



Masterarbeit

# **Dekarbonisierungsszenarien des Industriesektors und ihre Auswirkungen auf das Wasserstoffsystem**

Wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des Grades  
Master of Science  
an der TUM School of Engineering and Design  
der Technischen Universität München.

|                        |                                                                                                           |
|------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Betreuer</b>        | Julia Gawlick<br>Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher<br>Chair of Renewable and Sustainable Energy Systems |
| <b>Eingereicht von</b> | Jessica Heck                                                                                              |

**Eingereicht am**

München, Dezember, 21, 2024

## Zusammenfassung

Klimaneutralität im Jahr 2050 ist das gesetzte Ziel der Europäischen Union. Dieses Vorhaben konfrontiert insbesondere energieintensive Branchen, wie Stahl- oder Chemieindustrie mit der Frage, wie entsprechende Transformationspfade aussehen und umgesetzt werden können. Dabei hat sich neben einer direkten Elektrifizierung vor allem Wasserstoff als Schlüsseltechnologie herauskristallisiert. Dessen zukünftige Nachfrage ist lediglich mit erheblichem Aufwand zu prognostizieren, wobei die Zuverlässigkeit der Vorhersagen dennoch häufig fraglich bleibt. Zwar sind viele Studienergebnisse verfügbar, jedoch variieren die Grundannahmen erheblich, hinzu kommen unter Umständen wenig detaillierte Ergebnisse.

Diese Arbeit befasst sich in einer Szenarienanalyse mit den Auswirkungen eines steigenden Wasserstoffbedarfs auf die Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien, sowie Speicher- und Übertragungskapazitäten auf europäischer Ebene. Des Weiteren erfolgt auch die Analysen der Resultate auf Bundesebene insbesondere im Kontext von gesetzlichen Vorgaben (Leistung und Flächenverbrauch) und des Netzentwicklungsplans. Dafür wird das lineare Optimierungsmodell *urbs* verwendet. Um die notwendigen Inputdaten zu generieren, wird eine einfach umzusetzende Methodik erarbeitet. Diese ermöglicht es, Wasserstoff- und Stromverbräuche auf Länder- und Branchenebene zu prognostizieren. Der betrachtete Zeitraum erstreckt sich von 2020 bis 2050. Ausgangspunkt ist eine umfassende Literaturrecherche, die relevante Transformationspfade energieintensiver Branchen darlegt.

Die Resultate zeigen, dass bei einer erhöhten Wasserstoffnachfrage die Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien stark zunehmen. Zusätzlich steigen die Speicher- und Übertragungskapazitäten für Wasserstoff. Batteriespeicher sind aufgrund hoher Kosten weniger relevant. Die Resultate werden maßgeblich von der Wasserstofferzeugung sowie von der Annahme einer zentralen Kostenoptimierung beeinflusst.





# Inhaltsverzeichnis

|                                                              |           |
|--------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Zusammenfassung</b>                                       | <b>1</b>  |
| <b>Inhaltsverzeichnis</b>                                    | <b>3</b>  |
| <b>Abbildungsverzeichnis</b>                                 | <b>5</b>  |
| <b>Tabellenverzeichnis</b>                                   | <b>9</b>  |
| <b>1 Einleitung</b>                                          | <b>13</b> |
| <b>2 Theorie</b>                                             | <b>15</b> |
| 2.1 Industrie - in Deutschland . . . . .                     | 15        |
| 2.2 Industrie – in der Europäischen Union . . . . .          | 21        |
| 2.3 Wirtschaftszweige . . . . .                              | 23        |
| 2.3.1 Stahlindustrie . . . . .                               | 26        |
| 2.3.2 Chemieindustrie . . . . .                              | 30        |
| 2.3.3 Papiergewerbe . . . . .                                | 36        |
| 2.3.4 Glasindustrie . . . . .                                | 41        |
| 2.3.5 Verarbeitung von Steinen und Erden . . . . .           | 45        |
| 2.3.6 Nichteisen-Metalle und Gießereien . . . . .            | 48        |
| 2.4 Industrietool der FfE . . . . .                          | 53        |
| <b>3 Methodik</b>                                            | <b>55</b> |
| 3.1 <i>Urbs</i> . . . . .                                    | 55        |
| 3.2 Referenzenergiesystem . . . . .                          | 55        |
| 3.3 Modellannahmen . . . . .                                 | 58        |
| 3.4 Methodik Industrienachfrage . . . . .                    | 60        |
| 3.4.1 Hochtemperaturprozesswärme . . . . .                   | 61        |
| 3.4.2 Mittel- und Niedertemperaturprozesswärme . . . . .     | 63        |
| 3.4.3 Verbleibender Endenergiebedarf der Industrie . . . . . | 65        |
| 3.4.4 Zusätzlicher Wassserstoffbedarf . . . . .              | 68        |
| 3.4.5 Analyse der Ergebnisse . . . . .                       | 70        |
| 3.4.6 Nachfragezeitreihen . . . . .                          | 85        |
| 3.5 Flexibilität der Industriebranchen . . . . .             | 90        |
| 3.6 Fazit . . . . .                                          | 96        |
| <b>4 Ergebnisse</b>                                          | <b>97</b> |
| 4.1 Europa . . . . .                                         | 98        |

|          |                                       |            |
|----------|---------------------------------------|------------|
| 4.1.1    | Energieerzeugung . . . . .            | 98         |
| 4.1.2    | Flexibilitätsoptionen . . . . .       | 115        |
| 4.2      | Deutschland . . . . .                 | 126        |
| 4.2.1    | Energieerzeugung . . . . .            | 126        |
| 4.2.2    | Flexibilitätsoptionen . . . . .       | 140        |
| 4.3      | Ergebnisdiskussion . . . . .          | 144        |
| <b>5</b> | <b>Zusammenfassung und Ausblick</b>   | <b>147</b> |
| <b>A</b> | <b>Datenbasis</b>                     | <b>149</b> |
| <b>B</b> | <b>Prozessaufteilung der Branchen</b> | <b>153</b> |
|          | <b>Literatur</b>                      | <b>155</b> |

# Abbildungsverzeichnis

|      |                                                                                                                                                                                                  |    |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1  | Verteilung des Endenergieverbrauchs verschiedenerer Sektoren in Deutschland im Jahr 2022, entnommen aus [14]. . . . .                                                                            | 16 |
| 2.2  | Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland im Jahr 2022, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, entnommen aus [21]. . . . .                                                              | 17 |
| 2.3  | Energieverbrauch der Industrie [TJ] in Deutschland (NUTS-3) im Jahr 2022, entnommen aus [22]. . . . .                                                                                            | 18 |
| 2.4  | Verteilung der Temperaturniveaus für verschiedene Wirtschaftszweige der Industrie, entnommen aus [33]. . . . .                                                                                   | 19 |
| 2.5  | Anteil der Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes am Bruttoinlandsproduktes in Prozent, basierend auf [3, 36]. . . . .                                                                  | 22 |
| 2.6  | Gesamter Endenergieverbrauch der europäischen Industrie im Jahr 2021, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, entnommen aus [35]. . . . .                                                       | 23 |
| 2.7  | Endenergieverbrauch der energieintensivsten europäischen Industrie im Jahr 2021, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen und Länder, basierend auf [38]. . . . .                                 | 24 |
| 2.8  | Branchenanteil gemessen am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2021, aufgeschlüsselt nach Länder, basierend auf [38]. . . . .                                                                   | 24 |
| 2.9  | Eingesetzte Energieträger zur Deckung des Endenergieverbrauchs im industriellen Sektor der EU im Jahr 2021, entnommen aus [35]. . . . .                                                          | 25 |
| 2.10 | Vergleich der CO <sub>2</sub> -Intensität der Nichteisenmetallproduktion der Europäischen Union mit China, gemessen in t CO <sub>2</sub> je t Metall. Abbildung stammt aus [74]. . . . .         | 50 |
| 3.1  | Referenzenergiesystem des zugrundeliegenden europäischen Modells basierend auf der Arbeit von Gawlick [9], Icon-Quelle [79, 80, 81, 82, 83, 84, 85]. . . . .                                     | 57 |
| 3.2  | Vorgehen zur Bestimmung des Endenergieverbrauchs im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme. . . . .                                                                                             | 62 |
| 3.3  | Endenergieverbrauch für Hochtemperatur-Prozesswärme. Ermittelt über die Kombination der Daten aus den Modellen [23, 78], für energieintensive WZ in Deutschland und Europa im Jahr 2018. . . . . | 62 |
| 3.4  | Vorgehen zur Bestimmung des Endenergieverbrauchs im Bereich der Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme. . . . .                                                                               | 64 |
| 3.5  | Prognostizierter Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland, entnommen aus der Arbeit von Jetter et al. [23]. . . . .                                                                      | 67 |
| 3.6  | Prognostizierter Endenergieverbrauch der europäischen Industrie, basierend auf der Kombination der Modelle [23] und [78]. . . . .                                                                | 67 |

|      |                                                                                                                                                                                                |    |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.7  | Prognostizierter Strombedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050 mittels der erarbeiteten Methodik (Wasserstoffszenario), aufgelöst auf einzelne Länder. . . . .                           | 68 |
| 3.8  | Der gesamte prognostizierte Wasserstoffbedarf für Deutschland basierend auf [23] und ergänzender Berechnung. . . . .                                                                           | 70 |
| 3.9  | Der gesamte prognostizierte Wasserstoffbedarf für Europa basierend auf der Kombination der Modelle [23] und [78] und ergänzender Berechnung. . . . .                                           | 70 |
| 3.10 | Prognostizierter Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050 über Methodik (Wasserstoffszenario), aufgelöst auf einzelne Länder.                                                 | 71 |
| 3.11 | Vergleich der Produktionsmengen in Deutschland aus den Arbeiten [23] und [78], sowie deren Abweichung. . . . .                                                                                 | 72 |
| 3.12 | Vergleich des Endenergieverbrauchs der Industrie in Deutschland im Jahr 2018 zwischen der Anwendungsbilanz der AGEB [34] und dem Datensatz des Industrietools der FfE [23]. . . . .            | 73 |
| 3.13 | Prognostizierter Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, erstellt über vorgestellte Methodik. . . . .                              | 75 |
| 3.14 | Prognostizierter Strombedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, erstellt über vorgestellte Methodik. . . . .                                    | 76 |
| 3.15 | Branchenanteil gemessen am gesamten Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 im Rahmen des Wasserstoffszenarios. . . . .                                                                                 | 79 |
| 3.16 | Branchenanteil gemessen am gesamten Strombedarf im Jahr 2050 im Rahmen des Wasserstoffszenarios. . . . .                                                                                       | 79 |
| 3.17 | Gegenüberstellung von Studien zum europäischen industriellen Wasserstoffbedarf im Jahr 2050, entnommen aus [4, 92]. . . . .                                                                    | 80 |
| 3.18 | Gegenüberstellung von Studien und Ergebnissen der Methodik zum stofflichen Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050. Studien entnommen aus [8, 92]. . . . .                   | 81 |
| 3.19 | Gegenüberstellung von Studien und Ergebnissen der Methodik zum stofflichen und energetischen Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050. Studien entnommen aus [4, 92]. . . . . | 82 |
| 3.20 | Regionale Verteilung des prognostizierten stofflichen Wasserstoffbedarfs der <i>Agora</i> Studie im Jahr 2050, entnommen aus [8]. . . . .                                                      | 82 |
| 3.21 | Regionale Verteilung des prognostizierten stofflichen Wasserstoffbedarfs im Wasserstoffszenario der Methodik im Jahr 2050. . . . .                                                             | 84 |
| 3.22 | Gegenüberstellung von Studien und Ergebnissen der Methodik zum Strombedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050. Studienergebnisse entnommen aus [4, 95]. . . . .                           | 85 |
| 3.23 | Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23]. . . . .                                                                                                                           | 87 |
| 3.24 | Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [96]. . . . .                                                                                                                           | 88 |
| 3.25 | Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23, 96]. . . . .                                                                                                                       | 88 |
| 3.26 | Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [96]. . . . .                                                                                                                           | 89 |
| 3.27 | Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23]. . . . .                                                                                                                           | 89 |
| 3.28 | Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23, 96]. . . . .                                                                                                                       | 90 |
| 3.29 | Gesamte Industrie, basierend auf den gezeigten normierten elektrischen Jahreslastprofilen. . . . .                                                                                             | 90 |

|      |                                                                                                                                                              |     |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.1  | Stromerzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                             | 99  |
| 4.2  | Tägliche Stromerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050. . . . .                                                                                         | 100 |
| 4.3  | Stromerzeugung in Frankreich von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                                      | 101 |
| 4.4  | Stromerzeugung in Spanien von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                                         | 102 |
| 4.5  | Stromerzeugung im Vereinigten Königreich von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                          | 102 |
| 4.6  | Europakarte mit PV-Freiflächen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .                                                             | 104 |
| 4.7  | Europakarte mit Wind-Onshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario) . . . . .                                                              | 106 |
| 4.8  | Europakarte mit Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .                                                              | 108 |
| 4.9  | Vergleich zwischen dem maximal möglichen und dem tatsächlich genutzten Flächenanteil für Wind-Onshore Anlagen im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .    | 110 |
| 4.10 | Vergleich zwischen dem maximal möglichen und dem tatsächlich genutzten Flächenanteils von PV-Freiflächen Anlagen im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . . | 110 |
| 4.11 | Wasserstofferzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                       | 112 |
| 4.12 | Tägliche Wasserstofferzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050. . . . .                                                                                   | 113 |
| 4.13 | Fernwärmeerzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                         | 113 |
| 4.14 | Tägliche Fernwärmeerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050. . . . .                                                                                     | 115 |
| 4.15 | Dezentrale Wärmeerzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                  | 115 |
| 4.16 | Tägliche dezentrale Wärmeerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050. . . . .                                                                              | 116 |
| 4.17 | Installierte Speicherkapazität verschiedener Speicher im Jahr 2050 in Europa (Wasserstoffszenario). . . . .                                                  | 118 |
| 4.18 | Vergleich der Speicherkapazitäten von Salzkavernenspeichern in beiden Szenarien. . . . .                                                                     | 119 |
| 4.19 | Vergleich der Speicherkapazitäten von Batteriespeichern in beiden Szenarien. . . . .                                                                         | 119 |
| 4.20 | Vergleich der Speicherkapazitäten von Wasserstofftanks in beiden Szenarien. . . . .                                                                          | 120 |
| 4.21 | Vergleich der Speicherkapazitäten von Fernwärmespeichern beider Szenarien. . . . .                                                                           | 120 |
| 4.22 | Salzkavernenspeicher - Inhalt im Jahr 2050 auf europäischer Ebene. . . . .                                                                                   | 121 |
| 4.23 | Speicherinhalt von Salzkavernenspeichern in Frankreich und Spanien im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario) . . . . .                                              | 122 |
| 4.24 | Stromübertragung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050 für verschiedene Übertragungsarten. . . . .                                                        | 123 |
| 4.25 | Tägliche Stromübertragung auf europäischer Ebene im Jahr 2050. . . . .                                                                                       | 124 |

|                                                                                                                                                                    |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.26 Wasserstoffübertragung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Übertragungsarten. . . . .                                                  | 124 |
| 4.27 Tägliche Wasserstoffübertragung auf europäischer Ebene im Jahr 2050. . . . .                                                                                  | 125 |
| 4.28 Stromerzeugung in Deutschland von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger. . . . .                                                                      | 127 |
| 4.29 Internationale Wasserstoff-Partnerschaften der Bundesregierung (Nicht-EU-Staaten), entnommen aus [107]. . . . .                                               | 128 |
| 4.30 Deutschlandkarte mit PV-Freiflächen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .                                                         | 130 |
| 4.31 Deutschlandkarte mit Wind-Onshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .                                                           | 131 |
| 4.32 Vergleich der Wind-Onshore Flächenanteile im Jahr 2050 mit den Zielen des <i>WindBGs</i> [108] auf Bundeslandebene (Wasserstoffszenario). . . . .             | 134 |
| 4.33 Kategorisierung der Flächenanteile von PV-Freiflächen-Anlagen auf Bundeslandebene (Wasserstoffszenario). . . . .                                              | 135 |
| 4.34 Worst-case Abschätzung des gesamten EE-Flächenbedarfs der Bundesländer (Wasserstoffszenario). . . . .                                                         | 137 |
| 4.35 Vergleich der installierten Erzeugungskapazität beider Szenarien mit den Ausbauzielen nach EEG2023 und WindSeeG2023 im Jahr 2045, entnommen aus [11]. . . . . | 138 |
| 4.36 Gegenüberstellung des Stromverbrauchs des Netzentwicklungsplans <i>B 2045</i> entnommen aus [11] mit den Ergebnissen dieser Masterarbeit. . . . .             | 138 |
| 4.37 Installierte Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertypen auf Bundeslandebene im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .                              | 142 |
| 4.38 Wasserstoffübertragung innerhalb Deutschlands von 2020 bis 2050. . . . .                                                                                      | 144 |

# Tabellenverzeichnis

|      |                                                                                                                                        |    |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1  | Bezeichnung der Wirtschaftszweige nach der Klassifikation WZ2008, entnommen aus UGR [17, 19]. . . . .                                  | 16 |
| 2.2  | Anwendungsbilanz aus dem Jahr 2018 für die Sektoren Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (DE), entnommen aus [34]. . . . .               | 20 |
| 2.3  | Anwendungsbilanz Strom (DE) aus dem Jahr 2018 nach Wirtschaftszweigen, basierend auf [34]. . . . .                                     | 25 |
| 2.4  | Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Metallerzeugung und -bearbeitung (DE), entnommen aus [34]. . . . .   | 27 |
| 2.5  | Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Chemie (DE), entnommen aus [34]. . . . .                             | 31 |
| 2.6  | Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Papiergewerbe (DE), entnommen aus [34]. . . . .                      | 37 |
| 2.7  | Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Zellstoffproduktionsverfahren, entnommen aus [40, 45]. . . . .              | 38 |
| 2.8  | Auflistung der verschiedenen Holzstoffherstellungsverfahren mit zugehörigem Stromverbrauch, entnommen aus [40]. . . . .                | 38 |
| 2.9  | Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Glas und Keramik, entnommen aus [34]. . . . .                        | 42 |
| 2.10 | Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Verarbeitung von Steinen und Erden (DE), entnommen aus [34]. . . . . | 46 |
| 2.11 | Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor NE-Metalle und -gießereien (DE), entnommen aus [34]. . . . .         | 49 |
| 2.12 | Betrachtete Wirtschaftszweige mit jeweils untersuchten Prozessen entnommen aus [23] mit Ergänzungen gemäß [17]. . . . .                | 53 |
| 3.1  | Modellannahmen: Investitionskosten Stromerzeugungsanlagen in [€/MW] aus der Arbeit von Gawlick [9]. . . . .                            | 58 |
| 3.2  | Modellannahmen: Investitionskosten Wärmeerzeugungsanlagen in [€/MW] aus der Arbeit von Gawlick [9]. . . . .                            | 59 |
| 3.3  | Modellannahmen: Investitionskosten Wasserstofferzeugungsanlagen in [€/MW] aus der Arbeit von Gawlick [9]. . . . .                      | 59 |
| 3.4  | Modellannahmen: Investitionskosten Stromspeicher aus der Arbeit von Gawlick [9]. . . . .                                               | 59 |
| 3.5  | Benötigte Energieträger für Hochtemperaturprozesswärme, aus der Arbeit von Jetter et al. [23]. . . . .                                 | 61 |
| 3.6  | Benötigte Energieträger für Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme aus der Arbeit von Jetter et al. [23]. . . . .                   | 63 |

|      |                                                                                                                                                                                  |     |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.7  | Betrachtete Wirtschaftszweige für Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme, basierend auf [23]. . . . .                                                                         | 63  |
| 3.8  | EEV Differenz diverser Energieträger im Wasserstoffszenario zum gesamten Endenergieverbrauchs aus der Arbeit von Jetter et al. [23]. . . .                                       | 66  |
| 3.9  | EEV Differenz verschiedener Energieträger im Elektrifizierungsszenario zum gesamten Endenergieverbrauchs aus der Arbeit von Jetter et al. [23].                                  | 66  |
| 3.10 | Herkunft der verwendeten Nachfragezeitreihen der einzelnen Industriebereichen (Industrietool [23], <i>eXtremOS</i> [96]). . . . .                                                | 86  |
| 3.11 | Flexibilitätpotentiale der Papierbranche, entnommen aus [99]. . . . .                                                                                                            | 93  |
| 4.1  | Gesamter Energieverbrauch beider Szenarien im Jahr 2050, inklusive prozentualer Abweichungen. . . . .                                                                            | 98  |
| 4.2  | Kapazitätsanteile der verschiedenen PV- Freiflächenanlagen Erzeugungsquantile im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario) . . . . .                                                       | 105 |
| 4.3  | Kapazitätsanteile der verschiedenen Wind - Onshore Erzeugungsquantile im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario) . . . . .                                                               | 109 |
| 4.4  | Kapazitätsanteile der verschiedenen Wind Offshore Erzeugungsquantile im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario) . . . . .                                                                | 109 |
| 4.5  | Worst-Case-Flächenabschätzung im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario) .                                                                                                               | 111 |
| 4.6  | Wasserstofferzeugung im Jahr 2050 einzelner Nationen, sortiert nach Erzeugungsmenge. . . . .                                                                                     | 112 |
| 4.7  | Installierte Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertypen im Jahr 2050 auf europäischer Ebene. . . . .                                                                    | 117 |
| 4.8  | Installierte Übertragungskapazitäten für Strom- und Wasserstoffübertragung im Jahr 2050 auf europäischer Ebene. . . . .                                                          | 123 |
| 4.9  | Ausgewählte regionale H <sub>2</sub> -Übertragungskapazitäten im Jahr 2050. . . .                                                                                                | 125 |
| 4.10 | Ausgewählte regionale Strom-Übertragungskapazitäten im Jahr 2050. .                                                                                                              | 126 |
| 4.11 | Kapazitätsanteile der verschiedenen PV- Freiflächen Erzeugungsquantile in Deutschland im Jahr 2050 sortiert nach absteigender maximaler Kapazität (Wasserstoffszenario). . . . . | 129 |
| 4.12 | Erzeugungskapazität von Aufdach-PV Anlagen im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario). . . . .                                                                                           | 132 |
| 4.13 | Kapazitätsanteile der Wind-Onshore Erzeugungsquantile in Deutschland im Jahr 2050 sortiert nach absteigender maximalen Kapazität (Wasserstoffszenario). . . . .                  | 132 |
| 4.14 | Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Jahr 2050. . .                                                                                                             | 133 |
| 4.15 | Gegenüberstellung der Stromerzeugung im Wasserstoffszenario und im <i>B 2045</i> -Szenario des Netzentwicklungsplans, entnommen aus [11]. . .                                    | 139 |
| 4.16 | Vergleich der installierten Wind-Onshore Kapazitäten im Netzentwicklungsplan <i>B 2045</i> [11] und im Wasserstoffszenario auf Bundeslandebene.                                  | 140 |
| 4.17 | Vergleich der installierten PV-Freiflächen Kapazitäten im Netzentwicklungsplan <i>B 2045</i> [11] und im Wasserstoffszenario auf Bundeslandebene.                                | 141 |
| 4.18 | Installierte Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertypen in Deutschland im Jahr 2050. . . . .                                                                            | 141 |
| 4.19 | Speicherkapazitäten von Salzkavernen in Deutschland im Jahr 2050. .                                                                                                              | 143 |
| A.1  | Anteil der Bruttowertschöpfung der einzelnen Sektoren in Prozent des BIPs im Jahr 2022, basierend auf [3]. . . . .                                                               | 149 |



|     |                                                                                                                                                                               |     |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| A.2 | Vergleich des gesamten industriellen Stromverbrauchs aus dem Jahr 2018 der Datenbank eurostat [86] mit den Ergebnissen aus der in dieser Arbeit verwendeten Methodik. . . . . | 150 |
| A.3 | Modellannahmen: Maximale Erzeugungskapazität PV- und Windanlagen, aus Europamodell [9]. . . . .                                                                               | 151 |
| B.1 | Prozessverteilung der Branchen im E-Szenario, entnommen aus [23]. .                                                                                                           | 153 |
| B.2 | Prozessverteilung verschiedener Branchen im Wasserstoffszenario, entnommen aus [23]. . . . .                                                                                  | 154 |



# Kapitel 1

## Einleitung

Die Industrie bildet einen Grundpfeiler des Wohlstandes, sowohl in Deutschland, als auch in der Europäischen Union [1, 2]. So entfallen ungefähr 21,9 % der Wertschöpfung – in Deutschland sogar 26,6 % – auf die Industrie [2, 3]. Die industrielle Produktion ist jedoch geprägt vom Einsatz fossiler Energieträger zur Bereitstellung elektrischer Energie und Prozesswärme. Branchenspezifisch sind teilweise sehr hohe Temperaturniveaus erforderlich. Dies resultiert zwangsläufig in einem beträchtlichen Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen. So sind beispielsweise etwa 24 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland auf den Industriesektor zurückzuführen [1]. Auf europäischer Ebene ist dies für ungefähr 20 % der Emissionen der Fall [4].

Die Europäische Union hat sich im Rahmen des *Green Deals* das Ziel gesetzt, im Jahr 2050 keine (netto) Treibhausgase mehr zu emittieren [5]. Wenngleich dies Chancen auf eine ressourceneffiziente und gleichzeitig wettbewerbsfähige Wirtschaft bietet [5, 6], sehen sich insbesondere energieintensive Branchen mit großen Herausforderungen konfrontiert. Grüner Wasserstoff wird als Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung von Sektoren wie Industrie und Verkehr betrachtet [7, 6]. Im Bereich der Industrie ist Wasserstoff besonders für schwer elektrifizierbare Prozesse, wie beispielsweise in der Stahl- und Chemiebranche, von Bedeutung.

Eine breitgefächerte Studienlage liefert Ergebnisse mit einer großen Streuung hinsichtlich des prognostizierten industriellen Wasserstoffbedarfs. Grundsätzlich ist es momentan nicht möglich, eine genaue Prognose für die zukünftige Nachfrage an Wasserstoff zu erstellen [7]. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wäre es jedoch von Vorteil, die prognostizierte Wasserstoffnachfrage einzugrenzen, da die erneuerbare Stromerzeugung maßgeblich vom Wasserstoffbedarf beeinflusst wird. Ein kleiner Ausschnitt der Studienlage liefert Ergebnisse zwischen  $\sim 1800$  TWh [4] und 270 TWh [8] für die europäische Industrie. Derartige Variationen lassen sich auf abweichende Annahmen zurückführen.

Diese Arbeit untersucht mögliche Transformationspfade verschiedener Produktionsprozesse in den entsprechenden Industriebranchen sowie Details zu industriellen Energieverbräuchen und Emissionen. Des Weiteren werden in zwei Szenarien prognostizierte Wasserstoff- und Stromverbräuche der europäischen Industrie auf Länderebene für das verwendete Europamodell [9] in *urbs* [10] generiert. Die gewonnenen Ergebnisse werden in die bestehende Studienlage eingeordnet. Die Resultate des Energiemodells für unterschiedliche Szenarien werden hinsichtlich

der Auswirkungen auf Erzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten analysiert. Besonderer Fokus liegt hierbei auf den Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien bei einer steigenden Wasserstoffnachfrage. Ebenso wird der Einfluss einer zentralen Kostenoptimierung auf ein integriertes europäisches Energiemodell analysiert. Ergebnisse auf Bundesebene sollen in den Kontext von gesetzlichen Vorgaben wie dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz oder dem Windenergie-auf-See-Gesetz, sowie des Netzentwicklungsplans gestellt werden [11].

Die Arbeit ist wie folgt strukturiert: In Kapitel 2 werden die Ergebnisse einer ausführlichen Literaturrecherche vorgestellt. Kapitel 3 gibt Aufschluss über das verwendete Modell und die Generierung der nötigen Inputdaten. In Kapitel 4 werden die berechneten Resultate des Energiemodells vorgestellt und analysiert. Ein abschließendes Resümee ist in Kapitel 5 enthalten.

# Kapitel 2

## Theorie

### 2.1 Industrie - in Deutschland

Klimaneutralität bis 2045 - dieses Ziel hat sich die Bundesregierung gesetzt, um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Dabei sollen zunächst 2030 die Emissionen um mindestens 65 % gegenüber dem Jahr 1990 und 2040 um mindestens 88 % gesenkt werden. [12]

2022 wies die Bundesrepublik Deutschland einen Endenergieverbrauch von 2368 TWh auf, davon entfallen 1540 TWh auf fossile Energieträger wie Gase, Mineralöle oder Kohlen, was rund 65 % entspricht [13]. Je nach Sektor variieren die Anteile an fossilen Energieträgern. Im Bereich des Verkehrs beträgt der Anteil an fossilen Energieträgern im Jahr 2022 rund 93 %, wohingegen im GHD Sektor der Beitrag bei lediglich 48 % liegt [13].

Mit einem Endenergieverbrauch von 667 TWh [13] trägt die Industrie zu rund 28 % des gesamten Endenergieverbrauchs bei. Davon stammen etwa 56 % aus fossilen Energieträgern, wobei der überwiegende Teil für die Bereitstellung von Prozesswärme benötigt wird. Im Jahre 2022 waren dies 67,5 %, beziehungsweise rund 451 TWh. [13]

In Abbildung 2.1 ist die Verteilung des Endenergieverbrauchs der einzelnen Sektoren in Deutschland grafisch aufgeführt. Die Industrie weist einen ähnlich hohen Endenergieverbrauch wie jeweils die Sektoren Haushalt und Verkehr auf. Dennoch muss an dieser Stelle nach der Art des Endenergieverbrauchs differenziert werden. So weist im Sektor Haushalt mit 67,1 % die Bereitstellung von Raumwärme den größten Anteil am Endenergieverbrauch auf [15]. Das benötigte Temperaturniveau variiert je nach Haus und Heizungssystem und überschreitet 100 °C nicht. Im industriellen Sektor wird überwiegend Prozesswärme benötigt. Das jeweilige Temperaturniveau unterscheidet sich je nach Branche [16].

Mittels der Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ2008) erfolgt eine einheitliche Einteilung der Wirtschaft auf nationaler Ebene in 88 Wirtschaftszweige. Diese wiederum werden in die Abschnitte A-U zusammengefasst. Die WZ2008 Klassifikation erweitert die NACE Rev.2 Systematik auf europäischer Ebene. [17] Für die Industrie sind hierbei lediglich die Abschnitte B (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden) und C (Verarbeitendes Gewerbe) relevant, alle weiteren WZ sind dem GHD Sektor zuzuordnen. [17, 18] Auf eine Auflistung aller Abschnitte der Klassifikation WZ2008 mit den zugeordneten Wirtschaftszweigen wird an dieser Stelle

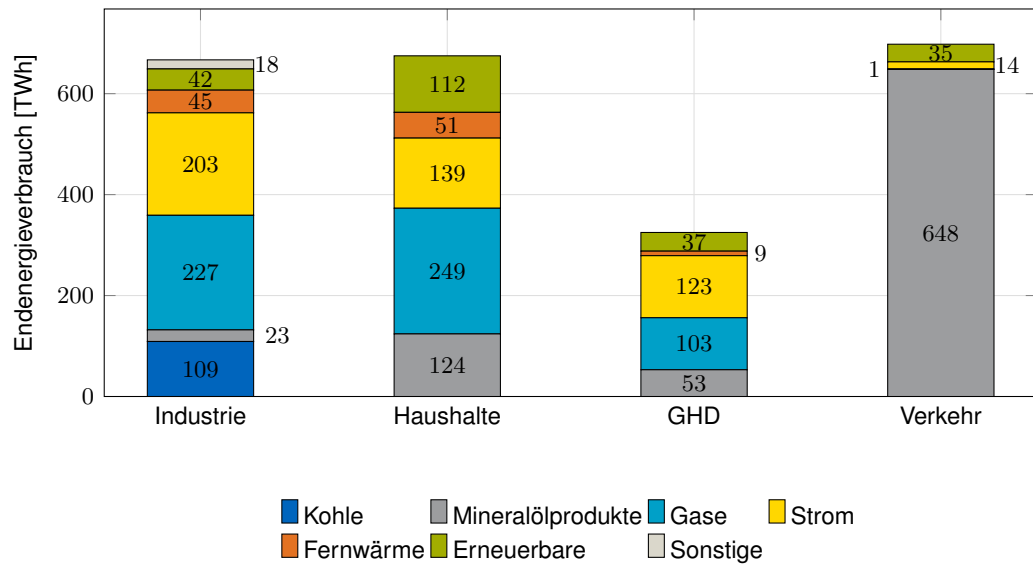


Abbildung 2.1: Verteilung des Endenergieverbrauchs verschiedenerer Sektoren in Deutschland im Jahr 2022, entnommen aus [14].

verzichtet und auf [17] verwiesen. Im Folgenden werden nur die Wirtschaftszweige der Industrie weiter betrachtet, welche in Tabelle 2.1 enthalten sind. Die Klassifikation der Wirtschaftszweige gibt im Detail Aufschluss darüber welche einzelnen Prozesse den jeweiligen WZ zuzuordnen sind. Für genauere Informationen wird an dieser Stelle auf diese Klassifikation [17] verwiesen.

Tabelle 2.1: Bezeichnung der Wirtschaftszweige nach der Klassifikation WZ2008, entnommen aus UGR [17, 19].

| WZ    | Bezeichnung                                                    | WZ    | Bezeichnung                                            |
|-------|----------------------------------------------------------------|-------|--------------------------------------------------------|
| 05    | Kohlenbergbau                                                  | 22    | H. v. chemischen Erzeugnissen                          |
| 06    | Gewinnung von Erdöl u. Erdgas                                  | 23    | H. v. Glas-,waren, Keramik, Verab. v. Steinen u. Erden |
| 07-09 | Erzbergbau, Gewinnung v. Steinen und Erden                     | 24    | Metallerzeugung u. -bearbeitung                        |
| 10-12 | H. v. Nahrungsmitteln u. Getränken, Tabakverarb.               | 25    | H. v. Metallerzeugnissen                               |
| 13-15 | H. v. Textilien, Bekleidung, Leder u. Lederwaren, Schuhen      | 26    | H. v. DV-Geräten, elektron. u. optischen Erzeugnissen  |
| 16    | Holz, Holz-,Kork-,Flecht- u. Korbwaren (ohne Möbel)            | 27    | H. v. elektrischen Ausrüstungen                        |
| 17    | H. v. Papier, Pappe u. Waren daraus                            | 28    | Maschinenbau                                           |
| 18    | H. v. Druckerzeugnissen, Vervielf. v. Ton-,Bild-, Datenträgern | 29    | H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen                   |
| 19    | Kokerei- u. Mineralölverarbeitung                              | 30    | Sonstiger Fahrzeugbau                                  |
| 20    | H. v. chemischen Erzeugnissen                                  | 31-32 | H. v. Möbeln u. sonstigen Waren                        |
| 21    | H. v. pharmazeutischen Erzeugnissen                            | 33    | Reparatur u. Installation v. Maschinen u. Ausrüstungen |

Mit einem Umsatz von 509 Mrd. € im Jahr 2022 gehört die Branche Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen zu der umsatzstärksten Branche in Deutschland, gefolgt von der Branche Maschinenbau mit einem Umsatz von rund 269 Mrd. €, der chemisch-pharmazeutischen Industrie mit rund 261 Mrd. €, Elektrotechnik- und Ernährungsbranche mit Umsätzen von 221 Mrd. € und 219 Mrd. €. Die Metallherzeugung und -bearbeitungs Industrie mit einem Umsatz von rund 147 Mrd. € oder die Papierindustrie mit einem Umsatz von rund 51 Mrd. € liegen im mittleren bzw. unteren Bereich.[20]

Gemessen am Endenergieverbrauch ergibt sich ein anderes Ranking. So weisen vor allem die chemische Industrie und die Metallherzeugung und -bearbeitungs Industrie den höchsten Stellenwert auf. In Zahlen ausgedrückt entspricht dies einem Endenergieverbrauch von rund 164 TWh bzw. 150 TWh. Die Herstellung von Kraftwagen (Fahrzeugbau) spielt mit einem Endenergieverbrauch von rund 29 TWh eine geringere Rolle.[21]

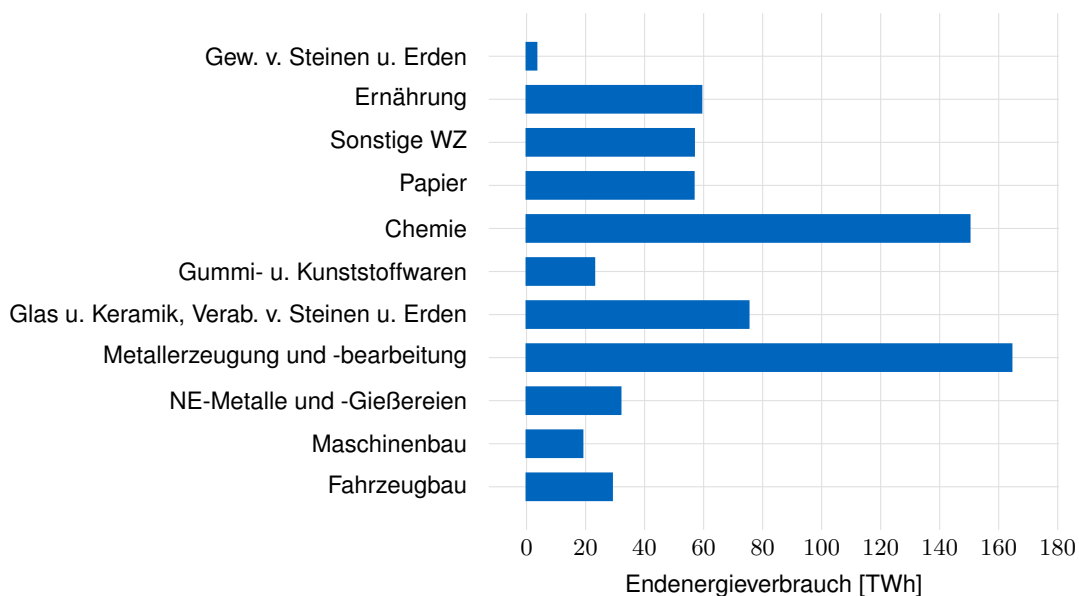
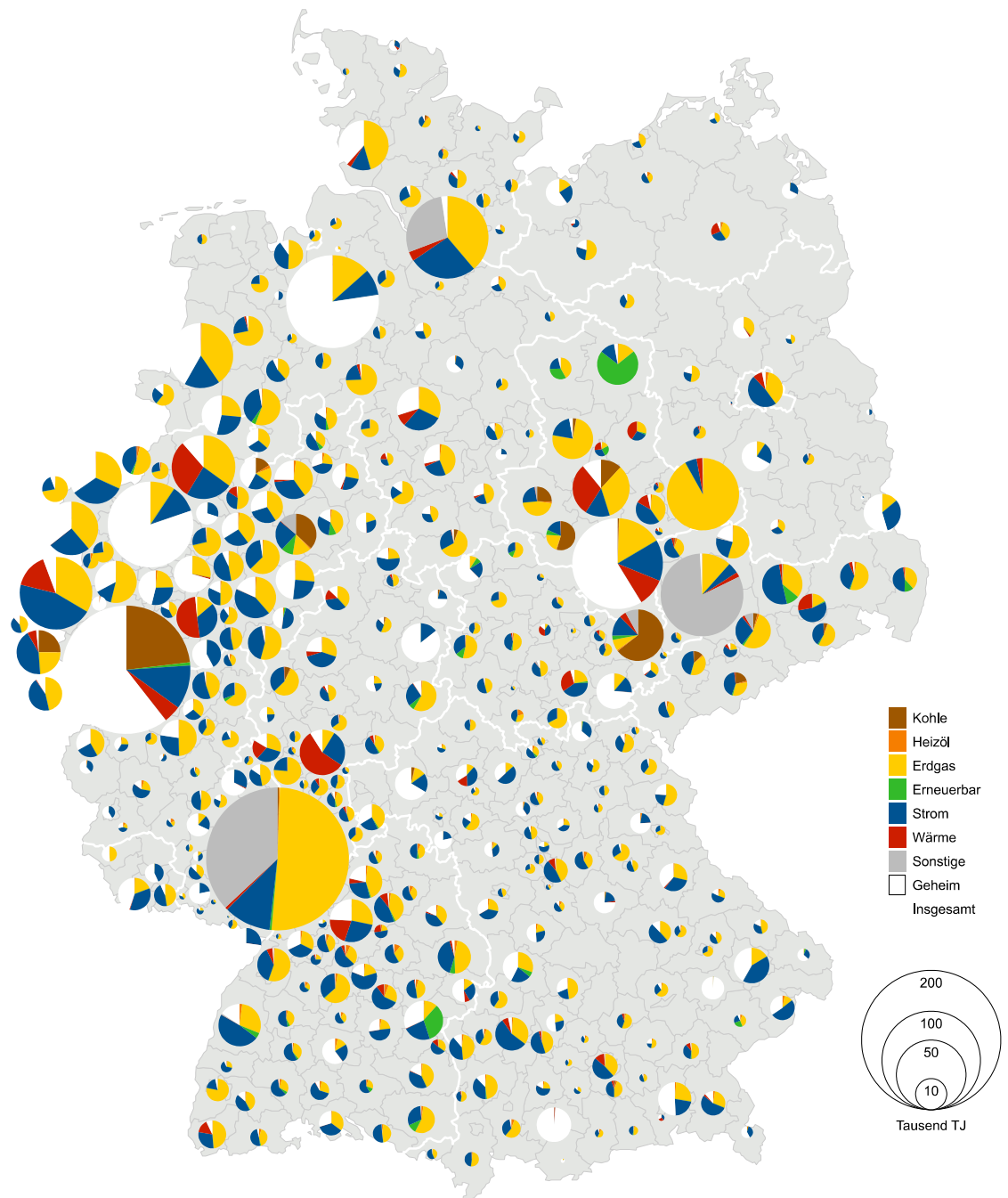


Abbildung 2.2: Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland im Jahr 2022, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, entnommen aus [21].

Der Endenergieverbrauch der einzelnen Wirtschaftszweige der deutschen Industrie ist in Grafik 2.2 enthalten und verdeutlicht den jeweiligen Stellenwert der Branchen gemessen am Endenergieverbrauch.

### Energieverbrauch in der Industrie 2018 nach Energieträgern



© Daten: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2020  
 © Karte: GeoBasis-DE / BKG 2020 (Gebietsstand 31.12.2018)

Abbildung 2.3: Energieverbrauch der Industrie [TJ] in Deutschland (NUTS-3) im Jahr 2022, entnommen aus [22].

Abbildung 2.3 zeigt den jeweiligen Energieverbrauch in der Industrie in Deutschland auf NUTS-3 Ebene im Jahr 2022. Dabei wird zwischen verschiedenen Ener-



gieträgern unterschieden, wobei es für nahezu jeden Kreis bzw. kreisfreier Stadt einen gewissen Anteil gibt, der keinem Energieträger zugeordnet wird und damit unbekannt bleibt. In Abbildung 2.3 sind deutliche regionale Unterschiede erkennbar. So ist vor allem in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen-Anhalt, Sachsen oder Niedersachsen ein hoher industrieller Energieverbrauch zu finden. In diesen Bundesländern sind energieintensive Industriebranchen wie Metall, Grundstoffchemie oder Verarbeitung von Steinen und Erden angesiedelt [23, 24, 25, 26, 27, 28, 29].

Aber auch weniger energieintensive Wirtschaftszweige und kleinere Betriebe haben sich in diesen Bundesländern niedergelassen. In Bundesländern, wie beispielsweise Baden-Württemberg sind unter anderem die Branchen Fahrzeugbau, Maschinenbau, Elektrotechnik und Chemie heimisch [30].

In Bayern wiederum haben sich Branchen, wie der Maschinenbau oder die Automobilwirtschaft angesiedelt, hinzukommen natürlich auch noch weitere Branchen [31]. Die Verbreitung der verschiedenen Industriebranchen innerhalb Deutschlands lässt sich unter anderem auf Verfügbarkeit von Ressourcen oder die bestehende Infrastruktur, wie Verkehrsanbindungen und Häfen, zurückführen [32].

In Abbildung 2.4 ist die Verteilung der einzelnen Temperaturniveaus des Wärmebedarfs für die energieintensivsten Branchen dargestellt. Es wird hierbei zwischen den Anteilen an Raumwärme, Warmwasser und den Bedarf an Prozesswärme unterteilt, letzterer wird in verschiedene Temperaturstufen gegliedert. So

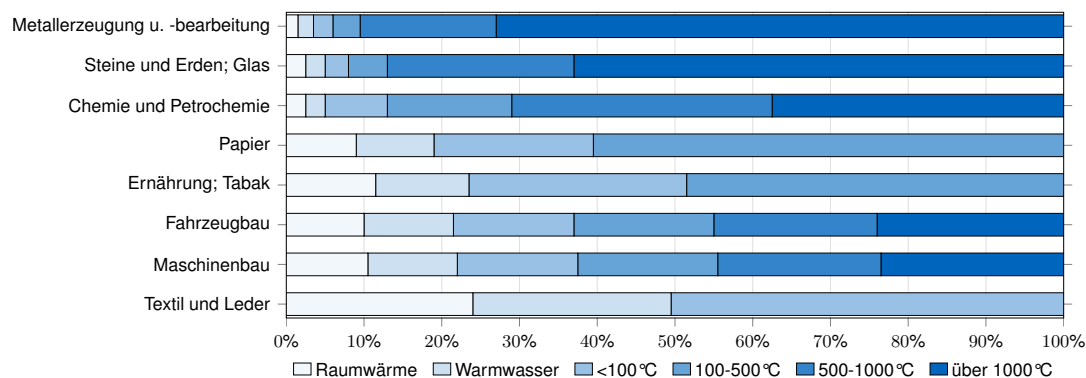


Abbildung 2.4: Verteilung der Temperaturniveaus für verschiedene Wirtschaftszweige der Industrie, entnommen aus [33].

weisen die abgebildeten Sektoren erwartungsgemäß einen hohen Prozesswärmebedarf auf und je nach Branche variiert die Temperaturverteilung. Dazu gehören vor allem die Metallerzeugungs und -bearbeitungs Industrie, die Branche Glas und Herstellung von Steinen und Erden und die Chemiebranche. Zu den Prozessen, die ein sehr hohes Temperaturniveau von  $> 1000\text{ °C}$  benötigen, gehören beispielsweise Hochtemperatur-Schmelzprozesse, Klinkerbrennprozesse wie Sinterung oder auch Brennprozesse [16, 33]. Weitere Prozesse, die hohe Temperaturen benötigen, lassen sich unter anderem zu Gießereiprozessen ( $500 - 1000\text{ °C}$ ), der Kalzinierung ( $500 - 1000\text{ °C}$ ), Wärmebehandlungen im Bereich der Metallerzeugung und -bearbeitung ( $500 - 1000\text{ °C}$ ) oder aber auch Prozessdampferzeugungen ( $100 - 500\text{ °C}$ ) zuordnen [16, 33].

Für Trocknungsprozesse ist ein geringeres Temperaturniveau nötig, dieses kann

aber je nach Technologie variieren [16]. So sind sowohl Temperaturen von  $< 100\text{ °C}$  [33], als auch bis zu  $(350\text{ °C})$  [16] möglich. Die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist für jede Branche relevant. Für die genauen Charakteristika der einzelnen Branchen wird an dieser Stelle auf Abschnitt 2.3 verwiesen.

Temperaturen von  $< 100\text{ °C}$  werden in die Kategorie Niedertemperatur-Wärme (NT) eingeordnet, im Bereich von  $100\text{ °C}$  bis  $500\text{ °C}$  erfolgt eine Zuordnung zur Mitteltemperatur-Wärme (MT) und alle Temperaturniveaus  $> 500\text{ °C}$  werden der Hochtemperatur-Wärme (HT) zugeordnet [23]. Abbildung 2.4 zeigt deutlich, dass ein bedeutender Teil der Prozesswärme dem Hochtemperaturbereich zuzuschreiben ist. Der Endenergiebedarf der deutschen Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme im Jahr 2018 beläuft sich auf 483 TWh. Davon entfielen 56,0 % auf HT-Prozesswärme, 28,7 % auf MT-Prozesswärme und 15,3 % auf NT-Prozesswärmen-Anwendungen. [23]

In Tabelle 2.2 ist die Anwendungsbilanz der Industrie für das Jahr 2018 aufgeführt. Diese gibt Aufschluss über die Verteilung des Endenergieverbrauchs für Wärme, Kälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und Beleuchtung. Dabei wird deutlich, dass im industriellen Bereich der überwiegende Anteil des Endenergieverbrauchs für die Bereitstellung von Prozesswärme aufgewendet wird. Zusätzlich enthält die Tabelle Informationen über die verwendeten Energieträger. So erfolgt die Bereitstellung von Prozesswärme überwiegend über die Energieträger fossile Gase und Kohlen. Elektrizität hingegen wird neben der Prozesswärme auch zur Erzeugung von mechanischer Energie verwendet, sowie für Beleuchtung, IKT und Kälte. In letzteren Kategorien wird lediglich ein weiterer Energieträger (Gasse fossil) für mechanische Energie verwendet. Im Bereich der Raumwärme wurde 2018 nur ein geringer Anteil durch die Verwendung von Elektrizität gedeckt. Dasselbe gilt auch für die Bereitstellung von Warmwasser.

Tabelle 2.2: Anwendungsbilanz aus dem Jahr 2018 für die Sektoren Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (DE), entnommen aus [34].

| Energieträger | Endenergieverbrauch [TWh] |             |                 |              |             |                 |       |                 |       |              | EEV    |
|---------------|---------------------------|-------------|-----------------|--------------|-------------|-----------------|-------|-----------------|-------|--------------|--------|
|               | Raum-wärme                | Warm-wasser | sonst. Pr.wärme | Wärme-gesamt | Klima-kälte | sonst. Pr.kälte | Kälte | mechan. Energie | IKT   | Beleuch-tung |        |
| Mineralöl     | 2,00                      | 0,19        | 11,69           | 13,89        | 0           | 0               | 0,19  | 0               | 0     | 0            | 14,08  |
| Gase (fossil) | 25,39                     | 2,61        | 223,72          | 251,72       | 0           | 0               | 0     | 7,03            | 0     | 0            | 258,75 |
| Strom         | 0,56                      | 0,56        | 38,83           | 39,81        | 4,97        | 10,42           | 15,39 | 152,36          | 9,08  | 9,28         | 226,08 |
| Fernwärme     | 5,11                      | 0,53        | 47,53           | 53,17        | 0           | 0               | 0     | 0               | 0     | 0            | 53,17  |
| Kohlen        | 2,31                      | 0,22        | 115,39          | 117,92       | 0           | 0               | 0     | 0               | 0     | 0            | 117,92 |
| EE            | 5,31                      | 0,56        | 25,56           | 31,42        | 0           | 0               | 0     | 0               | 0     | 0            | 31,42  |
| sonstige      | 0,42                      | 0,03        | 20,58           | 21,03        | 0           | 0               | 0     | 0               | 0     | 0            | 21,03  |
| Gesamt        | 41,08                     | 4,72        | 483,31          | 529,08       | 4,97        | 10,42           | 15,39 | 159,58          | 9,08  | 9,28         | 722,44 |
| Prozentual    | 5,69%                     | 0,65%       | 66,90%          | 73,24%       | 0,69%       | 1,44%           | 2,13% | 22,09%          | 1,26% | 1,28%        | 100 %  |

## 2.2 Industrie – in der Europäischen Union

In der Europäischen Union trägt die Industrie ebenfalls stark zum Endenergieverbrauch bei. Dabei benötigt die europäische Industrie 25,1 % des gesamten Endenergieverbrauchs, wohingegen für Verkehr 31,0 % und Haushalte 26,9 % vonnöten waren [35].

Die 2018 noch 28 Mitgliedstaaten der Europäischen Union unterscheiden sich in verschiedenen Punkten. So trägt das produzierende Gewerbe in den einzelnen Ländern unterschiedlich stark zur Bruttowertschöpfung bei. In Abbildung 2.5 ist dies verdeutlicht. In Ländern wie Irland, Norwegen, Tschechien oder Slowenien ist der Anteil der Industrie an der Bruttowertschöpfung höher als in anderen Staaten. Im Gegenzug ist die Industrie in Luxemburg, Zypern oder dem Vereinigten Königreich weniger stark ausgeprägt. Eine ausführlichere Dokumentation der Bruttowertschöpfung der Sektoren Landwirtschaft, produzierendes Gewerbe und Dienstleistung der Mitgliedsstaaten ist in Tabelle A.1 im Anhang aufgeführt. Grundsätzlich ist der durchschnittliche Anteil des Dienstleistungssektors in der Europäischen Union mit rund 63,7 % im Vergleich zu den anderen Sektoren recht hoch (Vgl. Abbildung 2.5). Im Bereich des produzierenden Gewerbes liegt der Anteil bei 21,9 % [2]. Abbildung 2.6 zeigt die Wirtschaftszweige mit den höchsten Endenergieverbräuchen. Auch auf europäischer Ebene gehört die Chemiebranche zu den größten Verbrauchern, gefolgt von der nichtmineralischen Rohstoff (Glas)- und Papierindustrie. Damit unterscheidet sich das nationale Branchenranking der Bundesrepublik von dem europäischen Branchenranking. Wie auf Bundesebene benötigen die energieintensiven Branchen meist Prozesswärme auf einem sehr hohem Temperaturniveau. Aber auch die Ernährungsbranche weist einen hohen Endenergieverbrauch auf, dabei fällt das erforderliche Temperaturniveau geringer aus. Im Jahr 2012 wurden 60 % des Endenergieverbrauchs der EU 28 Länder zur Bereitstellung von Prozesswärme benötigt [37]. Je nach Branche variiert der Endenergieverbrauch, der für Prozesswärme-Anwendungen aufgewendet wird. Grundsätzlich lässt sich die Verteilung der Temperaturniveaus der Branchen aus Abbildung 2.4 auf die europäische Industrie übertragen.

Bei der Betrachtung der einzelnen Industriebranchen wird deutlich, dass die energieintensiven Industriebranchen sehr stark von Erdgas abhängig sind. In Zahlen drückt sich dies gemäß [35] folgendermaßen aus:

- Chemieindustrie: 35,9 % oder 552,4 TWh,
- Glasindustrie: 39,4 % oder 319,3 TWh,
- Papierindustrie: 25,8 % oder 296,6 TWh.

Da sich in den einzelnen Nationen verschiedene Industriebranchen angesiedelt haben und unterschiedlich stark vertreten sind, variiert der entsprechende Endenergieverbrauch. In Abbildung 2.7 sind die jeweiligen Endenergieverbräuche der energieintensivsten Branchen der Mitgliedstaaten aufgeführt. Den höchsten industriellen Endenergieverbrauch weist Deutschland auf, gefolgt von Frankreich und Italien. In Nationen wie Estland, Lettland oder Litauen ist der Anteil an energieintensiven Branchen gering, was sich auch im niedrigen Endenergieverbrauch der Industrie in diesen Ländern bemerkbar macht. In Abbildung 2.8 ist für die einzelnen

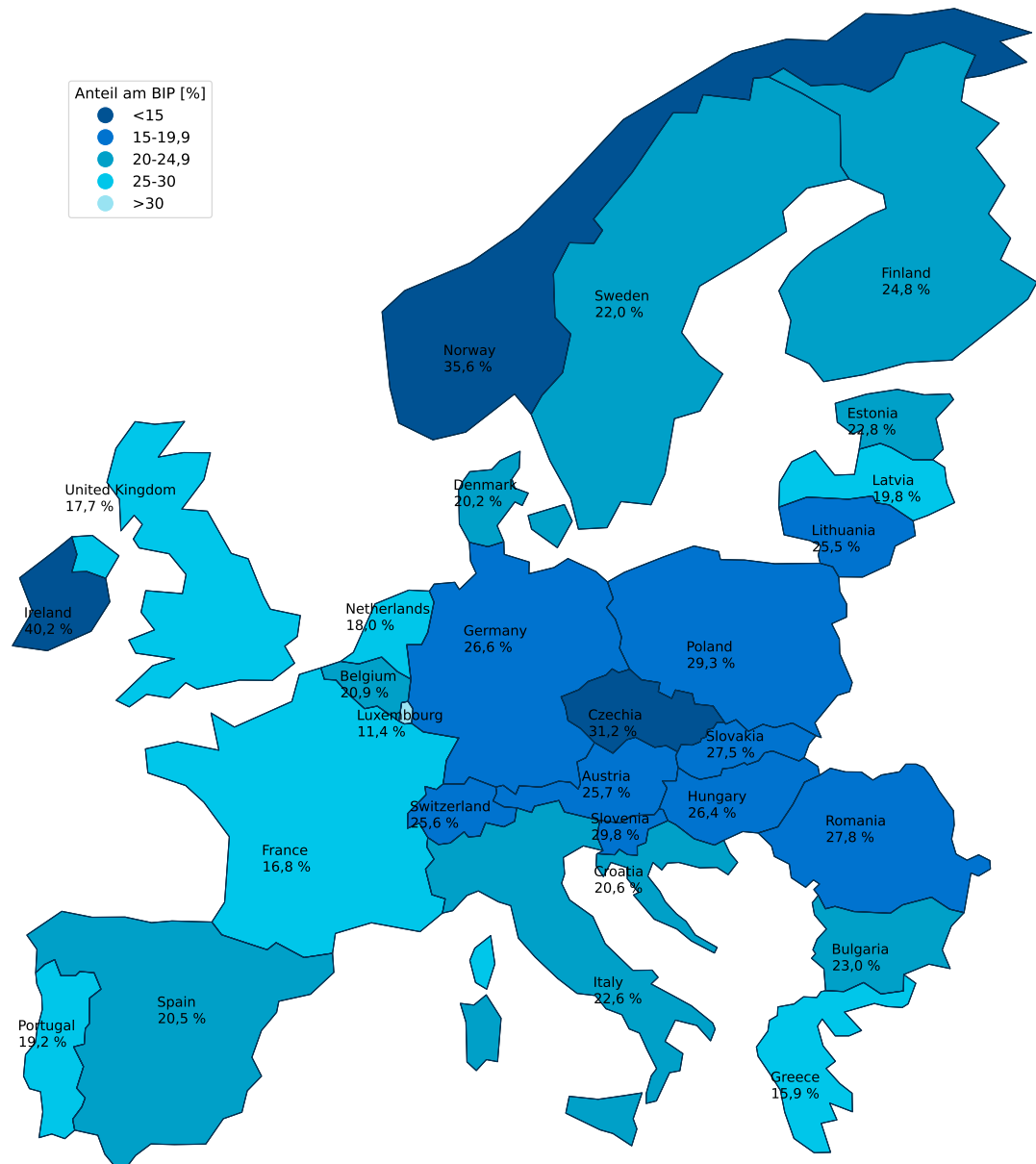


Abbildung 2.5: Anteil der Bruttowertschöpfung des produzierenden Gewerbes am Bruttoinlandsproduktes in Prozent, basierend auf [3, 36].

Länder aufgeführt welchen Anteil die Branchen gemessen am gesamten Endenergieverbrauch aufweisen. Unter der Rubrik *Restliche WZ* sind hierbei jeweils wenig energieintensive Branchen aus [38] wie Textilien, Holz, Bergbau, Maschinen, sowie Fahrzeuge und Beförderungsmittel zusammengefasst. Je nach Nation tragen die einzelnen Branchen unterschiedlich stark zum gesamten Endenergieverbrauch bei. Der entsprechende Branchenanteil ist in Abbildung 2.8 dargestellt.

Um den benötigten Endenergieverbrauch decken zu können, werden verschiedene Energieträger eingesetzt, diese sind in Abbildung 2.9 aufgeführt. Dabei werden überwiegend fossile Brennstoffe eingesetzt. Lediglich bei 9,7 % der eingesetzten Energieträger handelt es sich um erneuerbare oder Biokraftstoffe.

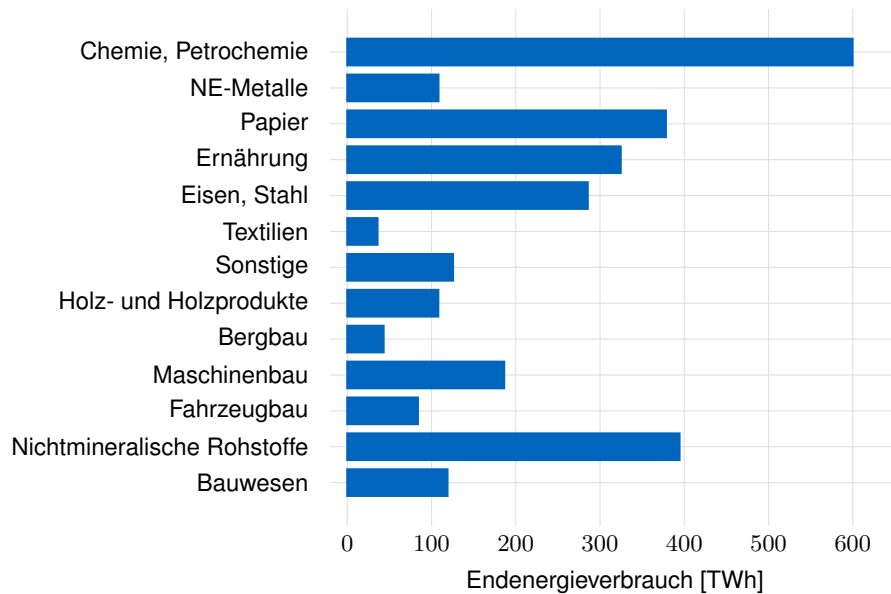


Abbildung 2.6: Gesamter Endenergieverbrauch der europäischen Industrie im Jahr 2021, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, entnommen aus [35].

Auch für die Erzeugung von Strom und Wärme kommen fossile Energieträger zum Einsatz.

Im Jahr 2021 wurden 37,5 % des gesamten Bruttostromverbrauchs mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt. Dieser Anteil stammt überwiegend aus den Quellen Wind (37,5 %), Wasser 29,9 % und Solar 18,2 %. Hinzu kommt, dass der Beitrag an erneuerbaren Energien zur Deckung des Bruttostrombedarfs stark mit den Mitgliedstaaten variiert. Den höchsten Beitrag leisten Länder wie Schweden mit 83,3 % oder Dänemark mit 77,2 %, weniger erneuerbare Energieträger werden in den Ländern wie Malta 10,1 % oder Ungarn 15,3 % eingesetzt. [39]

Für die Bereitstellung von Wärme und Kälte wurden im Jahr 2022 24,8 % erneuerbare Quellen genutzt. Auch hierbei gibt es Unterschiede zwischen den Ländern. Schweden führt dabei erneut mit einem Anteil von 69,4 % gefolgt von Estland mit 65,4 %, die Nationen Irland mit 6,3 % und Niederlande mit 8,6 % bilden dabei das Schlusslicht.[39]

## 2.3 Wirtschaftszweige

Im Folgenden werden die jeweils energieintensivsten Industriebranchen weiter betrachtet. Dabei werden insbesondere die wesentlichen Prozesse innerhalb der Branchen mit den jeweils benötigten Temperaturniveaus beleuchtet. Aber auch mögliche Transformationspfade werden thematisiert.

Neben Anwendungen im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme, trägt auch die Nutzung von Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme zum Endenergieverbrauch der Industrie bei. Auch diese spielen für eine klimaneutrale Industrie eine Rolle. Hierbei gibt es verschiedene Möglichkeiten, um eine Dekarbonisierung zu erreichen. Eine Option ist die Nutzung von Power-to-Heat Anwendungen, wobei die jeweilige eingesetzte Technologie nach Temperaturniveau variiert. Für Anwen-

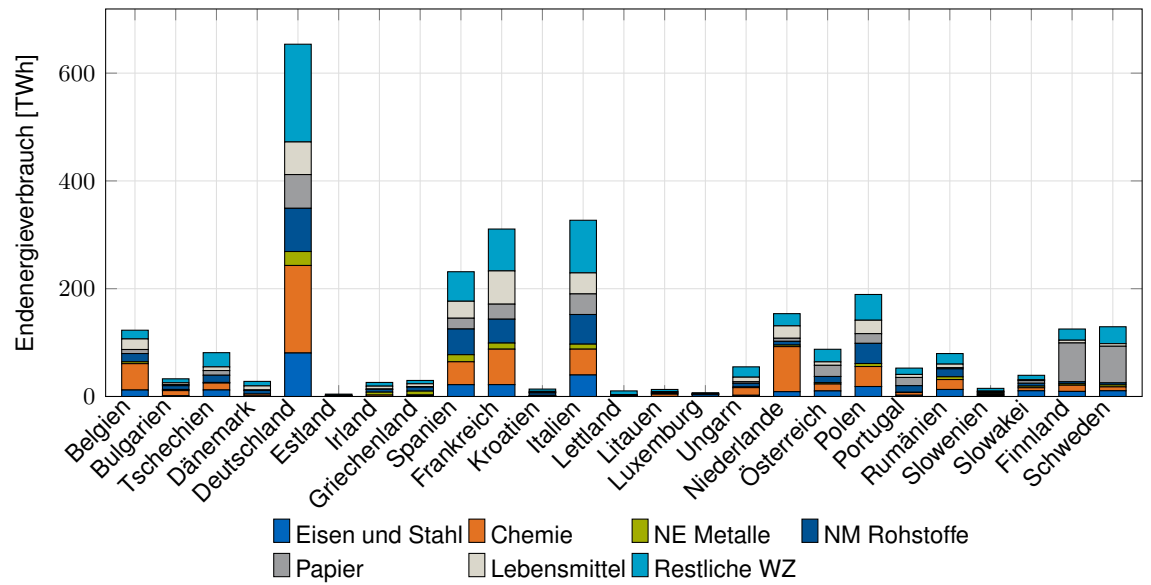


Abbildung 2.7: Endenergieverbrauch der energieintensivsten europäischen Industrie im Jahr 2021, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen und Länder, basierend auf [38].

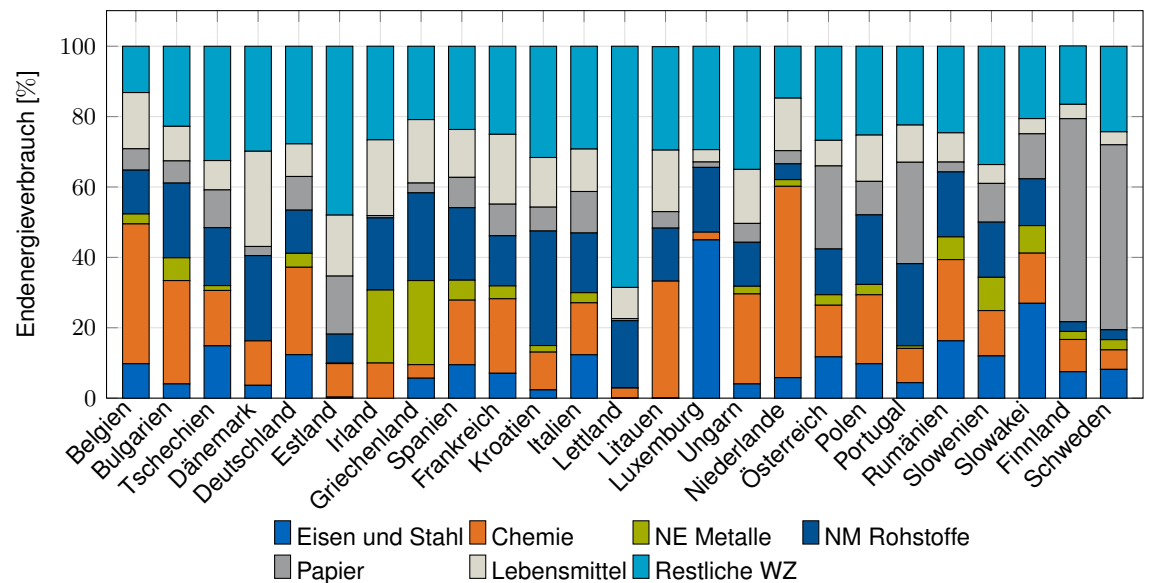


Abbildung 2.8: Branchenanteil gemessen am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2021, aufgeschlüsselt nach Länder, basierend auf [38].

dungen im Niedertemperaturbereich kommen Wärmepumpen zum Einsatz. Hinsichtlich Mitteltemperaturbereiche können für Temperaturen von 100 – 200 °C Kaskadensysteme mit Elektrodenkessel verwendet werden. Elektrodenkessel werden ebenfalls im Bereich von 200 – 500 °C eingesetzt. [23]

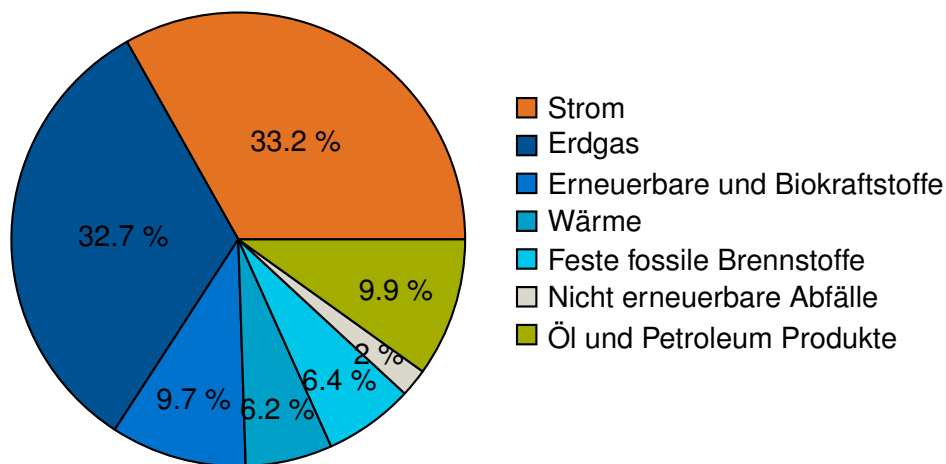


Abbildung 2.9: Eingesetzte Energieträger zur Deckung des Endenergieverbrauchs im industriellen Sektor der EU im Jahr 2021, entnommen aus [35].

Prinzipiell könnten auch Wasserstoff oder Wasserstoffderivate für Wärmeprozesse eingesetzt werden, die bisher erdgasbasiert sind. Allerdings sprechen schlechtere Effizienzen und die Verfügbarkeit dieser Energieträger gegen diese Lösung. [23]

In Tabelle 2.3 ist die Strom-Anwendungsbilanz der Industrie in Deutschland aus dem Jahr 2018 aufgeführt. Dieser lässt sich einerseits entnehmen, welche Branchen jeweils den größten Strombedarf aufweisen. Dazu zählen überwiegend die Chemie und die Metallherstellungs- und Metallbearbeitungsbranche. Andererseits werden die jeweiligen Anwendungen und deren Bedarf dargestellt. Im Allgemeinen wird die größte Menge an elektrischer Energie für die Bereitstellung von sonstiger mechanischer Energie benötigt, gefolgt von Prozesswärme. Detailliertere Analysen der Strom-Anwendungsbilanz sind in den folgenden Abschnitten der einzelnen Branchen zu finden.

