

IEA Wasserstoff Task 41: Daten und Modellierung

M. Baumann,
J. Lindorfer

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

35/2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Leiter: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Kontakt zu „IEA Forschungs Kooperation“: Mag.^a Sabine Mitter

Autorinnen und Autoren: Dr. Martin Baumann, DI (FH) Johannes Lindorfer

Lektorin: Marion Rollings

Dieser Bericht gibt Einblick in die Ergebnisse eines Forschungsprojekts, das vom BMK gefördert wurde. Die inhaltliche Verantwortung für Vollständigkeit und Richtigkeit liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Wien, 2024

IEA Wasserstoff Task 41: Daten und Modellierung

Dr. Martin Baumann,
Österreichische Energieagentur

DI (FH) Johannes Lindorfer
Energieinstitut an der JKU Linz

Wien, Oktober 2024

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts im Rahmen der IEA Forschungskooperation. Es wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) initiiert, um österreichische Forschungsbeiträge zu den Kooperationsprojekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu unterstützen.

Die IEA Forschungskooperationen umfassen eine breite Palette an Energiethemen mit dem Ziel Energiesysteme, Städte, Mobilitäts- und Industriesysteme fit für eine nachhaltige Zukunft bis 2050 zu machen. Auch Themen wie Gendergerechtigkeit oder Ressourcen- und Kreislaufwirtschaftsaspekte werden berücksichtigt.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen und Unternehmen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch die vielen IEA-Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und neue internationale Standards. Auch in der Marktumsetzung konnten richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Daher werden alle Berichte nach dem Open Access Prinzip in der Schriftenreihe des BMK über die Plattform www.nachhaltigwirtschaften.at veröffentlicht.

Inhalt

1 Kurzfassung	9
2 Abstract	11
3 Ausgangslage	13
4 Projektinhalt	15
4.1 Struktur des Tasks 41 des IEA TCP Hydrogen.....	15
4.2 Methoden.....	16
4.2.1 Erarbeitung einer Taxonomie von Wasserstoff-Modellen.....	16
4.2.2 Abbildung von Wasserstofftechnologien in Energiesystemmodellen	17
4.2.3 Erarbeitung einer Datenbankstruktur	17
4.2.4 Szenarienentwicklung	18
4.2.5 Lebenszyklusbewertung.....	19
4.2.6 Webinar.....	19
5 Ergebnisse	20
5.1 Taxonomie zur Modellierung von Wasserstoff in Modellen.....	21
5.1.1 Allgemeine Taxonomie für Energiesystemmodelle	21
5.1.2 Taxonomie für Wasserstoff-Modelle	23
5.1.3 Modellarchetypen für Wasserstoff-Modelle	24
5.1.4 Andere Herausforderungen	31
5.1.5 Schlussfolgerungen	32
5.2 Modellierung von Wasserstoffwertschöpfungsketten	32
5.2.1 Vergleich von ETSAP-Modellen	33
5.2.2 Analyse	39
5.2.3 Leitlinien für die Darstellung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen	40
5.3 Daten zur Darstellung von Wasserstoff in Modellen	48
5.3.1 Struktur einer Datenbank.....	48
5.3.2 Qualitätskriterien	53
5.4 Szenarien für Österreich: Erste Ergebnisse	56
5.4.1 Referenzszenario	57
5.4.2 Szenarien der Wasserstoff-Aufbringung und -Nutzung	62
5.4.3 Zusammenfassung.....	68
5.5 Life Cycle & Social Analysis (LCSA): Methodik, Ergebnisse und Implikationen für Wasserstoff in Österreich.....	70
5.5.1 Ergebnisse beispielhafter LCA-Analysen	70
5.5.2 Status und Ausblick zur internationalen Wasserstoffzertifizierung.....	71
5.5.3 Ziele und Status für eine weltweit einheitliche Wasserstoffnorm.....	74
6 Schlussfolgerungen	76
7 Ausblick und Empfehlungen	78
Tabellenverzeichnis	81
Abbildungsverzeichnis	83

Literaturverzeichnis.....	85
Abkürzungen.....	91
Anhang	93

1 Kurzfassung

Die bereits jetzt schon auftretenden schwerwiegenden Folgen des Klimawandels führen zur wachsenden Erkenntnis der Dringlichkeit, die Nutzung fossiler Energieträger einzustellen. Wasserstoff, bereits seit über 200 Jahren bekannt, bietet ein großes Potenzial für eine Wirtschaft mit Netto-Null-Emissionen, nimmt jedoch derzeit nur eine marginale Position im globalen Energiesystem ein. Doch gibt es ein wachsendes Bewusstsein bei Regierungen und privaten Investoren für seine vielfältigen Einsatzmöglichkeiten. Die Herausforderung liegt nun darin, Wasserstofftechnologien effektiv in das bestehende Energieversorgungssystem zu integrieren, was eine Erweiterung der aktuellen Modelle und Studien erfordert, um die umfassenden Potenziale von Wasserstoff abzubilden.

Es mangelt weltweit an (Energie-)Modellen, die die Möglichkeit von Wasserstoff in einer Vielzahl von Umwandlungsketten und Anwendungen darstellen können. Wasserstoff wird wohl bald in Konkurrenz zu anderen Sekundärenergieträgern stehen, weiters werden sich einige Sektoren im Wettbewerb um den Einsatz von Wasserstoff wiederfinden. Auch die Erzeugung von Wasserstoff ist im komplexen Zusammenhang des gesamten marktbasierten Umfelds zu betrachten.

Die Forschungsfragen im IEA Hydrogen TCP Task 41 fokussierten auf die derzeitige Darstellung von Wasserstoff und dessen Nutzungspfaden in verschiedenen Modellen und Ansätzen, um diese zu verbessern. Zur Beantwortung dieser Fragen wurden verschiedene Ebenen der Modellierung betrachtet, angefangen von der Wahl des angemessenen Modellierungsansatzes über die strukturelle Darstellung der Wasserstoffnutzungsketten in bereits bestehenden Modellen bis hin zu den Daten, die dazu in diesen Modellen benötigt werden.

