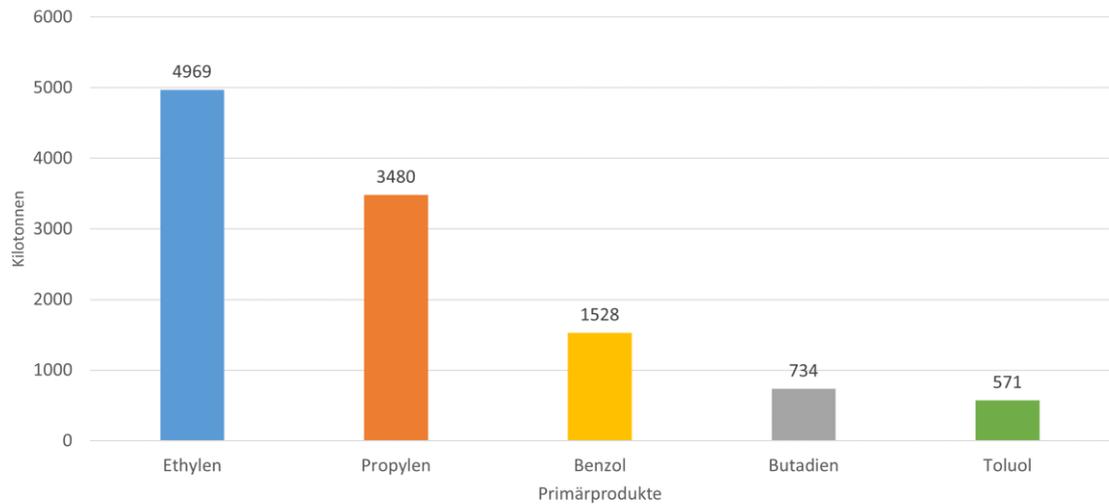


Abbildung 4-33: Produktionsvolumen petrochemischer Primärprodukte in Deutschland [97]

Abbildung 4-34 zeigt, wie hoch die Produktion der Primärprodukte Deutschlandweit ist. Wie im Kapitel Grundlagen Petrochemie bereits erwähnt, zeigt die Abbildung die Deutlichkeit des Streamcrackens. Hier ist klar zu erkennen, wie wichtig dieser Prozess ist. Mit gerundeten 5.000 Kilotonnen Ethylen und ca. 3.400 Kilotonnen Propylen nehmen die Primärprodukte mit Abstand das höchste Volumen ein [97].

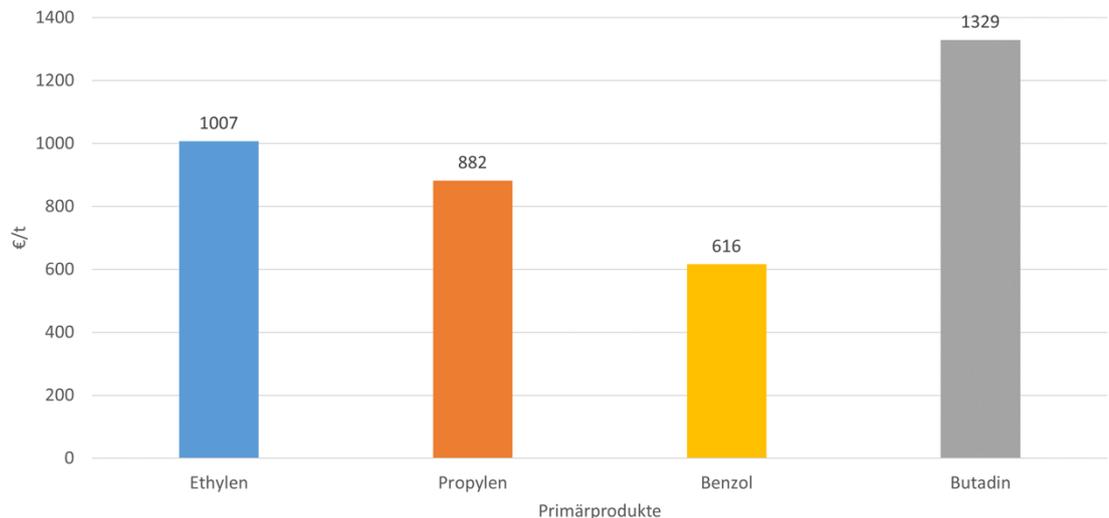


Abbildung 4-34: Durchschnittspreise petrochemischer Primärprodukte [98] [99] [100] [101]

Abbildung 4-35 zeigt, wie der Markt der petrochemischen Produkte im Referenzjahr aussah. Den deutlich höheren Wert hält dabei Butadien mit 1329 € pro Tonne, das bekanntlich für die Produktion von Autoreifen dient. Ethylen befindet sich mit 1007 € pro Tonne

dahinter, gefolgt von Propylen mit 882 € und Benzol mit 616 €.

Durch die wirtschaftliche Entwicklung wird die Nachfrage nach petrochemischen Produkten beträchtlich steigen. Olefine wie Ethylen, Propylen, Butadien und Benzol sollen bis 2030 voraussichtlich um 37 % steigen [102]. Um eine Prognose bis 2050 zu erstellen wurde der gleichbleibende Anstieg bis 2050 angenommen und hochskaliert.

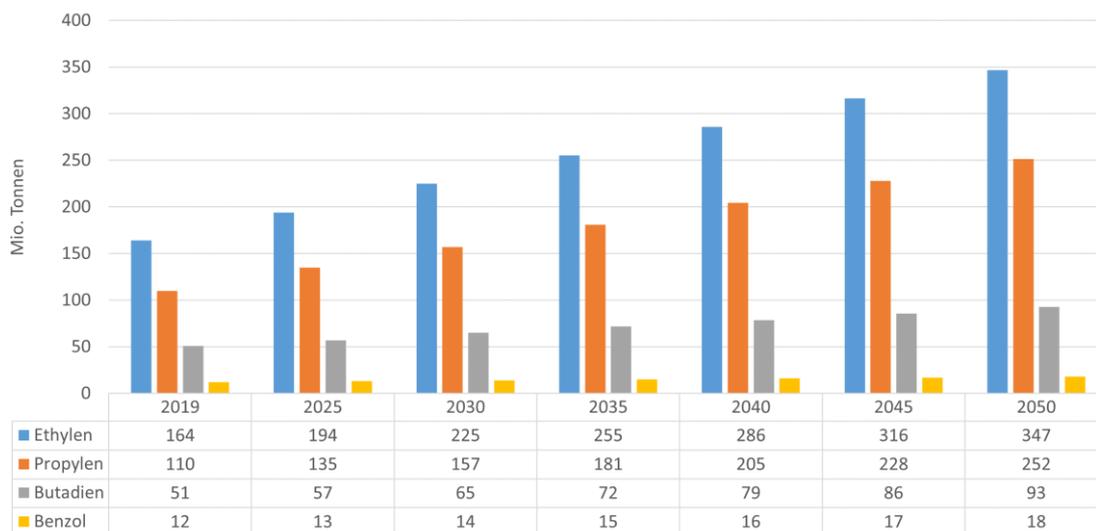


Abbildung 4-35: Weltweite Nachfrage der Primärprodukte [102]

Wasserstoffpotential in der Petrochemie

Um das Potential einer Substitution des Erdgases in Wasserstoff aufzudecken, wird zunächst einmal der Mehrbedarf der fossilen Rohstoffe betrachtet. Wie im vorherigen Absatz erwähnt, soll der Bedarf an bestimmten Olefinen steigen. Mit der Steigerung der Produktion ergibt es ebenfalls einen Mehrbedarf an Erdgas und Erdöl, welcher in Abbildung 4-36 visuell aufgezeigt wird. Angefangen mit einem Verbrauch von 72 TWh/a steigt die Nachfrage nach Erdgas bis 2050 auf etwa 83 TWh/a. Auf der Erdölseite ergibt das einen Anstieg von 178 TWh/a auf 206 TWh/a bis 2050. Das ergibt einen Mehraufwand von 16%.

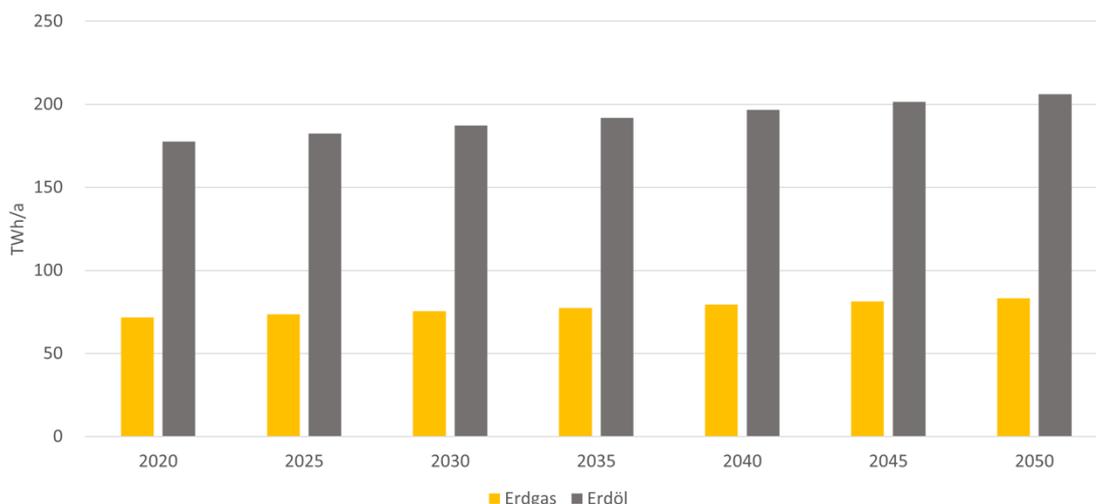


Abbildung 4-36: fossiler Rohstoffbedarf in der Petrochemie bis 2050 in Deutschland

Unter Betrachtung der Mitgliedsstaaten der europäischen Union ergibt es einen Anstieg des Erdgasbedarfs von 316 TW/h/a bis hin zu 362 TW/h/a im Jahr 2050. Der Ölbedarf steigt von 1.166 TW/h/a auf bis zu 1.337 TW/h/a bis 2050 an. Bildlich wird dies in Abbildung 4-37 dargestellt.

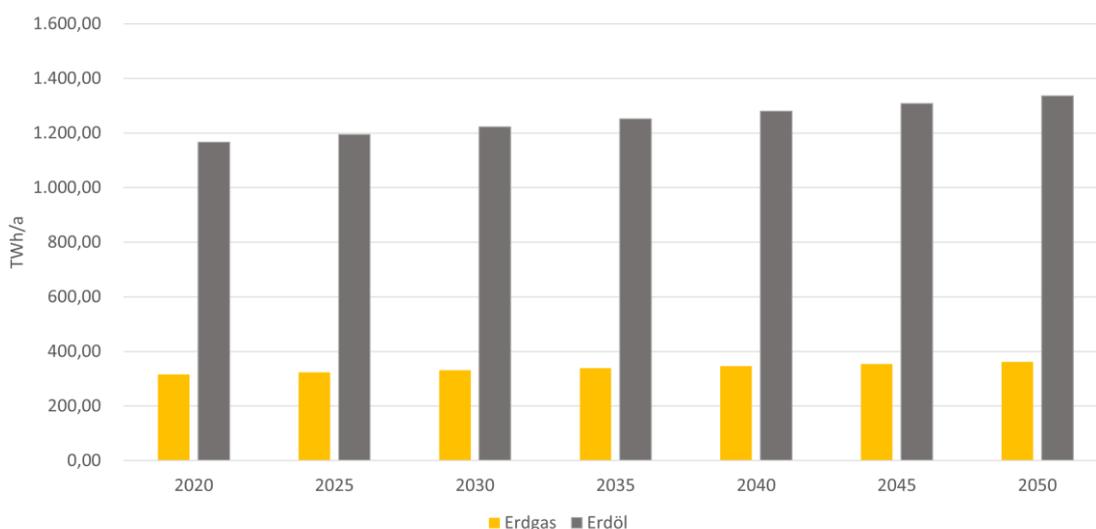


Abbildung 4-37: fossiler Rohstoffbedarf in der Petrochemie bis 2050 in der europäischen Union

Ohne Substitution des Erdgases durch Wasserstoff wird es schwierig sein, die anvisierten Klimaziele zu erreichen und den CO₂-Fußabdruck auf das gewünschte Minimum zu senken. Aus diesem Grund ist es nötig, möglichst effizient mit erneuerbaren Energien zu arbeiten. Für den Erdgasersatz Wasserstoff wurde angenommen, dass der maximale mögliche Wasserstoffbedarf, dem Ausgangserdgasverbrauch entspricht. Für die substituierte Menge bis 2050 wurden prozentuale Anpassungen vorgenommen. Es ist davon auszugehen, dass Erdgas nicht in allen Bereichen des petrochemischen Sektors ersetzt

werden kann.

| Jahr | Durch Wasserstoff substituierbar |
|------|----------------------------------|
| 2020 | 0% |
| 2025 | 2% |
| 2030 | 10% |
| 2035 | 30% |
| 2040 | 50% |
| 2045 | 80% |
| 2050 | 90% |

Tabelle 4-1: Substitutionsrate des Erdgases für den petrochemischen Sektor

Tabelle 4-1 zeigt den progressiven Anstieg der Substitutionsrate des Erdgases für die Petrochemie. Die ungleichmäßige Anhebung ist der Annahme geschuldet, dass die Wasserstoffanwendung sich noch in der Entwicklungsphase befindet und durch stetig fortschreitende Technologien vorangetrieben wird.

Deutschland

In Abbildung 4-38 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf vorwiegend durch Erdgas mit 72 TWh gedeckt wird. Zudem ist Erdgas dieser Betrachtung der einzige Energieträger, der substituiert wird. Im Jahr 2030 wurden bereits 23 TWh Erdgas durch Wasserstoff ersetzt, sodass der Energieanteil des fossilen Brennstoffs noch bei 54 TWh beträgt. 2040 wird der Erdgasbedarf genauso hoch sein wie der des Wasserstoffes. Dieser liegt dann bei 40 TWh. Bis 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 75 TWh. Zu diesem Zeitpunkt wird nur noch 8 TWh Erdgas zur Verfügung gestellt.

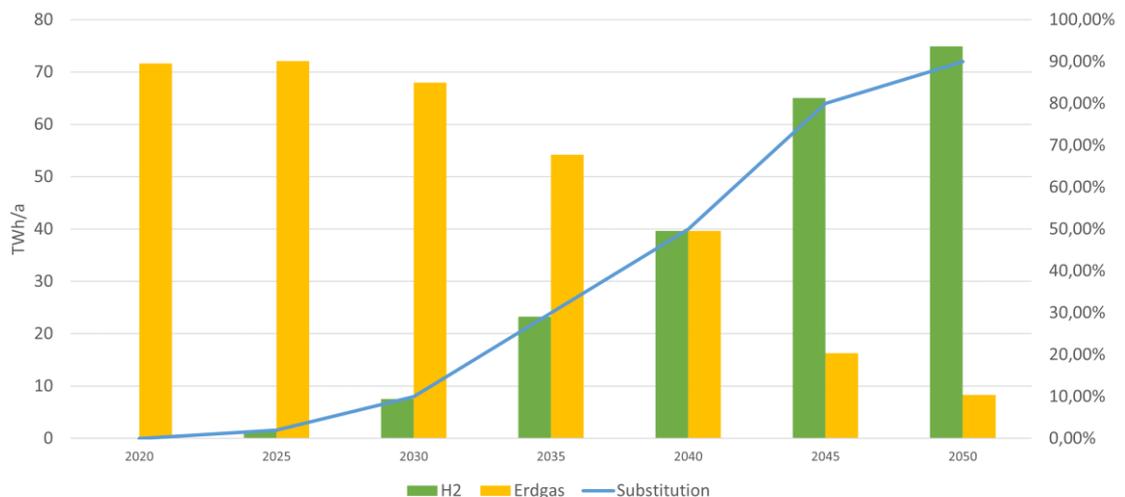


Abbildung 4-38: Prognostizierter Erdgas und Wasserstoffbedarf in der Petrochemie

Abbildung 4-39 zeigt den Bedarf an „grünem Strom“ der durch erneuerbaren Energieer-

zeugern nötig ist, um mittels Elektrolyse den CO₂-neutrale Wasserstoff für den substituierten Anteil für das vorgesehene Jahr zu erzeugen. Durch den progressiven Anstieg ist der Ausbau weiterer erneuerbarer Erzeuger nötig. Ebenso muss das Speicherpotential berücksichtigt werden, um den gewünschten Substitutionsanteil jederzeit zur Verfügung stellen zu können.

2030 wird eine Stromerzeugung durch erneuerbare Technologien von etwa 11 TWh nötig sein, um rund 2.500.000 m³ CO₂-neutralen Wasserstoff erzeugen zu können. Bis 2040 steigt der Bedarf an „grünem Strom“ auf 55,5 TWh um damit 13.200.000 m³ Wasserstoff herzustellen. Im abschließend Betrachtungsjahr sind 97,6 TWh elektrische Energie nötig um 26.000.000 m³ Wasserstoff bereitstellen zu können.

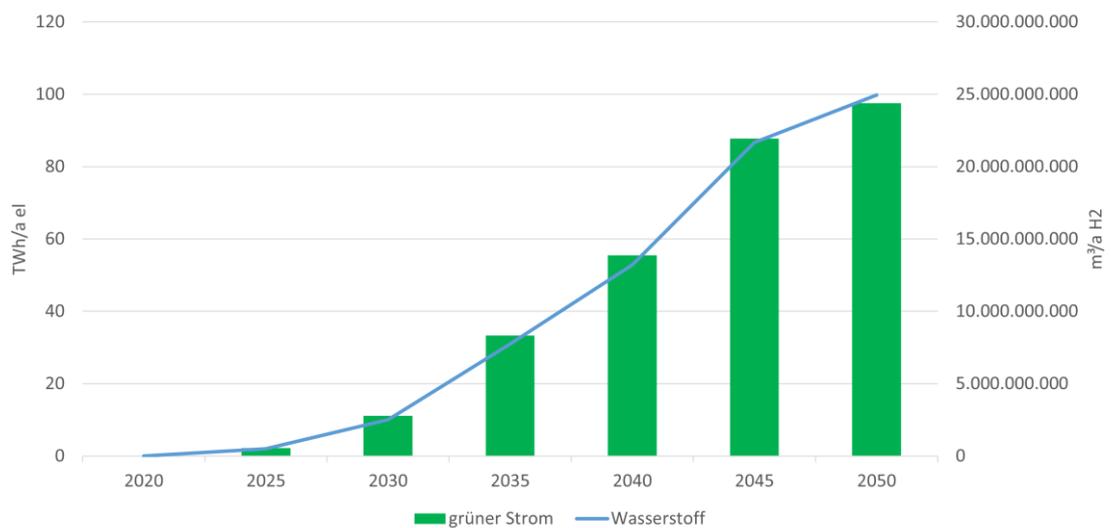


Abbildung 4-39: Bedarf von grünem Strom und Wasserstoff in der Petrochemie in Deutschland

Europäische Union

In Abbildung 4-40 ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 der Brennstoffbedarf durch Erdgas gedeckt wird. Auch in Europa ist Erdgas der einzige Energieträger, der substituiert wird. 2030 wird der Erdgasanteil weiterhin mit 298 TWh Erdgas zu 33 TWh Wasserstoff deutlich höher sein. Im Jahr 2040 werden bereits 50% TWh Erdgas durch Wasserstoff ersetzt, sodass der Anteil der Medien jeweils 173 TWh beträgt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Anteil von Wasserstoff auf 326 TWh an. Eine Erdgasenergiemenge von zusätzlich 36 TWh wird nötig sein.

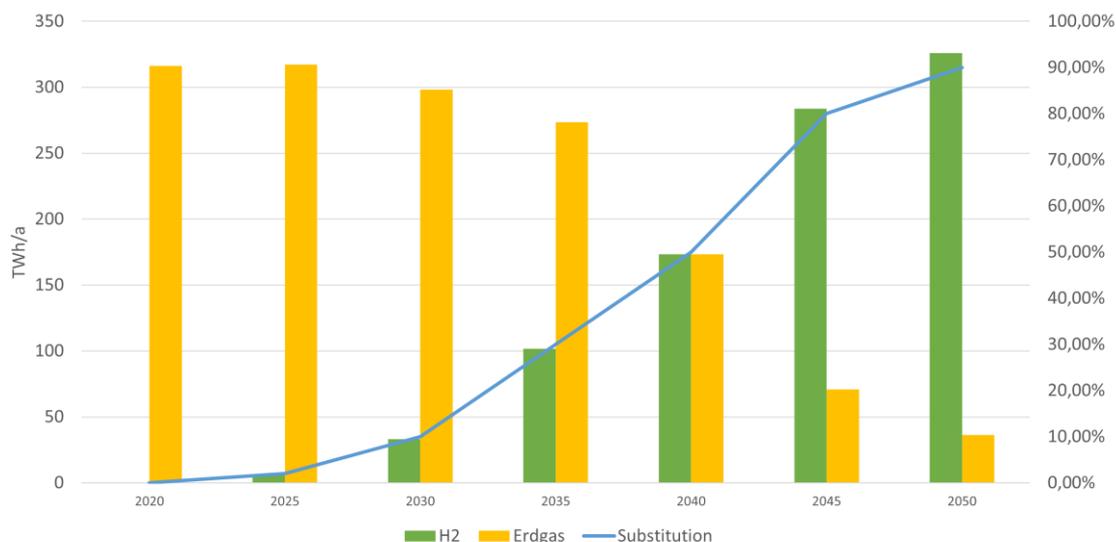


Abbildung 4-40: Erdgas und Wasserstoffbedarf Prognose – europäische Union

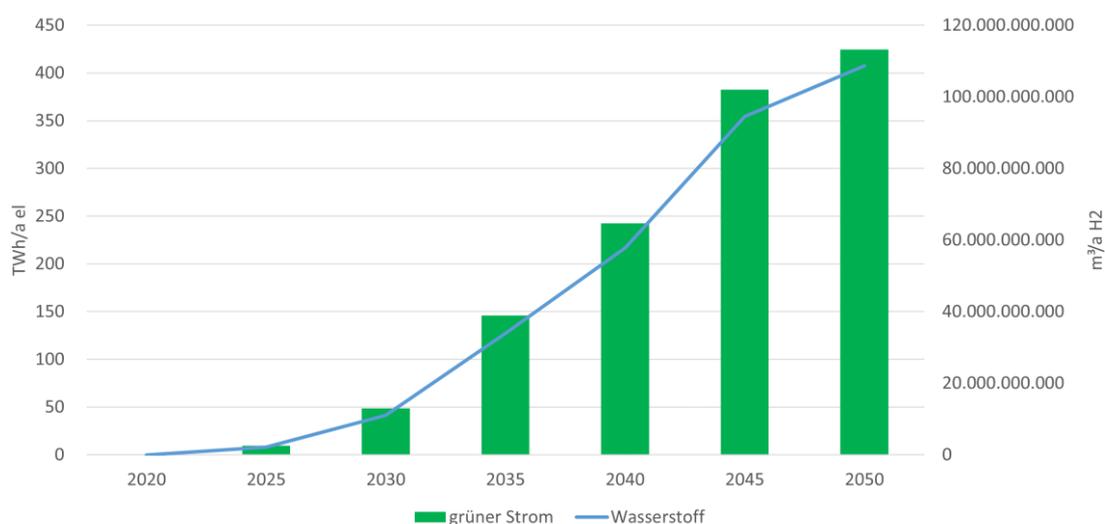


Abbildung 4-41: Bedarf von grünem Strom und Wasserstoff für die Petrochemie in der Europäischen Union

Abbildung 4-41 stellt den Bedarf an CO₂-neutralem Strom und den substituierten Wasserstoffanteil in Kubikmetern dar. So werden 2030 rund 50 TWh elektrische Energie aus erneuerbaren Erzeugern erforderlich sein, um die angestrebte Wasserstoffmenge von 11.000.000 m³ bereitstellen zu können. 2040 beträgt das Verhältnis von Strombedarf zu Wasserstoffmenge 243 TWh zu rund 58.000.000 m³. Im Betrachtungsjahr 2050 bedarf es 425 TWh Elektroenergie für gerundet 109.000.000 m³ Wasserstoff.

4.4 Sektor Gebäudewärme

4.4.1 Betrachtung des Ist-Zustandes

Deutschland

Im Gegensatz zu anderen Bereichen besteht im Wärmesektor eine stärkere Heterogenität, welche die Möglichkeit einer uniformen Lösung ausschließt. Einerseits handelt es sich um ältere Gebäude, welche die Anforderungen der aktuellen Wärmeschutzverordnung nicht erfüllen, andererseits werden hauptsächlich gas- bzw. ölbasierte Geräte für die Wärmeerzeugung angewendet. Laut Frontier Economics wurden 2/3 der im Jahr 2018 vorhandenen Wohnungen vor der Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung aus dem Jahr 1977 gebaut und nur 11% sind nach dem Jahr 2000 entstanden. Die folgende Abbildung stellt diese Disparität des Baujahres dar [103].