Tabelle 2.3: Anwendungsbilanz Strom (DE) aus dem Jahr 2018 nach Wirtschaftszweigen, basierend auf [34].

| Endenergieverbrauch [TWh]       |           |              |             |      |            |      |      |      |      |       |
|---------------------------------|-----------|--------------|-------------|------|------------|------|------|------|------|-------|
| WZ                              | Beleucht. | El. Antriebe | sonst. m.E. | IKT  | Klimakälte | PK   | PW   | RW   | WW   | Summe |
| Gew. v. Steinen u. Erden        | 0,06      | 0,5          | 1,1         | 0,03 | 0,03       | 0    | 0,08 | 0    | 0    | 1,8   |
| Ernährung                       | 0,8       | 2,6          | 8,2         | 0,6  | 0,8        | 3,4  | 2,5  | 0,06 | 0,06 | 19,0  |
| Papier                          | 0,2       | 4,9          | 12,5        | 0,2  | 0,3        | 0,2  | 0    | 0    | 0    | 18,3  |
| Chemie                          | 0,6       | 9,8          | 24,1        | 0,9  | 0,7        | 6,2  | 11,3 | 0,06 | 0,06 | 53,6  |
| Gummi- u. Kunststoffwaren       | 0,7       | 3,1          | 8,6         | 0,4  | 0,6        | 0,1  | 0,07 | 0,03 | 0,03 | 14,2  |
| Glas u. Keramik                 | 0,1       | 0,9          | 3,5         | 0,1  | 0,05       | 0,08 | 0    | 0    | 0    | 4,8   |
| Verarb. v. Steinen u. Erden     | 0,2       | 1,7          | 5,8         | 0,2  | 0,08       | 0    | 0    | 0    | 0    | 7,9   |
| Metallerzeugung u. -bearbeitung | 1,4       | 3,3          | 21,0        | 0,8  | 0,7        | 0    | 8,3  | 0,08 | 0,05 | 35,5  |
| NE-Metalle, -gießereien         | 0,3       | 1,9          | 6,6         | 0,1  | 0,1        | 0    | 11,1 | 0,03 | 0    | 20,0  |
| Maschinenbau                    | 1,5       | 1,6          | 4,5         | 1,7  | 0,5        | 0,2  | 1,1  | 0,08 | 0,08 | 11,2  |
| Fahrzeugbau                     | 1,5       | 2,8          | 9,7         | 1,4  | 0,5        | 0    | 1,7  | 0,08 | 0,08 | 17,8  |
| Sonst.                          | 2,1       | 2,8          | 11,2        | 2,8  | 0,7        | 0,2  | 2,1  | 0,1  | 0,1  | 22,1  |
| Summe                           | 9,3       | 35,8         | 116,7       | 9,1  | 4,9        | 10,4 | 38,8 | 0,6  | 0,5  | 226,1 |

### 2.3.1 Stahlindustrie

Die Stahlbranche gehört innerhalb der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union zu den energieintensivsten Branchen, siehe Abbildungen 2.2 und 2.6. Aber auch weltweit zählt diese Branche zu den größten Verbrauchern [40]. Dies führt auch zu hohen CO<sub>2</sub> Emissionen. Im Jahr 2018 beliefen sich diese auf 64 Mt CO<sub>2</sub>, was ungefähr einem Drittel der gesamten industriellen CO<sub>2</sub> Emissionen in Deutschland entspricht [41].

Auf europäischer Ebene werden insgesamt durch das verarbeitende Gewerbe 711 Mt CO<sub>2</sub> emittiert [42]. Davon entfallen 5 % der europäischen industriellen Kohlenstoffdioxidemissionen auf den Stahlsektor (~ 35,6 Mt CO<sub>2</sub>) [43]. Global betrachtet werden rund 25 % (2,6 Gt CO<sub>2</sub>) der industriellen Emissionen durch den Stahlsektor verursacht [44].

Momentan dominieren zwei Produktionsrouten die Stahlerzeugung, die Primär- und Sekundärroute [40, 45]. Es wird mehr Stahl über die Primärroute hergestellt, in Deutschland lag der Anteil im Jahr 2018 bei rund 70 % [46, 47]. Dabei werden in der Bundesrepublik 70 % der CO<sub>2</sub> Emissionen bedingt durch Stahlerzeugung durch die Primärroute und nur 2 % durch die Sekundärroute verursacht. Die verbleibenden Emissionen der Stahlbranche lassen sich zu 12 % der Metallerzeugung und zu 16 % der sonstigen Metallerzeugung zuordnen. [41]

In Tabelle 2.4 ist die Anwendungsbilanz der Brennstoffe des Sektors für das Jahr 2018 in Deutschland aufgeführt. Es wird deutlich, dass fast 95 % der Brennstoffe zur Bereitstellung von Prozesswärme benötigt werden. Dafür werden fast ausschließlich fossile Energieträger wie Kohlen und Gase (aufgeteilt in Naturgase und sonstige Gase) verwendet. Dies ist auf den Herstellungsprozess zurückzuführen, welcher nachfolgend erläutert wird. Unter Naturgasen werden folgende Gase zusammengefasst: „Erdgas, Erdölgas, Grubengas, Klärgas, Deponiegas und Biogas“ [48]. Folglich lässt sich in der Anwendungsbilanz der Brennstoffe Wasserstoff zu den sonstigen Gasen zuordnen. Der Verbrauch von 0,2 TWh an sonstigen Gasen verdeutlicht, dass energetisch genutzter Wasserstoff im Jahr 2018 keine nennenswerte Rolle spielte. Der Bilanz lässt sich ebenfalls entnehmen, dass auch zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser größtenteils auf fossile Brennstoffe zurückgegriffen wurde.

Neben Brennstoffen wird auch Elektrizität zur Erzeugung von Stahl benötigt. Die Nachfrage der deutschen Stahlindustrie belief sich im Jahr 2019 auf 25 TWh, wobei 11,6 TWh durch eine eigene Stromerzeugung im Rahmen der Hochofenroute und 12,4 TWh aus externen Quellen bezogen werden [47].

Innerhalb der Europäischen Union produzierte Deutschland im Jahr 2021 die größte Menge Stahl (40,2 Mt, 26,3 %), gefolgt von Italien (24,4 Mt, 16 %), Spanien (14,2 Mt, 9,3 %) und Frankreich (13,9 Mt, 9,1 %). Deutlich weniger Stahl produzierten die Niederlande (6,6 Mt, 4,3 %), die Slowakische (4,9 Mt, 3,2 %) und Tschechische Republik (4,8 Mt oder 3,1 %). Weltweit belegt Deutschland Rang acht der Rohstahlproduzenten. Mit Abstand am meisten Stahl wird in China (1032,8 Mt, 52,9 %) produziert. Rang zwei belegt Indien mit 118,2 Mt (6,1 %) nachfolgend belegen Japan, die USA, Russland, Südkorea und die Türkei die Plätze drei bis sieben. [47]



Tabelle 2.4: Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Metallerzeugung und -bearbeitung (DE), entnommen aus [34].

| Endenergieverbrauch in [TWh] |                 |              |           |            |       |
|------------------------------|-----------------|--------------|-----------|------------|-------|
| Energieträger                | mechan. Energie | Prozesswärme | Raumwärme | Warmwasser | Summe |
| Kohlen                       | 0               | 86,2         | 0,4       | 0,03       | 86,6  |
| Heizöl (leicht)              | 0               | 0,6          | 0,4       | 0,03       | 1     |
| Heizöl (schwer)              | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Sonst. Mineralöle            | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Naturgase                    | 1,9             | 23,6         | 4,5       | 0,4        | 30,4  |
| Sonst. Gase                  | 0               | 29,0         | 0         | 0          | 29,0  |
| EE                           | 0               | 0,2          | 0,2       | 0,03       | 0,4   |
| Sonst. Brennstoffe           | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Fernwärme                    | 0               | 0,6          | 0,2       | 0,03       | 0,8   |
| Summe                        | 1,9             | 140,2        | 5,7       | 0,5        | 148,2 |

### Primärstahl – Hochofenroute

Dieser Produktionspfad basiert auf dem Einsatz eines Hochofens. Brunke [45] listet auf, dass der vollständige Produktionspfad aus "Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Sauerstoffkonverter, Gießanlage, Warmwalzwerk und Verbundkraftwerk" besteht.

Der erste Schritt in der Stahlherstellung ist die Aufbereitung der Rohstoffe in einer Sinter- oder Pelletanlage. Die Aufbereitung umfasst die Dekontaminierung von Fremdstoffen und die Zerkleinerung des Eisenerzes. Dafür wird ein hohes Temperaturniveau benötigt (1300 – 1480 °C). Dieses wird durch die Verbrennung von Gicht-, Koksofen- oder Erdgas generiert. [45, 46, 49]

Hinzu kommt die Herstellung von Koks, welches als Reduktionsmittel eingesetzt wird, in der sogenannten Kokerei. Ausgangsedukt für die Kokerei ist Kohle, welche in einem energieintensiven Prozess bei Temperaturen von 1000 – 1400 °C über eine Dauer von 16 bis 25 Stunden verkocht wird. Um dieses Temperaturniveau erreichen zu können, werden Gase verbrannt. Im Anschluss erfolgt eine Abkühlung mit dem Medium Wasser, dabei entsteht Wasserdampf, der jedoch energetisch wenig bis kaum genutzt wird. [40, 45, 46, 49]

Koks gilt im Bereich der Hochofenroute als nur schwer substituierbar. Dies ist auf die Beschaffenheit des Materials zurückzuführen, welches eine poröse Struktur und eine hohe Permeabilität aufweist. Dies gilt für den Einsatz als Reduktionsmittel als vorteilhaft. [40, 45]

Im Anschluss werden die Materialien (Koks, Eisenerz bzw. Sinter, oder Pellets) mit Additiven in einen Hochofen eingebracht. Auch hierbei werden Temperaturen im Bereich von (900 – 1350 °C) erreicht. Dies erfolgt durch Einströmen von Luft. Während des Vorgangs wird der eingebrachte Koks vergast, sodass eine Reaktion zu Kohlenstoffmonoxid (CO) und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) erfolgt. Ersteres Produkt sorgt für eine Reduzierung des Erzes. Bei hohen Temperaturen (bis zu 2200 °C) schmilzt das reduzierte Eisen zu Roheisen und sammelt sich am Boden. Die entstehende Schlacke sorgt für eine Abtrennung der Verunreinigungen. [23, 40, 45, 50]

Das Roheisen muss aufgrund eines hohen verbleibenden (4 – 5 %) Kohlenstoffanteils zu Rohstahl aufbereitet werden. Dazu wird der Kohlenstoffanteil re-

duziert, indem durch Zugabe von Sauerstoff eine exotherme Oxidationsreaktion herbeigeführt wird. Bei dieser Reaktion kann ein Temperaturbereich von bis zu 1650 °C auftreten. Dies erfordert eine Kühlung des Rohstahls mittels einer Zugabe von Stahlschrott. Dieser Schritt erfolgt im Sauerstoffkonverter. [23, 40, 45, 46, 50]

In den letzten Schritten der Stahlherstellung über die Primärroute, wird der heiße Stahl gegossen (Gießanlage) und über einen Warmwalzer in Form gebracht. Diese beiden Verarbeitungsschritte weisen einen hohen Energiebedarf auf. So benötigen sie ~ 12 % des gesamten Energieaufwandes der Stahlherstellung und beanspruchen dafür ~ 50 % der Erdgasnachfrage. Während des Prozesses herrschen Temperaturen von ungefähr 1250 °C. [40, 47, 49]

Die entstehenden Kuppelgase (Koksofengas, Hochofengas und Konvertergas) können genutzt werden, indem 60 % zur Deckung des Wärmebedarfs und 40 % zur Stromerzeugung verwendet werden [47].

Für die Herstellung von einer Tonne Stahl über die Primärroute im Jahr 2013 wurden in Deutschland insgesamt 4,9 MWh an Energie benötigt. Davon entfallen je Tonne Stahl ~ 4,6 MWh auf den Einsatz von Brennstoffen und 386,1 kWh auf Strom. [45]

### **Sekundärstahl – Lichtbogenofen**

Eine weitere Möglichkeit, um Stahl zu erzeugen, ist der Einsatz eines Lichtbogenofens (Electric Arc Furnace, EAF). Um Stahl über dieses Verfahren erzeugen zu können, werden neben dem besagten EAF eine Gießanlage und ein Warmwalzwerk benötigt [45].

Im Wesentlichen wird mittels elektrischer Energie Stahlschrott eingeschmolzen und somit recycelt. Es gibt zwei Arten von Lichtbogenöfen, einen Gleichstromelektroofen und einen Wechselstromelektroofen. Ersterer erzeugt einen Lichtbogen zwischen den Elektroden, letzterer erzeugt drei. Die Elektroden bestehen jeweils aus Graphit. Im Lichtbogen können Temperaturen von bis zu 3500 °C erreicht werden, wobei innerhalb der Schmelze noch 1800 °C möglich sind. [23, 40, 45, 46, 51]

Die Vorgänge in der Gießanlage und des Warmwalzwerks sind analog zum Abschnitt Hochofenroute. Da für das EAF-Verfahren keine energieintensive Aufbereitung der Rohstoffe erfolgt, wie beispielsweise in Sinteranlagen oder Kokereien, ist der Energieverbrauch deutlich niedriger als bei Verwendung der Hochofenroute [46]. Grundsätzlich ist Stahl beliebig oft ohne Qualitätseinbußen recycelbar und eignet sich damit für die Kreislaufwirtschaft [47, 51]. Entscheidend hierfür ist die Qualität des eingesetzten Stahls. Da momentan die Möglichkeiten der Trennung und Sortierung begrenzt sind, kann damit lediglich Baustahl produziert werden [46, 51]. Für die Herstellung der Anoden werden ebenfalls hohe Temperaturen von bis zu 1000 °C benötigt [16].

Für die Herstellung von einer Tonne Elektrostahl wurden in Deutschland im Jahr 2013 insgesamt 1,5 MWh an Energie benötigt. Je Tonne wurden dafür ~ 797,2 kWh an Brennstoffen und 736,1 kWh an Strom eingesetzt. [45]

### **Transformationspfade**

Grüne Stahlproduktion ist ein wichtiger Schritt, um Klimaneutralität sowohl auf Bundesebene als auch auf europäischer Ebene zu erreichen. Gegenwärtig gibt es

mehrere technische Möglichkeiten die Umstellung der Stahlproduktion zu bewältigen. Da der überwiegende Teil der Treibhausgasemissionen auf die Hochofenroute zurückzuführen ist, wird diese im Zuge der Dekarbonisierung zunehmend durch andere Technologien ersetzt. Dies hat aber auch zur Folge, dass der Eigenstromanteil in der Stahlbranche reduziert wird, ebenso wie die Abwärmenutzung. Der Strombedarf kann durch Strom aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. [47]

Grundsätzlich eignet sich die Nutzung von grünem Wasserstoff oder Biomechan, sowie synthetisches Methan zum Einsatz in der Stahlbranche für die Wärmebehandlungen, Glühen oder zum Vergüten. Der Einsatz von Energieträgern wie Biomasse, Geothermie oder Solarthermie zur Bereitstellung des Prozesswärmebedarfs hingegen ist aufgrund des hohen Temperaturniveaus nicht möglich. [16]

Dennoch muss zukünftig die Bereitstellung des Warmwasser- und Raumwärmebedarfs auf erneuerbaren Energieträgern basieren. Dafür wäre der Einsatz der zuletzt genannten Energieträger durchaus denkbar.

Zusätzlich kann der Anteil an Sekundärstahl gesteigert werden, jedoch ist eine hundertprozentige Quote nicht möglich [23].

Da die Warmwalzwerke einen erheblichen Beitrag zum Energie- und Gasverbrauch leisten, muss die erneute Erwärmung des Stahls über alternative Prozesse erfolgen. Die Erwärmung über ein Induktionsverfahren ist an dieser Stelle möglich, so könnte Strom aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden (Power-to-Steel). [52] Der Einsatz von Wasserstoff ist für die Transformation der Stahlbranche unerlässlich. Im Folgenden sollen die Einsatzmöglichkeiten des Gases näher erläutert werden.

### **Direktreduktion**

In diesem Verfahren wird zunächst Eisenschwamm erzeugt, welcher in einem Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl weiterverarbeitet wird. Dabei handelt es sich um ein festes, poröses und eisenhaltiges (95 %) Material. Die Herstellung von Eisenschwamm basiert auf dem Einsatz von Direktreduktionsanlagen. Dabei wird Eisenerz unter dem Einsatz eines Reduktionsmittels reduziert. Hierfür kann Wasserstoff, aber auch Erdgas zum Einsatz kommen. Je nachdem welches Gas verwendet wird, entsteht Wasser oder Kohlenstoffdioxid. Dabei ist der Einsatz von Erdgas nur als Übergangslösung zu betrachten, da hierbei zwar die CO<sub>2</sub> Emissionen reduziert und die Dauer, bis die nötige Menge an grünem Wasserstoff verfügbar ist überbrückt werden kann, jedoch werden noch immer immense Mengen an Kohlenstoffdioxid emittiert. [23, 53, 54]

Über die Hochofenroute werden derzeit 1620 kg CO<sub>2</sub> pro Tonne Rohstahl freigesetzt. Der Einsatz eines erdgasbasierten Direktreduktionsverfahrens führt zu einer Reduzierung der Emissionen um 67,3 %. Bei gleicher Technologie – aber unter Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel – kann eine Reduktion um 97,8 % erreicht werden. [55]

Die Reduktion der Emissionen ist teilweise auf die nicht benötigte Koksherstellung und den Einsatz des Elektrolichtbogenofens anstelle des Hochofens zurückzuführen. Für die Herstellung von klimaneutralem Stahl muss aus diesem Grund Wasserstoff für die Direktreduktionsanlage und Strom aus erneuerbaren Quellen für den Lichtbogenofen zur Verfügung stehen. [23, 53, 54]

Innerhalb der Direktreduktionsanlage herrschen Temperaturen von 800 °C bis 1000 °C; dies ist geringer als im Hochofen [52, 53].

Dem Lichtbogenofen muss zusätzlich zum benötigten Eisenschwamm auch Kohlenstoff hinzu gegeben werden, da der im Eisenschwamm enthaltene Kohlenstoffanteil von etwa 2,3 % zu gering ist [52, 54]. Eine Zugabe von Elektroschrott ist ebenfalls möglich [53]. Nachdem der Produktionsschritt Lichtbogenofen durchlaufen ist, erfolgt die weitere Verarbeitung des Rohstahls analog zu den zuvor beschriebenen Produktionsrouten. Auch hierbei muss eine Transformation der eingesetzten Energieträger im Bereich der Warmwalzwerke erfolgen (mittels Induktion, Power-to-Steel) [52].

### **Direkte Verwendung von Wasserstoff im Hochofen**

Prinzipiell ist auch ein direkter Einsatz von Wasserstoff im Hochofen möglich. Dazu wird  $H_2$  in den Hochofen eingeblasen und ein Teil der sonst verwendeten Kohle substituiert. Dabei fungiert der Wasserstoff ebenfalls als Reduktionsmittel. Die sonstigen Produktionsschritte der Hochofenroute bleiben unverändert. Mit diesem Verfahren können die Emissionen im Vergleich zur regulären Hochofenroute um maximal 20 % reduziert werden. Da dieses Verfahren Kohle und Koks benötigt, ist dieses Verfahren langfristig nicht als Transformationspfad hin zu klimaneutralem Stahl geeignet. [53, 54]

### **Hlsarna**

Ein anderer Ansatz um die  $CO_2$  Emissionen zu senken, ist das Hlsarna Verfahren. Eingesetzt dafür wird ein spezieller Reaktor, der mittels eines Hochtemperaturzyklons Eisenerz verflüssigt. Durch Einblasen von Kohlestaub reduziert das Erz zu Roheisen, wobei  $CO_2$  entsteht. Dieses Gas ist hochkonzentriert und kommt dadurch für CCS (Carbon Capture and Storage) und CCU (Carbon Capture and Utilization) in Frage. [23, 56]

Neben des speziellen Reaktors unterscheidet sich der Hlsarna Prozess in weiteren Punkten von der regulären Hochofenroute. So ist keine Nutzung von Koks nötig, was dazu führt, dass die Kokerei und Sinteranlagen überflüssig sind. Dies bedingt einen geringeren Energieverbrauch und reduziert  $CO_2$  Emissionen. Möglich ist derzeit eine Reduktion von 50 % ohne Einsatz von CCS.[23, 56]

Nach der Roheisengewinnung folgen dieselben Prozessschritte wie in der Hochofenroute: Sauerstoffkonverter, Gießanlage und Warmwalzwerk [23]. Somit gilt auch für dieses Verfahren: Eine Herstellung von klimaneutralem Stahl ist nicht möglich.

## **2.3.2 Chemieindustrie**

Nach der Stahlindustrie zählt auch die Chemieindustrie zu den energieintensivsten Branchen, sowohl auf Bundes- als auch auf europäischer Ebene. Dies lässt sich aus den Abbildungen 2.2 und 2.6 entnehmen. Grundsätzlich lässt sich die Chemiebranche in die Kategorien Grundstoffchemie und sonstige Chemie einteilen [34, 41].

Da die chemische Industrie sehr viele verschiedene Prozesse zusammenfasst, werden im Folgenden nur die energieintensivsten Herstellungsverfahren betrachtet. Dazu zählen die Chemikalien Ammoniak, Methanol und High Value Chemicals

(HVC). Diese Stoffe lassen sich alle der Kategorie Grundstoffchemie zuordnen. Gemessen am Endenergieverbrauch ist die Herstellung von HVC am energieintensivsten, gefolgt von Ammoniak. In Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen wiederholt sich dieses Ranking. [23]

Im Jahr 2018 emittierte die Grundstoffchemie in Deutschland ~ 38 Mt CO<sub>2</sub>, der sonstigen chemischen Industrie lassen sich ~ 3,8 Mt zuschreiben [41]. Auf europäischer Ebene betrugen die Emissionen im selben Jahr ~ 127,8 Mt [57]. Weltweit werden durch die Chemiebranche 925 Mt CO<sub>2</sub> emittiert [44]. Dabei entfallen 45,1 % (~ 417 Mt) der CO<sub>2</sub> Emissionen auf die Herstellung von Ammoniak, 27,9 % (~ 258 Mt) entstehen durch die Produktion von HVCs und die restlichen Emissionen 27 % bzw. ~ 250 Mt sind Methanol zuzuordnen [44]. 82 % der Emissionen sind energie- und die restlichen 18 % prozessbedingt [58].

Der Anwendungsbilanz in Tabelle 2.5 zufolge wird der überwiegende Anteil des Endenergieverbrauchs durch die Produktion von Prozesswärme verursacht. Die Energieträger, die dabei dominieren, sind Naturgase wie Erdgas oder auch Fernwärme. Nur ein kleiner Teil des Endenergieverbrauch wird für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser oder mechanischer Energie benötigt. Sonstige Gase und Brennstoffe spielen im Bereich der chemischen Industrie eine größere Rolle als in anderen Branchen.

Wie eingangs in Tabelle 2.3 aufgeführt, wurde im Jahr 2018 im Chemiesektor 53,6 TWh Strom benötigt, damit ist diese Branche der größte Verbraucher an elektrischer Energie. Eingesetzt wird diese überwiegend für sonstige mechanische Energie (ausgenommen hiervon sind elektrische Antriebe für Druckluft und Pumpen), Prozesswärme und -kälte.

Tabelle 2.5: Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Chemie (DE), entnommen aus [34].

| Endenergieverbrauch in [TWh] |                 |              |           |            |       |
|------------------------------|-----------------|--------------|-----------|------------|-------|
| Energieträger                | mechan. Energie | Prozesswärme | Raumwärme | Warmwasser | Summe |
| Kohlen                       | 0               | 4,2          | 0,1       | 0          | 4,3   |
| Heizöl (leicht)              | 0               | 0,5          | 0,03      | 0          | 0,5   |
| Heizöl (schwer)              | 0               | 1,8          | 0,03      | 0          | 1,8   |
| Sonst. Mineralöle            | 0               | 0,4          | 0         | 0          | 0,4   |
| Naturgase                    | 2,1             | 57,1         | 1,5       | 0,2        | 60,9  |
| Sonst. Gase                  | 0               | 8,9          | 0         | 0          | 8,9   |
| EE                           | 0               | 0,8          | 0,03      | 0          | 0,8   |
| Sonst. Brennstoffe           | 0               | 8,6          | 0,1       | 0          | 8,7   |
| Fernwärme                    | 0               | 30,1         | 0,8       | 0,08       | 31    |
| Summe                        | 2,1             | 112,4        | 2,6       | 0,3        | 117,3 |

### Ammoniak

Dieses Verfahren besteht im Wesentlichen aus zwei Prozessschritten, dem Haber-Bosch-Verfahren und der Synthesegasherstellung. Letztere ist für das Haber-Bosch-Verfahren nötig. Zu Beginn des Verfahrens steht die Dampfreformierung, welche nach Fleiter et al. [40] mehrere Stufen wie Entschwefelung, Primärreformer, Sekundärreformer, CO-Konverter, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Feingasreinigung umfasst.

Ausgangsstoffe für die Reformer sind Erdgas und Wasser. Im Primärreformer kommt ein Katalysator zum Einsatz, der empfindlich auf die Schwefelanteile im Erdgas reagiert. Aus diesem Grund wird die Entschwefelung vorgeschaltet. Zwei Reformer sind für das stöchiometrische Verhältnis des Synthesegases notwendig. Im Primärreformer herrschen Temperaturen von 400 °C – 600 °C, im nachfolgenden Reformer wird ein Temperaturniveau von 1200 °C erreicht. Es entstehen Wasser, Kohlendioxid, Wasserstoff und Stickstoff. [23, 40, 45]

Für das Haber-Bosch-Verfahren werden letztendlich Stickstoff und Wasserstoff benötigt. Das Gasgemisch enthält nach der Sekundärreformierung aber noch Kohlenstoffdioxidanteile, die entfernt werden müssen. Dazu wird über eine Wassergas-Shift Reaktion Kohlenmonoxid eingesetzt, um aus Wasser zusätzlichen Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu erhalten. Im nächsten Schritt kann nun eine CO<sub>2</sub> Abscheidung erfolgen. Auch die verbleibenden Fremdstoffe im Synthesegas werden durch eine Feingasreinigung entfernt. [23, 40, 45]

Im letzten Schritt des Prozesses erfolgt die Ammoniaksynthese nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Auf eine detaillierte Erläuterung des Haber-Bosch-Verfahrens wird an dieser Stelle verzichtet. Während der Reaktion ist neben einem hohen Druck von 100 – 350 bar auch ein hohes Temperaturniveau von 350 °C – 550 °C nötig. Über einen Luft- und Wasserwärmetauscher wird das erzeugte Ammoniak verflüssigt. [23, 40, 45]

Für die Herstellung einer Tonne Ammoniak werden durchschnittlich 8,1 kWh Erdgas und ~ 139 kWh Strom benötigt [45].

## **Methanol**

Für die Herstellung von Methanol sind zwei Prozessschritte notwendig. Diese umfassen die Synthesegasherstellung und die Methanolsynthese. Dabei unterscheidet sich die Komposition des Synthesegases für die Methanolproduktion von der Ammoniakherstellung. So werden für die Herstellung von Ammoniak Stickstoff und Wasserstoff benötigt, wohingegen für Methanol neben Wasserstoff die Gase Kohlenstoffdioxid und Kohlenmonoxid notwendig sind. Prinzipiell ist die Synthesegasproduktion über eine partielle Oxidation (Vergasung) oder Dampfreformierung möglich. Beide Verfahren benötigen fossile Energieträger wie Erdgas (Dampfreformierung) oder Schweröl bzw. Kohle (partielle Oxidation). [23, 40, 54]

Bei der Synthesegasherstellung über eine partielle Oxidation kann ein Katalysator zum Einsatz kommen, der das Temperaturniveau von 1300 °C – 1500 °C auf 800 °C – 900 °C senken kann [59]. Im Anschluss an die Dampfreformierung bzw. partieller Oxidation wird über eine Wassergas-Shift Reaktion die Kohlenmonoxidkonzentration verringert. Dafür werden hohe Temperaturen eingesetzt, sodass eine Reaktion von CO und Wasser zu CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> stattfindet. [23]

Im Bereich der Methanolsynthese gibt es ebenfalls mehrere Verfahren, die sich anhand des benötigten Drucks unterscheiden lassen. Dazu zählen nach Fleiter et al. [40] Niederdruck (250 – 350 bar), Mitteldruck- (100 – 250 bar) und Hochdruckverfahren (50 – 100 bar), wobei häufig ersteres eingesetzt wird. Das Temperaturniveau bei diesem Verfahren liegt in einem Bereich von 200 °C – 300 °C. Das Synthesegas wird in der Methanolsynthese zu Methanol, Wasser und Abwärme umgesetzt und im Anschluss durch eine Destillation getrennt. [23, 40, 54]

Für die Produktion von Methanol auf Erdgasbasis wurden im Jahr 2007 in Deutsch-

land 0,9 TWh an Brennstoffen benötigt. Bei der Produktion, bei der Erdöl eingesetzt wurde, kamen 0,3 TWh Strom und 7,1 TWh an Brennstoffen zum Einsatz. [40]

### High Value Chemicals – HVC

Unter der Bezeichnung High Value Chemicals (HVC) fallen die Chemikalien Ethylen, Propylen und Butylen. Als Herstellungsprozess fungiert das Steamcracking. Hierfür wird überwiegend Naphtha als Ausgangsstoff eingesetzt, aber auch gasförmige Kohlenwasserstoffe können genutzt werden. Der Name des Verfahrens leitet sich aus dem ersten Prozessschritt ab, der Pyrolyse bzw. Dampfkracken. Dabei sind hohe Temperaturen notwendig ( $> 800\text{ °C}$ ), welche über anfallende Abgase (Mischung aus  $\text{CH}_4$  und  $\text{H}_2$ ) und einer energetischen Nutzung von Erdgas erzeugt werden. Außerdem wird Wasserdampf eingesetzt. Das Verfahren lässt sich in drei untergeordnete Prozessschritte unterteilen (Pyrolyseofen, Kompression und Abtrennung), wobei an dieser Stelle auf eine genauere Erläuterung verzichtet wird. Die grundsätzliche Funktion der Pyrolyse ist die Überführung von langkettigen Kohlenwasserstoffverbindungen, wie beispielsweise Naphtha in kurzkettige Verbindungen. Diese weisen verschiedene Kondensationstemperaturen auf wodurch sich die HVCs trennen lassen. [23, 40, 45]

Um eine Tonne HVC produzieren zu können, werden auf Basis von Naphtha zwischen 3,9 TWh und 6,1 TWh an Brennstoffen und Dampf benötigt. Die große Abweichung ist auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen, wie beispielsweise Anlagen- und Rohstoffeigenschaften oder Reinheit der herzustellenden Chemikalien. [40]

Der Strombedarf wird an dieser Stelle vernachlässigt, was laut Brunke [45] der Nutzung von Prozessdampf als Antriebskraft geschuldet und vertretbar ist.

### Transformationspfade

Da der Chemiesektor mitunter zu den energieintensivsten Branchen zählt und zur Herstellung der Produkte überwiegend auf fossile Energieträger zurückgreift, ist die Dekarbonisierung der Branche von enormer Bedeutung.

Grundsätzlich sind im Allgemeinen neben dem Einsatz von grünem Wasserstoff noch weitere erneuerbare Energieträger in der Chemiebranche denkbar. So lassen sich mittels Dampf-Elektrodenkessel, betrieben mit EE-Strom, Temperaturen von  $300\text{ °C}$  erzeugen. Aber auch die Möglichkeit zur Verwendung einer Hochtemperatur-Wärmepumpe ( $\sim 120\text{ °C}$ ), die zur Erwärmung des Prozessdampfes verwendet wird, besteht. Zur Erwärmung von Thermoölen ( $\sim 260\text{ °C}$ ) kann neben erneuerbaren Strom, auch grüner Wasserstoff und Biomethan bzw. synthetisches Methan eingesetzt werden. Letztere Energieträger eignen sich auch für die thermische Abgasreinigung bei der ein Temperaturniveau von ca.  $510\text{ °C}$  nötig ist. [16]

Neben der Bereitstellung von Prozesswärme, muss auch der Bedarf an Raumwärme und Warmwasser mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Dazu wäre der Einsatz von Biomasse, Geothermie oder Solarthermie denkbar. Dennoch ist Wasserstoff – neben Strom – der wichtigste Energieträger für die Dekarbonisierung der Branche. Im Folgenden sollen nun verschiedene Transformationspfade betrachtet werden.

### Ammoniak - Substitution der Dampfreformation

Die eigentliche Ammoniakherstellung über das Haber-Bosch-Verfahren kann weiterhin verwendet werden. Dieses benötigt, wie bereits erläutert, die Edukte Stickstoff und Wasserstoff. Lediglich die Bereitstellung dieser Gase wird sich ändern, in dem die klassische Dampfreformation ersetzt wird. [23, 54]

Über ein Elektrolyseverfahren wird aus Wasser, grüner Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt. Stickstoff kann über eine Luftzerlegungsanlage gewonnen werden, welche über Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben wird. Innerhalb dieser Anlage wird Luft komprimiert, was zur einer Erhöhung der Temperatur führt, und gefiltert. Bei der anschließenden Abkühlung des Sauerstoff-Stickstoff Gemisches wird Sauerstoff aufgrund des höheren Siedepunktes früher verflüssigt als Stickstoff. Dies hat zur Folge, dass die beiden Stoffe leicht getrennt werden können. [23]

Zusätzlich muss Energie in Form von Wärme dem Haber-Bosch-Verfahren (350 – 550 °C) zugeführt werden. Im Falle der Verwendung von fossilen Energieträgern und der Dampfreformation ist dieser Schritt nicht nötig, da der entstehende Prozessdampf genutzt werden kann. [23]

### Methanol – Power-to-Methanol

Analog zur Ammoniaksynthese mittels Haber-Bosch-Verfahren, kann auch die Methanolsynthese in Zukunft unangetastet bleiben. Lediglich die Bereitstellung der benötigten Edukte wird angepasst. Wie bereits zuvor erläutert, wird für diesen Prozess Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid benötigt. Der klimaneutrale Wasserstoff wird über ein Elektrolyseverfahren erzeugt, in dem Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt wird. Das zusätzliche Kohlenstoffdioxid könnte über Carbon Capture and Storage oder Carbon Capture and Utilization bereitgestellt werden. [23, 54]

Dabei sind pro Tonne Methanol etwa 1,37 t CO<sub>2</sub> notwendig [60].

Außerdem ist eine geeignete CO<sub>2</sub>-Quelle notwendig, welche die notwendige Reinheit besitzt. Erwähnenswert ist auch, dass nur Kohlenstoffdioxid welches durch Energieträger wie Biomasse entsteht, einen geschlossenen CO<sub>2</sub>-Kreislauf bildet. Für andere nicht auf biomassebasierenden Energieträger ist dies nicht der Fall. [44]

Dennoch gelten auch Kohlenstoffdioxid-Emissionen, die industriell erzeugt werden, als negative Emissionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zusätzliche Emissionen aus fossilen Quellen unterbunden werden. [60]

Für die Herstellung von einer Tonne Methanol mittels Methanolsynthese (bezogen auf 4,3 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>) sind 9,52 MWh an Strom nötig [60]<sup>1</sup>. Dieser Bedarf beinhaltet keine Wasserelektrolyse, diese ist jedoch für mehr als 85 % des gesamten Energiebedarfs (11 MWh) verantwortlich [60].

Wasserstoff kann für dieses Verfahren anstelle einer Wasserelektrolyse auch über eine Methanpyrolyse hergestellt werden. Analog zum obigen Herstellungsprozess ist ebenfalls eine zusätzliche Kohlenstoffdioxid- und Wärmequelle notwendig. Um eine Tonne Methanol zu erzeugen ist der Einsatz von 0,85 t Methan

<sup>1</sup>Nm<sup>3</sup> entspricht einem Normkubikmeter.



und 3,3 MWh an elektrischer Energie notwendig. Der gesamte Energiebedarf einschließlich Methanpyrolyse und Methanolsynthese beträgt 14,3 MWh. [60]

### **Methanol - Biomethanol**

Auch der Einsatz von Biomasse zur Herstellung von Methanol ist möglich. So kann der Rohstoff eingesetzt werden, um Kohle in der partiellen Oxidation zu substituieren. Die anschließende Methanolsynthese bleibt dabei unberührt. Analog zum Einsatz von Kohle, wird bei der Vergasung von Biomasse Synthesegas erzeugt und im Anschluss eine Wassergas-Shift Reaktion durchgeführt um die CO Anteile im Gas zu reduzieren. Hinzu kommt eine Gasreinigung um unerwünschte Stoffe wie Teer oder Staub zu entfernen. [23, 60]

Da es sich bei Biomasse um ein Naturprodukt handelt, ist es notwendig, dieses zu homogenisieren, um eine gleichmäßige Zuführung des Rohstoffes gewährleisten zu können. Prinzipiell existieren verschiedene Technologien, die für eine partielle Oxidation eingesetzt werden können. Es wird zwischen schlackebildender und nicht-schlackebildender Technologie unterschieden, wobei sich erstere für fossile Brennstoffe und letztere für Biomasse eignet. Für genauere Informationen wird an dieser Stelle auf weiterführende Literatur wie [61] verwiesen. [61]

Um eine Tonne Biomethanol herstellen zu können, werden 2,56 t Holz mit ca. 30 % Restfeuchtigkeit benötigt. Nicht nur Holz eignet sich als Rohstoff, prinzipiell sind alle Naturprodukte, die aus den Bereichen Agrar- oder Forstwirtschaft stammen – oder auch organische Abfälle – geeignet. Der Strombedarf beträgt pro Tonne Biomethanol ungefähr 0,17 MWh. [60]

### **HVC – Synthetisches Naphtha**

Für die Herstellung von HVC wie Ethylen, Propan oder Butylen wird bisweilen überwiegend Naphtha aus fossilen Quellen eingesetzt. Dieses könnte durch synthetisch hergestelltes Naphtha ersetzt werden. Hierbei könnte ein Verfahren namens Fischer-Tropsch-Synthese zur Anwendung kommen. [23, 54, 60]

Dabei wird Synthesegas (bestehend aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff) in synthetisches Naphtha umgesetzt [62]. Die Produktion des Synthesegases kann auf mehrere Arten erfolgen. So kann durch partielle Oxidation von Biomasse oder organischen Abfallstoffen Synthesegas erzeugt werden. Es ist auch möglich Methan über eine Dampfreformierung umzuwandeln. Dieses fällt unter anderem beim Einsatz von elektrisch beheizten Steamcrackern an. Aber auch durch eine Reaktion von grünem Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid kann das gewünschte Gasgemisch erzeugt werden. [23, 60]

Wichtig bei der Herstellung von Synthesegas ist, dass die Edukte aus erneuerbaren Energieträgern bestehen oder aus diesen gewonnen werden können. Um eine Tonne synthetisches Naphtha herstellen zu können, sind 35 MWh an Energie nötig, wobei auf die Fischer-Tropsch-Elektrolyse ca. 34,2 MWh entfallen. Hierbei ist die Wasserelektrolyse der größte Treiber, dieser ist hinfällig, falls zur Synthesegasproduktion Biomasse eingesetzt wird. Für den Fall einer Verwendung von Holz sind 5,7 t des Rohstoffes nötig um synthetisches Naphtha zu produzieren. [60]

Um den Produktionsprozess von HVC weiter zu dekarbonisieren, kann zusätzlich zu synthetischem Naphtha auch der Einsatz des Steamcrackers angepasst

werden. Dabei sind hohe Temperaturen notwendig, die bisweilen aus der Nutzung von Abgasen und der Verbrennung von Erdgas erzeugt werden. Hierfür müssen bestehende Anlagen umgerüstet und dabei fossile Verbrennungskomponenten durch elektrische ersetzt werden. Problematisch ist, dass neben dem fehlenden Technologiereifegrad (technology readiness level, TRL) eine stoffliche Verwertung der anfallenden Produkte (wie bspw. Schweröl oder Methan) erfolgen muss. Eine Möglichkeit hierfür stellt die partielle Oxidation und damit Synthesegasproduktion dar. Bislang konnten die Nebenprodukte energetisch für die Bereitstellung der Prozesswärme genutzt werden. Ursache für den geringen TRL ist die technische konzentrierte Wärmezufuhr. [23, 60]

### **HVC – Methanol-to-Olefin (MTO)/Aromatics (MTA)**

Abseits des Steamcrackers gibt es noch eine weitere Möglichkeit um HVC herstellen zu können. Grundsätzlich basiert die Produktion hierbei auf dem Einsatz von grünem Methanol, siehe weiter oben im Text. Die Schritte der Methanolsynthese einschließlich Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxidherzeugung bleiben unberührt. Über die katalytischen Reaktionen MTA bzw. MTO können dann entweder Aromaten oder Olefine erzeugt werden. Jedoch kann aufgrund der Verwendung von Katalysatoren jeweils nur ein Stoff erzeugt werden. Beide Verfahren weisen einen hohen Technologiereifegrad auf ( $TRL_{MTA}$ : 8,  $TRL_{MTO}$ : 7). [23, 60]

Für die Produktion von einer Tonne Ethylen bzw. Propylen über das MTO-Verfahren sind 2,8 t Methanol notwendig, wobei 26,5 MWh an Energie eingesetzt werden. Analog sind für das MTA-Verfahren 4,3 t Methanol und 48,9 MWh an Energie erforderlich. [60]

### **2.3.3 Papiergewerbe**

Mit einem Endenergieverbrauch von knapp 400 TWh (Abbildung 2.6) gehörte die Papierindustrie im Jahr 2021 zu den drei größten Verbrauchern in der europäischen Industrie. Dies zeigt sich auch in den ausgestoßenen  $CO_2$ -Emissionen. So beliefen sich diese im Jahr 2018 in Deutschland auf 7,7 Mt  $CO_2$ , was 4 % der deutschen industriellen Emissionen entspricht [41]. Auf europäischer Ebene wurden 2018 31,86 Mt  $CO_2$  direkt emittiert und 9,61 Mt  $CO_2$  indirekt verursacht [63]. Weltweit werden durch die Papierindustrie  $\sim 190$  Mt  $CO_2$  bzw. 2 % der globalen industriellen Kohlenstoffdioxid-Emissionen verursacht [44].

Mit einem Anteil von 25,8 % weist diese Branche europaweit eine hohe Abhängigkeit von Erdgas auf (siehe Abschnitt 2.2). Benötigt wird dieser fossile Energieträger überwiegend zur Bereitstellung von Prozesswärme. So wurden 2018 in Deutschland 96,5 % des gesamten Endenergieverbrauchs dafür benötigt, siehe Tabelle 2.6. Weitere relevante Energieträger sind erneuerbare Energien und Fernwärme mit jeweils 19,7 % bzw. 18,7 % am gesamten Endenergieverbrauch. Als erneuerbare Energiequelle wird hierbei Biomasse eingesetzt, die während der Produktion von Holzfasern anfällt [64].

Elektrische Energie wird überwiegend zur Bereitstellung von sonstiger mechanischer Energie (68,3 %) und für elektrische Antriebe ( $\sim 26,8$  %) benötigt [34]. Für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme wird keine elektrische Energie verwendet. Eine genauere Auflistung der Zusammensetzung

Tabelle 2.6: Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Papiergewerbe (DE), entnommen aus [34].

| Endenergieverbrauch in [TWh] |                 |              |           |            |       |
|------------------------------|-----------------|--------------|-----------|------------|-------|
| Energieträger                | mechan. Energie | Prozesswärme | Raumwärme | Warmwasser | Summe |
| Kohlen                       | 0               | 3,2          | 0,08      | 0          | 3,3   |
| Heizöl (leicht)              | 0               | 0,3          | 0         | 0          | 0,3   |
| Heizöl (schwer)              | 0               | 0,08         | 0,03      | 0          | 0,1   |
| Sonst. Mineralöle            | 0               | 0,06         | 0         | 0          | 0,06  |
| Naturgase                    | 0,4             | 18,5         | 0,4       | 0,03       | 19,3  |
| Sonst. Gase                  | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| EE                           | 0               | 7,7          | 0,2       | 0,03       | 7,9   |
| Sonst. Brennstoffe           | 0               | 1,5          | 0,03      | 0          | 1,5   |
| Fernwärme                    | 0               | 7,4          | 0,2       | 0,03       | 7,5   |
| Summe                        | 0,4             | 38,7         | 0,9       | 0,09       | 40,1  |

des Stromverbrauchs ist in Tabelle 2.3 aufgeführt.

46 % des Strombedarfs werden durch eigene Produktionsanlagen wie KWK-Anlagen gedeckt. Diese stellen neben Elektrizität auch den überwiegenden Bedarf an Wärme zur Verfügung. [64]

Im Folgenden soll der Herstellungsprozess von Papier und mögliche Transformationspfade näher betrachtet werden. Die Papierproduktion in Deutschland lässt sich in vier Kategorien unterteilen: Technische Spezialpapiere, Hygienepapiere, grafische Papiere und die Kategorie Papier, Karton und Pappe für Verpackungen. In Deutschland wurden 2009 überwiegend grafische Papiere (~ 45 %) und Verpackungsmaterialien basierend auf Papier, Karton und Pappe (~ 40 %) produziert. [40]

Grundsätzlich lässt sich Papier aus verschiedenen Rohstoffen herstellen. Dazu zählen Zell- (17,3 %), Holz- (4,6 %) und Altpapierstoffe (60,3 %), sowie auch Additive (17,8 %) [40, 45, 64].

### Zellstoffherstellung

Ausgangsstoff für die Zellstoffherstellung ist Holz bzw. Holzhackschnitzel. Diese Rohstoffe können über ein Sulfat- oder einem Sulfitverfahren in Zellstoff umgewandelt werden, wobei beide Prozesse Ähnlichkeiten aufweisen. Grundsätzlich sind vier Schritte notwendig, um Zellstoff herstellen zu können: die Rohstoffhandhabung, der Kochprozess mit Chemikalienrückgewinnung, das Bleichen und die Abwasserbehandlung. Holz muss zunächst von seiner Rinde befreit werden und zu Hackschnitzel zerkleinert werden. Diese werden einem mehrstündigem Kochprozess bei Temperaturen von 160 °C – 170 °C mit Chemikalien und Wasser unterzogen. [23, 40, 45, 64]

Je nach Verfahren variieren die Chemikalien:

- Sulfatverfahren: Natriumhydroxid- ( $\text{NaOH}$ ) und Natriumsulfidlösung ( $\text{Na}_2\text{S}$ ),
- Sulfitverfahren: Schwefelsäure-  $\text{H}_2\text{SO}_3$  und Hydrogensulfatlösung ( $\text{HSO}_3$ ).

Während des Prozesses wird der Ligninanteil des Rohstoffes getrennt und aufgelöst wohingegen der fasrige Anteil erhalten bleibt und damit separiert wird. Die Ablauge, ein Mix aus Chemikalien und Lignin, durchläuft einem Chemikalienrückgewinnungsprozess, bei dem zuerst Flüssigkeit durch Verdampfen entzogen wird. Das verbleibende Material wird verbrannt, wodurch aus der geschmolzenen Substanz eingesetzte Chemikalien zurückgewonnen werden können. Die entstehende Abwärme lässt sich zur Deckung des Bedarfs an Prozesswärme oder zur Stromerzeugung nutzen. Beide Verfahren haben jeweils Stärken und Schwächen, jedoch wird das Sulfatverfahren häufiger eingesetzt. [23, 40, 45, 64]

Tabelle 2.7: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Zellstoffproduktionsverfahren, entnommen aus [40, 45].

| Verfahren | Vorteile                                                                           | Nachteile                                                                                   |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| Sulfat    | bessere Faserstärke<br>robuster gegenüber Störstoffen<br>bessere Ligninabscheidung | geringere Ausbeute<br>stärkere Geruchsbildung                                               |
| Sulfit    | geringe Geruchsbildung<br>unkompliziertere Bleiche                                 | massivere Schädigung der Fasern<br>anfällig für Störstoffe<br>schlechtere Ligninabscheidung |

Die abgetrennten Faserstoffe werden im Anschluss in einem Waschprozess gereinigt, durch Feuchtigkeitsentzug verdickt und einer Entfernung des Restlignins durch einen Bleichprozess unterzogen [23, 40, 45, 64]. Pro Tonne Zellstoff sind je nach Verfahren 3056 kWh (Sulfat) bzw. 4167 kWh (Sulfit) an Brennstoffen nötig. Wobei 50 % für den Trocknungs- und 15 % für den Kochprozess benötigt werden. Hinzukommt ein Stromverbrauch von 639 kWh pro Tonne Zellstoff. Davon werden jeweils 15 % für den Trocknungsprozess, Waschprozess und Sieben benötigt und 10 % entfallen auf den Kochprozess. [64]

### Holzstoffherstellung

Ein weiterer Rohstoff für die Papierherstellung basiert auf Holzstoffen. Im Gegensatz zur Zellstoffherstellung wird für die Holzstoffproduktion ein mechanisches Verfahren eingesetzt, um die Fasern herauszulösen. Dabei können verschiedene Techniken eingesetzt werden, wobei in Deutschland lediglich das Holzschliff- und das TMP-Verfahren Verwendung finden. [40, 64]

Tabelle 2.8: Auflistung der verschiedenen Holzstoffherstellungsverfahren mit zugehörigem Stromverbrauch, entnommen aus [40].

| Verfahren                           | Beschreibung                                          | Stromverbrauch<br>[MWh/t] |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------|
| Groundwood (GW)                     | Holzschliff                                           | 1,11 - 2,2                |
| Pressure Groundwood (PGW)           | Druckschliff: GW mit höherer Temperatur und Überdruck | 1,11 - 2,2                |
| Refiner Mechanical Pulp (RMP)       | Zerfaserung durch Refiner                             | 1,6 - 3,0                 |
| Thermo-Mechanical Pulp (TMP)        | RMP: mit höherer Temperatur und Überdruck             | 1,8 - 3,6                 |
| Chemo-Thermo-Mechanical Pulp (CTMP) | TMP inkl. chemischer Vorbehandlung                    | 1,0 - 4,3                 |

Bei Verwendung des Holzschliffverfahrens werden rotierende Schleifsteine verwen-

det, um unter Wasserzugabe Holzfasern zu gewinnen. Dabei müssen anfallende Störstoffe wie Rinde oder Sand durch Trennverfahren entfernt werden. Während des Verfahrens wird nutzbare Abwärme frei. Der Faserbrei muss im Anschluss mehrere Schritte durchlaufen. Hierzu zählen Sieben, Reinigung, Entwässerung und eine abschließende Bleiche. Der so hergestellte Holzstoff weist eine mindere Qualität auf, da die Faserlänge kurz und der Ligninanteil hoch ist. Durch zusätzlicher Druckbeaufschlagung und Temperaturerhöhung kann die Holzstoffqualität verbessert werden (Druckschliff, PGW). [23, 40, 45, 64]

Das TMP-Verfahren basiert auf dem Einsatz eines Refiners und Holzhackschnitzel. Diese werden im Laufe des Prozesses zerkleinert. Eine vorgelagerte Dampfbearbeitung sorgt für eine leichtere Zerkleinerung, wobei Temperaturen im Bereich von 120 °C – 135 °C notwendig sind. Der Überdruck (6 bar) wird durch Dampf verursacht, der aufgrund der Feuchtigkeit und Wärmeentwicklung entsteht. Die Qualität des erzeugten Holzstoffes ist höher als im GW-Verfahren (längere Fasern), aber für die Produktion wird eine erhebliche zusätzliche Energiemenge benötigt. Dies lässt sich nur durch Wärmerückgewinnung und vermiedene Zellstoffzugabe zur Qualitätssteigerung kompensieren. Nicht nur in Deutschland, sondern auch weltweit dominiert das TMP-Verfahren die Holzstoffherstellung. Während des ganzen Prozesses wird überwiegend Strom als Energieträger eingesetzt, als einziger Prozessschritt ist die Holzbehandlung auf Brennstoffe bzw. Wärmeeintrag angewiesen. [23, 40, 45, 64]

### **Altpapierstoffherstellung**

Die dritte Möglichkeit zur Herstellung von Fasern ist der Einsatz von Sekundärfasern in Form von Altpapier. Dieses muss zunächst in einzelne Faserbestandteile zerlegt werden. Hierzu wird Wasser zugegeben und in einem Pulper oder einer Auflösetrommel mechanische Energie zugeführt. Enthaltene Störstoffe oder Verschmutzungen müssen entfernt werden. Unter Ausnutzung von physikalischen Eigenschaften wie Partikelgröße und Dichte lassen sich die Stoffe über Sortier-, Sieb- und Filtrationsprozesse und Fliehkraftabscheider beseitigen. Ein nicht zwingend erforderlicher Schritt ist die Entfernung der Druckfarben (Deinking), der aber bei Produktion von hellem oder hygienischem Papier eingesetzt wird. Möglich macht dies ein physikalisches Flotationsverfahren unter Zugabe von Chemikalien. Eingelassene Luft (Flotationszellen) tritt in Wechselwirkung mit der Farbe und sorgt für eine Trennung von Farbstoff und Faser. Nachfolgend wird die Suspension durch Temperatureintrag mittels Dampf erhitzt (100 °C) wodurch sie eindickt. Ein zusätzlicher Dispergierer kann je nach den gewünschten Papiereigenschaften nachgeschaltet werden. Hinzu kommt ein abschließender Bleichprozess und je nach Papiersorte ein zusätzlicher Mahlvorgang im Refiner. Auch hierbei ist der dominierende Energieträger Strom (260 kWh/t), lediglich im Prozessschritt Eindicken und Dispergieren sind Brennstoffe notwendig (150 kWh/t). Die Entfernung der Druckfarben ist in der Altpapierherstellung der stromintensivste Teilprozess mit 31 %, gefolgt von Reinigung und Sieben mit jeweils 20 % und der Faserzerlegung und Dispergieren mit jeweils 15 %. [40, 64, 45, 65]

Somit ist die Herstellung von Fasern über die Altpapieraufbereitung weniger energieintensiv, als über die Zellstoff- oder Holzstoffherstellung.

### Papierherstellung

Im Anschluss an die Produktion der Fasern folgt die eigentliche Papierherstellung. Dafür wird im ersten Schritt ein homogener und konstanter Faserstrom benötigt, der je nach benötigtem Fasergehalt ( $\sim 1\%$ ) mit Wasser vermischt werden kann. Die Blattbildung findet auf der Siebpartie statt. Während des Prozesses wird der Suspension Wasser entzogen, dies geschieht durch mechanische Verfahren, welche einen Trockengehalt von  $16 - 25\%$  erreichen. Nach der Siebpartie folgt die Presspartie, bei der der Trockengehalt durch weitere mechanische Verfahren (Presswalzen) auf  $50 - 55\%$  erhöht werden kann. Es kann dabei nur Luft und Feuchtigkeit aus Zwischenräumen entfernt werden, nicht jedoch aus den Fasern. Dazu ist eine anschließende thermische Trocknung notwendig, die einen Trockengehalt von bis zu  $90\%$  ermöglicht. Dazu werden auf  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  erhitzte Trockenzylinder eingesetzt. [40, 45, 64]

Die meisten Prozessschritte im Bereich der Papierherstellung basieren auf dem Einsatz von Strom. Lediglich für den Stoffauflauf zu Beginn und die Trockenpartie werden fossile Energieträger benötigt. Dennoch werden pro Tonne erzeugtem Papier  $1528\text{ kWh}$  an fossilen Energieträgern und  $530\text{ kWh}$  an Strom benötigt (ohne Herstellung von Faserstoffen). Im Bereich der fossilen Energieträger ist der Abschnitt Papierherstellung für  $70\%$  des Verbrauches verantwortlich. Der Stromverbrauch ergibt sich zu  $32,1\%$  aus der Stoffaufbereitung, wobei  $24,5\%$  auf den Refiner entfallen und  $56,6\%$  aus der eigentlichen Papiermaschine. Dabei hat der Pressvorgang  $\sim 19\%$  des Stromverbrauchs zur Folge. Die restlichen  $11,3\%$  des Strombedarfs werden durch einen allgemeinen Verbrauch hervorgerufen. [40, 64]

### Transformationspfade

Auch für die Papierbranche bieten sich Möglichkeiten für die Dekarbonisierung. So ist diese Branche bislang stark von Erdgas abhängig. Dennoch werden derzeit bereits Strom und Biomasse eingesetzt. Dabei ist es wichtig, dass zukünftig elektrische Energie kostengünstig verfügbar ist, ebenso wie diese aus erneuerbaren Quellen stammen muss. Des Weiteren muss eine zuverlässige Versorgung mit Strom sichergestellt sein, da die Nachfrage in dieser Branche sehr unflexibel ist und auch kurze Unterbrechungen in der Versorgung zu Problemen führen. [64] Genaueres zum Nachfrageprofil der entsprechenden Branchen ist in Abschnitt 3.4.6 aufgeführt. Hinzu kommt, dass eine vermehrte Nutzung von Rest- und Schwachholz zur Energieerzeugung zu einem verringertem Angebot auf dem Rohstoffmarkt führt [64].

Zusätzliche Einnahmequellen können durch die Teilnahme der verwendeten KWK-Anlagen am Regelleistungsmarkt oder Demand-Side-Management entstehen [64]. Im Nachfolgenden sollen verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt werden, um den fossilen Brennstoff zu substituieren.

### Power-to-Heat/Fuel-Switch

Grundsätzlich eignen sich mehrere Energieträger für den Einsatz in der Papierbranche. Dazu zählen unter anderem Geothermie, Biomasse, Strom aus erneuerbaren Quellen, Bio- oder synthetisch hergestelltes Methan oder grüner Wasserstoff

[16]. Für die eigentliche Papier- und Faserherstellung wird jeweils viel Dampf benötigt. Im Bereich der Papierherstellung wird vor allem für die Trockenpartie Dampf benötigt. Bei der Faserherstellung kommen fossile Energieträger überwiegend zur Erzeugung von Dampf (Holzstoff-, Zellstoff- und Altpapierstoffherstellung), zur Vorwärmung oder Eindickung der Fasersuspension zum Einsatz [23, 40, 64].

Grundsätzlich kann Dampf auch mit Wärmepumpen oder Elektrokesseln erzeugt werden [23]. Aber auch Infrarotbrenner kämen für den Trocknungsprozess in Frage, wobei dieser sowohl mit Strom aus erneuerbaren Quellen, als auch mit grünem Wasserstoff und Bio- oder synthetischem Methan betrieben werden kann [16]. Hinzu kommt der potentielle Einsatz von Biomasse zur Erzeugung von Heißluft [16]. Gleichzeitig kann eine verbesserte Wärmerückgewinnung zu einem geringeren Energieträgereinsatz führen [23].

### 2.3.4 Glasindustrie

Europaweit zählt die Glasindustrie mit einem Endenergieverbrauch von 394 TWh (siehe Abbildung 2.6) zu den energieintensivsten Industriebranchen (Platz 2). Dieser Industriezweig spielt für die Dekarbonisierung eine große Rolle, da hohe Temperaturen von bis zu 1500 °C notwendig sind, welche überwiegend durch fossile Energieträger bereitgestellt werden [16].

Grundsätzlich lässt sich die Glasindustrie in fünf Subsektoren gliedern. Dazu zählen Flachglas, Behälterglas, Gebrauchs- und Spezialglas, Kristall- und Wirtschaftsglas, und Mineralfaser. Behälterglas sowie Kristall- und Wirtschaftsglas werden im Allgemeinen zu der Kategorie Hohlglas zusammengefasst. Der Produktionsanteil dieser Kategorie lag in Deutschland im Jahr 2014 bei 58 %, daran anschließend folgt mit 25 % Flachglas und mit 13 % Mineralfaser (Glasfasern). Spezialglas ist mit einem Produktionsanteil von 4 % weniger relevant. [40, 45]

Weltweit betrachtet werden durch die Produktion von Glas 95 Mt CO<sub>2</sub> bzw. 1 % der globalen Industrieemissionen freigesetzt [44]. Für Deutschland belief sich im Jahr 2018 die emittierte CO<sub>2</sub> Menge auf 4,9 Mt, wobei 3,7 Mt auf energiebedingte Emissionen zurückzuführen sind und 1,2 Mt auf Rohstoffe zurückgehen [66].

Aus der Anwendungsbilanz in Tabelle 2.9 lässt sich entnehmen, dass Brennstoffe zu 93,7 % zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden. Hierfür werden fast ausschließlich fossile Energieträger eingesetzt und es dominiert der Verbrauch an Naturgasen wie beispielsweise Erdgas. So spielen sonstige Gase, wie beispielsweise Wasserstoff, bisher nur eine untergeordnete Rolle. Für Raumwärme und Warmwasser wird vergleichsweise wenig Energie benötigt, was teilweise auf die Produktionsumgebung zurückzuführen ist. Auch der Bedarf an elektrischer Energie fiel im Jahr 2018 in Relation zu anderen Wirtschaftszweigen gering aus. Lediglich die Branche Gewinnung von Steinen und Erden benötigt weniger Strom. Der Strombedarf wird überwiegend durch die Kategorie sonstige mechanische Energie bedingt. Interessant an der Anwendungsbilanz für Strom ist auch, dass bisher keine elektrische Energie zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt wird.

Nachfolgend wird die bislang eingesetzte Prozessroute zur Glasproduktion und mögliche Dekarbonisierungsmöglichkeiten näher betrachtet. Dabei liegt der Fokus auf Hohl- und Flachglas.

Tabelle 2.9: Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Glas und Keramik, entnommen aus [34].

| Endenergieverbrauch in [TWh] |                 |              |           |            |       |
|------------------------------|-----------------|--------------|-----------|------------|-------|
| Energieträger                | mechan. Energie | Prozesswärme | Raumwärme | Warmwasser | Summe |
| Kohlen                       | 0               | 0            | 0         | 0,03       | 0,03  |
| Heizöl (leicht)              | 0               | 0,08         | 0,2       | 0,03       | 0,3   |
| Heizöl (schwer)              | 0               | 0,6          | 0,03      | 0          | 0,6   |
| Sonst. Mineralöle            | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Naturgase                    | 0,3             | 16,0         | 0,5       | 0,06       | 16,9  |
| Sonst. Gase                  | 0               | 0,03         | 0         | 0          | 0,03  |
| EE                           | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Sonst. Brennstoffe           | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Fernwärme                    | 0               | 1            | 0,03      | 0          | 1     |
| Summe                        | 0,3             | 17,7         | 0,8       | 0,1        | 18,9  |

### Herstellung von Glas

Die Herstellung von Hohl- und Flachglas unterscheiden sich im Wesentlichen nur in einem Produktionsschritt. Aus diesem Grund erfolgt eine allgemeine Erläuterung der Prozessschritte mit Ergänzungen bei dem entsprechenden Schritt. Die Prozessschritte gliedern sich folgendermaßen: Gemengebereitung, Schmelzen, Formgebung (für Hohl- und Flachglas), Entspannen. Gegebenenfalls folgt zwischen der Gemengebereitung und der Schmelzung ein Mischvorgang, falls Recyclingglas zugegeben wird. [40, 45]

Basis für die Glasherstellung ist das Gemenge, welches im Wesentlichen aus Quarzsand, ggf. Glasscherben und Soda zur Senkung der Schmelztemperatur besteht. Es werden noch weitere Hilfsstoffe hinzugegeben, welche bestimmte Eigenschaften wie Härte oder Robustheit verbessern sollen. Dazu zählen unter anderem Kalk, Dolomit, Feldspat und Aluminiumoxid. Bei der Zugabe von Recyclingglas muss beachtet werden, dass nur bei der Produktion von Hohlglas jegliches Glas verwendet werden kann. Das Gemenge muss nun gut vermischt werden. Ein höherer Anteil an Recyclingglas führt zu einem niedrigeren Energieverbrauch im Schmelzvorgang. [23, 40, 45]

Im Anschluss folgt der eigentliche Schmelzprozess, der durch den Einsatz von fossilen Energieträgern 75 – 80 % des gesamten Energieverbrauchs verursacht. Dieser Prozess verlangt eine stetige Zufuhr des zuvor produzierten Gemenges. Meist wird für das benötigte Temperaturniveau von 1450 – 1650°C die Schmelzwanne durch Verbrennen von Erdgas befeuert und eine Luftvorwärmung durchgeführt. Für ein optimales Ergebnis ist es notwendig, die Rauschmelze durch Konvektionströme in Bewegung zu halten, zu homogenisieren und ein Absinken von Feststoffen zu vermeiden. Die anfallende Abwärme durch entstehende Abgase wird zur Vorwärmung genutzt. Schließlich entsteht Feinschmelze durch das Entfernen von Verunreinigungen (Kohlenstoffdioxid und Schwefeldioxid). [16, 23, 40, 45, 66]

Der Formungsprozess variiert der je nach Glasart. Bei der Herstellung von Hohlglas kommt zunächst ein Speiser und eine Formgebungsmaschine zum Einsatz. Die eingefüllte Schmelze kann durch ein Blas- oder Pressverfahren in Form gebracht werden [23, 40, 45, 66]. Im Anschluss wird nach Fleiter et al. [40] der



Glasrohling ausgeblasen, in die finale Form gebracht und gegläht. Für die Flachglasproduktion kommt das sogenannte Floatverfahren zum Einsatz. Die 1100 °C heiße Schmelze schwimmt dabei über einem Zinnbad. Möglich macht dies der Dichteunterschied und ein abweichender Schmelzpunkt. Während des Floatbades kühlt die Glasschmelze letztendlich auf 600 °C ab. Mögliche Spannungen im Glas sollen damit reduziert und ein Schneidprozess möglich werden. [23, 40, 45]

Einer der letzten Prozesse im Zuge der Glasproduktion ist das Entspannen. Dabei erfolgt eine definierte und gleichmäßige Reduktion der Temperatur, um möglichst spannungsfreies Glas zu erhalten. [23, 40] Ebenfalls kann eine Oberflächenveredelung durchgeführt werden [23].

### **Transformationspfade**

Im Bereich der Glasindustrie sind verschiedene technische Möglichkeiten gegeben, um den Anteil an fossilen Energieträgern zu reduzieren, bis hin zu einer völlig erdgasfreien Glasproduktion. Eine der Hauptanforderungen der Branche ist die Gewährleistung der permanenten Zufuhr an Energieträgern, da der Schmelzprozess nicht unterbrochen werden kann. So werden Schmelzwannen ganzjährig ohne Stillstand beheizt. Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz können während des Betriebs der Wannen nicht umgesetzt werden. Eine typische Lebensdauer einer Schmelzwanne beträgt mindestens 10 Jahre. [66]

Neben energetisch bedingten Emissionen durch die Verbrennung von Erdgas spielen prozessbedingte Emissionen ebenfalls eine Rolle. Ursprung dieser ist unter anderem eine Dissoziation von Soda (Natriumcarbonat), aber auch Kalkstein oder Dolomit sind jeweils davon betroffen. So entstehen bei der Reaktion von einer Tonne Kalkstein 0,44 t an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Für Dolomit und Soda belaufen sich die Emissionen auf 0,48 t bzw. 0,415 t pro Tonne an Rohstoff. Das Abscheiden von CO<sub>2</sub> tritt während des Schmelzvorgangs auf. [67]

Diese prozessbedingten Emissionen können nach Leisin und Radgen [67] durch verschiedene Maßnahmen reduziert werden. Diese umfassen unter anderem einen höheren Anteil an Recyclingglas oder den Einsatz von CO<sub>2</sub>-freien oder vorkalzinierten Rohstoffen. Diese Rohstoffe besitzen eine andere chemische Zusammensetzung und weisen Eigenschaften auf, welche es zu berücksichtigen gilt. Gleichzeitig müssen diese Stoffe den Beitrag zur Erreichung der gewünschten Charakteristika wie der Reduktion der Schmelztemperatur, Härte oder chemische Beständigkeit leisten. [67]

Denkbare erneuerbare Energieträger für eine Dekarbonisierung dieser Branche sind EE-Strom und grüner Wasserstoff [16]. Wie diese eingesetzt werden können, soll nachfolgend betrachtet werden.

### **Elektrowanne**

Mittels dieser Technologie soll die bislang fossil beheizte Schmelzwanne durch eine vollelektrische Schmelzwanne ersetzt werden. Hierbei bleibt die restliche Prozessroute grundsätzlich unverändert. Lediglich die Bereitstellung zusätzlicher Wärmeenergie für diese Schritte muss angepasst werden, da heiße Abgase wegfallen. Dafür können prinzipiell Elektrostrahler oder Wasserstoffbrenner verwendet werden. Elektrische Energie wird in der elektrischen Schmelzwanne über Elektroden

direkt im Gemenge in Wärme umgewandelt. Das zugrundeliegende Prinzip ist die elektrische Leitfähigkeit von Glas ab  $\sim 950\text{ }^{\circ}\text{C}$ , welche die Erwärmung über eine Widerstanderhitzung ermöglicht. [23, 67]

Ganz ohne fossile Energieträger kommt diese Technologie jedoch noch nicht aus. So muss zu Beginn erst die Betriebstemperatur erreicht werden, das Gemenge und die Wanne sind jedoch ungeheizt. Um das zu erreichen, werden fossil-betriebene Brenner eingesetzt. Eine weitere Schwierigkeit beim Betrieb dieser Anlage ist die Sicherstellung der Glasqualität. [60]

Nach Leisin und Radgen [67] muss die Schmelze Eigenschaften wie eine stabile Oberfläche aufweisen, die gleichzeitig durchlässig für Gase aber thermisch isolierend ist. Diese Problematik verschärft sich bei einem höheren Anteil an Recyclingglas. Hinzu kommt die kürzere Lebensdauer solcher Anlagen, die auf etwa 5 – 7 Jahre geschätzt wird. [67]

Großer Vorteil der Elektrowanne ist die deutlich höhere Effizienz (85 %, vgl. fossile Schmelzwanne  $\sim 45\%$ ), welche den Energieverbrauch reduziert, und der fast vollständig vermiedene Einsatz von fossilen Energieträgern (lediglich bei Inbetriebnahme). Rohstoffbedingte Emissionen bestehen jedoch nach wie vor. Indirekte Emissionen durch Stromerzeugung, können durch EE-Strom verhindert werden. [67]

### **Wasserstoff-Schmelzwanne**

Ein anderer Ansatz basiert auf dem Einsatz von grünem Wasserstoff anstelle von fossilem Erdgas. Da Erdgas und Wasserstoff variierende chemische Charakteristika wie Flammenbildung, Reinheit, Wärmeübertragung bzw. Heizwert aufweisen, ist die direkte Substitution der Energieträger nicht ausreichend. Der Produktionsprozess muss zusätzlich angepasst werden. Dies betrifft überwiegend die Schmelzwanne. [23, 67]

Für den Betrieb der Wasserstoff-Schmelzwanne muss nach Leisin und Radgen [67] das Verhältnis von Oxidator zu Brennstoff angepasst werden und die Auswahl des Feuerfestmaterials modifiziert werden. Grundsätzlich entsteht bei der Verbrennung von Wasserstoff ein höherer Anteil an Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ ), außerdem tritt eine vermehrte Konzentration an Wasserdampf in der Schmelzwanne auf. Einerseits führt dies dazu, dass zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind, um  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte nicht zu überschreiten. Andererseits kann die zusätzliche Wasserdampfbildung zu Qualitätseinbußen des Glasproduktes führen, aber auch zu einem höheren Verschleiß bzw. einer geringeren Lebensdauer. [67]

Hinzu kommt, dass die Glasqualität überwacht werden muss und zum derzeitigen Stand noch weitere Forschung notwendig ist [23]. Da bei Verwendung von Wasserstoff-Schmelzwannen ebenfalls prozessbedingte  $\text{CO}_2$  Emissionen entstehen, sollten diese für CCU oder CCS Konzepte genutzt werden [23]. Hinsichtlich des Energieverbrauchs ändert die Energieträgersubstitution nichts.