Die methodische Herangehensweise umfasst die Erstellung einer Taxonomie von Wasserstoff-Modellen, die Analyse von Energiesystemmodellen und das Entwickeln von Nutzungsszenarien für Wasserstoff mit einem speziellen Fokus auf die Eingliederung in nationale Energiesystemmodelle und potenzielle Erweiterung über Lebenszyklusbewertungen. Diese Modelle berücksichtigen technische, wirtschaftliche und ökologische Parameter, um die Bedeutung von Wasserstoff für die Energiewende zu beurteilen und enthalten Szenarien, die mögliche Entwicklungsrichtungen für Wasserstoffinfrastrukturen und deren Einfluss auf das Energiesystem darstellen.

Wasserstoff ist ein vielseitiger Energieträger, dessen Abbildung in Modellen verschiedene spezielle Aspekte erfordert. Dazu gehören unter anderem eine systemweite Betrachtung, Flexibilität im Stromsektor, eine hohe zeitliche Auflösung sowie die Berücksichtigung des Konsument:innenverhaltens. Kein einzelnes Modell kann alle relevanten Aspekte abbilden, die Verschränkung zwischen verschiedenen Modellen ist für eine ganzheitliche Antwort notwendig. Die Analyse zeigt weiter, dass die Abdeckung von relevanten Aspekten lückenhaft ist. So sind Umweltauswirkungen, Innovationszyklen, Marktdesign und Maßnahmen zur Förderung des Einsatzes nur in geringerem Ausmaß abgedeckt.

Es gibt viele potenzielle Anwendungen für Wasserstoff. Der Detaillierungsgrad der Modellierung von Wasserstofftechnologien ist jedoch von Modell zu Modell sehr unterschiedlich. Die meisten Modelle enthalten eine Reihe von Basistechnologien. Einige wenige Modelle bilden ein wesentlich breiteres Spektrum von Wasserstoff-Endanwendungen ab. Einige Technologien zur Aufbringung und Verteilung könnten in bestimmten Modellen sinnvoll weiter aufgeschlüsselt werden, wobei jedoch die Einschränkungen aufgrund der geringen zeitlichen Auflösung berücksichtigt werden sollten.

Für die Entwicklung von vergleichbaren und belastbaren Szenarien ist neben der angemessenen Wahl von Modellen und der strukturellen Berücksichtigung in den Modellen auch die Wahl von konkreten technischen und ökonomischen Daten relevant, mit denen die Technologien der Wasserstoffwertschöpfungskette abgebildet werden. Die Einrichtung einer strukturierten Datenbank und die Definition von Qualitätskriterien sind wichtige Beiträge zur Verbesserung der Abbildung von Wasserstoffnutzungsketten in Modellsystemen.

Die Ergebnisse aus Szenarien für Österreich zeigen, dass Wasserstoff und abgeleitete Derivate bei der Dekarbonisierung der Industrie und Teilen der Mobilität eine wesentliche Rolle spielen können. Der Gesamtbedarf nach klimaneutralen Gasen liegt dabei in der Größenordnung des derzeitigen Erdgasbedarfs. Die Auswirkungen von Variationen wichtiger Annahmen zeigen die Bedeutung der ganzheitlichen Betrachtung von Wasserstoff in einem Gesamtsystem.

Die Ergebnisse von LC(S)A ermöglichen es, hinsichtlich der ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen ein tiefergehendes Verständnis für die Wasserstofftechnologie zu entwickeln und deren Beitrag zur Nachhaltigkeit zu bewerten. Durch die Einrichtung einer zentralisierten LCSA-Datenbank, die Entwicklung verschiedener Szenarien, die direkte Verknüpfung von LCSA-Ergebnissen mit der Energiepolitik und die kontinuierliche Aktualisierung von Modellen und Datenbanken kann diese Bewertung weiter unterstützt werden.

Die Modellierung von Wasserstoff in Energiesystemen offenbart ein vielfältiges Anwendungsspektrum und technische Lösungen, wobei Kosten und Infrastrukturanforderungen, wie Wasserstoffspeicherung und -transport wesentliche Faktoren für dessen Integration darstellen. Es gilt, die sozioökonomischen Effekte von Wasserstofftechnologien zu analysieren, um deren Akzeptanz und Eingliederung in existierende Energiesysteme voranzutreiben. Die stetige Optimierung der Einbindung von Wasserstoff in Modelle, Analysen des Lebenszyklus und soziale Bewertungen (Life Cycle & Social Analysis - LCSA) spielen eine Schlüsselrolle, um die Nachhaltigkeit von Wasserstofftechnologien und ihre Akzeptanz in der Gesellschaft zu fördern. Für Österreich ist es ratsam, auf integrierte Konzepte zu setzen, nationale Modellierungsansätze hinsichtlich der Darstellung von Wasserstoffnutzungsketten zu erweitern und zu verbessern sowie den Erfahrungsaustausch aus internationalen Partnerschaften zu nutzen, um den Einsatz von Wasserstoff im nationalen Kontext effizient zu fördern.

2 Abstract

The serious consequences of climate change that are already occurring are leading to a growing realisation of the urgency of phasing out the use of fossil fuels. Hydrogen, which has been known for over 200 years, offers great potential for a net-zero emissions economy, but currently occupies only a marginal position in the global energy system. However, there is a growing awareness among governments and private investors of its many potential applications. The challenge now is to effectively integrate hydrogen technologies into the existing energy supply system, which requires an extension of current models and studies to reflect the comprehensive potential of hydrogen.

Internationally, there is a lack of (energy) models that can show the potential of hydrogen in different conversion chains and applications. This is a weakness, as hydrogen will compete with other secondary energy sources and some sectors will compete for the use of hydrogen. Hydrogen production must also be considered in the complex context of the whole market-based environment.