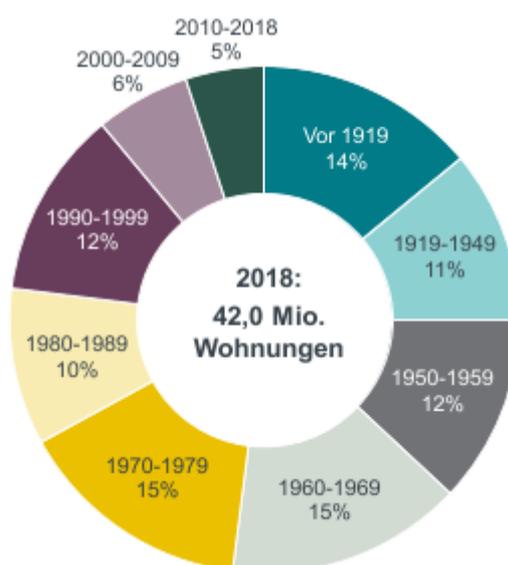


Abbildung 4-42: Verteilung der Wohnungen nach Baujahr in Deutschland [103]

Bei der Betrachtung des Sanierungszustandes ist es zu erkennen, dass 36% der Wohngebäude eine komplette Sanierung benötigen, um energetische Mindeststandards zu erfüllen. Mehr als die Hälfte ist als teilsaniert einzustufen und nur circa 13% gelten als vollsaniert. [103].

Ein Modernisierungsbedarf besteht auch für die in den Wohngebäuden eingesetzte Heizungstechnik, da 40% dieser Anlagen 20 Jahre und älter sind. Weil Erdgas und Heizöl die meistangewendeten Energieträger sind, ist eine vollständige Umschaltung auf einer klimaneutralen Heizung mit Hilfe von Stromheizgeräten und Elektro-Wärmepumpen nicht realisierbar. Die untenstehende Abbildung stellt die Beheizungsstruktur in Deutschland dar [103, 104].

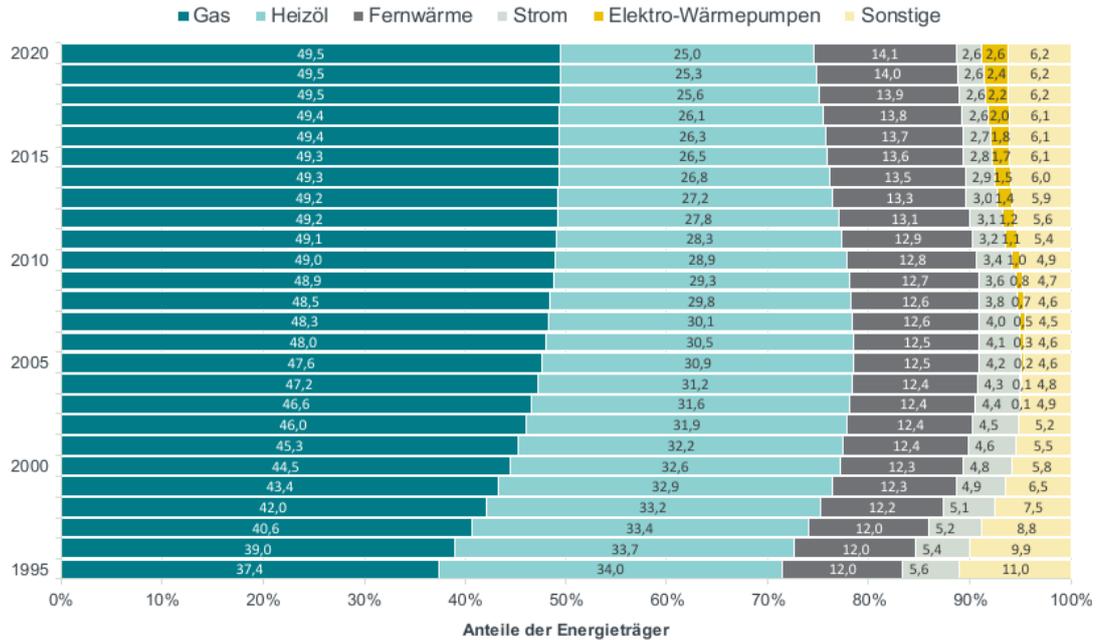


Abbildung 4-43: Anteile der Energieträger in der deutschen Beheizungsstruktur [103]

Im Unterschied zu den anderen betrachteten Sektoren ist der Wärmebereich sehr saisonal geprägt und beweist eine Wetterabhängigkeit, welche beim Umstieg auf erneuerbaren Energien berücksichtigt werden muss. An dieser Stelle ist eine Elektrifizierung des Wärmeverbrauchs nicht denkbar. Das heutige Stromnetz ist für diese zusätzliche Stromlast nicht unbedingt ausgelegt. Eine alternative Lösung besteht in der progressiven Umwandlung der bestehenden Gasinfrastruktur durch die Zufuhr von Wasserstoff und den Aufbau von Salzkavernen als Wasserstoffspeicher [103].

Mit einer Länge von 40.000 km könnte das deutsche Fernleitungsgasnetz so angepasst werden, dass die durch Off- und Onshore Windkraftanlagen im Norden generierte Energie in der Form von Wasserstoffmolekülen die südlichen Bundesländer versorgt. Mit dem 480.000 km langen Verteilnetz besteht die Möglichkeit 50% der Haushalte und einen Großteil der Industriekunden mit Wasserstoff zur versorgen [103].

Die Integration von Wasserstoff in das Netz kann gemäß drei Verfahren erfolgen:

- die Beimischung,
- die Methanisierung und
- die Marktraumumstellung.

Die Beimischung beinhaltet die Zufuhr von Wasserstoffmolekülen und eine Reduktion der Konzentration von Erdgas in den Gasleitungen. Derzeit ist ein Mischverhältnis 90/10 (90% Volumenprozent Erdgas und 10% Volumenprozent Wasserstoff) ohne Kompatibilitätsproblem an den Endgeräten möglich. Die Zumischung von 10 Prozent volumetrisch

entspricht allerdings nur 3 Prozent kalorisch, also einem eher kleinen Anteil. Eine komplette Umschaltung auf 100% Wasserstoff wäre unter Anpassung der Leitung und der Heizungstechnik zukünftig möglich. Eine andere Möglichkeit bietet die Methanisierung. Durch diese kann Wasserstoff als chemisches Produkt mit Kohlenstoffmonoxid in einem Katalysator zu Methan reagieren. Dieses kann dann in das Netz bis zu den Endkunden transportiert werden. Eine dritte Alternative wäre ein kompletter Ausstieg aus kohlenstoffbasierten Energieträgern in manchen Gebieten (Marktraumumstellung). Weiterhin wurde im Rahmen dieser Arbeit eine progressive Substitution von Erdgas durch Wasserstoff angenommen, was der Lösung durch Beimischung entspricht [103].

Die Europäische Union

Von den insgesamt 131 Millionen europäischen Gebäuden bilden 90% Wohngebäude (119 Millionen) und 10% Industriegebäude (12 Millionen). Circa 40% der gesamten Gebäude wurden vor 1970 gebaut und erfüllen die energetischen Voraussetzungen bezüglich Energieeffizienz nicht. Lediglich 10% gelten als vollsanziert (9% Vollsanierung bei Industriegebäude; 12% Vollsanierung bei Wohngebäude). Werden die eingesetzten Energieträger genauer untersucht, wird ersichtlich, dass in der EU im Gegensatz zu Deutschland eine sehr geprägte Heterogenität besteht. Wie in der Abbildung 4-44: Energiemix der Gebäudewärme in den EU-Mitgliedsstaaten [105] ersichtlich ist, werden beispielsweise in Schweden meist Bio-Brennstoffe, Strom und Fernwärme für die Gebäudewärme benutzt, während z.B. in Luxemburg überwiegend fossile Feststoffe, Heizöl und Erdgas (wie in Deutschland) verwendet werden. [105].

Anteil des Energieträgers am Endverbrauch in Prozent

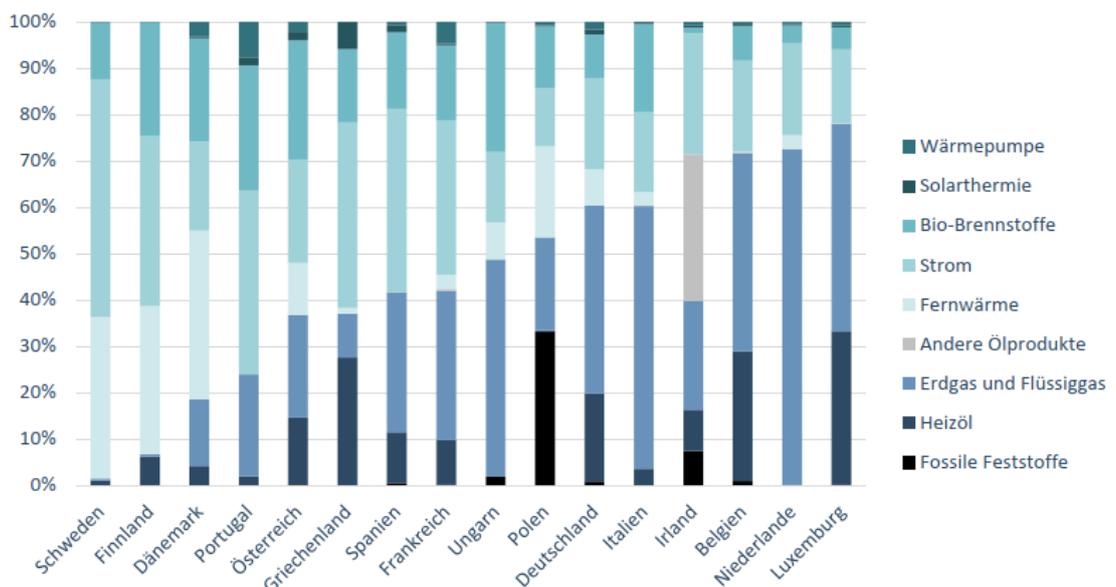


Abbildung 4-44: Energiemix der Gebäudewärme in den EU-Mitgliedsstaaten [105]

An dieser Stelle ist ebenfalls eine progressive Umwandlung des Gebäudesektors durch einen schrittweisen Ausstieg bzw. Substitution von fossilen Energieträgern durch Wasserstoff notwendig.

4.4.2 Betrachtung des Soll-Zustandes

Deutschland

Hinsichtlich einer Transformation des Wärmesektors hat die Deutsche Energie Agentur (Dena) in einer Gebäudestudie drei Entwicklungsszenarien entworfen. Das erste Szenario „Referenz“ (RF) beschreibt die *„aktuelle Entwicklungen im Gebäudesektor [...] bis ins Jahr 2050 fort“*. Damit wird *„kein Ziel zur Treibhausgasreduktion vorgegeben“*, technologisch gebliebene Heizungsanlage werden nicht ausgetauscht und die Sanierungsrate bzw. die Anwendung erneuerbarer Energien bewegen sich langsam nach vorne [106].

Im Szenario „Elektrifizierung“ (EL) erfolgt eine Treibhausgasminderung durch eine umfangreiche Elektrifizierung des Gebäudesektors und den Einsatz von Elektrowärmepumpen. Zwei Teilszenarien (EL80 und EL35) beschreiben jeweils eine Minderung der Treibhausgase von 80% bzw. 95% gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 [106].

Das dritte untersuchte Szenario (Technologiemix; TM) *„ist durch eine Treibhausgasminderung des Gebäudesektors charakterisiert, bei der ein vielfältigerer Mix verschiedener Technologien und erneuerbarer Energieträger zum Einsatz kommt.“* Dabei werden „Power-to-X“-Verfahren in der Form von synthetischem Gas (Power-to-Gas) sowie von synthetischem Öl (Power-to-Liquid) eingesetzt. Daraus ergeben sich zwei Teilszenarien mit einer Reduktion von 80% und 95% der Treibhausgasemissionen. Die untenstehende Abbildung zeigt die Hauptunterschiede zwischen die drei Szenarien auf [106] .

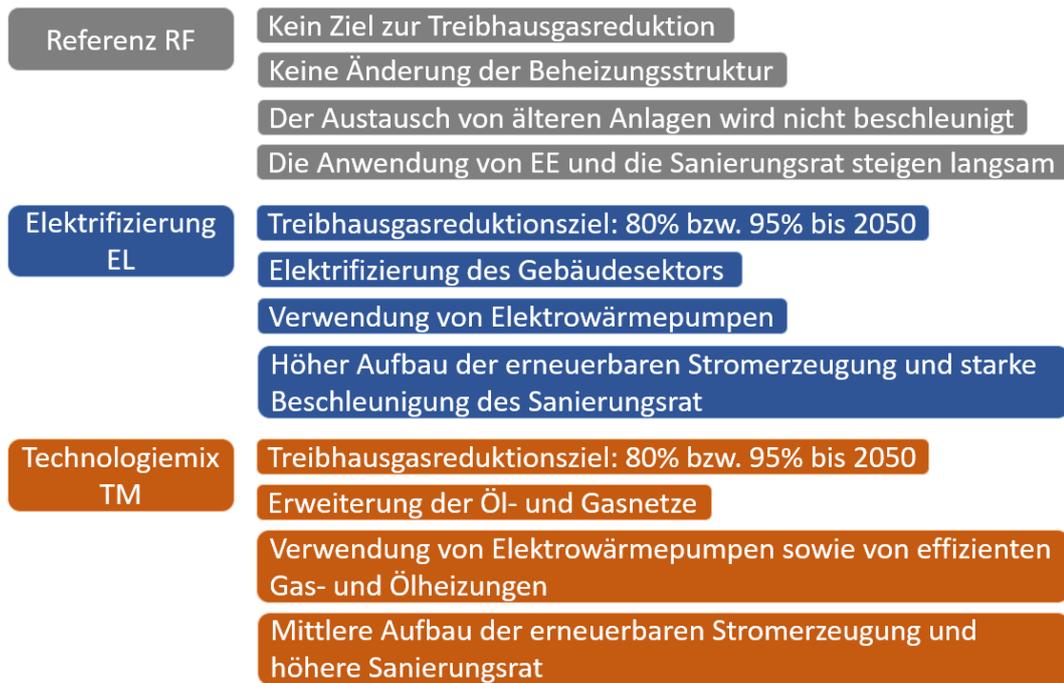


Abbildung 4-45: Entwicklungsszenarien der Dena; Eigene Darstellung nach [106]

Um die Einsetzbarkeit des jeweiligen Szenarios im Rahmen dieser Arbeit zu beurteilen, werden die Vorhaben bezüglich der Anzahl von eingebauten elektrischen Wärmepumpen, der Investitionskosten für die Sanierung und des Endenergiebedarfs nach Energieträgern bewertet [106].

Für das Jahr 2015 wurde eine Gesamtzahl elektrischer Wärmepumpen in Wohngebäuden von insgesamt 0,5 Millionen festgestellt. Diese Gesamtzahl soll gemäß des Referenzszenarios und ohne beschleunigende Maßnahme auf ungefähr 3 Millionen Wärmepumpen bis zum Jahr 2050 anwachsen. Findet eine Elektrifizierung des Wärmesektors statt, werden im Jahr 2050 mehr als 16 Millionen Stücke eingebaut sein. Eine realistischere Entwicklung ergibt sich mit dem Szenario „Technologiemiix“, wo von einer Gesamtzahl von circa 7 Millionen Stück im Jahr 2050 ausgegangen wird. Die folgende Abbildung stellt die drei Entwicklungen graphisch dar [106].

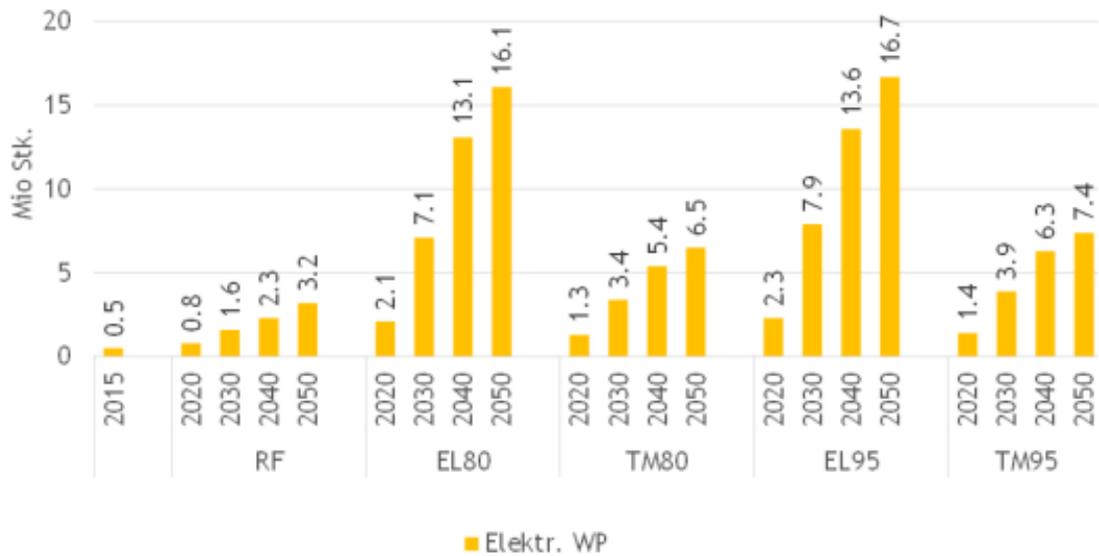


Abbildung 4-46: Aufbau von elektrischen Wärmepumpen in Wohngebäuden bis zum Jahr 2050 [106]

Für die Betrachtung der Investitionskosten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik wurde die Differenz zum Referenzszenario bei der Dena untersucht. Nach einem Anstieg bis zum Jahr 2030 bzw. 2040 besteht eine progressive Reduktion der Kosten bis zum Jahr 2050. Es ergibt sich für die Szenarien EL80 und EL95 die größte Kostendifferenz mit rund 30 Milliarden Euro im Jahr 2030. Für die Szenarien TM80 und TM95 werden während des gleichen Zeitraums die Hälfte dieser Kosten erreicht (vgl. Abbildung 4-47: Jährliche Investitionskosten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik als Differenz zum Referenzszenario [106]) [106].

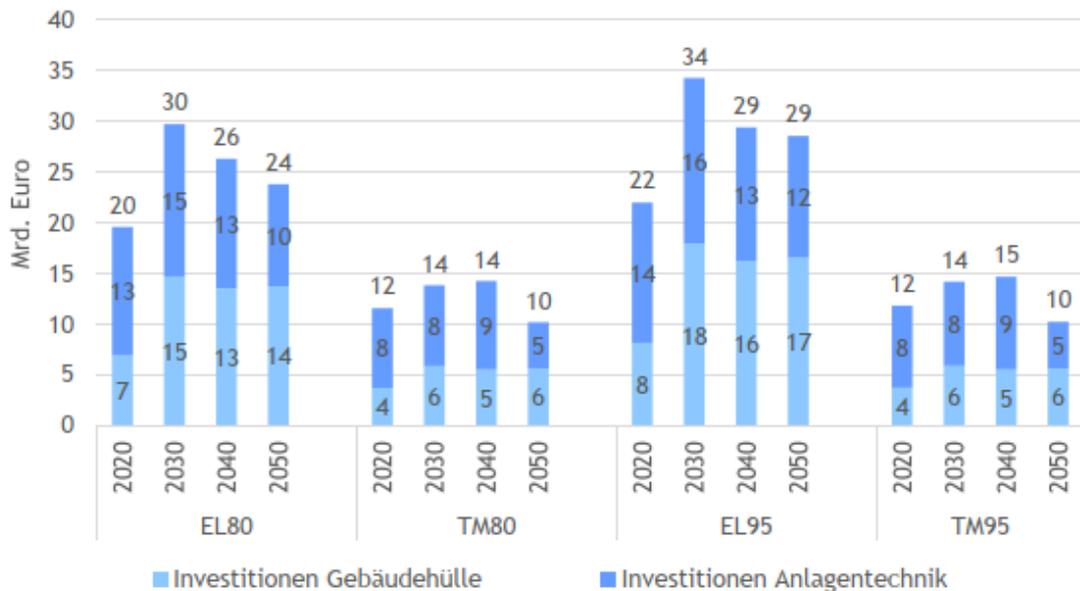


Abbildung 4-47: Jährliche Investitionskosten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik als Differenz zum Referenzszenario [106]

Wird der Endenergiebedarf nach den eingesetzten Energieträgern für Wohn- und Nichtwohngebäude untersucht, besteht für alle Szenarien eine ähnliche Entwicklung der Nachfrage. Durch eine Verbesserung des Sanierungsstands und der Anlagentechnik sinkt der Endenergiebedarf auf durchschnittlich 500 TWh bis zum Jahr 2050 [106].

Die Szenarien EL80 und EL95 unterscheiden sich vom Referenzszenario und den beiden Technologiemieszenarien durch eine verminderte Anwendung von Gas, für welche im Jahr 2050 weniger als 50 TWh angenommen wird. Hingegen wurden für das gleiche Jahr ein Gasbedarf von mehr als 150 TWh für die Szenarien TM80 sowie beim TM95 und von circa 260 TWh für das Referenzszenario prognostiziert. Diese Entwicklungen entsprechen für das Jahr 2050 jeweils einer Reduktion von 33% für das RF, 62% für TM und 87% für EL im Vergleich zum Anfangsjahr 2015. Eine ähnliche Tendenz ist gemäß des Szenarios EL für den Ölbedarf zu erwarten, so dass dieser im Jahr 2050 fast vernachlässigbar ist. Mithilfe von „Power-to-X“ bleibt für die Szenarien TM die Nachfrage für Heizöl erhalten. Eine graphische Darstellung des Endenergiebedarfes ist in der nächsten Abbildung zu finden. Es ist zu beachten, dass beim Energieträger „Strom“ die gesamte Stromnutzung enthalten ist. Deshalb wird mit dem Begriff „EnEV-Strom“ die für die Raumheizung benötigte elektrische Energie bezeichnet [106].

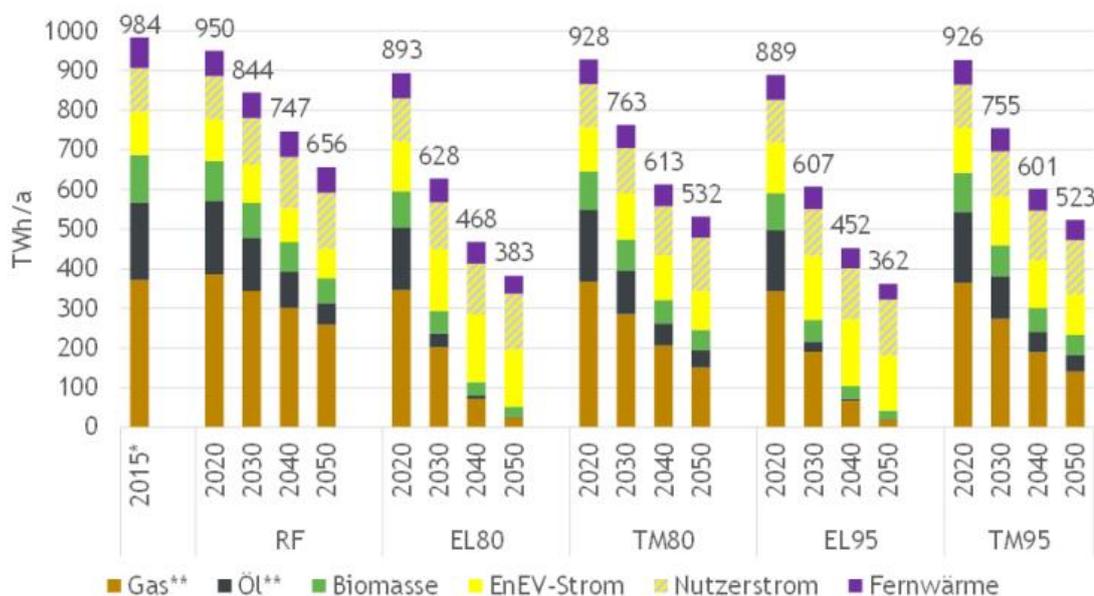


Abbildung 4-48: Endenergiebedarf des Gebäudesektors nach Energieträgern [106]

Anhand der Erkenntnisse der Dena-Untersuchungen wurde im Rahmen dieser Forschungsarbeit ein viertes Szenario entwickelt, welches ein Mischszenario zwischen dem Referenzszenario (RF) und dem Technologiemitzenario mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80% (TM80) beschreibt. Diese beinhaltet auch zusätzlich die prognostizierte Entwicklung des Energiebedarfs. Grund dafür ist den am 24 Februar 2022 aufgebrochenen Konflikt in der Ukraine, welche die zukünftige Erdgasversorgung gefährdet. Dieses Szenario berücksichtigt neben einer Senkung von Treibhausgasemissionen eine progressive Elektrifizierung des Wärmemarktes und den Ersatz von älteren Heizungsanlagen gegen hybride Systeme, welche als Gas-Brennwertkessel sowie als Wärmepumpen fungieren können. Eine Anpassung und Erweiterung des bisherigen Erdgasnetzes mit progressiver Substitution durch Wasserstoff sollte auch gestaltet werden [107].

Dabei wurde für die Bestimmung des Erdgas- und Wasserstoffbedarfs der Mittelwert der Szenarien RF und TM80 gebildet und mit Hilfe einer Trendanalyse bis zum Jahr 2050 schrittweise gebildet. Durch eine progressive Substitution des Erdgases durch Wasserstoff gemäß der Tabelle 4-9, kann das Wasserstoffpotential ermittelt werden. Aus der Differenz zwischen dem Erdgas/Wasserstoff-Gemisch und des Wasserstoffpotentials ist es zum Schluss möglich, den restlichen Erdgasbedarf zu ermitteln.