Neben Wasserstoff eignen sich weitere Energieträger auf Basis von erneuerbaren Energieträgern. Dazu zählen synthetisches Methan und Biogas. Diese weisen identische chemische Charakteristika wie Erdgas auf und können damit ohne übermäßige Änderungen in der Produktionsroute eingesetzt werden. Lediglich einige Brennereinstellungen und Stoffströme müssten aufgrund des geringeren Heizwer-

tes von Biogas angepasst werden. Für synthetisches Methan ist dies nicht notwendig. [67]

### **Oxy-Fuel-Wanne und CCU/CCS**

Eine weiterer Dekarbonisierungspfad ist der Einsatz einer Oxy-Fuel-Wanne in Kombination mit CCU bzw. CCS-Anlagen. Das Prinzip dieser Technologie basiert nach Leisin und Radgen [67] auf der Oxidation von fossilen Energieträgern mit hochreinem Sauerstoff. Dies hat zur Folge, dass höhere Temperaturen während der Verbrennung erreicht werden. Gleichzeitig kann, im Vergleich zur herkömmlichen Verbrennung, Energie eingespart werden, da keine zusätzlichen Gase erwärmt werden müssen. Hinzu kommt, dass sich der Abgasstrom überwiegend aus CO<sub>2</sub> und Wasserdampf zusammensetzt, sodass bei entsprechender Behandlung der Abgase (Kondensation und Abscheidung des Wasserdampfes) eine weitere Nutzung des Kohlenstoffdioxids durch CCU oder CCS möglich wird. Dies hat zur Folge, dass diese Form der Glasherstellung als klimaneutral gilt, trotz des Einsatzes fossiler Energieträger. Diese könnten auch durch synthetisch hergestellte Energieträger oder Wasserstoff substituiert werden. Aufgrund der mangelnden Infrastruktur für CCS, spielt diese Technologie als Transformationspfad eine untergeordnete Rolle. Lediglich im Bereich der Spezialglasherstellung wird die Oxy-Fuel-Wanne eingesetzt, da dort hohe Temperaturen notwendig sind. [67]

### **2.3.5 Verarbeitung von Steinen und Erden**

Gemessen am Endenergieverbrauch im Jahr 2022 zählt die Branche Verarbeitung von Steinen und Erden zu den drittgrößten der deutschen Industrie, Vgl. Abbildung 2.2. Die gesamte Branche umfasst nach der Klassifikation WZ2008 bzw. NACE auch die Glasbranche. Diese wurde im vorherigen Abschnitt näher betrachtet. Der Branche lässt sich auch die Kalk- und Zementindustrie zuordnen. Auch diese Subbranchen, insbesondere die Zementherstellung, benötigen ein hohes Temperaturniveau von bis zu 1450 °C [16].

Hinsichtlich des Stromverbrauchs zählt die Branche Verarbeitung von Steinen und Erden in Deutschland nicht zu den größten Abnehmern. Der Stromverbrauch lag im Jahr 2018 in Deutschland bei 7,9 TWh, siehe Tabelle 2.3. Die meiste elektrische Energie wird für sonstige mechanische Energie (73,8 %), gefolgt von elektrischen Antrieben (21,6 %) benötigt. Dabei wird für die Herstellung von Zement mehr Strom benötigt als für Kalk, im Jahr 2015 lag der Anteil bei 84,4 % bzw. ~ 15,5 % [68].

Überwiegend werden jedoch fossile Energieträger eingesetzt (85,94 %), Vgl. Tabellen 2.10 und 2.3. In Tabelle 2.10 ist die Anwendungsbilanz der Branche für fossile Energieträger aufgeführt. Der Wirtschaftszweig setzt überwiegend auf die Verwendung von Kohlen (31,7 %), Erdgas (26,7 %) und sonstigen Brennstoffen (21,9 %). Sonstige Brennstoffe umfassen in diesem Fall die thermische Verwertung von Abfällen [16]. Neben der energetischen Nutzung, werden Braun- und Steinkohle auch für einen stofflichen Einsatz verwendet [68]. Erneuerbare Energieträger werden zwar auch eingesetzt, spielen mit einem Anteil von 12 % jedoch eine geringere Rolle. Auch hinsichtlich fossiler Energieträger dominiert die Herstellung von Zement mit einem Anteil von 78,6 % am gesamten thermischen Energiever-

brauch den Bedarf [68]. In Deutschland werden zur Produktion einer Tonne Ze-

Tabelle 2.10: Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor Verarbeitung von Steinen und Erden (DE), entnommen aus [34].

| Endenergieverbrauch in [TWh] |                 |              |           |            |       |
|------------------------------|-----------------|--------------|-----------|------------|-------|
| Energieträger                | mechan. Energie | Prozesswärme | Raumwärme | Warmwasser | Summe |
| Kohlen                       | 0               | 15,0         | 0,3       | 0,03       | 15,3  |
| Heizöl (leicht)              | 0               | 0,8          | 0         | 0          | 0,8   |
| Heizöl (schwer)              | 0               | 0,08         | 0         | 0          | 0,08  |
| Sonst. Mineralöle            | 0,1             | 2,5          | 0         | 0          | 2,6   |
| Naturgase                    | 0,7             | 12,0         | 0,2       | 0,03       | 12,9  |
| Sonst. Gase                  | 0               | 0,1          | 0         | 0          | 0,1   |
| EE                           | 0               | 5,7          | 0,08      | 0          | 5,8   |
| Sonst. Brennstoffe           | 0               | 10,4         | 0,2       | 0,03       | 10,6  |
| Fernwärme                    | 0               | 0,1          | 0         | 0          | 0,1   |
| Summe                        | 0,8             | 46,7         | 0,8       | 0,09       | 48,3  |

ment 790 kWh an fossilen Energieträgern und 110 kWh an Strom benötigt [68]. Der europäische Durchschnitt lag im Jahr 2019 bei 0,97 MWh/t – 1,06 MWh/t [69]. Der theoretisch geringste Energieverbrauch hingegen liegt bei 441,7 kWh/t – 511,1 kWh/t [69]. Für Kalk sind in Deutschland hingegen 14 kWh/t – 120 kWh/t an Strom und 1,14 MWh/t fossile Energieträger nötig [68]. Damit ist die Produktion von Kalk grundsätzlich mit einem höheren fossilen Energieverbrauch verbunden. Aufgrund der deutlich höheren Produktionsmenge sowohl in Deutschland, als auch in der EU von Zement (EU 267,5 Mt<sub>Zement</sub> bzw. 22 Mt<sub>Kalk</sub> [70]) dominiert letztere Branche daher im Bereich von Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Auch in den Emissionen spiegelt sich der hohe Anteil an fossilen Energieträgern wieder. So werden in Deutschland 32,64 Mt CO<sub>2</sub> durch diese Branche frei [41]. Diese gehen ebenfalls überwiegend auf die Zementindustrie zurück, was auf die höhere Produktionsmenge zurückzuführen ist (Zementklinker: 0,83 t CO<sub>2</sub>/t<sub>Zement</sub>, Kalk: 1,1 t CO<sub>2</sub>/t<sub>Kalk</sub>) [68]. Auf europäischer Ebene verursacht die Herstellung von Zement 4 % der gesamten europäischen Kohlenstoffdioxidemissionen, weltweit sogar 7 % der gesamten Emissionen [69]. Hinsichtlich der Zementherstellung sind ~ 66 % auf direkte Emissionen bedingt durch die Herstellung und ~ 34 % auf indirekte Emissionen durch die verwendeten Rohstoffe zurückzuführen [23]. Auch bei der Kalkproduktion entstehen sowohl direkte als auch indirekte Emissionen, wobei erstere überwiegen [23].

Im Folgenden sollen nun Herstellungsprozesse und mögliche Transformationspfade der Branche aufgezeigt werden.

### Zementherstellung

Die Produktion von Zement beginnt mit der Rohstoffgewinnung und -aufbereitung. Als Rohstoffe zählen hierbei Kalkgesteine, Ton und Quarzminerale. Zunächst müssen die eingesetzten Materialien zu Schotter gebrochen und homogenisiert werden. Dies geschieht zunächst in sogenannten Brechern, wobei 5 % des benötigten Strombedarfs anfallen. Im Anschluss erfolgt das Trocknen und Zermahlen der Rohstoffe in Rohmehl in Mühlen. Der Mahlprozess ist mit 20 % am gesamten

Strombedarf stromintensiv. Für die Trocknung werden Zyklonvorwärmer eingesetzt und ein Temperaturbereich von 750 °C bis 900 °C wird erreicht. Dieser bewirkt eine Freisetzung des (chemisch und adsorptiv) gebundenen Wassers, gleichzeitig aber auch die Emission von CO<sub>2</sub> (Kalzinierung). Der dabei entstehende Branntkalk wird im Anschluss in einem Drehrohrofen bei Temperaturen von 1450 °C zu Zementklinker weiterverarbeitet. Dieser muss nach dem Durchlaufen einer Kühlung mit weiteren Additiven gemischt und gemahlen werden. Die eingesetzten Mühlen benötigen ebenfalls elektrische Energie (45 % des gesamten Bedarfs). Sowohl Zementklinker als auch Zement werden jeweils in Silos eingelagert, sodass auch bei Produktionsstillstand das jeweilige Material verfügbar ist. [16, 23, 40, 45, 68]

### **Kalkherstellung**

Die Produktion von Kalk beginnt ebenfalls mit der Rohstoffgewinnung und -aufbereitung. Dazu zählen unter anderem das Brechen des Materials (Kalkstein) auf eine bestimmte Korngröße, das Entfernen von Verunreinigungen (waschen und absieben) und die Klassifizierung nach Korngrößen. Auch das Malen zu Steinmehl ist optional für den Bedarf an ungebranntem Kalk möglich. Branntkalk wird im nächsten Schritt durch den Einsatz von hohen Temperaturen 1100 °C – 1300 °C und gleichzeitigem Entfernen von Kohlenstoffdioxid produziert. Dies kann in verschiedenen Öfen erreicht werden, dazu zählen bspw. Drehrohr- oder auch Schachtöfen. Der entstehende Branntkalk kann entweder direkt verkauft, zermahlen oder mit Wasser gelöscht werden (Kalkhydrat). [23, 40, 68]

Da die Herstellung von Branntkalk auch Teil der Zementherstellung ist, wird an dieser Stelle auf Produktionsschema im vorherigen Abschnitt verwiesen.

### **Transformationspfade**

Sowohl die Produktion von Zement als auch von Kalk beruht überwiegend auf dem Einsatz von fossilen Energieträgern (stofflich und energetisch), daher ist es auch für diese Branche von Bedeutung Möglichkeiten zur Dekarbonisierung zu finden. Dabei sind grundsätzlich mehrere Optionen möglich, die im Folgenden aufgezeigt werden sollen. Nicht außer Acht gelassen werden sollte die Dekarbonisierung der Niedertemperaturprozesswärme, Warmwasser oder Raumwärmebereitstellung. Hierfür eignen sich je nach gefordertem Temperaturniveau unterschiedliche Energieträger. Denkbar wäre je nach Anforderungsprofil der Einsatz von Geothermie, Solarthermie, Biomasse, Strom aus erneuerbaren Quellen oder Solarthermie [16]. Grundsätzlich ist auch der Einsatz von Wasserstoff oder dessen Derivaten möglich, diese Energieträger sollten aber aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit Hochtemperaturanwendungen vorbehalten bleiben.

### **Fuel-Switch**

Eine Stellschraube ist die Substitution fossiler Energieträger im Bereich der energetischen Nutzung. Je nach Produktionsschritt variieren die momentan eingesetzten Energieträger. So wird beim Brennen des Zementklinkers überwiegend Kohle als Brennstoff eingesetzt (70 %), aber auch sonstige Brennstoffe wie Altreifen, Altöl oder Klärschlämme können verwendet werden. Altreifen und Altöl sind jedoch

nicht tatsächlich frei von Kohlenstoff, sondern lediglich bilanziell. Klärschlamm hingegen zählt zu der Kategorie der Biomasse. Bei der Herstellung von Branntkalk hingegen dominiert der Einsatz von Kohle und Erdgas (90 %). Indem der Anteil an erneuerbaren Energieträger erhöht wird, können die energetisch bedingten Emissionen reduziert werden. Aber auch synthetische Brennstoffe, wie Wasserstoffderivate (Methanol) könnten grundsätzlich eingesetzt werden. [23, 68]

Die Wasserstoffflamme besitzt nur eine geringe Wärmestrahlung [71], was den Energieträger ungeeignet für den Einsatz in einem Drehrohrofen macht [23]. Hinzu kommt, dass der benötigte Strombedarf vollständig auf erneuerbaren Energien basieren muss. Grundsätzlich ist auch der Einsatz eines Kalzinators der mit Strom betrieben wird denkbar [16].

### **Integrierte CCS/CCU**

Prozessbedingte Emissionen lassen sich durch den Einsatz von erneuerbaren Energien oder synthetischen Energieträgern nicht verhindern. So entstehen bei der Kalzinierung prozessbedingte Emissionen, die nur durch den Einsatz von CCU bzw. CCS-Anlagen kompensiert werden können. [23, 68]

### **Alternative Bindemittel**

Zukünftig wäre auch der Einsatz von neuartiger Zementarten denkbar. Diese sind momentan aber noch im Entwicklungsstadium und somit noch nicht marktreif. Dazu zählen beispielsweise Zementarten auf Basis von Magnesium oder auch anderen Rezepturen.[23, 68]

Celliment ist ein alternatives Bindemittel, welches durch ein geringes Kalzium-Silizium Verhältnis (geringere Menge Kalkstein eingesetzt) geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht [72].

## **2.3.6 Nichteisen-Metalle und Gießereien**

Die Nichteisen-Metall Branche gehört in der Europäischen Union zu den energieintensiven Wirtschaftszweigen, vgl. Abbildung 2.6. Grundsätzlich umfasst dieser Sektor verschiedene Metalle wie beispielsweise Aluminium, Kupfer und Zink, aber auch Blei und verschiedene Edelmetalle lassen sich der Branche zuordnen [40, 73]. Im Folgenden wird der Schwerpunkt auf die Aluminium- und Kupferindustrie, sowie den Gießereien gelegt, da diese sowohl im Bereich der Produktionsmenge als auch im Energiebedarf dominieren [40]. Für die Produktion sind hohe Temperaturen notwendig, so werden bei der Aluminiumherstellung bis zu 1000 °C für Schmelzprozesse benötigt [16]. Bei beiden NE-Metallen kann die Produktion über eine Primär- und Sekundärroute erfolgen, die sich neben der variierenden Produktionsschritten auch im Energieverbrauch unterscheiden [73].

Strom wird in dieser Branche in Deutschland überwiegend zur Bereitstellung von Prozesswärme (55,5 %) und sonstiger mechanischer Energie (33 %) eingesetzt, siehe Tabelle 2.3. Für weitere Anwendungen wie Beleuchtung, Raumwärme oder IKT wird weniger Strom benötigt. Bei Vergleich der Anwendungsbilanz der Brennstoffe, die in Tabelle 2.11 dargestellt ist, wird deutlich, dass der Stromverbrauch den Bedarf an fossilen Energieträgern übersteigt. Hinsichtlich fossiler Energieträger dominiert der Einsatz von Erdgas (76,5 %). Erneuerbare Energien werden

im Gegensatz dazu nicht genutzt. Zu 92,2 % werden fossile Energieträger für die Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt.

Tabelle 2.11: Anwendungsbilanz der Brennstoffe aus dem Jahr 2018 für den Sektor NE-Metalle und -gießereien (DE), entnommen aus [34].

| Endenergieverbrauch in [TWh] |                 |              |           |            |       |
|------------------------------|-----------------|--------------|-----------|------------|-------|
| Energieträger                | mechan. Energie | Prozesswärme | Raumwärme | Warmwasser | Summe |
| Kohlen                       | 0               | 2,6          | 0,2       | 0,03       | 2,8   |
| Heizöl (leicht)              | 0               | 0,2          | 0         | 0          | 0,2   |
| Heizöl (schwer)              | 0               | 0,2          | 0         | 0          | 0,2   |
| Sonst. Mineralöle            | 0               | 0,1          | 0         | 0          | 0,1   |
| Naturgase                    | 0,2             | 10,6         | 0,8       | 0,06       | 11,7  |
| Sonst. Gase                  | 0               | 0,03         | 0         | 0          | 0,03  |
| EE                           | 0               | 0            | 0         | 0          | 0     |
| Sonst. Brennstoffe           | 0               | 0,06         | 0         | 0          | 0,06  |
| Fernwärme                    | 0               | 0,3          | 0,03      | 0          | 0,3   |
| Summe                        | 0,2             | 14,1         | 1         | 0,09       | 15,4  |

Im Jahr 2015 benötigte die NE-Metallbranche in der EU28 inklusive der Europäischen Freihandelsassoziation EFTA 106 TWh an elektrischer Energie. Davon entfielen 63 TWh auf die Aluminiumproduktion, 9 TWh auf Zink, 4 TWh und 0,6 TWh auf Kupfer und Nickel. Dabei ist insbesondere die Produktion von Primäraluminium stromintensiv (15,4 MWh/t), gefolgt von der Siliziumproduktion (12,4 MWh/t). Die Kupferproduktion hingegen benötigt mit 1,5 MWh/t weniger elektrische Energie. [74]

Im Gegensatz dazu beträgt in Deutschland der Strombedarf pro hergestellter Tonne Primäraluminium 14,5 MWh/t und pro hergestellter Tonne Sekundäraluminium 0,5 MWh/t. Hinsichtlich des Brennstoffverbrauchs, werden in Deutschland für Primäraluminium 4,78 MWh/t und für Sekundäraluminium 2,5 MWh/t eingesetzt. Grundsätzlich ist der Energiebedarf über die Sekundärroute geringer als über die Primärroute. In letzterer dominiert der Stromverbrauch, wobei die notwendigen Brennstoffe zu 81 % auf die Anode zurückzuführen sind. Hinsichtlich der Sekundärroute dominiert der spezifische Brennstoffbedarf, der überwiegend auf die Schmelzprozesse (erdgasbasiert) zurückzuführen ist. Für die Herstellung von Primärkupfer werden in Deutschland 2,2 MWh/t an Brennstoffen und 0,77 MWh/t an elektrischer Energie benötigt. Sekundärkupfer kann energieärmer produziert werden, hierfür sind 1,1 MWh/t an Brennstoffen und 0,64 MWh/t an Strom nötig. Hierbei handelt es bei der Kupferherstellung sich jeweils um Verbräuche, die sich ab dem Kupferwerk ergeben. [73]

Neben der Produktion von Nichteisenmetallen, benötigen auch die Gießereien Brennstoffe. Dafür werden 2,1 MWh/t an Brennstoffen und 1,6 MWh/t an Strom eingesetzt. Der am häufigsten eingesetzte Energieträger ist Erdgas. [73]

In Deutschland wurden im Jahr 2018 insgesamt 5,76 Mt an CO<sub>2</sub> durch die NE-Metallbranche emittiert. Davon entfallen jeweils 44 % auf Gießereien und sonstige NE-Metalle und 12 % auf die Produktion von Primäraluminium. Sonstige NE-Metalle umfassen hierbei alle oben genannten Materialien. [41]

Innerhalb der EU beliefen sich die Emissionen im Jahr 2015 auf 37 Mt-CO<sub>2</sub>-Äq,

wobei mit davon 18,9 Mt-CO<sub>2</sub>-Äq. direkt und 18,1 Mt-CO<sub>2</sub>-Äq. indirekt verursacht wurden [74]. In Abbildung 2.10 sind die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen pro produzierter Tonne des Metalls, jeweils für die EU und China aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass die Branche innerhalb der europäischen Union emissionsärmer produzieren kann. Dies ist einerseits auf höhere Produktionseffizienzen, aber auch geringere CO<sub>2</sub>-Belastungen bei der Stromproduktion zurückzuführen [74]. Für die Kupferproduktion werden in der EU (Scope 1-3) 10,26 Mt CO<sub>2</sub> emittiert, wobei im Jahr 2018 2,5 Mt Kupfer hergestellt wurden [75]. Im globalen Mittel emittiert die Produktion einer Tonne Aluminium 16,1 kg CO<sub>2</sub> [76].

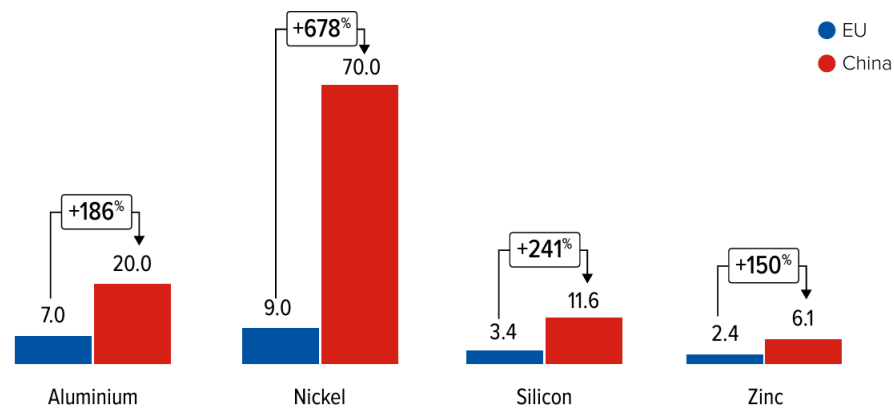


Abbildung 2.10: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Intensität der Nichteisenmetallproduktion der Europäischen Union mit China, gemessen in t CO<sub>2</sub> je t Metall. Abbildung stammt aus [74].

### Primäraluminium

Ausgangsstoff der Aluminiumherstellung ist Bauxit, der zunächst abgebaut bzw. importiert werden muss. Im Anschluss erfolgt die Weiterverarbeitung zu Aluminiumoxid in einem Bayer-Prozess. Dabei wird das Bauxit gemahlen, gefiltert und gebrannt. Das gewonnene Aluminiumoxid wird in einer Schmelzflusselektrolyse (Hall-Heroult) zu Aluminium weiterverarbeitet. Diese basiert auf der Reduktion des Oxids bei einer Temperatur von 950 °C mittels Graphitelektroden, unter dem Einsatz von Gleichstrom. Das Temperaturniveau muss dabei stets gehalten werden und ist damit unflexibel. Durch die Zugabe von Tonerde im Verhältnis 2:1, kann die Schmelztemperatur von Aluminium (2045 °C) reduziert werden. Bei der Reaktion bildet sich an der Anode Kohlenstoffdioxid und Kohlenmonoxid, wodurch diese abgenutzt wird. Im nachfolgenden Gießprozess kann das flüssige Aluminium in die gewünschte Form gebracht werden.[23, 40, 45, 73]

### Sekundäraluminium

Ähnlich der Metallproduktion, ist auch die Produktion von Aluminium über eine Sekundärroute möglich. Das recycelte Material kann in Alt- und Neuschrotte unterteilt werden. Erstere Schrotte sind häufig mit verschiedenen Stoffen wie Ölen etc. verunreinigt. Daher muss Altschrott zunächst aufbereitet werden.[40, 73]



Im Anschluss wird nach Fleiter et al. [40] der Schrott bei  $\sim 660\text{ }^{\circ}\text{C}$  eingeschmolzen, wobei dafür unterschiedliche Schmelzverfahren bzw. Ofentypen je nach Qualität eingesetzt werden können:

- Drehtrommelöfen salzbetrieben: Gusslegierungen (Altschrotte mit hohem Verschmutzungsgrad)
- Herdöfen salzlos: Knetlegierungen
- Induktionsofen: Gießereien (nahezu oxidfreie Schrotte)

### **Primärkupfer**

Ausgangsstoff der Kupferherstellung ist Kupfererz, welches in oxidisches und sulfidisches Erz unterteilt werden kann. Je nachdem, um welches Erz es sich handelt, weichen die Produktionsschritte voneinander ab.

Im Falle von sulfidischem Kupfererz, was auf  $\sim 80\%$  des abgebauten Erzes zutrifft, erfolgt zunächst ein Mahlprozess. Sulfidisches Kupfererz zeichnet sich durch seine hydrophoben Eigenschaften aus. Das zermahlene Erz muss in einem Flotationschritt zu Kupferkonzentrat mit einem Kupfergehalt von  $25 - 35\%$  angereichert werden. Dieser muss für die Produktion weiter gesteigert werden. Dies erfolgt zunächst über Schwebeschmelzöfen bei einem Temperaturniveau von  $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ , wobei eine Reaktion zwischen Konzentrat und Sauerstoff stattfindet. In den Kupferstein ( $63 - 65\%$  Kupfergehalt) wird in einem Konverter Sauerstoff eingeblasen, wodurch in einer Oxidationsreaktion Blister entsteht ( $98\%$  Kupfergehalt). Rohkupfer kann durch eine anschließende Feuerraffination in einem Anodenofen erzeugt werden ( $99\%$  Kupfergehalt). Hierfür wird Erdgas eingesetzt und es können unerwünschte Stoffe wie Schwefel oder Eisen beseitigt werden. Reines Kupfer entsteht durch eine elektrolytische Raffination des Anodenkupfers. Im letzten Schritt folgen die Prozessschritte Umschmelzen und Gießen. Besonders energieintensiv hierbei sind die Prozesse Mahlen und Flotation ( $70\%$  des gesamten Energiebedarfs). Da diese Schritte direkt an den Kupferminen durchgeführt werden, fällt der Energiebedarf nicht notwendigerweise im Land der Gießerei bzw. Weiterverarbeitungsbetriebe an. Dies muss für die angegebenen Strom- und Brennstoffverbräuche der NE-Metallbranche in Deutschland oben berücksichtigt werden, da diese hierbei nicht miteinkalkuliert sind. [23, 40, 73]

Die größten Kupferminen befinden sich in Chile, Peru, Kongo, China etc., nicht aber in der EU. Dennoch gibt es auch innerhalb der Europäischen Union Kupferminen, diese sind beispielsweise in Bulgarien, Portugal oder Spanien zu finden. [77]

Bei der Herstellung von Kupfer aus oxidischem Erz, weichen mehrere Prozessschritte ab. So muss das kupferarme Erz zunächst einen Laugungsprozess mit Schwefelsäure durchlaufen. In einem Solventextraktions-Elektrogewinnungsverfahren wird das Kupferkonzentrat in reines Kupfer verarbeitet. Die Weiterverarbeitung in den Schritten Umschmelzen und Gießen erfolgt analog. [23, 73]

### **Sekundärkupfer**

Auch für dieses Nichteisenmetall existiert eine Sekundärroute, die auf Recycling setzt. Diese Route ist weniger energieintensiv als die Produktion von Kupfer aus

sulfidischen Erzen (70 – 90 % weniger Energie). Für die Verarbeitung des Kupferschrottes ist der Reinheitsgrad von großer Bedeutung. Je höher dieser ist, desto einfacher ist die Weiterverarbeitung. So kann bei einem Reinheitsgrad von  $> 99\%$  das Altkupfer direkt im Kupferwerk verarbeitet werden und es sind keine weiteren vorgeschalteten Schritte notwendig. Im Kupferwerk selbst erfolgt das Vorgehen nahezu analog zur Primärkupferproduktion. Für Reinheitsgrade bis 85 % müssen zunächst unerwünschte Verunreinigungen in einem Konverter entfernt werden. Das entstandene Rohkupfer kann analog zum Primärkupfer in einem Anodenofen zu reinem Kupfer weiterverarbeitet werden. Für Reinheitsgrade  $< 50\%$  bzw. Verbundmaterialien hingegen, muss das enthaltene Kupfer zuerst zurückgewonnen und von Verunreinigungen befreit werden. Dazu zählen mechanische Schritte wie Schredder, Magnetabscheidern etc. und ein anschließendes Einschmelzen in einem Schachtofen. [40, 73]

### Transformationspfade

Auch für diese Branche ist die Dekarbonisierung von großer Bedeutung. Wie bei allen Wirtschaftszweigen wird die NE-Metall Industrie vor Herausforderungen gestellt, die es zu lösen gilt. Dennoch stehen bereits verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, um die Emissionen zu reduzieren bzw. zu vermeiden.

Grundsätzlich ist der Stromanteil dieser Industrie höher als in anderen Branchen. Aus diesem Grund ist es wichtig, dass der Strom über erneuerbare Energien erzeugt wird. [16]

Eine Möglichkeit ist der verstärkte Einsatz der Sekundärroute. Wie bereits gezeigt, ist für die Produktion über diese Route weniger Energie notwendig. Gleichzeitig muss die notwendige Qualität der Rohstoffe vorhanden sein, da sonst vorgeschaltete Prozessschritte notwendig sind. Sowie auch das Vorhandensein von Altkupfer bzw. -aluminium in größeren Mengen. [23, 73]

Des Weiteren werden auch für diese Produktionsroute Brennstoffe benötigt, die es zu ersetzen gilt. Dabei eignen sich prinzipiell Biomasse oder Wasserstoffderivate für den Einsatz in Schwebeschmelzöfen (Kupferherstellung). Um unerwünschte Verunreinigungen wie Eisen und Schwefel zu entfernen, kann synthetisches Methan eingesetzt werden.[23] Im Folgenden sollen nun weitere Ansätze näher betrachtet werden.

### Inerte Anode/benetzte Kathode

Der Einsatz der Graphitanode bei der Herstellung von NE-Metallen verursacht prozessbedingte Emissionen. Diese können reduziert werden, indem inertes Anodenmaterial verwendet wird. Der Stromverbrauch kann durch die Nutzung von benetzten Kathoden verringert werden. Dies resultiert aus dem kürzeren Abstand zwischen den Elektroden und des damit verbundenen geringen Widerstandes.[23, 73] Auch die Herstellung von Anoden ist energieintensiv, so werden Temperaturen von bis zu  $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$  benötigt, wobei überwiegend Erdgas eingesetzt wird. Übergangsweise können dafür aber auch andere Energieträger wie Wasserstoff oder Biomethan eingesetzt werden. Durch den Einsatz von inerten Anoden wird dies jedoch überflüssig. [16]

### Power-to-Heat und CCU/CCS

Prozessbedingte Emissionen während des Bayer-Prozesses (Aluminiumherstellung) lassen sich durch Power-to-Heat Anwendungen vermeiden. Dabei muss die notwendige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen stammen. Gleichzeitig können CCU bzw. CCS-Anlagen prozessbedingte Emissionen kompensieren, jedoch nicht verhindern. [23, 73]

## 2.4 Industrietool der FfE

Wesentlicher Bestandteil der Arbeit von Jetter et al. [23] ist das verwendete Industrietool, dessen Aufbau im Folgenden näher betrachtet werden soll. Durch dieses Tool können ungefähr 80 % des Endenergieverbrauchs durch ein umfassendes Verständnis der Technologiearchitektur abgebildet werden. Davon entfällt ungefähr die Hälfte auf energieintensive Prozesse, die bottom-up berücksichtigt werden und die andere Hälfte auf Querschnittsmaßnahmen. Die verbleibenden 20 % des Endenergieverbrauchs werden durch eine Umlage der Energieträger abgedeckt. [23]

In Tabelle 2.12 sind diejenigen Wirtschaftszweige mit zugehörigen Prozessen aufgeführt, die für die Studie von Jetter et al. [23] berücksichtigt werden. Dabei unterscheidet die Studie zwischen energieintensiven Wirtschaftszweigen, für die überwiegend Hochtemperatur-Prozesswärme bereitgestellt wird, und weiteren Prozessen, die im Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme Bereich liegen.

Tabelle 2.12: Betrachtete Wirtschaftszweige mit jeweils untersuchten Prozessen entnommen aus [23] mit Ergänzungen gemäß [17].

| Industriezweig                     | Prozesse                    | WZ-Klassifikation                | Temperaturniveau<br>Prozesswärme |
|------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Eisen und Stahl                    | Primär- & Sekundärstahl     | 24.1, 24.2, 24.3                 | HT                               |
| Chemie                             | High Value Chemicals        |                                  |                                  |
|                                    | Ammoniak                    | 20.1                             | HT, NT, MT                       |
|                                    | Methanol                    |                                  |                                  |
| Nicht-Eisen-Metalle                | Aluminium                   | 24.42                            | HT                               |
|                                    | Kupfer                      | 24.44                            |                                  |
| Verarbeitung von Steinen und Erden | Zement & Kalk               | 23.5, 23.6                       | HT, NT, MT                       |
|                                    | Hohlglas & Flachglas        | 23.1, 23.2, 23.3                 |                                  |
| Papiergewerbe                      | Papiermaschinen             | 17.2                             | HT, NT, MT                       |
|                                    | Holz- & Zellstoffproduktion | 17.1                             |                                  |
| Sonstige                           | NT-Prozesswärme             | 10,11,12,20 (ohne 20.1)<br>21,22 | HT,NT,MT                         |
| Raffinerien                        | Raffinerieprozesse          | 19                               | HT                               |
| Ernährung und Tabak                | -                           | 10-12                            | NT                               |
| Maschinenbau                       | -                           | 28                               | NT                               |
| Fahrzeugbau                        | -                           | 29,30                            | NT                               |
| Gummi und Kunststoffe              | -                           | 22.1, 22.2                       | NT                               |

Das Industrietool lässt sich in mehrere Abschnitte unterteilen. So wird zunächst

wird der Endenergieverbrauch einzelner Prozesse innerhalb der betrachteten Wirtschaftszweige ermittelt, basierend auf dem zugehörigen Energieträgerbedarf. Dabei erfolgt eine Aufteilung des spezifischen Brennstoffverbrauchs auf die verschiedenen Energieträger sowie eine Zuweisung auf die entsprechenden Wirtschaftszweige (Prozess-Baseline). Die verwendete Energieträgeraufteilung gibt vor, zu welchem Prozentsatz die einzelnen Energieträger zu den Prozessen beitragen. Der daraus resultierende Verbrauch wird mit der prognostizierten Produktionsmenge der untersuchten Jahre multipliziert, um den Endenergieverbrauch zu bestimmen. Für die Produktionsmengenprognose wird ein moderates jährliches Wachstum angenommen, das je nach Wirtschaftszweig variiert.[23]

Im nächsten Schritt werden die Transformationsmaßnahmen auf Prozessebene betrachtet. Dabei wird zunächst die Abschaltmenge der Produktionskapazität berechnet, die anschließend je nach Szenario auf die verschiedenen Transformationstechnologien verteilt wird. Nun beginnt erneut die Bestimmung der Endenergieverbräuche der Prozesse, wobei die Abschaltmengen berücksichtigt werden. Das Ergebnis umfasst den Endenergieverbrauch sowohl der ursprünglichen als auch der Transformationsprozesse, differenziert nach Wirtschaftszweig und Energieträger. [23]

Anschließend wird die Entwicklung der Bruttowertschöpfung mit der Energieintensität je Branche multipliziert. Hinzu kommt eine Aufteilung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger und Wirtschaftszweig über die Anwendungsbilanz der AGEB. Dies entspricht der WZ-Baseline. [23]

Prozesse, die nicht der Hochtemperatur-Prozesswärme zugeordnet werden, durchlaufen für ihre Transformation eine Elektrifizierung. Dabei werden Power-to-Heat Technologien wie Wärmepumpen, Boiler oder Elektrodenkessel eingesetzt, diese unterscheiden sich hinsichtlich ihres Wirkungsgrades. Die betreffenden Prozesse ergeben sich aus der Abweichung der beiden Baselines. Der jeweilige Endenergiebedarf wird über die Division des Endenergieverbrauchs (fossile Energieträger) mit dem Nutzungsgrad der betreffenden Technologie ermittelt. Anschließend werden die einzelnen Prozesse mit den zugehörigen Endenergieverbräuchen der einzelnen Energieträger zu den entsprechenden Wirtschaftszweigen aggregiert. [23]

Zuletzt wird die Summe der Endenergieverbräuche, bestehend aus mehreren Komponenten, bestimmt. Dazu zählen die Prozess-Baseline, Prozessmaßnahmen (Transformation), Prozesse im NT- bzw. MT- Bereich und der Umwandlungssektors. Bei dieser Baseline handelt es sich um eine Art Referenzwert, der den Endenergieverbrauch beschreibt, unabhängig von möglichen Transformationen oder Veränderungen in den Prozessen. [23]

Grundsätzlich werden in der Arbeit von Jetter et al. [23] zwei Szenarien betrachtet, ein Wasserstoff- und ein Elektrifizierungsszenario. Diese werden auch im Rahmen dieser Masterarbeit eine Rolle spielen. Dabei gilt es anzumerken, dass beide Energieträger in beiden den Szenarien relevant sind.

# Kapitel 3

## Methodik

Im Folgenden wird die in dieser Arbeit verwendete Methodik vorgestellt. Zuerst wird das verwendete Programm zur linearen Optimierung *urbs* betrachtet. Im Anschluss wird das zugrundeliegende Referenzenergiesystem vorgestellt. Zuletzt soll gezeigt werden, wie der Energieträgerverbrauch der europäischen Industrie, aufgelöst auf die einzelnen Länder und Branchen mit den zugehörigen Lastprofilen, bestimmt werden kann. Die daraus resultierenden Ergebnisse werden analysiert und in den Kontext weiterer Studienergebnisse gestellt.

### 3.1 *Urbs*

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das lineare Optimierungsmodell *urbs* [10] (open-source) verwendet. Dabei können nach [10] Optimierungsprobleme in der folgenden Standardform gelöst werden:

$$\min c^T x, \quad (3.1)$$

$$\text{s.d. } Ax = b, \quad (3.2)$$

$$Bx \leq d. \quad (3.3)$$

Hierbei bezeichnet  $x$  den Variablenvektor und  $c^T x$  die Zielfunktion, während die Matrizen  $A$  und  $B$  die jeweils Gleich- bzw. Ungleichheitsbedingungen enthalten, gemeinsam mit den entsprechenden Vektoren  $b$  und  $d$ . Im Falle des europäischen Modells dieser Arbeit, handelt es sich um ein Minimierungsproblem, damit einhergehend ist die Zielfunktion eine Kostenfunktion. Detailliertere Informationen zu den mathematischen Grundlagen und zur Implementierung des Modells findet der interessierte Leser in der *urbs* Dokumentation [10].

### 3.2 Referenzenergiesystem

Ein wichtiger Teil der Modellierung ist das Aufstellen eines Referenzenergiesystems. Dieses spiegelt alle wesentlichen Zusammenhänge eines Energiesystems wider. In Abbildung 3.1 ist das dieser Arbeit zugrundeliegende Referenzenergiesystem dargestellt. Dieses basiert auf der noch unveröffentlichten Arbeit von Gawlick [9] sowie einer Erweiterung um den Industriesektor. Dabei umfasst das Energiemodell neben der industriellen Nachfrage auch die Nachfrage des GHD und Haus-

haltssektors basierend auf den Ergebnissen des Modells *endemo* [78], wobei eine Auflösung auf einzelne europäische Länder erfolgt.

Grundsätzlich lässt sich das Modell in die Kategorien Energieerzeugung, Speicher und Nachfrage einteilen, welche jeweils farblich gekennzeichnet sind. So sind Prozesse zur Wärmeerzeugung orange eingefärbt, die Stromerzeugung gelb und Speicher grün markiert. Die Nachfrage (GHD & Haushalt und Industrie) ist jeweils blau gefärbt. Alle Sektoren weisen sowohl eine Strom- als auch eine Wasserstoffnachfrage auf. Die Sektoren Haushalt und GHD besitzen zusätzlich noch eine Fernwärme- (Wärme zentral) und eine dezentrale Wärmenachfrage.

Die Stromerzeugung wird über verschiedene Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen Energieträgern gewährleistet. Dazu zählen unter anderem fossile Energieträger wie Öl, Gas, Stein- und Braunkohle, die bei der Verbrennung jeweils Kohlenstoffdioxid freisetzen. Zusätzlich werden erneuerbare Energieträger und Kernenergie zur Stromerzeugung eingesetzt. Elektrizität ist hierbei mit den Rohstoffen Wasserstoff und der zentralen sowie dezentralen Wärme gekoppelt.

Im zukünftigen Energiesystem wird für verschiedene industrielle Anwendungen hochreines Kohlenstoffdioxid benötigt, welches durch entsprechende Speicher (CCS) zur Verfügung gestellt wird. Zur Herstellung eignen sich Gas- und Steinkohlekraftwerke oder eine Dampfreformierung (SMR).

Grundsätzlich weist der Energieträger Wasserstoff im Modell eine bidirektionale Kopplung auf. So kann mittels Strom Wasserstoff erzeugt werden und umgekehrt. Zur Wasserstofferzeugung werden die Prozesse PEM-Elektrolyse und Dampfreformierung (sowohl mit als auch ohne CCS) eingesetzt. Über Brennstoffzellen lässt sich im Gegenzug aus Wasserstoff Strom erzeugen. Aber auch Fernwärme (zentrale Wärme) lässt sich mit Wasserstoff über  $H_2$  Brenner generieren.

Für Wärme existiert in diesem Modell keine bidirektionale Kopplung. Zur Wärmeerzeugung kommen P2H-Technologien zur Anwendung, dazu zählen Wärmepumpen, Direktheizungen oder Heizstäbe. Je nach Wärmebereitstellungsart werden unterschiedliche Wärmepumpen verwendet. Dies beinhaltet Hochtemperatur-, Erd-, Wasser- oder Luftwärmepumpen sowie auch Tiefengeothermie.

Zusätzlich inkludiert das Modell Speicher, sowohl für Strom, Wärme (zentral und dezentral), Wasserstoff, als auch ein Wasserreservoir. Die jeweiligen Energieträger und Prozesse stehen allen Mitgliedstaaten der EU27 sowie Norwegen, Albanien, Nordmazedonien, Montenegro, Serbien, Bosnien und Herzegowina, dem Vereinigten Königreich, dem Kosovo und der Schweiz zur Verfügung. Für Deutschland sind die Daten für die NUTS-1 Regionen verfügbar.

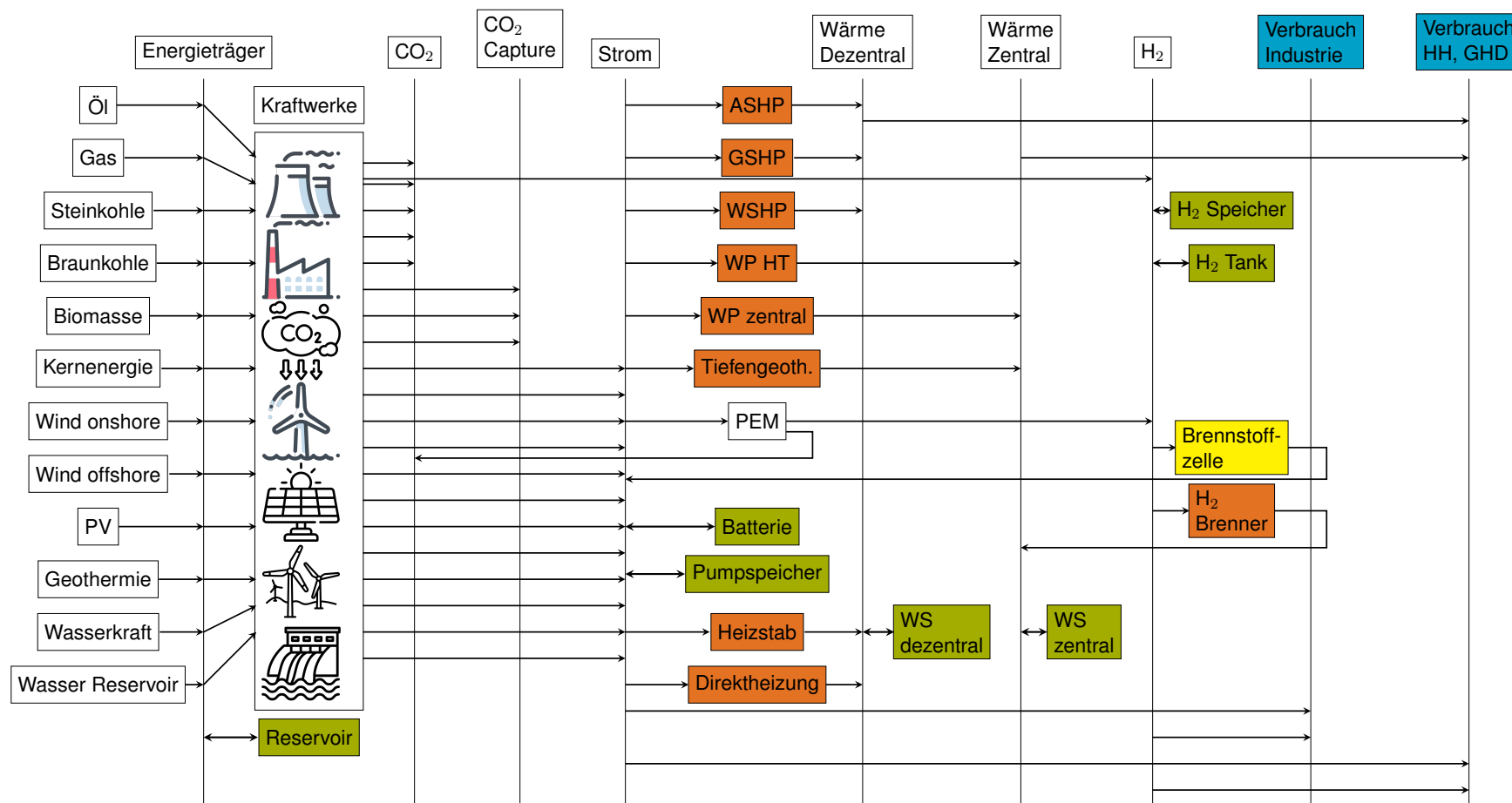


Abbildung 3.1: Referenzenergiesystem des zugrundeliegenden europäischen Modells basierend auf der Arbeit von Gawlick [9], Icon-Quelle [79, 80, 81, 82, 83, 84, 85].

### 3.3 Modellannahmen

Im Rahmen der Modellierung wurden verschiedene Annahmen für das Energiesystem getroffen. Dazu zählen folgende Bereiche: Strom-, Wärme- und Wasserstoffherzeugung, Energiespeicher, CO<sub>2</sub>-Limit, Energieübertragung, Rohstoffpreise und die Nachfrage des GHD und Haushaltsektors etc. Dabei sind alle diesbezüglichen Annahmen auf die Arbeit von Gawlick [9] zurückzuführen, die in dieser Arbeit verwendet werden. Ein Ausschnitt dieser Annahmen wird nachfolgend aufgeführt, wobei die Industrienachfrage Gegenstand dieser Masterarbeit ist und in den nachfolgenden Kapitel erläutert wird.

#### Energieerzeugung

Bezüglich der Energieerzeugung werden verschiedenen Annahmen zu Investitionskosten, Kapazitätsgrenzen, Fixkosten etc. in der Arbeit von Gawlick [9] getroffen. Nachfolgend ist ein Ausschnitt daraus aufgeführt, für weitere Details wird auf die genannte Arbeit verwiesen.

In Tabelle 3.1 sind die entsprechenden Investitionskosten im Bereich der Stromerzeugung aufgeführt. Analog hierzu sind in den Tabellen 3.2 und 3.3 die Investitionskosten für Wärme- und Wasserstoffherzeugung verzeichnet. Reguläre fossile Kraftwerke sind in diesen nicht enthalten, da sich die Investitionskosten im betrachteten Zeitraum nicht ändern. Diese finden sich in der folgenden Auflistung:

- Steinkohle: 1 692 000 [€/MW]
- Braunkohle: 1 692 000 [€/MW]
- Gas: 846 000 [€/MW]
- Öl: 1 513 000 [€/MW]
- Dampfreformierung (SMR): 854 544,6 [€/MW]

Tabelle 3.1: Modellannahmen: Investitionskosten Stromerzeugungsanlagen in [€/MW] aus der Arbeit von Gawlick [9].

| Prozess         | 2020      | 2030      | 2040        | 2050        |
|-----------------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| Biomasse        | 2 152 224 | 2 062 548 | 1 972 872   | 1 883 196   |
| Solar OF        | 685 260   | 397 620   | 342 630     | 287 640     |
| Solar RT        | 1 660 000 | 980 000   | 840 000     | 595 000     |
| Wind Offshore   | 2 571 840 | 1 522 800 | 1 285 920   | 1 049 040   |
| Wind Onshore    | 1 345 140 | 1 243 620 | 1 205 550   | 1 167 480   |
| Wasserkraft     | 2 376 414 | 2 376 414 | 2 019 951,9 | 1 663 489,8 |
| Brennstoffzelle | 86 292    | 37 900,8  | 31 344,3    | 24 787,8    |
| Kernkraft       | 5 583 600 | 4 314 600 | 4 060 800   | 3 807 000   |
| Steinkohle CCS  | 4 932 180 | 3 318 012 | 2 959 308   | 2 600 604   |
| Gas CCS         | 2 779 956 | 1 793 520 | 1 614 168   | 1 434 816   |

Die entsprechenden maximalen Kapazitäten der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen auf Länderebene sind in Tabelle A.3 (Anhang) aufgeführt.



Tabelle 3.2: Modellannahmen: Investitionskosten Wärmeerzeugungsanlagen in [€/MW] aus der Arbeit von Gawlick [9].

| Prozess            | 2020       | 2030      | 2040      | 2050      |
|--------------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| Luft-WP            | 1 541 890  | 1 422 780 | 1 286 670 | 1 159 060 |
| Tiefengeothermie   | 3 771 200  | 3 394 200 | 3 017 000 | 2 639 900 |
| Wärmepumpe zentral | 884 750    | 796 150   | 796 150   | 751 850   |
| Hochtemperatur-WP  | 852 000    | 762 000   | 685 000   | 601 500   |
| Direktheizung      | 623 200    | 623 200   | 623 200   | 623 200   |
| Geothermie         | 2 376 414  | 2 286 738 | 1 867 503 | 1 448 267 |
| Erd-WP             | 1 386 670  | 1 279 440 | 1 157 220 | 1 042 495 |
| Wasser-WP          | 11 698 900 | 1 079 440 | 976 220   | 879 385   |
| Heizstab           | -          | 30 000    | 30 000    | 30 000    |

Tabelle 3.3: Modellannahmen: Investitionskosten Wasserstofferzeugungsanlagen in [€/MW] aus der Arbeit von Gawlick [9].

| Prozess | 2020        | 2030        | 2040        | 2050        |
|---------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| PEM     | 845 154     | 657 342     | 539 959,5   | 422 577     |
| SMR CCS | 1 577 620,8 | 1 277 121,6 | 1 239 559,2 | 1 201 996,8 |

### Energiespeicher

Hinsichtlich Energiespeicher werden analog zur Energieerzeugung Annahmen zu denselben Kategorien getroffen. Hinzukommt die Unterscheidung in Entlade- und Ladeleistung sowie der Speicherkapazität. Auch an dieser Stelle wird für weitergehende Informationen auf die Arbeit von Gawlick [9] verwiesen. Im Folgenden werden die Investitionskosten sowohl für Strom- (Tabelle 3.4) als auch für Wärme- und Wasserstoffspeicher aufgeführt. Die Investitionskosten für Wärmespeicher, sowohl

Tabelle 3.4: Modellannahmen: Investitionskosten Stromspeicher aus der Arbeit von Gawlick [9].

|                                             | 2020       | 2030      | 2040       | 2050      |
|---------------------------------------------|------------|-----------|------------|-----------|
| <b>Für Lade-/ Entladeleistung in [€/MW]</b> |            |           |            |           |
| Pumpspeicher                                | 350 000    | 350 000   | 350 000    | 350 000   |
| Batteriespeicher                            | 230 275    | 162 743   | 169 672    | 162 743   |
| <b>Für Speicherkapazität in [€/MWh]</b>     |            |           |            |           |
| Pumpspeicher                                | 0          | 0         | 0          | 0         |
| Batteriespeicher                            | 248 065,96 | 91 153,68 | 111 394,85 | 91 153,68 |

zentral, als auch dezentral bleiben im betrachteten Zeitraum konstant.

- Zentraler Wärmespeicher
  - Investitionskosten Lade-/ Entladeleistung: 0 [€/MW]
  - Investitionskosten Speicherkapazität: 3000 [€/MWh]
- Dezentraler Wärmespeicher
  - Investitionskosten Lade-/ Entladeleistung: 0 [€/MW]

- Investitionskosten Speicherkapazität: 410000 [€/MWh]

Analog zu den Wärmespeichern, variieren auch die Investitionskosten der Wasserstoffspeicher im Zeitraum von 2020 bis 2050 nicht.

- Salzkaverne
  - Investitionskosten Lade-/ Entladeleistung: 0 [€/MW]
  - Investitionskosten Speicherkapazität: 2000 [€/MWh]
- Wasserstofftank
  - Investitionskosten Lade-/ Entladeleistung: 41 159 [€/MW]
  - Investitionskosten Speicherkapazität: 13 791 [€/MWh]

### Energieübertragung

Das Europamodell aus [9] beinhaltet verschiedene Möglichkeiten zur Strom- und Wasserstoffübertragung. Strom kann hierbei über AC- oder DC-Freileitungen, aber auch DC-Unterseekabel übertragen werden. Wasserstoff hingegen wird durch Pipelines transportiert, grundsätzlich sind hierbei auch Unterseepipelines möglich. Für genauere Informationen bzgl. Annahmen zu Übertragungskapazitäten, Investitionskosten, etc. wird an dieser Stelle auf die Arbeit von Gawlick [9] verwiesen.

## 3.4 Methodik Industrienachfrage

Als Basis für die Bestimmung des Endenergieverbrauchs (EEV) der Industrie auf europäischer Ebene werden Ergebnisse aus dem *Industrietool* der FfE [23] und der Datenbank des Modells *endemo* [78] verwendet. Diese sollen im Folgenden näher beschrieben und eine Methodik ausgearbeitet werden, wie diese Modelle kombiniert werden können. Damit sollen die Endenergieverbräuche der deutschen Industrie auf europäischer Ebene übertragen werden. In dieser Methodik werden abgesehen von Malta und Zypern alle EU27 Mitgliedsstaaten berücksichtigt. Hinzu kommen Länder wie Norwegen, Nordmazedonien, Serbien, Montenegro, Bosnien und Herzegowina, Albanien, Kosovo, die Schweiz und das Vereinigte Königreich. Um dies erreichen zu können wurde die grundlegende Annahme getroffen, dass sich alle europäischen Länder und deren Wirtschaftszweige identisch zu Deutschland und dessen Industrie verhalten. Hierbei handelt es sich um eine stark vereinfachende Annahme, welche die Realität nicht widerspiegelt.

Mittels des in Abschnitt 2.4 beschriebenen Industrietools, wurde in der Arbeit von Jetter et al. [23] Informationen zum Endenergieverbrauch der Industrie innerhalb Deutschlands geniert. In dieser Arbeit wird zwischen dem gesamten Endenergieverbrauch der Industrie und den Anteilen, die auf Hochtemperatur-, Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme zurückzuführen sind, unterschieden. Je Kategorie stehen unterschiedliche Daten zur Verfügung, sodass im Folgenden eine Fallunterscheidung diesbezüglich durchgeführt wird.

### 3.4.1 Hochtemperaturprozesswärme

Der Anteil des Endenergieverbrauchs für die Hochtemperaturprozesswärme entsteht im Wesentlichen durch energieintensive Wirtschaftszweige. Im Rahmen der Forschungsarbeit von Jetter et al. [23] wurden hierzu die Branchen mit den zugehörigen Prozessen aus Tabelle 2.12 gewählt. Obwohl der wesentliche Energieverbrauch im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme auf diese Wirtschaftszweige (WZ) entfällt, können unberücksichtigte WZ auch einen Prozesswärmebedarf in diesem Temperaturbereich aufweisen, wie in Abbildung 2.4 für die Branchen Maschinen- und Fahrzeugbau ersichtlich ist.

Die Arbeit von Jetter et al. [23] beschränkt sich auf die energieintensivsten Branchen und deren wesentlichste Prozesse, was auf die Heterogenität des Industriesektors zurückgeführt wird. Dabei spielen die in Tabelle 3.5 gelisteten Energieträger eine besondere Rolle, sodass hierfür Verbrauchsdaten für die Branchen vorliegen.

Tabelle 3.5: Benötigte Energieträger für Hochtemperaturprozesswärme, aus der Arbeit von Jetter et al. [23].

| Energieträger energetisch | Energieträger stofflich    |
|---------------------------|----------------------------|
| Strom                     | Stoffliches Methanol       |
| H <sub>2</sub>            | Stofflicher H <sub>2</sub> |
|                           | Stoffliches Naphtha        |

Die resultierenden Endenergieverbräuche werden kategorisiert nach Energieträger und Branchen für die Jahre 2018, 2025, 2030, 2035 und 2045 bestimmt. Zusätzlich sind die entsprechenden Produktionsmengen der Wirtschaftszweige für das Jahr 2018 bekannt. Aus der Annahme, dass sich die Hochtemperaturprozesse auf europäischer und Deutschlandebene identisch verhalten, folgt, dass der Verbrauch linear mit der jeweiligen Produktionsmenge skaliert.

Zunächst wird das Verhältnis der Produktionsmengen gebildet. Damit lässt sich der Anteil der Produktionsmengen der jeweiligen europäischen Länder in Relation zu Deutschland bestimmen. Dieses Vorgehen wird für jeden Wirtschaftszweig wiederholt. Die Daten hierfür stammen aus der Datenbank des Modells *endemo* [78] und den Industriesteckbriefen aus der Arbeit von Jetter et al. [23]. Das resultierende Verhältnis wird für alle darauffolgenden Jahre beibehalten. Anschließend erfolgt eine lineare Skalierung mit den Verbrauchsdaten der deutschen Industrie für die Energieträger Strom, Wasserstoff und den Wasserstoffderivaten Naphtha und Methanol. Da diese Verbräuche im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme jeweils auf Branchenebene vorliegen, lässt sich damit der Endenergieverbrauch aufgelöst auf die genannten Energieträger, Wirtschaftszweige und europäischen Länder angeben. Das Vorgehen wird im Anschluss für alle betrachteten Jahre in der Arbeit von Jetter et al. [23] wiederholt und wird in Abbildung 3.2 schematisch zusammengefasst.

Dies ist sowohl für das Wasserstoffszenario als auch das Elektrifizierungsszenario aus der Arbeit von Jetter et al. [23] durchzuführen. Da in dieser Studie nicht für alle relevanten Jahre Daten zur Verfügung stehen, wurden diese für die Jahre 2020, 2040 und 2050 über eine lineare Interpolation bzw. Extrapolation generiert.

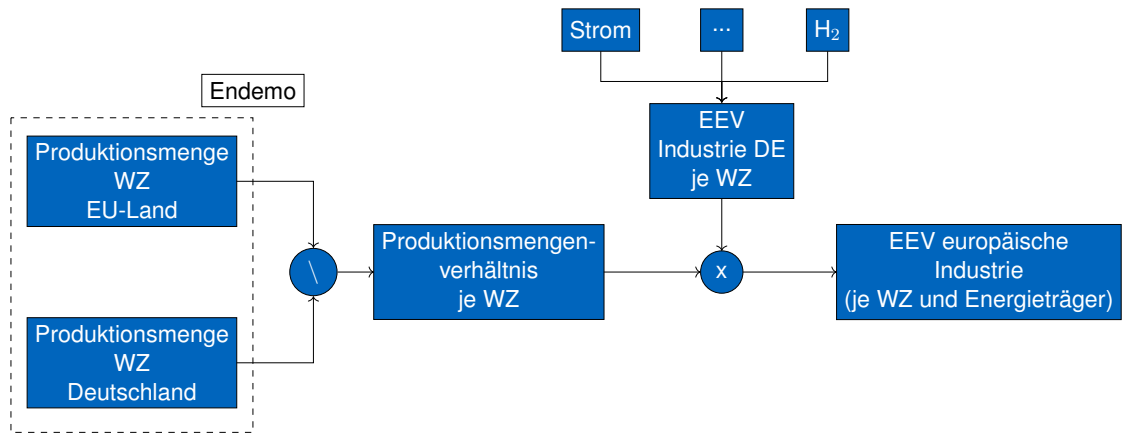


Abbildung 3.2: Vorgehen zur Bestimmung des Endenergieverbrauchs im Bereich der Hochtemperatur-Prozesswärme.

In Abbildung 3.3a ist hierbei der Endenergieverbrauch der betrachteten Branchen aus der Arbeit von Jetter et al. [23] im Jahr 2018 sowohl für das Elektrifizierungsszenario, als auch für das Wasserstoffsszenario dargestellt. Abbildung 3.3b zeigt den über die Methodik ermittelten Endenergieverbrauch für Europa. Letztere Abbildung zeigt dasselbe Verhalten auf, lediglich skaliert, was eine Konsequenz der getroffenen Annahmen ist.

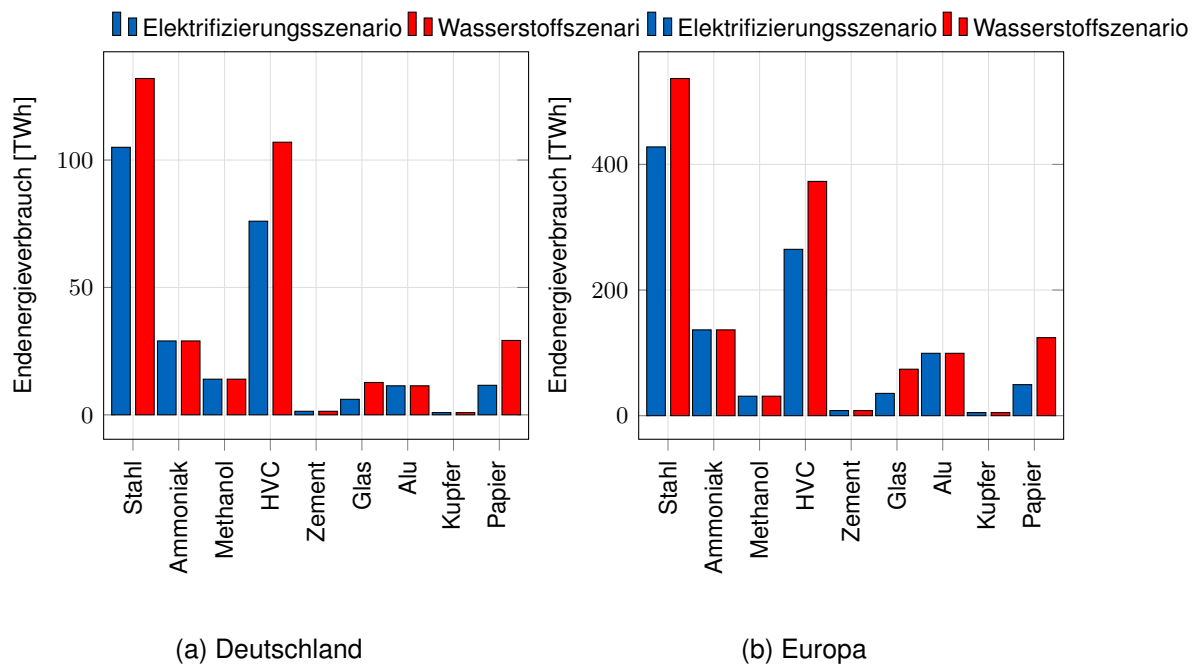


Abbildung 3.3: Endenergieverbrauch für Hochtemperatur-Prozesswärme. Ermittelt über die Kombination der Daten aus den Modellen [23, 78], für energieintensive WZ in Deutschland und Europa im Jahr 2018.

### 3.4.2 Mittel- und Niedertemperaturprozesswärme

Neben der Hochtemperatur-Prozesswärme, muss auch Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme berücksichtigt werden. Hierfür stellt die Datenlage von Jetter et al. [23] jedoch nur Endenergieverbräuche im Basisjahr und für ein Elektrifizierungsjahr zur Verfügung. Für die weitere Bearbeitung wird die Annahme getroffen, dass es sich hierbei um das Jahr 2045 handelt. Im Bereich von MT- und NT-Prozesswärme werden andere Energieträger eingesetzt als auf dem Gebiet der HT-Prozesswärme. Diese sind in Tabelle 3.6 aufgeführt. Dabei sollen bedingt durch die Elektrifizierung im Jahr 2045 keine fossilen Energieträger eingesetzt werden. Alle weiteren aufgeführten Energieträger unterliegen keiner Substitution.

Tabelle 3.6: Benötigte Energieträger für Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme aus der Arbeit von Jetter et al. [23].

| Basisjahr (2018)      | Elektrifizierung (2045) |
|-----------------------|-------------------------|
| Strom                 | Strom                   |
| EE                    | EE                      |
| Fernwärme             | Fernwärme               |
| fossile Energieträger | -                       |

Für das Basisjahr findet eine Auflösung des Endenergieverbrauchs auf einzelne Wirtschaftszweige statt, im Elektrifizierungsjahr hingegen ist nur der gesamte Endenergieverbrauch für MT- und NT-Prozesswärme in Summe verfügbar. Die einzelnen Branchen weisen einen abweichenden Bedarf an NT-, MT- und HT-Prozesswärme auf. In Tabelle 3.7 wird hierbei die Einteilung der Branchen nach Jetter et al. [23] aufgeführt. Alle Branchen, die nur einen geringen Bedarf an Nieder- und Mitteltemperatur-Prozesswärme aufweisen, werden in der Arbeit von Jetter et al. im Folgenden nicht weiter betrachtet. Aus diesem Grund liegen hierfür keine Angaben zur Energie-

Tabelle 3.7: Betrachtete Wirtschaftszweige für Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme, basierend auf [23].

| NT & MT Prozesswärmebedarf | Nur geringer<br>NT & MT Prozesswärmebedarf |
|----------------------------|--------------------------------------------|
| Ernährung & Tabak          | Glas & Keramik                             |
| Papiergewerbe              | Metallerzeugung                            |
| Grundstoffchemie           | NE-Metalle                                 |
| Gummi- & Kunststoffe       |                                            |
| Verarb. v.Steinen u.Erden  |                                            |
| Maschinenbau               |                                            |
| Fahrzeugbau                |                                            |
| sonstige WZ                |                                            |

trägerverteilung und zum Endenergieverbrauch vor. Dennoch weisen diese Wirtschaftszweige einen Energiebedarf für diesen Temperaturbereich auf. Das grundsätzliche Vorgehen für die Übertragung des Energieträgerbedarfs der deutschen Industrie auf die der europäischen Länder ist im Mittel- und Niedertemperaturbereich identisch zum Hochtemperaturbereich. Eine schematische Darstellung der Vorgehensweise ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

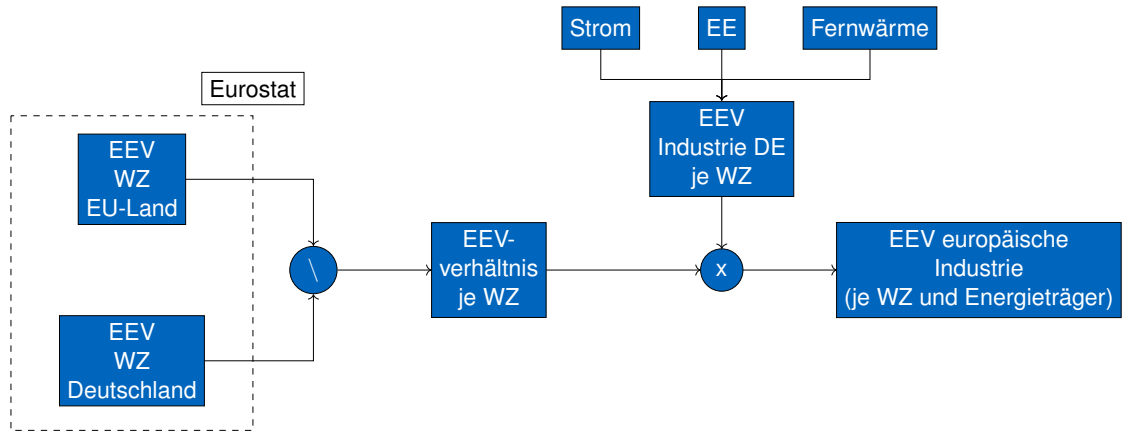


Abbildung 3.4: Vorgehen zur Bestimmung des Endenergieverbrauchs im Bereich der Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme.

Da NT- bzw. MT-Prozesswärme nicht nur in energieintensiven Branchen anfällt und nur für letztere Produktionsmengen verfügbar sind, muss auf eine andere Datenquelle zurückgegriffen werden. Dabei werden die Endenergieverbräuche der einzelnen Länder und Branchen vom Statistischen Amt der Europäischen Union *eurostat* [38] bezogen. Mittels dieser Datensätze wird -analog zum vorherigen Abschnitt- das Verhältnis der einzelnen europäischen Länder zu Deutschland für jeden Wirtschaftszweig bestimmt. Somit skaliert in diesem Fall der Energieträgerbedarf linear mit dem energetischen Endenergieverbrauch.

Da über die Übergangsphase von fossilen Energieträgern hin zur vollständigen Elektrifizierung keine Informationen vorliegen, wird nachfolgend angenommen, dass der Bedarf an fossilen Energieträgern linear ab dem Basisjahr 2018 bis zum Elektrifizierungsjahr 2045 auf null sinkt. Der Stromverbrauch hingegen nimmt linear zu und steigt auf den maximal mit Gleichung 3.4 bestimmten Strombedarf der einzelnen Branchen. Realisieren lässt sich dies durch eine lineare Skalierung, wodurch der Bedarf an Strom und fossilen Energieträger für alle relevanten Jahre generiert werden kann.

Des Weiteren gibt die Arbeit von Jetter et al. [23] keinen Aufschluss über den Endenergiebedarf und die Energieträgerverteilung für alle Jahre mit Ausnahme von 2018. Somit müssen an dieser Stelle Zwischenschritte durchgeführt werden. Im Elektrifizierungsfall für das Jahr 2045 wird der gesamte fossile Energieträgerbedarf des Basisjahres durch den Einsatz von Elektrizität substituiert. Dabei wird angenommen, dass die Elektrifizierung durch Power-to-Heat Anlagen erfolgt. Ebenso treffen die Autoren von [23] die Annahme, dass der Bedarf an Fernwärme und erneuerbaren Energien in allen Jahren identisch bleibt. Für den zukünftigen Strombedarf folgt, dass -zusätzlich zum Stromverbrauch im Basisjahr- ein weiterer Verbrauch durch die Elektrifizierung hinzukommt. Dabei kann jedoch nicht angenommen werden, dass die Substitution der Energieträger im Verhältnis 1 : 1 erfolgt. Um nun den gesamten Stromverbrauch der einzelnen Branchen im Elektrifizierungsjahr zu bestimmen, wurde folgende Rechnung unternommen:

$$EEV_{\text{Strom,WZ,Jahr}} = \frac{EEV_{\text{fossil,WZ,2018}} + EEV_{\text{Strom,WZ,2018}}}{EEV_{\text{fossil,NT,2018}} + EEV_{\text{Strom,NT,2018}}} \cdot EEV_{\text{Strom,NT,Jahr}} \quad (3.4)$$

Das heißt, es wird für jeden Wirtschaftszweig separat der notwendige Endenergieverbrauch (EEV), bestehend aus dem Bedarf an Strom und fossilen Energieträgern im Basisjahr 2018 bestimmt. Zusätzlich wird die Summe des gesamten Endenergieverbrauchs im Bereich der NT-Prozesswärme derselben Energieträger berechnet. Daraus lässt sich ein Skalierungsfaktor bestimmen, mit dem der Strombedarf der einzelnen Jahre multipliziert wird, sodass sich die Elektrizitätsnachfrage für jeden Wirtschaftszweig und jedes Jahr im Bereich der NT-Prozesswärme bestimmen lässt.