The research questions in IEA Hydrogen TCP Task 41 focused on the current representation of hydrogen and its utilization pathways in different models and approaches to improve them. To answer these questions, different levels of modelling were considered, from the choice of the appropriate modelling approach to the structural representation of hydrogen use chains in existing models to the data required in these models.

The methodological approach includes the creation of a taxonomy of hydrogen models, the analysis of energy system models and the development of hydrogen use scenarios with a special focus on the integration into national energy system models and potential extension through life cycle assessments. These models consider technical, economic and environmental parameters to assess the importance of hydrogen for the energy transition and include scenarios that show possible development directions for hydrogen infrastructure development and its impact on the energy system.

Hydrogen is a versatile energy carrier and its representation in models requires several special aspects. These include a system-wide view, flexibility in the electricity sector, a high temporal resolution and consideration of consumer behaviour. No single model can represent all relevant aspects, the combination of different models is necessary to provide a holistic answer. The analysis also shows that there are gaps in the coverage of relevant aspects. For example, environmental impacts, innovation cycles, market design and measures to promote use are less well covered.

There are many potential applications for hydrogen. However, the level of detail in modelling hydrogen technologies varies greatly from model to model. Most models include several basic technologies. A few models model a much wider range of hydrogen end uses. Some application and distribution technologies could usefully be further disaggregated in some models, although the limitations of low temporal resolution should be considered.

In addition to the appropriate choice of models and the structural consideration in the models, the choice of concrete technical and economic data with which the technologies of the hydrogen value chain are mapped is also relevant for the development of comparable and robust scenarios. The establishment of a structured database and the definition of quality criteria are important contributions to improving the representation of hydrogen value chains in modelling systems.

The results of the scenarios for Austria show that hydrogen and its derivatives can play a significant role in the decarbonisation of industry and parts of the mobility sector. The total demand for climate-neutral gases is of the same order of magnitude as the current demand for natural gas. The effects of variations in key assumptions show the importance of looking at hydrogen a holistic way.

The results of LC(S)A make it possible to develop a deeper understanding of hydrogen technology in terms of its environmental, economic and social impacts and to assess its contribution to sustainability. The establishment of a centralised LCSA database, the development of different scenarios, the direct linking of LCSA results with energy policy and the continuous updating of models and databases can further support this assessment.

Modelling of hydrogen in energy systems shows a wide range of applications and technical solutions, with costs and infrastructure requirements, such as hydrogen storage and transport, being key factors for its integration. The socio-economic impacts of hydrogen technologies need to be analysed to promote their acceptance and integration into existing energy systems. The continuous optimisation of the integration of hydrogen in models, life cycle analyses and social assessments (Life Cycle & Social Analysis - LCSA) plays a key role in promoting the sustainability of hydrogen technologies and their acceptance by society. It is advisable for Austria to focus on integrated concepts, to expand and improve national modelling approaches regarding the representation of hydrogen use chains, and to use the exchange of experiences from international partnerships to efficiently promote the use of hydrogen in the national context.

3 Ausgangslage

Wasserstoff wird schon seit mehr als 200 Jahren im Energiesystem eingesetzt, spielt aber darin eine immer noch vergleichsweise bescheidene Rolle. Zurzeit liegen die Hauptanwendungen von Wasserstoff in industriellen Prozessen, wie z. B. in der Herstellung von Düngemitteln. Die Erzeugung von Wasserstoff basiert aktuell auf fossilen Energieträgern und ist daher CO₂-intensiv.

Bis vor einigen Jahren war die Vorstellung davon, welchen Beitrag sauberer Wasserstoff beim Übergang zu einer Netto-Null-Wirtschaft leisten kann, noch sehr begrenzt. Als der Definitionsprozess für Task 41 Ende 2018 begann, setzte sich jedoch im Energiesystemsektor allgemein die Erkenntnis durch, dass Wasserstoff eine entscheidende Komponente in zukünftigen Energiesystemen sein könnte. Die Politik der Regierungen begann sich zu ändern. Private Investitionen stiegen sprunghaft an. Wissenschaftliche Forschung und Veröffentlichungen nahmen exponentiell zu. Diese Veränderungen wurden in erster Linie durch die wachsende Erkenntnis vorangetrieben, dass der Klimawandel bereits schwerwiegende Folgen hat, so dass eine rasche Abkehr von fossilen Brennstoffen immer dringlicher wurde.

Es mangelt international an (Energie-)Modellen, welche die Möglichkeit von Wasserstoff in einer Vielzahl von Umwandlungsketten und Anwendungen darstellen können. Wasserstoff steht in Konkurrenz zu anderen Sekundärenergieträgern, und sollte sich Wasserstoff breiter etablieren, werden sich einige Sektoren im Wettbewerb um den Einsatz von Wasserstoff wiederfinden. Auch die Erzeugung von Wasserstoff ist im komplexen Zusammenhang des gesamten marktbasierten Umfelds zu betrachten.

Grundsätzlich kann Wasserstoff mithilfe von erneuerbaren Energieträgern über die Elektrolyse von Wasser praktisch CO₂-neutral erzeugt werden, sofern Strom aus erneuerbaren Energiequellen herangezogen wird. Dieser sogenannte „Power-to-Gas“-Erzeugungspfad spielt derzeit noch eine untergeordnete Rolle mit Entwicklungspotenzial.