Bei der Betrachtung der erbrachten Energie aus Wärmepumpen ist zwischen der thermischen und elektrischen Energie zu unterscheiden. Die von einer Wärmepumpe erzeugte Heizwärme bildet sich für 75% aus Umgebungswärme und 25% elektrische Energie [108].

| Jahr | Substitution des Erdgases | Substitution den anderen fossilen Energieträgern ¹ |
|------|---------------------------|---|
| 2020 | 0% | 0% |
| 2025 | 1% | 1% |
| 2030 | 5% | 5% |
| 2035 | 6% | 6% |
| 2040 | 20% | 20% |
| 2045 | 50% | 50% |
| 2050 | 80% | 70% |

Tabelle 4-9: Substitutionsrate für den Wärmesektor in Deutschland [Annahme]

Das entsprechende Entwicklungsszenario ist in der untenstehenden Abbildung dargestellt. Dabei halbiert sich der Verbrauch an fossilen Energieträgern während der Zeitperiode von 2020 bis 2050. Die Nachfrage nach Strom zum Heizen von Gebäuden nimmt langsam ab.

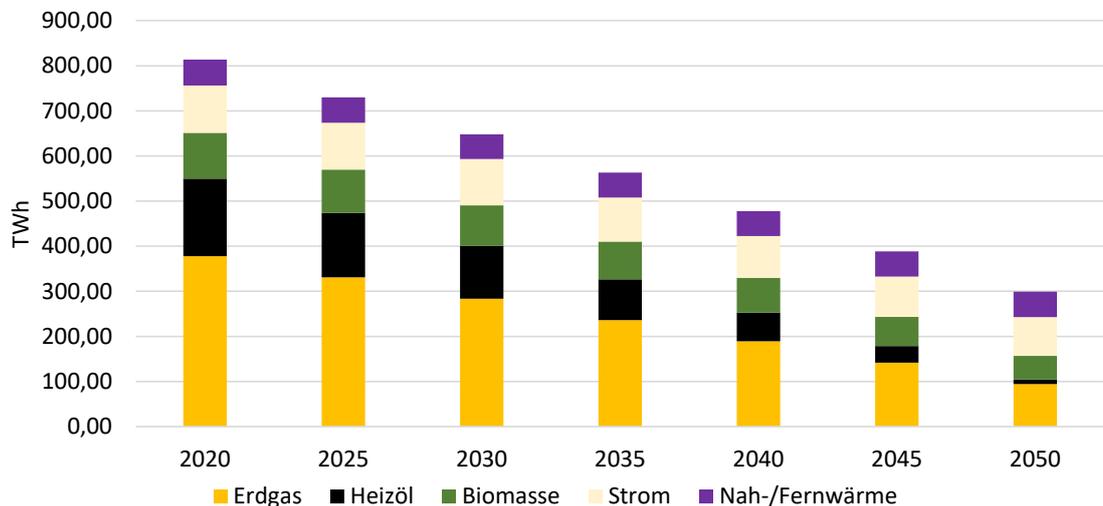


Abbildung 4-49: Energieverbrauch nach Energieträger in Deutschland bis zum Jahr 2050

Gemäß der prognostizierten Entwicklung sinkt der restliche Bedarf an fossilen Brennstoffen (vgl. untenstehender Abbildung). Der für die Wasserstoffherzeugung zusätzliche Strombedarf bleibt während der Zeitperiode zwischen 2030 - 2035 stabil auf rund 30 TWh bestehen. Dieser steigt ab dem Jahr 2035 linear bis auf ungefähr 160 TWh an. Die progressive Wasserstoffsubstitution, welche im Jahr 2025 weniger als 6 TWh beträgt, erreicht im Jahr 2050 den Wert von 120 TWh. Dabei besteht weiterhin ein Bedarf an fossilen Energieträgern von rund 40 TWh.

¹ Heizöl, Fernwärme

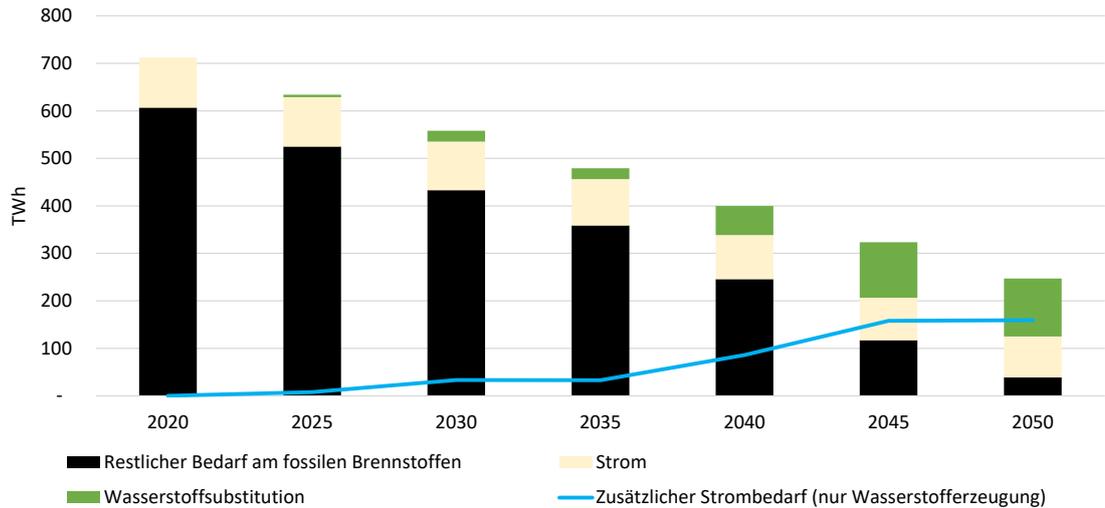


Abbildung 4-50: Entwicklungsszenario für den deutschen Wärmesektor bis zum Jahr 2050

Der Wasserstoffbedarf in Milliarden Kubikmeter folgt der gleichen Tendenz wie der zusätzliche Strombedarf mit einer sehr starken Zunahme ab dem Jahr 2035. Diese markante Nachfrage nach Wasserstoff, welche im Jahr 2050 ein Plateau auf circa 40 Milliarden Kubikmeter erreicht, soll bei der Gestaltung des Netzes und der Speicherkapazität berücksichtigt werden. Diese Entwicklung ist in der untenstehenden Abbildung dargestellt.

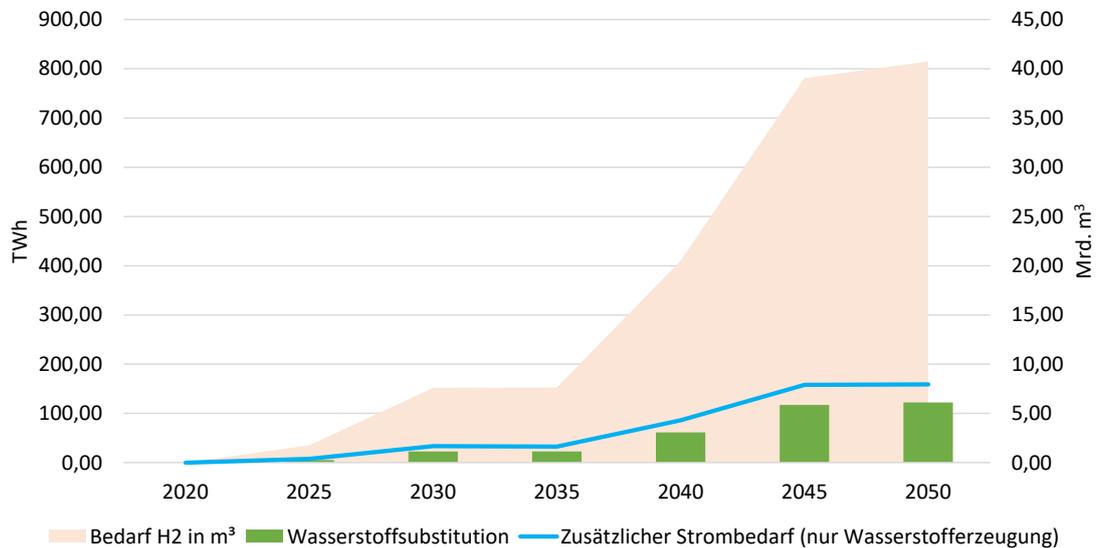


Abbildung 4-51: Gesamter Wasserstoffbedarf für den Wärmesektor in Deutschland

Die Europäische Union

Anhand der Daten von „Eurostat“, welche den Endenergieverbrauch in Haushalten nach Kraftstoffart für den Zeitraum 2009 bis 2020 betrachtet, wurde für 26 europäischen Län-

der² eine Prognose des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 für folgenden Kraftstoffe erstellt: Flüssiggas, Erdgas, Kerosin, Gas- und Dieselöl, Solarwärme, Wärmepumpen, feste primäre Biobrennstoffe, Elektrizität und Fernwärme. Da die Daten von Eurostat den kompletten Stromverbrauch betrachten, wurde ein Faktor von 63% für die reine Wärmeerzeugung angenommen [107].

Eine Umrechnung zur Betrachtung des gesamten Gebäudesektors war ebenfalls notwendig, weil diese Datenquellen nur die Haushalte berücksichtigt haben. Laut Angaben der Europäischen Kommission sind europaweit 75,82% der Gebäude als Wohngebäude eingestuft. Die Nichtwohngebäude bilden dementsprechend 24,18% des gesamten Baubestandes [109].

Es wurde ein Szenario entwickelt, welches eine Reduktion der Treibhausgasemissionen und eine jährliche Wärmeeinsparung von 1,5% beinhaltet. Es besteht an dieser Stelle ein progressiver Ausstieg aus fossilen Brennstoffen, welche durch Wasserstoff ersetzt werden. Hier auch ist eine Anpassung und eine Erweiterung des bisherigen Erdgasnetzes zum Wasserstoffnetz angenommen. Es erfolgt ähnlich als für die Entwicklungsszenario in Deutschland die gleiche Substitutionsrate gemäß Tabelle 4-9.

Die Nachfrage nach Erdgas, Kohle, Gas und Dieselöl, sowie anderen nicht erneuerbaren Energieträgern sinkt linear ab, sodass im Jahr 2050 ein kompletter Ausstieg aus den fossilen Brennstoffen Kohle, Gas- und Dieselöl erfolgt. Die gesamten Verläufe sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

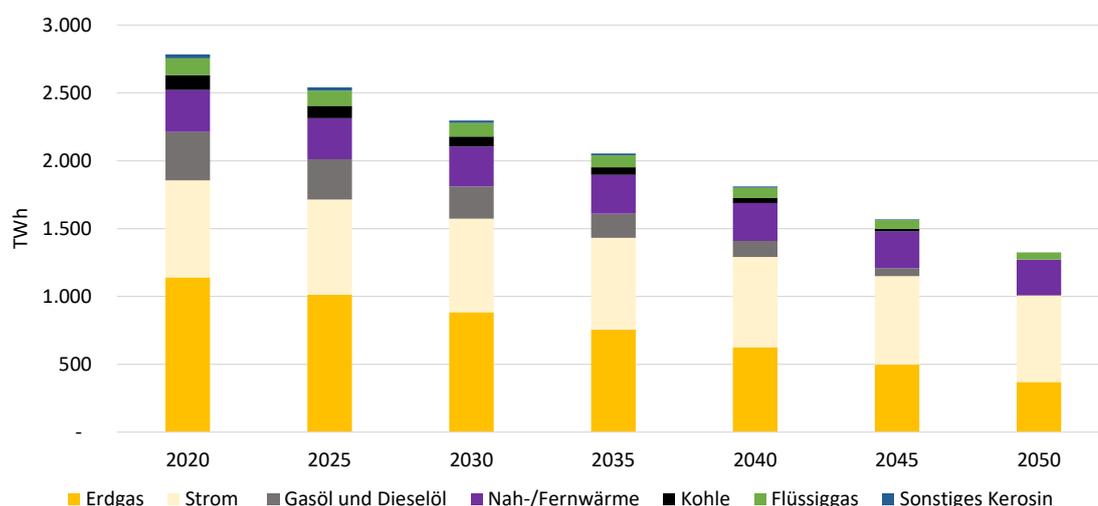


Abbildung 4-52: Energieverbrauch nach Energieträger in der EU bis zum Jahr 2050

² Frankreich, Griechenland, Italien, Malta, Portugal, Spanien, Zypern, Bulgarien, Tschechien, Kroatien, Ungarn, Polen, Rumänien, Slowakei, Dänemark, Finnland, Schweden, Norwegen, Island, Estland, Lettland, Litauen, Belgien, Niederlande, Irland, Deutschland

Gemäß der vorher erwähnten Substitutionsrate erfolgt eine progressive Abnahme des Bedarfs an fossilen Energieträgern, welcher im Jahr 2050 weniger als 200 TWh beträgt. Die Nachfrage nach zusätzlichem Strom für die Wasserstoffherstellung steigt ab dem Jahr 2035 an und stabilisiert sich letzten Endes auf einem Plateau von circa 640 TWh im Jahr 2050. Diese Entwicklung ist in Abbildung 4-53 dargestellt.

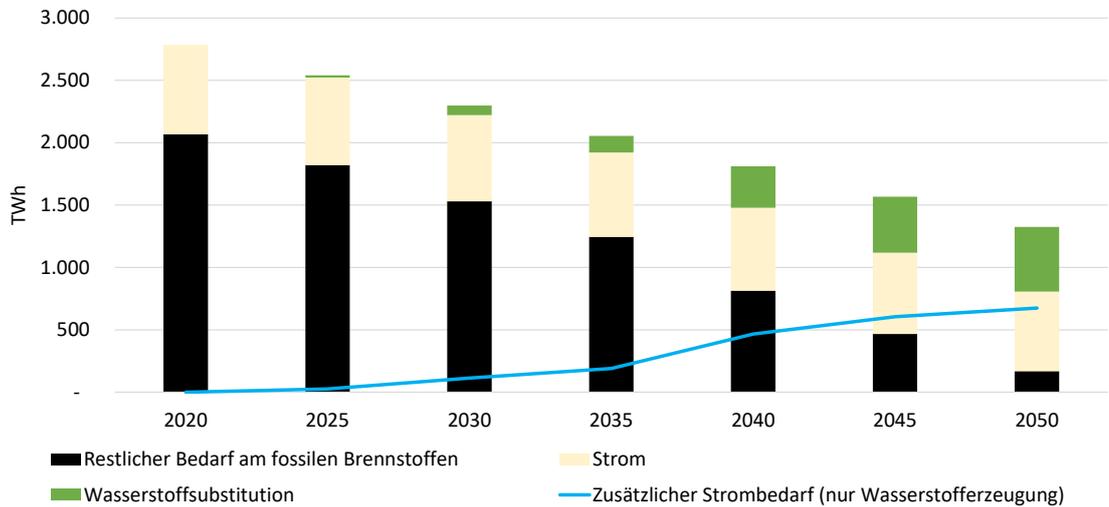


Abbildung 4-53: Entwicklungsszenario für den europäischen Wärmesektor bis zum Jahr 2050

Der Bedarf an Wasserstoff in Milliarden Kubikmeter für den Wärmesektor, welche im Jahr 2020 sehr begrenzt ist, erlebt im Jahr 2025 eine leichte und progressive Zunahme. Ab dem Jahr 2035 besteht dann eine exponentielle Entwicklung mit einem für das Jahr 2050 prognostizierten Wert von mehr als 170 Milliarden Kubikmeter. Hier müssen auch die technischen Voraussetzungen hinsichtlich der Stromerzeugung, der Netzgestaltung und der Speicherkapazität erfüllt werden, um die Nachfrage vollständig decken zu können.

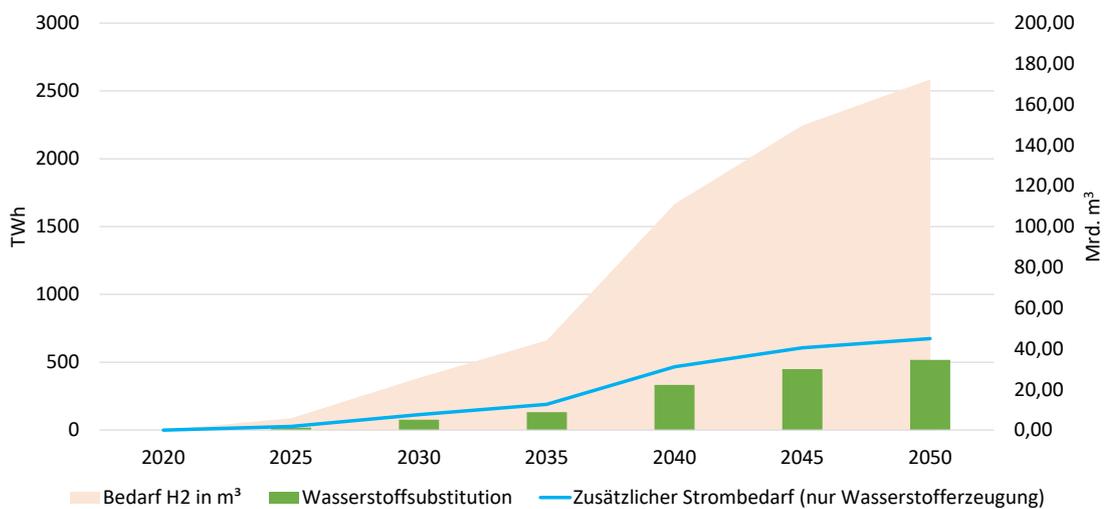


Abbildung 4-54: Gesamter Wasserstoffbedarf für den Wärmesektor in der EU

4.5 Sektor Mobilität

Die zentrale Frage dieser Forschungsarbeit im Kapitel Verkehr ist es, die zukünftigen Potentiale einer Nutzung von Wasserstoff im Mobilitätssektor unter der Annahme eines wachsenden Wasserstoffabsatzes bis zum Jahr 2050 zu untersuchen.

Denn im Jahr 2019 ist der Individualverkehr einer der größten Kohlenstoffdioxidemittenten in Deutschland und erreichte dabei einen Wert von 164 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent [110]. Damit befindet sich dieser Sektor auf einem ähnlich hohen Niveau wie im Referenzjahr 1990. Trotz der effizienteren Antriebstechnologie und der verbesserten Abgasreinigung ist in diesem Sektor keine signifikante Reduzierung der CO₂-Emissionen erkennbar. Zwar wurden die Personenkraftwagen (kurz: Pkw) in den letzten Jahren immer „sauberer“, aber zeitgleich wuchs die Anzahl stetig an. Waren im Jahr 2016 noch rund 49,3 Mio. Pkw in Deutschland zugelassen, stieg der Bestand bis in das Jahr 2020 auf 52,3 Mio. Pkw kontinuierlich an. Die Erhöhung des Fahrzeugbestandes entspricht einem Wachstum von insgesamt 6,1 % [111].

Um die durch die Bundesregierung gesetzte Zielstellung, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 zu senken [112] besteht hier ein enormes Einsatzpotential für den Wasserstoff als Energieträger, um die Emissionen nachhaltig zu reduzieren und die gesteckten CO₂-Ziele zukünftig einzuhalten.

In Anlehnung der Datengrundlage von Agora Verkehrswende [113, 114] wurde ein Ausgangsszenario erstellt, welches davon ausgeht, dass sich der Individualverkehr bis in das Jahr 2050 nachhaltig ändern wird. Weiterhin wird die Annahme getroffen, dass das Szenario nicht zu weniger Mobilität der Bevölkerung, sondern zu einer Verlagerung auf umweltfreundlichere Verkehrsmittel wie ÖPNV, Carsharing oder Fahrrad führt. Des Weiteren kann der technologische Fortschritt in Richtung des autonomen Fahrens dazu führen, dass zukünftig teilweise auf den Besitz von einem eigenen Automobil verzichtet werden könnte. Ebenfalls hat die Corona-Pandemie aufgezeigt, dass durch die Möglichkeit von Homeoffice oftmals der zweite Pkw im Hausstand nicht benötigt wird. Diese aufgezeigten Umstände führen zusätzlich zu der Annahme, dass sich der Bestand in Deutschland bis ins Jahr 2050 maßgeblich verringern wird.

Für das untersuchte Verkehrsszenario in Deutschland wurden weiterhin nachfolgende Annahmen bestimmt und durch die Projektgruppe festgeschrieben:

- die Nachfrage nach Individualverkehr bei der Bevölkerung bleibt über den Betrachtungszeitraum auf einem ähnlich hohen Niveau wie im Ausgangsjahr 2019
- durch die Nutzung von diversen Carsharing Modellen sinkt der Pkw-Bestand, zeitgleich steigen die gefahrenen km pro Fahrzeug bis in das Jahr 2050 um 20 %
- bei den mittleren spezifischen Verbräuchen der Verbrennungsmotoren sind keine Technologiesprünge zu erwarten; somit wurde der Verbrauch nahezu als konstant betrachtet
- im Jahr 2050 sind rund 2 Mio. Benzin- und rund 0,8 Mio. Diesel-Pkw als Oldtimer in Deutschland zugelassen
- ab dem Jahr 2035 werden keine Antriebe mit Verbrennungsmotoren zugelassen
- Nachfrage von Power to Gas (kurz: PtG) aus Wasserstoff kann ab 2025 zu 5 % bis max. 25 % im Jahr 2035 bereitgestellt werden
- Nachfrage von Power to Liquid (kurz: PtL) aus „grünen Wasserstoff“ kann ab 2030 zu 1 % bis max. 90 % im Jahr 2050 gedeckt werden
- Anzahl der Lkw größer 3,5 t steigt von 2020 zu 2050 um 11,5 % und die jährliche Laufleistung wird um 4,2 % erhöht [114]
- Anzahl der Lkw kleiner 3,5 t steigt von 2020 zu 2050 um 11,7 % und die jährliche Laufleistung bleibt nahezu konstant [57]
- konservativer Ansatz beim Energiebedarf der vollelektrischen Lkw größer 3,5 t
- von 0,904 GJ/100 km (Jahr 2020) bis 0,463 GJ/100 km (Jahr 2050)
- Berücksichtigung der langfristigen Klimaschutzziele von Deutschland [115]

Mit Hilfe dieser Festschreibungen konnte ein Modell erstellt werden, welches in den nächsten Kapiteln genauer dargestellt wird.

4.5.1 Verkehrsentwicklung in Deutschland

Der Pkw-Bestand in Deutschland wird für eine bessere Veranschaulichung und Vergleichbarkeit in nachfolgende Cluster unterteilt:

- Benzin Pkw (internal combustion engine; kurz: ICE)
- Benzin Lkw internal combustion engine; kurz: ICE)
- Diesel Pkw (internal combustion engine; kurz: ICE)
- Gasantrieb internal combustion engine; kurz: ICE)
- Plug-in Hybride (internal combustion engine; als Hybrid kurz: ICE_{Hyb})
- Vollelektrofahrzeuge (battery electric vehicle; kurz: BEV)
- Brennstoffzellenfahrzeuge (fuel cell vehicle; kurz: FCV)

Durch die getroffenen Annahmen und mithilfe der Cluster konnte ein Modell erstellt werden, welches die Entwicklung des zukünftigen Fahrzeugbestandes bis in das Jahr 2050 prognostiziert. Die Entwicklung des Fahrzeugbestandes innerhalb von Deutschland ist in Abbildung 4-55 dargestellt.

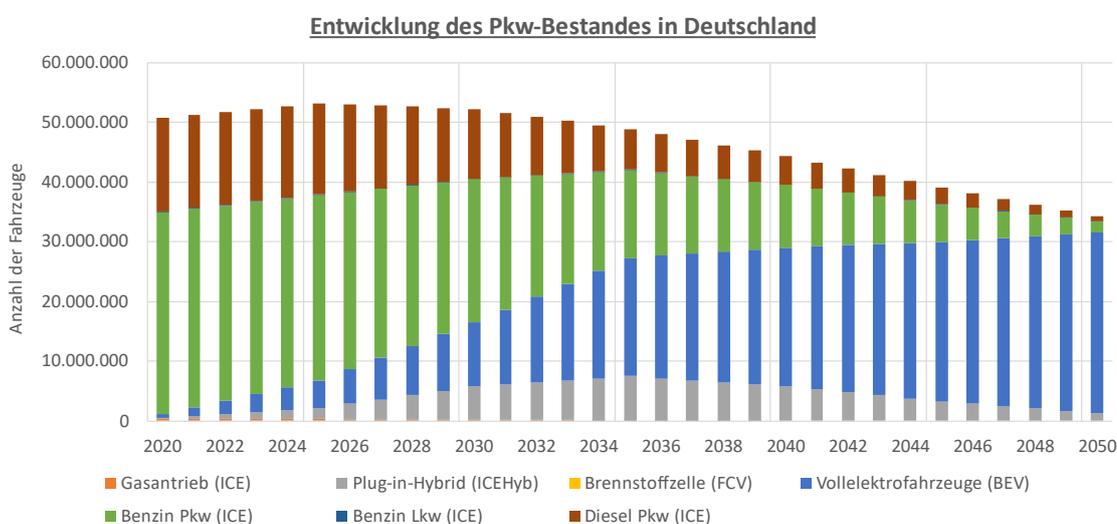


Abbildung 4-55: Prognose der Pkw-Entwicklung in Deutschland, eigene Darstellung nach [113]

Aus der obigen Abbildung ist ersichtlich, dass bis zum Kalenderjahr 2025 mit einem Anstieg auf insgesamt 53,12 Mio. Pkw ausgegangen wird. Ab diesem Zeitpunkt sinken die Zulassungszahlen bis zum Jahr 2050 kontinuierlich auf rund 34,3 Mio. Fahrzeuge ab. Dies entspricht einer Reduzierung des Fahrzeugbestandes in Deutschland um 18,8 Mio. oder 35,4 %. Das größte Kontingent der zugelassenen Fahrzeuge im Ausgangsjahr 2020 ist auf das Cluster der Benzin Pkw (ICE) zurückzuführen. Deren Anteil betrug zu diesem

Zeitpunkt rund 33,8 Mio. Fahrzeuge und fällt bis zum Jahr 2050 auf 2 Mio. Pkw ab.