Mit den nun bestimmten Endenergieverbräuchen und der Energieträgerverteilung kann nun die Skalierung des EEV Verhältnisses nach Schema 3.4 erfolgen. Damit lässt sich der prognostizierte Energieträgerbedarf, aufgelöst auf die einzelnen Branchen und Länder für alle Jahre zwischen 2018 und 2045 bestimmen. Auch hierbei werden die Daten für 2020, 2040 und 2050 über eine lineare Interpolation bzw. Extrapolation generiert. Dieses Vorgehen ist erneut sowohl für das Wasserstoffszenario als auch das Elektrifizierungsszenario durchzuführen.

### 3.4.3 Verbleibender Endenergiebedarf der Industrie

Neben den Endenergieverbräuchen für Hoch-, Mittel- und Niedertemperaturprozesswärme, gibt die Arbeit von Jetter et al. [23] auch Aufschluss über den gesamten EEV der deutschen Industrie.

Eine Analyse der Daten der AGEb Energiebilanz [34] zeigen eine Übereinstimmung des gesamten Endenergieverbrauch von Deutschland, jedoch Abweichungen für die einzelnen Energieträger. Eine Aufschlüsselung ist in Abbildung 3.12 aufgeführt. Die Differenzen fallen gering aus. Daher wurden die Angaben aus [23] zum Endenergieverbrauch als Referenz zu den Ergebnissen aus der Kombination der Modelle herangezogen.

Bei der Betrachtung des deutschen Endenergieverbrauchs für Hoch-, Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme wird deutlich, dass sich eine große Abweichung zum gesamten Endenergieverbrauch ergibt. In Tabelle 3.8 sind hierbei die Abweichungen der einzelnen Jahre und Energieträger für das Wasserstoffszenario und in Tabelle 3.9 für das Elektrifizierungsszenario aufgeführt. Dabei wurde jeweils die Differenz zwischen den Angaben der Arbeit von Jetter et al. [23] zum gesamten Endenergieverbrauch und den bislang über die vorgestellte Methodik bestimmten EEV im Bereich der Hoch-, Mittel- und Niedertemperatur-Prozesswärme bestimmt.

Aus den Tabellen lässt sich entnehmen, dass sich die größte Diskrepanz für die Energieträger Gas und Strom ergibt. Da für Gas sowohl im Bereich der HT-, MT- und NT-Prozesswärme keine Energieverbräuche in der Arbeit von Jetter et al. [23] verfügbar waren, konnten diese nicht zugeordnet werden und mussten dem restlichen Endenergieverbrauch zugeschrieben werden. Für den Stromverbrauch beträgt die Diskrepanz im Jahr 2018 185,5 TWh. Diese ergibt sich aus dem gesamten Stromverbrauch von 238 TWh, einem HT-Verbrauch von 37,2 TWh und einem MT- und NT- Verbrauch von 15,3 TWh. Die Differenz im Bereich der Elektrizität ist auf zusätzliche Verbräuche aus den Bereichen Beleuchtung, der mechanischen Energie, Klimakälte, sonstiger Prozesskälte, Information und Kommunikation (IKT) und zu geringem Maße auf Raumwärme und Warmwasser zurückzuführen. Hinzu kommt, dass die Anwendungsbilanz der AGEb [34] leicht abweichende Zahlen lie-

Tabelle 3.8: EEV Differenz diverser Energieträger im Wasserstoffszenario zum gesamten Endenergieverbrauchs aus der Arbeit von Jetter et al. [23].

| <b>Wasserstoffszenario</b>         |             |             |             |             |             |
|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Endenergieverbrauch [TWh]</b>   |             |             |             |             |             |
| <b>Differenz<br/>Energieträger</b> | <b>2018</b> | <b>2020</b> | <b>2030</b> | <b>2040</b> | <b>2050</b> |
| Strom                              | 185,5       | 181,7       | 152,7       | 131,1       | 104,2       |
| Gase                               | 249,0       | 243,3       | 170,0       | 64,5        | 0           |
| EE                                 | 16,3        | 18,3        | 32,3        | 55,8        | 82,3        |
| Fernwärme                          | 17,6        | 17,0        | 14,6        | 13,6        | 11,6        |
| H <sub>2</sub> energetisch         | 0           | 0           | 1,1         | 30,4        | 87,4        |
| fossile<br>Energieträger           | 12,7        | 11,5        | 0           | 0           | 0           |

Tabelle 3.9: EEV Differenz verschiedener Energieträger im Elektrifizierungsszenario zum gesamten Endenergieverbrauchs aus der Arbeit von Jetter et al. [23].

| <b>Elektrifizierungsszenario</b>   |             |             |             |             |             |
|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Endenergieverbrauch [TWh]</b>   |             |             |             |             |             |
| <b>Differenz<br/>Energieträger</b> | <b>2018</b> | <b>2020</b> | <b>2030</b> | <b>2040</b> | <b>2050</b> |
| Strom                              | 185,5       | 179,5       | 166,9       | 156,8       | 143,5       |
| Gase                               | 249,0       | 242,4       | 156,0       | 51,0        | 0           |
| EE                                 | 16,3        | 18,3        | 31,3        | 69,3        | 82,3        |
| Fernwärme                          | 17,6        | 17,0        | 14,6        | 12,6        | 11,6        |
| H <sub>2</sub> energetisch         | 0           | 0           | 0           | 13,6        | 43,0        |
| fossile<br>Energieträger           | 12,7        | 11,5        | 0           | 0           | 0           |

fert, wie in Abbildung 3.12 ersichtlich ist. Für die anderen Energieträger spielt die Bereitstellung von Klimakälte und Prozesskälte, ebenso wie IKT und Beleuchtung keine Rolle.

Um den gesamten Endenergieverbrauch für die einzelnen Jahre zu erhalten, muss die eben ermittelte Differenz, welche für jedes europäische Land bestimmt wird, berücksichtigt werden. Die Stromdifferenz der jeweiligen Länder wird anteilmäßig auf alle Wirtschaftszweige verteilt. Dies erfolgt anhand des Anteils des Stromverbrauchs des jeweiligen Wirtschaftszweiges am gesamten Stromverbrauch der einzelnen europäischen Länder. Datengrundlage hierbei ist der Stromverbrauch aus dem Jahr 2018 der eurostat Datenbank [86]. Für alle weiteren Energieträger muss auf den Anteil des Endenergieverbrauchs der jeweiligen Branchen zurückgegriffen werden, da die Datenbank Eurostat für diese Energieträger keine Daten auf NACE-Ebene bereitstellt. Die entsprechenden Verhältnisse werden nun mit den Differenzen der Energieträger der betreffenden Länder skaliert. In Abbildung 3.5 ist der prognostizierte Endenergieverbrauch für ausgewählte Energieträger der Industrie in Deutschland basierend auf den Angaben aus [23] abgebildet.

Auf europäischer Ebene ergibt sich über die Kombination der Modelle aus [23] und [78] folgender prognostizierter Endenergieverbrauch für die Industrie. Eine Analyse der Ergebnisse ist im nachfolgenden Kapitel 3.4.5 zu finden.



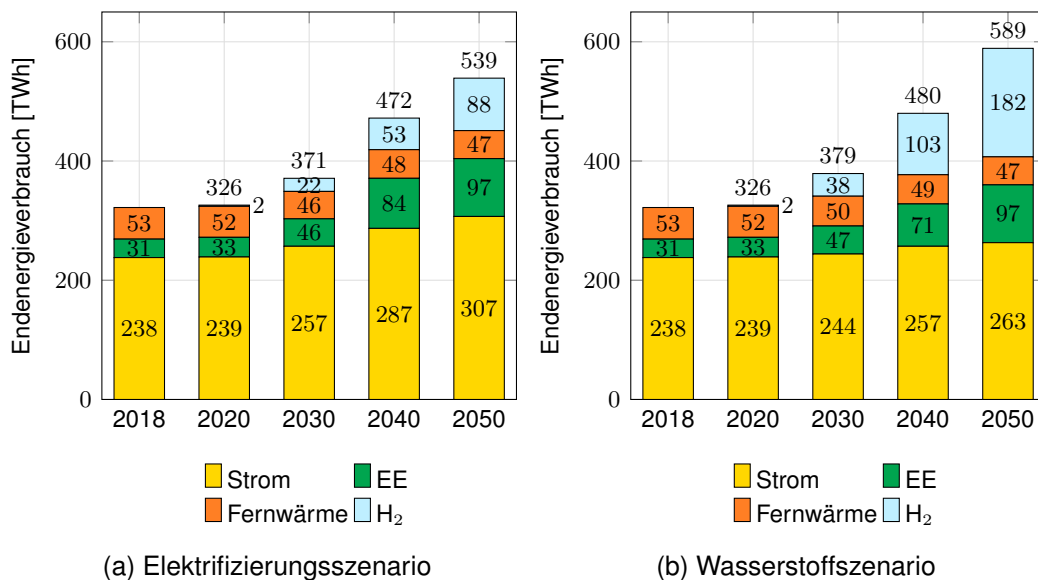


Abbildung 3.5: Prognostizierter Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland, entnommen aus der Arbeit von Jetter et al. [23].

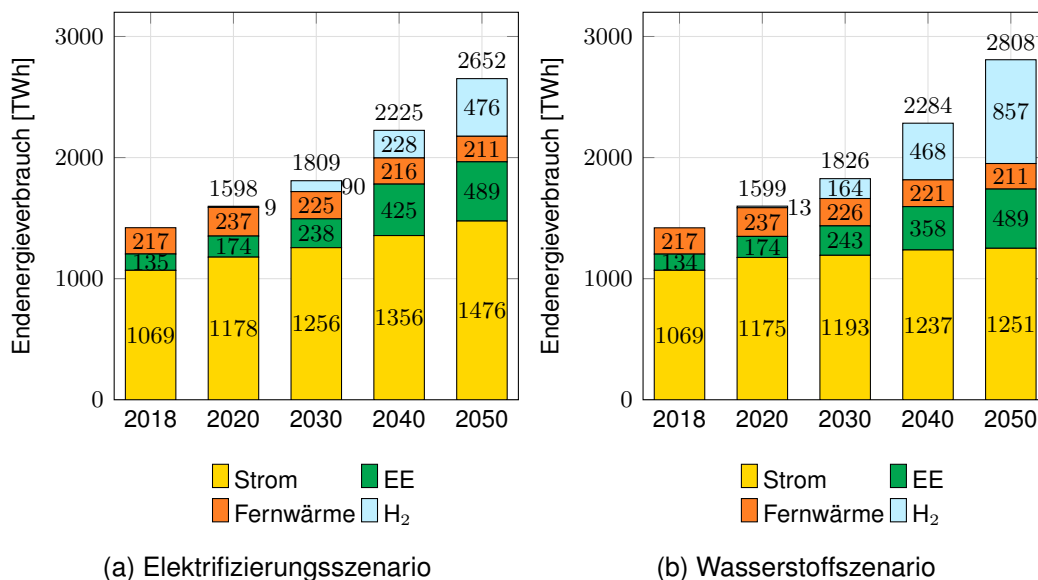


Abbildung 3.6: Prognostizierter Endenergieverbrauch der europäischen Industrie, basierend auf der Kombination der Modelle [23] und [78].

Regional betrachtet ergibt sich für das Jahr 2050 dabei die Darstellung in Abbildung 3.7. Dabei wird deutlich, dass Deutschland mit Abstand den größten Strombedarf von 263 TWh aufweist. Frankreichs Industrie benötigt weniger als die Hälfte des Stroms der deutschen Industrie, belegt aber mit einem Verbrauch von 123,4 TWh Platz zwei. Grundsätzlich ist in den Ländern mit einem hohen Endenergieverbrauch der Industrie auch der Strombedarf höher. Dazu zählen neben Frankreich die Länder Italien, das Vereinigte Königreich, Spanien, aber auch die Niederlande. Innerhalb der baltischen Staaten verzeichnet Litauen den höchsten Strombedarf. In der

Visegrád-Gruppe, bestehend aus den Ländern Ungarn, Tschechien, der Slowakei und Polen, sticht Polen mit einem deutlich höheren Stromverbrauch heraus. In den restlichen verzeichneten mittel- und osteuropäischen Ländern (MOEL) ist abgesehen von Rumänien der Stromverbrauch ebenfalls gering.

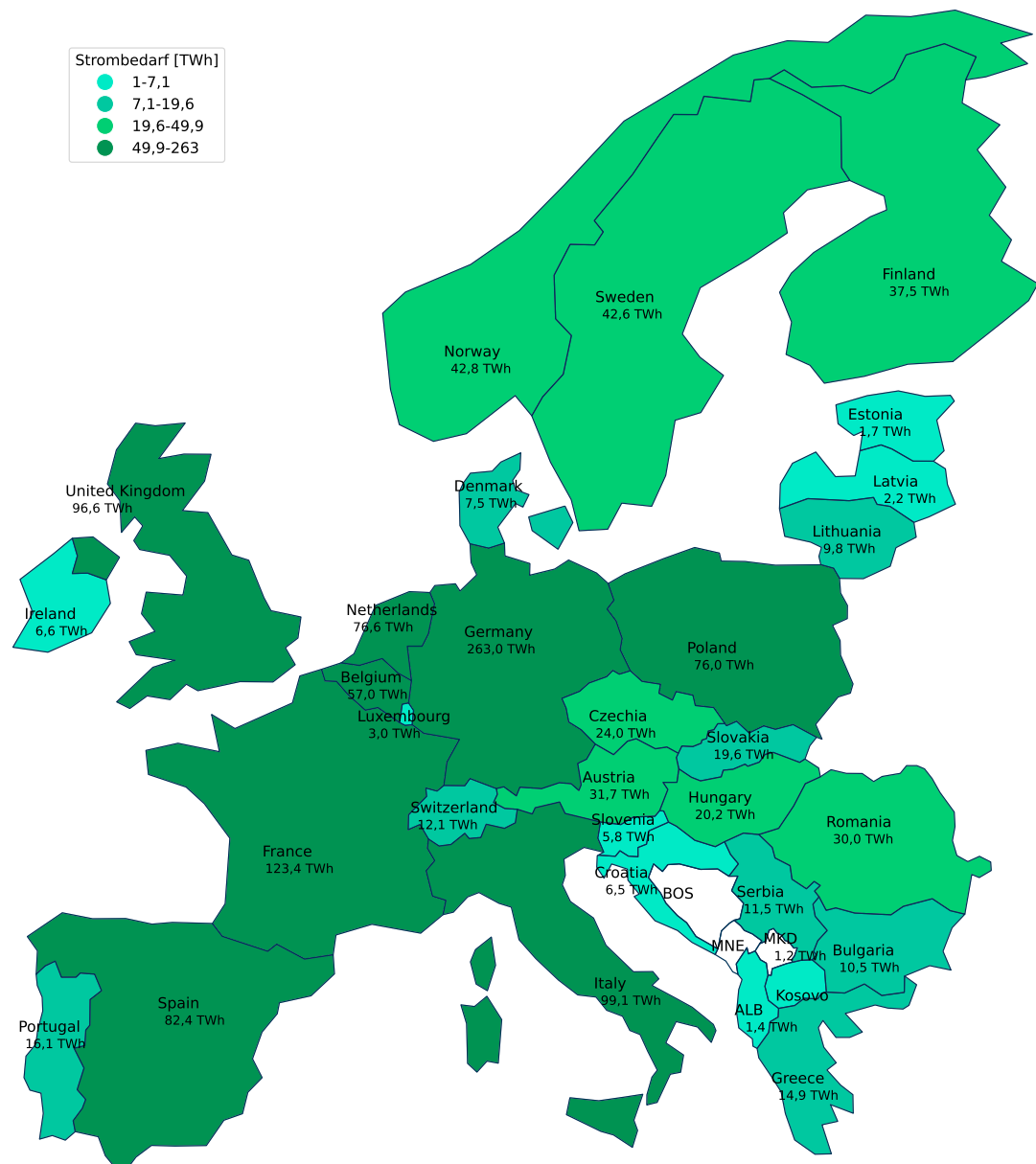


Abbildung 3.7: Prognostizierter Strombedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050 mittels der erarbeiteten Methodik (Wasserstoffszenario), aufgelöst auf einzelne Länder.

### 3.4.4 Zusätzlicher Wasserstoffbedarf

Der Nationalen Wasserstoffstrategie zufolge könnte der Wasserstoffbedarf in Deutschland im Jahr 2030 90 TWh bis 110 TWh betragen, im Jahr 2050 sogar bis zu

380 TWh [7]. Es gibt jedoch eine große Streuung hinsichtlich der Studienergebnisse. So gibt die Metastudie einen Wasserstoffbedarf von 400 TWh bis ungefähr 800 TWh für 2050 an wobei ein großer Anteil auf den industriellen Bedarf zurückzuführen sein soll [87].

Im Vergleich dazu prognostiziert die Arbeit von Jetter et al. [23] je nach Szenario einen energetischen Wasserstoffbedarf im Bereich von 70 TWh bis 142 TWh für das Jahr 2045. Hinzukommt ein stofflicher Wasserstoffbedarf 69 TWh bis 83 TWh [23].

Gleichzeitig wird in der Arbeit von Jetter et al. [23] der Bedarf an stofflichem Methanol und Naphtha berücksichtigt. Um diese Energieträger herstellen zu können, wird zusätzlicher Wasserstoff benötigt, was den gesamten Bedarf erhöht. Grundlage bildet die chemische Summenformel von Methanol  $\text{CH}_3\text{OH}$  [88] und Naphthalin  $\text{C}_{10}\text{H}_8$  [89].

Das prinzipielle Vorgehen der Berechnung für Methanol und Naphtha ist identisch. Wobei der Index  $j$  jeweils als Platzhalter für die entsprechenden chemischen Stoffe fungiert. Mit dem Verbrauch an Naphtha bzw. Methanol  $E_j$  und dem zugehörigen Heizwert  $H_i$  lässt sich jeweils die zugehörige Masse  $m_j$  als

$$m_j = \frac{E_j}{H_{i,j}} \quad (3.5)$$

bestimmen. Als Heizwert von Naphtha wird  $H_{i,\text{Naphtha}} = 11,3 \text{ kWh/kg}$  [90] und für Wasserstoff  $H_{i,\text{H}_2} = 33,3 \text{ MWh/t}$  [41] angenommen. Die Stoffmenge zugehörige  $n_j$  ergibt sich aus der Masse und der molaren Masse  $M_j$  gemäß

$$n_j = \frac{m_j}{M_j} \quad (3.6)$$

Die entsprechende Masse des Wasserstoffs ergibt sich aus der zuvor bestimmten Stoffmenge, der Molaren Masse des Wasserstoffs und der Anzahl an Wasserstoffteilchen  $x$  in der chemischen Summenformel. Die lässt sich durch die Gleichung

$$m_{\text{H}_2} = n_j \cdot x \cdot M_{\text{H}_2} \quad (3.7)$$

ausdrücken. Zuletzt lässt sich über den Heizwert des Wasserstoffs und die bereits berechneten Masse der entsprechende Wasserstoffbedarf in TWh als

$$E_{\text{H}_2} = m_{\text{H}_2} \cdot H_{i,\text{H}_2} \quad (3.8)$$

berechnen. In Abbildung 3.8 ist der gesamte prognostizierte Wasserstoffbedarf für Deutschland, bestehend aus energetischen Wasserstoff und zusätzlichem Bedarf durch Herstellung der Derivate dargestellt. Auf europäischer Ebene ergibt sich über die Kombination der Modelle [23] und [78] nun folgender Wasserstoffbedarf in Abbildung 3.9. Dieser beinhaltet neben dem energetischen Verbrauch, auch den zusätzlichen Bedarf durch die Herstellung der Wasserstoffderivate.

In Abbildung 3.10 ist der regionale Wasserstoffbedarf auf europäischer Ebene im Jahr 2050 aufgeführt. Die Ergebnisse wurden über die vorgestellte Methodik erstellt. Dabei wird erneut deutlich, dass Deutschland mit Abstand den größten Bedarf an Wasserstoff aufweist. Die Beobachtungen aus Abbildung 3.7 sind übertragbar auf den Wasserstoffbedarf. Dies ist auf die Methodik zurückzuführen, die den Bedarf der einzelnen europäischen Länder linear von der deutschen Industrie ableitet. Lediglich die absoluten Ergebnisse unterscheiden sich.

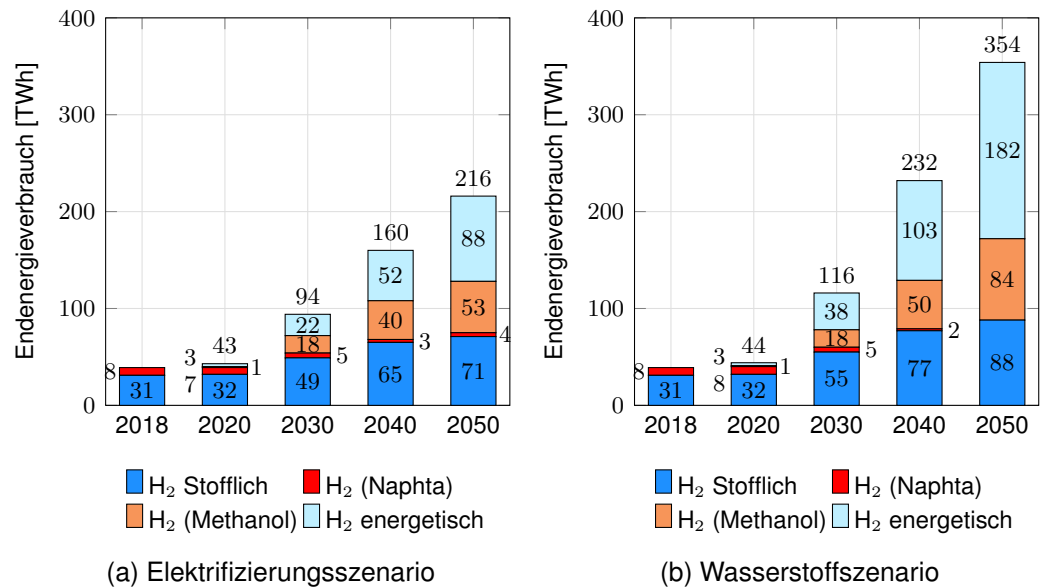


Abbildung 3.8: Der gesamte prognostizierte Wasserstoffbedarf für Deutschland basierend auf [23] und ergänzender Berechnung.

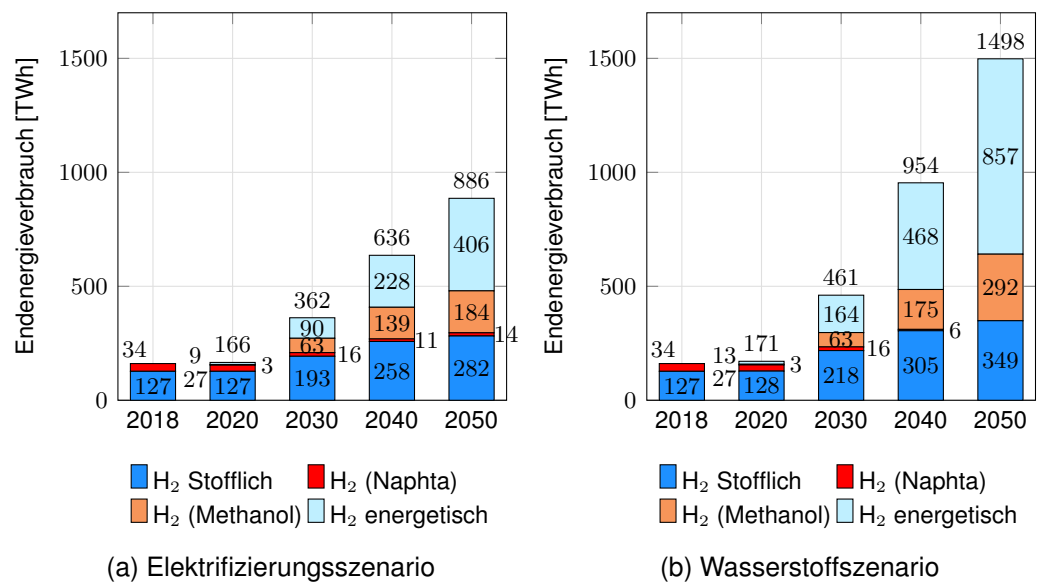


Abbildung 3.9: Der gesamte prognostizierte Wasserstoffbedarf für Europa basierend auf der Kombination der Modelle [23] und [78] und ergänzender Berechnung.

### 3.4.5 Analyse der Ergebnisse

Im Folgenden sollen nun die generierten Ergebnisse weiter analysiert werden. Dabei werden zunächst die verwendeten Inputdaten näher betrachtet. Hierfür werden sowohl die verwendeten Produktionsmengendaten als auch der ermittelte Bedarf an Strom, mit historischen Daten abgeglichen. Zudem werden die resultierenden Wasserstoff- und Stromverbräuche auf Branchenebene betrachtet. Zuletzt erfolgt die Einordnung der Ergebnisse in die Studienlage.

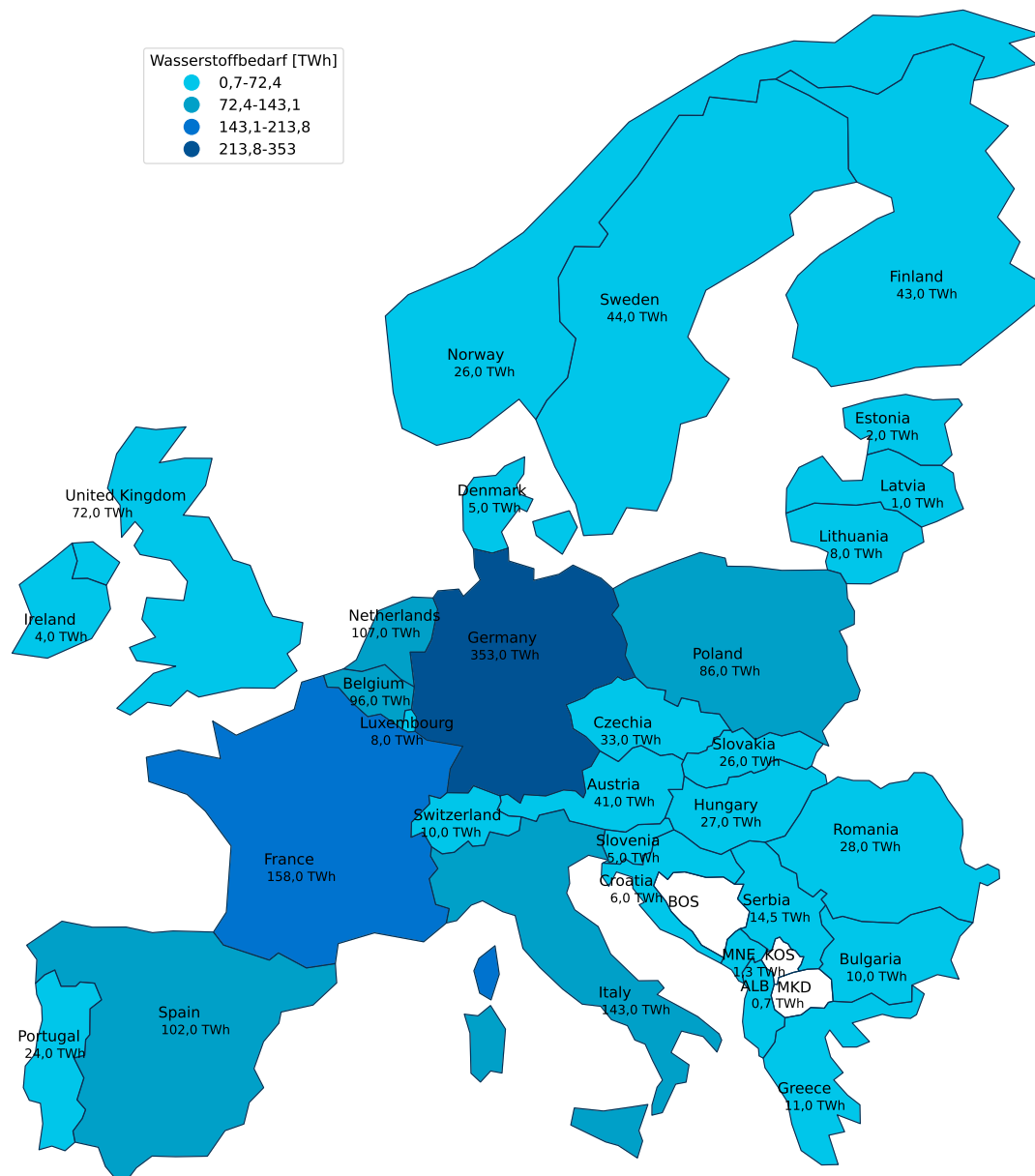


Abbildung 3.10: Prognostizierter Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050 über Methodik (Wasserstoffszenario), aufgelöst auf einzelne Länder.

### Analyse Inputdaten – Methodik

Da bei der oben beschriebenen Methodik einige vereinfachende Annahmen getroffen werden, müssen diese mit realen Verbräuchen abgeglichen, verifiziert und gegebenenfalls die Grenzen der Methodik aufgezeigt werden. Dazu wurde das Referenzjahr 2018 der Arbeit von Jetter et al. [23] gewählt, da es sich hierbei um historische Daten handelt und keine Prognoseeinflüsse zur Geltung kommen. In Abbildung 3.11 sind die Produktionsmengen der einzelnen Wirtschaftszweige in Deutschland der verwendeten Quellen [23, 78] aufgetragen. Dabei lässt sich feststellen, dass diese für die Subsektoren Stahl, Papier, Aluminium, Kupfer und Me-

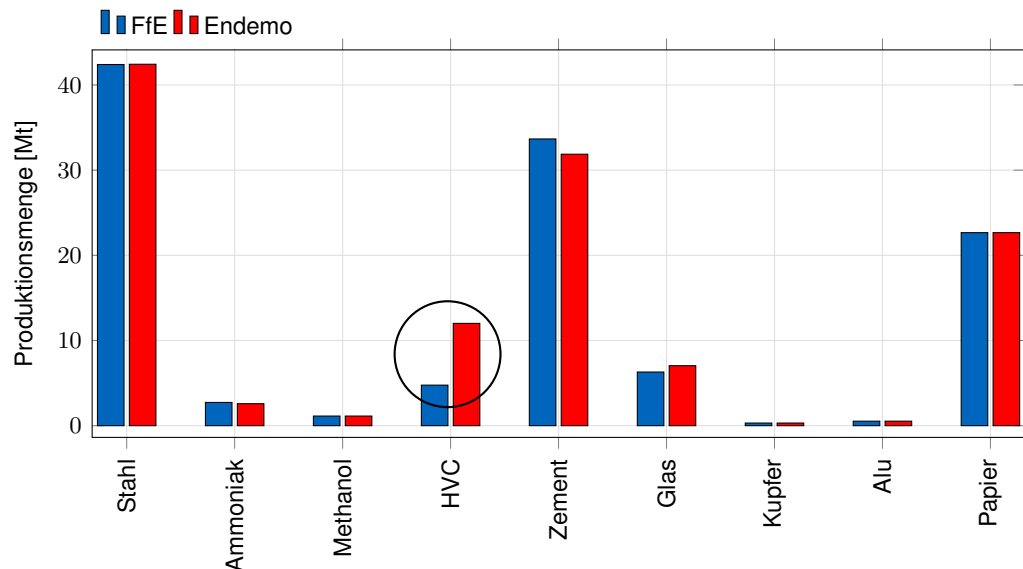


Abbildung 3.11: Vergleich der Produktionsmengen in Deutschland aus den Arbeiten [23] und [78], sowie deren Abweichung.

thanol übereinstimmen. Abweichungen treten bei den Subsektoren Ammoniak mit 5,54 % und der Glasherstellung 10,68 % auf. Die größte Diskrepanz wird im Bereich der High Value Chemicals (HVC) sichtbar, hier beträgt die Abweichung 7241,45 kt bzw. 60,32 %. Unter dem Begriff HVCs werden die Chemikalien Ethylen, Propylen, Benzol, Toluol und gemischten Xylole zusammengefasst [91]. Dazu wurden in der Datenbank des Modells *endemo* die Produktionsmengen der Subsektoren Ethylen, Propylen und Aromaten summiert. Im Industrietool der FfE [23] finden sich keine näheren Informationen zur verwendeten Datenquelle und den jeweils berücksichtigten Chemikalien. Obwohl die Produktionsmengen aus dem Modell *endemo* recherchierbar sind und als plausibel betrachtet werden, wurde im Zuge der Konsistenz auf die Produktionsmengen des Industrietools der FfE für Deutschland zurückgegriffen.

Des Weiteren wird der verwendete Endenergieverbrauch des Basisjahrs des Industrietools [23] mit den Daten der Anwendungsbilanz der AGEb [34] abgeglichen. Dies ist in Abbildung 3.12 dargestellt. Dabei stimmen die Angaben für den gesamten Energiebedarf und die Energieträger Fernwärme und erneuerbare Energien überein. Leichte Abweichungen (im Bereich zwischen 4 % und 9 %) gibt es für die Energieträger Strom, fossile Gase und Kohlen. Eine größere Diskrepanz hingegen treten für die Energieträger Mineralöl mit 29 % und sonstige Energieträger mit 43 % auf.

Für das Basisjahr 2018 liefert die Datenbank eurostat den gesamten Stromverbrauch der einzelnen europäischen Länder. Dieser wird herangezogen, um den mittels der oben beschriebenen Methodik ermittelten Strombedarf zu validieren. Die ausführlichen Ergebnisse sind in Tabelle A.2 im Anhang aufgeführt. Da eurostat keine Daten zum Stromverbrauch von Albanien führt, beträgt die Differenz hier 100 %.

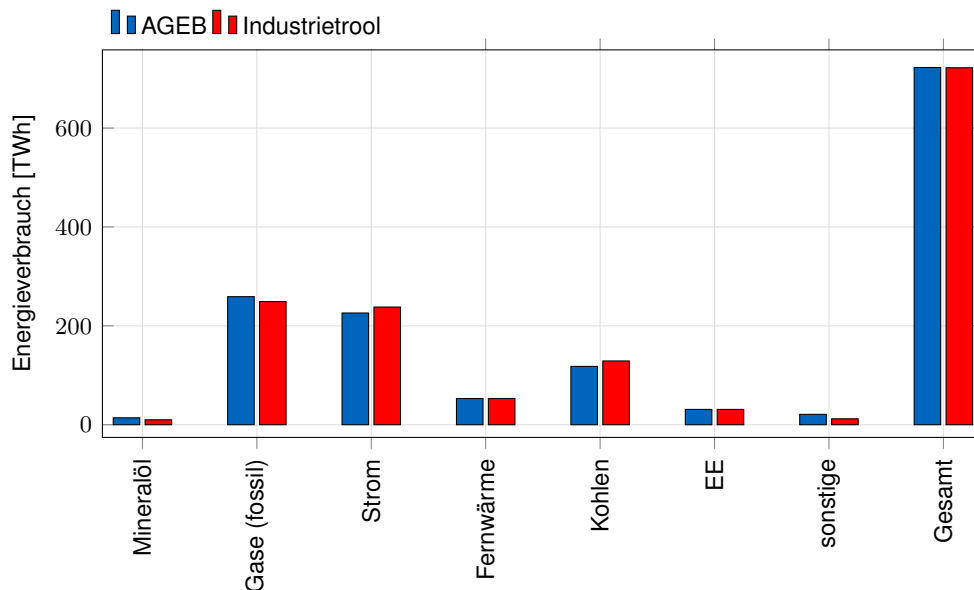


Abbildung 3.12: Vergleich des Endenergieverbrauchs der Industrie in Deutschland im Jahr 2018 zwischen der Anwendungsbilanz der AGEb [34] und dem Datensatz des Industrietools der FfE [23].

Grundsätzlich ist die Spannweite der Abweichungen groß und für die meisten Länder wird mit der Methodik ein zu hoher Stromverbrauch angenommen. Eine mögliche Ursache dafür könnte in einer Fehlerfortpflanzung liegen. Bereits kleine Abweichungen in den Inputdaten, können bei entsprechenden mathematischen Operationen zu großen Diskrepanzen im Endergebnis führen. Dies soll Anhand einer beispielhaften Rechnung verdeutlicht werden. Wir nehmen vereinfachend folgende Bezeichnungen an:

- $a$ : Skalierungsfaktor Verbrauch Deutschland (Strom oder Wasserstoff)
- $b$ : Produktionsmengen der entsprechenden europäischen Länder
- $c$ : Produktionsmenge Deutschland
- $E$ : Stromverbrauch der entsprechenden Länder (Methodik).

Unter der Annahme, dass alle Faktoren korrekt sind, ergibt sich über die Methodik folgender Formelbezug:

$$a \cdot \frac{b}{c} = E.$$

Wie sich gezeigt hat stimmt der berechnete Stromverbrauch der Methodik im Jahr 2018 größtenteils nicht mit dem Datensatz aus eurostat  $\tilde{E}$  überein, sondern weicht um einen Faktor  $\alpha$  ab. Somit gilt

$$E = \alpha \tilde{E}. \quad (3.9)$$

Um  $\tilde{E}$  korrekt bestimmen zu können, müssten jeweils die fehlerfreien Faktoren  $\tilde{a}$ ,  $\tilde{b}$ , und  $\tilde{c}$  bekannt sein, für die gilt, dass

$$\tilde{a} \cdot \frac{\tilde{b}}{\tilde{c}} = \tilde{E}. \quad (3.10)$$

Diese lassen sich ermitteln unter der Annahme, dass  $\tilde{E}$  der Datenbank eurostat korrekt ist. Hierzu wird die Annahme getroffen, dass alle Faktoren um denselben Fehlerfaktor abweichen, dies muss nicht der Fall sein.

$$a \cdot \frac{b}{c} = \tilde{E} \cdot \alpha \quad (3.11)$$

$$a \cdot \frac{b}{c \cdot \alpha} = \tilde{E} \quad (3.12)$$

Damit folgt für die einzelnen Faktoren:

$$\tilde{a} = \frac{a}{\sqrt[3]{\alpha}}, \quad (3.13)$$

$$\tilde{b} = \frac{b}{\sqrt[3]{\alpha}}, \quad (3.14)$$

$$\tilde{c} = c \cdot \sqrt[3]{\alpha}. \quad (3.15)$$

Im Falle einer 10 %-igen Abweichung ( $\alpha = 1,1$ ) würde dies bedeuten, dass jeder der Inputfaktoren um  $\sim 3\%$  abweichen müsste, damit das Ergebnis aus der Datenbank getroffen wird.

In einigen Fällen hingegen wird der Stromverbrauch mit dieser Methodik unterschätzt, wie beispielsweise für die Länder Norwegen, Estland oder auch Italien. Damit wird deutlich, dass sich der Stromverbrauch mit dieser Methodik nicht ohne Abweichungen auf andere Länder übertragen lässt. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss dies berücksichtigt werden. Andere Energieträger, wie Wasserstoff, sind ebenfalls von diesen Abweichungen betroffen, allerdings lassen sich diese nicht bestimmen, da eurostat hierfür keine Daten auf NACE-Ebene liefert. Hinzukommt, dass die Abweichungen für die prognostizierten Folgejahre weiter zunehmen können, dies kann jedoch zum derzeitigen Zeitpunkt nicht abgeschätzt werden.

### Analyse des Wasserstoff- und Strombedarfs der einzelnen Industriebranchen

Die Methodik liefert neben dem absoluten Strom- und Wasserstoffbedarf auch Informationen zu den Verbräuchen der einzelnen Branchen. In Abbildung 3.13 ist der prognostizierte Wasserstoffbedarf der einzelnen Branchen je im Elektrifizierungs- und Wasserstoffszenario aufgeführt. Dabei sind aufgrund der Übersichtlichkeit lediglich die energieintensivsten Branchen dargestellt. Die Metallerzeugungs- und -bearbeitungsbranche enthält hierbei neben der Stahlproduktion und -bearbeitung auch die Produktion und Bearbeitung von Nichteisenmetallen wie Aluminium und Kupfer. Die Branche Glas umfasst ebenfalls die Herstellung von Keramik sowie die Branche Verarbeitung von Steinen und Erden, wie beispielsweise Klinker, Kalk



und Zement. Die Bezeichnung restliche Wirtschaftszweige fasst weniger energieintensive Wirtschaftszweige zusammen. Dazu zählen die Branchen Maschinenbau, Fahrzeugbau, Ernährung, Textilien, Bergbau und der Zusammenschluss der sonstigen Wirtschaftszweige. Dazu zählen nach Tabelle 2.1 die WZ 16, 18, 19, 26, 27, 31 – 32 und 33.

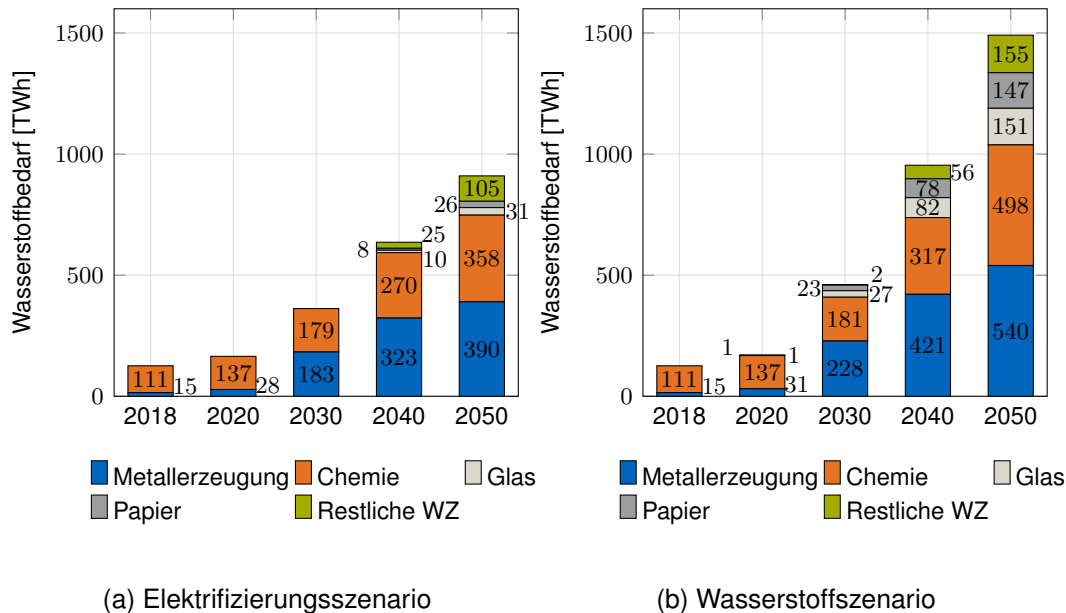


Abbildung 3.13: Prognostizierter Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, erstellt über vorgestellte Methodik.

Im Elektrifizierungsszenario benötigen in den Jahren 2018 bis 2030 ausschließlich die Chemie und die Metallerzeugungs- und -bearbeitungsbranche Wasserstoff. Dies ist überwiegend auf den Bedarf an stofflichem Wasserstoff der Branchen zurückzuführen ( $\sim 75\%$ ). Ab dem Jahr 2020 nimmt der Wasserstoffbedarf auch in diesem Szenario stark zu, überwiegend getrieben durch Metall- und Chemiebranche. Ab dem Jahr 2040 wird auch in weiteren Branchen (energetischer) Wasserstoff eingesetzt. Der gesamte prognostizierte Bedarf beläuft sich auf knapp 900 TWh im Jahr 2050. Hauptverbraucher sind erwartungsgemäß die Chemie- und Metallbranche, lediglich 6,4 % entfallen auf andere Wirtschaftszweige. Davon werden mit 24 TWh ein großer Teil der Ernährungsbranche und den sonstigen Wirtschaftszweigen (26,7 TWh) zugeschrieben. Einen geringfügigen Verbrauch besitzen die Branchen Textilien, Bergbau und der Fahrzeugbau.

Im Wasserstoffszenario basiert der  $H_2$ -Bedarf in den ersten Jahren ebenfalls überwiegend auf dem Einsatz von stofflichem Wasserstoff. Aber schon im Jahr 2030 steigt der Bedarf an energetischem Wasserstoff an und nimmt auch in den folgenden Jahren stark zu. So beläuft sich der gesamte Bedarf im Jahr 2050 auf knapp 1500 TWh. Auch in diesem Szenario gehören die Chemie- und Metallbranche zu den größten Verbrauchern, jedoch steigt der Anteil der verbleibenden Wirtschaftszweige am Verbrauch auf  $\sim 30\%$ . Die Ernährungsbranche gehört in dem Zusammenschluss der restlichen Wirtschaftszweigen zu den größten Verbrauchern.

~ 49 TWh zusammen mit den sonstigen Wirtschaftszweigen. Aber auch die Maschinenbaubranche weist mit 30,8 TWh eine Relevanz auf.

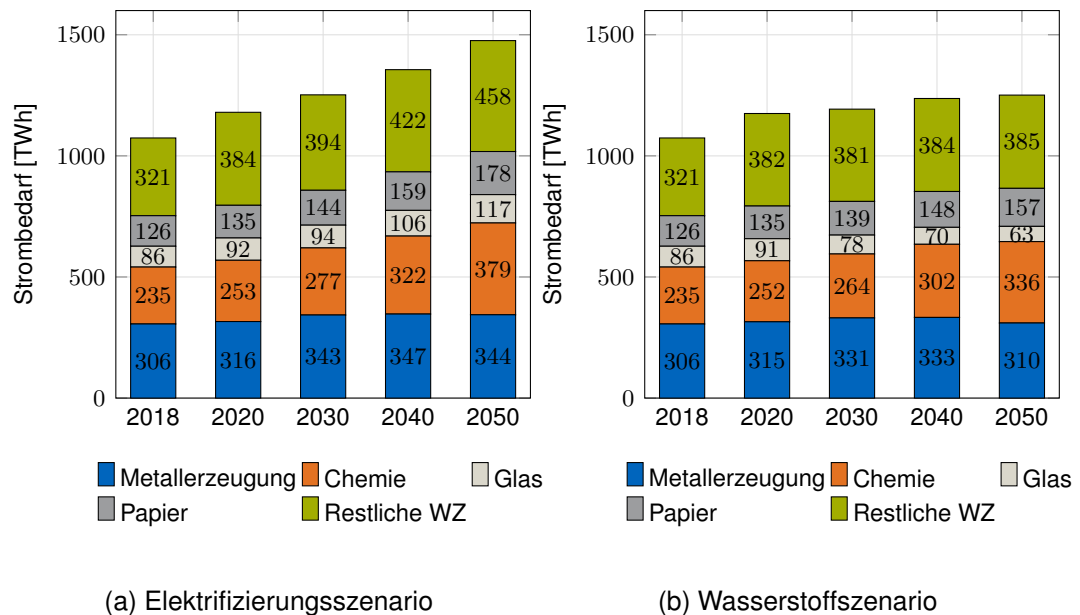


Abbildung 3.14: Prognostizierter Strombedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen, erstellt über vorgestellte Methodik.

In Abbildung 3.14 ist der prognostizierte Strombedarf der einzelnen Branchen im Jahr 2050 aufgeführt. Diese Daten wurden ebenfalls über die Methodik generiert. Dabei sind dieselben Branchen wie in Abbildung 3.13 aufgeführt. Wie erwartet ist der prognostizierte Strombedarf im Elektrifizierungsszenario mit 1476 TWh höher als im Wasserstoffszenario mit 1251 TWh. Die Stromdifferenz der beiden Szenarien liegt hierbei lediglich bei 225 TWh, wohingegen die Wasserstoffdifferenz (Vgl. Abbildung 3.9) gleichzeitig 612 TWh beträgt. Ebenfalls fällt auf, dass im Wasserstoffszenario der Strombedarf nur langsam und um 182 TWh ansteigt, wobei im selben Zeitrahmen im Elektrifizierungsszenario ein Anstieg um 407 TWh erwartet wird.

Die Ursache für den ähnlich hohen Strombedarf beider Szenarien und die nur geringfügige Zunahme des Bedarfs ist in der Arbeit von Jetter et al. [23] für die deutsche Industrie zu finden. Dabei beträgt die Zunahme in den Jahren von 2028 bis 2045 59 TWh (Elektrifizierungsszenario) und 22 TWh (Wasserstoffszenario). Die Differenz der beiden Szenarien beträgt im Jahr 2045 hierbei 37 TWh. [23]

Im Bereich des Stromverbrauchs zählen zwar die Chemie und Metallbranche zu großen Verbrauchern, aber auch andere Branchen tragen erheblich zum Stromverbrauch bei. Dazu zählen die Ernährungsbranche (H<sub>2</sub>-Szen. 174 TWh, E-Szen. 196,9 TWh), sonstige WZ (H<sub>2</sub>-Szen. 118,3 TWh, E-Szen. 137,4 TWh) und Fahrzeugbau (H<sub>2</sub>-Szen. 35,3 TWh, E-Szen. 44,7 TWh).

Die Autoren Jetter et al. [23] treffen für die Industriebranchen in Deutschland verschiedene Annahmen bezüglich der Prozessverteilung der einzelnen Technologien. Diese sind in Tabelle B.1 im Anhang für das Elektrifizierungsszenario und in Tabelle B.2 im Anhang für das Wasserstoffszenario aufgeführt. Aufgrund des

zugrundeliegenden Ansatzes der Methodik dieser Arbeit, wird diese Prozessverteilung auch auf die europäische Industrie übertragen. Bemerkbar machen sich diese Annahmen im resultierenden Strom- und Wasserstoffbedarf.

Im Falle der Metallherstellungsbranche ist der hohe energetische und stoffliche Wasserstoffbedarf auf den Einsatz der Direktreduktion zurückzuführen. Dieser verursacht ebenfalls einen hohen Stromverbrauch. Beide Szenarien setzen zusätzlich auf den Einsatz von Sekundärstahl, wobei im Elektrifizierungsszenario auch das Hisarna Verfahren relevant ist. Dies führt dazu, dass der Wasserstoffbedarf (energetisch und stofflich) im Wasserstoffszenario höher ist als im Elektrifizierungsszenario. [23]

In der Chemiebranche spielt die Elektrifizierung eine untergeordnete Rolle, weswegen sich die Transformationspfade nur an wenigen Stellen unterscheiden. So ist sowohl für die Herstellung von Methanol als auch von Ammoniak die eingesetzte Technologie jeweils identisch. Die Substitution der Dampfreformierung sorgt für letztere Chemikalie zu einem steigenden Stromverbrauch, wohingegen der Bedarf an stofflichem Wasserstoff aufgrund steigender Effizienzen geringfügig abnimmt. Für die Methanolherstellung dominiert der Prozess Power-to-Methanol, was zu einem erhöhten Strombedarf führt. In der HVC-Produktion variieren die eingesetzten Technologien. So wird im Wasserstoffszenario lediglich der Transformationspfad MTA bzw. MTO eingesetzt, wohingegen im Elektrifizierungsszenario zusätzlich ein elektrischer Steamcracker verwendet wird. Dies führt zu einem deutlich höheren Methanolbedarf im H<sub>2</sub>-Szenario und einem Naphthabedarf im E-Szenario. [23]

In der Branche Verarbeitung von Steinen und Erden unterscheiden sich die eingesetzten Transformationspfade beider Szenarien nicht. In der Zementherstellung sind verringerte Stromverbräuche auf Steigerungen in der Effizienz zurückzuführen. Gleichzeitig nehmen die Autoren Jetter et al. [23] an, dass keine Transformation erfolgt, da die Zementmühlen bereits heute elektrisch betrieben werden. Für die Klinker- und Kalkproduktion kommt den Autoren zufolge lediglich eine Brennstoffumstellung in Frage. [23]

In der Glasherstellung gibt es deutliche Abweichungen in den Transformationspfaden beider Szenarien. So wird im Elektrifizierungsszenario einzig auf elektrische Schmelzwannen gesetzt, was in einem erhöhten Stromverbrauch resultiert. Im Wasserstoffszenario hingegen wird eine Wasserstoffwanne eingesetzt. Dies führt zu einem sehr hohen Wasserstoffbedarf im Vergleich zum Stromverbrauch im E-Szenario. [23]

Auch in Hinblick der Nichteisenmetallherstellung unterscheiden sich die Transformationspfade nicht. So setzen beide Szenarien sowohl für die Aluminium- als auch für die Kupferproduktion auf einen Brennstoffwechsel. Dies führt jeweils zu einer steigenden Wasserstoffnachfrage. [23]

Im Bereich der Papierherstellung werden im E-Szenario lediglich PtH-Technologien eingesetzt. Trotz Effizienzsteigerungen nimmt der Strombedarf zu, da die Autoren Jetter et al. [23] einen steigenden Papierbedarf annehmen. Im H<sub>2</sub>-Szenario werden fossile Energieträger durch Wasserstoff substituiert, was zu einem stark erhöhten Verbrauch des Energieträgers führt. Der Strombedarf wird hiervon jedoch nicht beeinflusst und steigt aufgrund des steigenden Absatzes sogar an. Die Branche beinhaltet neben der eigentlichen Papierproduktion auch die Zellstoff- und Holzstoffherstellung. Nur für letztere ergeben sich Unterschiede, durch die Brennstoffsubstitution steigt der Wasserstoffbedarf im H<sub>2</sub>-Szenario stark an. Im E-Szenario hingegen

nimmt der Stromverbrauch zu. [23]

In beiden Szenarien wird für die Transformation der Industriebranche sowohl Strom als auch Wasserstoff eingesetzt, jedoch variiert die Ausprägung. Grundsätzlich weist der Elektrifizierungspfad durch die Direktelektrifizierung eine bessere Effizienz als der Wasserstoffpfad auf, was sich in einem geringeren Verbrauch bemerkbar macht. Gleichzeitig sorgen Effizienzsteigerungen der Prozesse dafür, dass der Verbrauch nicht bzw. nicht so stark ansteigt. Dies wird besonders beim Stromverbrauch hinsichtlich des Vergleichs beider Szenarien und der zukünftigen Prognose klar. [23]

Dennoch erfolgt auch im Elektrifizierungsszenario keine undifferenzierte Direkt-elektrifizierung. Dies ist insbesondere in der Chemiebranche der Fall, hierbei wird überwiegend auf den Einsatz von Wasserstoffderivaten gesetzt. [23]

Die Substitution der fossilen Energieträger durch Strom und insbesondere grünem Wasserstoff sorgt dafür, dass der Verbrauch dieser Energieträger zukünftig steigen wird, wenn auch unterschiedlich stark [23]. Besonders dominiert hierbei die Wasserstoffnachfrage. Je nach Wirtschaftszweig macht sich dies unterschiedlich bemerkbar. Es gibt Branchen, die aufgrund von Effizienzsteigerungen oder – je nach Szenario – durch einen Energieträgerwechsel einen reduzierten Bedarf an Strom oder Wasserstoff aufweisen. Dazu zählen unter anderem die Branchen Glas und Verarbeitung von Steinen und Erden sowie die Metallverarbeitung. Auch bei dem Zusammenschluss der restlichen Wirtschaftszweige lässt sich dieser Effekt beobachten.

Hinsichtlich des Wasserstoffszenarios nehmen die Autoren Jetter et al. [23] für die Industrie in Deutschland an, dass Wasserstoff in ausreichender Menge vorhanden und der Einsatz wirtschaftlich sinnvoll ist. Ein konkreter Wasserstoffpreis wird nicht genannt. Nachdem die Ergebnisse dieser Arbeit mittels der Methodik linear auf die europäische Industrie übertragen wird, muss hierbei von denselben Voraussetzungen ausgegangen werden. Ob dies zukünftig der Fall sein wird, lässt sich momentan nicht abschätzen.

Auf nationaler Ebene variiert die Bedeutung der einzelnen Branchen und damit auch einhergehend auch der Strom- und Wasserstoffbedarf. Die Abbildungen 3.15 und 3.16 zeigen den jeweiligen Strom- und Wasserstoffanteil gemessen am entsprechenden gesamten Bedarf.

### Einordnung der Ergebnisse in die Studienlage

Die Studienlage der europäischen Wasserstoffnachfrage ist groß und eine Vielzahl unterschiedlicher Bedarfe werden prognostiziert. Dies betrifft auch die Prognose der industriellen Wasserstoffnachfrage. Ein Auszug an diversen Studienergebnissen des industriellen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 auf europäischer Ebene ist in Abbildung 3.17 aufgeführt. Dabei schwanken die Prognosen je nach Studie und Szenario stark. So prognostiziert die *Agora* Studie einen Bedarf von 270 TWh im Jahr 2050, während die *Metis 3-Studie S5* im H<sub>2</sub>+ Szenario knapp 1800 TWh erwartet. Die weiteren aufgeführten Ergebnisse variieren zwischen 900 TWh und 1343 TWh. Abweichende Resultate sind darauf zurückzuführen, dass in jeder Studie unterschiedliche Annahmen getroffen werden. So berücksichtigen die Autoren der *Agora* Studie lediglich die stofflichen Wasserstoffnachfrage, die auf die Wirtschaftszweige Stahl und Chemie zurückzuführen ist [8]. Hinzu kommen weitere

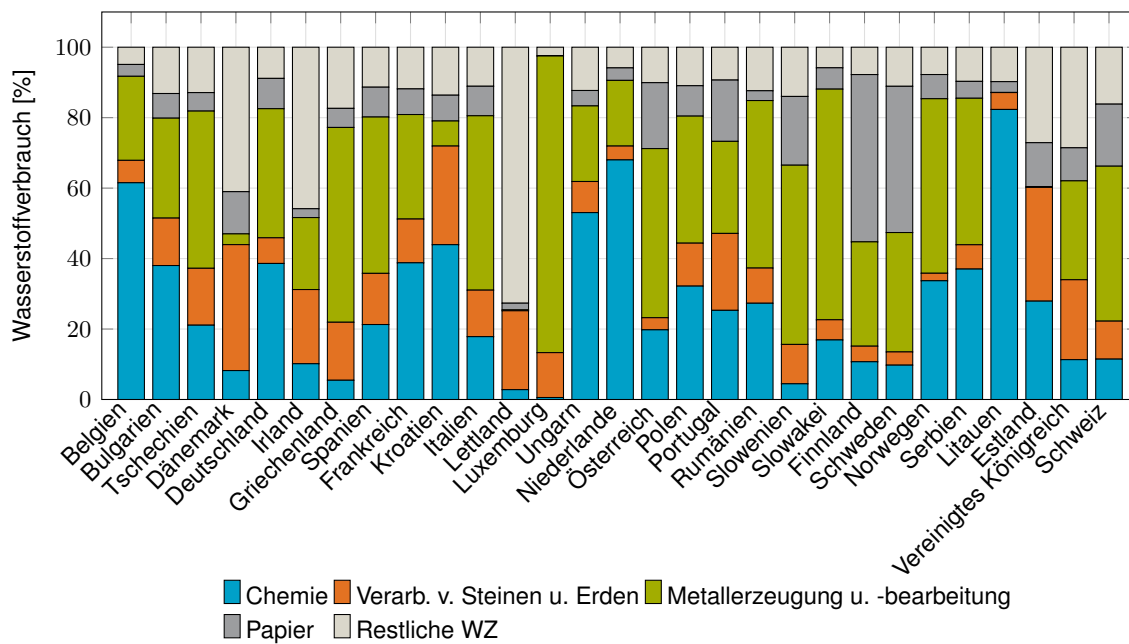


Abbildung 3.15: Branchenanteil gemessen am gesamten Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 im Rahmen des Wasserstoffszenarios.

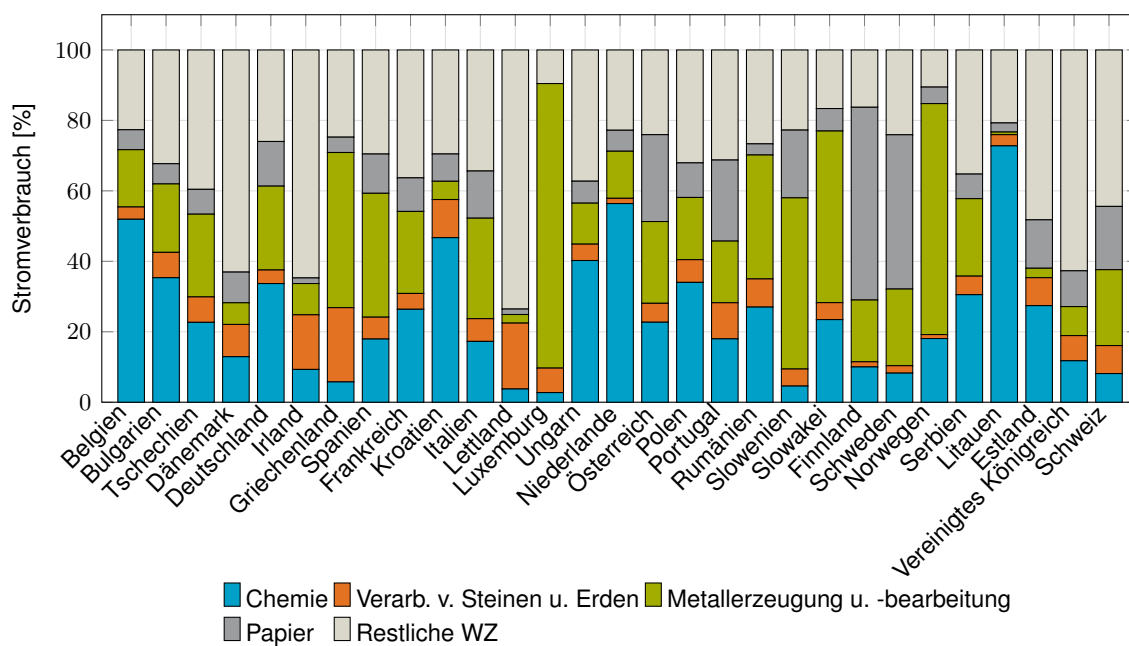


Abbildung 3.16: Branchenanteil gemessen am gesamten Strombedarf im Jahr 2050 im Rahmen des Wasserstoffszenarios.

abweichende Annahmen. Je nach Studie wird zum Teil nach einzelnen Wirtschaftszweigen differenziert. Dazu zählen neben der *Agora* Studie nach Wachsmuth et al.

[92] auch die Studien *Bruegel* und *EC Clean Planet H<sub>2</sub>* [92].

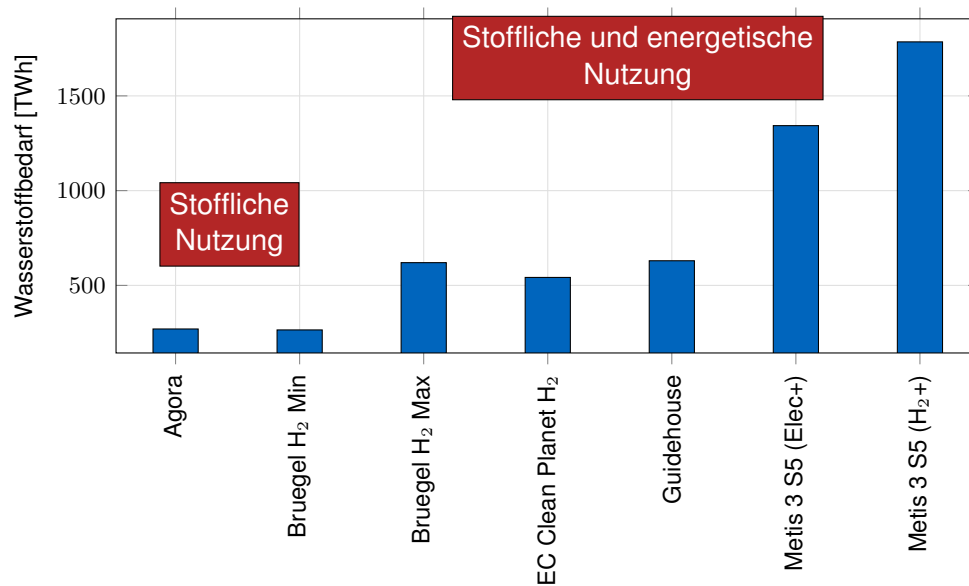


Abbildung 3.17: Gegenüberstellung von Studien zum europäischen industriellen Wasserstoffbedarf im Jahr 2050, entnommen aus [4, 92].

In anderen Studien berücksichtigen die Autoren neben dem stofflichen Wasserstoffbedarf auch die energetische Nutzung. Dazu zählen die Studien *Methis 3 Study S5* [87], *Guidehouse* [93] und die *Clean Planet H<sub>2</sub>* Studie der europäischen Kommission.

Aber auch bei diesen Studien gibt es deutliche Abweichungen in den prognostizierten Verbräuchen der europäischen Industrie.

Innerhalb der Studien werden unterschiedliche Schwerpunkte gelegt und dabei zum Teil verschiedene Branchen untersucht. So betrachtet die *Metis 3-Studie S5* in ihren beiden Szenarien die Branchen Chemie, Papier, Glas, Kalk, Zement und Metall [4]. Nicht untersucht wird die Herstellung von Nichteisenmetallen wie Kupfer oder Aluminium. In der *Guidehouse* Studie bleiben die sowohl die Herstellung von Aluminium und Kupfer, als auch die Kalkproduktion und die Papierbranche unberücksichtigt [93]. Die Europäische Kommission legt in ihrer Studie den Fokus auf energieintensive Branchen wie Chemie, Metall, Glas, Papier und Nichteisenmetalle [94].

Im Folgenden sollen nun die Ergebnisse der Methodik den Studienprognosen gegenübergestellt werden. Diese werden dabei in die Kategorien stoffliche Nutzung und sowohl stoffliche als auch energetische Verwendung unterteilt, um die Vergleichbarkeit zu erleichtern. Abbildung 3.18 präsentiert den Vergleich der Studien aus der ersten Kategorie und der prognostizierte stoffliche Wasserstoffbedarf der Methodik sowohl im Wasserstoff- als auch im Elektrifizierungsszenario. Die Studie *Bruegel H<sub>2</sub> Min* prognostiziert hierbei den geringsten Bedarf mit insgesamt 215 TWh. Der Bedarf der Chemiebranche ist nur geringfügig höher als in der Metallindustrie. Gleichzeitig liefert das Szenario H<sub>2</sub> Max derselben Studie den höchsten Bedarf, auch hierbei weichen die Resultate der einzelnen Branchen nur im geringen Maße voneinander ab. Auch im Bereich der *Agora* Studie wird beiden

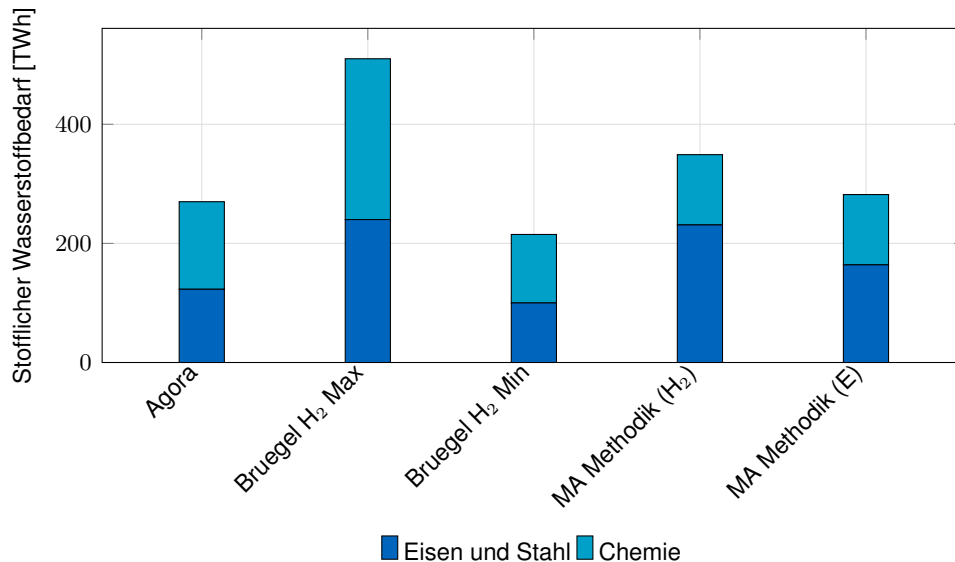


Abbildung 3.18: Gegenüberstellung von Studien und Ergebnissen der Methodik zum stofflichen Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050. Studien entnommen aus [8, 92].

Branchen ein ähnlich hoher Verbrauch vorhergesagt. Anders ist dies für die Ergebnisse dieser Masterarbeit. So dominiert im Wasserstoffszenario der Verbrauch der Stahlbranche deutlich. Für das Elektrifizierungsszenario ist derselbe Trend zu beobachten. Da der Verbrauch von stofflichem Wasserstoff in der Chemiebranche in beiden Szenarien identisch ist, fällt die Differenz für das Elektrifizierungsszenario kleiner aus. Insgesamt ordnen sich die prognostizierten Resultate der Masterarbeit für beide Szenarien im mittleren Bereich der vorgestellten Studien ein. Die größte Differenz ergibt sich zwischen der Studie H<sub>2</sub> Max und den Ergebnissen der Masterarbeit, für beide Szenarien. Im Vergleich zum H<sub>2</sub> Min Szenario bzw. der *Agora* Studie sind die Abweichungen deutlich kleiner und die Ergebnisse der Methodik fügen sich gut in die Studienlandschaft ein.

In Abbildung 3.19 sind alle Studien, die sowohl eine energetische als auch stoffliche Nutzung vorsehen, aufgeführt. Zusätzlich sind die Ergebnisse der Methodik im Wasserstoff- und Elektrifizierungsszenario enthalten. Wie bereits erwähnt, untersuchen diese Studien jedoch teilweise verschiedene Branchen und liefern abweichende Prognosen. Hinzu kommt, dass diese Studien keine Ergebnisse auf der Wirtschaftszweig-Ebene enthalten, wodurch ein Vergleich mit den Ergebnissen auf Branchenebene nicht möglich ist. Auch in der Kategorie stoffliche und energetische Nutzung fügen sich die Resultate der Masterarbeit gut ein. Je nach Szenario im mittleren bis unteren Bereich. Dies ist sicherlich auch auf die sehr breitgefächerte Studienlage zurückzuführen. Die Einordnung der Ergebnisse in die Studienlage ist als positiv zu bewerten, da die Resultate sich mit diesen – zum Teil sehr aufwändig durchgeführten – Studien decken bzw. nicht extrem von diesen abweichen.