Wasserstoff kann in verschiedenen Formen transportiert und gespeichert, in andere Sekundärenergieträger umgewandelt und sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden. Für die energetische Nutzung stehen mit Brennstoffzellen, Gasturbinen, Boilern etc. eine Vielzahl von etablierten und in Entwicklung befindlichen Technologien zur Verfügung. Neben der Sektorintegration in der Industrie und im Verkehr hat Wasserstoff aber auch ein interessantes Potenzial in der Sektorkopplung, das heißt in der Vernetzung mehrerer Sektoren der Energiewirtschaft (Elektrizität, Wärme- und Kälteerzeugung) sowie des Verkehrs und der Industrie, und systemdienlicher Anwendungen. Neben Leitungsausbau, Import und Export und Demand Side Management sind das auch Speichertechnologien und die Sektorkopplung. Wasserstoff könnte durch seine Speicherfähigkeit hohe Anteile von Strom aus erneuerbaren Energieträgern ermöglichen, wie sie unter anderem in der österreichischen Klima- und Energiestrategie formuliert sind (100 % national bilanziell bis 2030).

In bisherigen Studien wurde die Rolle von Wasserstoff in der Gesamtbetrachtung von Szenarien nur sehr eingeschränkt behandelt. So nimmt im World Energy Outlook der IEA (IEA, 2018) Wasserstoff als Gesamtbetrachtung nur fünf von über 650 Seiten ein, und dies eher beschreibend und nicht quantifiziert. Dies zeigt den internationalen Handlungsbedarf, Wasserstoff adäquat zu modellieren. Die Task 41 des TCP für Wasserstoff stellt eine Antwort des internationalen Projektkonsortiums auf diese Herausforderungen dar. Das gegenwärtige Energiesystem in seiner Gesamtheit zu verstehen, ist eine wesentliche Voraussetzung für die Beantwortung zentraler Fragestellungen und eine wichtige Entscheidungsgrundlage für die Gestaltung der Energiezukunft:

- Wie werden sich Energieverbrauch und -erzeugung unter verschiedenen Rahmenbedingungen bis 2030 oder 2050 entwickeln?
- Welchen Einfluss haben politische Maßnahmen auf die Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele?
- Wie formen Technologien oder unser Verhalten die Entwicklungen unseres Energiesystems?

Herkömmliche Lösungen betrachten oft nur einen Teilbereich des Energiesystems und vernachlässigen dadurch die weitreichenden Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Akteuren und Teilbereichen. Gesamtenergiesystemmodelle bieten die Möglichkeit, diese Fragestellungen in ihrer Komplexität angemessen zu bearbeiten. Umwandlungsketten, die Wasserstoff enthalten, in getestete und etablierte Modelle zu integrieren, ist grundsätzlich machbar. Um Synergien zu nutzen und vergleichbare, belastbare Ergebnisse zu erzielen, ist eine internationale Kooperation von großem Vorteil.

Durch die besondere Situation in folgenden Bereichen ist die Übertragung von anderen Modellen auf Österreich nicht sinnvoll beziehungsweise nicht möglich, wie zum Beispiel:

- Lage als Binnenland (Offshore-Wind und Seehäfen spielen in globalen Modellen eine große Rolle.)
- Ambitionierte Ziele im Bereich der Erneuerbaren
- Erdgasspeicher mit großer Kapazität, die auch in Speicherkonzepten von Wasserstoff durch eine erhöhte Beimischung zum Erdgas (und gegebenenfalls Methanisierung) eine starke Bedeutung haben
- Starke Anbindung an länderübergreifenden Strom- und Erdgastransport
- Hoher Anteil an energieintensiver Industrie mit Potenzial zur Prozessumstellung und Wasserstoffnutzung (z. B. Stahlproduktion)

4 Projektinhalt

Dieser Bericht ist keine eigenständige wissenschaftliche Arbeit, sondern eine Zusammenfassung der wesentlichen Arbeiten und Erkenntnisse des IEA TCP Hydrogen Task 41 und der begleitenden nationalen Aktivitäten. Diese Ergebnisse wurden durch ein internationales Projektteam zwischen 2020 und 2022 erarbeitet.

4.1 Struktur des Tasks 41 des IEA TCP Hydrogen

Zentraler Inhalt des Projektes war die österreichische Teilnahme am Task 41 des IEA TCP Hydrogen und der dadurch ermöglichte Transfer der Ergebnisse des Tasks für die österreichischen Stakeholder. Der Task 41 bestand aus vier Subtasks (Tabelle 1).

Tabelle 1: Liste und Kurzbeschreibung der Subtasks von Task 41; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Subtask	Inhalt	Ziele
Subtask A	Datenkonsolidierung von Parametern zur Beschreibung von Wasserstofftechnologien	<ul style="list-style-type: none">• Sammlung von Wasserstoffmodellierungsdaten aus einer Reihe von Quellen und Modellarchetypen• Entwicklung einer strukturierten Datenbank, die für Energiesystemmodellierer zugänglich ist
Subtask B	Entwicklung von Kenntnissen über die Modellierung von Wasserstoff in der Wertschöpfungskette und Verbesserung der aktuellen Methoden	<ul style="list-style-type: none">• Untersuchung der Darstellung von Wasserstoffsystemen in verschiedenen Energiemodellen• Erkundung von Möglichkeiten zur Verbesserung dieser Modelle
Subtask C	Zusammenarbeit mit Analyst:innen in IEA HQ Analytics und der IEA ETSAP-Community	<ul style="list-style-type: none">• Schwerpunkt auf dem Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) der IEA, das auf dem TIMES-Energiesystemoptimierungsmodell basiert• Entwicklung von Best-Practice-Ansätzen für Modellierer
Subtask D	Review von Berichten der IEA	<ul style="list-style-type: none">• Identifizierung von Inhalten aus IEA-Berichten, die für die Modellierung relevant sind

Task 41 wurde von 2019 bis 2023 im Rahmen des Technology Collaboration Programme der IEA von über 50 Experten:innen EU und IRENA sowie aus 19 Ländern durchgeführt. Diese Länder sind: Argentinien, Australien, Belgien, Deutschland, Finnland, Frankreich, Irland, Italien, Japan, Kanada, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweiz, Spanien, USA, Vereinigtes Königreich.