Der stärkere Abfall der Zulassungszahlen ab dem Jahr 2035 ist auf das Verkaufsverbot von neuen Pkws mit Verbrennungsmotoren zurückzuführen. Der zweitgrößte Rückgang ist bei den Dieselfahrzeugen festzustellen. Dieser Bestand vermindert sich kontinuierlich von anfänglich 15,7 Mio. Fahrzeugen im Ausgangsjahr 2020 auf insgesamt 0,8 Mio. Pkw bis zum Jahr 2050. Der Cluster der Plug-in Hybride steigt stetig ab dem Jahr 2020 von ungefähr 0,16 Mio. Pkws bis zum Jahr 2035 auf das Maximum von 7,4 Mio. Pkws an. Ab diesem Zeitpunkt verringert sich der Bestand bis zum Jahr 2050 auf 1,3 Mio. Pkws stetig. Ebenfalls wird hier in Analogie zum ICE-Cluster ausgegangen, dass ein Verkaufsverbot ab dem Jahr 2035 besteht und aus diesem Grund keine neuen Fahrzeuge in diesem Cluster zugelassen werden können.

Weiterhin ist aus der Abbildung 4-55 ersichtlich, dass das Cluster der Vollelektrofahrzeuge den größten Zuwachs erfährt. Die Zulassungszahlen des BEV-Clusters erhöhen sich exponentiell ausgehend vom Jahr 2020 von 0,6 Mio. Pkw bis zum Jahr 2035 auf rund 19,8 Mio. Fahrzeuge. Ab diesem Zeitpunkt steigen die Zulassungszahlen bis zum Jahr 2050 fast linear auf rund 30,2 Mio. Fahrzeuge innerhalb Deutschlands an.

Die Brennstoffzellenfahrzeuge im Pkw-Segment werden in diesem Szenario nicht weiter berücksichtigt, da hier zukünftig davon ausgegangen wird, dass sich diese Technologie nicht flächendeckend etablieren lässt. Einige Gründe dafür sind auf die hohen Anschaffungskosten, das geringe Tankstellennetz und die politische Ausrichtung der Bundesregierung Deutschland zugunsten der Elektromobilität zurückzuführen. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass im Cluster Gasantrieb ab dem Jahr 2040 keine weiteren Fahrzeuge zugelassen sind. Denn zurzeit sind lediglich 0,4 Mio. Pkw registriert und erfüllen damit die Funktion eines Nischenproduktes.

Entwicklung des Lastverkehrs < 3,5 t in Deutschland

Der Lastverkehr wurde in Analogie zur Pkw-Entwicklung zur besseren Veranschaulichung und Vergleichbarkeit in folgende Cluster unterteilt:

- Diesel-Lkw (klassischer Verbrennungsmotor)
- Gasantrieb-Lkw (Gas-Otto-Motor)
- Brennstoffzellen-Lkw (Wasserstoff betrieben)
- Elektro-Lkw

In der Abbildung 4-56 ist die prognostizierte Entwicklung des Lastverkehrs bei Fahrzeugen kleiner 3,5 Tonnen dargestellt.

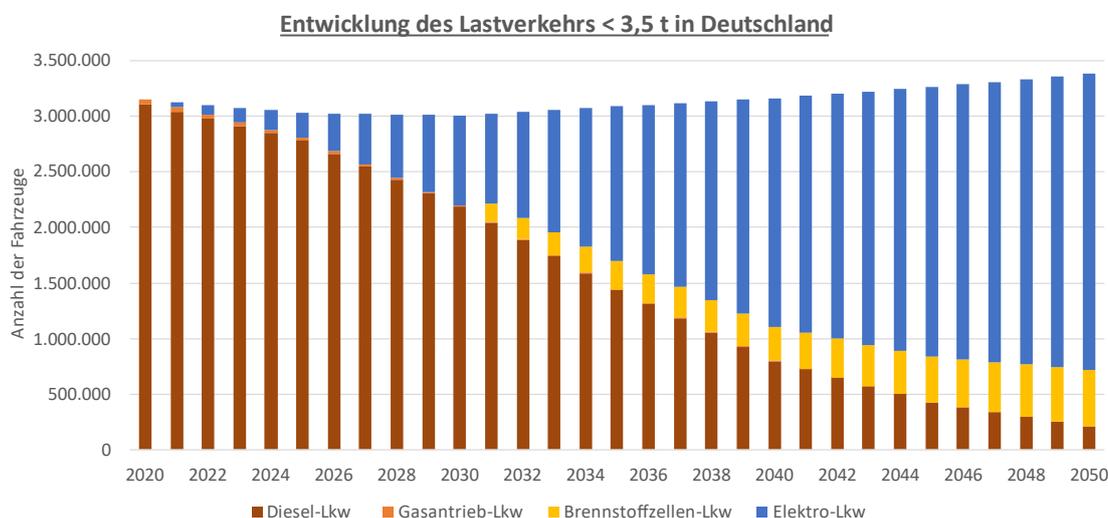


Abbildung 4-56: Prognose der Lkw-Entwicklung < 3,5 t in Deutschland, eigene Darstellung nach [113]

Aus der obigen Abbildung wird ersichtlich, dass im Jahr 2020 ungefähr 3,03 Mio., kleinere Lkws in Deutschland zugelassen waren. Trotz zukünftiger Optimierung der Routen und der Vermeidung von Leerfahrten wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage an solchen Fahrzeugen gerade im Güterverkehr für den Einsatz der „letzten Meile“ steigt. Somit besteht ein Bedarf bis 2050 von ungefähr 3,4 Mio. kleineren Lkws in Deutschland, was einem Wachstum um rund 11 % entspricht.

Dabei wird sukzessiv die konventionelle Antriebstechnologie durch neue Antriebskonzepte substituiert. Dies wird besonders im direkten Vergleich der Jahre 2020 bis zum Jahr 2050 sichtbar. Gerade zum Anfang des Betrachtungszeitraumes fallen 98,6 % auf den Dieselantrieb zurück und der verbleibende Anteil in Höhe von 1,4 % wird durch Gasbetriebene kleine Lkws (CNG, LNG) abgedeckt.

Wie an dem geringen prozentualen Anteil zu erkennen ist, erfüllt der Gasantrieb ebenfalls die Funktion eines Nischenprodukts. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Automobilindustrie dieses Antriebskonzept zukünftig nicht weiterentwickeln wird. Dadurch kann diesem Segment keine große Bedeutung in naher Zukunft zugesprochen werden. Ein weiteres Problem besteht darin, dass die geltende reduzierte Besteuerung auf Gasantriebe nur möglich ist, wenn die Biomethankraftstoffe (CNG, LNG) regenerativ hergestellt sind [112]. Zurzeit fehlen die entsprechenden Erzeugungsanlagen, um die Nachfrage der benötigten Mengen zukünftig nachhaltig decken zu können. Dies hat zur Folge, dass der Verkauf bzw. die Weiterentwicklung solcher Antriebskonzepte ab Mitte der 2020er-Jahre unterbunden wird. Dementsprechend ist nicht davon auszugehen, dass hier Nachfragepotentiale für Wasserstoff entstehen.

Vielmehr wird dem Antriebskonzept der Brennstoffzelle und den vollelektrischen Antrieb das höchste Potential zugesprochen [116]. Da hier die gesammelten Erfahrungswerte aus dem Pkw-Segment durch die Automobilhersteller genutzt und hochskaliert werden können. Dies wird besonders bei dem Cluster der „Elektro-Lkw“ erkennbar. Ist im Kalenderjahr 2020 noch kein signifikanter Absatzmarkt ersichtlich, wächst dieser jedoch bis in das Jahr 2050 stetig an und beansprucht mit 2,6 Mio. Fahrzeugen einen Anteil von rund 78,8 % für sich.

Ebenso bietet die Brennstoffzellentechnologie in diesem Segment mehr Potential als beim normalen Pkw. Gerade bei Fahrzeugen, die im Tagesbetrieb eingebunden werden, bleibt die Nutzlast ähnlich hoch wie bei einem vergleichbaren Dieselfahrzeug und die Tankzeit lässt sich mit einer konventionellen Betankung vergleichen [117]. Dadurch kann davon ausgegangen werden, dass ab den 2030er-Jahren nach Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur diese Technologie als Alternative eingesetzt werden kann. Aufgrund des Datenmodells ist davon auszugehen, dass das Cluster bis in das Jahr 2050 mit rund 0,5 Mio. Fahrzeugen einen Anteil von ungefähr 15 % einnimmt. Zeitgleich werden mit diesem Antriebskonzept die Anforderungen und Ziele der Bundesregierung [118] erfüllt.

Entwicklung des Lastverkehr > 3,5 Tonnen in Deutschland

Für die bessere Veranschaulichung dieses Segments wurden vier verschiedene Cluster für die Lkw-Typen gebildet.

- Diesel-Lkw (konventioneller Antrieb)
- Brennstoffzellen-Lkw (fuel cell electric truck kurz: FCET)
- Oberleitungs-Lkw (OH)
- Elektro-Lkw

Die Prognose der zukünftigen Antriebstechnologien ist in Abbildung 4-57: Prognose der Lkw-Entwicklung > 3,5 t in Deutschland, eigene Darstellung nach dargestellt.

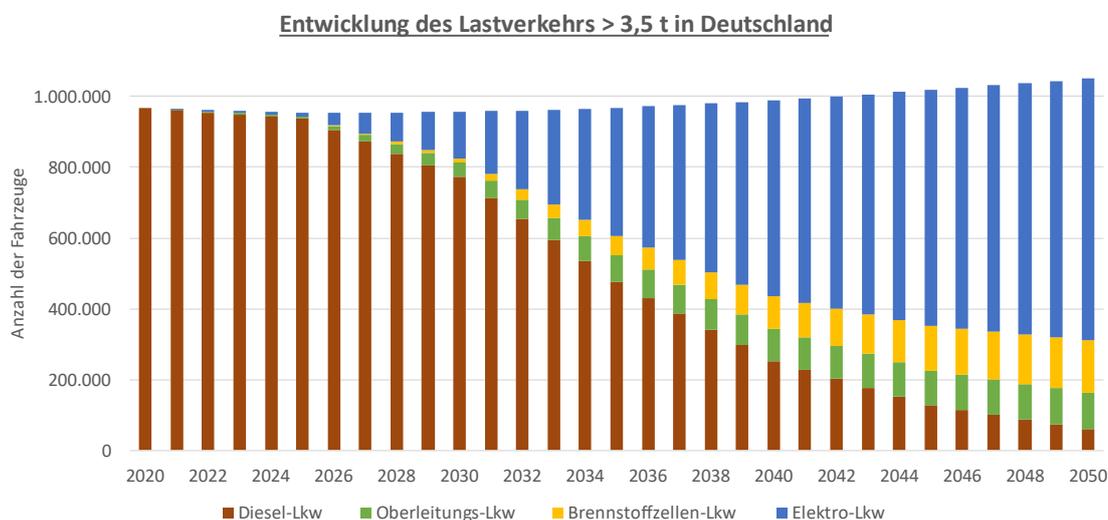


Abbildung 4-57: Prognose der Lkw-Entwicklung > 3,5 t in Deutschland, eigene Darstellung nach [113]

Aus der obigen Abbildung kann abgeleitet werden, dass der zukünftige Fahrzeugbestand stetig von rund 0,94 Mio. Lkw größer als 3,5 t im Jahr 2020 bis auf 1,05 Mio. Lkw im Jahr 2050 anwächst. Des Weiteren wird ersichtlich, dass sich die Antriebstechnologie von 100 % Diesel-Lkws bis in das Jahr 2050 in die vier gebildeten Cluster aufteilt.

Ein wesentlicher Grund der Reduzierung der konventionellen Antriebstechnologien ergibt sich aus dem Klimaschutzprogramm 2030 [119]. Daraus geht hervor, dass ab dem Jahr 2030 etwa ein Drittel der Fahrzeuge elektrisch oder auf Basis regenerativer Kraftstoffen erfolgen sollen. Dies wird besonders bei den Zulassungszahlen der Diesel-Lkws ersichtlich. Waren im Jahr 2020 noch rund 0,94 Mio. Lkw zugelassen, sind es am Ende des Betrachtungszeitraumes lediglich 0,61 Mio. Lkws. Damit reduziert sich der Anteil des konventionellen Dieselantriebs von 98,6 % auf 6,2 %. Dies entspricht einer Reduzierung des Fahrzeugbestandes um 0,88 Mio. Lkw in dieser Periode.

Dem gegenüber steht der vollelektrische Antrieb, der über den gesamten Zeitraum den größten Zuwachs erfährt. Die Zulassungszahlen dieses Clusters steigen kontinuierlich von ursprünglich „null“ auf 0,74 Mio. Lkw im Jahr 2050 an. Weiterhin erhöht sich der Lkw Bestand der Oberleitung-Lkws ab Mitte der 2020er-Jahre stetig. Gerade auf Autobahnen bietet dieses Konzept eine Menge Vorteile gegenüber den FECT oder reinen Elektro-Lkw. Denn durch die zwei Stromabnehmer wird der Lkw mit elektrischer Energie versorgt und kann bei Bedarf den Akku während der Fahrt laden. Erst auf einer nicht elektrifizierten Strecke muss auf das zweite Antriebskonzept gewechselt werden. Damit wird die Reichweite enorm erhöht und es kann zusätzlich Gewicht durch kleinere Akkus eingespart werden. Mit Hilfe des Datenmodells [113] konnte der anfängliche Bestand von einzelnen Testfahrzeugen bis zum Jahr 2050 auf insgesamt 0,1 Mio. Lkw prognostiziert werden.

Bei dem Cluster der Brennstoffzellen-Lkw wird davon ausgegangen, dass diese ab dem Jahr 2025 serienreif sind und in Deutschland zum Einsatz kommen können. In der ersten Stufe wären Lkw denkbar, die im Tagesbetrieb eingesetzt werden (z. B. Müllabfuhr) und die die Möglichkeit haben, auf einem Firmengelände aufgetankt zu werden. Dies ist solange nötig, bis im zweiten Schritt eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland etabliert wurde ist. Dadurch könnte sich der Lkw-Bestand bis zum Jahr 2050 auf bis zu 0,15 Mio. Lkw besser gesagt auf einen Anteil von 14,02 % erhöhen.

4.5.2 Verkehrsentwicklung in der Europäischen Union

Im Jahr 2019 waren innerhalb der Europäischen Union (kurz: EU) inklusive Großbritannien, jedoch ohne die EFTA-Staaten (Norwegen, Schweiz) rund 317,4 Mio. Fahrzeuge registriert. Dabei verteilt sich das Fahrzeugvolumen von der EU wie folgt auf [111]:

- 277,9 Mio. Pkw
- 32,6 Mio. Lkw < 3,5 t
- 6,9 Mio. Lkw > 3,5 t

Da das Fahrzeugvolumen von Deutschland mit insgesamt 51,5 Mio. zugelassen Fahrzeugen einen Anteil von 16,2 % des gesamten Fahrzeugbestandes innerhalb der EU aufweist, wurde bei der Modellierung der Verkehrsentwicklung in Europa ebenfalls die Rahmenbedingungen aus dem Kapitel 4.5 als Ausgangsszenario angewendet.

Weiterhin wurde unterstellt, dass Deutschland als einer der größten Automobilhersteller in Europa wegweisend für die Mobilitätsausrichtung innerhalb der EU sein wird.

Entwicklung des Pkw-Bestandes in der EUROPÄISCHEN UNION

Die zugelassenen Fahrzeuge wurden in Analogie zum Pkw-Bestand in Deutschland aus dem Kapitel 4.5.1 in die Cluster:

- Benzin Pkw (internal combustion engine kurz: ICE)
- Benzin Lkw internal combustion engine kurz: ICE)
- Diesel Pkw (internal combustion engine kurz: ICE)
- Gasantrieb (internal combustion engine kurz: ICE)
- Plug-in Hybride (internal combustion engine als Hybrid kurz: ICE_{Hyb})
- Vollelektrofahrzeuge (battery electric vehicle kurz: BEV)
- Brennstoffzellenfahrzeuge (fuel cell vehicle kurz: FCV)

unterteilt.

Die auf Europa skalierte Prognose ist in Abbildung 4-58 grafisch dargestellt.

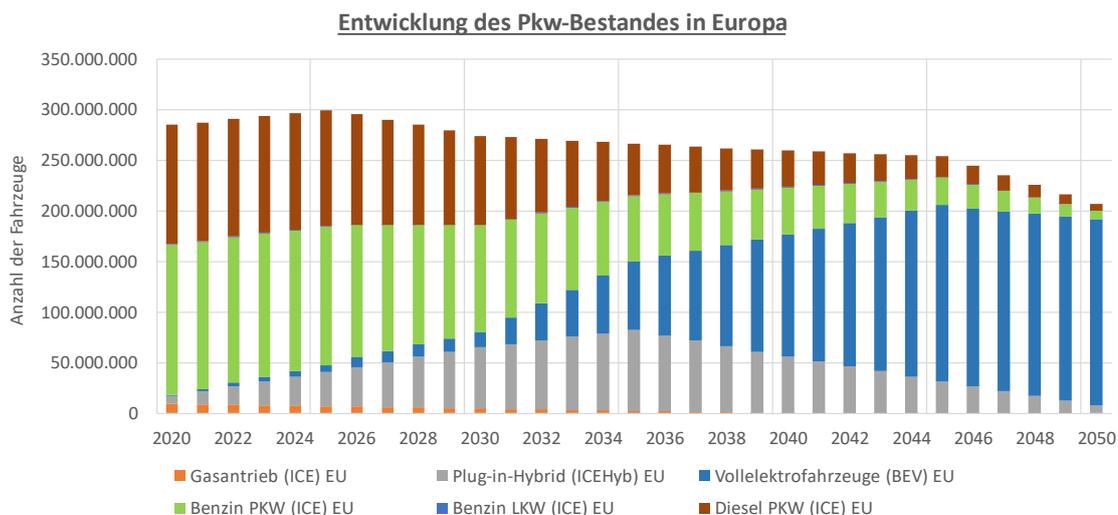


Abbildung 4-58: Prognose der Pkw-Entwicklung in der EU, eigene Darstellung nach [113]

Aus der obigen Abbildung ist ersichtlich, dass der Pkw-Bestand in den nächsten Jahren durch andere Antriebstechnologien sukzessiv substituiert und zeitgleich reduziert wird. Sind im Ausgangsjahr 2020 noch insgesamt rund 277,9 Mio. Fahrzeuge zugelassen, steigt dieser Wert bis zum Jahr 2025 auf rund 299,3 Mio. Pkw an. Ab diesem Zeitpunkt fallen die Gesamtzulassungszahlen stetig bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2050 auf 206,8 Mio. Fahrzeuge ab. Die Reduzierung des Fahrzeugbestandes ist ebenfalls auf die Ursachen, die im Kapitel 4.5 beschrieben wurden, zurückzuführen.

Gerade die konventionell betriebenen Pkws (Diesel, Benzin) verringern ihren Anteil enorm. Dementsprechend fallen die Zulassungszahlen der Benzin-Pkw von ursprünglich 148,5 Mio. auf 8,8 Mio. Pkw ab. Ebenso stetig sinken die Zahlen bei den Diesel-Pkws von anfänglich 118 Mio. auf rund 6 Mio. Fahrzeuge.

Dieses Defizit an Fahrzeugen wird teilweise durch die ICE_{Hyb} sowie den BEV-Pkw ersetzt. Gerade durch die beschränkte Ladeinfrastruktur innerhalb der Europäischen Union sowie den beschränkten Produktionskapazitäten bei den Elektrofahrzeugen wird vorläufig davon ausgegangen, dass im europäischen Raum abweichend zu Deutschland die ICE_{Hyb}-Fahrzeuge bis ins Jahr 2035 den größten Zuwachs erhalten werden. Die Gesamtzahl der Fahrzeuge steigt in dieser Periode von anfänglich 0,7 Mio. bis auf 79,9 Mio. Pkw an. Ab 2035 fällt die Anzahl der Pkw stetig auf 7,6 Mio. ab. Ein Grund dafür ist, dass ab diesem Zeitpunkt die Fertigungslinien der Fahrzeughersteller komplett auf die E-Mobilität umgestellt sind und diese dadurch den zukünftigen Bedarf an vollelektrischen Pkws decken können.

Dies wird ebenfalls durch die steigenden Zulassungszahlen der BEV verdeutlicht. Sind

im Jahr 2020 lediglich 0,7 Mio. Pkw in der EU registriert, steigt die Anzahl flach bis in das Jahr 2030 auf rund 15,3 Mio. Fahrzeuge an. Danach wächst das Cluster mit einem linearen Verlauf stetig, sodass im Jahr 2050 mit rund 184,4 Mio. zugelassen Pkws zu rechnen ist. Der Gasantrieb ist in der EU ebenfalls als Nischenprodukt zu sehen und fällt stetig von rund anfänglich 9 Mio. Pkws bis auf „null“ Fahrzeuge im Jahr 2040 ab.

Entwicklung des Lastverkehrs < 3,5 t in der Europäischen Union

Der Lastverkehr kleiner 3,5 Tonnen wurde ebenfalls zur besseren Veranschaulichung in folgende Cluster unterteilt:

- Diesel-Lkw (Verbrennungsmotor)
- Benzin-Lkw (Verbrennungsmotor)
- Gasantrieb-Lkw (Gas-Otto-Motor)
- Brennstoffzellen-Lkw (Wasserstoff betrieben)
- Elektro-Lkw

Die Entwicklungsprognose des Lastverkehrs kleiner 3,5 t ist Abbildung 4-59 abgebildet.

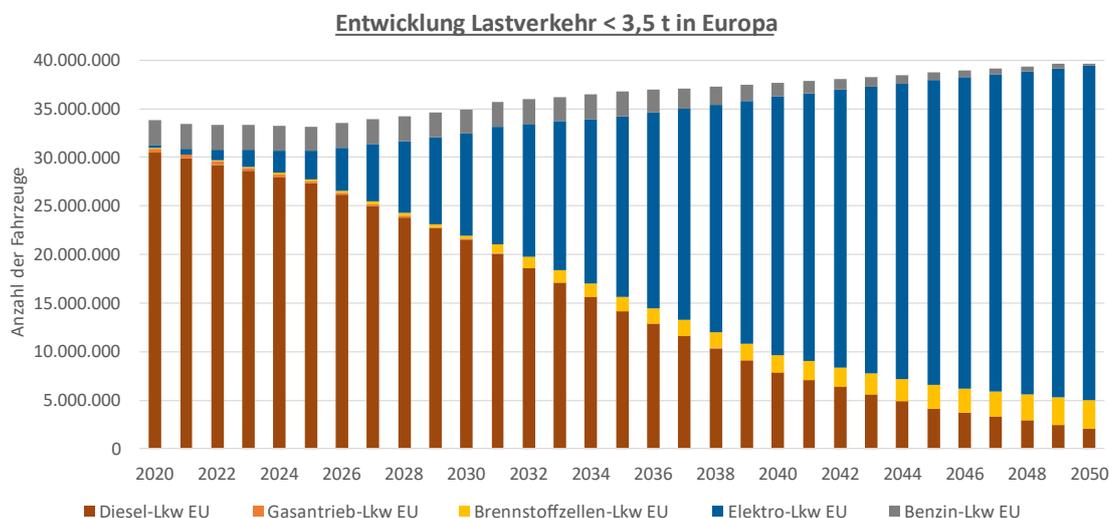


Abbildung 4-59: Prognose der Lkw-Entwicklung < 3,5 t der EU, Eigene Darstellung nach [113]

Aus der obigen Abbildung ist ersichtlich, dass die Anzahl der benötigten Fahrzeuge bis in das Jahr 2050 von 32,3 Mio. auf 39,6 Mio. Lkw kleiner 3,5 t ansteigt. Dabei wird der Diesel-Lkw größtenteils durch den Elektro-Lkw substituiert. Waren im Jahr 2020 noch rund 30,5 Mio. Diesel-Lkw auf den Straßen im Einsatz, verringert sich deren Bestand bis in das Jahr 2050 auf rund 2 Mio. Fahrzeuge. Der Anteil der Elektro-Lkw steigt hingegen

von anfänglich 0,1 Mio. auf 34,4 Mio. Lkw an. Ebenfalls wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffzellen-Lkws ein stetiges Wachstum erfahren und dadurch bis zu 2,9 Mio. Lkw im Jahr 2050 zugelassen sind.

Da die Technologie der Gas- und Benzin-Antriebe bei klein Lkws ausgereizt ist und diese bei aktuell steigenden Kraftstoffpreisen kaum wirtschaftlich betrieben werden können, ist davon auszugehen, dass diese Fahrzeuge mittelfristig nicht mehr auf dem Markt verfügbar sind. Somit wird an dieser Stelle auf eine genaue Analyse verzichtet.

Entwicklung des Lastverkehr > 3,5 Tonnen in der Europäischen Union

Für die bessere Veranschaulichung dieses Segments wurden sechs verschiedene Cluster für die unterschiedlichen Lkw-Typen gebildet

- Diesel-Lkw (konventioneller Antrieb)
- Benzin-Lkw (konventioneller Antrieb)
- Brennstoffzellen-Lkw (fuel cell electric truck kurz: FCET)
- Oberleitungs-Lkw
- Elektro-Lkw
- Gasantrieb-Lkw

Die Verteilung der einzelnen Cluster über den Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 4-60 dargestellt.