Die Autoren der *Agora* Studie [8] liefern neben der Prognose des stofflichen Wasserstoffbedarfs auch eine regionale Verteilung dessen, zusehen in Abbildung 3.20. Hierbei wird der Verbrauch innerhalb der einzelnen Länder standortbezo-

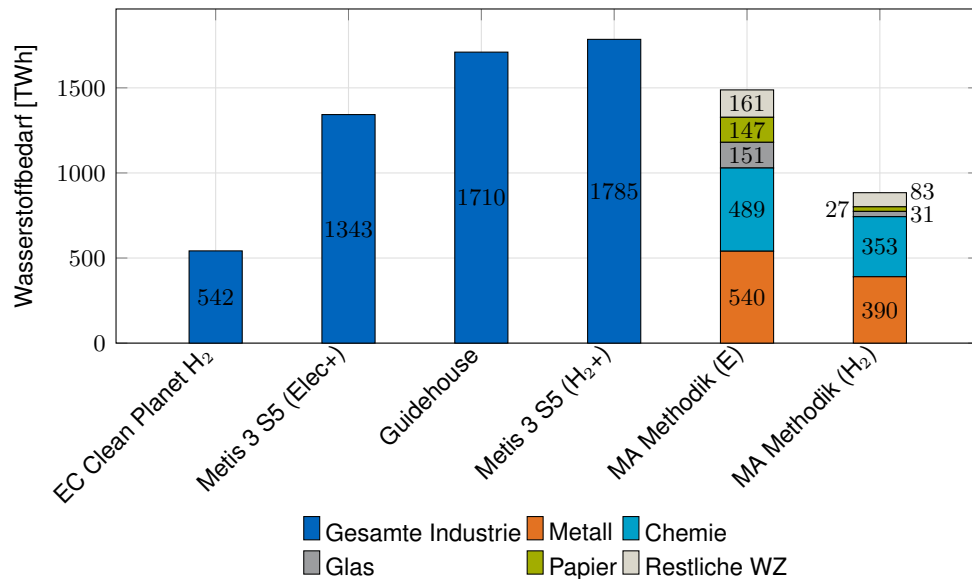


Abbildung 3.19: Gegenüberstellung von Studien und Ergebnissen der Methodik zum stofflichen und energetischen Wasserstoffbedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050. Studien entnommen aus [4, 92].

gen angegeben. Hierdurch werden deutliche regionale Unterschiede erkennenbar. So gibt es Regionen, in denen der Bedarf an stofflichem Wasserstoff sehr gering bzw. nicht vorhanden ist, wie beispielsweise in den skandinavischen Ländern, Irland, Portugal, Kroatien usw. In anderen Nationen hingegen sind die Wabendichte und auch der jeweilige stoffliche Wasserstoffbedarf vergleichsweise hoch. Dies erschwert die Ermittlung des nationalen Bedarfs zu Vergleichszwecken.

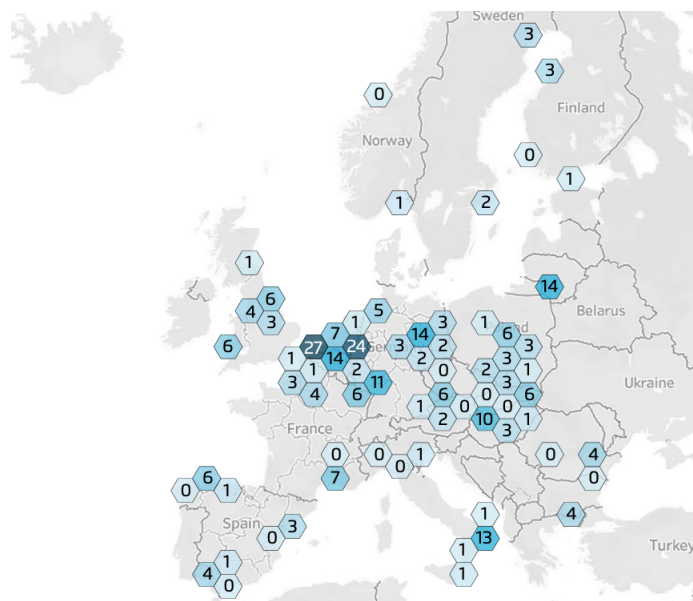


Abbildung 3.20: Regionale Verteilung des prognostizierten stofflichen Wasserstoffbedarfs der Agora Studie im Jahr 2050, entnommen aus [8].



Abbildung 3.21 zeigt die regionale Verteilung des stofflichen Wasserstoffbedarfs der Methodik. Dabei werden die Ergebnisse jeweils auf nationaler Ebene angegeben. Wie bereits in Abbildung 3.18 deutlich wurde, wird mit der Methodik ein höherer Bedarf erwartet als in der Studie *Agora* [8]. Die nationalen Verbräuche können daher abweichen. Beide Abbildungen weisen jeweils für die Nationen Irland, Dänemark und Lettland keinen stofflichen Wasserstoffbedarf aus. Für das Vereinigte Königreich prognostiziert *Agora* [8] einen gesamten Bedarf von 20 TWh wohingegen in dieser Arbeit 12,1 TWh erwartet werden. Dasselbe gilt für Litauen (*Agora* [8] 14 TWh, Methodik 5,6 TWh). Obwohl der gesamte Bedarf in der Methodik dieser Masterarbeit höher eingestuft wird, bedeutet es nicht zwangsläufig, dass dies für jeden nationalen Verbrauch gilt. Dennoch gibt es auch Mitgliedstaaten, auf die dieser Fall zutrifft. So erwartet die *Agora* Studie [8] für Spanien 15 TWh, für Portugal 0 TWh oder Italien 17 TWh, wohingegen diese Arbeit jeweils 22,3 TWh, 3 TWh und 35,2 TWh ausweist. Für viele Länder gestaltet sich der Vergleich der beiden Arbeiten als schwierig, da die Auflösung der Grafik der *Agora* Studie [8] bei hoher Wabendichte keine eindeutige Zuordnung auf nationaler Ebene erlaubt.

Dennoch wird bei genauerer regionaler Betrachtung des gesamten stofflichen Wasserstoffbedarfs der Ergebnisse dieser Masterarbeit auch die Schwäche des Ansatzes deutlich. So kann die lineare Übertragung des Verbrauches der Industrie in Deutschland, in diesem Fall die Chemie und Metallbranche, dazu führen, dass der Bedarf der einzelnen Länder nicht korrekt geschätzt wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Verhaltensannahme stark vereinfachend ist und keinesfalls zutrifft. Dabei kommt erschwerend hinzu, dass sich dieser Trend zukünftig verstärken könnte, da bislang nicht abgeschätzt werden kann wie sich das Branchenwachstum in den einzelnen Ländern verhält.

Hinsichtlich der energetischen Wasserstoffnutzung kann keine regionale Betrachtung durchgeführt werden, da keine der betrachteten Studien Informationen dahingehend liefert. Bei einer gesamteuropäischen Betrachtung fällt diese Problematik weniger stark auf, da sich Über- und Unterschätzung der einzelnen Bedarfe der Länder teilweise ausgleichen. Dasselbe gilt auch bei einer branchenbezogenen Betrachtung.

Abschließend lässt sich feststellen, dass die Ergebnisse auf europäischer Ebene vergleichbar mit anderen Studienergebnissen ist. Im Bereich der regionalen Verteilung des stofflichen Wasserstoffs werden jedoch die Schwächen des Ansatzes sichtbar. Dennoch liefert der recht einfache Ansatz gute Ergebnisse.

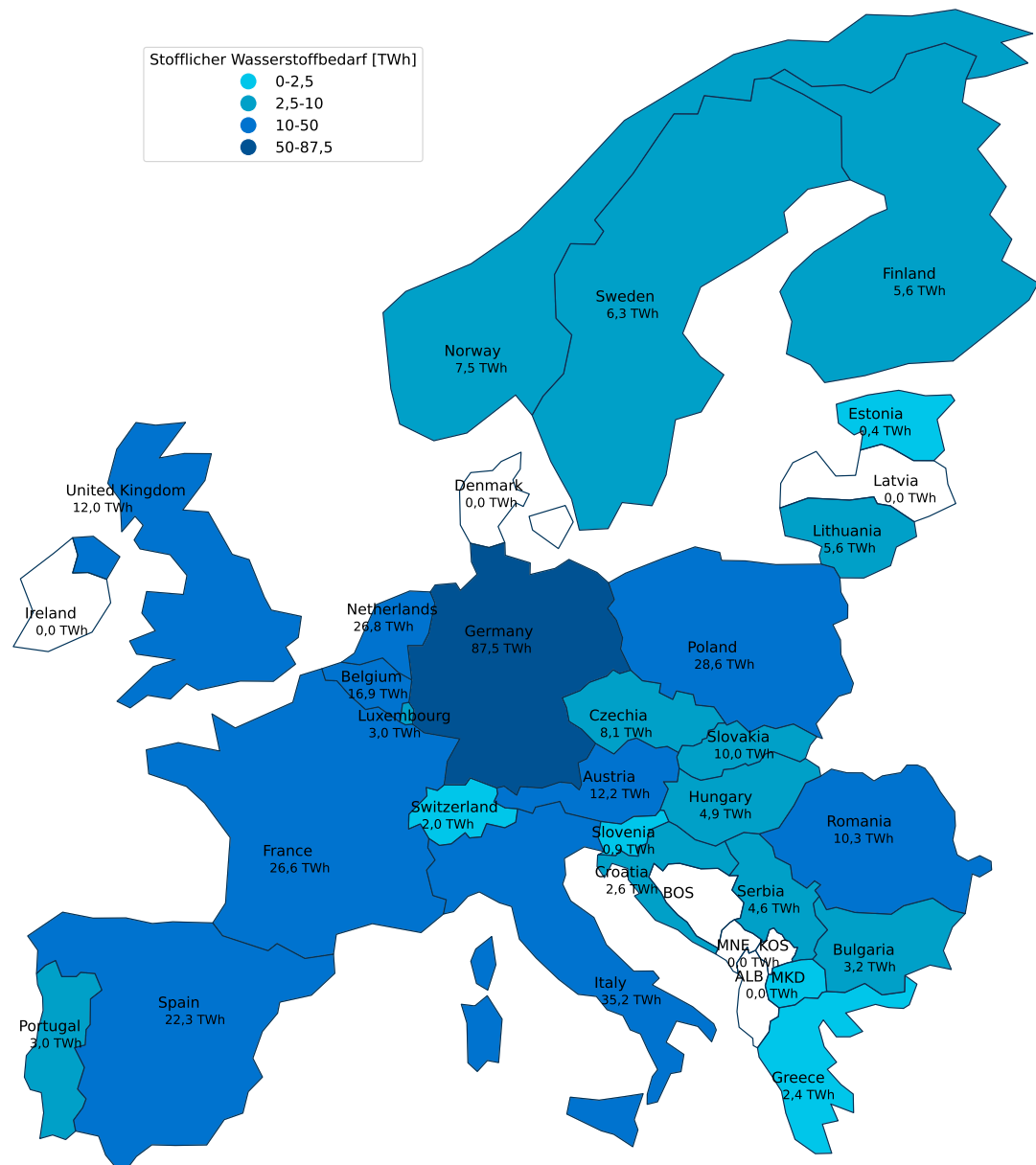


Abbildung 3.21: Regionale Verteilung des prognostizierten stofflichen Wasserstoffbedarfs im Wasserstoffszenario der Methodik im Jahr 2050.

### Einordnung in die Studienlage – Strom

Auch die erzeugten Ergebnisse im Bereich der Stromerzeugung lassen sich mit Studienergebnissen vergleichen. Auf industrieller Ebene sind für den europäischen Stromverbrauch weniger Studien verfügbar als für den Wasserstoffbedarf. In Abbildung 3.22 sind hierbei verschiedene Studien mit den Ergebnissen dieser Masterarbeit gegenübergestellt. Für jede Studie sind dabei zwei Szenarien aufgeführt, die sich hinsichtlich ihres Stromverbrauchs unterscheiden. Diese variieren je nach Studie und Szenario zwischen 1082 TWh und 1854 TWh. Die Ergebnisse dieser Masterarbeit liegen je nach Szenario in einem Bereich von 1251 – 1476 TWh. Dabei

fügen die sich Ergebnisse gut in die Studienlage ein. Die Studien liefern jedoch keine prognostizierten Verbräuche auf Wirtschaftszweigebene, sodass ein Vergleich der Daten auf dieser Ebene nicht möglich ist. Abweichungen in den Ergebnissen

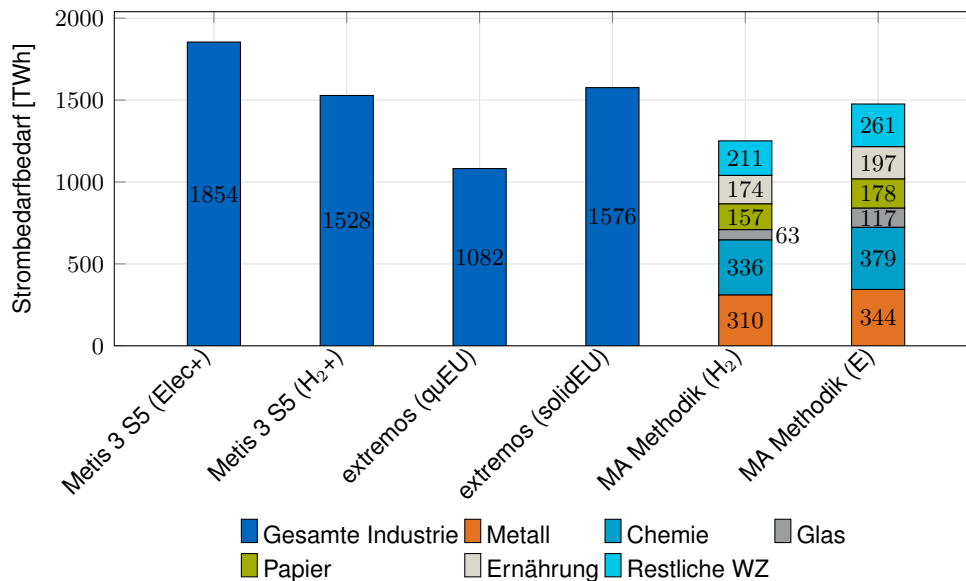


Abbildung 3.22: Gegenüberstellung von Studien und Ergebnissen der Methodik zum Strombedarf der europäischen Industrie im Jahr 2050. Studienergebnisse entnommen aus [4, 95].

sind auf die unterschiedlichen Annahmen in den einzelnen Studien zurückzuführen. Die Autoren der Studie *eXtremOS* [95] untersuchen kein explizites Strom- bzw. Wasserstoffszenario wie die Autoren der *Metis 3 S5* Studie [4]. So werden in dem Szenario quEU lediglich Effizienzmaßnahmen durchgeführt, wohingegen im solidEU Szenario auch direkte und indirekte Elektrifizierungsmaßnahmen betrachtet werden. [95] Hinzukommt, dass die betrachteten Branchen teilweise abweichen. So untersuchen die Autoren Guminski et al. [95] 13 Branchen und berücksichtigen damit mehr Wirtschaftszweige als die Autoren Fleiter et al. [4] der *Metis* Studie, die die Branche Nichteisenmetalle nicht weiter betrachten.

Die Stromdifferenz der verschiedenen Szenarien schwankt je nach Studie. Dementsprechend variiert der Verbrauch in der *Metis 3 S5* Studie um 326 TWh und ist damit höher als die Ergebnisse dieser Masterarbeit (225 TWh). In der *eXtremOS* Studie hingegen beträgt die Abweichung 494 TWh, wobei es sich hierbei nicht um eindeutige Wasserstoff- bzw. Elektrifizierungsszenarien handelt.

### 3.4.6 Nachfragezeitreihen

Um die industrielle Nachfrage im Modell zu implementieren, wurde auf normierte Lastprofile in stündlicher Auflösung aus der Arbeit von Jetter et al. [23] und des *eXtremOS* Projektes [96] zurückgegriffen. Für das Projekt *eXtremOS* wurden normierte industrielle elektrische Jahreslastprofile für verschiedene Industriebranchen veröffentlicht. Allerdings stehen nicht für alle Branchen entsprechende Profile zur Verfügung, und einige basieren auf älteren Datensätzen im Vergleich zu der neue-

ren Arbeit von Jetter et al. [23]. Einige der Profile sind jedoch identisch. In der Arbeit von Jetter et al. [23] wurden Lastzeitreihen für eine Typwoche erstellt, welche die Produktion der einzelnen Wirtschaftszweige abbilden sollen und sich nicht an der Jahreszeit orientieren.

Für das Projekt *eXtremOS* [96] sind alle Datensätze frei zugänglich, für die Arbeit von Jetter et al. im Industrietool [23] ist das nicht der Fall. Aus diesem Grund müssen die Daten aus veröffentlichten Grafiken abgelesen werden. In Tabelle 3.10 sind die einzelnen Branchen und der Ursprung der jeweils verwendeten Lastprofile aufgeführt.

Tabelle 3.10: Herkunft der verwendeten Nachfragezeitreihen der einzelnen Industriebranchen (Industrietool [23], *eXtremOS* [96]).

| Projekt         | Industriebranchen                                                                                                                                                 |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>eXtremOS</i> | Ernährung<br>Maschinenbau<br>Fahrzeugbau<br>sonstige WZ                                                                                                           |
| Industrietool   | H. v. chemischen Erzeugnissen<br>Metallerzeugung und -bearbeitung<br>H.v. Glas, Keramik, Verarbeitung v. Steinen u. Erden<br>Gummi- und Kunststoffwaren<br>Papier |

Sofern möglich wurde auf die Datensätze von *eXtremOS* [96] zurückgegriffen, dies war jedoch für die Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von chemischen Erzeugnissen und Gummi- und Kunststoffwaren nicht umsetzbar. Für die verbleibenden Branchen wurde auf die Nachfragezeitreihen des Industrietools [23] zurückgegriffen. Um die Nachfragezeitreihen beider Projekte verwenden zu können, müssen Anpassungen vorgenommen werden. So beginnt das Profil im Projekt *eXtremOS* mit dem Wochentag Sonntag, im Industrietool mit Montag. Da in den letzteren Nachfragezeitreihen nur Daten für eine Woche vorliegen und nicht für ein ganzes Jahr, werden diese Daten um einen Tag verschoben. Im Anschluss muss aus dem angepassten Profil der Typwoche ein Jahresprofil generiert werden. Im Bereich der Industrie spielt Saisonalität für den überwiegenden Teil der Branchen keine Rolle, weshalb das Jahresprofil aus einer Aneinanderreihung von Typwochen besteht. Lediglich hinsichtlich der Branche Verarbeitung von Steinen und Erden und deren Gewinnung, sowie Ernährung ist Saisonalität ein Faktor [23]. So findet in den Branchen Verarbeitung von Steinen und Erden und deren Gewinnung keine Produktion bei Schneefall statt [23]. Für den Wirtschaftszweig Ernährung wird durch zusätzliche Kühlung eine Änderung  $\pm 10\%$  erwartet [23]. Da für die Ernährungsbranche auf den Datensatz von *eXtremOS* [96] zurückgegriffen wird, erfolgt hier keine weitere Anpassung. Für die verbleibenden Branchen wird die Annahme getroffen, dass Saisonalität keine Rolle spielt. Dies ist notwendig, da keine Prognose über das Schneefallverhalten in den Jahren von 2020 bis 2050 bekannt ist.

Um nun ein einzelnes Jahreslastprofil der Industrie zu erzeugen, wurden die einzelnen Profile der Wirtschaftszweige jeweils mit ihrem Endenergieverbrauch aus dem Jahr 2018 der Anwendungsbilanz der AGEb [34] gewichtet, anschließend ad-

diert und auf den gesamten Endenergieverbrauch der Industrie normiert. Somit können die Profile anteilmäßig berücksichtigt werden. Hierbei wird erneut die vereinfachende Annahme getroffen, dass dieses Verhältnis in den Folgejahren unverändert bleibt. Damit kann das normierte Jahreslastprofil des Stromverbrauchs der gesamten Industrie generiert werden. Um eine zusätzliche Regionalisierung auf NUTS-1 Ebene zu erhalten, kann auf Wasserstoffverbrauchsfaktoren der einzelnen Bundesländer basierend auf dem Projekt [78] zurückgegriffen werden. Für das Jahr 2050 sind stündliche Wasserstoffprognosen einzelner Branchen und Regierungsbezirke bekannt. Diese lassen sich zu einem gesamten industriellen Jahresverbrauch der einzelnen Bundesländer und des Bundes aggregieren. Mit diesen Daten lässt sich ein Verhältnis bestimmen, mit dem es möglich wird, den gesamten bundesdeutschen Verbrauch, bestimmt über die vorgestellte Methodik, auf die einzelnen Bundesländer umzulegen. Dieses Verhältnis basiert auf dem Wasserstoffverbrauch, wird aber im Folgenden auch für den Stromverbrauch eingesetzt.

Zuletzt sollen die Jahreslastprofile der einzelnen Mitgliedstaaten generiert werden. Dazu wird das allgemeine normierte Jahreslastprofil der Industrie mit dem jeweiligen Bedarf an Strom und Wasserstoff der Länder skaliert. Dies muss für jedes Szenario und für alle Jahre (2020 - 2050) durchgeführt werden.

Die erstellten Jahreslastprofile basieren auf dem industriellen Stromverbrauch und berücksichtigen nach Jetter et al. [23] beispielsweise keine Raumwärme, diese muss über separate Wärmepumpenprofile berücksichtigt werden. Auch wird analog zu Jetter et al. [23] die vereinfachende Annahme getroffen, dass sich die normierten elektrischen Jahreslastprofile auch für den Wasserstoffbedarf verwenden lassen.

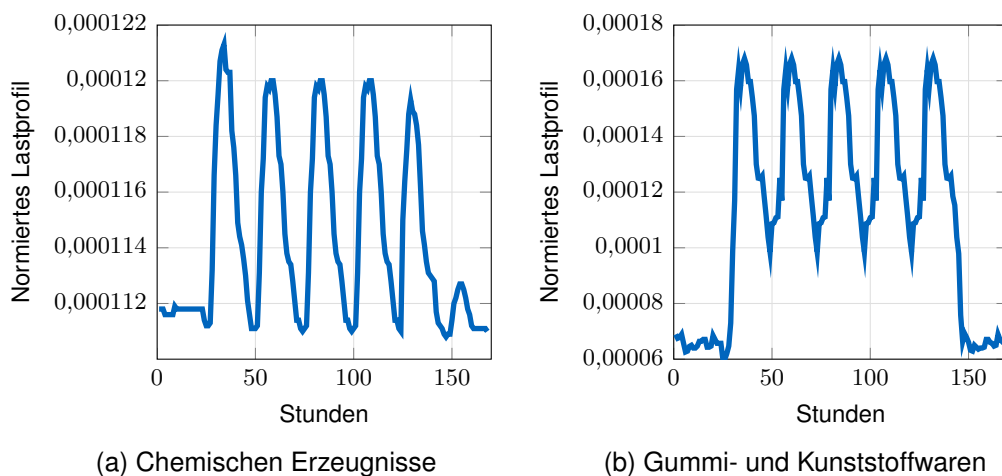


Abbildung 3.23: Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23].

In den folgenden Abbildungen sind die verwendeten normierten Nachfragezeitreihen einer Typwoche aufgeführt, diese variieren je nach Branche. Der überwiegende Anteil der Zeitreihen weist die typischen Tag- und Nachtschwankungen und einem geringeren Verbrauch am Wochenende auf. Saisonale Effekte lassen sich über eine Typwoche nicht darstellen. Einige Profile weichen jedoch von diesem Verlauf ab. So zeigt die Papierbranche ein konstantes Nachfrageprofil (Abbildung 3.25a). Dasselbe gilt auch für die Grundstoffchemie 3.28a, die Glas- 3.27b

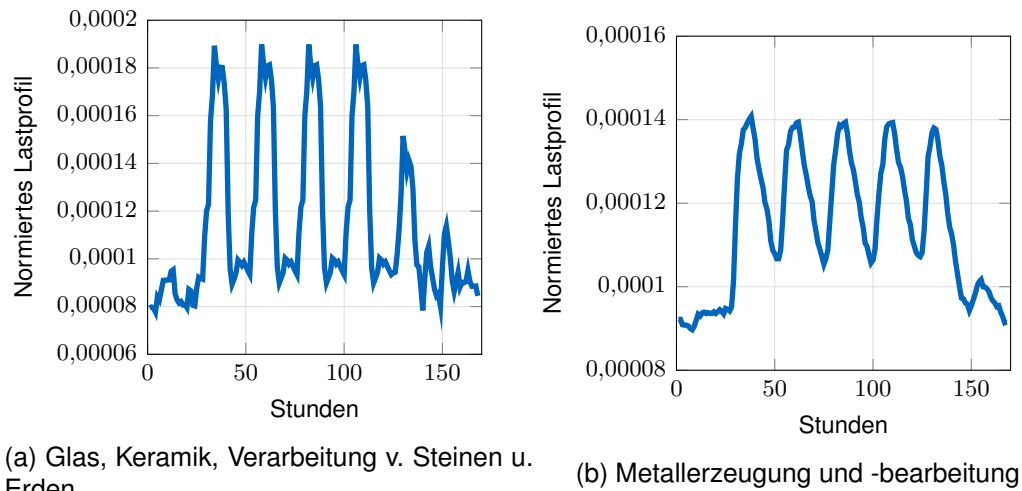


Abbildung 3.24: Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [96].

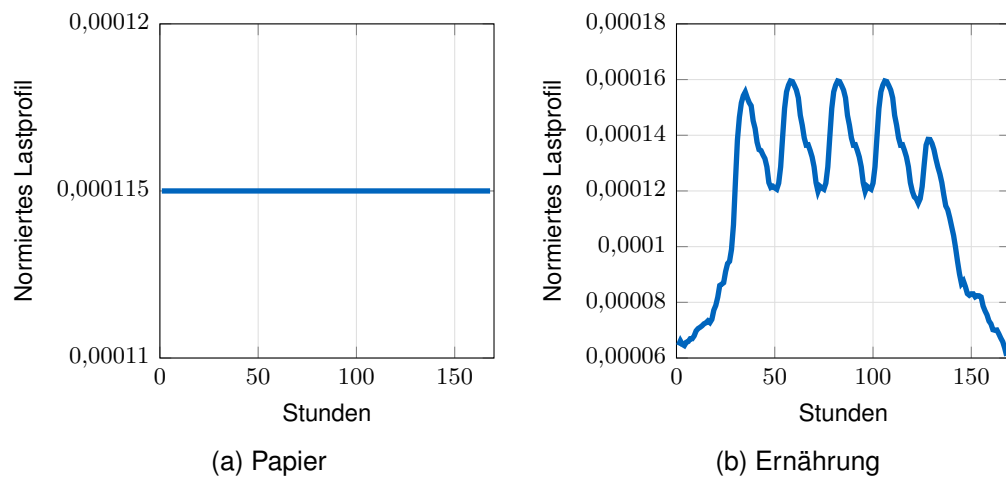


Abbildung 3.25: Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23, 96].

und Nichteisenmetallproduktion 3.27a. Das verwendete Jahreslastprofil 3.23a setzt sich aus der konstanten Komponente der Grundstoffchemie und dem volatilen Anteil der sonstigen Chemie zusammen. Im Bereich der Branche Herstellung von Glas und Verarbeitung von Steinen und Erden erfolgt ebenfalls die Kombination der konstanten Komponente der Glasproduktion und des variablen Anteils der Verarbeitung von Steinen und Erden. Die Branche Metallherzeugung und -bearbeitung ergibt sich aus den Profilen der Metallbearbeitung, Metallherzeugung (jeweils mit zyklischen Schwankungen behaftet) und dem konstanten Beitrag der NE-Metalle und -gießereien.

Zukünftig ist für die Branchen Ernährung, Maschinenbau, Fahrzeugbau, Metallherzeugung und die sonstige Chemie nach Jetter et al. [23] ein verändertes Lastprofil zu erwarten (höhere Grundlast, geringere Volatilität). Dies ist den Autoren zufolge ein Resultat der Elektrifizierung dieser Branchen, welche zu einem höheren Strombedarf führt. Hinzu kommt, dass einige Branchen (Ernährung, Grundstoffchemie und Papier) eine nicht zu vernachlässigende Eigenstromerzeugung aufweisen, so-

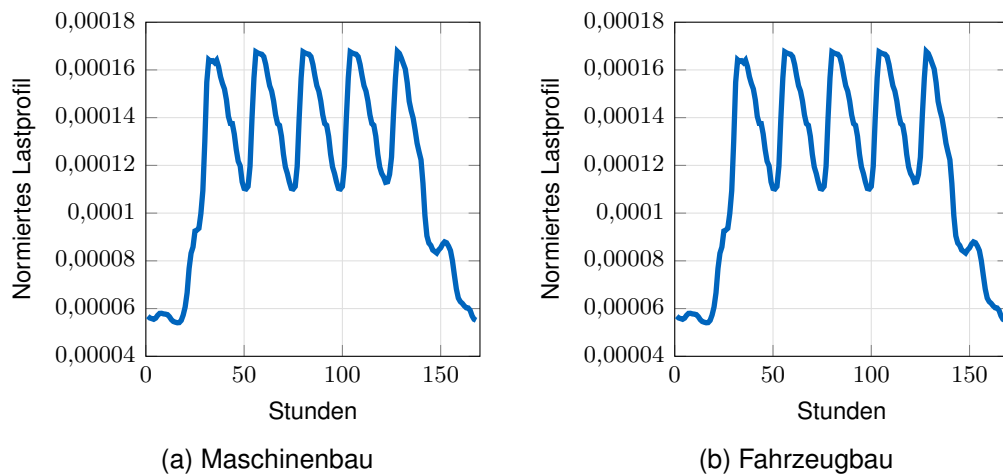


Abbildung 3.26: Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [96].

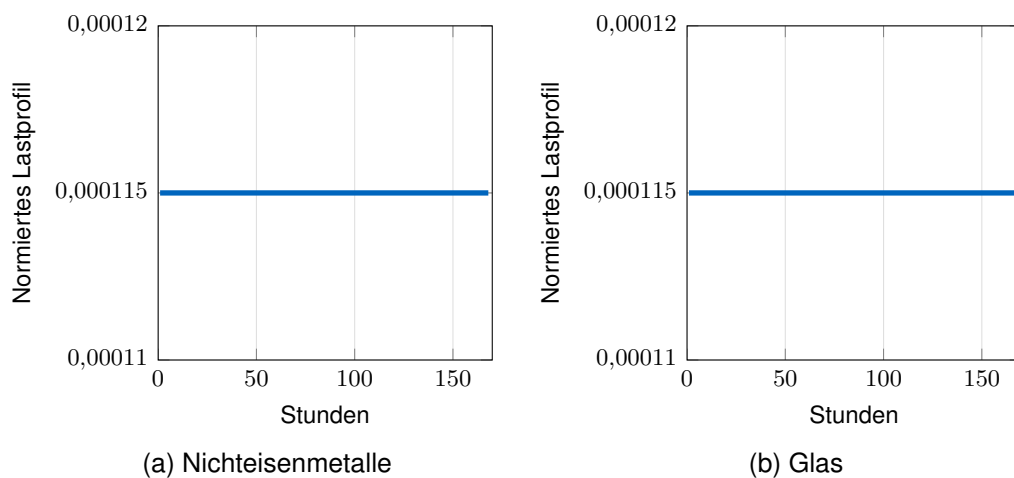


Abbildung 3.27: Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23].

dass die Lastprofile der Branchen nicht den Bezug aus dem Stromnetz widerspiegeln. [23] Das resultierende Lastprofil ist in Abbildung 3.29 dargestellt. Dieses weist ebenfalls Tag- und Nachtschwankungen und einen verringerten Verbrauch am Wochenende auf. Die weitere Analyse der Flexibilität der einzelnen Branchen erfolgt im nächsten Abschnitt.

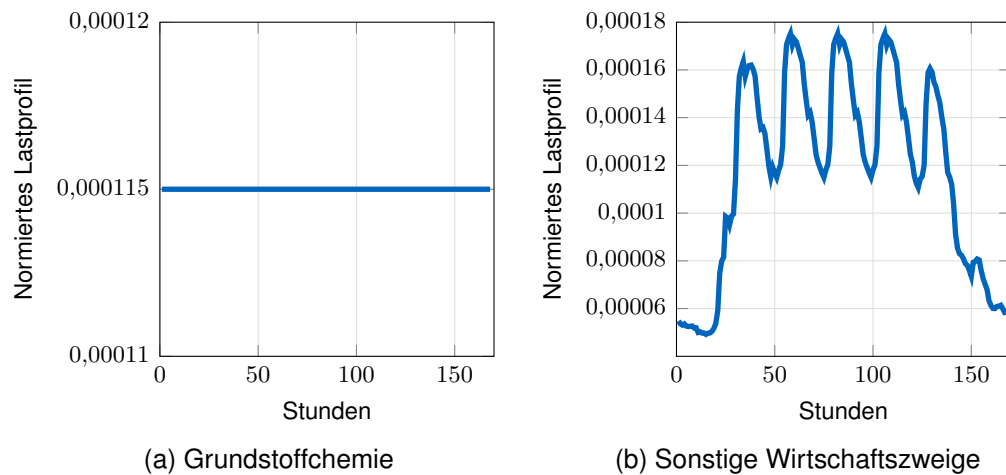


Abbildung 3.28: Normierte elektrische Jahreslastprofile, entnommen aus [23, 96].

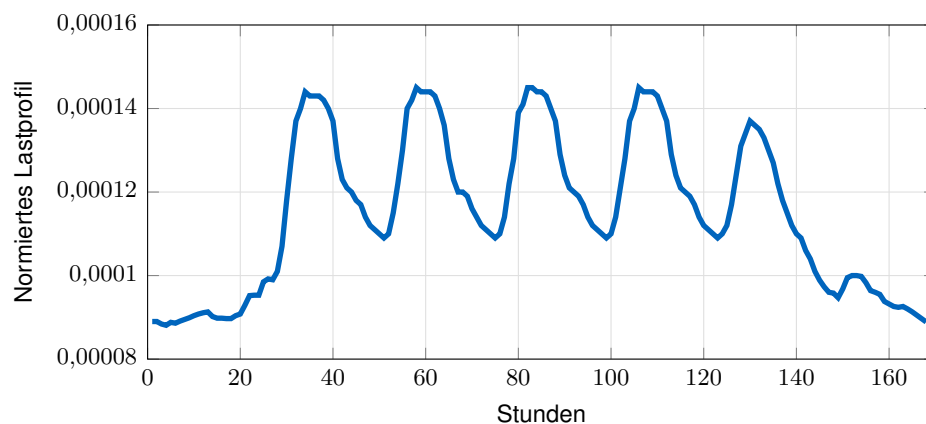


Abbildung 3.29: Gesamte Industrie, basierend auf den gezeigten normierten elektrischen Jahreslastprofilen.

### 3.5 Flexibilität der Industriebranchen

Im Folgenden werden die einzelnen Branchen hinsichtlich ihrer Flexibilitätspotenziale untersucht. Die vorgestellten Optionen basieren je nach Branche auf den Arbeiten [97, 98, 99, 100, 101, 102]. Insbesondere Prozesse mit einem hohen Stromverbrauch spielen dabei eine Rolle. Grundsätzlich wird dabei zwischen positivem und negativem Flexibilitätspotential unterschieden. Maßnahmen mit positivem Flexibilitätspotential umfassen dabei eine Lastreduktion, wohingegen ein negatives Potential eine Lasterhöhung zur Folge hat.

#### Metallindustrie (Eisen- und Stahlerzeugung)

Hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen in der Metallerzeugungs und -bearbeitungs Industrie rücken verschiedene Prozesse in den Fokus. Die in diesem Abschnitt vorgestellten Optionen basieren alle auf der Arbeit der Autoren Bons und Schlemme [97]. Im Bereich der Eisen- und Stahlerzeugung sind insbesondere die Herstellung



von Stahl über die Sekundärroute (EAF), die Stromerzeugung aus Kuppelgasen in der Primärroute und Umformungsprozesse in den Walzwerken von Bedeutung. [97]

Eine Leistungserhöhung (negatives Potential) kann nicht von einem Elektrolichtbogenofen zur Verfügung gestellt werden. Eine Leistungsreduktion hingegen kann mehrmals täglich für wenige Minuten stattfinden, jedoch wird dies durch den Gießprozess (kontinuierlicher Strangguss) limitiert. Grundsätzlich wird ein EAF im Jahr  $\sim 7700$  h betrieben. Prinzipiell ist eine Unterbrechung des Lichtbogens während verschiedener Prozessphasen möglich, nicht jedoch während des laufenden Vorgangs. Zu möglichen Zeitpunkten zählen die Aufschmelzphase, die erste Periode der Verarbeitungszeit einer Charge oder auch ein Verzögern der nächsten Charge. Dabei ergeben sich Abschalt Dauern von höchstens 20 Minuten jeweils alle acht Stunden, wobei diese zu einer Steigerung des spezifischen Energiebedarfs (+15 %) führen. [97]

Für den Elektrolichtbogenofen ergeben sich mehrere Flexibilitätsoptionen. Dazu zählt die zeitweise Drosselung bzw. Steigerung der Leistung während eines Schmelzvorganges. Damit könnte sowohl positives als auch negatives Flexibilitätspotenzial zur Verfügung gestellt werden. Bisher ist dies in Deutschland in einem Rahmen von 10 MW möglich. Denkbar wäre auch der Einsatz einer hybriden Beheizung, bestehend aus einem fossilbetriebenen Brenner und einem Lichtbogen. Dies führt zu einem geringerem Gasbedarf in den Aufwärm- bzw. Aufschmelzphasen und kann negatives Flexibilitätspotenzial während dieser Zeiträume zur Verfügung stellen. Anstelle von Erdgas kann prinzipiell auch Wasserstoff eingesetzt werden. Mit zusätzlichen  $H_2$ -Speichern kann das Potential erweitert werden. [97]

Die Stromerzeugung in integrierten Hüttenwerken kann sowohl positives als auch negatives Flexibilitätspotenzial bereitstellen, wobei hierfür die Speicherung der Kuppelgase notwendig ist. Negatives Potenzial kann durch den Strombezug aus dem Stromnetz zur Verfügung gestellt werden, wobei gleichzeitig Gase eingespeichert werden. Überschüsse in der Stromproduktion, bzw. eine zusätzliche Stromerzeugung durch die Verwendung eingespeicherter Gase, können ins Stromnetz eingespeist werden (positives Potenzial). Dieses Potenzial wird durch den Gasspeicher begrenzt. Eine weitere Option ist die Dampf- und Druckluftherzeugung mittels Strom. Dabei kann sowohl positives als auch negatives Potenzial bereitgestellt werden. Ohne ergänzenden Speicher, sind dabei nur kurze Abrufdauern möglich. Im Falle weiterer Dekarbonisierungsmaßnahmen (Direktreduktion) fallen während des Prozesses keine Kuppelgase an und damit auch kein Flexibilitätspotenzial über diesen Prozess. Es ergeben sich jedoch neue Potenziale über die Wasserstoffelektrolyse und die Lagerung von direktreduziertem Eisen. [97]

In Walzwerken besteht ebenfalls ein Flexibilitätspotenzial. Diese können flexibel betrieben werden, begrenzt durch Speichermöglichkeiten. Das sorgt jedoch für Wärmeverluste, die durch das zwischenzeitliche Abkühlen entstehen. Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit einer induktiven Knüppelvorwärmung. Dies sorgt für einen verringerten Einsatz von Erdgas. Dabei kann sowohl eine Leistungserhöhung (diskontinuierlicher Einsatz der Spule) als auch eine Leistungsreduktion (kontinuierlicher Einsatz der Spule) stattfinden. [97]

## Chemieindustrie

Im Folgenden liegt der Fokus auf der Grundstoffchemie. Die entsprechenden Flexibilitätspotenziale dieses Abschnittes basieren auf der Arbeit der Autoren Creutzburg und Fichter [98]. Die Grundstoffchemie weist im Allgemeinen ein geringes Flexibilitätspotenzial auf, was auch aus dem normierten Lastprofil (Abbildung 3.28a) ersichtlich ist. Dennoch gibt es nach Fichter und Creutzburg [98] mehrere Flexibilisierungsoptionen, wie beispielsweise in der Chlor-Alkali-Elektrolyse und in der Luftzerlegung.

In Chlor-Alkali-Elektrolyseanlagen werden unter Einsatz von Strom aus einer Kochsalzlösung Stoffe wie Chlor, Natronlauge und Wasserstoff erzeugt. Für eine genauere Prozessbeschreibung wird auf die Arbeit von Fichter und Creutzburg [98] verwiesen. Die Chemikalie Chlor ist jedoch nur bedingt speicherbar (Sicherheitsrisiko), wodurch sich einerseits keine Flexibilitätsmöglichkeit ergibt und andererseits die Abnahme von Chlor für nachfolgende Prozesse eine enorme Bedeutung aufweist. Grundsätzlich bieten diese Anlagen die Möglichkeit zur Lasterhöhung und zu geringem Maße auch zur Lastreduktion, beides jeweils nur mehrere Minuten lang. Letzteres ist auf die beträchtliche Anlagenauslastung (84 – 90 %) und die mangelnde Speicherfähigkeit von Chlor zurückzuführen. Vorteil dieser Elektrolyse ist der grundsätzlich mögliche Betrieb unter Teillastbedingungen, wobei dies jedoch zu vermehrtem Anlagenverschleiß und zu Einbußen in der Beschaffenheit des Produkts führt. Die mangelnde Speicherfähigkeit von Chlor kann umgangen werden, indem eine Weiterverarbeitung in den bedenkenlos speicherbaren Stoff EDC stattfindet (PVC-Herstellung). [98]

In Luftzerlegungsanlagen findet die Herstellung von verschiedenen Gasen aus der Umgebungsluft statt (Stickstoff, Sauerstoff und verschiedene Edelgase). Diese Anlagen weisen aufgrund der hochgradigen Anlagenauslastung kein negatives Flexibilitätspotenzial auf. Hinsichtlich des positiven Flexibilitätspotenzials ist grundsätzlich ein Teillastbetrieb möglich, wobei die Anlage nie komplett abgeschaltet werden darf. [98]

Perspektivisch kann nach Fichter und Creutzburg [98] das Flexibilitätspotenzial der Chlor-Alkali-Elektrolyse erhöht werden. Einerseits besteht die Möglichkeit der Kapazitätssteigerung, die zu einer vermehrten Lasterhöhung führen kann. Dies ist jedoch mit hohen Investitionskosten verbunden. Aber auch der Einsatz von schaltbaren Sauerstoffverzehrskathoden kann zu einer Erhöhung der Flexibilitätspotenziale führen (positiv sowie negativ). Zusätzlich besteht die Option einer Reihenschaltung der Chlor-Alkali-Elektrolyse-Anlage mit einem Batteriespeicher. [98]

Auch die Flexibilitätspotenziale der Luftzerlegungsanlagen lassen sich nach Fichter und Creutzburg [98] steigern. Dazu stehen verschiedene Möglichkeiten im Raum, wie beispielsweise eine Anlagenüberdimensionierung, verschiedene Speicher (thermisch, stofflich oder stofflich-thermisch) oder ein flexibler Wärmetauscher. [98]

## Papierindustrie

Im Bereich der Papierindustrie eignet sich lediglich die Faserherstellung für Flexibilitätsoptionen, dazu zählen unter anderem die Holzstoffherstellung, sowie die Zellstoff- und Altpapierstoffherstellung. Die Papierproduktion mittels Papiermaschi-

nen erfolgt ganztägig und ist stark unflexibel. Verdeutlicht wird dies auch im normierten Lastprofil der Branche in Abbildung 3.25a. [99]

Die Holzstoffproduktion erfolgt nach Godin [99] typischerweise nicht durchgängig aufgrund der Überdimensionierung im Vergleich zum Rohstoffbedarf der Papierherstellung. Die Produktion kann zum Teil auch am Wochenende stattfinden, dies ist aufgrund günstigerer Netzentgelte attraktiv. Die verwendeten Maschinen für die Holzstoffproduktion können auch auf rasche Änderungen reagieren, sodass sie sich sowohl für die Bereitstellung von positiver als auch negativer Regelleistung eignen. Letztere ist lediglich durch technische Vorgaben wie die maximale Auslastung und die Lagerkapazität beschränkt. Positive Regelleistung ist ebenfalls durch Lagerkapazitäten (an Fasern) limitiert, da die Versorgung der Papiermaschinen gewährleistet sein muss. Eine Abschaltung der Anlage ist in unter fünf Minuten möglich. Durch jeweils größere Lagerkapazitäten könnte die Abrufdauer verlängert werden. [99]

Hinsichtlich der Zellstoff- und Altpapierstoffherstellung bietet die Zwischenlagerung der Fasersuspension die Möglichkeit zur Flexibilisierung. Diese werden jedoch durch Kapazitäten der Wasser-, Dampf- und Drucksysteme bzw. Kreisläufe und ggf. ergänzende Speicher begrenzt. [99]

Tabelle 3.11: Flexibilitätspotentiale der Papierbranche, entnommen aus [99].

| Prozess                              | Abrufdauer                                | Abrufhäufigkeit                                              |
|--------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Holzstoffherstellung                 | Positiv: Max. 5 h<br>Negativ: Max. 6 h    | Positiv: Max. 3 Mal am Tag<br>Negativ: Max. 2 Mal am Tag     |
| Zellstoff- und Altpapieraufbereitung | Positiv: Max. 36 min<br>Negativ: Max. 2 h | Positiv: Max. 14 Mal am Tag<br>Negativ: Max. 50 Mal pro Jahr |

## Glasindustrie

Die Glasbranche ist nach Leisin [100] hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen stark eingeschränkt, sodass sich lediglich im Bereich einer elektrischen Zusatzheizung für Behälterglas Möglichkeiten ergeben. Vor allem energieintensive Schritte wie die Schmelz- oder Formungsprozesse sind sehr unflexibel. Für den Schmelzprozess ergibt sich dies aus den Volllaststunden (8760 h), aber auch aus strikten Temperatur-Zeit-Einhaltungsfenstern. Diese müssen auch in nachfolgenden Schritten, wie beispielsweise im Formungsprozess, eingehalten werden, um die nötige Viskosität gewährleisten zu können. So beträgt die maximale mögliche absolute Temperaturänderung 5 K. [100] Der kontinuierlichen Betrieb wird im normierten Lastprofil der Glasindustrie 3.27b verdeutlicht.

Zum Einsatz kommt diese Zusatzheizung während des Schmelzprozesses über Molybdän-Elektroden in der Schmelzwanne. Überwiegend wird jedoch Erdgas als Energieträger eingesetzt, um das nötige Temperaturniveau zu erreichen. Hinzu kommt, dass diese Technologie nur für den Einsatz von Behälterglas eingesetzt werden kann. Das Flexibilitätspotenzial besteht darin, dass die elektrische Energie für die Zusatzheizung reduziert und gleichzeitig der Erdgasstrom erhöht werden kann. Aufgrund von Qualitätsanforderungen ist diese Kompensation nicht beliebig möglich und kann auch nur für kurze Zeit (wenige Minuten) durchgeführt werden. [100]

Hinzu kommen weitere Flexibilitätsperspektiven, wie beispielsweise das Kopernikus-Projekt *DisConMelter*, welches auf der Trennung von sequenziellen Produktionsschritten durch den Einsatz eines Glasspeichers basiert [100, 103]. Glas soll hierbei nur bei Stromüberschuss geschmolzen werden und kann im Speicher zwischengelagert werden. Dieser soll das verflüssigte Glas ohne große Energieverluste über eine längere Dauer speichern können. Auch die Weiterverarbeitung soll nur bei Stromüberschuss erfolgen. Der Speicher ist energieflexibel und ermöglicht eine flexible Glasproduktion. Ein Testmodul ist an der Technischen Hochschule Degendorf in Betrieb. [103]

Für den Betrieb von Oxy-Fuel-Wannen können Sauerstoffspeicher zusätzliche Flexibilität ermöglichen [100]. Grundsätzlich kann auch eine interne, aber von der Glasproduktion getrennte Aufbereitung der Glasscherben in Kombination mit einem Scherbenspeicher zeitliche Flexibilität liefern [100].

## NE- Metallindustrie

In der Nichteisenmetallbranche gibt es nach Hübner et al. [101] insbesondere in den Bereichen der Aluminiumelektrolyse (Primäraluminium), der Kupferherstellung und der Gießereien Flexibilitätspotenziale. Hinsichtlich der Primäraluminiumherstellung bieten in Deutschland bereits einige Standorte Primärregelleistung (Lastabwurf) an und weisen die nötige Präqualifizierung auf. Flexibilität kann dabei durch die Aluminiumelektrolyse erreicht werden, bei der bis zu 120 Zellen in Reihe geschaltet werden. Sowohl die Stromstärke kann verändert werden als auch eine Abschaltung der Zellen bietet Potenzial für Flexibilität. Dieses ist jedoch stark begrenzt, da eine Temperaturänderung von  $\pm 5$  K bereits die Elektrolysezellen beschädigt. Ebenfalls führt die Stromstärkenänderung zu einer Variation des Magnetfeldes (Kurzschlussgefahr innerhalb der Zellen). Damit ergeben sich eine maximale Abschaltdauer von einer Stunde pro Tag und eine maximale Reduktion bzw. Erhöhung der Stromstärke um  $\pm 5$  %. Bislang kann jedoch kein negatives Flexibilitätspotenzial (Lasterhöhung) bereitgestellt werden. [101]

Perspektivisch soll die Aluminiumelektrolyse weiter flexibilisiert werden. Dazu zählt das Kopernikusprojekt *FLEX-Elektrolyse*. Damit soll eine Lastverschiebung von  $\pm 25$  % und eine Verlängerung der maximalen Abschaltdauer möglich sein. [101, 104]

Auch die Kupferherstellung über eine Kupferelektrolyse bietet positives Flexibilisierungspotenzial. Eine Möglichkeit ist die Schaffung von Lagermöglichkeiten von Anodenkupfer. Analog zur Aluminiumelektrolyse ist bei der Kupferherstellung ebenfalls eine Lastreduktion möglich. Bislang wurde dieses Potenzial aufgrund des geringeren Strombedarfs im Vergleich zur Aluminiumelektrolyse nur geringfügig untersucht. Die Autoren Hübner et al. [101] nehmen an, dass die maximale Dauer einer Abschaltung im Rahmen einer Lastreduktion zwei Stunden und für eine Lasterhöhung vier Stunden beträgt. Hinzu kommt, dass dieses Potenzial nur maximal 50 Mal im Jahr bereitgestellt werden kann. [101]

Im Bereich elektrisch betriebener Schmelz- und Warmhalteöfen ( $\sim 30$  % in Gießereien) stehen genauso Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Dabei sind insbesondere Induktionsöfen von Bedeutung. Die Auslastung dieser Öfen ist hoch und beträgt ungefähr 7000 h unter Vollastbedingungen. Auch für diesen Produktionsschritt ist die vorhandene Datenlage dünn, sodass diese mit großen Unsicherheiten be-

haftet sind. Prinzipiell liefern Aluminiumgießereien Potenziale im Bereich der Minutenreserve [101]. Für genauere Daten wird an dieser Stelle auf die Arbeit von Steuerer [105] verwiesen.

Zusätzlich bieten verschiedene Querschnittstechnologien Flexibilitätspotenzial. Zu diesen Technologien zählen unter anderem Pumpen, Druckluft, Beleuchtung, Lüftung, aber auch Anlagen zur Bereitstellung von Kälte. Alle diese Technologien stellen positives Potenzial bereit, wobei die maximale Abrufdauer zwischen  $< 1$  min (Druckluft) und vier Stunden (Beleuchtung) liegt. Negatives Potenzial liefern nur Druckluft ( $< 1$  min) und Kälte (0,5 h). [101]

### Verarbeitung von Steinen und Erden

Innerhalb der Branche Verarbeitung von Steinen und Erden ergeben sich nach Hübner et al. [102] Flexibilitätspotentiale in der Zementherstellung, insbesondere im Bereich der Mahlvorgänge (Roh- und Zementmühle) [102]. Wie bereits im Abschnitt 2.3.5 aufgeführt, werden für Mahlprozesse in dieser Branche in Summe 65 % des gesamten Strombedarfs aufgewendet. Weitere energieintensive Prozessschritte wie die Klinkerherstellung hingegen weisen keine Flexibilitätsoptionen auf. Die dafür eingesetzten Drehrohrofen besitzen einen hohen Energiebedarf und werden nahezu durchgängig betrieben. Neben des zusätzlichen Energiebedarfs führen An- und Abschaltvorgänge der Öfen zu starkem Verschleiß und werden nur während Wartungsarbeiten in der *Winterrevision* durchgeführt. [102]

Durch den Einsatz von Silos für Rohmaterialien, Klinker, Rohmehl und Zement kann nach Hübner et al. [102] im Bereich der Mahlprozesse eine Flexibilitätsoption geschaffen werden, welche grundsätzlich durch größere Speicher noch erweitert werden könnte. [102]

Aufgrund von Witterungsbedingungen ist sowohl die Zementproduktion als auch Einsatz des Materials saisonalen Schwankungen unterworfen. Dies bewirkt eine geringere Anzahl an Volllaststunden der Zementmühle im Gegensatz zur Rohmühle, die diesen Schwankungen durch Speicher weniger stark unterworfen ist. Hinzu kommt bei der Zementmühle, dass diese nach Hübner et al. [102] historisch bedingt überwiegend nachts und am Wochenende betrieben werden (Ausnutzung von Preisdifferenzen zwischen Tarifen). Die Rohmühle kann 7000 h unter Volllastbedingungen betrieben werden, wobei ein Teillastbetrieb bei beiden Mahlprozessen qualitätsbedingt, nicht möglich ist. Negative Regelenergie kann daher nicht zur Verfügung gestellt werden. Positive Regelenergie wird durch den Drehrohrofen eingeschränkt, da diese Prozesse über die Abwärmenutzung des Ofens gekoppelt sind. Gleichzeitig trägt das Rohmehl zur Abgasreinigung bei, sodass längere Abschalt-dauern der Rohmehlmühle zu vermeiden sind. Auch wird bei Inbetriebnahme der Rohmühle Zeit und Energie benötigt, um die erforderliche Betriebstemperatur zu erreichen und eine hinreichende Trocknung zu gewährleisten. So muss zwar eine Mindestproduktionsdauer von vier Stunden eingehalten werden, aber grundsätzlich können mehrere positive Flexibilisierungsabrufe an einem Tag erfolgen. [102]

Für die Zementmühle ergibt sich nach Hübner et al. [102] eine Abrufdauer von bis zu zwei Stunden. Um ein Auskühlen der Mühle zu verhindern, muss der Betrieb für mindestens vier Stunden gewährleistet sein. Dies würde im Falle eines Abkühlens nicht nur zu einem zusätzlichen hohen Energiebedarf führen, sondern sich ebenfalls stark negativ auf die Qualität des Mahlguts auswirken. Auch im Bereich

der Zementmühle handelt es sich überwiegend um positives Flexibilitätspotenzial. [102]

### 3.6 Fazit

Abschließend lässt sich sagen, dass die vorgestellte Methodik sowohl Stärken als auch Schwächen aufweist. So wird ein einfach umzusetzender Ansatz angewandt, der es möglich macht, den Verbrauch verschiedenen Energieträger auf Ebene der Länder und Branchen für die Europäische Union zu bestimmen. Da auf Prognosedaten der Arbeit von Jetter et al. [23] zurückgegriffen wird und diese auf andere Länder übertragen werden, ist es nicht notwendig selbst eine aufwendige Prognose zu erstellen. Trotz dieser Vereinfachung konnte gezeigt werden, dass sich die resultierenden Ergebnisse für Strom und Wasserstoff gut in die Studienlage einfügen.

Dennoch führen die getroffenen, stark vereinfachenden Annahmen dazu, dass Abweichungen auftreten und der Bedarf für einige Branchen und Mitgliedstaaten teilweise über- bzw. unterschätzt wird. Hinsichtlich der Einordnung in die Studienlage des Strombedarfs ist zu beachten, dass weniger Arbeiten zur Verfügung stehen und es sich teilweise um keine reinen Elektrifizierungsszenarien handelt. Dies erschwert den Vergleich an dieser Stelle. Die Abweichungen werden durch die Annahme des gleichbleibenden Produktionsmengenverhältnisses noch verstärkt, wobei nur schwer zuverlässige Prognosen über das Wachstum bzw. Rückgang einzelner Branchen getroffen werden können. Somit wird dies als valide Annahme eingestuft.

Grundsätzlich lassen sich mit dem Ansatz gute Ergebnisse erzielen, insbesondere für erste Abschätzungen, die mit der richtigen Einordnung für weitere Modellierungszwecke verwendet werden können.

# Kapitel 4

## Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Modells analysiert. Dabei werden zwei Szenarien untersucht, ein Elektrifizierungs- (E) und ein Wasserstoffszenario ( $H_2$ ). Diese unterscheiden sich jeweils nur hinsichtlich ihres industriellen Strom- und Wasserstoffverbrauchs. Alle weiteren Annahmen wie Übertragungs-, Speicher- und Prozesskapazitäten bleiben identisch. Es findet kein Import oder Export außerhalb von Europa statt. Die zugrundeliegenden Annahmen entsprechen denen aus Kapitel 3. Die Ergebnisse aus Abschnitt 3.4, in Kombination mit den jeweiligen Nachfragezeitreihen 3.4.6, ergibt den angenommenen industriellen Strom- und Wasserstoffbedarf für die zu untersuchenden Nationen. Der gewählte Energieträgerbedarf des GHD- und Haushaltssektors, ist auf das Modell *endemo* [78] zurückzuführen und ist für beide Szenarien identisch.

Hinsichtlich der Analyse werden verschiedene Bereiche betrachtet: Verbrauch und Erzeugung verschiedener Energieträger, die entsprechenden Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungskapazitäten, sowie auch Flächenverbräuche von PV-Freiflächen- und Onshore Windkraftanlagen. Zudem wird ein Szenarienvergleich durchgeführt. Dabei werden stets die Ergebnisse des Wasserstoffszenarios in den Kontext des Elektrifizierungsszenarios gestellt.

Die Auswertung ist folgendermaßen strukturiert: Zuerst werden auf europäischer Ebene Verbrauch und Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Wärme untersucht. Dazu zählen insbesondere Kapazitätsanteile und Flächenverbrauch. Anschließend stehen auf europäischer Ebene Flexibilitätsoptionen im Fokus, hierzu zählen Energiespeicherung und -übertragung. Dieselben Betrachtungen folgen auf Bundesebene. Dabei werden die gewonnenen Ergebnisse in den Kontext des Netzentwicklungsplans sowie gesetzlicher Vorgaben wie denen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Windenergie-auf-See-Gesetzes eingeordnet. Photovoltaik-Anlagen werden im Europamodell des ENS Lehrstuhls [9] in die Kategorie Freiflächen-Anlage (SolarOF) und Aufdach-PV-Anlagen (SolarRT) unterteilt.

Zur Bestimmung des Flächenverbrauchs der Anlagen wird die Bachelorarbeit von Hammerstingl [106] herangezogen. Diese liefert die Skalierungsfaktoren für PV-Freiflächenanlagen mit  $18321 \text{ m}^2/\text{MW}$  und Wind-Onshore Anlagen mit  $50505 \text{ m}^2/\text{MW}$  [106]. Analog zur Arbeit von Hammerstingl [106] werden im Europamodell [9] die erneuerbaren Energieanlagen nach unterschiedlichen Standortqualitäten differenziert. Dazu werden für Wind-Onshore- und PV-Anlagen Standorte analysiert, die den 20 %-, 60 %- und 90 %-Quantilen entsprechen.. Für Wind-Offshore-Anlagen

sind die Quantile 60 %, 80 % und 90 % relevant. Je höher die angegebene Zahl, desto bessere Eigenschaften weist der entsprechende Standort auf.

Ein wesentlicher Punkt dieser Ergebnisauswertung ist, dass eine zentrale Kostenoptimierung auf europäischer und nicht auf nationaler Ebene durchgeführt wird. Das bedeutet, dass die kostengünstigste Kombination aus Erzeugungsprozessen, Speicherung und Übertragung gewählt wird. Dies beeinflusst die entsprechenden nationalen Kapazitäten maßgeblich und wird in den entsprechenden Abschnitten thematisiert.

## 4.1 Europa

Ein wichtiger Bestandteil der Ergebnisanalyse ist die Betrachtung der Energieverbräuche. Der gesamte Bedarf der Sektoren Industrie sowie GHD/Haushalt im Jahr 2050, zusammengefasst für beide Szenarien, ist in Tabelle 4.1 aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass der Strombedarf im Wasserstoffszenario lediglich um 5,8 % geringer ist als im Elektrifizierungsszenario. Auf die Sektoren GHD/Haushalt sind für beide Szenarien jeweils 2387 TWh zurückzuführen. Der Wärmebedarf, sowohl zentral (Fernwärme) als auch dezentral, wird vollständig durch die Sektoren GHD/Haushalt bedingt und ist für beide Szenarien identisch. Lediglich im Bereich des Wasserstoffbedarfs dominiert der Industriesektor den Verbrauch. Dabei gehen auf letzteren 882,5 TWh (E-Szen.) bzw. 1496,2 TWh (H<sub>2</sub>-Szen) zurück, was einer Steigerung von 53,5 % entspricht. Die Strom- und Wasserstoffnachfrage des Industriesektors basiert auf den Annahmen der in dieser Arbeit verwendeten Methodik, die in Kapitel 3.4 nachzulesen sind. Für die weiteren Sektoren bilden die Resultate des Modells *endemo* [78] die Grundlage. Der nationale Verbrauch variiert stark, wodurch unter anderem auch die entsprechende Erzeugung beeinflusst wird. Hinsichtlich der regionalen Strom- und Wasserstoffnachfrage wird ebenfalls auf Kapitel 3 verwiesen.

Tabelle 4.1: Gesamter Energieverbrauch beider Szenarien im Jahr 2050, inklusive prozentualer Abweichungen.

| Verbrauch        | Energieverbrauch [TWh]   |            |                |
|------------------|--------------------------|------------|----------------|
|                  | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario | Abweichung [%] |
| Strom            | 3625                     | 3850       | –5,8           |
| Wasserstoff      | 1760                     | 1147       | 53,5           |
| Fernwärme        | 665                      | 665        | 0              |
| Dezentrale Wärme | 1044                     | 1044       | 0              |

### 4.1.1 Energieerzeugung

Um den notwendigen Energiebedarf aus Nachfrage und Sektorkopplung decken zu können, steht dem Verbrauch eine Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff gegenüber. Die Stromerzeugung auf europäischer Ebene in den Jahren 2020 bis 2050 ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Aufgrund der besseren Übersichtlichkeit wurden die Energieträger Steinkohle und Steinkohle CCS, Gas und Gas CCS, Braunkohle sowie Öl zu fossilen Energieträgern zusammengefasst. Sonstige



Energieträger umfassen Wasser- und Kernkraft, sowie Biomasse, Brennstoffzellen und Geothermie. Dabei sind für die Jahre 2020 bis 2040 die Ergebnisse des Wasserstoffszenarios und für 2050 Resultate beider Szenarien, jeweils durch den Zusatz H bzw. E gekennzeichnet, aufgeführt. Der Abbildung lässt sich entnehmen,

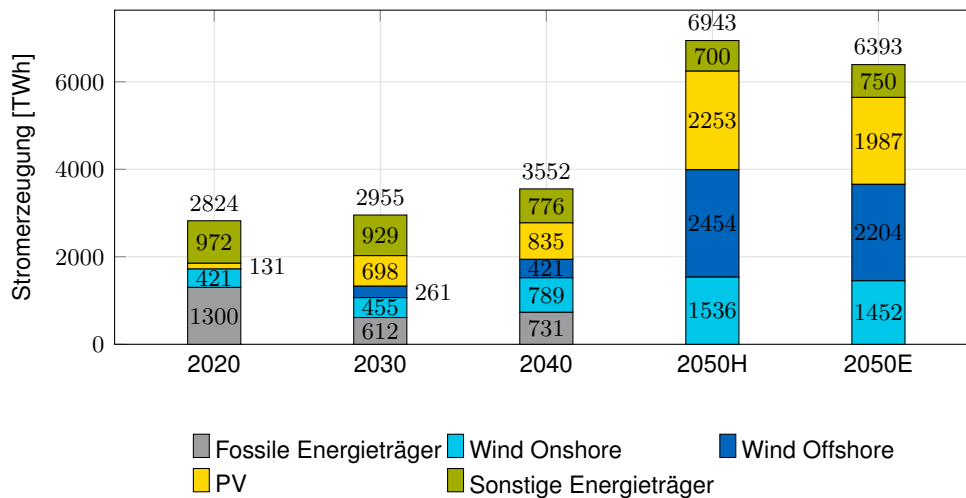


Abbildung 4.1: Stromerzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

dass die Stromerzeugung bis 2040 zunächst moderat und bis 2050 sehr stark ansteigt. Dies ist für beide Szenarien der Fall und wird durch die stark zunehmende Wasserstoffproduktion bedingt. Daraus ergibt sich eine höhere Stromerzeugung im Wasserstoffszenario, die die Erzeugung im Elektrifizierungsszenario um 8,6 % übersteigt. Fossile Energieträger sind gemäß den Klimazielen (CO<sub>2</sub>-Limit) rückläufig und prägen die Stromerzeugung zukünftig weniger stark bis sie 2050 völlig verschwinden. Die leichte Zunahme der fossilen Energieträger zwischen 2030 und 2040 ist auf die verstärkte Nutzung von Gas CCS zurückzuführen, während alle weiteren fossilen Brennstoffe weiter rückläufig sind bzw. teilweise schon vollständig substituiert wurden (Braunkohle). Auch die Nutzung von Kernenergie im Bereich der sonstigen Energieträger geht zurück, wobei 295 TWh nicht unterschritten werden. Die Stromproduktion aus Wasserkraft ist nahezu unverändert, was verdeutlicht, dass die Ausbaupotenziale dieses Energieträgers auf europäischer Ebene beinahe erschöpft sind. Die Stromproduktion aus geothermalen Quellen spielt mit einer Erzeugung von rund 11,5 TWh im Jahr 2050 (H-Szen) eine untergeordnete Rolle. Biomasse wird auf europäischer Ebene nicht nennenswert genutzt, was auf die hohen Investitionskosten zurückzuführen ist. Stromerzeugung mittels Brennstoffzellen steigt über die Jahre auf ~ 105 TWh (H-Szen) an. Angesichts der enormen Erzeugung aus erneuerbaren Quellen ist diese Erzeugungsart weniger von Bedeutung. Bemerkenswert an dieser Stelle ist jedoch, dass die Stromerzeugung über eine Wasserstoffrückverstromung im Elektrifizierungsszenario mit ~ 161 TWh (~ 53,3 %) höher ist als im Wasserstoffszenario.

Aufgrund der hohen Investitionskosten für Batteriespeicher steigt im Elektrifizierungsszenario die Kapazität der Wasserstoffspeicher erheblich an, wenn auch geringer als im Wasserstoffszenario. Da im E-Szenario der Wasserstoffverbrauch

niedriger ist – aber dennoch große Mengen gespeichert werden – ist es wirtschaftlich sinnvoll, den in diesem Modell kostenlosen und ansonsten ungenutzten Wasserstoff zur Stromerzeugung zu nutzen. Insgesamt werden dadurch im Elektrifizierungsszenario rund 7,1 % mehr an sonstigen Energieträgern eingesetzt als im H<sub>2</sub>-Szenario.

Die erneuerbaren Energieträger PV, Wind Onshore und Wind Offshore werden sehr stark ausgebaut. Dies ist für beide Szenarien der Fall, jedoch dominiert der Ausbau im Wasserstoffszenario. In Zahlen ausgedrückt entspricht dies einem Plus von 8,6 % (PV), ~ 5,8 % (Wind Onshore) und ~ 13,4 % für Offshore Windkraftanlagen. Im Vergleich zum Jahr 2020 bestimmt der Ausbau an PV- und Offshore Windkraftanlagen den Ausbau. Dies kann durch die angenommenen Investitions- und Fixkosten erklärt werden. Das Modell liefert fälschlicherweise für das Jahr 2020 keine Stromerzeugung aus Offshore Quellen, was auf einen Implementierungsfehler zurückzuführen ist.

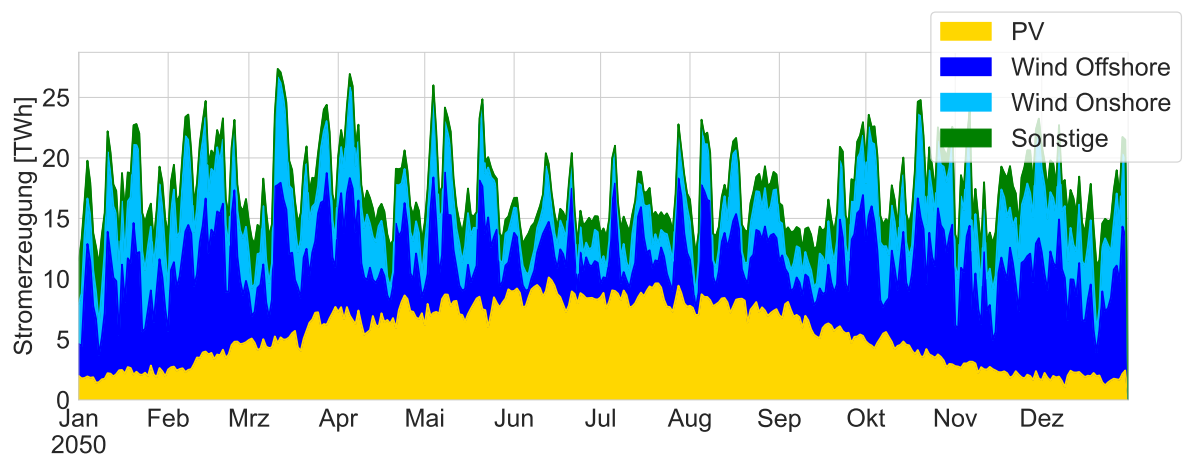


Abbildung 4.2: Tägliche Stromerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen unterliegt saisonalen Schwankungen. In Abbildung 4.2 ist die tägliche Stromerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050 dargestellt. Hierbei dominiert erwartungsgemäß die PV-Erzeugung in den Sommermonaten und von Herbst bis zum Frühjahr die Erzeugung aus Windkraftanlagen. Die Volatilität der erneuerbaren Energieträger wird ebenfalls verdeutlicht. So zeigt Abbildung 4.2, dass vor allem in der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen (Offshore und Onshore) sehr kurzfristige und starke Schwankungen im Terawattbereich auftreten. Um diese ausgleichen und überschüssige Erzeugung nutzen zu können, ist neben der Sektorkopplung auch der Einsatz von Speichern unerlässlich. Dafür ist ebenfalls ein gut ausgebautes Übertragungsnetz notwendig (Strom und Wasserstoff). Die PV-Erzeugung hingegen unterliegt den typischen Tag-Nacht-Schwankungen und führt insbesondere in den Sommermonaten tagsüber zu Überproduktionen. Sonstige grundlastfähige Energieträger spielen eine eher untergeordnete Rolle.