Das Ziel der österreichischen Beteiligung war die verbesserte und quantifizierte Abschätzung von Wasserstoff(-technologien) in Szenarien zukünftiger österreichischer Energiesysteme. Dazu sollten auf nationaler Ebene die notwendigen Daten zur Abbildung und Modellierung von

Wasserstoffnutzungsketten in Modellen der TIMES/MARKAL-Familie gesammelt und dokumentiert werden. Diese Daten sollen dann auch auf internationaler Ebene über das IEA TCP beziehungsweise ETSAP zur Verfügung gestellt werden.

Des Weiteren fand ein Austausch darüber statt, wie Wasserstoff in den aktuellen TIMES/MARKAL-Modellen in die Umwandlungsketten integriert ist. Dies bildete die Grundlage für eine Diskussion über die relevanten Aspekte, die bei der Modellierung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen zu berücksichtigen sind, und über die angemessenen methodischen Ansätze zur Implementierung.

Aufbauend auf diesem strukturierten Austausch auf internationaler Ebene wurden folgende Ergebnisse erarbeitet:

- Besseres Verständnis der Modelle der IEA und anderer internationaler Partner
- Umfassende Abbildung von Wasserstoff in Energiemodellen
- Verifizierte und breit eingesetzte Parameter in Modellen, die die Ergebnisse sowohl besser vergleichbar als auch plausibler machen.

4.2 Methoden

Verschiedene Methoden und Arbeitsansätze wurden verwendet, um die in Kapitel 5 zusammengefassten Inhalte zu erarbeiten.

4.2.1 Erarbeitung einer Taxonomie von Wasserstoff-Modellen

Die Entwicklung einer Taxonomie von Modellarchetypen für Wasserstoff-Modelle wurde im Task 41 im Rahmen von Subtask B durchgeführt. Nach einer umfassenden Analyse von über 50 Reviews wurden 29 davon ausgewertet, wobei die folgenden vier Schritte durchgeführt wurden:

- **Definition einer Modelltaxonomie** für Archetypen von Wasserstoffmodellen
- **Definition der** in der Literatur häufig verwendeten **Archetypen** von Wasserstoffmodellen
- **Charakterisierung der Archetypen** mithilfe der Taxonomie
- Identifikation von **Gemeinsamkeiten, Lücken und Herausforderungen**

Die identifizierten Reviews sind **in die Auswertung miteinbezogen worden, wenn** diese

- über ein umfassendes Klassifikationssystem verfügen und einen Quervergleich spezifischer Modelle enthalten,
- zwar keine vollständige Übersicht über die Modelle enthalten, aber eine Modelltaxonomie vorschlagen, die ausreichend komplex ist, um mit anderen Übersichten verglichen werden zu können,
- trotz begrenzter Kategorien viele Modelle enthalten oder
- wenn es sich um eine Meta-Analyse von Reviews handelt.

Ausgeschlossen wurden Reviews, **wenn** sie

- nur einige wenige, nicht erschöpfende Kategorien zur Klassifizierung von Modellen enthielten oder diese nicht auf bestimmte Modelle anwandten,
- sich ausschließlich auf Herausforderungen und Lücken konzentrieren,
- sich auf einen engen Aspekt des Energiesystems oder der Energiewende konzentrieren, ohne die Klassifizierung umfassend zu überprüfen oder
- wenn sie sich auf den Vergleich von Szenarien oder Outputs und nicht auf den Vergleich von Modellen konzentrieren.

Die Ergebnisse dieser Arbeiten wurden detailliert in (Dickinson, R, et.al., 2023) und (IEA, 2023) beschrieben und in Abschnitt 5.1 zusammengefasst.

4.2.2 Abbildung von Wasserstofftechnologien in Energiesystemmodellen

Die Schlussfolgerungen aus den Szenarien, die eine mögliche künftige Rolle von Wasserstoff in einem Energiesystem betrachten, sind nicht zuletzt davon abhängig, wie und mit welchen Daten Wasserstoff in den zur Szenarienerstellung verwendeten Modellen abgebildet wird. Diese Aspekte wurden durch den Vergleich verschiedener TIMES-Energiesystemmodelle der IEA ETSAP Community (IEA ETSAP, 2024) adressiert. Die Modellergebnisse wurden verglichen und die Ergebnisse in einem gemeinsamen Workshop mit dem IEA Hydrogen TCP diskutiert. Schließlich wurden Best-Practice-Richtlinien für die Abbildung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen entwickelt.

Die Ergebnisse dieser Arbeiten wurden detailliert in (Dickinson, R, et.al., 2023) und (IEA, 2023) beschrieben und in Abschnitt 5.2 zusammengefasst.

4.2.3 Erarbeitung einer Datenbankstruktur

In Subtask A des Tasks 41 wurden die Grundlagen für die Sammlung von Daten, die zur Abbildung von Technologien der Wasserstoffwertschöpfungskette in Energiesystemmodellen erforderlich sind, erarbeitet. Ausgehend von den Daten, die für verschiedene Modellarchetypen erforderlich sind, wurde in einem kollaborativen Ansatz eine umfassende Liste von verschiedenen Informationen und Parametern entwickelt, und diese wurden anschließend gruppiert. Begleitend zur Entwicklung der Datenbankstruktur wurde in einem iterativen Prozess ein Konzept erarbeitet, die bereits vorhandenen und auch neu zu erhebenden Informationen und Daten hinsichtlich ihrer Qualität zu bewerten.

Die Ergebnisse dieser Arbeiten wurden in (Dickinson, R, et.al., 2023) beschrieben und in Abschnitt 5.3 zusammengefasst.

4.2.4 Szenarienentwicklung

Ausgewählte Erkenntnisse aus Abschnitt 5.1 und 5.2 wurden in einem TIMES-Energiesystemmodell implementiert. Dieses Energiesystem bildet den Energiefluss Österreichs ab, der zur Erfüllung einer Nutzenergienachfrage von der Primärenergieaufbringung über die verschiedenen Umwandlungsstufen bis zur Endenergienachfrage erforderlich ist. Sowohl die Struktur des Modells wie auch die darin berücksichtigten Energieträger orientieren sich an den Definitionen der Energieträger und Bilanzaggregate der Energiebilanz und Nutzenergieanalyse der Statistik Austria (Statistik Austria, 2020), (Statistik Austria, 2013).