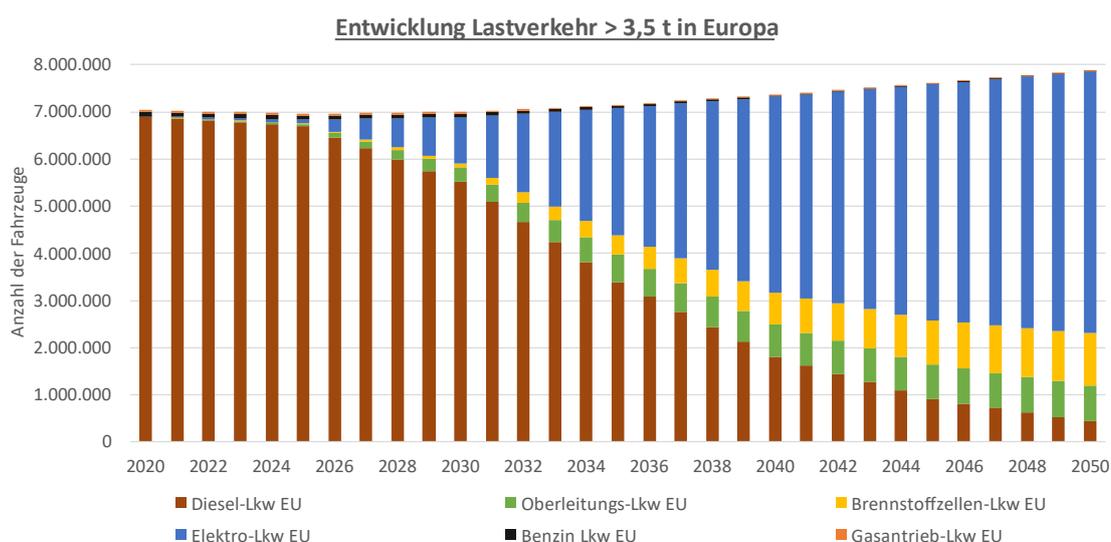


Abbildung 4-60: Prognose der Lkw-Entwicklung > 3,5 t in der EU, Eigene Darstellung nach [113]

Aus der obigen Abbildung wird ersichtlich, dass die Fahrzeugzahlen stetig steigen und sich der zukünftige Schwerlastverkehr in Richtung der vollelektrischen Antriebe verschiebt. Wobei das wirtschaftlichste und effizienteste Antriebskonzept sich erst in den nächsten Jahren herauskristalisieren wird.

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Dieselantrieb durch einen batterieelektrischen Antrieb zum Großteil substituiert wird.

Sind im Kalenderjahr 2020 noch rund 6,9 Mio. Diesel-Lkw innerhalb der Europäischen Union zugelassen, verringert sich dieser Anteil bis zum Jahr 2050 auf rund 0,4 Mio. Fahrzeuge. Im Gegensatz dazu, steigt der Anteil beim Elektro-Antrieb von 0,1 Mio. im Jahr 2025 bis auf 5,5 Mio. im Jahr 2050 an. Ebenfalls wird in diesem Zeitraum der Brennstoffzelle ein großes Wachstumspotential zugesprochen. Der Fahrzeugbestand wächst bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes auf rund 1,1 Mio. Lkws an. Aufgrund dessen, dass die Oberleitung-Lkws auf eine feste Fahrdrachtinstallation angewiesen sind und Deutschland eines der flächendeckendsten Autobahnnetzte der EU hat, wird davon ausgegangen, dass sich dieses System lediglich in Deutschland und seiner Anrainer Staaten etablieren wird. Infolgedessen werden ungefähr 0,7 Mio. Lkw bis zum Jahr 2050 innerhalb der EU zugelassen sein.

Des Weiteren ist mit einem stetigen Rückgang der Benzin- und Gasantriebe in diesem Segment zu rechnen, da die benötigten regenerativ erzeugten Kraftstoffe fehlen und somit die zukünftigen Emissionsziele, die durch die EU erlassen worden sind, nicht eingehalten werden können.

4.5.3 Vergleich der unterschiedlichen Energieträgerpfade

Im Jahr 2020 wurden ungefähr 2.317 TWh an Energie in Deutschland verbraucht, welche zu einem Anteil von 27,5 % bzw. 637 TWh auf den Verkehrssektor entfielen. Damit bietet dieser Bereich ein hohes Nachfragepotential, um die konventionellen Kraftstoffe mithilfe des Wasserstoffes zu substituieren oder besser gesagt CO₂-freundlicher zu gestalten. Der Energieverbrauch des Verkehrssektors ist in Abbildung 4-61: Energieverbrauch Verkehr im Jahr 2020, Eigene Darstellung nach [120] dargestellt.

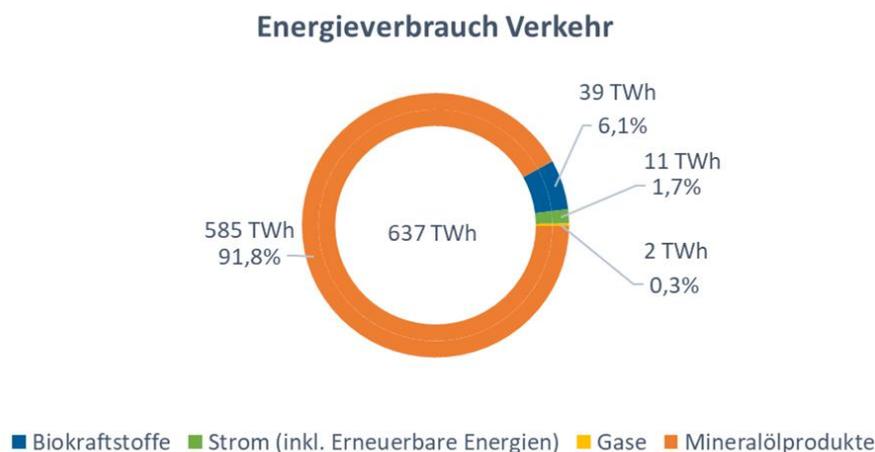


Abbildung 4-61: Energieverbrauch Verkehr im Jahr 2020, Eigene Darstellung nach [120]

Aus der obigen Abbildung wird ersichtlich, dass der größte Anteil mit 585 TWh bzw. 91,8 % auf die Mineralölprodukte zurückzuführen ist.

Um die geforderten Klimaschutzziele mittelfristig zu erreichen, muss der Anteil der Mineralölprodukte reduziert oder durch synthetische Kraftstoffe ersetzt werden.

Aus aktueller Sicht wären mittelfristig drei Nutzungspfade des Wasserstoffes im Verkehrssektor denkbar. Eine Übersicht der Pfade ist in Abbildung 4-62 grafisch dargestellt.

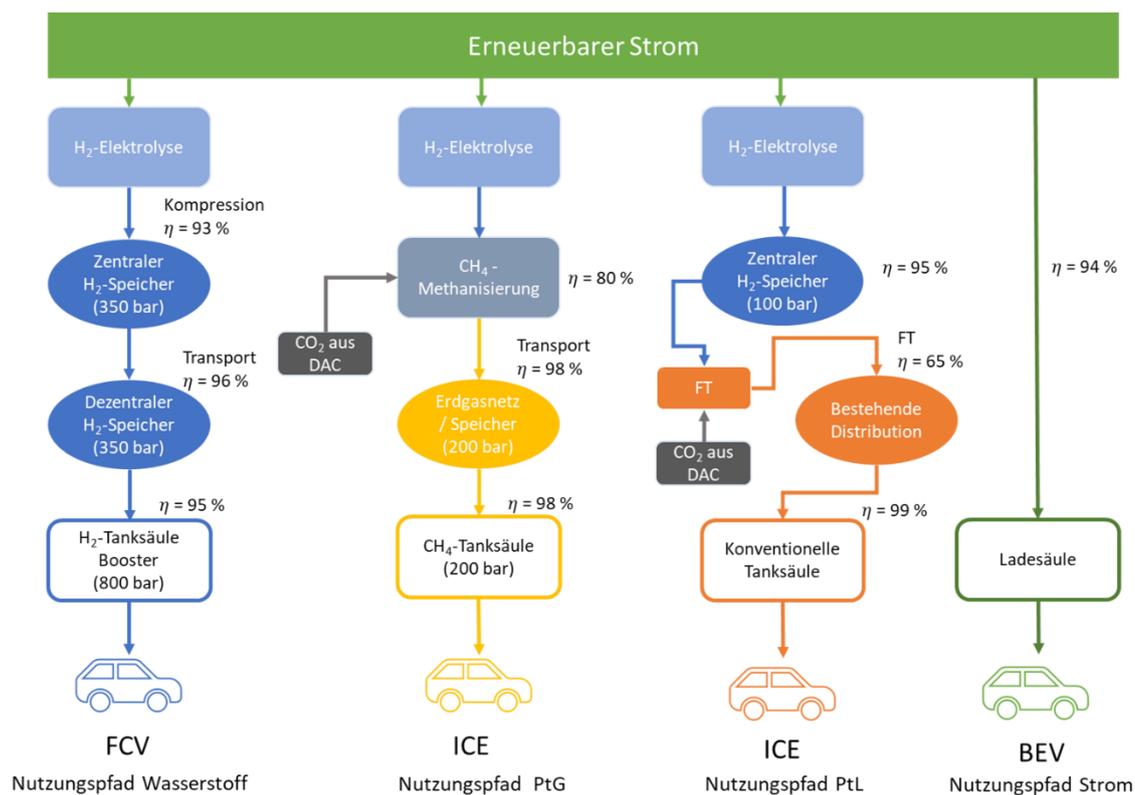


Abbildung 4-62: Vergleich der Wirkungsgrade der Umwandlungstechnologien, Eigene Darstellung nach [63]

Bei der Untersuchung der einzelnen Pfade wurde die Annahme getroffen, dass für die Herstellung des Wasserstoffes 100 % erneuerbare Energien in Form von Strom eingesetzt werden.

Um eine Vergleichbarkeit der einzelnen Bereitstellungspfade zu gewährleisten, wurden hier nur die Wirkungsgrade nach der Erzeugung des Wasserstoffes untersucht. Somit kann im ersten Pfad festgestellt werden, dass energetische Verluste vor allem beim Transport sowie der Kompression des Wasserstoffes auftreten. Dadurch erreicht dieser Pfad einen Gesamtwirkungsgrad (Speicher->Tanksäule) von 0,85.

Im zweiten Pfad wird die synthetische Methanbereitstellung (kurz: PtG) analysiert. Bei diesem Verfahren wird der Wasserstoff mithilfe von CO₂ in synthetisches Methan umgewandelt. Dies ist aber nur möglich, wenn das CO₂ wie im Kapitel 4.5.6 gewonnen und diesem Prozess zugeführt werden kann. Nach der Erzeugung und der Verteilung durch das bestehende Erdgasnetz oder per Tank, erreicht dieser Pfad einen Wirkungsgrad von 0,48.

Im dritten Pfad soll mithilfe des Fischer-Tropsch-Verfahrens (vgl. Kapitel 2.4) aus Wasserstoff und CO₂ ein synthetischer Kraftstoff (kurz: PtL) erzeugt werden. Durch den energieintensiven Prozess bei der Umwandlung von Wasserstoff in PtL erreicht dieser Pfad

einen Wirkungsgrad (Erzeugung->Tanksäule) von insgesamt 0,46.

Der letzte Pfad zeigt die Energiebereitstellung für die Elektro-Mobilität. Dieser weist einen Wirkungsgrad von der Erzeugung bis zur Bereitstellung von 0,94 auf.

In der Tabelle 4-10 sind die Wirkungsgrade der einzelnen Energiepfade gegenübergestellt.

| Wirkungsgrad der einzelnen Energiepfade | | | | |
|---|----------------|------|------|-------|
| | H ₂ | PtG | PtL | Strom |
| Ø Wirkungsgrad Elektrolyseur | 70,5 | | | - |
| Wirkungsgrad Verteilung | 0,85 | 0,48 | 0,46 | 0,94 |
| Gesamtwirkungsgrad (Power to Tank) | 0,59 | 0,34 | 0,32 | 0,94 |

Tabelle 4-10: Vergleich der Wirkungsgrade im Energiepfad

Aus der obigen Tabelle ist ersichtlich, dass der Energiebereitstellungspfad beim Strom von der Erzeugung bis zur Bereitstellung bei der Abnahme mit 0,94 den effizientesten Gesamtwirkungsgrad aufweist.

Bei der Brennstoffzellentechnologie stellt sich ein mittlerer Gesamtwirkungsgrad von 0,59 ein. Um eine günstige Energiedichte zu erreichen, muss der Wasserstoff im Tank auf 350 bis 700 bar verdichtet und gespeichert werden, was zusätzliche technische Herausforderungen nach sich zieht. Zusätzlich sind die Kosten für eine Brennstoffzelle aktuell sehr hoch. Weshalb solche Antriebskonzepte vornehmlich dort eingesetzt werden sollten, wo ein Elektroantrieb eher nachteilig sein kann, wie z. B. bei Schwerlast-Lkw oder bei maritimen Systemen [121].

Weiterhin kann aus dieser Tabelle abgeleitet werden, dass die Erzeugung von synthetischen Erzeugnissen wie PtG oder PtL lediglich mit schlechten Gesamtwirkungsgraden umgesetzt werden kann. Aus diesem Grund sollten diese Pfade nur verfolgt werden, wenn die Produktionsmenge geringgehalten wird oder der Zubau von erneuerbaren Energien den zukünftigen Bedarf decken kann.

4.5.4 Einsatzpotential von Wasserstoff

Einsatzpotential in Deutschland

In diesem Kapitel wird das Einsatzpotential des Wasserstoffes im Verkehrssektor untersucht. Bei der Ermittlung der benötigten Energiemengen wurde grundsätzlich zwischen einem theoretisch- und technisch möglichen Bedarf unterschieden. Diese Differenzierung war nötig, da zum heutigen Stand der Technik keine 100-prozentige Substitution der Energiepfade durch Wasserstoff möglich ist.

In der Tabelle 4-11 ist der theoretische Wasserstoffbedarf in Deutschland dargestellt.

| Wasserstoffpotential in Deutschland | | | | | | | |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| Wert in TWh | | | | | | | |
| theoretischer Bedarf | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| theo. Bedarf PtL an Zapfsäule | 1.132 | 1.009 | 730,9 | 3837 | 208 | 78 | 24 |
| theo. Bedarf PtG an Zapfsäule | 5,5 | 3,3 | 1,9 | 0,06 | 0,02 | - | - |

Tabelle 4-11: Vergleich des theoretisch möglichen Wasserstoffbedarfs in Deutschland

Um den Kraftstoffbedarf in Deutschland aus dem Jahr 2020 an der Zapfsäule rein aus synthetischen Kraftstoffen decken zu können, wären rund 1.132 TWh_{H2} an Wasserstoff nötig gewesen. Bei der Erzeugung von synthetischem Erdgas (PtG) müssten 5,5 TWh_{H2} dem Umwandlungspfad bereitgestellt werden. Die benötigten Mengen an Wasserstoff sind auf die Wirkungsgrade (vgl. Tabelle 4-10) der entsprechenden Verfahren bei der Synthetisierung zurückzuführen. Da die Errichtung von entsprechenden Produktionspfaden unter ökonomischen sowie kapazitiven Gesichtspunkten geschieht, ist davon auszugehen, dass die Anteile der Produktionsmengen bei synthetischen Treibstoffen gerade zum Anfang eher gering sind. Weiterhin wurde unterstellt, dass diese Mengen den konventionellen Kraftstoffen lediglich zugemischt werden können, um so die CO₂-Emissionen mittelfristig zu verringern.

Bei gleicher Produktionskapazität dieser Kraftstoffe steigt durch die gleichzeitige Reduzierung der konventionell betriebenen Fahrzeuge das Mischverhältnis stetig an. Dieses hat einen positiven Effekt auf den zukünftigen CO₂-Ausstoß der verbleibenden konventionell betriebenen (Otto-Motor) Fahrzeuge.

Gerade im Energiepfad der PtL-Erzeugung wurde angenommen, dass frühestens im Jahr 2030 mit der industriellen Erzeugung begonnen werden kann. Ab diesem Zeitpunkt wird erwartet, dass die Produktion etwa 1 % des Bedarfes innerhalb Deutschlands deckt. Die Erzeugungsmengen steigen bis in das Jahr 2045 stetig an und können bis zu einem

Anteil von 25 % zugemischt werden. Durch die kontinuierliche Reduzierung der zugelassenen Verbrennungsmotoren kann rund 90 % des benötigten Kraftstoffes durch PtL bis zum Jahr 2050 substituiert werden. Bei der synthetischen Methanherstellung wurde durch die Projektgruppe angenommen, dass bereits im Jahr 2025 bis zu 5 % durch erneuerbare Energien erzeugt und bereitgestellt werden kann. Durch den sinkenden Bedarf erreicht die Produktionskapazität bis zum Jahr 2035 ihr Maximum und stellt bis zu 25 % des benötigten Erdgases im Verkehrssektor bereit. In der nachfolgenden Tabelle ist das technisch mögliche Erzeugungspotential dargestellt.

| Wasserstoffpotential in Deutschland | | | | | | | |
|---|------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Wert in TWh | | | | | | | |
| technisches Erzeugungspotential | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| Substitution PtL an Zapfsäule | - | - | 7,3 | 11,5 | 17,5 | 16,8 | 22,4 |
| H ₂ -Bereitstellung an Zapfsäule | - | - | 1,6 | 9,0 | 13,3 | 18,1 | 21,0 |
| Substitution PtG an Zapfsäule | - | 0,2 | 0,3 | 0,001 | 0,004 | - | - |
| Summe | - | 0,2 | 9,2 | 20,5 | 30,8 | 34,9 | 43,4 |

Tabelle 4-12: Vergleich des technisch möglichen Erzeugungspotential in Deutschland

Somit steigt der Wasserstoffeinsatz bei der PtL-Bereitstellung von anfänglich 7,3 TWh_{H2} im Jahr 2030 bis auf 22,4 TWh_{H2} im Jahr 2050 an. Bei der Herstellung von PtG kann ab dem Jahr 2025 mit einem Absatz von rund 0,2 TWh_{H2} gerechnet werden. Allerdings fällt dieser Bedarf bis in das Jahr 2040 kontinuierlich ab, sodass mit keinem Bedarf nach dieser Zeit zu rechnen ist (vgl. Kapitel 4.5.1). Des Weiteren steigt die Nachfrage ab dem Jahr 2030 für die reine Wasserstoffbereitstellung stetig an und erreicht im Jahr 2050 mit 21 TWh_{H2} das Maximum. Insgesamt wächst der zukünftige Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor kontinuierlich und erreicht mit 43,4 TWh im Jahr 2050 das Maximum.

Einsatzpotential in der Europäischen Union

In diesem Abschnitt wird der theoretische Wasserstoffbedarf sowie das technisch mögliche Erzeugungspotential analysiert. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 4-13 gegenübergestellt.

| H₂-Potential in der Europäischen Union | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Wert in TWh | | | | | | | |
| theoretischer Bedarf | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| theo. Bedarf PtL an Zapfsäule | 7.442 | 6.686 | 4.829 | 2.400 | 1.263 | 476 | 126 |
| theo. Bedarf PtG an Zapfsäule | 125 | 81 | 48 | 4 | 2 | 1 | 0,42 |

Tabelle 4-13: Vergleich des theoretisch möglichen Wasserstoffeinsatz in der Europäischen Union

Könnte in Analogie zum „theoretisch möglichen Wasserstoffbedarf in Deutschland“ der benötigte Kraftstoffbedarf an der Tanksäule innerhalb der Europäischen Union rein aus synthetisch erzeugten Kraftstoffen gedeckt werden, wäre im Jahr 2020 ein Wasserstoffbedarf von 7.442 TWh_{H₂} nötig gewesen. Für die Bereitstellung von PtG müssten zusätzlich 125 TWh_{H₂} zur Verfügung gestellt werden. Unter den gleichen obigen Voraussetzungen, die im vorherigen Kapitel getroffen wurden sind, sinkt der theoretische Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2050 des Verkehrssektors kontinuierlich ab.

Das technische Erzeugungspotential für den Verkehrssektor der Europäischen Union ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

| Wasserstoffpotential in der Europäischen Union | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Wert in TWh | | | | | | | |
| technisches Erzeugungspotential | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| Substitution PtL an Zapfsäule | - | - | 48 | 72 | 106 | 113 | 120 |
| H ₂ -Bereitstellung an Zapfsäule | 1 | 5 | 16 | 64 | 96 | 130 | 151 |
| Substitution PtG an Zapfsäule | - | 4 | 7 | 1 | 0,49 | 0,22 | 0,11 |
| Summe | 1 | 9 | 71 | 137 | 203 | 243 | 271 |

Tabelle 4-14: Vergleich des technisch möglichen Erzeugungspotential in der Europäischen Union

Aus der obigen Tabelle ist erkennbar, dass in Analogie zum „Einsatzpotential in Deutschland“, eine große Lücke zwischen dem Bedarf (vgl. Tabelle 4-13) und dem technischen Erzeugungspotential besteht. Diese sind ebenfalls durch die fehlende Erzeugungsindustrie zurückzuführen. Unter Berücksichtigung der im Abschnitt „Einsatzpotential in Deutschland“ getroffenen Annahmen steigt das Erzeugungspotential insgesamt von 1 TWh Wasserstoff bis auf 271 TWh im Jahr 2050 kontinuierlich an.

4.5.5 Zusätzlicher Strombedarf durch Elektrofahrzeuge

Durch den prognostizierten Fahrzeugbestand in Deutschland und der Europäischen Union, welcher im Kapitel 4.5.1 sowie im Kapitel 4.5.2 untersucht wurden ist, ist ein deutlicher Trend ersichtlich. Sowohl in Deutschland als auch in der Europäischen Union wird der Verkehrssektor vornehmlich zum vollelektrischen Antriebskonzept umgeformt.

Ein Hauptgrund der Forcierung in Richtung der Elektromobilität ist auf die politischen Ziele der Europäischen Union und Deutschlands zurückzuführen. Demnach sollen ab dem Jahr 2035 keine konventionell angetriebenen Fahrzeuge (klassischer Otto- bzw. Dieselmotor) produziert und als Neuwagen verkauft werden [115].

Ein anderer Grund ist auf die geringen energetischen Verluste, die von der Erzeugung bis zur Bereitstellung entstehen und die besseren Wirkungsgrade der Elektromotoren zurückzuführen. Weiterhin wird die eingesetzte Akkumulatoren-Technologie kontinuierlich verbessert, was zu schnelleren Ladezeiten sowie höheren Reichweiten bei den Fahrzeugen führt. Auch der stetige Ausbau der Ladepunkte in Deutschland und der EU verbessert die Verfügbarkeit erheblich. Ferner könnten zukünftig BEV-Fahrzeuge als Stromspeicher im Netz dienen, was zusätzlich zur Netzstabilität beitragen kann.

Betrachtung in Deutschland

Die Substitution des bestehenden Fahrzeugbestandes mit Elektro-Fahrzeugen hat zur Folge, dass die Nachfrage an Strom zukünftig steigen wird. Der prognostizierte Bedarf für Deutschland ist in Tabelle 4-15 dargestellt

| Benötigter Strom aus Erneuerbare Energien in Deutschland Wert in TWh | | | | | | |
|---|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|
| Fahrzeugklasse | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| BEV-Fahrzeuge | 15 | 47 | 92 | 122 | 141 | 154 |
| Oberleitungs-Lkw | 1 | 5 | 8 | 9 | 10 | 10 |
| Summe | 15 | 52 | 100 | 131 | 151 | 164 |

Tabelle 4-15: zusätzlich benötigter Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland

Wurden im Jahr 2020 noch rund 11 TWh an Strom für Mobilität benötigt (vgl. Abbildung 4-61: Energieverbrauch Verkehr im Jahr 2020, Eigene Darstellung nach [120]) steigt dieser bis ins Jahr 2025 auf 15 TWh für vollelektrische Fahrzeuge an. Durch die kontinuierliche Substitution des Fahrzeugbestandes innerhalb Deutschlands wächst der Anteil an BEV-Fahrzeugen von 0,6 Mio. im Jahr 2020 bis auf insgesamt rund 33,6 Mio. bis zum Kalenderjahr 2050 an. Das hat zur Folge, dass der benötigte Strombedarf bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes auf ungefähr 154 TWh steigt, welcher zusätzlich aus erneuerbarer Energie in Deutschland zum „normalen Verbrauch“ bereitgestellt werden

muss. Zusätzlich könnte ein Bedarf für den Betrieb von Oberleitungs-Lkw von bis zu 10 TWh im Jahr 2050 hinzukommen.

Betrachtung der Europäische Union

In Analogie zu Deutschland verschiebt sich hier ebenfalls der konventionelle Verbrennungsmotor hin zu den vollelektrischen betriebenen Fahrzeugen. Der einzige Unterschied zu Deutschland ist, dass die europäische Wachstumsrate in diesem Segment erst später exponentiell steigt (vgl. Kapitel 4.5.2), da die entsprechenden Industriezweige mit ihren Produktionen bis zum Jahr 2035 hochskaliert werden müssen.

Der prognostizierte zukünftige Bedarf an erneuerbarem Strom in diesem Sektor ist in Tabelle 4-16 dargestellt.

| Benötigter Strom aus Erneuerbare Energien in der Europäischen Union Wert in TWh | | | | | | |
|--|-----------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| Fahrzeugklasse | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| BEV-Fahrzeuge | 63 | 250 | 580 | 884 | 1.105 | 1.175 |
| Oberleitungs-Lkw | 7 | 36 | 60 | 71 | 74 | 76 |
| Summe | 69 | 285 | 640 | 955 | 1.179 | 1.251 |

Tabelle 4-16: zusätzlich benötigter Strom aus Erneuerbaren Energien in der EU

Die obige Tabelle zeigt deutlich auf, dass zukünftig ein hoher Bedarf an erneuerbarer Energie benötigt wird. Das ist auf das stetige Wachstum der Elektromobilität zurückzuführen. Wird im Jahr 2020 von einem Fahrzeugbestand innerhalb der EU von rund 1 Mio. BEV-Fahrzeugen ausgegangen, steigt dieser bis 2035 auf 88,9 Mio. an. Des Weiteren wurde die Annahme getroffen, dass bis zum Jahr 2050 rund 223,4 Mio. Fahrzeuge in der Europäischen Union betrieben werden. Infolgedessen steigt der Strombedarf von 69 TWh bis auf 1.251 TWh am Ende des Betrachtungszeitraumes an.