Hinsichtlich der Stromerzeugung gibt es deutliche regionale Unterschiede. Dies ist überwiegend auf das variierende Potential erneuerbarer Energien, aber auch die Strom- und Wasserstoffnachfrage, zurückzuführen. Zusätzlich beeinflussen po-

litische Rahmenbedingungen die entsprechenden maximalen Erzeugungskapazitäten. So wurde in Deutschland der Ausstieg aus der Atomenergie beschlossen, wohingegen Frankreich stark auf diese Energieerzeugungsart setzt. Ein weiterer wichtiger Punkt ist, wie bereits eingangs erwähnt, dass eine zentrale Optimierung des Gesamtsystems auf europäischer Ebene durchgeführt wurde. Dies beeinflusst maßgeblich die Erzeugung auf nationaler Ebene. Ausschlaggebend hierfür ist neben dem eigenen Bedarf auch die geografischen Lage, die das Potential an erneuerbaren Energieträgern bestimmt und die Frage, ob benachbarte Länder mit hohem Energieverbrauch angrenzen. Hierfür sind zusätzlich die damit verbundenen Kosten für die Energieübertragung von wesentlicher Bedeutung.

Ein Ausschnitt der Stromerzeugung verschiedener Nationen ist in den Abbildungen 4.3 (Frankreich), 4.4 (Spanien) und 4.5 (Vereinigtes Königreich) aufgeführt. Die Stromerzeugung in Frankreich zeichnet sich durch einen relativ hohen Kernenergieanteil (sonstige Energieträger) aus. Dieser dominiert bis in das Jahr 2040. Ab dem Jahr 2050 nimmt die Erzeugung aus Offshore Wind stark zu, aber auch die Erzeugung aus PV- und Wind Onshore-Anlagen. Fossile Energieträger sind wenig relevant, lediglich im Jahr 2020 tragen sie zur Stromerzeugung bei (13 TWh). Wie bereits in Abschnitt 3.4 erörtert, weist Frankreich gemäß der Methodik dieser Arbeit die zweithöchste Strom- und Wasserstoffnachfrage auf. Dies beeinflusst maßgeblich die Erzeugung. Natürlich spielen auch weitere Faktoren, wie Speicher- und Übertragungskapazitäten eine Rolle, diese werden im weiteren Verlauf des Kapitels erläutert.

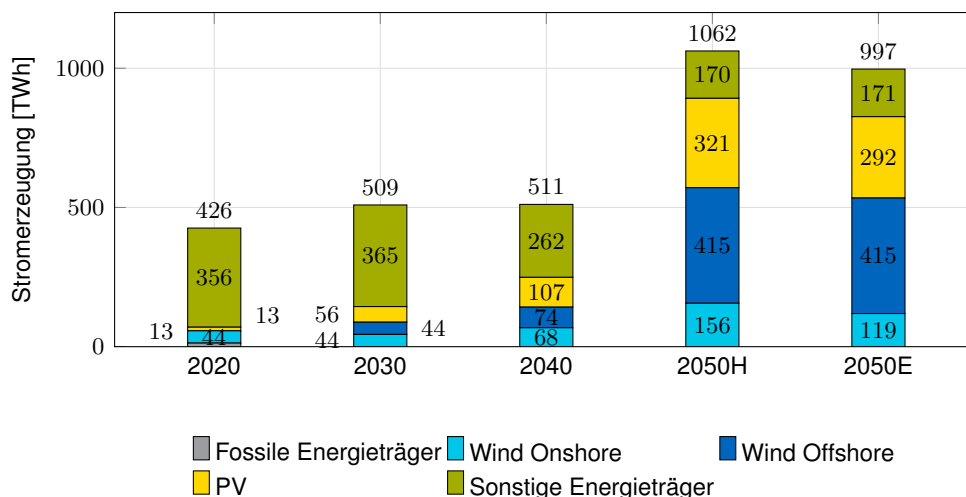


Abbildung 4.3: Stromerzeugung in Frankreich von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

In den südlichen Ländern, wie beispielsweise Spanien, ist das PV-Potential im Vergleich zu nördlichen Staaten enorm. Dies resultiert in einer hohen Stromerzeugung mittels PV-Anlagen. Dabei spielt diese Erzeugungsart schon im Jahr 2020 im Vergleich zu anderen Ländern eine große Rolle, welche im zeitlichen Verlauf kontinuierlich zunimmt. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der PV-Stromerzeugung je nach Szenario zwischen 69,2 % (H) und 63,9 % (E) an der gesamten Stromproduktion. Insgesamt ist der Anteil an fossilen Energieträger deutlich höher als in Frankreich und gleichzeitig ist die gesamte erzeugte Strommenge mit 649 TWh (H) bzw.

552 TWh (E) geringer. Windenergie trägt ebenfalls zur Stromerzeugung bei. Eine untergeordnete Rolle spielen sonstige Energieträger. In dieser Kategorie dominiert zunächst die Kernenergie, die im Laufe der Jahre an Bedeutung verliert, sodass im Jahr 2050 vor allem Brennstoffzellen und Wasserkraft die Erzeugungslandschaft prägen.

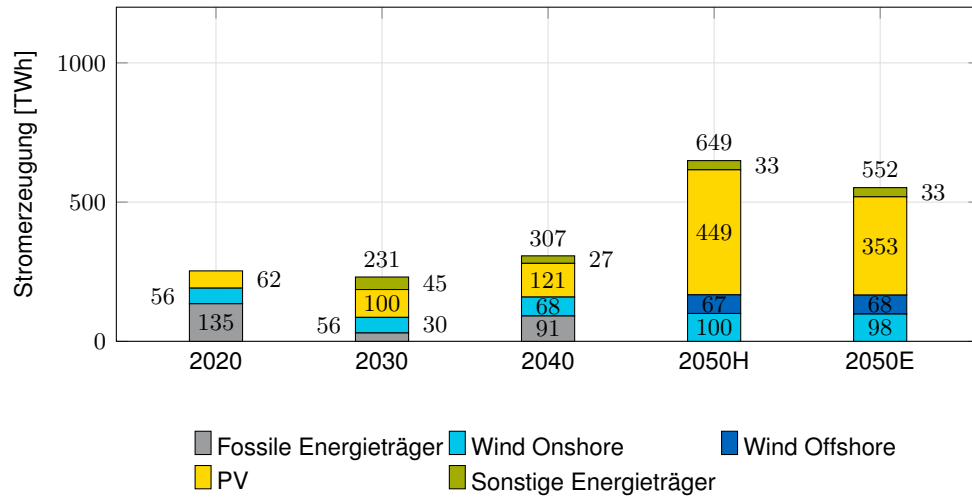


Abbildung 4.4: Stromerzeugung in Spanien von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

Im Vereinigten Königreich hingegen dominiert im Jahr 2050 die Erzeugung aus Windenergie, sowie Onshore als auch Offshore. Gleichzeitig ist das PV-Potential geringer als in Spanien oder Frankreich. Dennoch weist Großbritannien die sechstgrößte PV-Erzeugungskapazität auf. In der Kategorie der sonstigen Energieträger dominiert die Kernenergie.

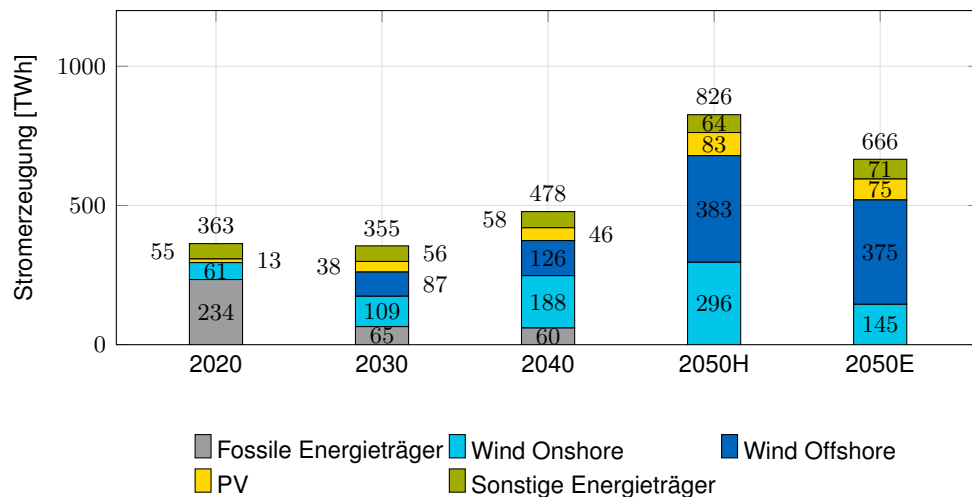


Abbildung 4.5: Stromerzeugung im Vereinigten Königreich von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

In Norwegen hingegen bestimmt die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Offshore-Wind das Bild. So wird zukünftig die Stromerzeugung noch stärker von der geogra-

fischen Lage bestimmt als es heute der Fall ist. Dies wirkt sich auch auf installierte Speicher- und Übertragungskapazitäten sowie auf installierte Wasserstoff- und Wärmeerzeugungsanlagen aus.

Im Folgenden werden die regionalen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 für das Wasserstoffszenario betrachtet. Hierbei werden die entsprechenden Kapazitäten für PV- Freiflächenanlagen, sowie Wind Onshore- und Wind Offshore-Windkraftanlagen gesondert illustriert. Wie bereits bei der Stromerzeugung erwähnt, ist ein wesentlicher Faktor bei der regionalen Erzeugungskapazität die zentrale Optimierung. Einerseits zeigen die folgenden Abbildungen 4.6, 4.7 und 4.8 auf, wie stark das Potential regional variieren kann. Andererseits wird aber auch der Einfluss des eigenen Energieverbrauchs und den der Nachbarstaaten deutlich.

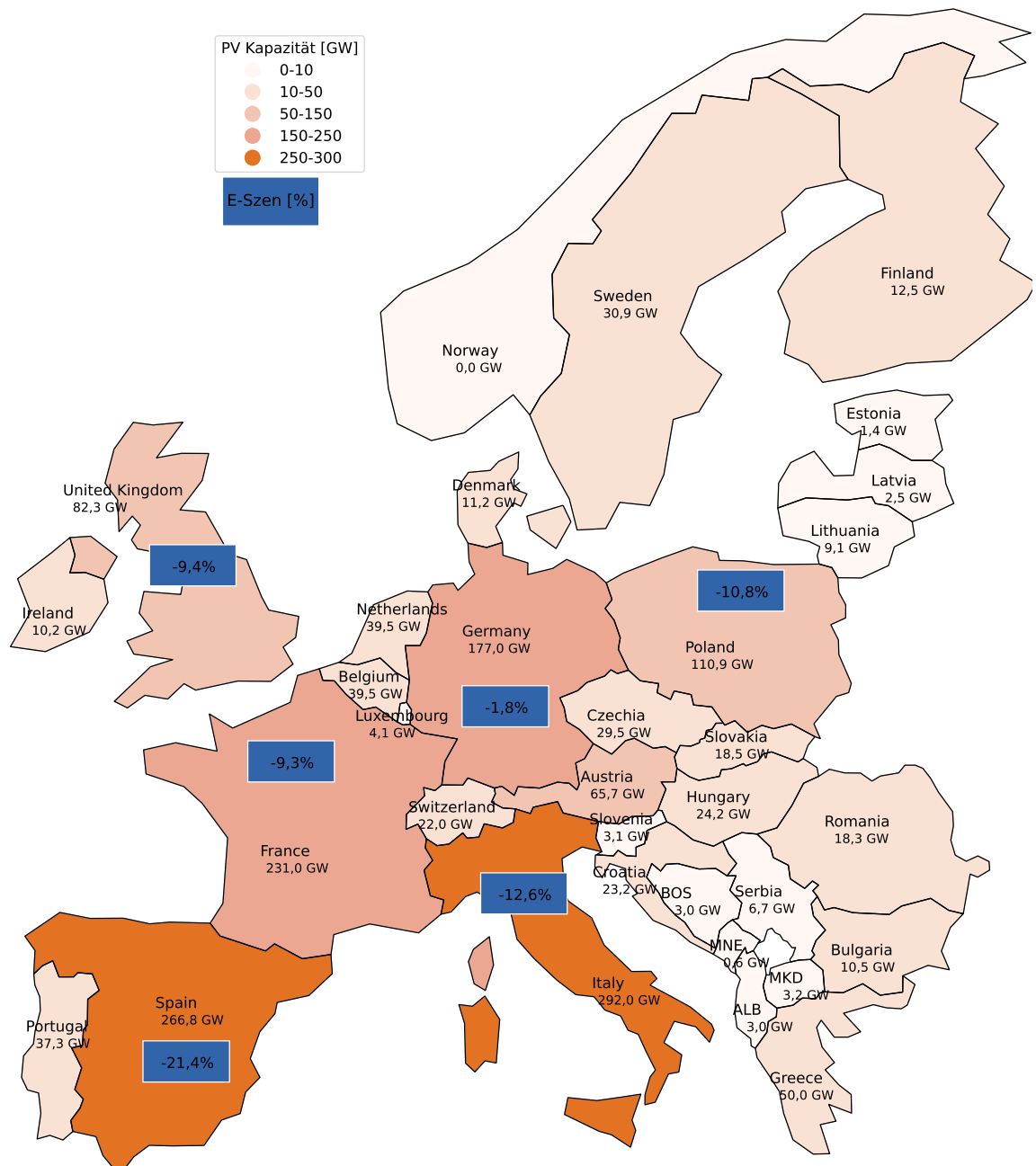


Abbildung 4.6: Europakarte mit PV-Freiflächen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

Zunächst wird die regionale PV-Freiflächen-Erzeugungskapazität auf europäischer Ebene in Abbildung 4.6 dargestellt. Hierbei sind die Ergebnisse des Wasserstoffszenarios zu sehen, wobei für die größten Erzeugungskapazitäten zusätzlich die Änderungen im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario enthalten sind. Die Erzeugungskapazitäten setzen sich jeweils aus der Summe der 20 %- , 60 %- und 90 %-Quantilen der Erzeugung zusammen. Dabei wird deutlich, dass in Italien (292 GW), Spanien (~ 267 GW) und Frankreich (231 GW) jeweils die größten Erzeugungskapazitäten installiert werden. In diesen Ländern ist das PV-Erzeugungspotential

aufgrund vieler Sonnenstunden sehr hoch. Aber auch Nationen wie Deutschland, Polen oder das Vereinigte Königreich weisen eine vergleichsweise hohe Erzeugungskapazität auf. In nördlich gelegenen Nationen wie den skandinavischen oder baltischen Ländern ist die Erzeugungskapazität hingegen sehr gering. Prinzipiell besitzt Norwegen eine hohe maximale PV-Erzeugungskapazität. Diese wird jedoch aufgrund der geringen Anzahl an Sonnenstunden nicht genutzt, da sich andere Energieträger bzw. Erzeugungsprozesse sinnvoller einsetzen lassen. Nicht nur das PV-Potential spielt hierbei eine Rolle, auch die Größe der einzelnen Staaten begrenzt die mögliche Erzeugungskapazität. So beispielsweise in Luxemburg, Belgien oder den Niederlanden. Hinzu kommen begrenzte Übertragungskapazitäten (Portugal).

Für die meisten Nationen ist die Erzeugungskapazität im Wasserstoffszenario höher als im Elektrifizierungsszenario, was auf die erhöhte Stromerzeugung mittels PV-Anlagen zurückzuführen ist.

Dabei wird die maximale mögliche Erzeugungskapazität unterschiedlich stark in Anspruch genommen. Tabelle 4.2 gibt für die größten Erzeugungskapazitäten jeweils den Kapazitätsanteil der einzelnen Quantile an. Das 90 %-Quantil bildet die beste Standortqualität ab. In Italien (größte PV-Erzeugungskapazität) werden die Standorte des 90 %-Quantils vollständig und die Standorte des 60 %-Quantils nahezu komplett ausgebaut. In Spanien hingegen werden nur 35 % der 90 %-Quantil Standorte ausgebaut, wobei eine ähnlich hohe installierte Kapazität erreicht wird. Dies bedeutet, dass Spanien noch über erhebliche ungenutzte Erzeugungspotenziale verfügt, während in Italien ein größerer Anteil des Erzeugungspotenzials genutzt wird. Grundsätzlich werden zunächst Standorte mit besseren Eigenschaften ausgebaut. Lediglich in Deutschland, den Niederlanden und Belgien werden auch Standorte des 20 %-Quantils ausgebaut. Daraus lässt sich folgern, dass die maximal mögliche Kapazität geringer ist als in anderen Nationen. In Deutschland spielen, neben Freiflächen-Anlagen, auch Aufdach-Anlagen eine Rolle. Dieses zusätzliche Erzeugungspotential ist in Abbildung 4.6 nicht enthalten und wird bei der Analyse der Ergebnisse auf Bundesebene gesondert betrachtet.

Tabelle 4.2: Kapazitätsanteile der verschiedenen PV- Freiflächenanlagen Erzeugungsquantile im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario)

| Nation                 | Kapazitätsanteil [%] |              |              |
|------------------------|----------------------|--------------|--------------|
|                        | 20 %-Quantil         | 60 %-Quantil | 90 %-Quantil |
| Italien                | 0                    | 91           | 100          |
| Spanien                | 0                    | 0            | 35           |
| Frankreich             | 0                    | 24           | 100          |
| Deutschland            | 26                   | 48           | 99           |
| Polen                  | 0                    | 53           | 100          |
| Vereinigtes Königreich | 0                    | 0            | 65           |

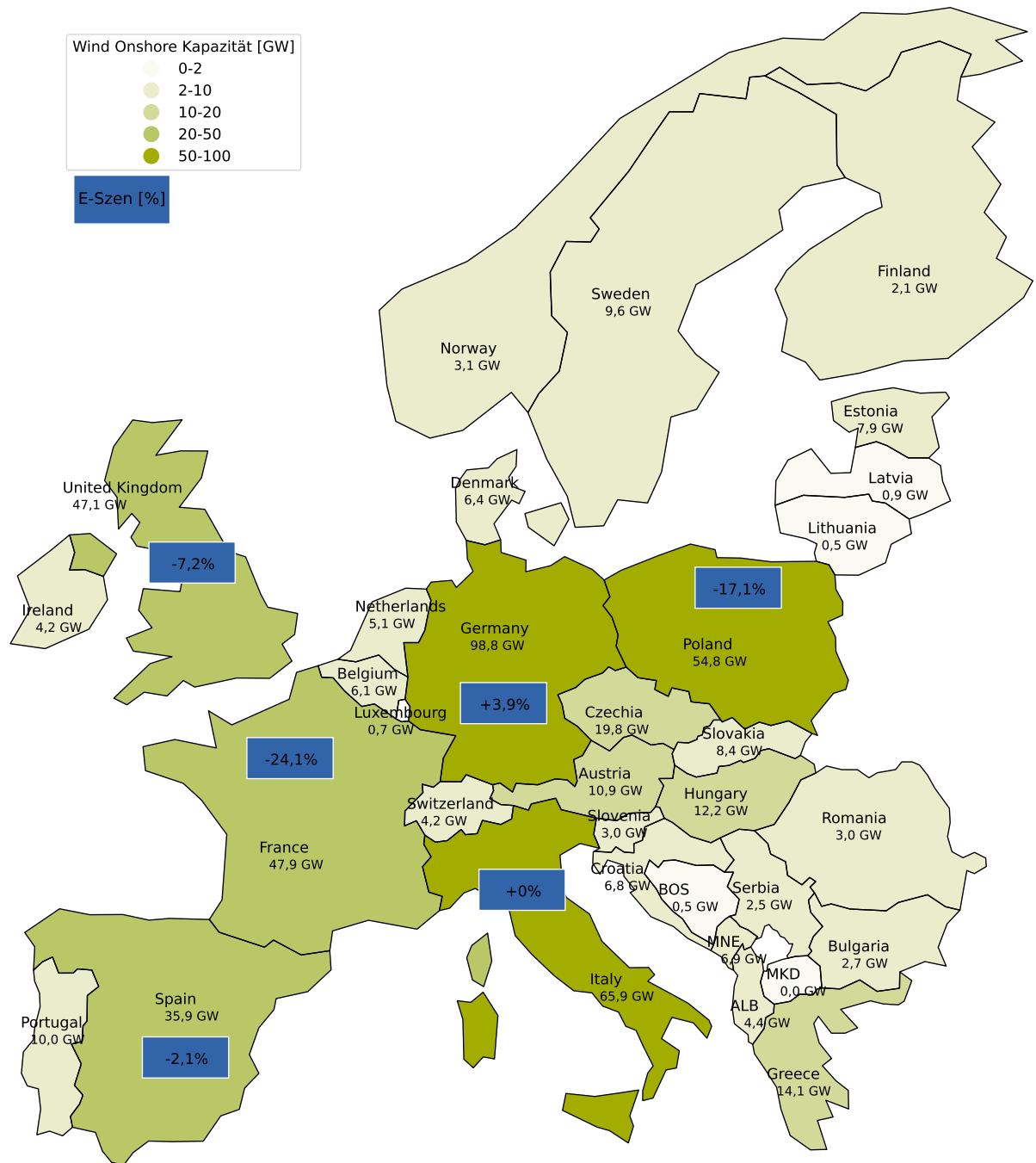


Abbildung 4.7: Europakarte mit Wind-Onshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario)

In Abbildung 4.7 sind die regionalen Wind-Onshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 für das Wasserstoffszenario aufgeführt. Hierbei sind ebenfalls die Erzeugungskapazitäten aller Standortqualitäten (20 %-, 60 %-, 90 %-Quantil) zusammengefasst. Für die jeweils größten Erzeugungskapazitäten sind zusätzlich die Abweichungen zum Elektrifizierungsszenario enthalten. In der Abbildung werden die gebietsbezogen variierenden Erzeugungskapazitäten verdeutlicht. So ist in Deutsch-



land die größte Wind-Onshore Kapazität installiert (98,9 GW), gefolgt von Italien 65,9 GW. Aber auch in Polen, Frankreich, dem Vereinigten Königreich und Spanien ist die Kapazität nennenswert. Auffällig hierbei ist, dass die Kapazitäten, die skandinavische und baltische Länder aufweisen, teilweise sehr gering sind. Aber auch in andere Nationen wie Luxemburg, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Rumänien oder der Schweiz ist die Onshore-Wind-Erzeugung gering. Gründe hierfür sind im Verbrauch, der limitierenden Übertragungskapazität und dem geringeren Wind-Onshore Potential zu finden.

Beim Szenarienvergleich wird deutlich, dass zwar auf europäischer Ebene die Stromerzeugung aus Wind-Onshore Anlagen im Wasserstoffszenario stärker ausgebaut wird als im Elektrifizierungsszenario, sich dies aber nicht auf alle Länder übertragen lässt. Auch hierbei werden die Erzeugungskapazitäten der einzelnen Standortqualitäten unterschiedlich stark ausgebaut. Die entsprechenden Kapazitätsanteile sind in Tabelle 4.3 aufgeführt. Die Standorte des 20 %-Quantils werden nur in Deutschland benötigt, hierbei spielen insbesondere Nordrhein-Westfalen und Berlin, die jeweils kleine maximale Kapazitäten aufweisen, eine Rolle. Die Standorte des 60 %-Quantils sind ebenfalls nur in wenigen Staaten relevant, hierzu zählen neben Deutschland auch Luxemburg und Belgien. Der Tabelle lässt sich entnehmen, dass für die meisten Staaten auch bei bereits recht hoher Wind-Onshore Erzeugung große Teile des Potentials nicht benötigt werden.

Hinsichtlich der Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten ergibt sich die Karte in Abbildung 4.8. Hierbei wird erneut für die Nationen mit den größten Erzeugungskapazitäten ein Szenarienvergleich durchgeführt. Der Europakarte lässt sich entnehmen, dass die Niederlande die größte Erzeugungskapazität aufweist (128,5 GW). Grundsätzlich variiert das jeweilige Wind-Offshore Potential deutlich. Die Erzeugungskapazität von Frankreich und Polen ist in beiden Szenarien identisch, dies resultiert aus der Tatsache, dass jeweils die maximale Kapazität ausgereizt wird. Dies lässt sich auch aus Tabelle 4.4 entnehmen. Im Gegensatz zu PV- und Wind-Onshore-Erzeugung werden hierbei auch schlechtere Standortqualitäten ausgebaut. Das Vereinigte Königreich bietet noch viel ungenutztes Wind-Offshore Potential.

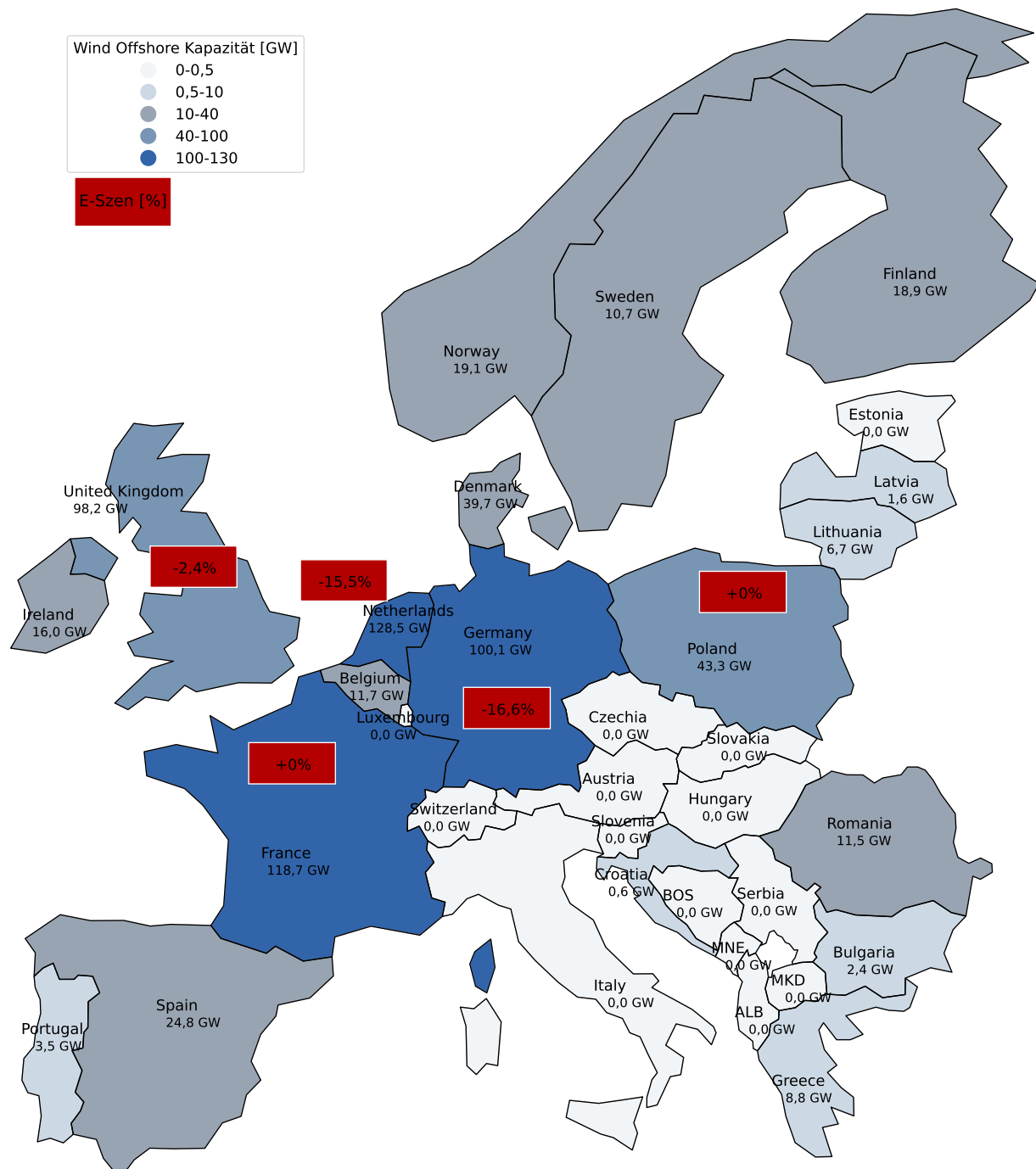


Abbildung 4.8: Europakarte mit Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

Die installierten Erzeugungskapazitäten, sowohl PV-Freiflächenanlagen als auch Wind-Onshore-Anlagen, weisen einen Landesflächenverbrauch auf. Wie bereits eingangs beschrieben, wird für dessen Ermittlung auf die Bachelorarbeit von Hammerstingl [106] zurückgegriffen. Der jeweilige Flächenanteil ergibt aus der Normierung der Anlagenflächen mit der entsprechenden Landesfläche. Die Abbildungen

Tabelle 4.3: Kapazitätsanteile der verschiedenen Wind - Onshore Erzeugungsquantile im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario)

| Kapazitätsanteil [%]   |              |              |              |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Nation                 | 20 %-Quantil | 60 %-Quantil | 90 %-Quantil |
| Deutschland            | 2            | 50           | 97           |
| Italien                | 0            | 0            | 100          |
| Polen                  | 0            | 0            | 76           |
| Frankreich             | 0            | 0            | 33           |
| Vereinigtes Königreich | 0            | 0            | 81           |
| Spanien                | 0            | 0            | 33           |

Tabelle 4.4: Kapazitätsanteile der verschiedenen Wind Offshore Erzeugungsquantile im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario)

| Kapazitätsanteil [%]   |              |              |              |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Nation                 | 60 %-Quantil | 80 %-Quantil | 90 %-Quantil |
| Niederlande            | 41           | 62           | 64           |
| Frankreich             | 100          | 100          | 100          |
| Deutschland            | 41           | 100          | 100          |
| Vereinigtes Königreich | 0            | 0            | 76           |
| Polen                  | 100          | 100          | 100          |

4.10 und 4.9 zeigen hierbei für PV-Freiflächen und Wind-Onshore Anlagen eine Gegenüberstellung des maximal möglichen mit dem tatsächlich installierten Flächenanteil. Der maximal mögliche Flächenanteil ergibt sich über die in *urbs* implementierte obere Kapazitätsgrenze, die für beide Szenarien identisch ist. Bei beiden Abbildungen wird deutlich, dass die entsprechenden Flächenanteile weit auseinander liegen, egal ob für PV- oder Wind-Onshore-Anlagen. Dies bedeutet, dass in einem gesamteuropäischen Energiesystem keine vollständige Ausschöpfung der erneuerbaren Energiepotenziale notwendig ist. Dieser Aspekt ist als sehr positiv zu bewerten, da bei einem hohen Flächenbedarf für erneuerbare Energien Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung zu erwarten sind. Prinzipiell lässt sich aus einem großen maximalen Flächenanteil folgern, dass die Bevölkerungsdichte gering ist.

Da es sich um Flächenanteile handelt, kann keine Aussage über die entsprechend benötigte Landesfläche und die zugehörige installierte oder maximale Kapazität getroffen werden. So werden in Spanien im Jahr 2050 beispielsweise ~ 267 GW an PV-Anlagen installiert. Dies entspricht ~ 0,97 % der Landesfläche, wobei theoretisch 13,8 % bzw. 3805 GW erreichbar sind. In Portugal hingegen werden 0,7 % der Landesfläche für PV-Anlagen aufgewendet (~ 37,2 GW). Um den gesamten Flächenbedarf an erneuerbaren Energien abzuschätzen, müssen sowohl die Flächenanteile der PV-Freiflächen als auch der Wind-Onshore Anlagen berücksichtigt werden. Dabei muss im Worst-Case-Szenario davon ausgegangen werden, dass hierbei die Flächenanteile einfach addiert werden. Dies wird in Tabelle 4.5 verdeutlicht. In der Realität kommt es zu Überschneidungen bei den Flächen, wodurch der gesamte Flächenbedarf für erneuerbare Energien verringert wird. Es kann an dieser Stelle keine Aussage getroffen werden, um welchen Faktor die Flächen reduziert werden.

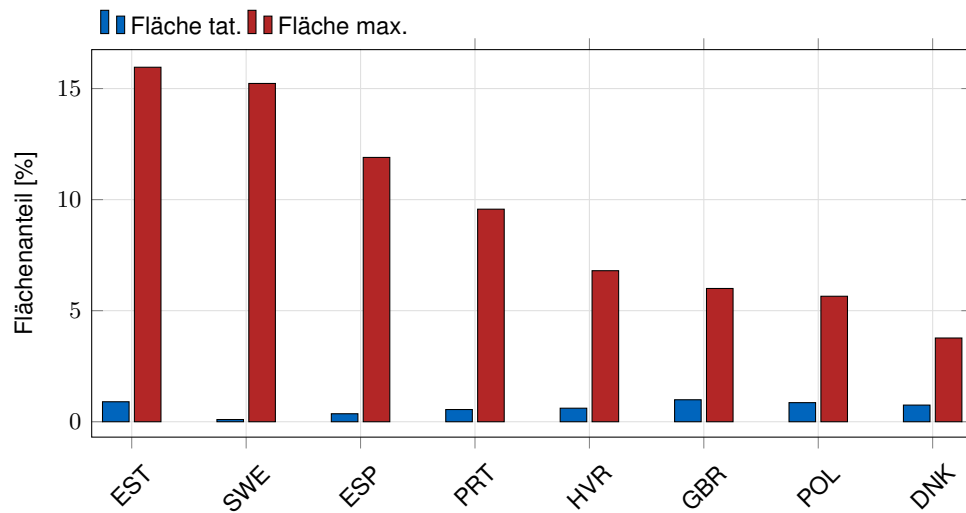


Abbildung 4.9: Vergleich zwischen dem maximal möglichen und dem tatsächlich genutzten Flächenanteil für Wind-Onshore Anlagen im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

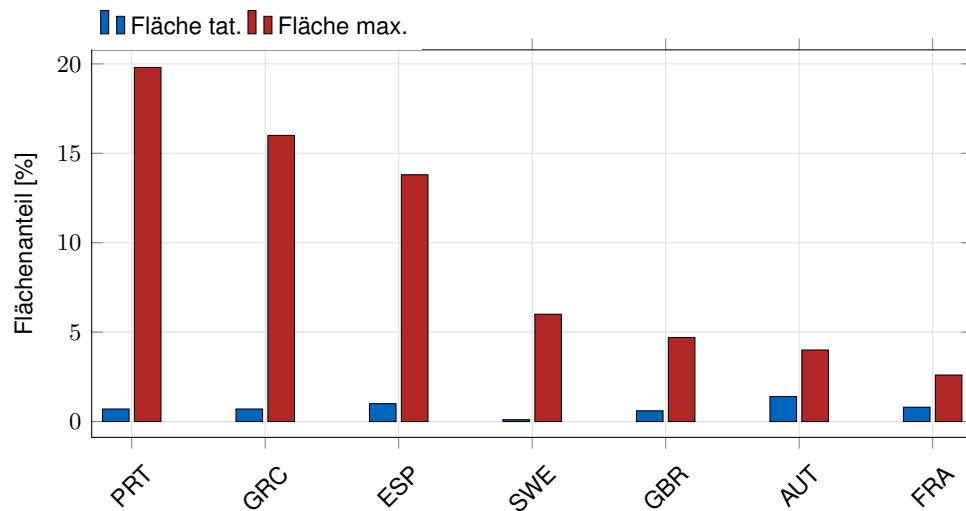


Abbildung 4.10: Vergleich zwischen dem maximal möglichen und dem tatsächlich genutzten Flächenanteils von PV-Freiflächen Anlagen im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

Auch hierbei rückt erneut der Aspekt der zentralen Optimierung des Gesamtsystems auf europäischer Ebene in den Fokus. Wie bereits zuvor erläutert beeinflusst dies maßgeblich die Erzeugungskapazitäten, diese wiederum bedingen den Flächenverbrauch. Wie die dargestellten Erzeugungskapazitäten und Flächenanteile zeigen, werden die maximalen Kapazitäten größtenteils nicht benötigt. Dies verdeutlicht, dass sich bei einem integrierten System die benötigten Erzeugungskapazitäten und Flächenanteile reduzieren. Dies trifft insbesondere auf Nationen mit großem Verbrauch zu, die somit besonders von den Annahmen bzw. der Gesamt-optimierung profitieren. Im Falle einer autarken Energieerzeugung auf nationaler

Tabelle 4.5: Worst-Case-Flächenabschätzung im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario)

| Nation                 | Flächenanteil [%] und Erzeugung [GW] |                  | Flächenanteil<br>gesamt | Erzeugung<br>gesamt |
|------------------------|--------------------------------------|------------------|-------------------------|---------------------|
|                        | PV                                   | Wind-<br>Onshore |                         |                     |
| Italien                | 1,77                                 | 1,1              | 2,87                    | 357,9               |
| Spanien                | 0,97                                 | 0,36             | 1,33                    | 302,7               |
| Frankreich             | 0,77                                 | 0,44             | 1,21                    | 278,9               |
| Deutschland            | 0,9                                  | 1,4              | 2,3                     | 275,9               |
| Vereinigtes Königreich | 0,62                                 | 0,67             | 1,29                    | 129,4               |
| Polen                  | 0,63                                 | 0,86             | 1,49                    | 165,7               |

Ebene müsste vermehrt auch auf Standorte mit schlechteren Erzeugungsqualitäten gesetzt werden. Die Annahmen im verwendeten Modell haben zur Folge, dass dies nicht notwendig ist, stattdessen wird ungenutztes Potential mit besserer Eignung in anderen Ländern genutzt. Hierfür sind stark ausgebaute Energieübertragungsnetze wesentlich (Strom und Wasserstoff). In Staaten mit großem erneuerbaren Energien Potential steigt die Stromproduktion an, was zu einem gesteigerten Flächenbedarf führt. Dennoch nimmt dieser Bedarf auch in den entsprechenden Ländern nicht überhand, wie sich aus dem Vergleich dem tatsächlichen mit dem maximal möglichen Flächenanteil ergibt. Dies ist ein wichtiger Faktor für die Akzeptanz der Bevölkerung. Damit dies auch im nationalen Interesse der Staaten ist und eine Zusammenarbeit auf dieser Ebene ermöglicht wird, muss die entsprechend bereitgestellte Erzeugungskapazität bzw. Fläche monetär vergütet werden. Momentan ist dies nicht der Fall, weshalb jede Nation bestrebt ist, den eigenen Bedarf selbst zu decken.

Ein weiteres Merkmal des Modells ist die Erzeugung von Wasserstoff. Die jährliche Produktion von 2020 bis 2050 ist in Abbildung 4.11 aufgeführt. Hierbei sind erneut die Ergebnisse der Jahre 2020 bis 2040 des Wasserstoffszenarios und im letzten Jahr für beide Szenarien aufgeführt. Dabei wird der Technologiewandel hinsichtlich der Erzeugung des Gases deutlich. Im Jahr 2020 wird fast ausschließlich grauer Wasserstoff über eine Dampfreformierung hergestellt. Lediglich 1,5 TWh werden über eine PEM-Elektrolyse produziert. In den Jahren 2030 bis einschließlich 2040 dominiert jeweils die Erzeugung von blauem Wasserstoff mittels einer Dampfreformierung in Kombination mit einer Speicherung des entstehenden Kohlenstoffdioxids. Der Anteil der PEM-Elektrolyse nimmt nur geringfügig zu. Diese Erzeugungstechnologie erfährt jedoch bis zum Jahr 2050 eine starke Steigerung, sodass ausschließlich grüner Wasserstoff hergestellt wird. Dabei liegt die Erzeugung im Wasserstoffszenario bei knapp 2150 TWh im Jahr 2050, gleichzeitig beträgt die Wasserstoffnachfrage bedingt durch die Sektoren Industrie, Haushalt und GHD 1760 TWh. Die Abbildung 4.11 verdeutlicht erneut den deutlich höheren Wasserstoffbedarf im H<sub>2</sub>-Szenario. Dies führt wie – eingangs bereits erwähnt – zu einer signifikant größeren Stromerzeugung. Die erzeugte Wasserstoffmenge wird ebenfalls maßgeblich durch die Tatsache beeinflusst, dass in diesem Energiesystem kein Import des Gases von außerhalb Europas möglich ist. Studien gehen jedoch davon aus, dass etwa die Hälfte des benötigten Wasserstoffs auf europäischer Ebene importiert werden muss [107].

Analog zur Stromerzeugung ist auch die Wasserstoffherstellung regionalen Un-

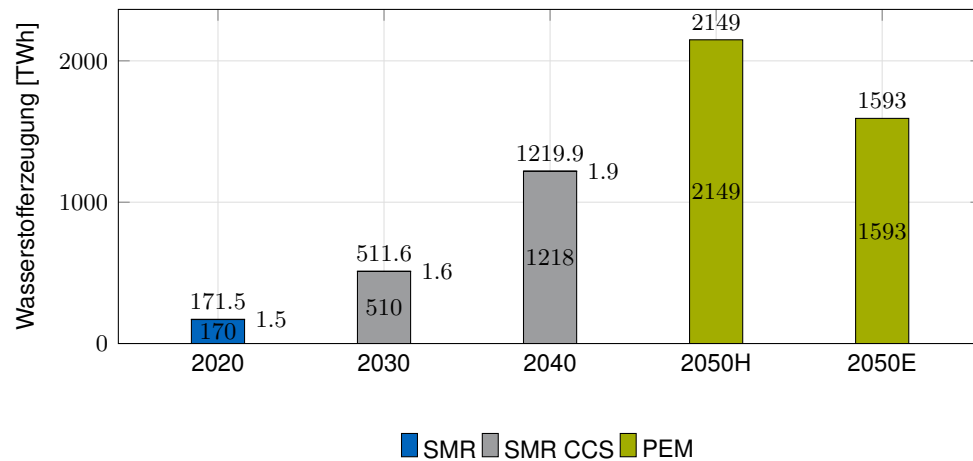


Abbildung 4.11: Wasserstoffherzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

terschieden unterworfen. Besonders große EE-Erzeugungskapazitäten führen in bestimmten Zeiten zu einer Überproduktion (vgl. Abbildung 4.2). Eine Sektorkopplung, insbesondere die Wasserstoffherzeugung, ermöglicht die Nutzung dieser zusätzlichen Stromproduktion. Insbesondere betrifft dies die Nationen aus Tabelle 4.6, die entsprechend die größten Wasserstoffherzeugungsmengen aufweisen. Hierbei stehen an erster Stelle Länder mit großen Wind-Erzeugungskapazitäten (Onshore und Offshore). Aber auch eine sehr große PV-Erzeugungskapazität, wie in Spanien oder Italien, begünstigt die Wasserstoffproduktion mittels PEM-Elektrolyse. Auch in anderen Staaten werden PEM-Elektrolysekapazitäten ausgebaut, diese

Tabelle 4.6: Wasserstoffherzeugung im Jahr 2050 einzelner Nationen, sortiert nach Erzeugungsmenge.

| Wasserstoffherzeugung [TWh] |                          |            |
|-----------------------------|--------------------------|------------|
| Nation                      | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario |
| Frankreich                  | 340                      | 278        |
| Deutschland                 | 295                      | 228        |
| Niederlande                 | 270                      | 210        |
| Spanien                     | 214                      | 138        |
| Italien                     | 177                      | 120        |

sind im Vergleich zu den in Tabelle 4.6 aufgeführten Ländern jedoch eher gering. In Summe hingegen stellen die restlichen Länder im Wasserstoffszenario rund 39,7 % der Erzeugung zur Verfügung. Dieser Aspekt wird ebenfalls durch das integrierte Energiesystem beeinflusst, da große Wasserstoffherzeugungskapazitäten bevorzugt in Ländern mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien installiert werden. Im Allgemeinen sind die Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff in diesem Szenario größer als im Elektrifizierungsszenario, was auf die gesteigerte Nachfrage zurückzuführen ist.

In Abbildung 4.12 ist die tägliche Wasserstoffproduktion auf europäischer Ebene im Jahr 2050 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass diese erheblichen zeitlichen

bzw. saisonalen Schwankungen unterliegt. Ein Abgleich mit der Stromerzeugung (Abbildung 4.1) zeigt deutlich, dass die Wasserstoffproduktion immer dann stark erhöht ist, wenn die Erzeugung aus Windenergie Überproduktionen aufweist. Diese Überproduktion wird über die Kopplung der Sektoren Strom und Wasserstoff nutzbar, was sich auch auf die Nutzung der Wasserstoffspeicher auswirkt. Eine genauere Speicheranalyse ist in den nachfolgenden Abschnitten zu finden.

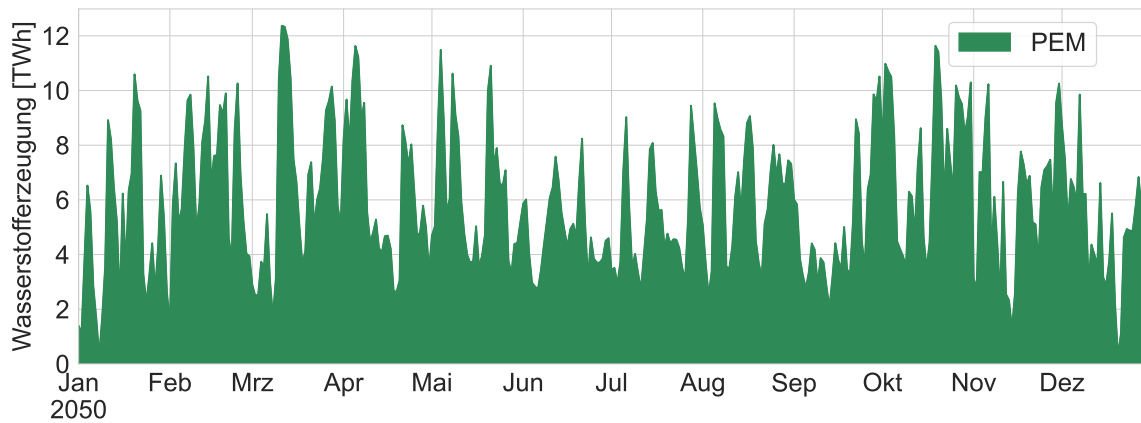


Abbildung 4.12: Tägliche Wasserstoffproduktion auf europäischer Ebene im Jahr 2050.

Um die zentrale und dezentrale Wärmenachfrage decken zu können, wird eine Wärmeerzeugung generiert. Dabei kommen überwiegend strombasierte Technologien wie Wärmepumpen zum Einsatz, wodurch eine Kopplung der Sektoren Wärme und Strom erfolgt. Wärmebedarf weisen im Europamodell [9] ausschließlich die Sektoren GHD und Haushalt auf, wodurch die Nachfrage unabhängig vom jeweiligen Szenario konstant ist. Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass die Erzeugung ebenfalls unbeeinflusst bleibt. In Abbildung 4.13 ist die europäische

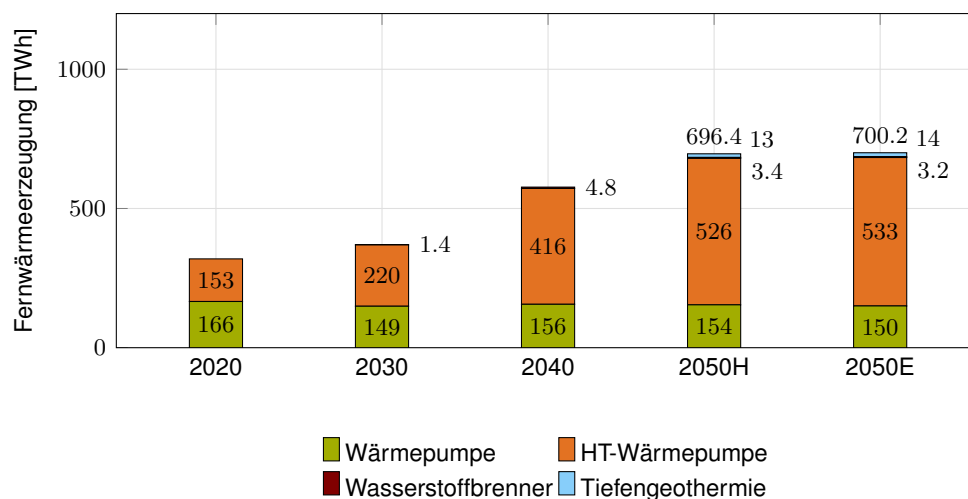


Abbildung 4.13: Fernwärmeerzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

Fernwärmeerzeugung in den Jahren 2020 bis 2050 aufgeführt. Diese wird fast ausschließlich über Wärmepumpen bereitgestellt, wobei der Anteil an Hochtemperatur-Wärmepumpen in den späteren Jahren stark zunimmt. Tiefengeothermie und Wasserstoffbrenner sind weniger relevant. Bedingt wird dies unter anderem durch die entsprechenden Fix- und Investitionskosten. Diese sind sowohl für die Wärmepumpe als auch für die HT-Wärmepumpe geringer als für Tiefengeothermie-Anlagen. Zwar sind diese Kosten für Wasserstoffbrenner geringer, jedoch ist die Effizienz des Prozesses deutlich niedriger. Dass die Hochtemperatur-Wärmepumpe dominiert, ist auf ihre geringeren Kosten zurückzuführen, diese gleichen die minimal schlechtere Effizienz gegenüber der regulären Wärmepumpe aus. So sind Investitionskosten der HT-WP im Vergleich mit der Wärmepumpe um 20 % geringer, die Fixkosten sogar um 96,9 %. Hierbei gibt es erneut regionale Unterschiede, diese resultieren unter anderem aus der geographische Lage und den damit veränderlichen Wärmebedarf. Außerdem spielt die Kopplung der Sektoren sowie die Wärmespeicherung eine Rolle. Wärmeübertragung ist hierbei nicht relevant, da keine Wärmeübertragung im Modell implementiert ist.

Auffällig beim Szenarienvergleich ist außerdem, dass trotz identischer Fernwärmenachfrage die Erzeugung abweicht. Grundsätzlich ist die Differenz eher geringfügig, aber eine gesteigerte Wasserstoffnachfrage bzw. -erzeugung beeinflusst ebenfalls die zentrale Wärmeerzeugung. Zwar nimmt der Anteil des Wasserstoffbrenners im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario zu, die Differenz beträgt hierbei jedoch lediglich 200 GWh. Vielmehr ist die Abweichung auf die variierende Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen und die abweichenden Speicherkapazitäten (insbesondere von Batteriespeichern) zurückzuführen. Letztere werden im Laufe des Kapitels weiter analysiert.

In Abbildung 4.14 ist die tägliche Fernwärmeerzeugung aller europäischen Staaten im Jahr 2050 dargestellt. Dabei liegt die Wärmeerzeugung bzw. der Wärmebedarf im Winter erwartungsgemäß höher als in den Sommermonaten. Der Anteil der Wärmepumpe ist im zeitlichen Verlauf weitestgehend konstant. Lediglich im Sommer nimmt die Erzeugung minimal ab. Tiefengeothermie und Wasserstoffbrenner sind im Vergleich zu den anderen Wärmeerzeugungstechnologien relativ unbedeutend. Lediglich jeweils am Jahresanfang bzw. -ende steigt die Erzeugung kurzzeitig in einer Größenordnung von ungefähr 500 GWh an. Auch vereinzelte kleine Erzeugungsspitzen treten im Frühjahr und den Wintermonaten auf. Der größte Teil der Wärmeerzeugung wird über eine Hochtemperatur-Wärmepumpe generiert. Diese unterliegt neben den typischen saisonalen Schwankungen auch weiteren Erzeugungsspitzen. Diese treten immer dann auf, wenn auch in der Stromerzeugung Überproduktionen (bedingt durch Wind) auftreten. Die Nutzung zugehöriger Fernwärmespeicher ermöglicht, dass diese Mehrproduktion eingespeichert wird.

In Bezug auf die dezentrale Wärme gibt es keinerlei Änderungen in der Zusammensetzung der Erzeugung. In Abbildung 4.15 ist dies dargestellt. Dabei wird deutlich, dass Wasser-Wärmepumpen die dezentrale Wärmeerzeugung klar dominieren. Dies ist einerseits auf die geringeren Fix- und Investitionskosten im Vergleich zu anderen Wärmepumpenarten zurückzuführen. Hinzu kommt, dass diese Wärmepumpe deutlich effizienter ist als Direktheizungs- und Immersionselemente, die grundsätzlich in der Anschaffung und im Betrieb kostengünstiger wären. Zwar ist die Wasser-Wärmepumpe auch effizienter als andere Wärmepumpen, dieser Unterschied ist vergleichsweise gering. Abbildung 4.16 zeigt die tägliche dezentrale



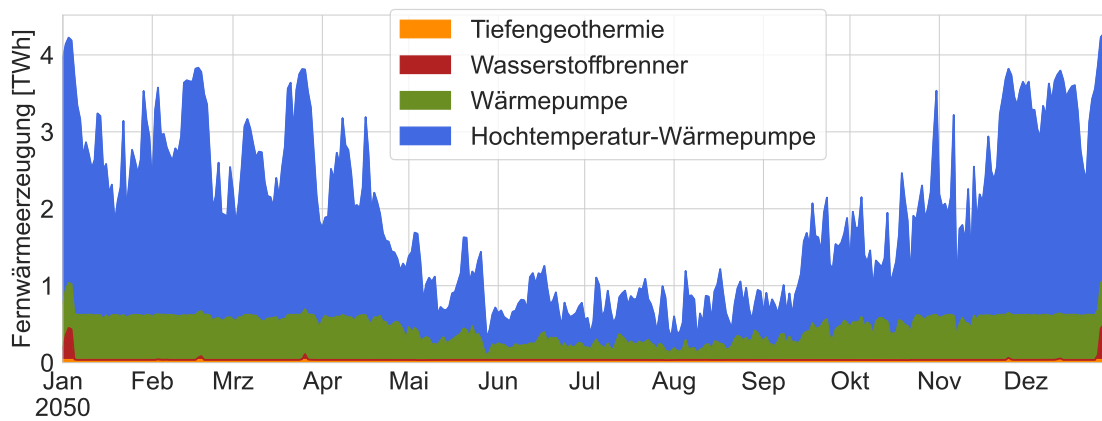


Abbildung 4.14: Tägliche Fernwärmeerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050.

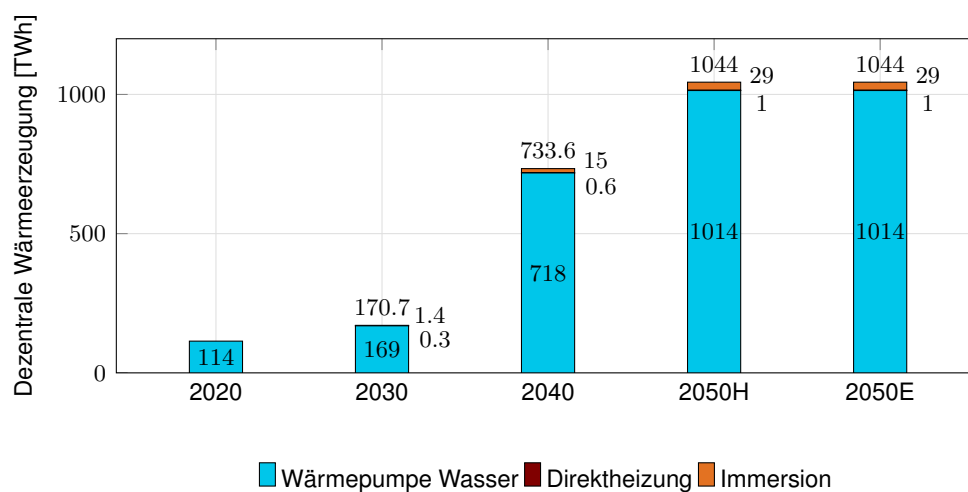


Abbildung 4.15: Dezentrale Wärmeerzeugung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

trale Wärmeerzeugung im Jahr 2050. Auch hier ist die typische saisonale Schwankung der Wärmeerzeugung zu sehen. Analog zur zentralen Wärmeerzeugung, weisen auch hier weniger dominante Wärmeerzeugungsprozesse überwiegend in den Winter- und Frühjahrsmonaten kleine Spitzen auf. Auch die weiteren kurzfristigen Schwankungen in der Erzeugung lassen sich analog zur zentralen Wärme- und Wasserstoffherzeugung auf die Stromüberproduktion bedingt durch Wind zurückführen.

#### 4.1.2 Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoptionen sind von zentraler Bedeutung in einem integrierten Energiesystem. Dazu zählen insbesondere Energiespeicher und die Energieübertragung. Diese Technologien ermöglichen einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, eine effizientere Nutzung der erneuerbaren Energien und eine Lastverschiebung.

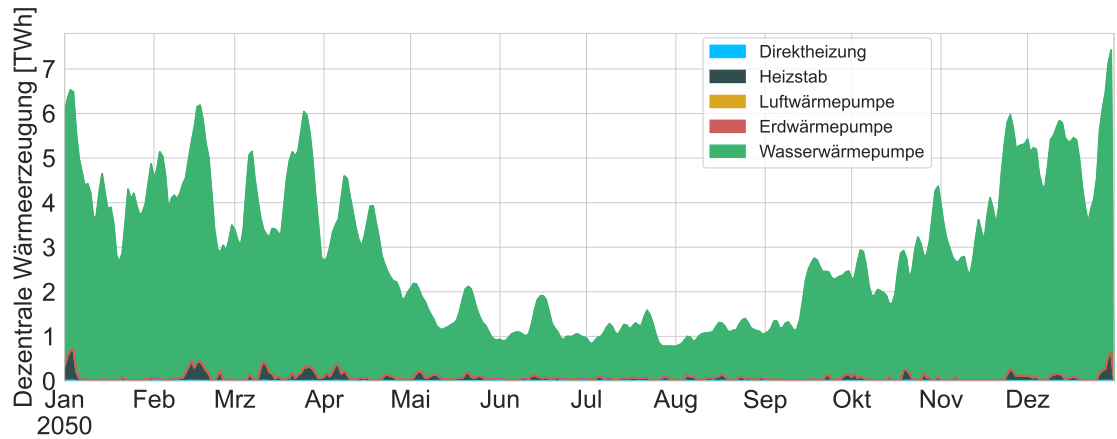


Abbildung 4.16: Tägliche dezentrale Wärmeenergieerzeugung auf europäischer Ebene im Jahr 2050.

Insbesondere bei der zentralen Optimierung auf europäischer Ebene ist dies relevant. Wie bereits erwähnt, übersteigt die Erzeugung in Nationen mit großem erneuerbarem Potential den Verbrauch, sodass eine gesteigerte Energieübertragung und -speicherung in Nationen mit hohem Bedarf erfolgt. Nachfolgend werden diese Aspekte des Energiesystems beleuchtet.

### Energiespeicherung

Weitere zentrale Elemente im Energiesystem sind Speicher; hierbei werden Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher unterschieden. Die entsprechend installierten Speicherkapazitäten auf europäischer Ebene im Jahr 2050 sind für beide Szenarien in Tabelle 4.7 aufgeführt. Dabei ändert sich je nach Szenario überwiegend die installierte Kapazität der Speicher. Lediglich für Pumpspeicher und dezentrale Wärmespeicher ergeben sich keine Unterschiede. Die Pumpspeicherkapazität ist mit 497,7 GWh auf europäischer Ebene maximal und bleibt daher von Änderungen in der Stromerzeugung unbeeinflusst. Dezentrale Wärmespeicher sind sehr teuer und werden daher nur minimal ausgebaut, daran ändert sich auch durch die Szenarien nichts. Wasserstoffspeicher, überwiegend Salzkavernen, dominieren für beide Szenarien klar die Speicherlandschaft. Dies ist auf die sehr günstigen Investitionskosten zurückzuführen. Zusätzlich steigt die installierte Kapazität mit steigender Wasserstoffproduktion, dies ist sowohl für Salzkavernenspeicher als auch für Wasserstofftanks der Fall. Letztere sind im Vergleich zu Salzkavernenspeichern jedoch deutlich teurer, wodurch die installierte Kapazität geringer ist. Gleichzeitig nimmt bei steigender Wasserstoffproduktion die Batteriespeicherkapazität ab. Diese werden aufgrund ihrer hohen Kosten (Investitions- und Fixkosten) weniger stark ausgebaut. Die Fernwärme-Speicherkapazität nimmt im Wasserstoffszenario ebenfalls ab. Wie bereits erwähnt ist dies auf die verstärkte Wasserstoffspeicherung und auf eine andere Auslastung als bei gleichzeitiger Batteriespeichernutzung zurückzuführen. Auch in Hinblick auf die Speicherkapazitäten gibt es regionale Unterschiede. Diese ergeben sich aus mehreren Faktoren, wie beispielsweise Verbrauch, Potential an erneuerbaren Energien und Speicherpotential. Diese Faktoren werden

Tabelle 4.7: Installierte Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertypen im Jahr 2050 auf europäischer Ebene.

| Speichertyp          | Speicherkapazität [GWh]  |            |                |
|----------------------|--------------------------|------------|----------------|
|                      | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario | Abweichung [%] |
| Batterie             | 238,2                    | 365        | -34,7          |
| Pumpspeicher         | 497,7                    | 497,7      | 0              |
| Fernwärme            | 1853,8                   | 1962,6     | -5,54          |
| Dezentral            | 2,4                      | 2,4        | 0              |
| Salzkaverne          | 110 998                  | 104 992    | 5,72           |
| H <sub>2</sub> -Tank | 1768                     | 1307       | 35,3           |

ebenfalls maßgeblich durch die zentrale Kostenoptimierung beeinflusst. In Abbildung 4.17 sind die jeweiligen Speicherkapazitäten verschiedener Speicherarten dargestellt. Salzkavernenspeicher fehlen in dieser Darstellung, da diese eine deutlich größere Kapazität aufweisen und in dieser Darstellungsform alle anderen Speicher überlagern würden. Hierbei ist für jedes Land die Verteilung bzw. die Anteile der einzelnen installierten Kapazitäten relevant, absolute Speicherkapazitäten können der Grafik nicht entnommen werden. Die Grafik verdeutlicht, dass die installierten Kapazitäten der einzelnen Speichertypen stark variieren. In Norwegen wird die Speicherlandschaft von Pumpspeichern dominiert (rund 85 TWh). Außerdem lässt sich erkennen, dass in südlichen Ländern zentrale Wärmespeicher weniger stark ausgebaut werden als in anderen Teilen Europas. Batteriespeicher sind ebenfalls vermehrt in südlichen Ländern bzw. Ländern mit einem höheren PV-Potential ausgebaut, grundsätzlich sind die entsprechenden Kapazitäten im Vergleich zu Wasserstoffspeichern eher gering. Wasserstofftanks werden überwiegend in Staaten mit einem höheren Windpotential (Offshore und Onshore) ausgebaut. Dezentrale Wärmespeicher sind ebenfalls in der Karte verzeichnet, diese sind aufgrund ihres geringen Anteils jedoch nicht sichtbar.

Die regionalen Speicherkapazitäten der Salzkavernenspeicher sind in Abbildung 4.18 aufgeführt. Diese sind absteigend nach ihrer maximalen Kapazität sortiert (außer Deutschland, hierbei gibt es im Modell keinen Grenzwert). Aber auch in weiteren Nationen werden Salzkavernenspeicher installiert, die zugehörigen Kapazitäten sind jedoch gering, sodass diese hier nicht aufgeführt werden. Hinzu kommt, dass nicht in jedem Land die Voraussetzungen für die Installation von Salzkavernenspeicher gegeben sind. Auffällig bei der Salzkavernenspeicherkapazität ist, dass sich der Trend der größeren installierten Kapazität der Speicher im Wasserstoffszenario auf europäischer Ebene nicht auf alle Länder übertragen lässt. So nimmt im Wasserstoffszenario die Kapazität beispielsweise in Polen und dem Vereinigten Königreich ab. Grundsätzlich wird in keinen der Staaten die maximale Speicherkapazität dieses Speichertyps ausgereizt. Große Batteriespeicher konzentrieren sich ebenfalls nur auf wenige Länder, diese sind in Abbildung 4.19 aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass es sich hierbei vor allem um Staaten mit einem hohen PV-Potential handelt. Auch hier ist auf europäischer Ebene der Trend erkennbar, dass die installierte Speicherkapazität im Elektrifizierungsszenario höher ist als im Wasserstoffszenario. Dennoch werden auch in anderen Nationen Batteriespeicher installiert, diese Kapazitäten sind jedoch überwiegend äußerst gering. Gering, aber dennoch erwähnenswert, sind jedoch folgende Kapazitäten:

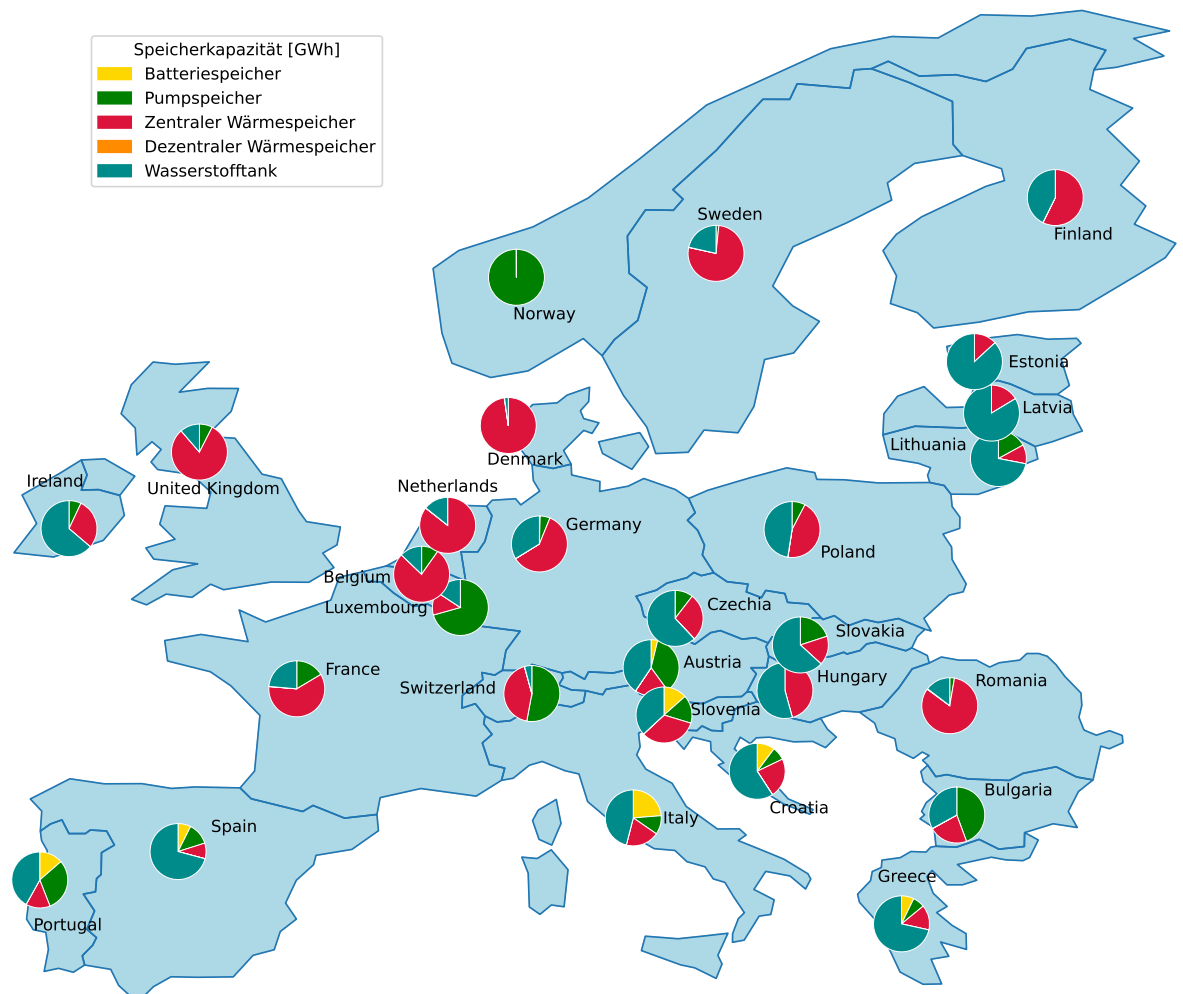


Abbildung 4.17: Installierte Speicherkapazität verschiedener Speicher im Jahr 2050 in Europa (Wasserstoffszenario).

- Österreich: 6 GWh (H) bzw. 20 GWh (E)
- Kroatien: 3,9 GWh (H) bzw. 8,1 GWh (E)
- Deutschland: 3,2 GWh (H) bzw. 7,6 GWh (E)

Auch hinsichtlich der Wasserstofftanks gibt es regionale Unterschiede in den Szenarien. Die Nationen mit den jeweils größten installierten Kapazitäten sind in Abbildung 4.20 aufgeführt. Überwiegend nimmt die installierte Speicherkapazität im Wasserstoffszenario zu, dies muss aber nicht zwangsläufig für jedes einzelne Land zutreffen. In Frankreich beispielsweise ist diese identisch, in einigen Nationen mit kleinen Speicherkapazitäten kann das Verhalten auch umgekehrt sein.

In Abbildung 4.21 sind die Länder mit den jeweils größten installierten Fernwärmespeicher-Kapazitäten aufgeführt. Hierbei ist überwiegend die installierte Kapazität im Elektrifizierungsszenario höher als im Wasserstoffszenario. Dies deckt sich mit dem gesamteuropäischen Verhalten. Allerdings gilt dies nicht zwangsläufig für alle Nationen, insbesondere bei kleinen Kapazitäten.

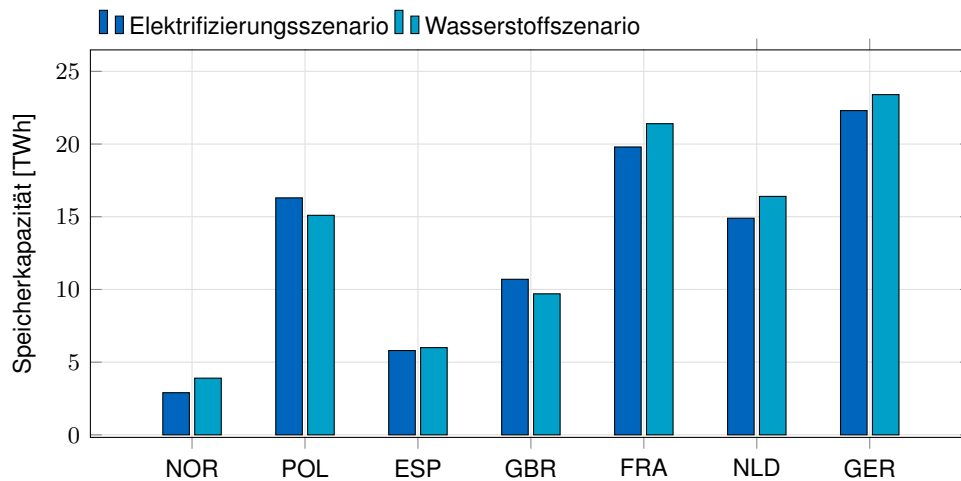


Abbildung 4.18: Vergleich der Speicherkapazitäten von Salzkavernenspeichern in beiden Szenarien.