Mit diesem Modell wurden ein Referenzszenario für ein bis 2040 dekarbonisiertes österreichisches Energiesystem berechnet. Dieses Referenzszenario ist keine exakte Abbildung der letzten aktuell verfügbaren statistischen Daten, vielmehr dienen die darin ermittelten Energiemengen zur demonstrativen Abbildung grundsätzlicher Effekte und zukünftiger Entwicklungen. Diese exemplarische Modellierung mit starker, jedoch nicht genauer Orientierung an realen Werten ermöglicht eine erste quantifizierte Abbildung der Wirkung wesentlicher Wasserstoffwertschöpfungsketten in einem österreichischen Energiesystem.

Aufbauend auf das Referenzszenario wurden Variationen ausgewählter Annahmen ausgewertet, um den Effekt dieser Annahmen und auch der im Modell abgebildeten Wertschöpfungskette auf die Modellergebnisse darzustellen:

- **Stahl mit Methan-DRI:** Für die Direktreduktion von Roheisen wird Methan anstelle von Wasserstoff eingesetzt.
- **Günstige E-Fuel-Importe:** Niedrige Importpreise von synthetischem Methan und von E-Fuels
- **Stromimport-Limit:** Relativ zum Gesamtstrombedarf
- **50 % HBI-Importe:** Die Stahlerzeugung basiert zu 50 % auf importiertem Eisenschwamm (HBI)
- **Erneuerbare Gase in der Industrie:** Der Ersatz fossiler Energieträger in der Industrie erfolgt hauptsächlich durch den Einsatz erneuerbarer Gase.
- **BEV-Limit im Schwerverkehr:** Maximal 70 % der Verkehrsleistung des schweren Güterverkehrs ist mittels batterieelektrischer LKW elektrifizierbar.
- **Windausbau-Limit:** Der Ausbau heimischer Windenergie ist auf 10 GW beschränkt.

4.2.5 Lebenszyklusbewertung

Die durchgeführten Aktivitäten zielen darauf ab, ein umfassendes Verständnis für die Wasserstofftechnologie zu unterstützen und deren Beitrag zur Nachhaltigkeit einzuordnen. Dazu gehören methodisch:

- Lebenszyklusbewertung (Life Cycle and Social Analysis / LC(S)A): Untersuchung der Umweltauswirkungen der Wasserstofftechnologie über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg, einschließlich Produktion, Nutzung und End-of-Life
- Technisch-ökonomische Analysen: Bewertung der technischen Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Wasserstofftechnologien und -konzepten
- Qualitative soziotechnische Betrachtungen: Analyse der sozialen und technischen Aspekte im Zusammenhang mit der Entwicklung und Implementierung von Wasserstofftechnologien
- Integration von LC(S)A-Ergebnissen in nationale Energiesystemmodelle: Einbeziehung der Umweltauswirkungen von Wasserstofftechnologien in die nationalen Energiesystemmodelle zur Bewertung ihrer Auswirkungen auf die Energieversorgung und -nutzung
- Ganzheitliche Bewertung: Betonung der Notwendigkeit einer umfassenden Bewertung, die ökologische, ökonomische und soziale Aspekte berücksichtigt, um die Nachhaltigkeit der Wasserstofftechnologie angemessen zu bewerten

Durch diese Aktivitäten soll ein fundiertes Verständnis für die Stärken und Schwächen der Wasserstofftechnologie erlangt werden, um ihren Beitrag zur Nachhaltigkeit in verschiedenen Bereichen zu bewerten und geeignete Handlungsempfehlungen abzuleiten.

4.2.6 Webinar

Zur Dissemination der im Rahmen des Tasks 41 erarbeiteten Ergebnisse wurde von den österreichischen Teilnehmern Dr. Martin Baumann und DI (FH) Johannes Lindorfer am 8. November 2023 ein Webinar (Baumann, 2023) veranstaltet. In diesem wurden im Rahmen von zwei Stunden ausgewählte wesentliche Inhalte präsentiert und anschließend diskutiert:

- **Modellierung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen:** Ergebnisse des „Tasks 41: Daten und Modellierung“ des IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme
- **Die Rolle von Wasserstoff in Österreich:** Erste Ergebnisse von Szenarien
- **Life Cycle Analysis: Methodik** und exemplarische Zusammenschau von Ergebnissen

5 Ergebnisse

Die Arbeiten im Rahmen und Kontext von Task 41 führten zu einer Vielfalt an Ergebnissen in fünf Bereichen:

- Erarbeitung einer Taxonomie von Modellen zur Darstellung von Wasserstoff, Auswahl des richtigen Modellierungsansatzes
- Vergleich der Abbildung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen der IEA ETSAP-Community und Erarbeitung von Empfehlungen zur Verbesserung
- Entwicklung einer Datenbankstruktur zur Sammlung der für die Abbildung von Wasserstoff in Modellen erforderlichen technischen und ökonomischen Daten
- Erste Ergebnisse von Dekarbonisierungsszenarien für Österreich zur Darstellung der möglichen Rolle von Wasserstoff und der Auswirkungen von Annahmen
- Besseres Verständnis der Rolle von Wasserstoff durch Lebenszyklusbewertungen (LC(S)A)

Die wesentlichen Inhalte, die in den Abschnitten 5.1, 5.2 und 5.3 zusammengefasst werden, wurden durch das internationale Projektteam im Rahmen von Task 41 erarbeitet. Diese Arbeiten wurden sowohl in einem Paper (Blanco H, 2022) als auch in einem Task-Bericht (Dickinson, R, et.al., 2023) publiziert, und in einer Online-Präsentation am 11. September 2023 vorgestellt (IEA, 2023).