Der zusätzlich benötigte Strombedarf zeigt auf, dass hier zukünftig eine „Lücke“ entstehen kann, wenn nicht die Speichermöglichkeit sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben werden. Denn nur so kann eine nachhaltige Mobilität gewährleistet werden.

4.5.6 Direct-Air-Capture Verfahren

Bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdgas sowie bei chemischen Prozessen entsteht Kohlendioxid. Dieses ist eins der bedeutendsten Treibhausgase und verstärkt diesen Effekt beim Emittieren in die Umwelt. Gleichzeitig wird das Kohlendioxid (kurz: CO₂) in der Industrie für eine Vielzahl von Anwendungen benötigt. Es dient den verschiedenen Industriezweigen als Rohmaterial für chemische Synthesen und ist somit in dieser Industrie unverzichtbar.

Um zukünftig den CO₂-intensiven Industriezweigen klimaneutrales CO₂ zur Verfügung zu stellen, kann das Direct-Air-Capture Verfahren (kurz: DAC) einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgasreduzierung beitragen.

Dabei wird grundsätzlich zwischen dem Hochtemperatur-Verfahren (HT-DAC) und dem Niedertemperatur-Verfahren (kurz: LT-DAC) unterschieden.

Das HT-DAC ist ein sehr energieintensiver Prozess, bei dem ein Temperaturniveau für die Regeneration von 900 °C erreicht werden muss. Diese hohe Temperatur wird durch das Verbrennen von Erdgas bewerkstelligt, welches wiederum zusätzlich CO₂ freisetzt. Da zurzeit davon auszugehen ist, dass dieser Prozess nicht durch EE ersetzt werden kann, wird an dieser Stelle auf eine weitere Erklärung des Prozesses verzichtet.

Ein wesentlich vielversprechendes Verfahren für das Abscheiden von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft ist das LT-DAC-Verfahren. Das schematische Verfahren ist Abbildung 4-63 dargestellt.

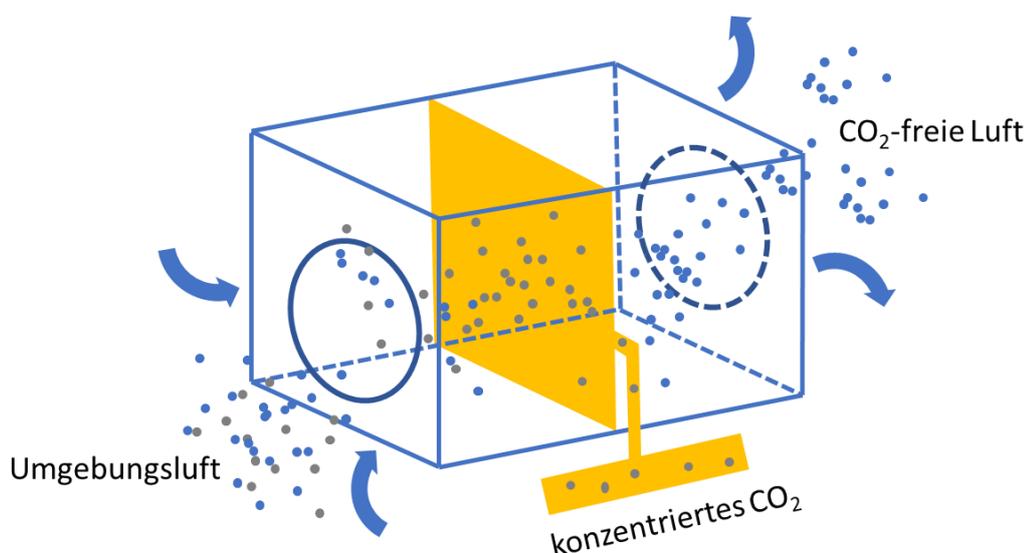


Abbildung 4-63: Schematische Darstellung des Direct-Air-Capture Verfahren, Eigene Darstellung nach [122]

Aus der obigen Abbildung kann entnommen werden, dass die Umgebungsluft angesaugt

und dabei das Stützmaterial (gelbes Rechteck), der sogenannte Sorben, durchströmt wird. Bei diesem Capture-Schritt reagieren die auf den Sorben aufgetragenen Aminogruppen mit dem CO_2 und binden dieses. Die CO_2 -freie Luft verlässt die Anlage und wird an die Umgebungsluft freigegeben. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis der Sorben die angestrebte Sättigung erreicht hat.

Nach der Adsorptionsphase folgt eine Regenerationsphase des Sorbens. In dieser Phase wird der Sorben erhitzt und die starken chemischen Bindungen können somit aufgebrochen werden. Für diesen Vorgang wird ein Temperaturniveau zwischen 80 bis 110 °C benötigt, welches durch Einleiten von Wasserdampf erreicht wird. Die benötigte Energie für das Erwärmen des Wassers kann durch erneuerbare Energien oder aus Abwärme von anderen Prozessen bereitgestellt werden, um so „grünes CO_2 “ zu erzeugen. Zusätzlich zur CO_2 -Erzeugung kann im gleichen Arbeitsschritt Feuchtigkeit aus der Luft extrahiert werden. Dieses Wasser könnte nachgeschalteten Elektrolyseuren zur Wasserstoffgewinnung zugeführt werden oder es wird damit Wasserdampf erzeugt, welcher in der Regenerationsphase benötigt wird. Weiterhin bestünde auf diese Weise die Möglichkeit, auf eine externe Wasserversorgung ganz oder teilweise zu verzichten [64].

5 Zusammenfassung der Potentialanalyse

Dieses Kapitel analysiert und fasst die berechneten Wasserstoffnachfragepotentiale in den entsprechenden Sektoren zusammen. Anhand der ermittelten Wasserstoffmengen soll außerdem der Strombedarf berechnet bzw. veranschaulicht werden, welcher durch die Herstellung von grünem Wasserstoff anfällt. Des Weiteren werden die Strommengen einbezogen, welche durch die E-Mobilität und Wärmepumpen verursacht werden.

5.1 Resultierender Wasserstoffbedarf

5.1.1 Deutschland

In der nachfolgenden Abbildung sind die Ergebnisse in Form des berechneten Wasserstoffbedarfes in Deutschland visualisiert worden.

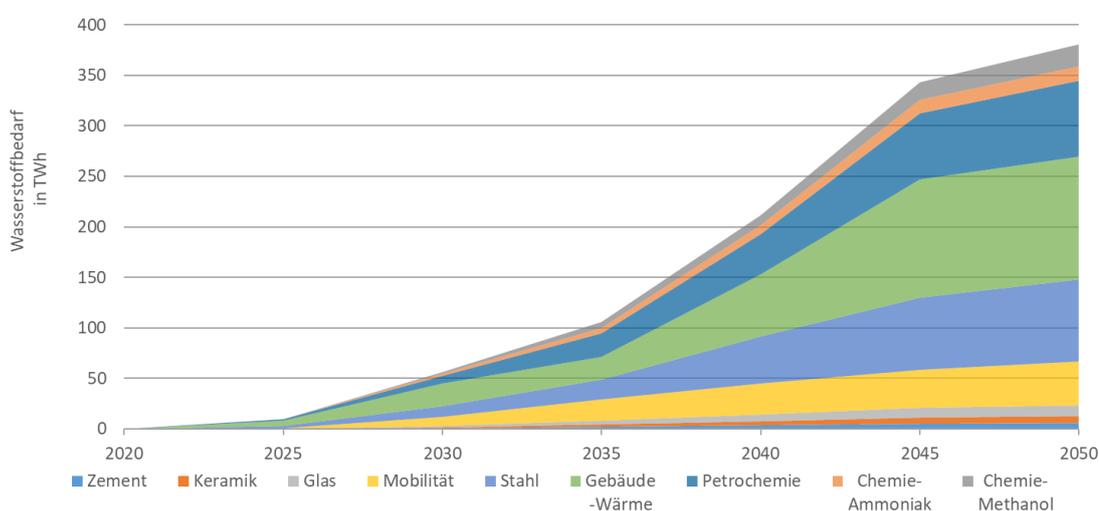


Abbildung 5-1: Wasserstoffbedarf und Entwicklung der Sektoren – Deutschland

Aus Abbildung 5-1 ist zu erkennen, dass in allen betrachteten Sektoren potentiell der Wasserstoffbedarf erst ab dem Jahr 2025 signifikant ansteigt. Dieser liegt im Jahr 2025 bei ca. 10 TWh. In allen Bereichen steigt das Wasserstoffnachfragepotential bis zum Jahr 2035 nahezu linear an, um in den darauffolgenden Jahren exponentiell zu wachsen. Dies hat den Hintergrund, dass in allen Sektoren davon ausgegangen wird, dass ab dem Jahr 2035 die Technik und die Wirtschaft soweit fortgeschritten sind, den Wasserstoff in großen Mengen einsetzen zu können. Bis 2045 steigt das Wasserstoffnachfragepotential dann bis auf 343 TWh an. Anschließend flacht die Steigung bis zum Jahr 2050 leicht ab und endet mit einem prognostizierten Potential von 380 TWh. In Abbildung 5-2 wurden die prognostizierten Potentiale als Säulendiagramm dargestellt, um die individuellen Verläufe der Sektoren zu verdeutlichen.

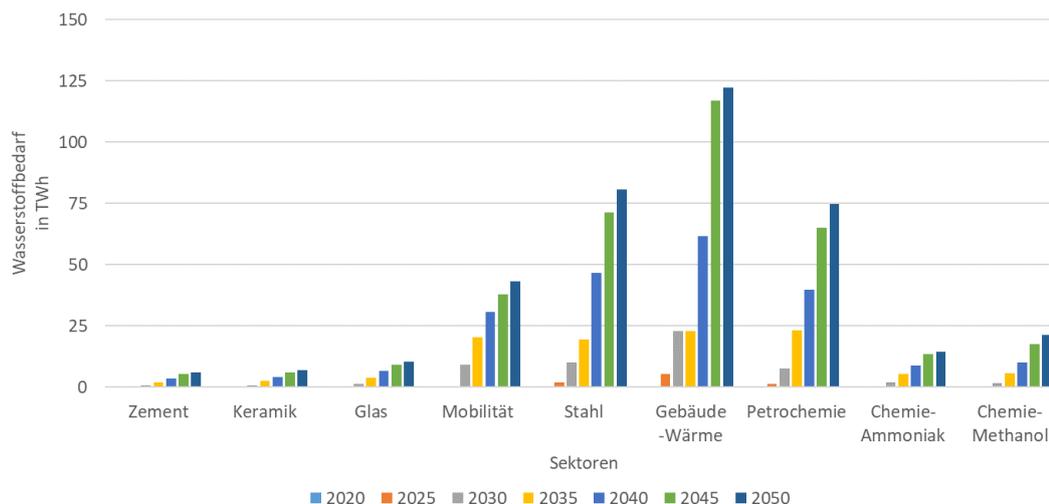


Abbildung 5-2: Wasserstoffnachfragepotential und Entwicklung der Sektoren – Deutschland

Aus der obigen Abbildung ist ersichtlich, dass alle Sektoren bis zum Jahr 2050 durch neuere und fortgeschrittene Technologien sukzessive substituiert werden und somit das Nachfragepotential steigt. Das größte Wasserstoffnachfragepotential kann dem Sektor der Gebäudewärme zugeordnet werden. Allein dieser Sektor kann ein Nachfragepotential in Höhe von 122 TWh im Jahr 2050 aufweisen, wenn der Einsatz von Wasserstoff in Gebäuden realisiert werden kann. Aufgrund des Lebenszyklus einer konventionellen Heizungsanlage, welcher zwischen 20 bis 30 Jahren beträgt, ist nicht mit einer weitgehenden Substitution der aktuell eingebauten Heizsysteme vor dem Jahr 2035 bzw. 2040 zu rechnen. Aus diesem Grund ist erst durch den Einbau neuerer Heizsysteme ab dem Jahr 2040 mit einem Anstieg der Wasserstoffnachfrage zu rechnen. Die zweitgrößte Wasserstoffnachfrage weist der Sektor Stahlerzeugung auf. Ab 2035 steigt das Nachfragepotential hier bis 2045 exponentiell an und endet 2050 mit 80 TWh. Eine ähnliche Wasserstoffnachfrage besitzt der Sektor Petrochemie, welcher an dritter Stelle steht. Mit einem ähnlichen Verlaufsschema wie der Stahlsektor, steigt hier das Potential bis 2050 auf 74 TWh an.

Obwohl die mögliche Wasserstoffnachfrage des Mobilitätssektors im Jahr 2035 annähernd dem der anderen Sektoren entspricht, fällt der anschließende Bedarfsanstieg verglichen eher gering aus. Somit liegt 2050 in diesem Sektor das Potential bei 43 TWh. Aus der Grafik wird auch offensichtlich, dass mit unter 25 TWh die Industriesektoren Zement, Keramik, Glas sowie Chemie Ammoniak als auch Chemie-Methanol ein deutlich geringeres Nachfragepotential besitzen als bspw. die Industriesektoren Stahl und Petrochemie. Außerdem ist der Anstieg der fünf genannten Bereiche nahezu linear steigend. Dies ist auf die Annahme zurückzuführen, dass sich in diesen Sektoren kaum etwas an

der produzierten Menge an Endprodukten, wie bspw. Glas ändert. Somit besitzt im Jahr 2050 der Sektor Chemie-Methanol 21 TWh, der Sektor Chemie-Ammoniak 14 TWh, die Glasherstellung 10 TWh, Keramikherstellung 6 TWh und der Industriesektor Zement 6,2 TWh an möglichem Wasserstoffbedarf.

Strombedarf

In Abbildung 5-3 wird der zusätzliche Strombedarf dargestellt, welcher durch Elektrolyse anfällt. Die Umwandlungswirkungsgrade für die einzelnen Jahre der Elektrolyseure wurden berücksichtigt. Zusätzlich wird in der Grafik der Strombedarf dargestellt, welcher durch E-Autos und Wärmepumpen bis 2050 entstehen würde. Die entsprechenden Strommengen wurden durch die in Abbildung 5-3 festgehaltenen.

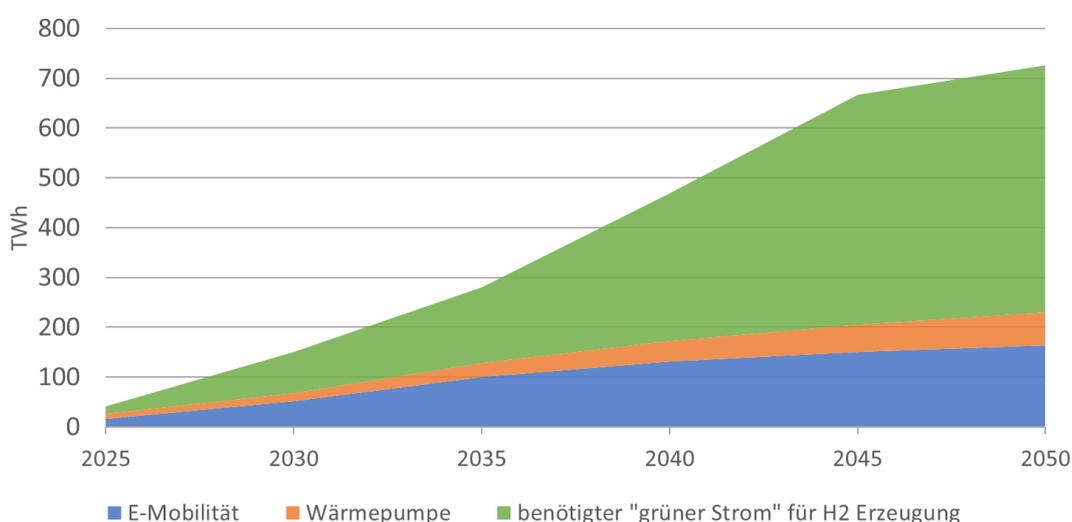


Abbildung 5-3: Strombedarf durch E-Mobilität, Wärmepumpen und Elektrolyse - Deutschland

Für die Bereitstellung von Wasserstoff im Jahr 2025 resultiert ein zusätzlicher Strombedarf von insgesamt 41 TWh. Im Jahr 2025 setzt sich die Summe aus 10 TWh Strombedarf durch Wärmepumpen, aus 15 TWh Strombedarf für E-Mobilität und aus 15 TWh benötigtem grünen Strom für Elektrolyse zusammen. Durch die steigende Effizienz von Elektrolyseuren, der steigenden Anzahl an Wärmepumpen und erhöhte Nutzung von E-Mobilität liegt der Strombedarf im Jahr 2050 bei 726 TWh. Dabei besitzt die E-Mobilität einen Strombedarf in Höhe von 164 TWh und Wärmepumpen 66 TWh. Für die Bereitstellung des prognostizierten Wasserstoffnachfragepotentials werden im Jahr 2050 zusätzlich 496 TWh grüner Strom benötigt.

In der folgenden Tabelle wurde der o. g. Strombedarf aus dem Jahr 2050 verwendet, um mit entsprechenden Leistungskennwerten die nötige Leistung an PV-Modulen und Windkraftträdern zu prognostizieren. Für die Berechnung der Photovoltaikleistung wurde ein

spez. Jahresertrag von 1.000 TWh/TW_p angenommen. Bei der Betrachtung der Windkraft wurde der spez. Jahresertrag durch die bereits vorhandenen Windkraftträder in Deutschland berechnet. Hierbei ergibt sich aus einer installierten Leistung von ca. 60 GW bundesweit und einer Jahreserzeugung von ca. 133 TWh ein spez. Ertrag von 2.216 TWh/TW_p.

| | Grüner Strom 2050 | PV | | Wind | | |
|-------------------|-------------------|---------------|-----------------------------|---------------|----------------|----------------|
| | | Leistung | Fläche | Leistung | Offshore 12 MW | Onshore 4,5 MW |
| Wasserstoffherst. | 496 TWh | 496 GW | 2.553 km ² | 224 GW | 18.633 Stk. | 49.689 Stk. |
| Mobilität | 164 TWh | 164 GW | 846 km ² | 74 GW | 6.177 Stk. | 16.471 Stk. |
| Wärmepumpen | 66 TWh | 66 GW | 342 km ² | 30 GW | 2.496 Stk. | 6.657 Stk. |
| Summe | 726 TWh | 726 GW | 3.742 km² | 328 GW | 27.306 | 72.817 |

Tabelle 5-1: Bereitstellung von Strom durch PV/ Windkraft - Deutschland

Aus Tabelle 5-1 ist zu erkennen, dass im Jahr 2050 für die Deckung des potenziellen Strombedarfs von 726 TWh eine installierte PV-Leistung von 726 GW nötig wäre. Bei einer Modulleistung von 330 W_p und 1,7 m² Modulfläche ergibt dies eine Grundfläche von 3.742 km². Im Vergleich, Deutschland besitzt eine Fläche von insgesamt 357.092 km² bzw. Berlin 891 km². Wird die Erzeugung durch Windkraft betrachtet, ist zu erkennen, dass durch einen höheren spez. Ertrag lediglich 328 GW installierte Leistung nötig ist, um den Strombedarf zu decken. Bei einer Leistung von 12 MW pro Windrad, welches einem Offshore- Windrad gleichkommt, ist eine Anzahl von 27.306 Anlagen von Nöten, um den Bedarf zu decken. Bei einer Anlagengröße von 4,5 MW entspräche dies 72.817 Windkraftanlagen. Im Jahr 2019 besaß Deutschland 29.456 Onshore- und 1.409 Offshore- Windkraftträder [123, 124].

5.1.2 Europäische Union

Die Bundesregierung beabsichtigt eine Wasserstoffwirtschaft mit den Partnern der Europäischen Union aufzubauen. Das Wasserstoffpotential, welches durch die verschiedenen Sektoren in der EU über die Jahre anfällt, ist in Abbildung 5-4 dargestellt.

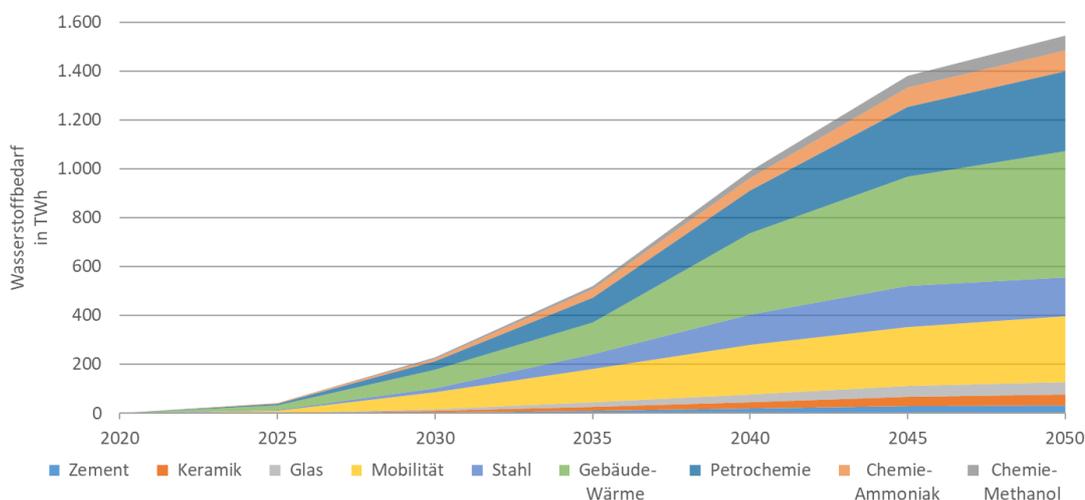


Abbildung 5-4: Gestapelter Wasserstoffbedarf und Entwicklung der Sektoren – EU

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass im Jahr 2025 ein Wasserstoffpotential von rund 41 TWh existiert. Das Potential der EU ist somit knapp doppelt so hoch wie das Potential in Deutschland. Dies bestätigt die Annahme, dass Deutschland eine Vorreiterrolle im internationalen Raum annehmen will bzw. wird. In der Summe steigt das Diagramm bis zum Jahr 2035 auf 522 TWh langsam an. Der technische Stand wird ab diesem Zeitpunkt so weit sein, dass Wasserstoff in großen Mengen eingesetzt und erzeugt werden kann. Aus diesem Grund steigt der Verlauf der Grafik in den darauffolgenden Jahren weiter stark an. Bis 2045 beläuft sich das summierte Wasserstoffnachfragepotential auf 1.381 TWh, welches anschließend bis zum Jahr 2050 auf 1.543 TWh ansteigt. In Abbildung 5-2 wurde ein Säulendiagramm dargestellt, um die individuellen Verläufe der Sektoren zu verdeutlichen.

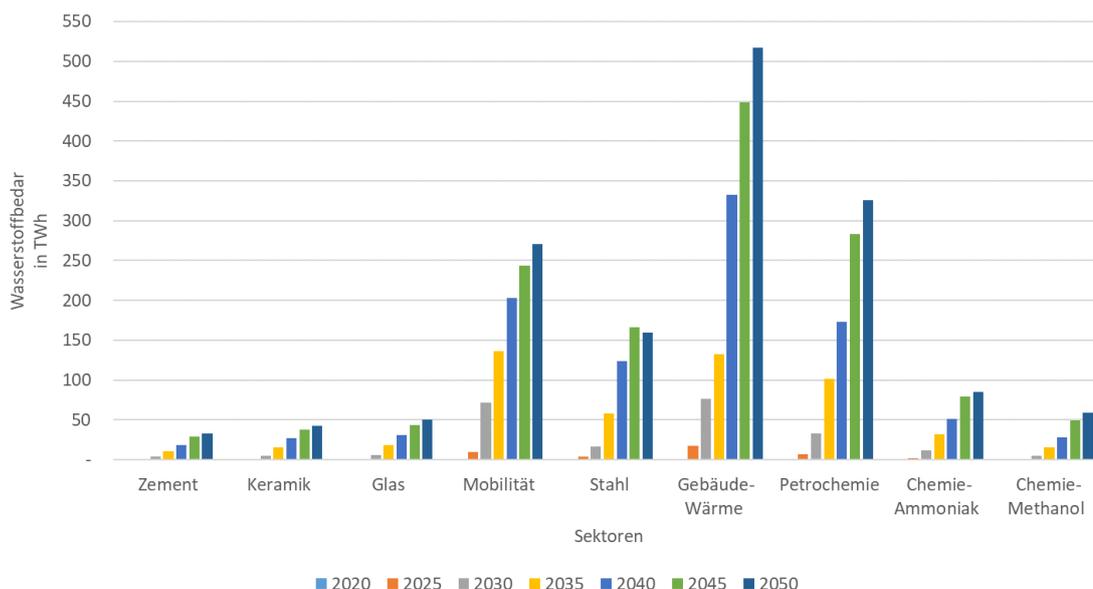


Abbildung 5-5: Wasserstoffbedarf und Entwicklung der Sektoren – Europa

Aus Abbildung 5-5 ist zu erkennen, dass sich das Bild und das Ranking in Bezug auf das Nachfragepotential gegenüber Deutschland geändert hat. Wie auch schon in Deutschland weist der Sektor der Gebäudewärme das größte Potential auf. Etwa 517 TWh Wasserstoffnachfragepotential besitzt der Sektor im Jahr 2050, wenn der Einsatz von Wasserstoff in Gebäuden realisiert wird. Bis 2035 bzw. 2040 werden die aktuell installierten Heizungssysteme in den Häusern weiter betrieben, weshalb durch den Einbau neuerer Heizungssysteme ab dem Jahr 2040 das Wasserstoffpotential bis 2050 stark ansteigt.