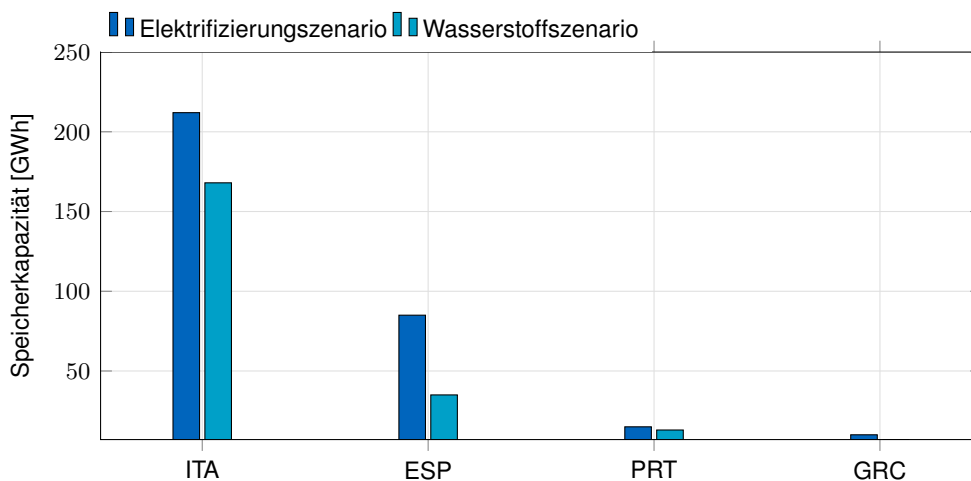


Abbildung 4.19: Vergleich der Speicherkapazitäten von Batteriespeichern in beiden Szenarien.

Grundsätzlich werden die benötigten Speicherkapazitäten durch die gesamteuropäische Kostenoptimierung beeinflusst. Prinzipiell sind die Installations- und Fixkosten in den einzelnen Ländern identisch. Regionale Unterschiede in den installierten Kapazitäten ergeben sich insbesondere aus der Energieerzeugung und dem Bedarf. Vor allem in Nationen mit großen Erzeugungskapazitäten sowie hohem Bedarf steigt die Speicherkapazität an. Je nach Potential variiert die Dominanz der entsprechenden Speicherarten. Eine direkte Einspeicherung der momentan nicht benötigten Energie ermöglicht die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage. Wenn dies nah am Erzeugungsstandort stattfindet, können Übertragungsverluste und gleichzeitig Netzengpässe vermieden werden. Gleichzeitig verhindern bzw. reduzieren diese eine mögliche Abregelung der Erzeugungsanlagen.

Das Verhalten des Speicherinhalts der Speicher unterscheidet sich je nach

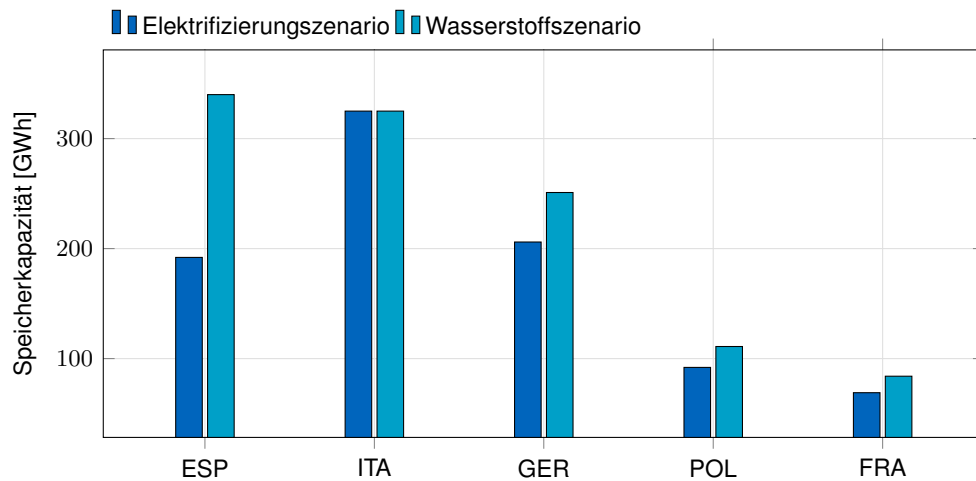


Abbildung 4.20: Vergleich der Speicherkapazitäten von Wasserstofftanks in beiden Szenarien.

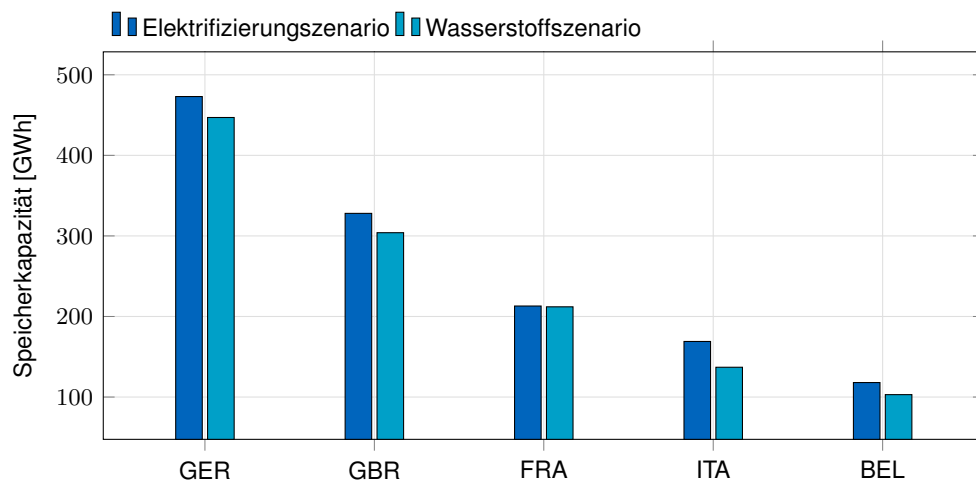


Abbildung 4.21: Vergleich der Speicherkapazitäten von Fernwärmespeichern bei den Szenarien.

Speicherart sehr stark. Pumpspeicher weisen grundsätzlich einen hohen Speicherinhalt auf, der saisonal leicht schwankt. Bedingt wird dies durch jahreszeitliche Effekte, wie beispielsweise Trockenheit oder Schneeschmelze. Hinzu kommen sehr kurze anhaltende sprunghafte Steigerungen des Speicherinhaltes, diese sind gemessen am gesamten Speicherinhalt jedoch recht gering. Damit reagieren diese Speicher sehr schnell auf etwaige Stromüberschüsse.

Der Inhalt der Batteriespeicher variiert ebenfalls saisonal, wobei es sich grundsätzlich um einen Kurzzeitspeicher handelt. Ursächlich hierfür ist die saisonale Verfügbarkeit der erneuerbaren Energieträger. Im Falle dieses Energiesystems mit Stromerzeugung aus PV und Wind erfolgt eine Anpassung der Speicherstände an die Erzeugung beider Energieträger. So sind einerseits sehr starke und unregelmäßige Anstiege des Speicherinhaltes in den windreichen Wintermonaten erkennbar. In den Sommermonaten hingegen dominiert die PV-Erzeugung und die

Anstiege des Speicherinhaltes werden regelmäßiger (tageszyklischer) und weniger stark ausgeprägt. Der Einfluss der Winderzeugung ist dennoch erkennbar. Hinsichtlich dezentraler Wärmespeicher sinken die Speicherstände saisonal bedingt im Winter ab und nehmen im Sommer zu. Die überschüssige Stromproduktion aus Windenergie beeinflusst auch diesen Speicherverlauf, da zusätzlich unregelmäßige tagesabhängige Änderungen im Speicherinhalt auftreten. Selbiges gilt für Fernwärmespeicher, wobei für diese Speicher das saisonbedingte Verhalten weniger dominant ist. Für diesen Speichertyp überwiegen die unregelmäßigen Änderungen bedingt durch die Stromerzeugung aus Windenergie.

Auch Wasserstofftanks weisen dieses Verhalten auf. Abbildung 4.22 zeigt exemplarisch den Speicherinhalt der Salzkavernenspeicher auf europäischer Ebene im Jahr 2050. Dabei wird deutlich, dass auch dieser Speicherinhalt saisonalen Effekten unterliegt. So werden die Speicher am Jahresanfang gänzlich geleert und bis Juni, mit einigen Schwankungen, voll beladen. In dieser Zeit werden aufgrund überschüssiger Windenergie große Mengen an Wasserstoff erzeugt und eingespeichert. In den Sommermonaten steht weniger Windenergie zur Verfügung, weswegen der Speicherinhalt reduziert wird. Ab November steigt die Wasserstoffproduktion und die Speicherstände erhöhen sich nach einem Tiefstand im Frühherbst erneut. Die Abbildung 4.22 zeigt ebenfalls den entsprechenden Speicherinhalt beider Szenarien. So wird deutlich, dass für diesen Speichertyp im Wasserstoffszenario die Speicherstände grundsätzlich höher sind als im Elektrifizierungsszenario, der prinzipielle Verlauf jedoch identisch bleibt.

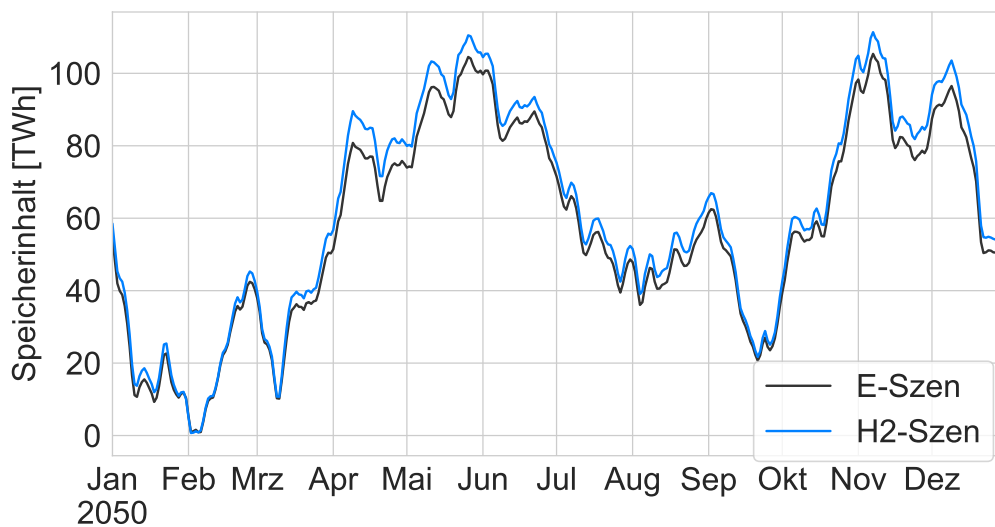


Abbildung 4.22: Salzkavernenspeicher - Inhalt im Jahr 2050 auf europäischer Ebene.

Es handelt sich hierbei jedoch nicht um einen einzelnen Speicher, sondern um die Zusammenfassung der einzelnen nationalen Salzkavernenspeicher. Deren entsprechenden Speicherstände auf nationaler Ebene weichen von diesem Verlauf ab, exemplarisch werden hierfür die Speicherstände in Spanien und der Niederlande in Abbildung 4.23 gezeigt.

Neben der absoluten Höhe der nationalen Speicherstände, die durch die ent-

sprechende maximale Kapazität bedingt wird, variiert auch der zeitliche Verlauf. Die Art des Verlaufes ist hierbei von der vorherrschenden Energieerzeugungstechnologie abhängig.

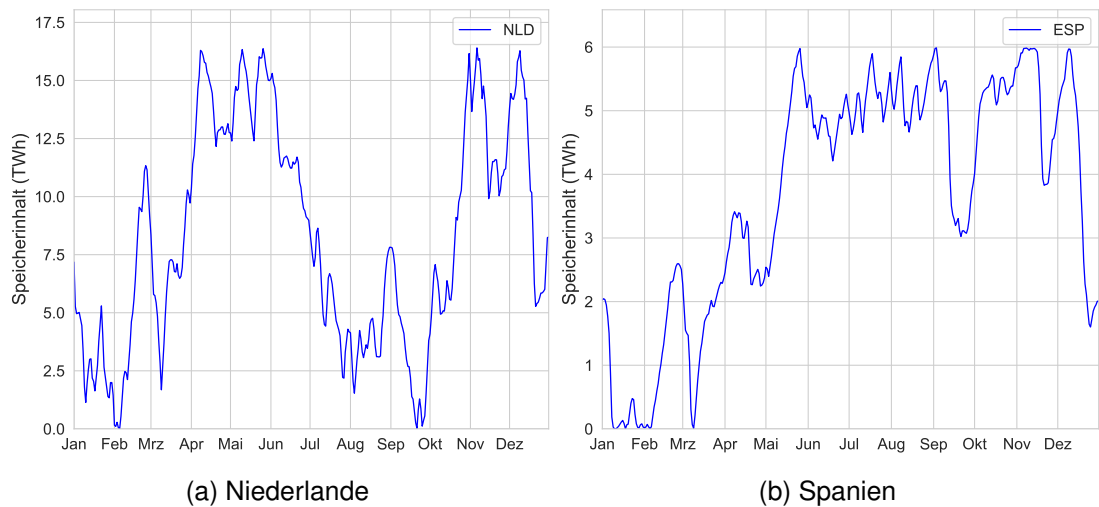


Abbildung 4.23: Speicherinhalt von Salzkavernenspeichern in Frankreich und Spanien im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario)

### Energieübertragung

Ein weiteres wichtiges Element in einem integrierten europäischen Energiesystem ist die Möglichkeit der Energieübertragung (Strom und Wasserstoff). Wie bereits eingangs erwähnt, beeinflusst die Kostenoptimierung auf der gesamten europäischen Ebene die nationale Energieerzeugung stark. Dies führt zu gesteigerten Kapazitäten in Nationen mit hohem Erzeugungspotential. Zusätzlich steigen die nötigen Übertragungskapazitäten und die übertragene Energiemenge stark an, um die Nachfrage- und Erzeugungszentren innerhalb von Europa miteinander zu verbinden.

Im Folgenden wird zwischen der Strom- und Wasserstoffübertragung unterschieden. Analog zur Erzeugung und Speicherung, liegen die verwendeten Übertragungskapazitäten auf Länderebene vor. Zur Energieübertragung innerhalb der Nationen kann keine Aussage getroffen werden. Lediglich in Deutschland liegen alle Ergebnisse auch auf NUTS-1 Ebene vor. Tabelle 4.8 zeigt die installierten Übertragungskapazitäten auf europäischer Ebene im Jahr 2050. Dabei wird deutlich, dass sich die Stromübertragung nicht wesentlich ändert. Dies liegt daran, dass die maximale Kapazität bereits in den Jahren zuvor so gut wie erreicht wird und keine wesentliche Erweiterung der Übertragungskapazität möglich ist. Dagegen nimmt der Ausbau von Wasserstoff-Pipelines mit steigender Wasserstoffherzeugung deutlich zu.

Die jährlich übertragene Strommenge zwischen 2020 bis 2050 ist in Abbildung 4.24 aufgeführt. Ebenfalls ist die Fallunterscheidung zwischen den Szenarien für das Jahr 2050 zusehen. Prinzipiell stehen AC- und DC-Freileitungen, sowie auch DC-Unterseekabel zur Stromübertragung zur Verfügung. Hierbei lässt sich



Tabelle 4.8: Installierte Übertragungskapazitäten für Strom- und Wasserstoffübertragung im Jahr 2050 auf europäischer Ebene.

| Übertragungskapazität [GW] |                          |            |                |
|----------------------------|--------------------------|------------|----------------|
| Übertragung                | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario | Abweichung [%] |
| Strom                      | 302,5                    | 302,9      | -0,13          |
| H <sub>2</sub>             | 428,9                    | 333,8      | 28,5           |

erkennen, dass die übertragene Strommenge nicht sehr stark ansteigt. Der Stromnetzausbau ist stark limitiert und unterscheidet sich in den Szenarien nicht wesentlich. DC-Unterseekabel spielen in der Stromübertragung eine geringere Rolle als Freileitungen (AC und DC). Diese werden im Jahr 2050 fast gleichermaßen eingesetzt. Die übertragene tägliche Strommenge ist in Abbildung 4.25 auf europäischer

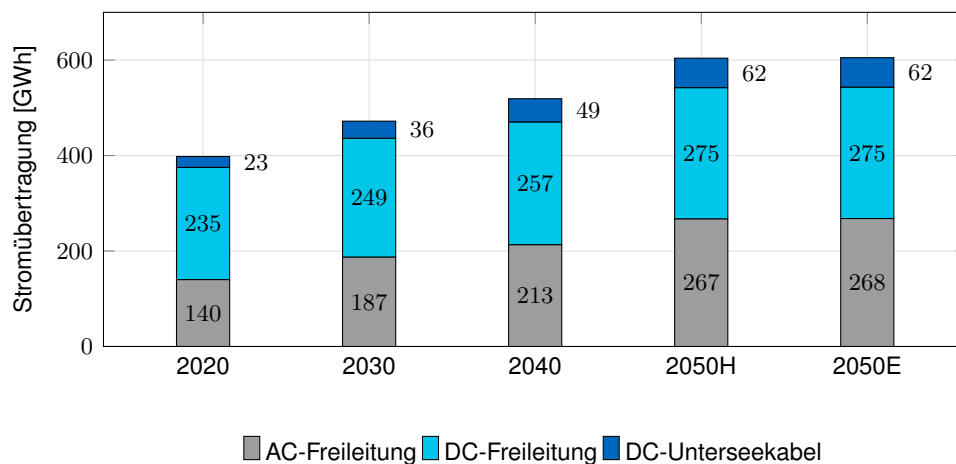


Abbildung 4.24: Stromübertragung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050 für verschiedene Übertragungsarten.

Ebene im Jahr 2050 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Stromübertragung immer dann stark ansteigt, wenn die Stromerzeugung aus Windenergie signifikant zunimmt. Diese dominieren die Übertragung jeweils zu unterschiedlichen Zeiten. Verursacht wird dies durch die vermehrte Stromerzeugung in den Ländern mit entsprechender Leitungsart. Innerhalb Deutschlands kommen in diesem Modell beispielsweise fast ausschließlich DC-Freileitungen zum Einsatz. Unterseekabel werden zur Verbindung unter anderem zur Verbindung von Großbritannien mit Frankreich bzw. Dänemark oder Schweden mit Polen etc. eingesetzt. Die Übertragung über diese Leitungen dominiert bei entsprechender Stromerzeugung in diesen Nationen. Grundsätzlich erfolgt jedoch zu jeder Tageszeit auch eine Übertragung über alle Leitungsarten, wenn auch in geringem Umfang.

Die jährlich übertragene Wasserstoffmenge zwischen 2020 und 2050 ist in Abbildung 4.26 dargestellt. Hierbei stehen grundsätzlich Pipelines und Untersee-Pipelines zur Wasserstoffübertragung bereit. Der Abbildung lässt sich entnehmen, dass im Jahr 2020 keine Wasserstoffübertragung stattfindet. Auch in den Jahren 2030 und 2040 nimmt die Übertragungsmenge nur langsam zu. Im Jahr 2050 steigt die Wasserstoffübertragung sprunghaft und sehr stark an. Grundsätzlich dominiert hier-

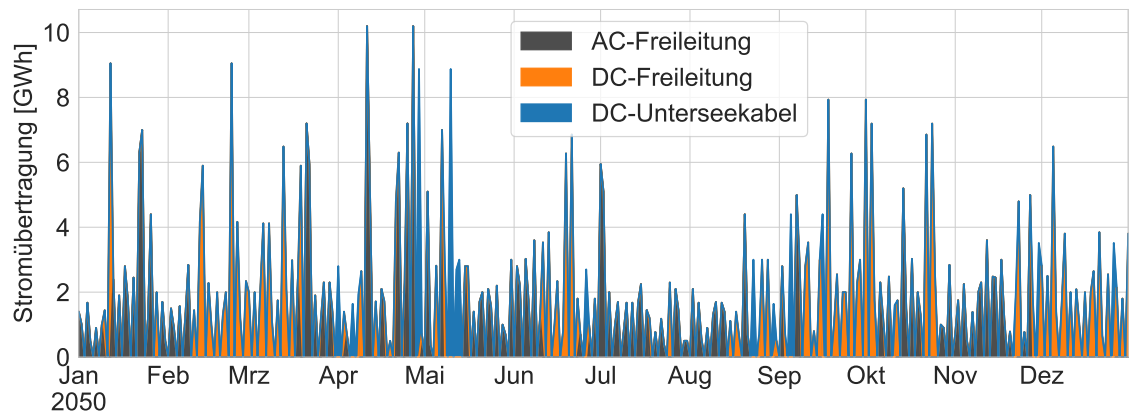


Abbildung 4.25: Tägliche Stromübertragung auf europäischer Ebene im Jahr 2050.

bei der Übertragung über reguläre Pipelines (geographische Gegebenheiten). Die Übertragung von Wasserstoff im Wasserstoffszenario übersteigt die im Elektrifizierungsszenario, bedingt durch die geringere Erzeugung. Trotz der deutlich geringeren Wasserstofferzeugung im Elektrifizierungsszenario ( $-556$  TWh), erfolgt die Übertragung in einer ähnlichen Größenordnung, lediglich  $\sim 183$  TWh weniger wird übertragen. Die Wasserstoffübertragung auf täglicher Basis in Europa im Jahr 2050

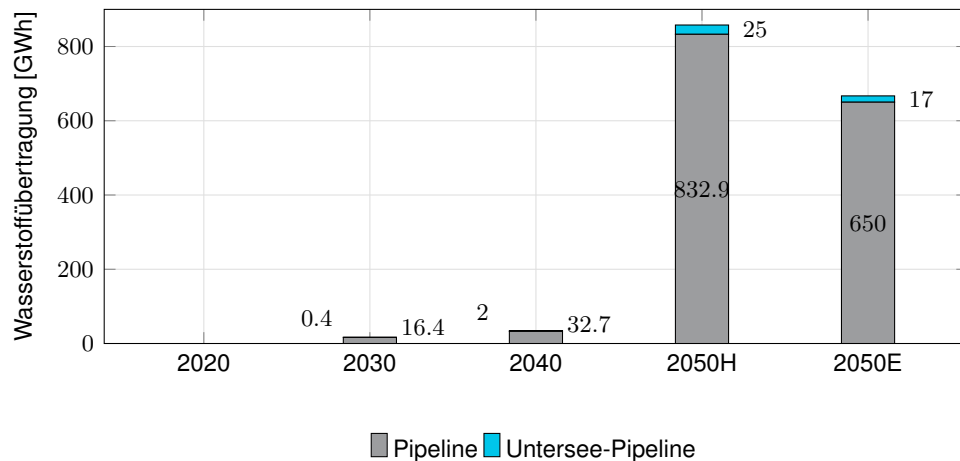


Abbildung 4.26: Wasserstoffübertragung auf europäischer Ebene von 2020 bis 2050, für verschiedene Übertragungsarten.

ist in Abbildung 4.27 aufgeführt. Auch hierbei ist ersichtlich, dass die Wasserstoffübertragung bei starker Erzeugung, bedingt durch Stromüberschüsse, zunimmt. Die Übertragung mittels Untersee-Pipelines spielt eine eher untergeordnete Rolle und kommt analog zur Stromübertragung nur zur Verbindung bestimmter Nationen zum Einsatz. Regional betrachtet gibt es deutliche Unterschiede was den Ausbau der Übertragungskapazitäten angeht. Dies ist auf mehrere Ursachen zurückzuführen. Einerseits sind gebietsspezifische Gegebenheiten von Bedeutung. Diese können je nach geographischer Lage zu stark erhöhten Investitionskosten führen bspw. durch den Bau von Unterseekabeln oder-Pipelines, die deutlich teurer sind. Ein

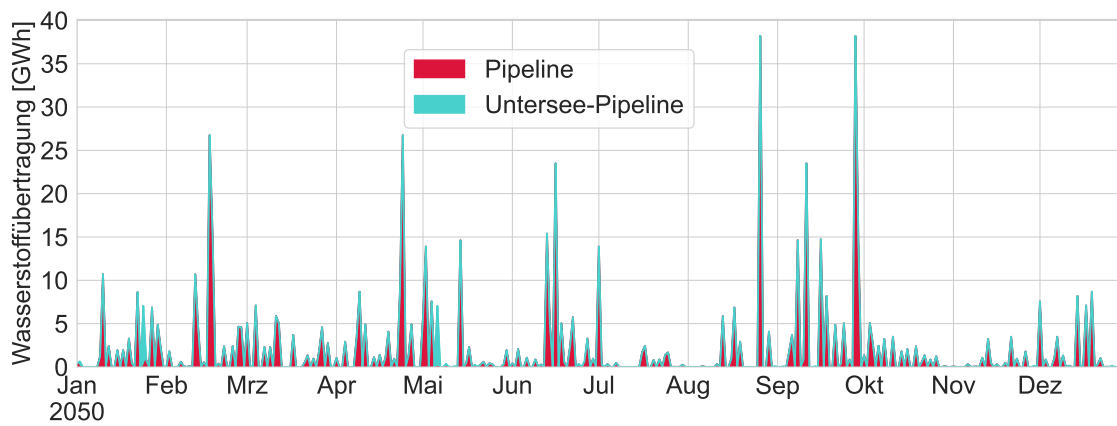


Abbildung 4.27: Tägliche Wasserstoffübertragung auf europäischer Ebene im Jahr 2050.

weiterer noch wesentlicherer Einfluss ist die entsprechende Nachfrage. Dies soll in 4.9 verdeutlicht werden. Diese enthält jeweils in absteigender Reihenfolge die Verbindungspipelines mit den größten Übertragungskapazitäten. Dabei fällt auf, dass diese überwiegend in Zusammenhang mit den Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland stehen. So weist Deutschland europaweit den höchsten Wasserstoffbedarf und eine hohe Speicherkapazität des Energieträgers auf. Gleichzeitig kann der Bedarf mit der Erzeugung nicht vollständig gedeckt werden, sodass Wasserstoff aus anderen Staaten bezogen werden muss. Dieser Effekt kann saisonal variieren. Aber auch Nationen wie Frankreich, Spanien, Italien und die Niederlande weisen jeweils eine große Wasserstoffherzeugung und einen hohen Wasserstoffbedarf auf. In den meisten Fällen nimmt die Wasserstoffübertragungskapazität mit

Tabelle 4.9: Ausgewählte regionale H<sub>2</sub>-Übertragungskapazitäten im Jahr 2050.

| Verbindung | Übertragungskapazität [GW] |            |                |
|------------|----------------------------|------------|----------------|
|            | H <sub>2</sub> -Szenario   | E-Szenario | Abweichung [%] |
| NRW-NLD    | 42,4                       | 38,2       | 11,1           |
| BW-FRA     | 28,9                       | 26,8       | 7,8            |
| NI-HE      | 25                         | 23,5       | 6,4            |
| FRA-ITA    | 16,6                       | 13,9       | 19,4           |
| HE-BW      | 16,4                       | 15,4       | 6,5            |
| GBR-NI     | 14,9                       | 14,6       | 2,1            |
| DNK-SH     | 14,5                       | 8,7        | 66,7           |
| FRA-ESP    | 11,5                       | 4,9        | 134,7          |

steigendem Wasserstoffbedarf zu. Es gibt jedoch auch Ausnahmen. Die Änderung ist überwiegend nur sehr gering und tritt bei kleinen Übertragungskapazitäten auf. Eine Ausnahme bildet die Verbindung zwischen Nordrhein-Westfalen und Hessen. Hier werden im Elektrifizierungsszenario 5 GW installiert, im Wasserstoffsszenario lediglich 2,9 GW (–43 %).

Im Vergleich mit den Wasserstoffübertragungskapazitäten fallen die Stromübertragungskapazitäten wesentlich geringer aus. Die größten Stromübertragungskapazitäten sind in Tabelle 4.10 aufgeführt. Auch hierbei handelt es sich des Öfte-

ren um innerdeutsche Verbindungen. Die größte Übertragungskapazität findet sich zwischen Spanien und Frankreich und ist auf das enorme Potential der erneuerbaren Energien der beiden Länder zurückzuführen. Bis auf wenige Ausnahmen sind die installierten Kapazitäten beider Szenarien identisch. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um geringe Abweichungen in der Größenordnung von  $\sim 100$  MW. Der größte Unterschied bezüglich der Stromübertragungskapazität beider Szenarien stellt sich zwischen Italien und Griechenland mit einem Wert von  $\sim 400$  MW ein.

Tabelle 4.10: Ausgewählte regionale Strom-Übertragungskapazitäten im Jahr 2050.

| Verbindung | Verbindungsart | Übertragungskapazität [GW] |            |
|------------|----------------|----------------------------|------------|
|            |                | H <sub>2</sub> -Szenario   | E-Szenario |
| FRA-ESP    | AC-OHL         | 10,2                       | 10,2       |
| AUT-BY     | DC-OHL         | 9                          | 9          |
| GBR-FRA    | DC-SUB         | 8,9                        | 8,9        |
| NRW-NI     | DC-OHL         | 7,9                        | 7,9        |
| NRW-RP     | DC-OHL         | 7,2                        | 7,2        |
| BEL-GBR    | AC-OHL         | 7                          | 7          |
| RP-HE      | DC-OHL         | 6,9                        | 6,9        |
| BB-SN      | DC-OHL         | 6,5                        | 6,5        |

## 4.2 Deutschland

Neben der Europa soll der Fokus auch besonders auf Deutschland liegen. Die Ergebnisse liegen hierbei auch auf NUTS-1 Ebene vor. Analog zur Analyse auf europäischer Ebene werden hierbei jeweils Ergebnisse zur Energieerzeugung, -speicherung und -übertragung ausgewertet. Zusätzlich werden die Resultate in den Kontext gesetzlicher Vorgaben wie des EEGs und WindSeeG und des Netzentwicklungsplans gestellt.

### 4.2.1 Energieerzeugung

Analog zur bisherigen Analyse, wird zunächst die nationale Stromerzeugungskapazität in den Jahren 2020 bis 2050 beleuchtet. Dies zeigt die Abbildung 4.28 für Deutschland. Dabei wird deutlich, dass fossile Energieträger einen sehr großen Stellenwert einnehmen. Der Anstieg zwischen 2030 und 2040 ist auf eine vermehrte Nutzung von CCS-Technologien (Gas und Steinkohle) zurückzuführen. Sonstige Energieträger werden weniger stark eingesetzt. Der Einbruch der Erzeugung aus diesen Energieträgern nach 2020 wird durch den Wegfall der Kernenergie bedingt. Der Anstieg der Erzeugung aus sonstigen Energieträgern im Jahr 2050 wird durch den vermehrten Einsatz von Brennstoffzellen verursacht. Analog zur europäischen Ebene wird die Rückverstromung des Wasserstoffs im Elektrifizierungsszenario in größerem Umfang eingesetzt als im Wasserstoffszenario. Dies wird aus denselben Gründen ausgelöst. Grundsätzlich dominiert im Jahr 2050 die Erzeugung aus Windenergie (Offshore und Onshore). Dies ist für beide Szenarien der Fall, wobei die Stromerzeugung mehr elektrische Energie erzeugt wird. Dies lässt sich nicht auf alle Stromerzeugungstechnologien in Deutschland im Jahr 2050 übertragen. So

ist die Wind-Onshore Erzeugung im Elektrifizierungsszenario um  $\sim 2,4\%$  größer als im Wasserstoffsszenario. Im Vergleich mit der Stromerzeugung in Frankreich 4.3 können die Auswirkungen der zentralen Optimierung verdeutlicht werden. Deutschland weist die geringere Stromerzeugung auf als der Nachbarstaat, gleichzeitig ist sowohl der Strom- und Wasserstoffbedarf höher als in Frankreich.

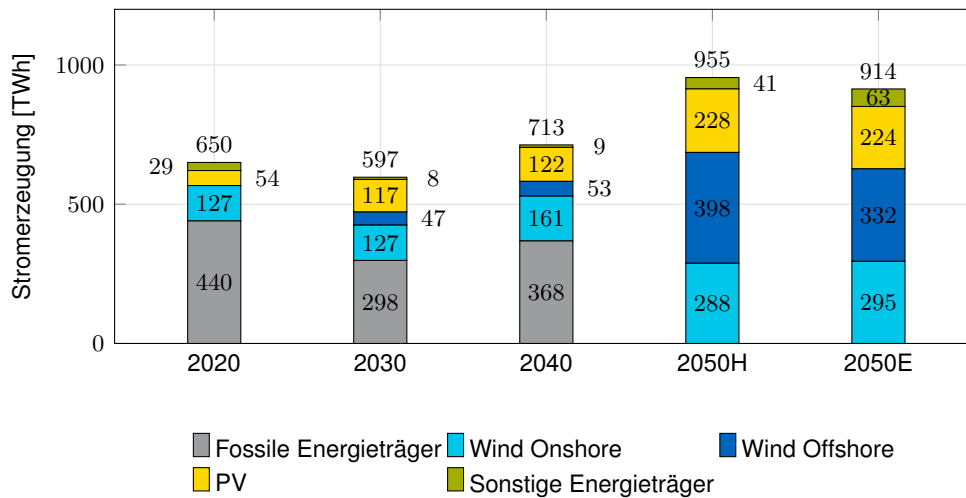


Abbildung 4.28: Stromerzeugung in Deutschland von 2020 bis 2050, für verschiedene Energieträger.

Nach Frankreich (340 TWh) ist Deutschland (295 TWh) der zweitgrößte Wasserstoffherzeuger. Davon werden 195 TWh in Niedersachsen und 33,6 TWh in Mecklenburg-Vorpommern, die restliche Erzeugung verteilt sich auf die restlichen Bundesländer. Wobei die einzelnen Anteile gemessen an der Gesamterzeugung jeweils gering sind. Die Wasserstoffherzeugung in Deutschland ist stark mit der Stromerzeugung über Offshore-Winder verbunden, da Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen die einzigen Bundesländer mit dieser Erzeugungsart sind.

Jedoch reicht die erzeugte Wasserstoffmenge nicht aus, um den heimischen Bedarf zu decken. Auch dies wird im Modell durch die zentrale Optimierung bedingt, denn der benötigte Wasserstoff wird in Nationen mit einem höheren EE-Potential erzeugt und über Pipelines übertragen. Wie bereits erwähnt, findet im Europamodell [9] kein Import bzw. Export außerhalb Europa statt. Die Bundesregierung geht der nationalen Wasserstoffstrategie zukünftig nach von einem hohen Importbedarf aus. So wird im Jahr 2030 ein Bedarf von 95 TWh bis 130 TWh an Wasserstoff und dessen Derivaten erwartet, wobei hiervon zwischen 50 %–70 % importiert werden sollen [107]. Die heimische Elektrolysekapazität soll 10 GW betragen [107]. Im Vergleich hierzu wird nach dem Europamodell [9] im Jahr 2030 eine PEM-Elektrolysekapazität von 44,5 MW und im Jahr 2050  $\sim 81$  GW berechnet. Der Importanteil soll bis zum Jahr 2045 weiter steigen [107]. Der nationale Bedarf an Wasserstoff, für alle Sektoren, wird auf 360 TWh–500 TWh geschätzt mit einem zusätzlichen Bedarf von 200 TWh an Wasserstoffderivaten [107]. Neben steigenden nationalen Erzeugungskapazitäten wird auch verstärkt auf internationale Kooperationen gesetzt. Neben potentiellen Handelspartner in der europäischen Union bzw. EFTA-Raum, spielen auch bilaterale Kooperationen mit außereuropäischen Staaten eine Rolle [107]. Ein Ausschnitt dieser Beziehungen zeigt Abbildung 4.29. In-

ternationale Wasserstoff-Handelsabkommen werden die Wasserstofferzeugungskapazitäten stark beeinflussen und den Anteil der Erzeugungskapazitäten auf Bundesebene reduzieren.

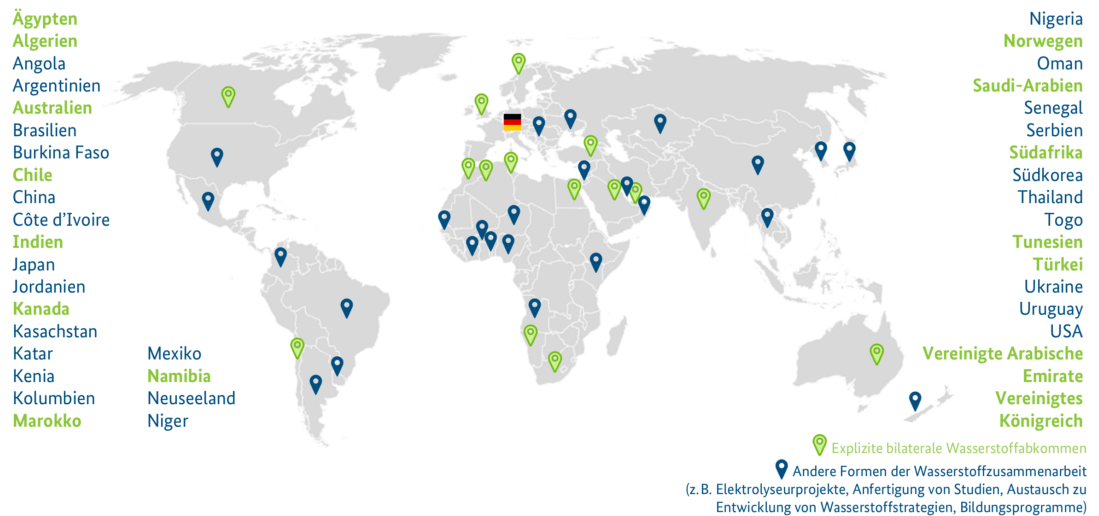


Abbildung 4.29: Internationale Wasserstoff-Partnerschaften der Bundesregierung (Nicht-EU-Staaten), entnommen aus [107].

Hinsichtlich der Wärmeerzeugung zeigt sich, dass entgegen des größeren dezentralen Wärmebedarfs in Deutschland sowohl Fernwärme (196 TWh) als auch dezentrale Wärme (190 TWh) einen ähnlich hohen Bedarf aufweisen. Für letztere dominieren ebenfalls Wasser-Wärmepumpen, die 97,9 % der Erzeugung bereitstellen. Im Bereich der Fernwärmeerzeugung, analog zu Europa, die Hochtemperatur-Wärmepumpe die 70,6 % der benötigten Wärme erzeugt. Auf normale Wärmepumpen entfallen 21,8 % und auf Tiefengeothermie 6,5 %. Diese Technologie spielt nur in Nordrhein-Westfalen (10 TWh) und Berlin (2,8 TWh) eine Rolle. Wärmeerzeugung über Wasserstoffbrenner ist in Deutschland ein Randphänomen. Auf eine erneute Darstellung der jährlichen Strom-, Wasserstoff- und Wärmeerzeugung im Jahr 2050 wird an dieser Stelle verzichtet.

Analog zur bisherigen Analyse werden in Grafik 4.30 die Erzeugungskapazitäten von PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2050 auf Bundeslandebene dargestellt. Dabei zählen Niedersachsen, Bayern und Baden-Württemberg zu den größten Erzeugern. In den Stadtstaaten und kleinen Bundesländern ist die Erzeugung erwartungsgemäß niedrig. Auch in nördlichen Regionen wie Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein ist die PV-Erzeugung gering, ebenso wie in den neuen Bundesländern. Nordrhein-Westfalen weist eine überraschend kleine Erzeugungskapazität auf. Der Grund hierfür ist eine sehr hohe Bevölkerungsdichte, die nur wenig frei verfügbare Fläche zulässt. Zusätzlich zu den Erzeugungskapazitäten im Wasserstoffszenario sind weitere Informationen zur Änderung im Elektrifizierungsszenario in der Karte enthalten. Diese werden nur für die Bundesländer aufgeführt, für die es Abweichungen gibt, für alle anderen sind die Erzeugungskapazitäten identisch. Dabei fällt auf: obwohl im H<sub>2</sub>-Szenario eine Erhöhung der PV-Erzeugung auf Bundesebene erfolgt, lässt sich dies nicht auf alle Bundesländer übertragen. Das trifft insbesondere für Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz und Hessen zu.

Die entsprechenden Erzeugungskapazitäten für PV-Freiflächen-Anlagen sind in Tabelle 4.11 aufgeführt. Dabei sind nur Bundesländer enthalten deren Kapazitätsgrenze nicht vollständig erreicht ist (für alle Standortqualitäten). Der Tabelle lässt sich entnehmen, dass die besten Standorte fast vollständig in Benutzung sind. Die schlechteste Standortqualität wird nur in Rheinland-Pfalz ausgebaut.

Tabelle 4.11: Kapazitätsanteile der verschiedenen PV- Freiflächen Erzeugungsquantile in Deutschland im Jahr 2050 sortiert nach absteigender maximaler Kapazität (Wasserstoffszenario).

| Bundesland | Kapazitätsanteil [%] |              |              |
|------------|----------------------|--------------|--------------|
|            | 20 %-Quantil         | 60 %-Quantil | 90 %-Quantil |
| BW         | 0                    | 59,8         | 100          |
| BY         | 0                    | 14,8         | 96,8         |
| RP         | 57,5                 | 43,3         | 100          |
| HE         | 0                    | 16,1         | 100          |
| ST         | 0                    | 92,8         | 100          |
| TH         | 0                    | 61,7         | 100          |
| MV         | 0                    | 30,0         | 100          |

Aufdach-PV Anlagen werden nur in Deutschland eingesetzt, aber auch hierbei muss nicht die volle Kapazität ausgeschöpft werden. Die entsprechenden Erzeugungskapazitäten mit zugehöriger Kapazitätsgrenze sind in Tabelle 4.12 aufgeführt. Auch hierbei ergibt sich sowohl die ausgebaute als auch die maximale Kapazität jeweils aus der Summe der Standortquantile. Die größte Erzeugungskapazität wird in Bayern erwartet, gefolgt von Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen. Überwiegend wird nur ein Bruchteil der maximalen Kapazität installiert. Einerseits ist dies auf die höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen zurückzuführen. Andererseits müssen, bedingt durch die zentrale Optimierung, schlechte Standortqualitäten nicht ausgebaut werden, wodurch die gesamte maximale Kapazität nie erreicht wird. Die Standortquantile 60 % und 20 % werden nicht verwendet. Hinsichtlich der Szenarien gibt es keinerlei Unterschiede in den berechneten Kapazitäten.

Abbildung 4.31 zeigt die Wind-Onshore Erzeugungskapazitäten auf Bundeslandebene. Auch hier sind Änderungen hinsichtlich des Elektrifizierungsszenarios aufgeführt. Überwiegend steigt die Erzeugungskapazität im Wasserstoffszenario, dies trifft für Sachsen jedoch nicht zu ebenso wie auf Bundesebene. In Stadtstaaten und kleinen Bundesländern ist die Kapazität analog zur PV-Freiflächen Erzeugungskapazität gering. Die Wind-Onshore Kapazität in Bayern zählt nach Berechnungen des Modells im Jahr 2050 zu der fünftgrößten des Landes. Ob dies in der Realität tatsächlich in dieser Größenordnung umgesetzt werden kann bleibt angesichts der aktuellen politischen Lage kritisch zu bewerten.

Die entsprechenden Kapazitätsanteile sortiert nach absteigender maximaler Kapazität sind in Tabelle 4.11 enthalten. Berlin und Nordrhein-Westfalen sind in der Tabelle nicht enthalten, in diesen Bundesländern ist jeweils die maximale Kapazität (alle Standortqualitäten) erreicht. Bundesländer mit kleineren maximalen Kapazitäten sind ebenfalls nicht aufgeführt. Die besten Standortqualitäten werden jeweils vollständig in Anspruch genommen. Die schlechtesten Standortqualitäten jedoch nicht, für mittlere variiert der Anteil je nach Bundesland.

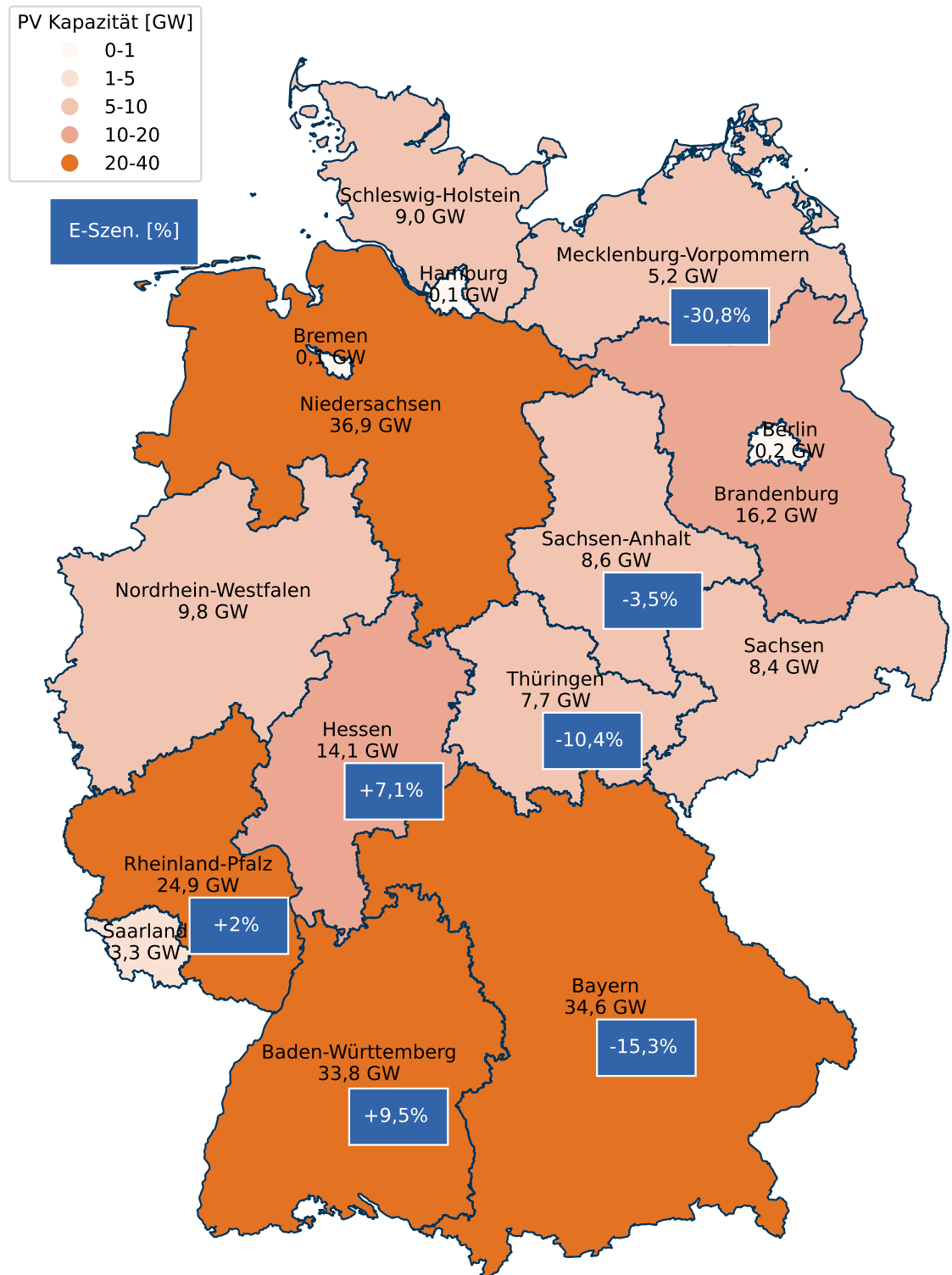


Abbildung 4.30: Deutschlandkarte mit PV-Freiflächen Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).



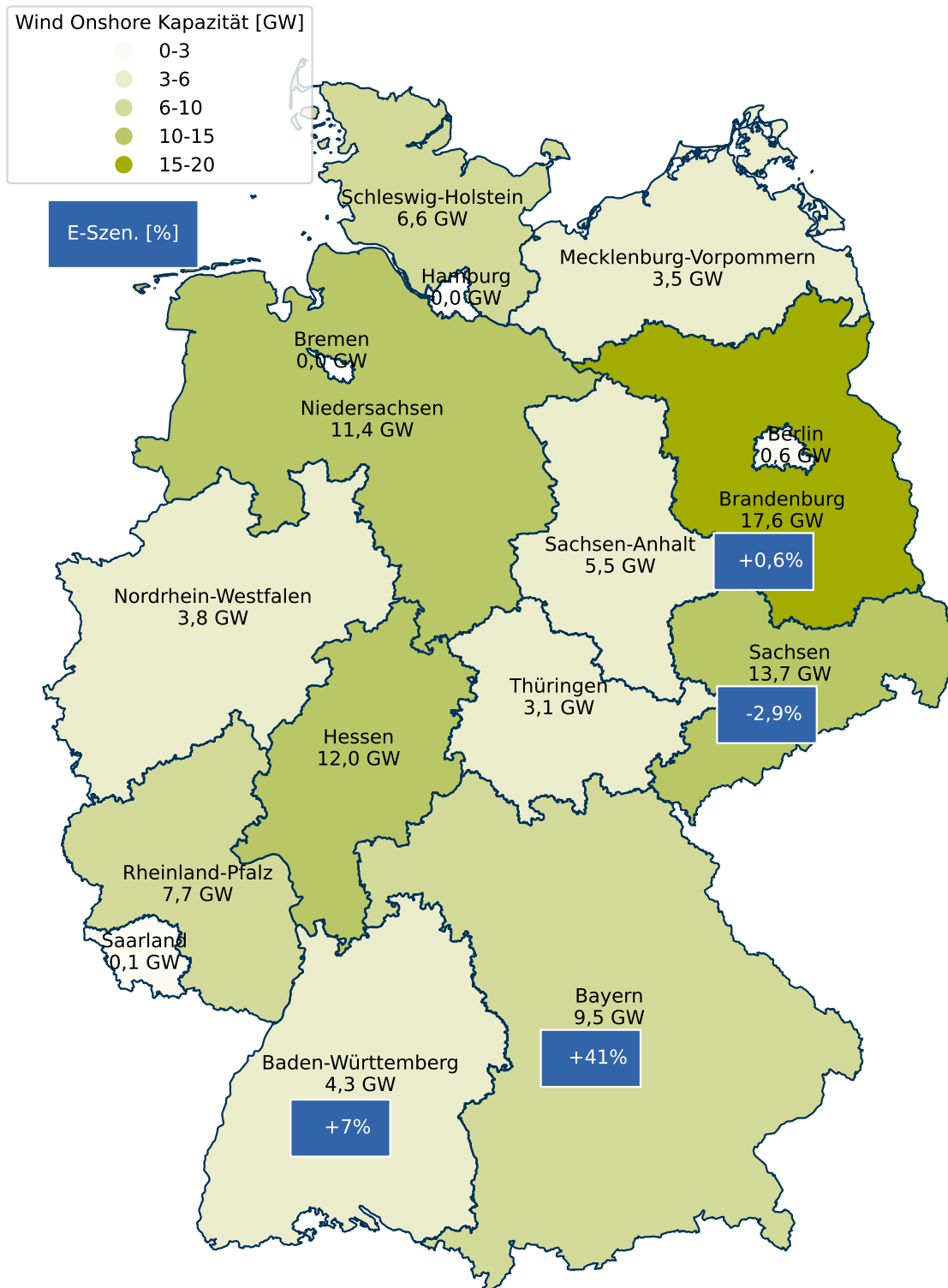


Abbildung 4.31: Deutschlandkarte mit Wind-Onshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

Tabelle 4.12: Erzeugungskapazität von Aufdach-PV Anlagen im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

| <b>Erzeugungskapazität [GW] und maximale Kapazität [GW]</b> |                            |                           |
|-------------------------------------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| <b>Bundesland</b>                                           | <b>Erzeugungskapazität</b> | <b>Maximale Kapazität</b> |
| BW                                                          | 5,8                        | 53,6                      |
| BY                                                          | 10,0                       | 97,6                      |
| BE                                                          | 0,1                        | 5,5                       |
| BB                                                          | 1,4                        | 18,4                      |
| HB                                                          | 0,05                       | 1,8                       |
| HH                                                          | 0,05                       | 3,2                       |
| HE                                                          | 1,9                        | 27,7                      |
| MV                                                          | 1,1                        | 13,3                      |
| NI                                                          | 3,6                        | 61,1                      |
| NRW                                                         | 5,2                        | 51,7                      |
| RP                                                          | 1,8                        | 21,2                      |
| SL                                                          | 0,3                        | 5,9                       |
| SN                                                          | 1,3                        | 18,8                      |
| ST                                                          | 1,4                        | 23,0                      |
| SH                                                          | 1,2                        | 18,3                      |
| TH                                                          | 1,0                        | 15,9                      |

Tabelle 4.13: Kapazitätsanteile der Wind-Onshore Erzeugungsquantile in Deutschland im Jahr 2050 sortiert nach absteigender maximalen Kapazität (Wasserstoffszenario).

| <b>Kapazitätsanteil [%]</b> |                     |                     |                     |
|-----------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| <b>Bundesland</b>           | <b>20 %-Quantil</b> | <b>60 %-Quantil</b> | <b>90 %-Quantil</b> |
| BB                          | 0                   | 99,8                | 100                 |
| SN                          | 0                   | 100                 | 100                 |
| HE                          | 0                   | 100                 | 100                 |
| NI                          | 0                   | 23                  | 100                 |
| BY                          | 0                   | 19,9                | 100                 |
| RP                          | 0                   | 100                 | 100                 |
| SH                          | 0                   | 77                  | 100                 |

Auch Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten spielen auf Bundesebene eine Rolle. Diese können nur in den Bundesländern Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern installiert werden. Schleswig-Holstein besitzt zwar auch Wind-Offshore Potential, da es sowohl an die Nordsee als auch die Ostsee angrenzt, dies wird jedoch im Modell nicht berücksichtigt. Die jeweiligen Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten im Jahr 2050 sind in Tabelle 4.14 aufgelistet. Es lässt sich entnehmen, dass Niedersachsen die Wind-Offshore Erzeugungskapazität dominiert. Bei steigender Wasserstoffherzeugung nehmen für beide Bundesländer jeweils die Erzeugungskapazitäten zu. Grundsätzlich werden in beiden Bundesländern jeweils die Standorte aus den 90 %- und 80 %-Quantilen vollständig beansprucht. Standorte der 60 %-Quantile werden in Mecklenburg-Vorpommern zu 20 % und in Niedersachsen zu 44 % benötigt.

Um den Ausbau von Wind-Onshore Anlagen zu beschleunigen, wurde von der

Tabelle 4.14: Wind-Offshore Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Jahr 2050.

| Bundesland             | Erzeugungskapazität [GW] |            |                |
|------------------------|--------------------------|------------|----------------|
|                        | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario | Abweichung [%] |
| Niedersachsen          | 89,2                     | 75,8       | -15            |
| Mecklenburg-Vorpommern | 10,8                     | 7,7        | -28,7          |

aktuellen Bundesregierung (Rot-Grün-Gelb) das *Wind-an-Land-Gesetz* (WindBG) beschlossen. Dieses gibt konkrete Flächenausbauziele in Deutschland bis 2027 und 2032 vor und soll dazu beitragen, dass jedes Bundesland zu den Bundesdeutschen Zielen beiträgt [108]. Im Folgenden werden diese Ziele für das Jahr 2032 mit den Wind-Onshore-Flächenanteilen im Wasserstoffszenario des Jahres 2050 verglichen. Eine grüne Einfärbung bedeutet, dass die Ziele nicht erreicht werden, rot das Gegenteil. Ein nicht erreichtes Flächenziel ist als positiv zu bewerten, da ein größerer Flächenanteil zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung führt. Aufgrund der zentralen Kostenoptimierung profitiert Deutschland in dem weniger Erzeugungskapazitäten installiert werden müssen. Dies sorgt auch für einen geringen Flächenbedarf, sodass die Flächenziele des *WindBGs* nicht vollständig benötigt werden, um die Erzeugung zu decken. Je stärker ein Energiesystem integriert ist, desto geringer ist der Flächenbedarf für erneuerbare Energieträger in Nationen mit einem hohen Verbrauch. Dargestellt sind die Flächenanteile in Abbildung 4.32. Zusätzlich enthält die Karte Informationen zu den entsprechenden Flächenbeitragswerten nach dem *WindBG* und den Flächenanteilen des Wasserstoffszenarios.

Auffällig hierbei ist, dass lediglich vier Bundesländern die Ziele überschreiten. Prinzipiell ist es für die meisten Bundesländer theoretisch möglich den Grenzwert zu erreichen, allerdings gibt es Ausnahmen. So liegen für Nordrhein-Westfalen, das Saarland und die Stadtstaaten die maximal erreichbaren Flächenanteile, bedingt durch die Kapazitätsgrenzen, unter den Flächenbeitragswerten des *WindBGs*. Für Nordrhein-Westfalen und das Saarland liegt die Ursache in den relativ hohen Bevölkerungsdichten.

Für PV-Freiflächenanlagen gibt es bezüglich der Flächengrenzen keine gesetzlichen Vorgaben. Dennoch erfolgt in Abbildung 4.33 eine Kategorisierung der Flächenanteile auf Bundeslandebene, um die entsprechenden Anteile hervorzuheben. Hierbei werden die Flächenanteile in drei Kategorien eingeteilt. Für die meisten Bundesländer ist der tatsächlich benötigte Flächenbedarf gemessen an der Landesfläche unter einem Prozent. Dies ist sehr positiv zu bewerten. Lediglich in Rheinland-Pfalz und dem Saarland werden mehr als 2 % ihrer Landesfläche für PV-Anlagen in Anspruch genommen. Eine Ursache hierfür liegt in der zentralen Optimierung. Zusätzlich wird in Deutschland auch eine zusätzliche Kapazität durch Aufdach-PV-Anlagen bereitgestellt. Die entsprechende Erzeugungskapazität und maximale Kapazität dieser Anlagen ist in Tabelle 4.12 aufgeführt.

Analog zur europäischen Ebene ergibt sich der gesamte Flächenbedarf aus den Anteilen, die für PV- und Onshore-Windkraftanlagen benötigt werden. In einer Worst-Case-Abschätzung ist davon auszugehen, dass sich keine Überschneidungen der Flächen ergeben und sich hiermit die Flächenanteile addieren. Abbildung 4.34 zeigt das Resultat. Der überwiegende Teil der Bundesländer weist einen Gesamtbedarf von einem bis drei Prozent der Landesfläche auf. In fünf Bundeslän-



Abbildung 4.32: Vergleich der Wind-Onshore Flächenanteile im Jahr 2050 mit den Zielen des *WindBGs* [108] auf Bundeslandebene (Wasserstoffszenario).

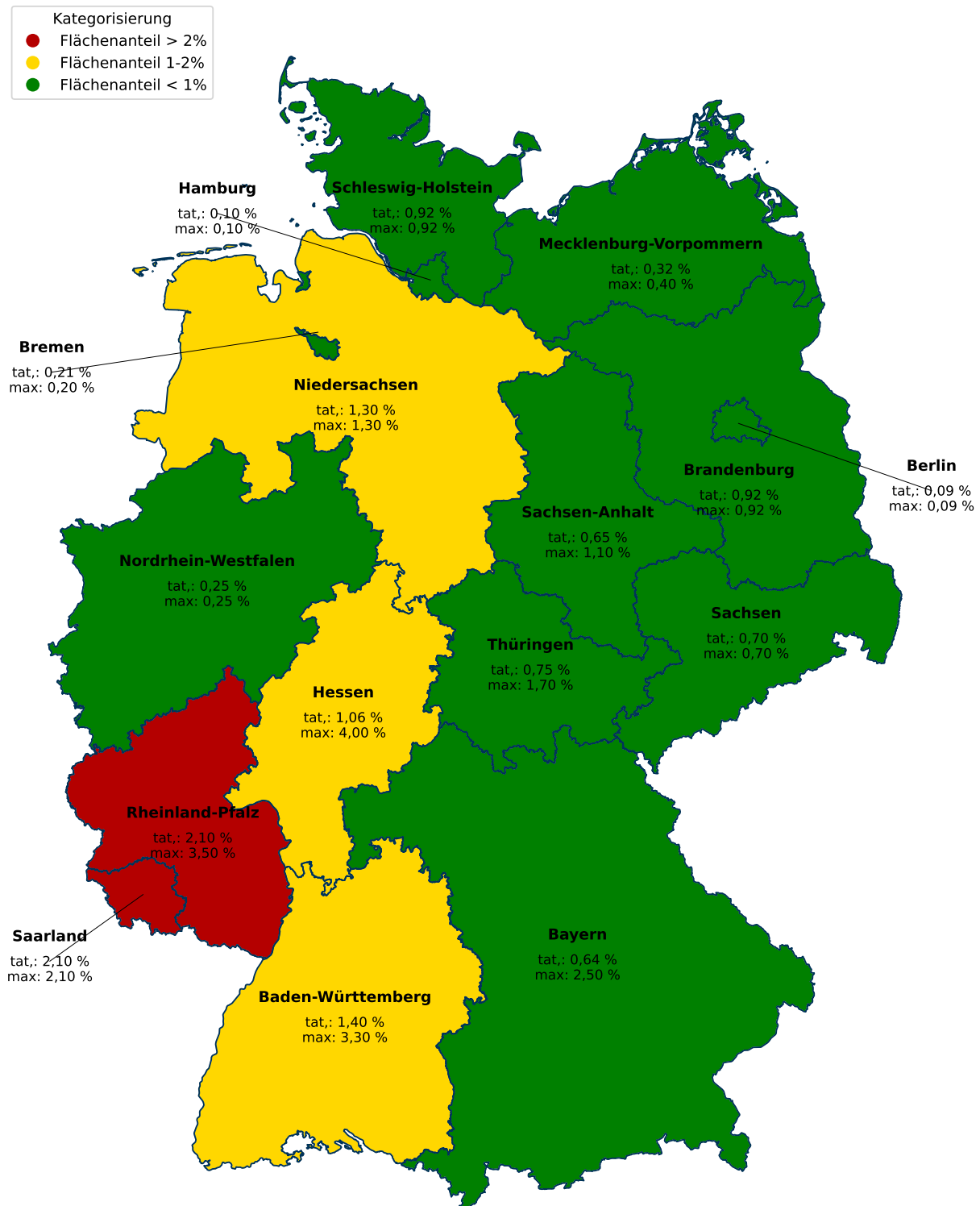


Abbildung 4.33: Kategorisierung der Flächenanteile von PV-Freiflächen-Anlagen auf Bundeslandebene (Wasserstoffszenario).

dern liegt der Bedarf über 5 %, hiervon weisen die meisten einen hohen Flächenbedarf für Wind-Onshore Anlagen auf. Lediglich die Stadtstaaten und Nordrhein-Westfalen benötigen weniger als 1 % der Landesfläche für EE. Dies ist überwiegend auf die kleine zur Verfügung stehende Landesfläche zurückzuführen. Das trifft auch auf NRW zu, da trotz der relativ großen Landesfläche aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte nur wenig Fläche zur Verfügung steht. Jedoch ist davon auszugehen, dass die maximal verfügbare Fläche für dieses Bundesland tatsächlich höher ist, als im Modell angenommen wird.

Das *EEG2023* und *WindSeeG2023* liefern auf Bundesebene Kapazitätsausbauziele für PV- und Wind-Energie im Jahr 2045. Damit soll der Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigt und der bundesdeutsche Strombedarf gedeckt werden. [11] Im Folgenden werden die Ausbauziele mit den ausgebauten Erzeugungskapazitäten des Modells im Jahr 2050 abgeglichen. Dies ist in Abbildung 4.35 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass lediglich für Wind-Offshore Anlagen die Ziele überschritten werden. Dagegen werden für PV- und Wind-Onshore Anlagen die Vorgaben unterschritten. Dies verdeutlicht, dass im Falle einer zentralen Optimierung bedeutend weniger nationale Erzeugungskapazitäten auf bundesdeutscher Ebene gebaut werden. Deutschland würde von einer intensiven europäischen Zusammenarbeit hinsichtlich des Flächenverbrauchs profitieren. Allerdings geht dies auch mit einer geringen Selbstversorgung einher.

Ausgehend von gesetzlichen Vorgaben werden im Netzentwicklungsplan erforderliche Maßnahmen für den Netzbetrieb aufgezeigt. Hierfür wird ein Szenarienrahmen erarbeitet. Der Netzentwicklungsplan ist ein wichtiges Instrument, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen. [11] Es werden drei Szenarien erarbeitet, die sich hinsichtlich ihres Einsatzes von Wasserstoff, direkter Elektrifizierung, Restriktionen oder Energieimporten unterscheiden. Im Folgenden wird ausschließlich das Szenario *B 2045* betrachtet, welches auf den Ausbauzielen des *EEG2023* und des *WindSeeG2023*, sowie der nationalen Wasserstoffstrategie beruht. Hierbei wird der gesetzliche Ausbaupfad der EE getroffen, im Gegensatz zu den zwei weiteren Szenarien, die den Ausbaupfad entweder über- oder unterschreiten. Für genauere Informationen wird an der Stelle auf den Netzentwicklungsplan [11] verwiesen. Das Szenario *B 2045* weist einen hohen Elektrifizierungsgrad und damit einhergehend den geringsten Wasserstoffbedarf auf. Der Wasserstoffimport liegt bei 50 % bis 60 % (vgl. Nationale Wasserstoffstrategie [107]) und der Bruttostromverbrauch beträgt 1179 TWh (für alle Sektoren). Es wird keine Rückverstromung von Wasserstoff angenommen, sowie auch keine Stromerzeugung aus Speichern. Ebenfalls werden keine Reservekapazitäten berücksichtigt. [11]

Abbildung 4.36 zeigt den erwarteten Stromverbrauch des *B 2045*-Szenarios aus dem Netzentwicklungsplan im Vergleich zu den Ergebnissen beider Szenarien des Europamodells. Dabei werden alle Sektoren, sowie der Bedarf der Fernwärmeerzeugung und Elektrolyse aufgeführt. Für bessere Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen dieser Arbeit, wurden die Sektoren Haushalt und GHD zusammengefasst. Der Strombedarf der Industrie und des Zusammenschlusses von GHD und Haushaltssektors dominieren hierbei jeweils im NEP. Hinsichtlich der Nachfrage des GHD und Haushaltssektors gibt es keine Abweichung der Verbrauchsdaten für Wasserstoff- und Elektrifizierungsszenario. Beide übersteigen den prognostizierten Strombedarf im Netzentwicklungsplan für diese Kategorie. Im Bereich der Industrie weisen die Ergebnisse des Elektrifizierungsszenarios und des Netzentwicklungs-



Abbildung 4.34: Worst-case Abschätzung des gesamten EE-Flächenbedarfs der Bundesländer (Wasserstoffszenario).

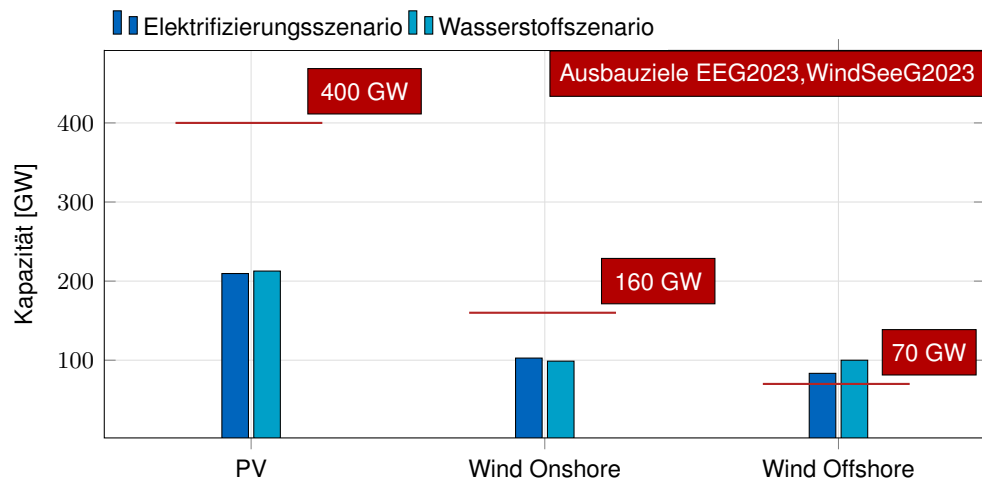


Abbildung 4.35: Vergleich der installierten Erzeugungskapazität beider Szenarien mit den Ausbauzielen nach EEG2023 und WindSeeG2023 im Jahr 2045, entnommen aus [11].

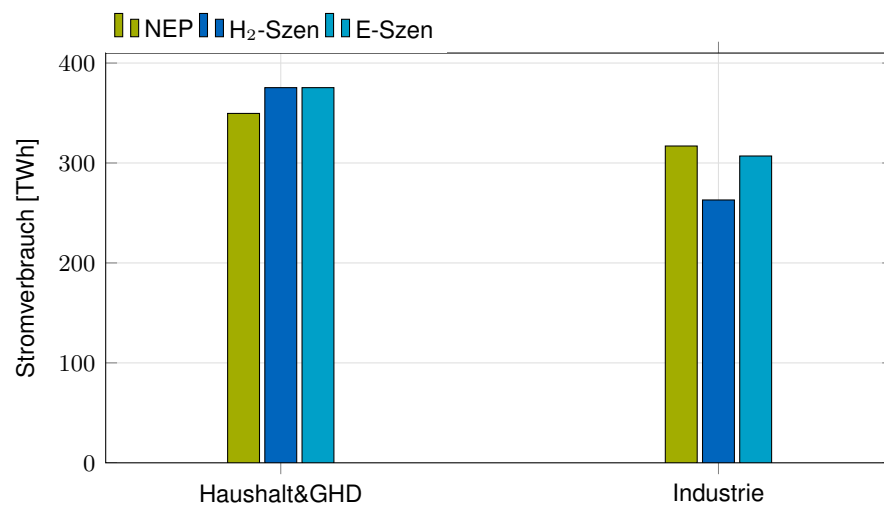


Abbildung 4.36: Gegenüberstellung des Stromverbrauchs des Netzentwicklungsplans B 2045 entnommen aus [11] mit den Ergebnissen dieser Masterarbeit.



planes eine große Übereinstimmung auf, die Differenz beträgt lediglich 10 TWh. Für beide Szenarien spielt eine Elektrifizierung des Stromsektors eine große Rolle. Ein weiterer Grund für die große Ähnlichkeit liegt darin, dass die Autoren des NEPs sich unter anderem auf die Arbeit von Jetter et al. [23] berufen [11]. Das Wasserstoffszenario weist einen geringen Stromverbrauch im Industriesektor auf, jedoch wird mehr Strom für die Wasserstoffproduktion benötigt. Die Fernwärmeerzeugung ist hinsichtlich ihres Strombedarfs weniger relevant, im NEP beträgt der Anteil 23,4 TWh [11]. Die prognostizierte Elektrolyseleistung soll laut NEP 60 GW im *B 2045* betragen und zu einem Stromverbrauch von 240 TWh führen [11]. Für den Sektor Verkehr wird laut NEP ein Strombedarf von 168,5 TWh prognostiziert. Da das Europamodell [9] derzeit den Verkehrssektor noch nicht umfasst, kann hierbei kein Vergleich erfolgen.