Die Inhalte der Abschnitte 5.4 und 0 basieren auf den Arbeiten des Task 41, wurden aber nicht in im Rahmen von Task 41 publiziert, sondern in einem Webinar durch Dr. Martin Baumann und DI (FH) Johannes Lindorfer am 8. November 2023 vorgestellt. Die Ergebnisse der im Rahmen des Webinars vorgestellten Lebenszyklusbetrachtungen sind durch die Folien im Anhang dokumentiert.

Eine detailliertere Darstellung der Ergebnisse ist durch folgende Publikationen verfügbar:

- Task report **“IEA’S Hydrogen TCP Task 41: Analysis and Modelling of Hydrogen Technologies”** (Dickinson, R, et.al., 2023): Ziel von Task 41 war die Untersuchung der Darstellung von Wasserstoff in Modellen und die Bereitstellung von Parametern dazu. Dieser Bericht fasst die gewonnenen Erkenntnisse zusammen.
- Paper **„A taxonomy of models for investigating hydrogen energy systems“** (Blanco H, 2022): Das Paper schlägt eine Taxonomie zur Klassifizierung von Modellen für Wasserstoffenergiesysteme vor. Die Erfassung der Dynamik in den Wasserstoff-Archetypen soll eine ganzheitlichere Analyse ermöglichen.
- Bericht **„Modelling of Hydrogen“** (Dodds, 2022): Dieses Projekt führte einen systematischen Vergleich der Modellierung von Wasserstoffsystemen in der gesamten Gemeinschaft durch und organisierte einen gemeinsamen Workshop von IEA Hydrogen und ETSAP, um die Darstellung von Wasserstoff in TIMES-Modellen zu verbessern.

5.1 Taxonomie zur Modellierung von Wasserstoff in Modellen

Für die Verbesserung von Modellierungsmethoden der Wasserstoffwertschöpfungsketten wurde eine Taxonomie der Modellarchetypen von Wasserstoff entwickelt. Dabei wurde der Schwerpunkt auf die Klassifizierung und Kategorisierung bestehender Energiemodelle gelegt.

Berücksichtigung von Wasserstoff in verschiedenen Energiesystemmodellen

Energiemodelle sind Berechnungswerkzeuge zur Ermittlung eines Technologiemies, mit dem der voraussichtliche Energiebedarf unter Berücksichtigung der zu erwartenden Randbedingungen, einschließlich Kosten, Umweltauswirkungen und Belastbarkeit, gedeckt werden kann. Mit dem Wandel der Energiesysteme entstehen neue Energiemodelle, die diesen Änderungen gerecht werden. Zu den Unterscheidungsmerkmalen zwischen den Modellen gehören

- a) der Teil des Energiesystems, der abgedeckt wird,
- b) die geografischen Grenzen und
- c) die räumliche und zeitliche Auflösung.

Angesichts der wachsenden Bedeutung von Wasserstoff in Energiesystemen müssen aktuelle und zukünftige Energiemodelle diesen einbeziehen und dabei auch berücksichtigen, wie sich Wasserstoff (z. B. bezüglich Flexibilität) von anderen Energiequellen unterscheidet. Dementsprechend war die Aufgabe, den Umfang der bestehenden Modelle festzustellen, herauszufinden welches Modell für welche Fragen am besten geeignet ist und Lücken und Synergien zu identifizieren.

Das Ergebnis dieser Arbeit wurde in den Renewable and Sustainable Energy Reviews (Blanco H, 2022) veröffentlicht. Die wesentlichen Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

5.1.1 Allgemeine Taxonomie für Energiesystemmodelle

Auf Basis der Auswertung der Literatur zum Review von Modellen wurden Energiemodellkategorien identifiziert, in Klassen gruppiert und dann für die vorliegende Bewertung in sechs Gruppen beziehungsweise Hauptkategorien zusammengefasst.

Tabelle 2: Allgemeine Taxonomie - Hauptkategorien beziehungsweise Klassen von Energiemodellen; Quelle: Adaptiert aus (Blanco H, 2022)

Hauptkategorien	Kategorien beziehungsweise Klassen
Komplexität	Marktdarstellung, Unsicherheit, Irrationalität
Räumlich-zeitliche Merkmale	Zeithorizont, räumliche Abdeckung, zeitliche Auflösung, räumliche Auflösung
Struktur und Topologie	Eingabedaten, Beschränkungen, sektorale Abdeckung, Nachfragetechnologie, Umwandlungstechnologien, Wärmekraftwerke, erneuerbare Technologie
Nutzung und Zugänglichkeit	Transparenz, Lizenzierung, Einschulung
Lösungsmethoden	Methodik, analytischer Ansatz, mathematischer Ansatz, Programmiersprache
Zweck der Modelle	Politische Maßnahmen, Marktprognose, Backcasting, Vorschau

Anhand dieser sechs Hauptkategorien können die wesentlichen Merkmale von jeglichen Energiesystemmodellen charakterisiert werden:

- **Komplexität:** Faktoren, mit denen in Modellen die in der Realität wirkenden Effekte, wie die Irrationalität von Akteuren, allgemeine Unsicherheiten oder die Wirkungsweise von Märkten abgebildet werden
- **Räumlich-zeitliche Merkmale:** die Abdeckung des geographischen Raums und des Zeithorizonts durch das Modell, und die zeitliche und räumliche Auflösung (das heißt weitere Unterteilung) der Betrachtung
- **Struktur beziehungsweise Topologie:** die Abdeckung der im Modell abgebildeten Umwandlungspfade der Wasserstoffwertschöpfungskette, wie z. B. erneuerbare Stromerzeugung und thermische Kraftwerke, Wasserstoff-Umwandlung oder Endverbrauchstechnologien, aber auch die berücksichtigten Sektoren des Energiesystems, Eingangsdaten und Beschränkungen.
- **Zweck des Modells:** das Anwendungsgebiet, für die das Modell entwickelt wurde, wie die Analyse von Politikmaßnahmen oder das Verhalten des Marktes, Bewertung von Umweltauswirkungen, aber auch die Art der Szenarien, die mit dem Modell entwickelt werden können, wie Prognose, Backcasting (das heißt die Ermittlung eines Entwicklungspfades zu einem gewünschten Zielzustand) oder die Erkundung von möglichen Szenarioräumen
- **Lösungsmethode:** der gewählte Ansatz, um eine Lösung für ein untersuchtes Problem zu finden, wie der analytische oder der mathematische Ansatz, die Methodologie oder die verwendete Programmiersprache
- **Anwendung und Zugänglichkeit:** die Möglichkeit, den Code einzusehen und anzupassen, ein verfügbares Training nutzen zu können, sowie die Lizenzierung des Modells und der damit entwickelten Szenarien