Anders als im Deutschland bezogenen Diagramm befindet sich in Europa das Wasserstoffpotential des Sektors Petrochemie an zweiter Stelle. Ab 2035 steigt hier das Potential bis 2045 an und endet 2050 mit einer möglichen Nachfrage von 326 TWh und ist somit ca. dreimal so hoch wie der in Deutschland. Der Mobilitätssektor weist im Jahr 2035 ein höheres Potential als die Petrochemie auf. Jedoch flacht die Steigung im Gegensatz zum Verlauf der Petrochemie ab dem Jahr 2040 ab und endet im Jahr 2050 mit einem Bedarf von 270 TWh. Dies ist auf die abklingende Pkw-Nutzung im Verkehr zurückzuführen. Mit geringem Nachfragepotential steht der stahlerzeugende Sektor an vierter Stelle des Potentialrankings in der EU. Während zwischen den Jahren 2035 und 2045 der Verlauf stetig steigt, fällt er von 2045 auf 2050 ab. Dies ist zurückzuführen auf die vermehrte Verlagerung der Produktionskapazitäten. Aus den genannten Gründen liegt das Potential hier bei 160 TWh Wasserstoff.

Auch in Europa wird offensichtlich, dass mit unter 100 TWh die Industriesektoren Zement, Keramik, Glas sowie Chemie Ammoniak als auch Chemie-Methanol ein kleineres Potential besitzt als bspw. die Industriesektoren Stahl und Petrochemie. Außerdem ist

der Anstieg der fünf genannten Bereiche nahezu linear steigend. Dies ist auf die Annahme zurückzuführen, dass sich in diesen Sektoren kaum etwas an der produzierten Menge an Endprodukten wie bspw. Glas ändert. Somit besitzt im Jahr 2050 der Sektor Chemie-Ammoniak 85 TWh, der Sektor Chemie-Methanol 59 TWh, die Glasherstellung 50 TWh, die Keramikherstellung 42 TWh und der Industriesektor Zement 32 TWh möglichen Wasserstoffnachfragepotential.

Strombedarf

In Abbildung 5-6 wurde unter anderem, wie auch schon für Deutschland der resultierende zusätzliche Strombedarf dargestellt, welcher durch Elektrolyse anfällt. Die entsprechenden Strommengen wurden durch die in Tabelle 4-1 festgehaltenen Umwandlungswirkungsgrade der Elektrolyseure für die einzelnen Jahre berechnet. Zusätzlich wurde auch in dieser Grafik der Strombedarf dargestellt, welcher durch E-Autos und Wärmepumpen bis 2050 entstehen würde.

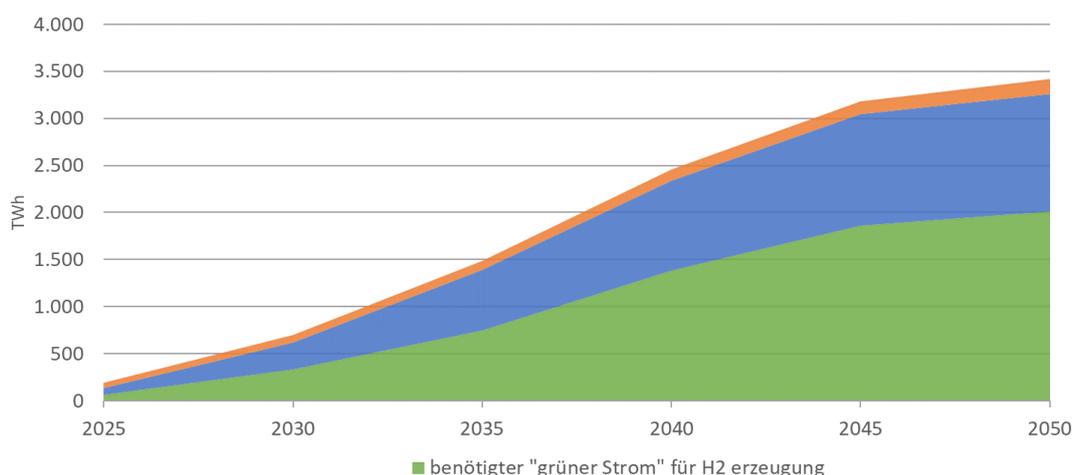


Abbildung 5-6: Strombedarf durch E-Mobilität, Wärmepumpen und Elektrolyse - Europa

Für die Bereitstellung von Wasserstoff im Jahr 2025 besteht in Summe ein zusätzlicher Strombedarf von insgesamt 186 TWh. Im Jahr 2025 setzt sich die Summe aus 55 TWh Strombedarf durch Wärmepumpen, aus 69 TWh Strombedarf durch E-Mobilität und aus 62 TWh benötigtem grünen Strom für Elektrolyse zusammen. Der summierte Bedarf steigt bis zum Jahr 2030 auf 698 TWh an. Durch die steigende Effizienz von Elektrolyseuren, der steigenden Anzahl an Wärmepumpen und erhöhte Nutzung von E-Mobilität liegt der Strombedarf im Jahr 2050 bei 2.421 TWh. Dabei besitzt die E-Mobilität einen Strombedarf in Höhe von 1.251 TWh und Wärmepumpen 158 TWh. Für die Bereitstellung des prognostizierten Wasserstoffpotentials werden im Jahr 2050 2.012 TWh grüner Strom benötigt.

In der folgenden Tabelle wurde der o.g. Strombedarf aus dem Jahr 2050 verwendet, um die nötige Leistung an PV-Modulen und Windkraftträdern zu prognostizieren. Für die Berechnung der Photovoltaikleistung wurde ein spez. Jahresertrag von 1.150 TWh/TW_p angenommen. Für die Erzeugung aus Windkraft wurde ein spez. Betrag von 2.216 TWh/TW_p angenommen.

| | Grüner Strom 2050 | PV | | Wind | | |
|-------------------|-------------------|-----------------|------------------------------|-----------------|---------------------|---------------------|
| | | Leistung | Fläche | Leistung | Offshore 12 MW | Onshore 4,5 MW |
| Wasserstoffherst. | 2.012 TWh | 1.749 GW | 9.012 km ² | 908 GW | 75.628 Stk. | 201.675 Stk. |
| Mobilität | 1.251 TWh | 1.088 GW | 5.604 km ² | 564 GW | 47.030 Stk. | 125.414 Stk. |
| Wärmepumpen | 158 TWh | 137 GW | 708 km ² | 71 GW | 5.940 Stk. | 15.840 Stk. |
| Summe | 3.421 TWh | 2.975 GW | 15.323 km² | 1.543 GW | 128.598 Stk. | 342.928 Stk. |

Tabelle 5-2: Bereitstellung von Strom durch PV/ Windkraft - Europa

Aus Tabelle 5-2 ist zu erkennen, dass die nötige installierte Leistung im Jahr 2050 für die Deckung des Bedarfs von 3.421 TWh bei 2.975 GW liegt. Bei einer Modulleistung von 330 W_p und 1,7 m² Modulfläche ergibt dies eine Grundfläche von 15.323 km². Dies kommt ungefähr der Fläche von Schleswig-Holstein gleich. Betrachtet man die Erzeugung durch Windkraft, ist zu erkennen, dass 1.543 GW installierte Leistung nötig ist, um den Strombedarf zu decken. Bei einer Leistung von 12 MW pro Windrad, welches einem Offshore- Windrad entspricht, ist eine Anzahl von 128.598 Anlagen notwendig, um den Bedarf zu decken. Bei einer Anlagengröße von 4,5 MW entspräche dies 342.928 Windkraftanlagen.

5.2 Technisches Speicherpotential in Deutschland und der Europäischen Union

Die in Deutschland und der Europäischen Union bereits verfügbaren Speicher bieten bisher eine Erdgas-Speicherkapazität von 241 TWh (Deutschland) respektive 1.106 TWh (EU) [125]. Es ist davon auszugehen, dass nicht alle dieser Speicher zur Speicherung von Wasserstoff geeignet sind bzw. weiterhin zur Speicherung von Erdgas benötigt werden. Somit ist es notwendig, die vorhandenen Speicherkapazitäten auszubauen, um den in Kapitel 4 beschriebenen Wasserstoffbedarf auch über die Wintermonate decken zu können (geringe Produktion von grünem Wasserstoff). In Europa wird Wasserstoff bereits seit den 1970er im britischen Tesside im größeren Maßstab gespeichert. Dies stellt jedoch die einzige Anlage zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen in Europa dar. Dabei erfolgt die Speicherung in vier Kavernen mit einem Volumen von 70.000 m³ [126]. Im Folgenden wird ausschließlich das Speicherpotential von Salzkavernen betrachtet.

5.2.1 Verteilung von Salzstöcken in Europa

Um Wasserstoff ganzjährig nutzen zu können sind ausreichende Speicherkapazitäten essenziell. Da die im vorherigen Absatz beschriebene Speicherkapazität jedoch zu gering ist, um den zusätzlichen Speicherbedarf von Wasserstoff zu decken, ist es notwendig einen Überblick zu gewinnen, wie groß das bestehende technische Speicherpotential in Europa ist. Eine Untersuchung des Forschungszentrum Jülich in Zusammenarbeit mit dem geologischen Institut und der Fakultät für Maschinenbau der RWTH Aachen, hatte genau dies als Grundlage [127]. Dabei wurden die über ganz Europa im Erdboden verteilten Salzvorkommen auf ihre Eignung untersucht, darin Gasspeicher errichten zu können. Die zu betrachtenden Salzvorkommen wurden in dieser Untersuchung mit einigen Einschränkungen versehen, um das Speicherpotential möglichst genau bestimmen zu können. Somit wurden nur Salzstöcke berücksichtigt, welche eine minimale Mächtigkeit von 200 m aufweisen und in einer Tiefe zwischen 500 m und 2.000 m liegen. Weiterhin wurden diese stark idealisiert und würden im Einzelnen eine zusätzliche geologische Überprüfung benötigen. Bei den einzelnen Kavernen, die schlussendlich in den Salzstock eingebracht werden, wurden standardisiert und besitzen einen Durchmesser von 84 m und eine Höhe von 120 m in einer kapselartigen Form mit einem Volumen von 500.000 m³. Salzformationen die in einem Abstand von weniger als 2.500 m zu Städten, 2.000 m zu Dörfern, 200 m zu Naturschutzgebieten, Seen und Flüssen, Autobahnen und Schienen (200m) liegen wurden bei dieser Untersuchung von vornherein ausgeschlos-

sen [127]. In Abbildung 5-7 sind die verschiedenen Salzvorkommen in Europa dargestellt.

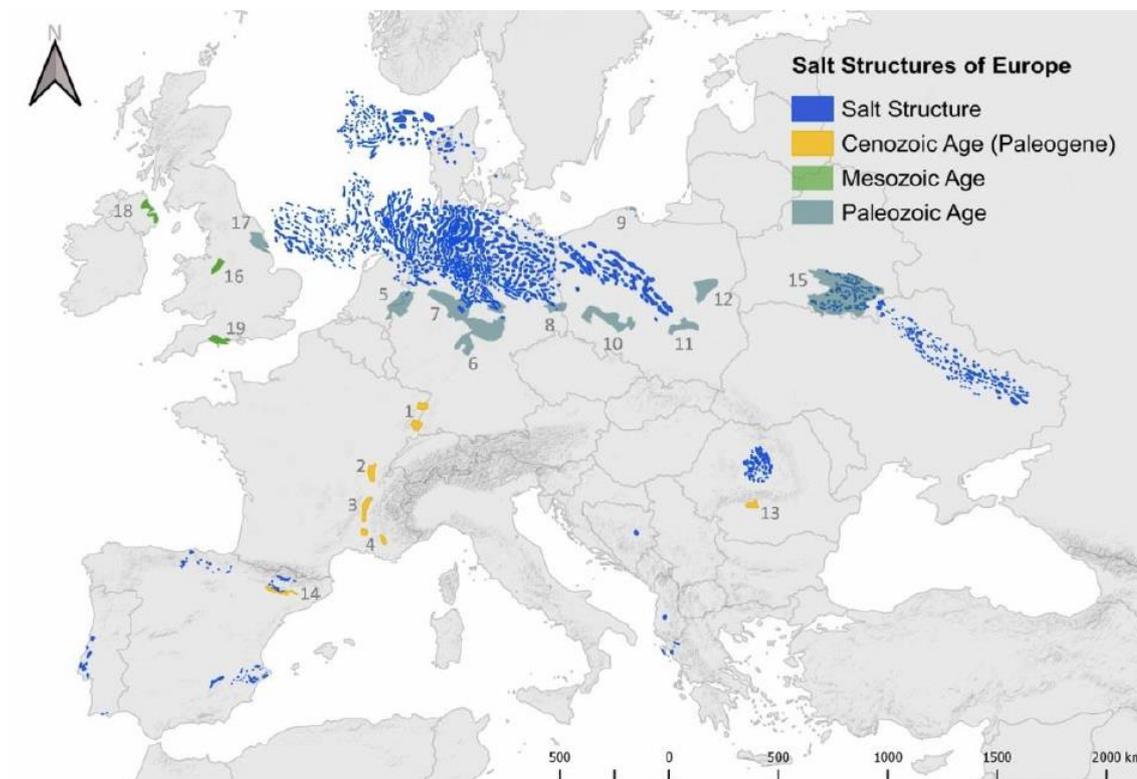


Abbildung 5-7: Verteilung von Salzstrukturen in Europa, Darstellung nach [127]

Die Salzstöcke in Frankreich (1-4) aus dem känozoischen Zeitalter (Erdneuzeit) enthalten dicke Evaporitschichten, mit einer Mächtigkeit von bis zu 1.800 m und einer niedrigen Sulfatkonzentration und somit ausreichend dicke Salzsichten. Die mesozoischen Salzstöcke im Nordwesten Frankreichs weisen einen hohen Anteil nicht löslicher Bestandteile innerhalb der Salzformation auf, wodurch diese zum Bau von Kavernen ungeeignet sind.

Gleiches gilt für die tertiären Salzstöcke in Italien, im Crotone-Becken, im Westen Siziliens und in Kalabrien. Große Bereiche des Untergrunds in Spanien sind von mesozoischen Evaporitvorkommen gestaltet. Diese erstrecken sich von der Betische Kordillere bis zur Nordküste Spaniens. Diese Vorkommen befinden sich jedoch in einer Tiefe unterhalb von 2.000 m. Einzig das Salzvorkommen in Cardona (14) besitzt eine entsprechende Dicke von ca. 300 m und ist einer angemessenen Tiefe von unter 2.000 m und ist somit für den Kavernenbau geeignet [127].

Ein Großteil der Salzeinlagerung in Mitteleuropa fand während des Paläozoikums (Erdaltertum) und des Mesozoikums statt. Das dabei entstandene europäische Permbecken

gehört zu den größten sedimentären Paläobasen der Welt. Dies erstreckt sich vom östlichen Vereinigten Königreich, der Nordsee, den Niederlanden, Dänemark und Norddeutschland bis zu den zentralen Becken in Polen. Um das europäische Permbecken herum liegen weiterhin geschichtete Zechstein-Salzablagerungen, welche im Vereinigten Königreich (vgl. Punkt 17), Deutschland (5-8) und Polen (8-13) anzufinden sind [127].

Ein weiterer attraktiver Standort zum Bau von Salzkavernen ist das Cheshire-Becken im Vereinigten Königreich. Die dort befindlichen Salzvorkommen bildeten sich im Mesozoikum (Erdmittelalter) und erfüllen alle geologischen Anforderungen an Tiefe und Mächtigkeit (16, 18, 19). Die aus dem Badenium stammenden Tertiärvorkommen, die vom Karpatenvorland in Südpolen bis zum transsilvanischen Becken in Rumänien reichen, gehören zu den jüngsten Salzvorkommen in Mittel- und Osteuropa. Von diesen erfüllt jedoch nur die Salzlagerstätte in Ocnele Mari (13) mit einer Mächtigkeit von 500 m und einer Tiefe von ca. 650 m für den Kavernenbau nötigen Anforderungen [127].

5.2.2 Speicherpotential der Europäischen Länder.

Die Gesamtspeicherkapazitäten wurden in jeweils 3 Gruppen klassifiziert. Zu diesen gehören „Offshore“, „Onshore“ und „Onshore mit eingeschränkter Kapazität“. Zur Klassifizierung „Offshore“ zählen alle Kavernen unter der Nordsee. Die Bezeichnung „Onshore“ bezieht sich auf alle weiteren Speicherkapazitäten an Land. Die Einschränkung der Kapazität der „Onshore“ Vorkommen berücksichtigt ökologische und ökonomische Zwänge bei Salzstöcken, die mehr als 50 km von der Küste entfernt sind. Diese Randbedingung berücksichtigt somit die Entsorgung der beträchtlichen Menge Salzlösung, welche beim Bau von Salzkavernen anfällt. Diese Salzlösung kann weder in Seen noch Flüsse aufgrund des hohen Salzgehalts eingeleitet werden und ein Transport zum Meer stellt sich aufgrund der Entfernung als nicht wirtschaftlich dar. Somit besteht ein maximales Speicherpotential von 84,8 PWh_{H2} in Europa [127]. In Abbildung 5-8 sind die 13 Länder mit dem größten Speicherpotential dargestellt.

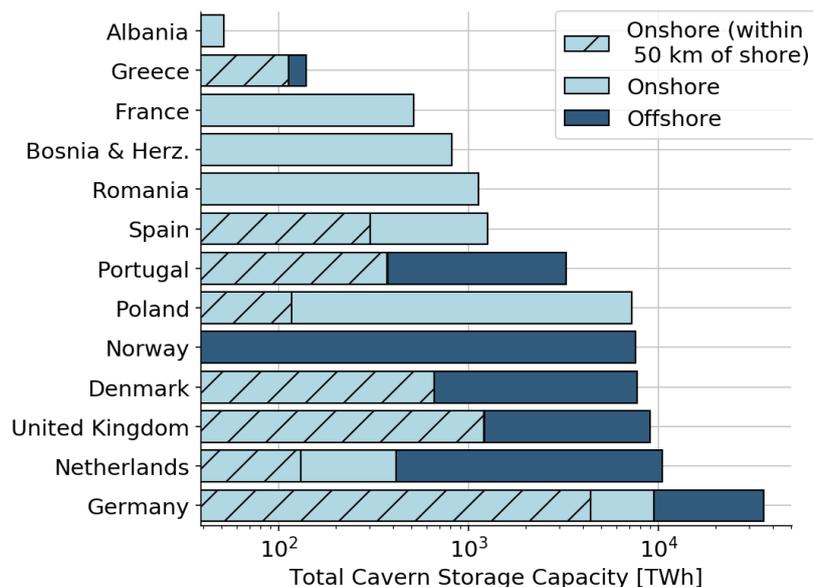


Abbildung 5-8: Speicherpotential Salzkavernen in Europa, Darstellung nach [127]

Das größte Potential besteht dabei in Deutschland mit 35,6 PWh_{H2} (42 %). Darauf folgen die Niederlande und das Vereinigte Königreich mit 10,4 (12 %) resp. 9,0 (10 %) PWh_{H2} Speicherkapazität.

Bis auf Norwegen verfügen alle betrachteten Länder über „Onshore“-Salzkavernenpotential. Schließt man „Offshore“-Salzkavernen aus, verfügt Deutschland mit 41 % immer noch über das größte Speicherpotential. Das europäische Speicherpotential im „Onshore“ Bereich beträgt in etwa 23,2 PWh_{H2}. Den größten Anteil besitzt Deutschland mit etwa 9,5 PWh_{H2} (41 %), gefolgt von Polen mit 7,2 PWh_{H2} (31 %) und Spanien mit einem Anteil von rund 1,3 PWh_{H2} (5 %). Diese Länder besitzen mit 77 % den Großteil des europäischen „Onshore“-Speicherpotentials.

Obwohl in Frankreich Salzlagerstätten weit verbreitet sind, besteht nur eine mögliche Speicherkapazität von etwa 0,51 PWh_{H2}, aufgrund deren Nähe zu dicht besiedelten Gebieten. Im Falle der Einschränkung auf Gebiete, die sich innerhalb einer Entfernung von 50 km zur Küste befinden, sinkt die gesamteuropäische Speicherkapazität auf 7,3 PWh_{H2}. Dabei hat Deutschland mit 4,4 PWh_{H2} (60 %) weiterhin den größten Anteil. Das Speicherpotential von Polen verringert sich in diesem Fall um 7,06 PWh_{H2} (98 %) auf 0,14 PWh_{H2}. Das Speicherpotential von Frankreich, Rumänien und Bosnien entfällt in dieser Betrachtung komplett [127]. Somit besteht selbst im eingeschränkten Fall ein mehr als ausreichendes Speicherpotential um den in Kapitel 4 errechneten Wasserstoffbedarf speichern zu können.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Dieses Kapitel soll die Forschungsarbeit abschließen, indem noch einmal die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse zusammengetragen werden. Das Ziel der Forschungsarbeit war es, eine detaillierte Übersicht zu schaffen bezüglich des Wasserstoffnachfragepotentials bis zum Jahr 2050 in Deutschland und der Europäischen Union.

Der IST-Zustand wurde über bereitgestellte Daten aus entsprechenden Quellen und Studien ausgearbeitet und analysiert. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wurde ein mögliches Wasserstoffnachfragepotential für Deutschland bzw. EU abgeleitet.

Im ersten Kapitel werden die politischen Rahmenbedingungen einer möglichen Wasserstoffstrategie bzw. der Ablauf eines solchen dargestellt. Des Weiteren wurde auf eine mögliche Förderquelle bzw. beispielhafte Förderprojekte eingegangen. Die Erarbeitung gab Aufschluss darüber, in welcher Höhe entsprechende Gelder ausgeschüttet werden und welche Unternehmen in Deutschland potenziell gefördert werden sollen. Darüber hinaus wurden die nationalen Ausbauziele sowohl von Deutschland als auch einzelner anderer Nationen festgehalten und der europäischen Wasserstoffstrategie gegenübergestellt.

Grundsätzlich trägt Deutschland mit 5 GW bzw. möglicherweise 10 GW geplante installierte Leistung einen wesentlichen Beitrag zum europäischen Ziel von insgesamt 40 GW bis in das Jahr 2035 bei. Dennoch werden ca. 10 GW Leistung nicht durch andere Nationen gedeckt und müssen für das Erreichen der Ausbauziele auf die anderen umverteilt werden. Durch die aktuell international angespannte Lage ist jedoch davon auszugehen, dass sich die energiepolitischen Ziele erneut wandeln bzw. das Wasserstoffausbauziel sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene angehoben werden.

Die Projektgruppe konzentriert sich im Rahmen der weiteren Ausarbeitung sowohl für die Region Deutschland als auch Europa auf die Industriesektoren, nicht-metallische Minerale, Stahlerzeugung, Chemie und den Gebäude- bzw. Verkehrs- und Mobilitätssektor. Durch die Auswertung der Quellen und dem damit aufgenommenen Produktions- und Brennstoffbedarfsmengen konnten den Bereichen entsprechende Potentiale bis 2050 zugeordnet werden.

Dem Bereich der Stahlerzeugung in Deutschland konnte bis 2050 ein Wasserstoffbedarf in Höhe von 80,84 TWh und im europäischen Raum von ca. 160 TWh prognostiziert werden. Im Raum Deutschland bildet der Stahlsektor das größte Wasserstoffpotential im Bereich der Industrie. Im Raum der EU besitzt der Bereich Petrochemie mit 326,03 TWh die größte prognostizierte Nachfrage. Wohingegen sich die Petrochemie in Deutschland mit 74,88 TWh kurz hinter dem Stahlsektor einordnet. In der Chemieindustrie bestehen

weitere Potentiale seitens der Methanol- und Ammoniakproduktion. Die Methanolerzeugung in Deutschland besitzt ein Wasserstoffpotential von 21,28 TWh und das Potential bei der Ammoniakherzeugung beträgt 14,47 TWh im Jahr 2050. Auch bei diesen beiden Zweigen ändert sich das Ranking im EU-Raum. Somit besitzt der Zweig „Ammoniak“ mit 85,12 TWh/a einen höheren Bedarf als die Methanolproduktion mit 56,18 TWh/a.

Das Schlusslicht der Potentialanalyse im Bereich der Industrie bildet die Produktion von nicht metallischen Mineralen. Mit einem Potential von 10,40 TWh/a in Deutschland und mit 50,35 TWh/a in der EU besitzt die Glasindustrie einen höheren Bedarf als die Keramik- und Zementherzeugung. Der Keramiksektor weist in Deutschland ein mögliches Potential von 6,88 TWh und in der EU 42,73 TWh auf. Der Zementsektor weist in Deutschland ein geringeres Potential von 6,16 TWh und in der EU 32,78 TWh auf.

Der Bereich Gebäudesektor weist sowohl im Raum Deutschland als auch in der EU das größte Nachfragepotential auf. Insgesamt besteht in Deutschland ein Wasserstoffpotential von rund 122,15 TWh im Jahr 2050. Dieses Potential steigert sich bis auf 517,01 TWh im Jahr 2050, wenn der Einsatz von Wasserstoff in den Gebäuden in Europa realisiert werden soll. Neben dem Wasserstoffnachfragepotential der Industrie und des Gebäudesektors zeigt auch die Mobilität diverse Einsatzmöglichkeiten bis 2050 auf. Somit besitzt der Bereich Mobilität im Jahr 2050 ein prognostiziertes Potential von Wasserstoff in Höhe von 43,35 TWh in Deutschland und 270,78 TWh im Raum der EU.