Im Folgenden soll die Stromerzeugung des Netzentwicklungsplanes [11] mit den Ergebnissen des Wasserstoffszenarios in Tabelle 4.15 gegenübergestellt werden. Im Netzentwicklungsplan wird davon ausgegangen, dass keine Stromimporte erfolgen und somit genügend Erzeugungskapazitäten in Deutschland verfügbar sind, um den Strombedarf zu decken. Dies äußert sich auch in der entsprechenden Stromerzeugung, die im Netzentwicklungsplan höher angenommen wird, als es im Wasserstoffszenario der Fall ist. Im Europamodell spielen aufgrund der zentralen Optimierung Stromimporte innerhalb Europas eine zentrale Rolle, besonders für große Verbrauchsnationen wie Deutschland. Bei der Gegenüberstellung wird deutlich, dass im Netzentwicklungsplan vermehrt auf Onshore-Wind und PV-Erzeugung gesetzt wird. Im Wasserstoffszenario dominiert hingegen die Offshore-Wind Erzeugung. Sonstige erneuerbare Energieträger sind sowohl im Netzentwicklungsplan als im Wasserstoffszenario lediglich von geringer Bedeutung.

Tabelle 4.15: Gegenüberstellung der Stromerzeugung im Wasserstoffszenario und im *B 2045*-Szenario des Netzentwicklungsplans, entnommen aus [11].

| Stromerzeugung [TWh] |                          |       |
|----------------------|--------------------------|-------|
| Technologie          | H <sub>2</sub> -Szenario | NEP   |
| Wind Offshore        | 398                      | 256,7 |
| Wind Onshore         | 288                      | 432   |
| PV                   | 228                      | 380   |
| Sonstige EE          | 41                       | 32,4  |

Der Netzentwicklungsplan liefert auch Informationen zu den installierten Erzeugungskapazitäten auf Bundeslandebene. Tabelle 4.16 stellt die Ergebnisse des Wasserstoffszenarios hinsichtlich Wind-Onshore Kapazitäten den Ergebnissen des NEPs gegenüber. Grundsätzlich ist die Erzeugungskapazität auf Bundesebene im Netzentwicklungsplan höher als im Wasserstoffszenario. Zurückzuführen ist dies auf die entsprechenden Annahmen. So werden im Netzentwicklungsplan die gesetzlichen Vorgaben zugrunde gelegt und es erfolgt kein Stromimport. Im Europamodell hingegen erfolgt eine zentrale Optimierung und damit eine vermehrte Energieübertragung, was in geringeren Erzeugungskapazitäten in Deutschland resultiert.

Tabelle 4.17 zeigt analog zur vorherigen Tabelle die Gegenüberstellung der Ergebnisse des NEPs und des Wasserstoffszenarios bezüglich der PV-Freiflächenanlagen.

Tabelle 4.16: Vergleich der installierten Wind-Onshore Kapazitäten im Netzentwicklungsplan *B 2045* [11] und im Wasserstoffszenario auf Bundeslandebene.

| Erzeugungskapazität [GW] |              |       |
|--------------------------|--------------|-------|
| Bundesland               | Europamodell | NEP   |
| BW                       | 4,2          | 7,1   |
| BY                       | 9,5          | 17,1  |
| BE                       | 0,06         | 0     |
| BB                       | 17,6         | 22,2  |
| HB                       | 0            | 0,2   |
| HH                       | 0            | 0,1   |
| HE                       | 12,0         | 9,5   |
| MV                       | 3,5          | 8,6   |
| NI                       | 11,4         | 26,0  |
| NRW                      | 3,8          | 15,2  |
| RP                       | 7,7          | 12,1  |
| SL                       | 0,1          | 1,2   |
| SN                       | 13,7         | 4,6   |
| ST                       | 5,5          | 10,9  |
| SH                       | 6,6          | 17,6  |
| TH                       | 3,3          | 7,5   |
| Deutschland              | 99,0         | 160,0 |

Dabei wird deutlich, dass in Summe im Wasserstoffszenario mehr PV-Freiflächenanlagen installiert werden, als im Netzentwicklungsplan. Dies lässt sich aber nicht auf alle Bundesländer übertragen. So prognostizieren die Autoren des NEPs [11] beispielsweise für Bayern eine Erzeugungskapazität von 40,3 GW, wohingegen im Wasserstoffszenario lediglich 24,6 GW gebaut werden. Umgekehrt ist die Erzeugungskapazität im H<sub>2</sub>-Szenario in Rheinland-Pfalz oder Niedersachsen deutlich erhöht.

Neben PV-Freiflächen spielen im Netzentwicklungsplan auch Aufdach-PV Anlagen eine große Rolle. In Summe gehen die Autoren des NEPs [11] von einer Erzeugungskapazität von ~ 217 GW aus, im Wasserstoffszenario werden aufgrund der zentralen Optimierung und der vergleichsweise hohen Investitionskosten lediglich ~ 46,3GW gebaut.

#### 4.2.2 Flexibilitätsoptionen

Auch auf Bundesebene spielen Flexibilitätsoptionen eine große Rolle. Analog zu Europa werden im Folgenden die Optionen Energiespeicherung und -übertragung näher betrachtet. Auf die Darstellung der zeitlichen Verläufe der Übertragung und der verschiedenen Speichertypen wird im Folgenden verzichtet, da ihr Verhalten analog zur europäischen Ebene ist.

##### Energiespeicherung

Die installierten Kapazitäten auf nationaler Ebene sind in Tabelle 4.18 aufgeführt. Aus der Tabelle lässt sich ableiten, dass, analog zu Europa, Wasserstoffspeicher dominieren. Ebenfalls sind Fernwärmespeicher von Bedeutung. Sowohl Batteriespeicher als auch dezentrale Wärmespeicher spielen eine geringere Rolle. Die

Tabelle 4.17: Vergleich der installierten PV-Freiflächen Kapazitäten im Netzentwicklungsplan *B 2045* [11] und im Wasserstoffszenario auf Bundeslandebene.

| Erzeugungskapazität [GW] |              |       |
|--------------------------|--------------|-------|
| Bundesland               | Europamodell | NEP   |
| BW                       | 18,0         | 12,7  |
| BY                       | 24,6         | 40,3  |
| BE                       | 0,04         | 0     |
| BB                       | 14,8         | 24,8  |
| HB                       | 0,05         | 0     |
| HH                       | 0,04         | 0     |
| HE                       | 12,2         | 5,7   |
| MV                       | 4,1          | 18,7  |
| NI                       | 33,3         | 19,5  |
| NRW                      | 4,6          | 7,2   |
| RP                       | 23,1         | 8,2   |
| SL                       | 2,9          | 1,4   |
| SN                       | 7,0          | 14,2  |
| ST                       | 7,2          | 12,7  |
| SH                       | 7,9          | 10,2  |
| TH                       | 6,6          | 7,3   |
| Deutschland              | 213,0        | 183,0 |

Gründe hierfür sind vergleichbar mit denen auf europäischer Ebene. Von der europäischen Fernwärmespeicherkapazität werden in Deutschland 24 % installiert. Für Salzkavernenspeicher liegt der Anteil bei 17,5 %. Auch das Verhalten der Szenarien ist auf Bundesebene identisch. Die Studie der Autoren Schnaars et al. [109] zeigt je nach Szenario in Deutschland einen Bedarf von 34,8 TWh bis 79 TWh an Wasserstoffspeicherkapazität. Hierbei werden für Deutschland lediglich Salzkavernenspeicher eingesetzt [109].

Tabelle 4.18: Installierte Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertypen in Deutschland im Jahr 2050.

| Speicherkapazität [GWh] |                          |            |                |
|-------------------------|--------------------------|------------|----------------|
| Speichertyp             | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario | Abweichung [%] |
| Batterie                | 3,18                     | 7,64       | -58,4          |
| Pumpspeicher            | 40,6                     | 49,6       | 0              |
| Fernwärme               | 447,4                    | 473,4      | -5,5           |
| Dezentral               | 0,6                      | 0,6        | 0              |
| Salzkaverne             | 19 437                   | 17 732     | 9,6            |
| H <sub>2</sub> -Tank    | 251,4                    | 206,2      | 21,9           |

Die regionale Verteilung der installierten Speicherkapazitäten in Deutschland ist in Abbildung 4.37 aufgeführt. Dabei wird nochmals der geringe Anteil der Batteriespeicher und der dezentralen Wärmespeicher verdeutlicht. Das einzige Bundesland mit einer nennenswerten Batteriespeicherkapazität ist Baden-Württemberg. In allen weiteren Bundesländern bleibt die Kapazität nahe null. Pumpspeicherkraftwerke sind vor allem in Thüringen, Sachsen, Baden-Württemberg und Bayern zu finden, was auf geographische Gegebenheiten zurückzuführen ist.

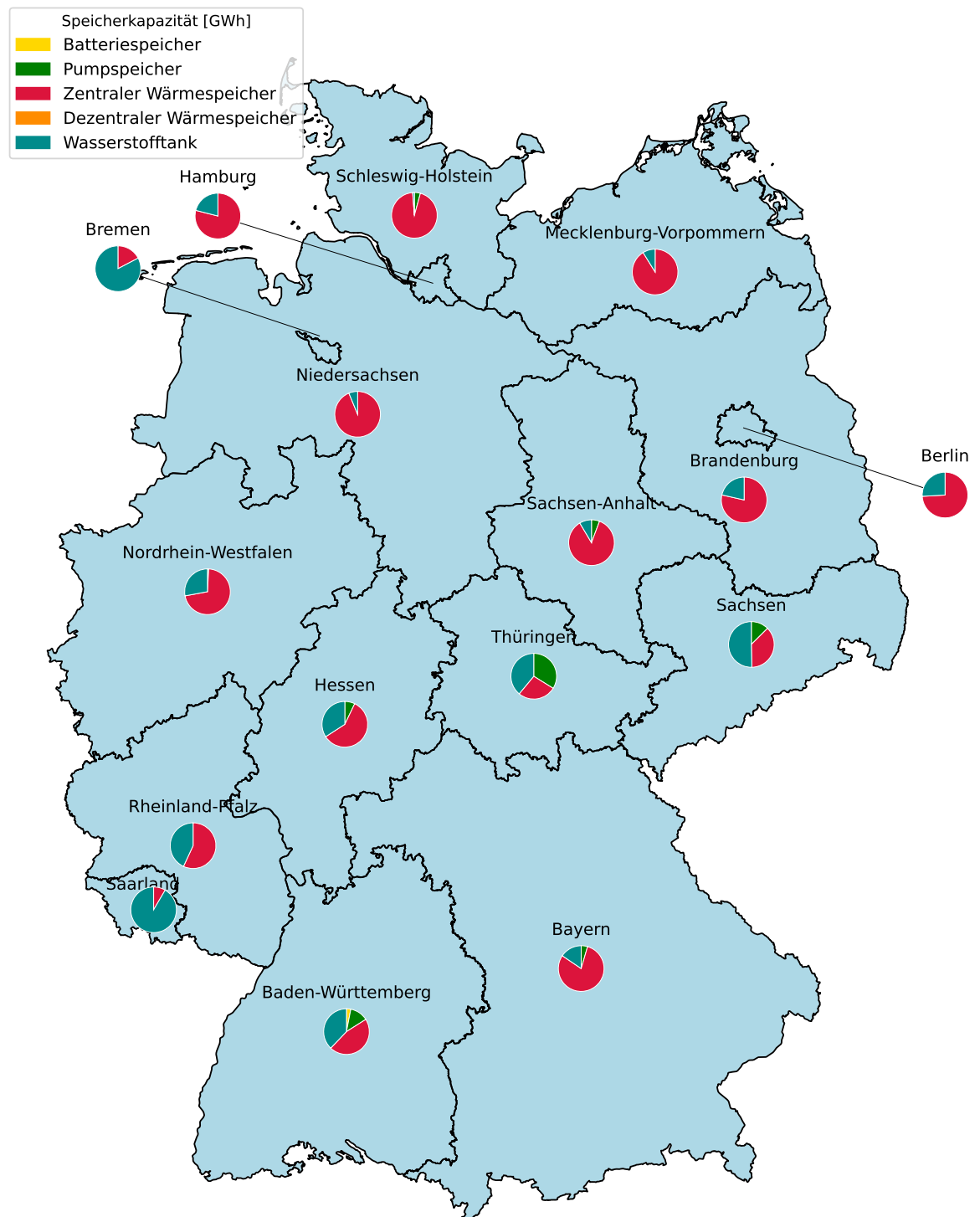


Abbildung 4.37: Installierte Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertypen auf Bundeslandebene im Jahr 2050 (Wasserstoffszenario).

Die Speicherkapazität der Salzkavernenspeicher ist aufgrund ihrer Größe in der Karte nicht aufgeführt. Nähere Informationen sind in Tabelle 4.19 enthalten. Dabei wird deutlich, dass diese nur in fünf Bundesländer installiert werden können. In Niedersachsen findet sich die größte Speicherkapazität, in diesem Bundesland wird auch gleichzeitig die größte Wasserstoffmenge erzeugt. Auffällig ist, dass – obwohl in Mecklenburg-Vorpommern die zweitgrößte Menge an Wasserstoff produziert wird – der Salzkavernenspeicher bundesweit am kleinsten ist. Auch Wasserstofftranks spielen in diesem Bundesland im Vergleich zur Fernwärmespeicherung nur eine untergeordnete Rolle. Sowohl der Verbrauch als auch die Übertragungskapazitäten sind im Vergleich mit anderen Bundesländern eher gering. Im Gegensatz zum europäischen Verhalten, bei dem mit steigender Wasserstoffherzeugung die Wasserstoffspeicherkapazität steigt, ist dies nicht in allen Bundesländern der Fall. Jedoch handelt es sich meist um geringe Abweichungen bzw. kleine Speicherkapazitäten.

Die Batteriespeicherkapazität nimmt im Elektrifizierungsszenario um mehr als das Doppelte zu. An der Verteilung Speicherkapazität über das Bundesgebiet ändert sich jedoch nichts. Für alle weiteren Speichertypen gilt, dass sich die Abnahme bzw. Zunahme der Kapazität auf Bundesebene auf alle Bundesländer übertragen lässt.

Tabelle 4.19: Speicherkapazitäten von Salzkavernen in Deutschland im Jahr 2050.

| Bundesland             | Speicherkapazität [GWh]  |            |                |
|------------------------|--------------------------|------------|----------------|
|                        | H <sub>2</sub> -Szenario | E-Szenario | Abweichung [%] |
| Brandenburg            | 4                        | 4,61       | –13,2          |
| Niedersachsen          | 11,11                    | 10,33      | 7,5            |
| Mecklenburg-Vorpommern | 0,12                     | 0,23       | –48,98         |
| Sachsen-Anhalt         | 3,17                     | 3,48       | –8,89          |
| Schleswig-Holstein     | 5,04                     | 3,69       | 36,6           |

### Energieübertragung

Analog zu Europa steigt bedingt durch die zentrale Kostenoptimierung die Energieübertragung auch in Deutschland. Im Folgenden wird dabei zwischen der Strom- und Wasserstoffübertragung unterschieden. Grundsätzlich ist jedes Bundesland mit seinen Nachbarländern sowie den benachbarten Bundesländern über Stromtrassen verbunden. Zusätzlich gibt es zukünftig installierte Nord-Süd-Verbindungen, wie beispielsweise zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg (Sued-Link) bzw. Bayern. Die übertragene Strommenge innerhalb Deutschlands bleibt zwischen 2020 und 2050 konstant bei 169,2 GWh (für beide Szenarien). Dies bedeutet, dass die maximale Kapazität im Modell bereits im Jahr 2020 erreicht ist und es im Modell keinen Stromtrassen Ausbau innerhalb Deutschlands gibt. Aufgrund der Modellannahmen [9] werden lediglich DC-Freileitungen eingesetzt. Wie bereits im Abschnitt 4.1.2 gezeigt, sind die installierten Übertragungskapazitäten nach Deutschland im europäischen Vergleich sehr groß, sodass viel Strom über die Nachbarländer importiert wird. Bedingt wird dies, wie bereits erwähnt, durch die zentrale Optimierung.

Die entsprechend übertragene Wasserstoffmenge innerhalb Deutschlands zwischen 2020 und 2050 ist in Abbildung 4.38 aufgeführt. Dabei wird deutlich, dass zu Beginn die Wasserstoffübertragung keinen nennenswerten Stellenwert aufweist. Die übertragene Wasserstoffmenge nimmt langsam zu und steigt zwischen 2040 und 2050 rapide an. Auch hierbei ist im Wasserstoffszenario die übertragene Wasserstoffmenge größer als im Elektrifizierungsszenario. Untersee-Pipelines sind innerhalb Deutschlands nicht relevant. Die Modellierung der Autoren Schnaars et al. [109] zeigt eine nötige innerdeutsche Transportkapazität von 105 GW bis 211 GW, für genauere Informationen zu dieser Arbeit wird auf [109] verwiesen.

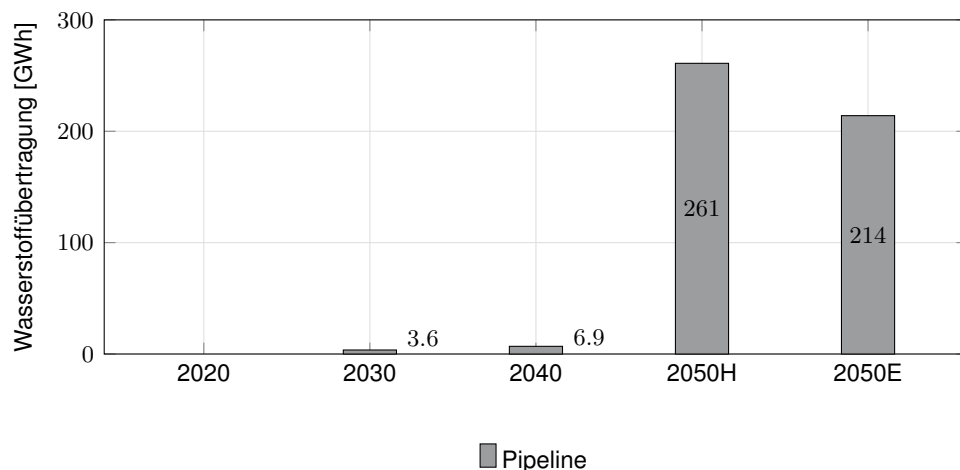


Abbildung 4.38: Wasserstoffübertragung innerhalb Deutschlands von 2020 bis 2050.

### 4.3 Ergebnisdiskussion

Bei den in Kapitel 4 vorgestellten Ergebnissen der Szenarien handelt es sich stets um berechnete Lösungen des Europamodells [9]. Die getroffenen Annahmen beeinflussen die Ergebnisse stark. So bedingt die zentrale Kostenoptimierung auf europäischer Ebene, dass vermehrt Erzeugungskapazitäten in Nationen mit hohem Potential ausgebaut werden und große Energiemengen gespeichert bzw. übertragen werden. Hiervon profitieren insbesondere Staaten mit hohem Energieverbrauch, wie bspw. Deutschland, denn in diesen steigt die Erzeugungskapazität weniger stark an und der entsprechende Flächenbedarf reduziert sich. Vorrangig werden Standorte mit guten Eigenschaften ausgebaut, sodass die Kapazitätsgrenzen der einzelnen Länder meist nicht erreicht werden. Es gibt jedoch Ausnahmen, wie beispielsweise bei der Offshore-Wind Erzeugung in einigen Ländern mit hohem Potential. Ein möglichst geringer Flächenanteil, der für die Installation von erneuerbaren Energien benötigt wird, ist wichtig für die Akzeptanz der Bürger. Auch in Ländern mit hohem EE-Potential wird den Ergebnissen zufolge der Flächenanteil nicht übermäßig ansteigen.

Grundsätzlich ist Wasserstoff ein sehr wichtiger Energieträger, der basierend auf dem Europamodell [9] sowohl die Kapazitäten der Stromübertragung, als auch der -speicherung übetrifft. Die Stromerzeugung über Windkraftanlagen spielt ei-

ne zentrale Rolle für die Wasserstoff- und Wärmeerzeugung, sowie deren Speicherung und Übertragung. Dies ist unter anderem auf Limitierungen bei der Stromübertragung und den hohen Kosten für Batteriespeicher zurückzuführen. Der Szenarienvergleich zeigt, dass mit steigendem Wasserstoffbedarf nicht nur die Erzeugungskapazität, sondern auch die Speicher- und Übertragungskapazität steigen. Beide Szenarien setzen jeweils einen hohen Grad an Integration voraus. Der Stromsektor bleibt nahezu unverändert (Kosten und Limitierung).

Der Vergleich der Ergebnisse mit gesetzlichen Vorgaben wie dem EEG und WindSeeG oder dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber zeigt deutlich, wie sehr Deutschland von einer intensiven Zusammenarbeit mit den anderen Nationen profitieren würde. Die benötigten Erzeugungskapazitäten für PV und Wind-Onshore Anlagen fallen dabei erheblich geringer aus und der entsprechende Flächenanteil sinkt. So wird nur in vier Bundesländern das 2 %-Flächenziel für Onshore-Wind nach dem WindGB überschritten. Standorte mit schlechteren Erzeugungsqualitäten werden nur im geringen Maße (PV-Freiflächen) ausgebaut. Analog zu Europa dominieren auch in Deutschland Wasserstoffspeicher und die Übertragung dieses Energieträgers.

Grundsätzlich handelt es sich bei den Resultaten um mathematisch sinnvolle Lösungen des Europamodells in *urbs*. Die tatsächliche Umsetzbarkeit ist nicht zwangsläufig gewährleistet. So werden beispielsweise sowohl bezüglich des Strom- und Wasserstoffes in einem Zeitraum von 10 Jahren (2040-2050) enorme Steigerungen der Erzeugungskapazitäten berechnet. Der Ausbau erneuerbarer Energien, Energiespeicher und Übertragungsnetze wird jedoch durch zahlreiche Herausforderungen erschwert. Hierzu zählen lange Planungs- und Genehmigungsvorgänge, bürokratische Hürden, politische Interessen, Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung, Material- und Fachkräftemangel sowie lange Bauzeiten. Die Intension dieser Arbeit ist es abzuschätzen, wie hoch der Wasserstoffbedarf zukünftig auf europäischer Ebene werden kann und welche Kapazitäten an erneuerbaren Energien notwendig sind, um die entsprechende Strom- und Wasserstoffnachfrage decken zu können. Denn der Kapazitätsbedarf wird maßgeblich durch die Wasserstoffnachfrage beeinflusst. Die Arbeit zeigt auch, dass die Kopplung der Sektoren Energiespeicherung und -übertragung von enormer Bedeutung für ein integriertes Energiesystem ist.

Momentan lässt sich noch nicht abschätzen, wie hoch zukünftig die verfügbare Menge Wasserstoff sein wird und wie teuer dieser tatsächlich sein könnte. Die Arbeit der Autoren Jetter et al. [23] nimmt an, dass dieser günstig und in großen Mengen verfügbar sein wird. Diese Annahme wird implizit auf das europäische Modell über die hier verwendete Methodik aus Kapitel 3 übertragen. So bildet diese die Grundlage für die industrielle Wasserstoffnachfrage auf europäischer Ebene. Hinzu kommt, dass im Europamodell [9] der Wasserstoff, sobald produziert, kostenlos zur Verfügung steht.

Grundsätzlich bildet das Modell die einzelnen europäischen Länder als jeweils einen Knoten ab. Lediglich Deutschland wird auf NUTS-1 Ebene betrachtet. Dies sorgt dafür, dass die regionalen Unterschiede hinsichtlich Erzeugung, Verbrauch, Übertragung und Speicherung innerhalb der Nationen nicht berücksichtigt werden.

Prinzipiell lässt sich das Elektrifizierungsszenario kostengünstiger umzusetzen als das Wasserstoffszenario. Dies äußert sich in geringeren Investitions-, Fix-, und Brennstoffkosten, aber auch die variablen Kosten sind reduziert.





## Kapitel 5

# Zusammenfassung und Ausblick

Teil dieser Arbeit war es, eine Analyse des Industriesektors in Hinblick auf aktuelle Produktionsprozesse und Dekarbonisierungsmöglichkeiten durchzuführen. Zu diesem Zweck wurde eine Literaturrecherche durchgeführt, die Klarheit über mögliche Schwierigkeiten, aber auch Transformationspfade liefert. Darüber hinaus konnten weitere Kenntnisse zu CO<sub>2</sub>-Emissionen, Energieträgerverbrauch und Wärmebedarf inklusive der entsprechenden Temperaturniveaus verschiedener Branchen gewonnen werden. Die gewonnenen Industriesteckbriefe sind hinsichtlich der Produktionsabläufe und weiterer relevanter Aspekte universell auf andere Nationen anwendbar.

Mit diesen Informationen im Hintergrund, wurde basierend auf zwei Forschungsarbeiten (Jetter et al. [23] und *endemo* [78]) eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht, möglichst einfach Prognosen für den zukünftigen europäischen industriellen Energieträgerbedarf aufzustellen. Hierbei eignet sich das Tool insbesondere für erste Abschätzungen, ohne eine detaillierte Analyse durchführen zu müssen. Besonders im Fokus steht dabei der Bedarf an Strom, Wasserstoff und Wasserstoffderivaten. Zudem ist es mit der Methodik möglich, diese Informationen für alle europäischen Mitgliedstaaten und den entsprechenden Industriebranchen zu generieren. Dies wird jeweils für ein Wasserstoff- und Elektrifizierungsszenario durchgeführt. Beide Szenarien setzen jeweils einen hohen Grad an Integration voraus. Hintergrund der Arbeit ist es, den zukünftigen europäischen Wasserstoffbedarf zu prognostizieren, um den Bedarf an EE-Kapazitäten auf europäischer Ebene ermitteln zu können.

Sowohl die Ergebnisse des Strom- als auch Wasserstoffbedarfs (stofflich und energetisch) der Methodik wurden in den Kontext unterschiedlicher Studienergebnissen gestellt, um diese einordnen zu können. Dabei wurde deutlich, dass für beide Energieträger solide Resultate erzielt werden und diese sich im mittleren Bereich der umfangreichen Studienlandschaft ansiedeln. Dennoch muss beachtet werden, dass es sich hierbei um keine sehr detailreiche Vorhersage handelt und diese auf stark vereinfachenden Annahmen beruht.

Im Anschluss konnten mit diesen Daten und normierten Lastprofilen aus den Arbeiten von Jetter et al. [23] und *extremos* [96] die Lastprofile der einzelnen Branchen erzeugt werden. Diese Profile wurden in das Europamodell des ENS Lehrstuhls [9] in *urbs* integriert, welches somit im Rahmen dieser Masterarbeit um einen Industriesektor erweitert wird.

Basierend auf den berechneten Resultaten des Europamodells konnten verschiedene Aspekte des integrierten Energiesystems analysiert werden. Dazu zählen neben Verbrauch, Erzeugung, Speicher- und Übertragungskapazität auf europäischer Ebene auch detailliertere Betrachtungen im nationalen und technologie-spezifischen Rahmen. Besonders deutlich wird hierbei, dass die Stromerzeugung aus Windenergie sowohl die Wasserstoff- und Wärmeerzeugung als auch die entsprechende Speicherung wesentlich beeinflusst. Eine Szenarienbewertung führt zu der Schlussfolgerung, dass im Wasserstoffszenario aufgrund des erheblich höheren Wasserstoffverbrauchs ein größerer Bedarf an Ressourcen für Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungskapazitäten besteht. Der Stromsektor, insbesondere das Stromnetz, wird nicht wesentlich beeinflusst (Limitierung der Übertragungskapazität). Aufgrund hoher Investitionskosten spielen Batteriespeicher bei steigender Wasserstoffnachfrage eine geringe Rolle.

Die Resultate werden in besonderem Maße von der zentralen Kostenoptimierung beeinflusst. Hiervon profitieren insbesondere Nationen mit einem hohen Verbrauch durch entsprechend geringere Flächenanteile. Erzeugungskapazitäten werden dabei überwiegend in Nationen mit hohem EE-Potential installiert, was mit einem moderaten Flächenanstieg einhergeht. Des Weiteren führt dies zu einer vermehrten Energiespeicherung und -übertragung zu großen Verbrauchsnationen. Besonders Deutschland profitiert von diesen Annahmen. Um dies zu verdeutlichen, wurden die Ergebnisse in den Kontext der gesetzlichen Vorgaben des EEGs bzw. WindSeeGs sowie des Netzentwicklungsplans [11] gestellt.

Perspektivisch kann das Modell um weitere Inputdaten aus *endemo* erweitert werden. Indem auch der Transportsektor integriert wird, könnte ein vollumfängliches Bild des Wasserstoffbedarf auf europäischer Ebene erhalten werden.

# Datenbasis

Tabelle A.1: Anteil der Bruttowertschöpfung der einzelnen Sektoren in Prozent des BIPs im Jahr 2022, basierend auf [3].

| Bruttowertschöpfung der Sektoren in % des BIP |                |               |                  |
|-----------------------------------------------|----------------|---------------|------------------|
| EU-Land                                       | Landwirtschaft | Prod. Gewerbe | Dienstleistungen |
| Belgien                                       | 0,6            | 20,9          | 67,8             |
| Bulgarien                                     | 3,7            | 23,0          | 60,2             |
| Tschechien                                    | 2,0            | 31,2          | 57,7             |
| Dänemark                                      | 1,0            | 20,2          | 65,7             |
| Deutschland                                   | 0,8            | 26,6          | 63,0             |
| Irland                                        | 1,0            | 40,2          | 52,2             |
| Griechenland                                  | 3,9            | 15,9          | 67,5             |
| Spanien                                       | 2,7            | 20,5          | 67,2             |
| Frankreich                                    | 1,6            | 16,8          | 70,2             |
| Kroatien                                      | 3,1            | 20,6          | 58,9             |
| Italien                                       | 2,0            | 22,6          | 65,1             |
| Lettland                                      | 4,0            | 19,8          | 63,6             |
| Luxemburg                                     | 0,2            | 11,4          | 79,3             |
| Ungarn                                        | 3,3            | 26,4          | 55,2             |
| Niederlande                                   | 1,6            | 18,0          | 69,5             |
| Österreich                                    | 1,1            | 25,7          | 62,6             |
| Polen                                         | 2,4            | 29,3          | 55,6             |
| Portugal                                      | 2,2            | 19,2          | 64,9             |
| Rumänien                                      | 4,3            | 27,8          | 58,2             |
| Slowenien                                     | 1,8            | 29,8          | 56,2             |
| Slowakei                                      | 1,8            | 27,5          | 59,9             |
| Finnland                                      | 2,4            | 24,8          | 59,6             |
| Schweden                                      | 1,3            | 22,0          | 65,3             |
| Norwegen                                      | 1,6            | 35,6          | 52,5             |
| Nordmazedonien                                | 7,6            | 21,5          | 55,9             |
| Serbien                                       | 6,5            | 25,3          | 51,5             |
| Island                                        | 4,3            | 19,7          | 66,2             |
| Litauen                                       | 3,3            | 25,5          | 60,3             |
| Estland                                       | 2,1            | 22,8          | 62,4             |
| Vereinigtes Königreich                        | 0,6            | 17,7          | 71,6             |
| Schweiz                                       | 0,6            | 25,6          | 71,0             |
| Malta                                         | 0,4            | 13,0          | 77,4             |
| Zypern                                        | 1,8            | 12,8          | 73,1             |

Tabelle A.2: Vergleich des gesamten industriellen Stromverbrauchs aus dem Jahr 2018 der Datenbank eurostat [86] mit den Ergebnissen aus der in dieser Arbeit verwendeten Methodik.

| <b>Stromverbrauch in [TWh] und Abweichung in [%]</b> |                                    |                                    |                   |
|------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------|
| <b>EU-Land</b>                                       | <b>Stromverbrauch<br/>eurostat</b> | <b>Stromverbrauch<br/>Methodik</b> | <b>Abweichung</b> |
| Belgien                                              | 35,93                              | 45,21                              | 20,52             |
| Bulgarien                                            | 10,41                              | 10,50                              | 0,84              |
| Tschechien                                           | 24,89                              | 25,81                              | 3,55              |
| Dänemark                                             | 8,47                               | 8,47                               | 2,69              |
| Deutschland                                          | 238,71                             | 238,00                             | -0,30             |
| Irland                                               | 5,60                               | 7,66                               | 26,86             |
| Griechenland                                         | 12,73                              | 13,83                              | 7,97              |
| Spanien                                              | 76,44                              | 85,50                              | 10,59             |
| Frankreich                                           | 113,84                             | 114,89                             | 0,91              |
| Kroatien                                             | 3,83                               | 4,92                               | 22,17             |
| Italien                                              | 109,65                             | 98,93                              | -10,83            |
| Lettland                                             | 1,77                               | 3,10                               | 42,99             |
| Luxemburg                                            | 2,89                               | 2,85                               | -1,42             |
| Ungarn                                               | 17,30                              | 17,83                              | 2,99              |
| Niederlande                                          | 38,49                              | 57,64                              | 33,22             |
| Österreich                                           | 29,42                              | 30,05                              | 2,10              |
| Polen                                                | 61,89                              | 65,79                              | 5,92              |
| Portugal                                             | 15,46                              | 18,09                              | 14,55             |
| Rumänien                                             | 23,47                              | 29,11                              | 19,37             |
| Slowenien                                            | 6,54                               | 6,27                               | -4,38             |
| Slowakei                                             | 13,00                              | 17,37                              | 25,18             |
| Finnland                                             | 39,62                              | 42,92                              | 7,70              |
| Schweden                                             | 48,13                              | 45,32                              | -6,21             |
| Norwegen                                             | 54,51                              | 41,63                              | -30,96            |
| Nordmazedonien                                       | 1,62                               | 1,49                               | -8,67             |
| Serbien                                              | 9,00                               | 9,57                               | 5,95              |
| Island                                               | 15,64                              | 17,85                              | 12,27             |
| Litauen                                              | 3,55                               | 4,93                               | 27,97             |
| Estland                                              | 2,54                               | 1,84                               | -37,80            |
| EU                                                   | 1025                               | 1069                               | 4,3               |

Tabelle A.3: Modellannahmen: Maximale Erzeugungskapazität PV- und Windanlagen, aus Europamodell [9].

| EU-Land             | Erzeugungskapazität [GW] |         |              |               |
|---------------------|--------------------------|---------|--------------|---------------|
|                     | PVRT                     | PVOF    | Wind Onshore | Wind Offshore |
| Belgien             | 81,66                    | 39,55   | 10,92        | 11,72         |
| Bulgarien           | 78,86                    | 143,58  | 209,19       | 16,75         |
| Tschechien          | 91,88                    | 171,99  | 98,98        | 0             |
| Dänemark            | 56,75                    | 39,36   | 32,02        | 333,72        |
| Deutschland         | 437                      | 356,57  | 246,75       | 165,53        |
| Irland              | 29,92                    | 148,15  | 126,76       | 52,08         |
| Griechenland        | 90,65                    | 1152,1  | 175,41       | 69,41         |
| Spanien             | 334,47                   | 3805,3  | 1193,08      | 49,92         |
| Frankreich          | 569,2                    | 784,6   | 730,26       | 118,74        |
| Kroatien            | 29,95                    | 117,02  | 76,48        | 33,71         |
| Italien             | 493,1                    | 517,64  | 329,42       | 114,63        |
| Lettland            | 10,81                    | 191,21  | 223,1        | 58,95         |
| Luxemburg           | 1,7                      | 4,11    | 1,24         | 0             |
| Ungarn              | 100,2                    | 58,59   | 193,51       | 0             |
| Niederlande         | 94,35                    | 39,47   | 25,28        | 264,47        |
| Österreich          | 57,37                    | 182,41  | 54,32        | 0             |
| Polen               | 274,75                   | 270,39  | 361,07       | 43,31         |
| Portugal            | 128,4                    | 994,38  | 174,53       | 9,87          |
| Rumänien            | 172,7                    | 107,89  | 543,87       | 20,72         |
| Slowenien           | 10,58                    | 46,82   | 8,29         | 0             |
| Slowakei            | 48,55                    | 46,06   | 57,79        | 0             |
| Finnland            | 41,68                    | 567,5   | 1015,98      | 113,1         |
| Schweden            | 15,89                    | 1469,3  | 1357,93      | 177,15        |
| Norwegen            | 21,98                    | 2496,74 | 765,22       | 35,17         |
| Montenegro          | 4,58                     | 135,48  | 34,51        | 2,21          |
| Serbien             | 71,31                    | 78,03   | 217,45       | 0             |
| Litauen             | 25,44                    | 125,34  | 186,64       | 10,68         |
| Estland             | 8,56                     | 125,82  | 143,29       | 43,5          |
| Schweiz             | 42,66                    | 109,86  | 20,92        | 0             |
| Albanien            | 16,13                    | 124,51  | 48,92        | 6,76          |
| Nordmazedonien      | 10,95                    | 74,19   | 50,49        | 0             |
| Bosnien-Herzegowina | 23,27                    | 201,02  | 133,56       | 0,02          |



# Prozessaufteilung der Branchen

Tabelle B.1: Prozessverteilung der Branchen im E-Szenario, entnommen aus [23].

| Elektrifizierungsszenario: Prozessverteilung [%] |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Prozesse                                         | 2018 | 2025 | 2030 | 2035 | 2045 |
| <b>Metallerzeugung</b>                           |      |      |      |      |      |
| Hochofen                                         | 94   | 85   | 50   | 10   | 0    |
| EAF                                              | 6    | 10   | 12   | 19   | 19   |
| Hisarna                                          | 0    | 0    | 0    | 1    | 5    |
| Direktreduktion                                  | 0    | 5    | 38   | 70   | 75   |
| <b>Grundstoffchemie</b>                          |      |      |      |      |      |
| MtA                                              | 0    | 0    | 2    | 5    | 12   |
| MtO                                              | 0    | 0    | 2    | 5    | 12   |
| Elektrischer Steamcracker                        | 0    | 0    | 0    | 0    | 10   |
| Steamcracker                                     | 77   | 75   | 66   | 53   | 0    |
| Power-to-Methanol                                | 0    | 0    | 3    | 6    | 18   |
| Methanolsynthese                                 | 7    | 9    | 8    | 6    | 0    |
| Substitution Dampfreformierung                   | 0    | 1    | 6    | 14   | 47   |
| Synthese                                         | 16   | 15   | 13   | 11   | 0    |
| <b>Verarbeitung von Steinen und Erden</b>        |      |      |      |      |      |
| Kalk Fuel Switch                                 | 0    | 2    | 7    | 13   | 18   |
| Kalkbrennen                                      | 26   | 26   | 14   | 6    | 0    |
| Zementmühle                                      | 6    | 6    | 6    | 6    | 6    |
| Klinker Fuel Switch                              | 0    | 16   | 31   | 51   | 76   |
| Klinkerbrennen                                   | 68   | 50   | 42   | 24   | 0    |
| <b>Glas und Keramik</b>                          |      |      |      |      |      |
| Flachglas Elektrowanne                           | 0    | 1    | 7    | 16   | 32   |
| Flachglas Wasserstoffwanne                       | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Flachglas Schmelzprozess                         | 50   | 45   | 33   | 18   | 0    |
| Hohlglas Elektrowanne                            | 0    | 1    | 10   | 24   | 68   |
| Hohlglas Wasserstoffwanne                        | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Hohlglas Schmelzprozess                          | 50   | 54   | 50   | 42   | 0    |
| <b>Nichteisenmetalle</b>                         |      |      |      |      |      |
| Kupfer Fuel Switch                               | 0    | 0    | 2    | 4    | 7    |
| Oxid & Sulfid Kupfer                             | 7    | 7    | 5    | 3    | 0    |
| Alu Innovative Elektrode                         | 0    | 0    | 0    | 9    | 93   |
| Alu Schmelzflusselektrolyse                      | 93   | 93   | 93   | 84   | 0    |
| <b>Papiergewerbe</b>                             |      |      |      |      |      |
| Zellstoff Fuel Switch                            | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Zellstoff PtH                                    | 0    | 0    | 3    | 7    | 14   |
| Zellstoffherstellung                             | 13   | 13   | 11   | 8    | 0    |
| Holzschliff & Therm. Holzstoff                   | 3    | 3    | 2    | 2    | 2    |
| Papiermaschine Fuel-Switch                       | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Papiermaschine PtH                               | 0    | 2    | 18   | 39   | 84   |
| Papiermaschine                                   | 84   | 82   | 66   | 44   | 0    |

Tabelle B.2: Prozessverteilung verschiedener Branchen im Wasserstoffszenario, entnommen aus [23].

| Wasserstoffszenario: Prozessverteilung [%] |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Prozesse                                   | 2018 | 2025 | 2030 | 2035 | 2045 |
| <b>Metallerzeugung</b>                     |      |      |      |      |      |
| Hochofen                                   | 94   | 85   | 50   | 10   | 0    |
| EAF                                        | 6    | 10   | 12   | 14   | 14   |
| Hisarna                                    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Direktreduktion                            | 0    | 5    | 38   | 76   | 86   |
| <b>Grundstoffchemie</b>                    |      |      |      |      |      |
| MtA                                        | 0    | 0    | 2    | 5    | 18   |
| MtO                                        | 0    | 0    | 2    | 5    | 17   |
| Elektrischer Steamcracker                  | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Steamcracker                               | 77   | 75   | 66   | 53   | 0    |
| Power-to-Methanol                          | 0    | 0    | 2    | 6    | 18   |
| Methanolsynthese                           | 7    | 9    | 8    | 6    | 0    |
| Substitution Dampfreformierung             | 0    | 1    | 6    | 14   | 47   |
| Synthese                                   | 16   | 15   | 14   | 11   | 0    |
| <b>Verarbeitung von Steinen und Erden</b>  |      |      |      |      |      |
| Kalk Fuel Switch                           | 0    | 2    | 7    | 13   | 18   |
| Kalkbrennen                                | 26   | 26   | 14   | 6    | 0    |
| Zementmühle                                | 6    | 6    | 6    | 6    | 6    |
| Klinker Fuel Switch                        | 0    | 16   | 31   | 51   | 76   |
| Klinkerbrennen                             | 68   | 50   | 42   | 24   | 0    |
| <b>Glas und Keramik</b>                    |      |      |      |      |      |
| Flachglas Elektrowanne                     | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Flachglas Wasserstoffwanne                 | 0    | 2    | 16   | 31   | 43   |
| Flachglas Schmelzprozess                   | 50   | 43   | 28   | 12   | 0    |
| Hohlglas Elektrowanne                      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Hohlglas Wasserstoffwanne                  | 0    | 2    | 15   | 28   | 57   |
| Hohlglas Schmelzprozess                    | 50   | 53   | 41   | 29   | 0    |
| <b>Nichteisenmetalle</b>                   |      |      |      |      |      |
| Kupfer Fuel Switch                         | 0    | 0    | 2    | 4    | 7    |
| Oxid & Sulfid Kupfer                       | 7    | 7    | 5    | 3    | 0    |
| Alu Innovative Elektrode                   | 0    | 0    | 0    | 9    | 93   |
| Alu Schmelzflusselektrolyse                | 93   | 93   | 93   | 84   | 0    |
| <b>Papiergewerbe</b>                       |      |      |      |      |      |
| Zellstoff Fuel Switch                      | 0    | 0    | 3    | 7    | 14   |
| Zellstoff PtH                              | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Zellstoffherstellung                       | 13   | 13   | 11   | 8    | 0    |
| Holzschliff & Therm. Holzstoff             | 3    | 3    | 2    | 2    | 2    |
| Papiermaschine Fuel-Switch                 | 0    | 2    | 18   | 39   | 84   |
| Papiermaschine PtH                         | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Papiermaschine                             | 84   | 82   | 66   | 44   | 0    |



# Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *Dekarbonisierung der Industrie*. Zuletzt aufgerufen am: 11.12.2024. 2024. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/dekarbonisierung-der-industrie.html> (siehe S. 13).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *Europäische Industriepolitik*. Zuletzt aufgerufen am: 13.12.2024. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/europaeische-industriepolitik.html> (siehe S. 13, 21).
- [3] Statistisches Bundesamt Destatis. *Internationales Europa Basistabellen*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Internationales/Staat/Europa/\\_node.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Internationales/Staat/Europa/_node.html) (siehe S. 13, 22, 149).
- [4] Tobias Fleiter u. a. *METIS 3, study S5. The impact of industry transition on a CO2-neutral European energy system*. Publication Office of the European Union, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2023. DOI: 10.2833/094502. URL: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/f4d9b415-813d-4db2-a051-517d692d9743> (siehe S. 13, 80, 82, 85).
- [5] Rat der Europäischen Union Europäischer Rat. *Ein europäischer Grüner Deal*. Zuletzt aufgerufen am: 13.12.2024. 2024. URL: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/> (siehe S. 13).
- [6] Europäische Kommission. *Netto-Null-Industrie-Gesetz*. Zuletzt aufgerufen am: 12.12.2024. 2024. URL: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act\\_de](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_de) (siehe S. 13).
- [7] Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag. *Ausarbeitung Wasserstoffbedarf*. Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 024/22, Fachbereich: WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft. März 2022. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/894040/0adb222a2cbc86a20d989627a15f4bd8/WD-5-024-22-pdf-data.pdf> (siehe S. 13, 69).
- [8] Agora Energiewende und AFRY Management Consulting. *No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe*. 2021. URL: <https://www.agora-energiewende.org/publications/no-regret-hydrogen> (siehe S. 13, 78, 81–83).

- [9] Gawlick Julia. *Europamodell ENS*. TUM, 2024 (siehe S. 13, 55, 57–60, 97, 113, 127, 139, 143–145, 147, 151).
- [10] Dorfner Johannes. *urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems*. Zuletzt aufgerufen am: 10.11.2024. 2023. URL: <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/index.html> (siehe S. 13, 55).
- [11] 50Hertz Transmission GmbH u. a. *Netzentwicklungsplan Strom - Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Zuletzt aufgerufen am: 13.12.2024. Juni 2024. URL: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf) (siehe S. 14, 136, 138–141, 148).
- [12] Bundesregierung. *Klimaschutzgesetz-Generationenvertrag für das Klima*. Zuletzt aufgerufen am: 06.08.2024. Nov. 2022. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (siehe S. 15).
- [13] AGEB AG Energiebilanzen e.V. *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*. Nov. 2023. URL: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB\\_22p2\\_rev-1.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_22p2_rev-1.pdf) (siehe S. 15).
- [14] Umweltbundesamt. *Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. Zuletzt aufgerufen am: 10.09.2024. Apr. 2024. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energietraegern> (siehe S. 16).
- [15] Umweltbundesamt. *Energieverbrauch privater Haushalte*. Zuletzt aufgerufen am: 10.09.2024. März 2024. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#hochster-anteil-am-energieverbrauch-zum-heizen> (siehe S. 15).
- [16] In4climate.NRW (Hrsg.) 2021. *Industriewärme klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Wärme*. Gelsenkirchen (siehe S. 15, 19, 20, 28, 29, 33, 41–43, 45, 47, 48, 52).
- [17] Statistisches Bundesamt. *Klassifikation der Wirtschaftszweige Mit Erläuterungen*. Wiesbaden. Dez. 2008. URL: <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2008-3100100089004-aktuell.html> (siehe S. 15, 16, 53).
- [18] Fabian Gotzens u. a. *DemandRegio-Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen, Abschlussbericht*. Forschungszentrum Jülich GmbH, Technische Universität Berlin, Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020. ISBN: 978-3-941802-48-3. DOI: 10.34805/ffe-119-20 (siehe S. 15).

- [19] Statistisches Bundesamt Destatis. *Statistischer Bericht, Umweltökonomische Gesamtrechnungen (UGR) Berichtszeitraum 2010-2020*. Zuletzt aufgerufen am: 06.08.2024. Statistisches Bundesamt Destatis, 2024. URL: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/\\_inhalt.html#\\_mqiftu9s8](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/_inhalt.html#_mqiftu9s8) (siehe S. 16).
- [20] Rudnicka J. *Wichtigste Industriebranchen in Deutschland nach Umsatz im Jahr 2022*. Zuletzt aufgerufen am: 11.09.2024. Jan. 2024. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/241480/umfrage/umsaetze-der-wichtigsten-industriebranchen-in-deutschland/> (siehe S. 17).
- [21] Clemens Rohde und Sonja Arnold-Keifer. *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2021 bis 2023 für die Sektoren Industrie und GHD*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Okt. 2023 (siehe S. 17).
- [22] Statistisches Bundesamt (Destatis). *Energieverbrauch in der Industrie 2022 nach Energieträgern - Interaktive Karte*. Zuletzt aufgerufen am: 10.09.2024. 2023. URL: <https://service.destatis.de/DE/karten/EnergieverbrauchIndustrie2022.html> (siehe S. 18).
- [23] Jetter Fabian u. a. *Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung*. FfE, 2022. URL: <https://www.ffe.de/projekte/stromverbrauchsmodellierung-des-industriesektors-im-kontext-der-dekarbonisierung/> (siehe S. 19, 20, 24, 25, 27–39, 41–44, 46–48, 50–54, 60–67, 69–73, 76–78, 85–90, 96, 139, 145, 147, 153, 154).
- [24] Information und Technik Nordrhein-Westfalen Statistisches Landesamt. *Strukturdatenseite Industrie*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://statistik.nrw/wirtschaft-und-umwelt/industrie> (siehe S. 19).
- [25] Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau. *Made in Rheinland-Pfalz In diesen Branchen glänzt unsere Wirtschaft besonders*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://gold.rlp.de/standort/branchen> (siehe S. 19).
- [26] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie Saarland. *Saarland Industrieland*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://www.saarland.de/mwide/DE/portale/saarlandindustrieland/home> (siehe S. 19).
- [27] Sachsen-Anhalt. *Großprojekte in Sachsen-Anhalt*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://www.sachsen-anhalt.de/lj/grossprojekte-sachsen-anhalt/grossprojekte-sachsen-anhalt> (siehe S. 19).
- [28] Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. *Sachsens wichtigste Industriezweige*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://www.wirtschaft.sachsen.de/branchen-3975.html> (siehe S. 19).
- [29] Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Bauen und Digitalisierung. *Niedersachsen - starke Industrie im Wettbewerb*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://www.mw.niedersachsen.de/startseite/wirtschaft/industrie/industrie-in-niedersachsen-15611.html> (siehe S. 19).

- [30] Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg. *Von der Bauwirtschaft bis zur Medizintechnik*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://wm.baden-wuerttemberg.de/de/innovation/ausgewahlte-branchen> (siehe S. 19).
- [31] Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. *Wirtschaftsstandort Bayern*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://www.gruenderland.bayern/ueber-gruenderland-bayern/wirtschaftsstandort-bayern> (siehe S. 19).
- [32] Verband der Vereine Creditreform e.V. *Standortwahl: Die 10 besten Standortfaktoren für Unternehmen - Harte und weiche Standortfaktoren*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2024. URL: <https://www.creditreform.de/aktuelles-wissen/praxisratgeber/standortfaktoren-unternehmen> (siehe S. 19).
- [33] Simon Lassacher, Stefan Puschnigg und Johannes Lindorfer. „Technische Aspekte der Forcierung von Primärenergieeffizienz an oberösterreichischen Produktionsstandorten durch Nutzung von Wärmespeichern“. In: *Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz: Linz, Austria* (2018) (siehe S. 19, 20).
- [34] Clemens Rohde. *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Sep. 2021. URL: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi\\_anwendungsbilanz\\_industrie\\_2020\\_20210903.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi_anwendungsbilanz_industrie_2020_20210903.pdf) (siehe S. 20, 25, 27, 30, 31, 36, 37, 42, 46, 49, 65, 72, 73, 86).
- [35] eurostat Statistics explained. *Final energy consumption in industry - detailed statistics*. 2024. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final\\_energy\\_consumption\\_in\\_industry\\_-\\_detailed\\_statistics#The\\_largest\\_industrial\\_energy\\_consumers\\_in\\_the\\_EU](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final_energy_consumption_in_industry_-_detailed_statistics#The_largest_industrial_energy_consumers_in_the_EU) (siehe S. 21, 23, 25).
- [36] Janson Matthias. *So wichtig ist die Industrie für Europa*. Zuletzt aufgerufen am: 10.09.2024. Aug. 2024. URL: <https://de.statista.com/infografik/28507/anteil-des-industriesektors-am-bruttoinlandsprodukt/> (siehe S. 22).
- [37] TrustEE. *Report on current status of Process Heat in Europe: sectors, processes, geographical distribution, system layouts and energy sources (D1.1)*. Zuletzt aufgerufen am: 11.11.2024. URL: [https://www.trust-ee.eu/files/otherfiles/0000/0008/TrustEE\\_D1\\_1.pdf](https://www.trust-ee.eu/files/otherfiles/0000/0008/TrustEE_D1_1.pdf) (siehe S. 21).
- [38] eurostat. *Vereinfachte Energiebilanzen*. 2024. DOI: 10.2908/nrg\_bal\_s. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_bal\\_s/default/table?lang=de&category=nrg.nrg\\_quant.nrg\\_quanta.nrg\\_bal](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_s/default/table?lang=de&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_bal) (siehe S. 22, 24, 64).
- [39] eurostat Statistics Explained. *Renewable energy statistics*. Zuletzt aufgerufen am: 12.09.2024. 2023. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics) (siehe S. 23).

- [40] Tobias Fleiter, Barbara Schlomann und Wolfgang Eichhammer. *Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI Stuttgart, 2013 (siehe S. 26–28, 31–33, 37–43, 47, 48, 50–52).
- [41] Tobias Hübner. „Entwicklung eines Industriemodells zur Ableitung kostenoptimierter Energietransformationspfade der deutschen Industrie“. Diss. Technische Universität München, 2023 (siehe S. 26, 30, 31, 36, 46, 49, 69).
- [42] eurostat. „Luftemissionsrechnungen nach NACE Rev. 2 Tätigkeit“. In: (Juli 2024). DOI: [https://doi.org/10.2908/ENV\\_AC\\_AINAH\\_R2](https://doi.org/10.2908/ENV_AC_AINAH_R2). URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env\\_ac\\_ainah\\_r2/default/table?lang=de&category=cli.cli\\_gge](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_ac_ainah_r2/default/table?lang=de&category=cli.cli_gge) (siehe S. 26).
- [43] Joint Research Centre. *EU climate targets: how to decarbonise the steel industry*. Zuletzt aufgerufen am: 22.10.2024. Juni 2022. URL: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/eu-climate-targets-how-decarbonise-steel-industry-2022-06-15\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/eu-climate-targets-how-decarbonise-steel-industry-2022-06-15_en) (siehe S. 26).
- [44] Alagu Anusha, Boumrifak Chokri und Lopez Gonzalez Luisa Fernanda. *Carbon for Power-to-X: Suitable CO<sub>2</sub> sources and integration in PtX value chains*. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 2024 (siehe S. 26, 31, 34, 36, 41).
- [45] Jean Christian Ulf Brunke. „Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland“. In: *University Stuttgart* (2017). zuletzt geprüft am 27.10.24. URL: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-9242> (siehe S. 26–28, 32, 33, 37–43, 47, 50).
- [46] Felix Reitze und Oliver Lösch. „IREES WORKING PAPER NO. 1/2020 Eisen- und Stahlproduktion in Deutschland“. In: (2020). URL: [https://irees.de/wp-content/uploads/2020/04/2020-02-21\\_IREES-Working-Paper\\_Eisen-und-Stahlindustrie\\_Foerderung\\_Status-quo.pdf](https://irees.de/wp-content/uploads/2020/04/2020-02-21_IREES-Working-Paper_Eisen-und-Stahlindustrie_Foerderung_Status-quo.pdf) (siehe S. 26–28).
- [47] Wirtschaftsvereinigung Stahl. *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland*. 2022. URL: [https://www.wvstahl.de/wp-content/uploads/WV-Stahl\\_Fakten-2022\\_RZ\\_neu\\_Web.pdf](https://www.wvstahl.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2022_RZ_neu_Web.pdf) (siehe S. 26, 28, 29).
- [48] Destatis Statistisches Bundesamt. *Naturgase*. Zuletzt aufgerufen am: 23.10.2024. URL: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Glossar/naturgase.html> (siehe S. 26).
- [49] enArgus. *Stahlherstellung*. Zuletzt aufgerufen am: 22.10.2024. URL: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12060-2/\\*/\\*Stahlherstellung.html?op=Wiki.getwiki](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12060-2/*/*Stahlherstellung.html?op=Wiki.getwiki) (siehe S. 27, 28).
- [50] enArgus. *Hochofenroute*. Zuletzt aufgerufen am: 22.10.2024. URL: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d4931-2/\\*/\\*Hochofenroute?op=Wiki.getwiki](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d4931-2/*/*Hochofenroute?op=Wiki.getwiki) (siehe S. 27, 28).
- [51] enArgus. *Elektrolichtbogenofen*. Zuletzt aufgerufen am: 22.10.2024. URL: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2939-2/\\*/\\*Elektrolichtbogenofen?op=Wiki.getwiki](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2939-2/*/*Elektrolichtbogenofen?op=Wiki.getwiki) (siehe S. 28).

- [52] Marc Hölling, Matthias Weng und Sebastian Gellert. „Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff“. In: *Stahl und Eisen* 137.6 (2017), S. 47–53 (siehe S. 29, 30).
- [53] Wirtschaftsvereinigung Stahl. *Stahl und Stahlproduktion*. Zuletzt aufgerufen am: 22.10.2024. URL: <https://www.wvstahl.de/stahlproduktion/> (siehe S. 29, 30).
- [54] Matthias Jahn u. a. „Einsatz von Wasserstofftechnologien in der Industrie“. In: *Wasserstofftechnologien*. Springer, 2022, S. 83–121. ISBN: 978-3-662-64939-8. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-662-64939-8\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-662-64939-8_5) (siehe S. 29, 30, 32, 34, 35).
- [55] Matthias Jahn. *Industrielösungen Wasserstofftechnologien*. URL: <https://www.ikts.fraunhofer.de/de/industrieloesungen/wasserstofftechnologien.html> (siehe S. 29).
- [56] Europäische Kommission CORDIS-Forschungsergebnisse der EU. *Revolutionäre Technologie zur Herstellung von Eisen mit geringem CO2-Fußabdruck*. Zuletzt aufgerufen am: 21.10.2024. 2019. URL: <https://cordis.europa.eu/article/id/286121-revolutionary-lowcarbon-footprint-iron-production-technology/de> (siehe S. 30).
- [57] statista. *Treibhausgasemissionen der EU-Chemieindustrie in den Jahren von 1990 bis 2021*. Zuletzt aufgerufen am: 20.10.2024. 2024. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250950/umfrage/treibhausgasemissionen-der-eu-chemieindustrie/> (siehe S. 31).
- [58] Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) ein Geschäftsbereich der Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG) gGmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). *Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie: Grundstoffchemie*. 2022. URL: <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/branchen/grundstoffchemische-industrie/> (siehe S. 31).
- [59] Universität Augsburg: Anwenderzentrum Material- und Umweltforschung. *Partielle Oxidation*. Zuletzt aufgerufen am: 20.10.2024. URL: [www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-er/pox/](http://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-er/pox/) (siehe S. 32).
- [60] Roland Geres u. a. *Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI*. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie eV, 2019 (siehe S. 34–36, 44).
- [61] IRENA und METHANOL INSTITUTE. *Innovation Outlook : Renewable Methanol*. Abu Dhabi. International Renewable Energy Agency, 2021. ISBN: 978-92-9260-320-5 (siehe S. 35).
- [62] Felkl Thomas. *Sektoranalyse der Chemie- und Raffinerieindustrie: eine Untersuchung im Rahmen des Projekts „H2PRO: Wasserstoff – Ein Zukunftsthema der beruflichen Bildung im Kontext der Energiewende“*. Version 1.0 Bonn. Bundesinstitut für Berufsbildung, 2023 (siehe S. 35).

- [63] Statista. *Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen der europäischen Papier- und Zellstoffindustrie im Zeitraum von 1991 bis 2022*. Zuletzt aufgerufen am: 27.10.2024. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/197617/umfrage/direkte-und-indirekte-treibhausgasemissionen-der-europaeischen-papier-und-zellstoffindustrie/> (siehe S. 36).
- [64] Godin Hélène. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Papierindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. IER, 2019 (siehe S. 36–41).
- [65] Markus Blesl und Alois Kessler. *Energieeffizienz in der Industrie*. Springer, 2013. ISBN: 978-3-662-55999-4. DOI: 10.1007/978-3-662-55999-4 (siehe S. 39).
- [66] Bledar Islami u. a. „Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase-Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW“. In: *Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen* (2022). URL: <https://www.bvglas.de/dekarbonisierung/hyglass-wasserstoffeinsatz-in-der-glasindustrie> (siehe S. 41–43).
- [67] Matthias Leisin und Peter Radgen. *Glas 2045 - Dekarbonisierung der Glasindustrie*. Stuttgart. IER, Universität Stuttgart, Studie im Auftrag des Bundesverband Glasindustrie e.V., 2022 (siehe S. 43–45).
- [68] T Hübner u. a. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Zement- und Kalziumindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. FfE, 2019 (siehe S. 45–48).
- [69] A. Marmier. *Decarbonisation options for the cement industry, EUR 31378 EN*. Luxembourg. Publications Office of the European Union, 2023. ISBN: 978-92-76-61599-6. DOI: 10.2760/174037 (siehe S. 46).
- [70] European Commission. *Cement and Lime*. Zuletzt aufgerufen am: 07.11.2024. Directorate-General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship und SMEs, 2024. URL: [https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/related-industries/non-metallic-products-and-industries/cement-and-lime\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/related-industries/non-metallic-products-and-industries/cement-and-lime_en) (siehe S. 46).
- [71] enArgus. *Sicherheit von Wasserstoff*. Zuletzt aufgerufen am: 08.11.2024. URL: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d11497-2/\\*/\\*/\\*Sicherheit%20von%20Wasserstoff?op=Wiki.getwiki](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d11497-2/*/*/*Sicherheit%20von%20Wasserstoff?op=Wiki.getwiki) (siehe S. 48).
- [72] Celitement GmbH&Co.KG. *Celitement Idee und Prinzip*. Zuletzt aufgerufen am: 08.11.2024. URL: <https://celitement.de/produkt/idee-prinzip/> (siehe S. 48).
- [73] T Hübner u. a. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der NE-Metallindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. FfE, 2019 (siehe S. 48–53).

- [74] Tomas Wyns und Gauri Khandekar. *Metals for a Climate Neutral Europe - A 2050 Blueprint*. Zuletzt aufgerufen am: 08.11.2024. IES-VUB, 2019. URL: <https://eurometaux.eu/media/2005/full-report-8-56-17.pdf> (siehe S. 49, 50).
- [75] Copper Alliance European Copper Institute. *Copper-The pathway to net zero, Regional Focus: Europe*. März 2023 (siehe S. 50).
- [76] European Aluminium. *A low carbon footprint*. Zuletzt aufgerufen am: 08.11.2024. URL: <https://european-aluminium.eu/projets/a-low-carbon-footprint/> (siehe S. 50).
- [77] Kupferverband e.V. *Vorkommen & Verfügbarkeit*. Zuletzt aufgerufen am: 11.11.2024. URL: <https://kupfer.de/kupferwerkstoffe/kupfer/vorkommen/> (siehe S. 51).
- [78] Breunning Larissa u. a. *Endemo-an Open-Source Energy Demand Modeling Framework in European Context*. Technical University of Munich (TUM), 2024 (siehe S. 56, 60–62, 66, 67, 69–72, 87, 97, 98, 147).
- [79] Flaticon-Sergei Kokota. *Power free icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/power\\_13858790?term=biomass&page=1&position=12&origin=style&related\\_id=13858790](https://www.flaticon.com/free-icon/power_13858790?term=biomass&page=1&position=12&origin=style&related_id=13858790) (siehe S. 57).
- [80] Flaticon-Freepik. *Photovoltaik icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/solar-panel\\_3463367?term=pv&page=1&position=24&origin=search&related\\_id=3463367](https://www.flaticon.com/free-icon/solar-panel_3463367?term=pv&page=1&position=24&origin=search&related_id=3463367) (siehe S. 57).
- [81] Flaticon-Freepik. *Carbon Dioxide free icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/carbon-dioxide\\_3740331?term=carbon&page=3&position=84&origin=search&related\\_id=3740331](https://www.flaticon.com/free-icon/carbon-dioxide_3740331?term=carbon&page=3&position=84&origin=search&related_id=3740331) (siehe S. 57).
- [82] Flaticon-Sergei Kokota. *Power free icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/power\\_13858751?term=biomass&page=1&position=11&origin=style&related\\_id=13858751](https://www.flaticon.com/free-icon/power_13858751?term=biomass&page=1&position=11&origin=style&related_id=13858751) (siehe S. 57).
- [83] Flaticon-Culmbio. *Wind Farm free icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/wind-farm\\_8584170?term=wind&page=1&position=7&origin=search&related\\_id=8584170](https://www.flaticon.com/free-icon/wind-farm_8584170?term=wind&page=1&position=7&origin=search&related_id=8584170) (siehe S. 57).
- [84] Flaticon-zero\_wing. *Hydropower free icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/hydropower\\_17609228?term=hydropower&page=1&position=25&origin=search&related\\_id=17609228](https://www.flaticon.com/free-icon/hydropower_17609228?term=hydropower&page=1&position=25&origin=search&related_id=17609228) (siehe S. 57).
- [85] Flaticon-Sergei Kokota. *Power free icon*. Zuletzt aufgerufen am: 23.11.2024. URL: [https://www.flaticon.com/free-icon/power\\_13858636?term=biomasse&page=2&position=91&origin=search&related\\_id=13858636](https://www.flaticon.com/free-icon/power_13858636?term=biomasse&page=2&position=91&origin=search&related_id=13858636) (siehe S. 57).



- [86] eurostat. *Aufkommen und Verwendung von Energie nach NACE Rev. 2 Tätigkeit*. Juli 2024. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env\\_ac\\_pefasu/default/table?lang=de&category=env.env\\_pefa](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/env_ac_pefasu/default/table?lang=de&category=env.env_pefa) (siehe S. 66, 150).
- [87] Martin Wietschel u. a. *Metastudie Wasserstoff-Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats*. (2021) Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG (Hrsg.) (Siehe S. 69, 80).
- [88] Merck KGaA. *Sicherheitsdatenblatt Methanol*. 2024. URL: [https://www.merckmillipore.com/DE/de/product/Methanol,MDA\\_CHEM-106009](https://www.merckmillipore.com/DE/de/product/Methanol,MDA_CHEM-106009) (siehe S. 69).
- [89] Merck KGaA. *Sicherheitsdatenblatt Naphthalin*. 2024. URL: [https://www.merckmillipore.com/DE/de/product/Naphthalene,MDA\\_CHEM-820846#documentation](https://www.merckmillipore.com/DE/de/product/Naphthalene,MDA_CHEM-820846#documentation) (siehe S. 69).
- [90] Bauforumstahl e.V. *Heizwerte*. Zuletzt aufgerufen am: 06.09.2024. 2024. URL: <https://bauforumstahl.de/wp-content/uploads/2024/02/Heizwertalpha.pdf> (siehe S. 69).
- [91] Sanchez Diana Perez, Collina Leonardo und Voswinkel Fabian. *Chemicals*. iea, 2023. URL: <https://www.iea.org/energy-system/industry/chemicals> (siehe S. 72).
- [92] Jakob Wachsmuth u. a. *The potential of hydrogen for decarbonizing EU industry*. European Union, 2021. ISBN: 978-92-846-8721-3. DOI: 10.2861/271156 (siehe S. 80–82).
- [93] Daan Peters u. a. *Gas decarbonisation pathways 2020–2050: Gas for climate*. 2020. URL: <https://www.europeanbiogas.eu/2020-gas-decarbonisation-pathways-study/> (siehe S. 80).
- [94] European Commission. *In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication COM (2018) 773—A Clean Planet for all A European Long-Term Strategic Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy*. 2018. URL: [https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/depth-analysis-support-com2018-773-clean-planet-all-european-strategic-long-term-vision\\_en](https://knowledge4policy.ec.europa.eu/publication/depth-analysis-support-com2018-773-clean-planet-all-european-strategic-long-term-vision_en) (siehe S. 80).
- [95] Andrej Guminski u. a. *Modeling kit and scenarios for pathways towards a climate neutral Europe. eXtremOS summary report*. FfE, 2021. DOI: <https://doi.org/10.34805/ffe-24-21> (siehe S. 85).
- [96] FfE. *Normalized Industrial Electrical Load Profiles (Germany) - extremos*. Zuletzt aufgerufen am: 30.10.2024. URL: <https://opendata.ffe.de/dataset/normalized-industrial-electrical-load-profiles-germany/> (siehe S. 85, 86, 88–90, 147).
- [97] Jannik Schlemme und Marian Bons. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Navigant, 2020 (siehe S. 90, 91).

- [98] Tobias Fichter und Philipp Creutzburg. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Grundstoffchemie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. Navigant, 2020 (siehe S. 90, 92).
- [99] Hélène Godin. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Papierindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. IER, 2020 (siehe S. 90, 93).
- [100] Matthias Leisin. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Glasindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. IER, 2020 (siehe S. 90, 93, 94).
- [101] T Hübner u. a. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der NE-Metallindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. FfE, 2020 (siehe S. 90, 94, 95).
- [102] T Hübner u. a. *Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Zementindustrie. Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*. FfE, 2020 (siehe S. 90, 95, 96).
- [103] Bundesministerium für Bildung und Forschung. *Wie das Projekt DisConMelter die Glasschmelze flexibilisiert hat*. Zuletzt aufgerufen am: 16.11.2024. URL: [www.kopernikus-projekte.de/partner-projekte/disconmelter](http://www.kopernikus-projekte.de/partner-projekte/disconmelter) (siehe S. 94).
- [104] SynErgie Projekt. *FLEX-Elektrolyse TRIMET Aluminium SE*. Zuletzt aufgerufen am: 18.11.2024. URL: [https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/09/20190724\\_SynErgie\\_Flyer\\_Flex-Elektrolyse\\_Digital.pdf](https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/09/20190724_SynErgie_Flyer_Flex-Elektrolyse_Digital.pdf) (siehe S. 94).
- [105] Martin Steurer. „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung“. Diss. Stuttgart, 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-9181> (siehe S. 95).
- [106] Anna Hammerstingl. *Impact of Land Use Restrictions on Cost Optimal Energy Systems*. Bachelor Thesis TUM, 2022 (siehe S. 97, 108).
- [107] World Energy Council- Europe. *Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities*. Okt. 2021. URL: <https://www.weltenergieerat.de/publikationen/studien/hydrogen-imports-into-the-eu/> (siehe S. 111, 127, 128, 136).
- [108] Jennifer May. „Raumplanung und Erneuerbare Energien“. In: *RENEWS KOMPAKT* (Feb. 2023). Ausgabe 58 (siehe S. 133, 134).
- [109] Philip Schnaars u. a. *Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa: Modellbasierte Analyse bis 2050 - Vorabveröffentlichung ausgewählter Ergebnisse*. Zuletzt aufgerufen am: 18.12.2024. Aug. 2024. URL: [https://www.e-wi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/08/20240823\\_Ausgewahlte-Ergebnisse-Wasserstoffspeicher-in-Deutschland-und-Europa-Modellbasierte-Analyse-bis-2050.pdf](https://www.e-wi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/08/20240823_Ausgewahlte-Ergebnisse-Wasserstoffspeicher-in-Deutschland-und-Europa-Modellbasierte-Analyse-bis-2050.pdf) (siehe S. 141, 144).