Das Gesamtergebnis zeigt, dass im Raum Deutschland ein summiertes Wasserstoffpotential von 380,41 TWh besteht. Zu diesem Ergebnis tragen die Top drei Bereiche

Gebäudesektor (32%),
Stahl (21%) und
Petrochemie (20%) bei.

Die verbleibenden Anteile können mit 11% auf den Mobilitätssektor zurückgeführt werden. Der restliche Anteil in Höhe von rund 16% am Gesamtpotential verteilt sich auf Methanol (6%), Ammoniak (4%), Glas (3%), Keramik (2%) und Zement (2%).

In der EU besteht im Jahr 2050 ein summiertes Wasserstoffpotential von insgesamt 1.543,99 TWh. Zu diesem Ergebnis tragen die Top drei Bereiche

Gebäudesektor (33%),
Petrochemie (21%) und
Mobilität (18%) bei.

Weiterhin entfallen 10% auf den Stahlerzeugungssektor und 6% trägt die Ammoniakherzeugung bei. Unter einem Anteil von je 5 % am EU-Gesamtpotential weisen die Industriezweige der Methanolherstellung (4%), Glaserzeugung (3%), Keramik- (3%) und Zementherstellung (2%) auf.

Des Weiteren wurde eine vereinfachte Abschätzung des Strombedarfs (Grün) für die Wasserstoffherzeugung, E-Mobilität und Wärmepumpen durchgeführt. Daraus resultierend wurden Mengen bzw. Flächen an Erzeugungsanlagen aufgestellt. Daraus konnte abgeleitet werden, dass in Deutschland ein zusätzlicher Grünstrombedarf von 726 TWh bis zum Jahr 2050 entsteht. Auf der Erzeugerseite bedeutet dies, dass 726 GW PV-Leistung benötigt wird (PV-Fläche: 3.742 km²) oder Windkraftanlagen mit einer Leistung von ca. 328 GW zusätzlich errichtet werden müssten. In der EU entsteht bis zum Jahr 2050 ein zusätzlicher Grünstrombedarf von 3.421 TWh. Dies bedeutet, dass ca. 2.975 GW PV-Leistung (PV-Fläche: 15.323 km²) oder Windkraftanlagen mit einer Leistung von ca. 1.543 GW benötigt werden.

Um die prognostizierten Wasserstoffmengen in TWh einzulagern, wurde abschließend die Gesamtspeicherkapazität der Speicher in Deutschland und der EU festgehalten. Die Gesamtspeicherkapazitäten wurden in jeweils 3 Gruppen klassifiziert. Zu diesen gehören „Offshore“, „Onshore“ und „Onshore“ mit eingeschränkter Kapazität. Für die Betrachtung aller On- und Offshore Speicherkapazitäten ist das Ergebnis, dass Deutschland mit 35,6 PWh_{H2} (42 %) das größte Speicherpotential besitzt. Darauf folgen die Niederlande mit 10,4 PWh_{H2} (12 %) und das Vereinigte Königreich mit 9,0 PWh_{H2} (10 %) an Speicherkapazität.

Bei der Betrachtung der Einsatzmöglichkeiten der verschiedenen Sektoren stellte sich heraus, dass keine grundsätzlichen technischen Hürden bestehen sowie entsprechende Produktionsverfahren bekannt sind. Diese existieren bereits in Form von Forschungs-, Pilot - und Demonstrationsprojekten. Des Weiteren wurde aufgezeigt, dass sowohl in Deutschland als auch in der EU ausreichende Speicherkapazitäten vorhanden sind, welche erschlossen werden könnten. Durch effizientere Umwandlungstechniken im Laufe der Jahre werden die „Wasserstofftechnologien“ sicherer, funktionsfähiger, leistungsfähiger und können folglich wirtschaftlich verwendet und betrieben werden.

Die aktuelle politische Lage zeigt die Notwendigkeit auf, eine Energieversorgung zu schaffen, welche sowohl bezahlbar als auch im Stande dazu ist, autonom betrieben zu werden. Der Einsatz von Wasserstoff und der einhergehende Ausbau von erneuerbaren Energien könnte die Anfälligkeiten von Sabotage und die Abhängigkeit von konventionellen Energieträgern senken. Hierfür sind entsprechende Förderprogramme bzw. Anregungen durch politische Entscheidungen voranzutreiben, um so die Verwendung von

Wasserstoff attraktiv zu gestalten.

Literaturangaben

- [1] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V: Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem Wasserstoff, 2022.
<https://docplayer.org/217395645-Roadmap-gas-2050-deliverable-d1-1-bewertung-von-alternativen-verfahren-zur-bereitstellung-von-gruenem-und-blauem-h2.html>,
abgerufen am: 9.3.2022
- [2] MEHR FORTSCHRITT WAGEN. Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>, abgerufen am: 18.03.2022
- [3] BMWI: Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie
- [4] Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für: Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende, 2022. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>, abgerufen am: 11.02.2022
- [5] Statista: Grüner Wasserstoff: Geplante Investitionen in Europa nach Ländern bis 2030 | Statista, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1194888/umfrage/geplante-investitionen-in-gruenen-wasserstoff-in-europa-nach-laendern/>, abgerufen am: 11.02.2022
- [6] ipcei-standortkarte
- [7] BMDV - BMDV und BMWi bringen 62 Wasserstoff-Großprojekte auf den Weg, 2022. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/K/62-wasserstoff-grossprojekte.html>, abgerufen am: 11.02.2022
- [8] Salzgitter Flachstahl GmbH: GET H2: New alliance aims to create the basis of a European infrastructure for green hydrogen ǀ Press release of Salzgitter AG, 2022. <https://www.salzgitter-flachstahl.de/en/news/details/get-h2-new-alliance-aims-to-create-the-basis-of-a-european-infrastructure-for-green-hydrogen-14795.html>, abgerufen am: 26.02.2022
- [9] Chemie.de: Protium, 2022. <https://www.chemie.de/lexikon/Protium.html>, abgerufen am: 9.3.2022
- [10] Chemie.de: Wasserstoff, 2022. [chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html](https://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html), abgerufen am: 8.3.2022

- [11] Chemie-Schule: Wasserstoffbrückenbindung, 2022. <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Wasserstoffbr%C3%BCckenbindung>, abgerufen am: 9 3 2022
- [12] Chemie.de: Galvanische Zelle, 2022. https://www.chemie.de/lexikon/Galvanische_Zelle.html, abgerufen am: 9 3 2022
- [13] Study-Help: Galvanische Elemente, 2022. <https://www.studyhelp.de/online-lernen/chemie/galvanische-elemente/>, abgerufen am: 9 3 2022
- [14] LEIFIphysik: Elektrische Grundgrößen, 2022. <https://www.leifiphysik.de/elektrizitaetslehre/elektrische-grundgroessen/geschichte/luigi-galvani-1737-1798>, abgerufen am: 9 3 2022
- [15] Chemie.de: Nernst-Gleichung, 2022. <https://www.chemie.de/lexikon/Nernst-Gleichung.html>, abgerufen am: 5 3 2022
- [16] Chemie.de: Pyrolyse, 2022. <https://www.chemie.de/lexikon/Pyrolyse.html>, abgerufen am: 5 3 2022
- [17] Carl von Ossietzky Universität Oldenburg: Energetische Nutzung von Landschaftspflegematerial durch die anaerobe Vergärung, Pyrolyse und Hydrothermale Carbonisierung (HTC), 2022. <https://docplayer.org/41666822-Energetische-nutzung-von-landschaftspflegematerial-durch-die-anaerobe-vergaerung-pyrolyse-und-hydrothermale-carbonisierung-htc.html>, abgerufen am: 5 3 2022
- [18] Chemie-Schule: Fischer-Tropsch-Synthese, 2022. <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Fischer-Tropsch-Synthese>, abgerufen am: 9 3 2022
- [19] Chemie.de: Fischer-Tropsch-Synthese, 2022. <https://www.chemie.de/lexikon/Fischer-Tropsch-Synthese.html>, abgerufen am: 8 3 2022
- [20] Enargus: Fischer-Tropsch-Synthese, 2022. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d3759-2/*/*Fischer-Tropsch-Synthese.html?op=Wiki.getwiki, abgerufen am: 8 3 2022
- [21] Quizlet: Kapitel 7 Alternative Kraftstoffe: Fischer-Tropsch-Kraftstoff-Karteikarten | Quizlet, 2022, abgerufen am: 15.04.2022
- [22] in4climate: Die H2 Farbpalette. Grüner Wasserstoff als Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende, 2022. <https://www.in4climate.nrw/nachrichten/details/die-h2-farbpalette-gruener-wasserstoff-als-schluessel-fuer-eine-erfolgreiche-energiewende/>, abgerufen am: 5 3 2022

- [23] TGA Fachplaner: Die Farben des Wasserstoffes, 2022. https://www.tga-fachplaner.de/sites/default/files/styles/aurora_default/public/aurora/141950.jpeg?itok=cGYKKoe3, abgerufen am: 15 2 2022
- [24] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Eine kleine Wasserstofffarbenlehre, 2022. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre.html>, abgerufen am: 15 2 2022
- [25] Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.: Wasserstoff - Farbenlehre, 2020. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf, abgerufen am: 1 2 2022
- [26] CO₂-neutrales Brennen, HySon Sonneberg gGmbH, Weimar
- [27] Chemie Ingenieur Technik: Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse, 2020. <https://online-library.wiley.com/doi/full/10.1002/cite.202000021>, abgerufen am: 18 2 2022
- [28] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 2010. <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf>, abgerufen am: 9 2 2022
- [29] ScienceDirect: High-Temperature Steam Electrolysis, 2022. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/high-temperature-steam-electrolysis>, abgerufen am: 16 2 2022
- [30] Halbleitertechnologie von A bis Z: Grundlagen: Dotieren: n- und p-Halbleiter, 2022. <https://www.halbleiter.org/grundlagen/dotieren/>, abgerufen am: 16 2 2022
- [31] Öko-Institut e.V.: Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe, 2020. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoff-basierte-Brennstoffe.pdf>, abgerufen am: 17 2 2022
- [32] ScienceDirect: Natural Gas Steam Reforming, 2022. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/natural-gas-steam-reforming>, abgerufen am: 16 2 2022
- [33] Biogas Netzeinspeisung: Druckwechseladsorption (PSA), 2014. <https://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/aufbereitung/methananreicherung/druckwechseladsorption-mit-kohlenstoffmolekularsieb.html>, abgerufen am: 17

2 2022

- [34] BASF: Neue Technologien, 2022. <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production.html>, abgerufen am: 17.2.2022
- [35] RP-Energie-Lexikon: Kväerner-Verfahren, 2022. https://www.energie-lexikon.info/kvaerner_verfahren.html, abgerufen am: 17.2.2022
- [36] Chemie.de: Kväerner-Verfahren, 2022. <https://www.chemie.de/lexikon/Kv%C3%A6rner-Verfahren.html>, abgerufen am: 17.2.2022
- [37] EnArgus, 2022. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d3446-2/**/Erdgasspeicher.html?op=Wiki.getwiki, abgerufen am: 15.03.2022
- [38] Publikation zur Untertage-Gasspeicherung in der Zeitschrift "Erdöl Erdgas Kohle" | Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, 2020. https://www.lbeg.niedersachsen.de/energie_rohstoffe/erdoel_und_erdgas/untertagegasspeicher/publikation_untertageerdgasspeicherung/publikation-zur-untertage-gasspeicherung-in-der-zeitschrift-erdoel-erdgas-kohle-898.html, abgerufen am: 29.03.2022
- [39] Czichos, H. u. Hennecke, M. (Hrsg.): HÜTTE - Das Ingenieurwissen. Das Ingenieurwissen. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg 2004
- [40] Zementherstellung – beton.wiki, 2021. <https://www.beton.wiki/index.php?title=Zementherstellung>, abgerufen am: 12.02.2022
- [41] Gochermann, J.: Energiewende in der Industrie. In: Gochermann, J. (Hrsg.): Expedition Energiewende. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2016, S. 115–145
- [42] Glas, 2022. https://www.chemie.de/lexikon/Glas.html#Einteilung_der_Gl.C3.A4ser, abgerufen am: 12.02.2022
- [43] HyGlass - Wasserstoffeinsatz in der Glasindustrie - bvglas.de, 2022. <https://www.bvglas.de/dekarbonisierung/hyglass-wasserstoffeinsatz-in-der-glasindustrie/>, abgerufen am: 12.02.2022
- [44] Schimmel, M.: Branchensteckbrief der Glasindustrie
- [45] Herstellung - VOGT Ceramic Components, 2022. <https://www.vogt-ceramic.de/herstellung.html>, abgerufen am: 13.02.2022
- [46] Keramik, 2022. <https://www.chemie.de/lexikon/Keramik.html>, abgerufen am:

13.02.2022

- [47] Schimmel, M.: Branchensteckbrief der Keramikindustrie
- [48] Factsheet_PowerFuels_Stahlproduktion_Industrielle_Prozesswaerme
- [49] Schlegel, J.: Die Welt des Stahls. Zur Geschichte, Herstellung und Verwendung
Eines Basiswerkstoffes. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH
2021
- [50] Ansgar Kretschmer: Wasserstoffbedarf der Chemieindustrie, 2021.
<https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff-einfacher-gehts-nicht-225.html>, abgerufen am: 27.12.2021
- [51] Umweltbundesamt: Was ist das Haber-Bosch-Verfahren? <https://www.umweltbundesamt.de/umweltatlas/reaktiver-stickstoff/verursacher/energiewirtschaft-industrie/was-ist-das-haber-bosch-verfahren>, abgerufen am: 27.12.2021
- [52] Duden Learnattack GmbH: Herstellung von Methanol, 2010. <https://www.lernhelfer.de/schuelerlexikon/chemie/artikel/herstellung-von-methanol>, abgerufen am:
31.12.2021
- [53] Marc Alvarado: The changing face of the global methanol industry. IHS Chemical
Bulletin 2016 Issue 3
- [54] Petrochemikalien. <https://www.marquard-bahls.com/de/news-info/glossar/detail/term/petrochemikalien.html>, abgerufen am: 01.03.2022
- [55] Organische Chemikalien. https://www.chemie.de/lexikon/Organische_Chemie.html, abgerufen am: 01.03.2022
- [56] Erdölraffinerie. <https://www.energie-lexikon.info/erdoelraffinerie.html>, abgerufen
am: 01.03.2022
- [57] Erdölverarbeitung. <https://www.seilnacht.com/Lexikon/erdoel.html>, abgerufen am:
03.03.2022
- [58] Erdölraffinerie. <https://www.chemie-schule.de/KnowHow/Erd%C3%B6lraffinerie>,
abgerufen am: 01.03.2022
- [59] Claus-Prozess. <https://www.chemie.de/lexikon/Claus-Prozess.html>, abgerufen am:
10.03.2022
- [60] Cracken. <https://www.chemie.de/lexikon/Cracken.html>, abgerufen am: 08.03.2022

- [61] Steamcracker. <https://silo.tips/download/die-geschichte-der-petrochemie>, abgerufen am: 10.03.2022
- [62] Steamcracken. <https://www.chemie.de/lexikon/Steamcracken.html>, abgerufen am: 08.03.2022
- [63] Das Herz des Verbunds. <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/the-production-verbund/Steamcracker.html>, abgerufen am: 10.03.2022
- [64] Petrochemie. <https://www.wissen.de/lexikon/petrochemie>, abgerufen am: 10.03.2022
- [65] Petrochemie. https://www.bp.com/de_de/germany/home/produkte-services/petrochemie.html, abgerufen am: 08.03.2022
- [66] Butadien-Extraktion, 2022. <https://www.engineering-airliquide.com/de/butadien-extraktion>
- [67] Produktion Autoreifen, 2022. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2020/PD20_43_p002.html
- [68] Umweltbundesamt: Treibhausgasminderungsziele Deutschlands, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#undefined>, abgerufen am: 13.02.2022
- [69] Zementindustrie, 2022. <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/zementindustrie/>, abgerufen am: 15.02.2022
- [70] HeidelbergCement produziert Zement mit klimaneutralem Brennstoffgemisch unter Einsatz von Wasserstofftechnologie, 2022. <https://www.heidelbergcement.com/de/pi-01-10-2021>, abgerufen am: 15.02.2022
- [71] Statista: Zementproduktion in Deutschland bis 2020 | Statista, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/161717/umfrage/zementproduktion-in-deutschland-seit-2000/>, abgerufen am: 22.02.2022
- [72] Key Facts & Figures, 2022. <https://cembureau.eu/about-our-industry/key-facts-figures/>, abgerufen am: 17.02.2022
- [73] HyGlass - Wasserstoffeinsatz in der Glasindustrie - bvglas.de, 2022. <https://www.bvglas.de/dekarbonisierung/hyglass-wasserstoffeinsatz-in-der-glasindustrie/>, abgerufen am: 17.02.2022
- [74] Glasherstellung mit Grünem Wasserstoff erstmals erfolgreich getestet, 2022.

<https://idw-online.de/de/news765880>, abgerufen am: 17.02.2022

- [75] Statista: Glas und Glaswaren: Produktionsmenge bis 2020 | Statista, 2022.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/368573/umfrage/produktionsmenge-von-glas-und-glaswaren-in-deutschland/>, abgerufen am: 17.02.2022
- [76] Statista: Glas: Produktion EU bis 2020 | Statista, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/609920/umfrage/produktion-von-glas-in-der-eu/>, abgerufen am: 17.02.2022
- [77] Keramikindustrie, 2022. <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/keramikindustrie/>, abgerufen am: 18.02.2022
- [78] Grüner Wasserstoff für die Keramikindustrie. energate GmbH (2021)
- [79] Archive: Ceramic and clay production statistics - NACE Rev. 1.1, 2022.
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Archive: Ceramic_and_clay_production_statistics_-_NACE_Rev._1.1, abgerufen am: 18.02.2022
- [80] Bdew: Wasserstoff statt Kohle: Wie wird Stahl grün?, 2022.
<https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/wasserstoff-statt-kohle-der-stahl-der-zukunft-ist-klimafreundlich/>, abgerufen am: 12.02.2022
- [81] Stahlerzeugung - Stahlinstitut VDEh, 2022. <https://vdeh.de/stahltechnologie/stahlerzeugung/>, abgerufen am: 12.02.2022
- [82] langner, a.: Microsoft Word - Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff
- [83] worldsteel.org: Total production of crude steel, 2022. https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/P1_crude_steel_total_pub/CHN/IND, abgerufen am: 13.02.2022
- [84] Statista: Rohstahlproduktion nach Ländern weltweit 2020 | Statista, 2022.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/159595/umfrage/produktion-von-rohstahl-monatsvergleich-februar-2009-und-2010/>, abgerufen am: 13.02.2022
- [85] fact-book-2020_may-21
- [86] Umweltbundesamt mit Daten des Statistischen Bundesamtes: Industrielle Produktion von Ammoniak. <https://www.umweltbundesamt.de/bild/industrielle-produktion-von-ammoniak#csv>, abgerufen am: 30.12.2021

- [87] WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung: Dokumentation - Energieverbrauch bei der Produktion von mineralischem Stickstoffdünger. 2018
- [88] Hermann, H., Emele, L., Loreck, C.: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland nach Industrien in den Jahren von 2015 bis 2050, 2016.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/750972/umfrage/prognose-wasserstoffbedarf-in-deutschland/>, abgerufen am: 30.12.2021
- [89] Prof. Christian Egenhofer & Dr. Lorna Schrefler (Team Leaders), Vasileios Rizos, Federico Infelise, Dr. Giacomo Luchetta, Dr. Felice Simonelli, Wijnand Stoefs, Jacopo Timini, Lorenzo Colantoni: For a study on composition and drivers of energy prices and costs in energy intensive industries: The case of the chemical industry - Ammonia. For the procurement of studies and other supporting services on commission impact assessments and evaluation - Final report. Brussels 2014
- [90] Markus Raschka: Methanol als Energieträger in einem nachhaltigen Energiesystem?, 2002. <https://slideplayer.org/slide/5238422/>, abgerufen am: 31.12.2021
- [91] Öko-Institut: Prozessdetails: Chem-OrgMethanol-DE-2020/en, 2020.
<https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7BE7B2AF34-BEF2-4352-B256-4F817731D830%7D>, abgerufen am: 31.12.2021
- [92] IEA-Studie zur Petrochemie. <https://www.chemietechnik.de/markt/iea-studie-zur-petrochemie.html>, abgerufen am: 15.03.2022
- [93] Erdölverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1970 bis 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36171/umfrage/verbrauch-von-erdoel-in-deutschland-seit-1990/>, abgerufen am: 10.03.2022
- [94] Erdgasverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41033/umfrage/deutschland---erdgasverbrauch-in-milliarden-kubikmeter/>, abgerufen am: 11.03.2022
- [95] Erdölverbrauch in Europa in den Jahren von 1970 bis 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36202/umfrage/verbrauch-von-erdoel-in-europa/>, abgerufen am: 12.03.2022
- [96] Erdgasverbrauch in der Europäischen Union¹ in den Jahren von 1965 bis 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41065/umfrage/europaeische-union---erdgasverbrauch-in-milliarden-kubikmeter/>, abgerufen am: 09.03.2022

- [97] Produktionsvolumen ausgewählter petrochemischer Primärprodukte in Deutschland im Jahr 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/868074/umfrage/produktion-von-petrochemikalien-in-deutschland/>, abgerufen am: 03.03.2022
- [98] News Ethylen September 2019. <https://www.penpet.de/news/news-ethylen-september-2019.html>, abgerufen am: 03.03.2022
- [99] News Propylen Januar 2020. <https://www.penpet.de/news/news-propylen-januar-2020.html>, abgerufen am: 18.03.2022
- [100] News Benzol Januar 2020, 2022. <https://www.penpet.de/news/news-benzol-januar-2020.html>
- [101] Durchschnittlicher Preis für Kautschuk weltweit von Januar 2014 bis Februar 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/668325/umfrage/durchschnittlicher-preis-fuer-kautschuk-weltweit-monatlich/>, abgerufen am: 10.03.2022
- [102] Petrochemische Produkte und Kunststoffe. <https://reports.omv.com/de/nachhaltigkeitsbericht/2020/schwerpunktbereiche/co2-effizienz/thg-emissionen-aus-dem-produktportfolio/petrochemische-produkte-und-kunststoffe.html>, abgerufen am: 12.03.2022
- [103] frontier economics: Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt - Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions. frontier economics (2021)
- [104] BdeW: Wie heizt Deutschland 2019 - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. BDEW (2019)
- [105] Roland Kube, F. W.: IW-Policy Paper 13/21 - Wie die EU die 2030-Klimaziele in den Sektoren Straßenverkehr und Gebäudewärme erreichen kann. Optionen einer konsistenten EU-weiten Regulierung im Verkehr und Gebäudesektor (2021)
- [106] Dr. Harald Hecking, Oliver Hennes, Dr. Christina Elberg, Cordelia Frings, Martin Hintermayer, Dominic Lencz, Theresa Wildgrube, Prof. Dr. Bert Oschatz, Dr. Bernadetta Winiewska, Bettina Mailach, Prof. Dr. Andreas Holm, Florian Kagerer: Gebäudestudie - Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor (2017)
- [107] Eurostat: Endenergieverbrauch in Haushalten nach Kraftstoffart, 2022. <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00125/default/table?lang=de>, abgerufen am: 14.02.2022
- [108] Nadine Kümpel: Diesen Stromverbrauch hat Ihre Wärmepumpe, 2021.

<https://www.wegatech.de/ratgeber/waermepumpe/kosten-und-wirtschaftlichkeit/stromverbrauch/>, abgerufen am: 07.04.2022

- [109] European Commission: EU Buildings Factsheets | Energy | Building stock characteristics, 2022. https://ec.europa.eu/energy/eu-buildings-factsheets_en, abgerufen am: 15.02.2022
- [110] Umweltbundesamt: Treibhausgasminderungsziele Deutschlands, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>, abgerufen am: 11.02.2022
- [111] ACEA-report-vehicles-in-use-europe-2022
- [112] Bundesministerium für Umwelt u. Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutzprogramm 2030
- [113] Stiftung Klimaneutralität | Agora Energiewende | Agora Verkehrswende: Klimaneutrales Deutschland 2045
- [114] Software & Daten - Klimaneutrales Deutschland (Datenanhang), 2022. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-datenanhang/>, abgerufen am: 11.02.2022
- [115] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050
- [116] Bundesregierung □ Startseite: Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045, 2022. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, abgerufen am: 11.02.2022
- [117] Michael: Quantron stellt 3,5-Tonner mit Wasserstoffantrieb vor. Elektroauto-News.net (2021)
- [118] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit u. www.bmu.de: Klimaschutz in Zahlen: Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik Ausgabe 2020
- [119] Braun, H.: EckpunkteKlimaKOA1300
- [120] Umweltbundesamt: Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, 2022. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energie-traegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energie-tragern>, abgerufen am: 14.02.2022

[121] wasserstoffstudie-teil-2

[122] Statista: Anzahl der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2020 | Statista, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/20116/umfrage/anzahl-der-windkraftanlagen-in-deutschland-seit-1993/>, abgerufen am: 26.02.2022

[123] Statista: Anzahl der Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland bis 2021 | Statista, 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/270856/umfrage/installierte-windenergieleistung-auf-see-in-deutschland/>, abgerufen am: 26.02.2022

[124] AGSI+, 2022. <https://agsi.gie.eu/#/>, abgerufen am: 19.02.2022

[125] Crotofino: Microsoft Word - Stralsund final rev.doc

[126] Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A. u. Stolten, D.: Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020) 11, S. 6793–6805