5.1.2 Taxonomie für Wasserstoff-Modelle

Nach der Klassifizierung allgemeiner Energiemodelle wurden neun Systemmerkmale identifiziert, die für eine solide Berücksichtigung von Wasserstoff in Energiemodellen erforderlich sind (Tabelle 3), und es wurde weiters festgestellt, dass die allgemeine Taxonomie (Tabelle 2) an die Besonderheiten von Wasserstoff angepasst werden muss.

Tabelle 3: Neun Systemmerkmale für die Berücksichtigung von Wasserstoff in Energiemodellen;
Quelle: Adaptiert aus (Blanco H, 2022)

Systemmerkmal	Beschreibung
Systemweiter Anwendungsbereich	Wasserstoffenergie umfasst mehrere Quellen, Anwendungen, Sektoren und abgeleitete Produkte. Daher müssen bei der Modellierung alle Erzeugungs-, Übertragungs-, Umwandlungs- und Anwendungspfade berücksichtigt werden.
Dienstleistungen für Stromnetze	Elektrolyseure können ihre Last an die Erzeugung erneuerbaren Stroms anpassen und Hilfsdienste zur Frequenzregelung bereitstellen. Eine robuste Modellierung muss diese Möglichkeiten berücksichtigen.
Hohe zeitliche Auflösung	Die Modellierung der Flexibilität von Elektrolyseuren erfordert eine angemessene zeitliche Auflösung. Beispielsweise ist eine grobe zeitliche Auflösung nicht geeignet, um das Potenzial für die Integration von Elektrolyseuren und Erzeugung von variablem erneuerbaren Stroms zu erfassen.
Ökobilanz	Bei der Verbrennung von Wasserstoff oder bei der Reaktion in Brennstoffzellen wird kein CO ₂ freigesetzt. Bei der Herstellung, dem Transport und der Umwandlung entstehen jedoch CO _{2eq} -Emissionen.
Systemische Treiber	Systemische Faktoren, wie z.B. das Bestreben, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und Kohlenstoffsteuern, treiben die Nutzung von Wasserstoff voran.
Hohe räumliche Auflösung	Standorte, an denen Wasser für die EE-Erzeugung zur Verfügung steht, erfordern eine ausreichende räumliche Auflösung, um räumliche Einschränkungen zu erfassen.
Verbraucherverhalten	Viele Modelle basieren auf Kostenoptimierung, einige Wasserstoffanwendungen basieren allerdings auf einem breiteren Spektrum von Verbraucherverhalten.

Systemmerkmal	Beschreibung
Unsicherheit der Entwicklung	Niemand kann die Zukunft mit Sicherheit vorhersagen. Allerdings sind Modelleigenschaften, wie z. B. die Bewertung der Sensitivität von Parametern, für die Wasserstoffmodellierung ebenso wichtig wie für die Netto-Nullenergieerzeugung.
Klimavariabilität	Wetter und Klima beeinflussen die EE-Produktion und damit die Anforderungen an die Wasserstoffspeicherkapazität.

Die in Tabelle 3 genannten Systemmerkmale verdeutlichen die Notwendigkeit, die allgemeine Taxonomie (Tabelle 2) an die Besonderheiten von Wasserstoff anzupassen. Dazu wurden vier der Hauptkategorien aus der allgemeinen Taxonomie, nämlich Methodik, Komplexität, Topologie und räumlich-zeitliche Darstellung mit den neun Systemmerkmalen aus Tabelle 3 in eine Taxonomie für Wasserstoff erweitert. Diese vier Hauptkategorien bilden die oberste Hierarchieebene der Taxonomie und werden im Folgenden beschrieben:

1. **Methodik:** Die Rolle von Wasserstoff hängt von der gewählten Methodik ab, wie z. B. Optimierung oder Simulation, makro- oder mikroökonomische Modellierung, System Dynamics, oder die gleichzeitige Betrachtung verschiedener Bewertungskriterien.
2. **Komplexität:** Wasserstoff-Technologien sind meist in einem frühen Stadium, in dem Innovation beziehungsweise Kipppunkte, klare Signale aus der Politik und die Bildung von Märkten eine kritische Rolle spielen. Diese komplexen Aspekte werden von den meisten Modellen nicht abgedeckt. Ebenso können Verhaltensweisen Wasserstoff bevorzugen, sind aber ebenfalls oft in vielen Modellen nicht berücksichtigt.
3. **Modelltopologie:** Das vollständige Potential von Wasserstoff kann nur ermittelt werden, wenn alle Umwandlungspfade und aus Wasserstoff abgeleitete Energieträger berücksichtigt werden und alle Endverbräuche für diese und für Wasserstoff inkludiert sind. Verschiedenste Rohstoffe beziehungsweise Ausgangsstoffe und der Handel sind ebenfalls relevant.
4. **Räumlich-zeitliche Auflösung:** Modelle benötigen eine zumindest stündliche Auflösung zur Berücksichtigung der Flexibilität von Elektrolyseuren. Die Auswahl von erforderlicher Infrastruktur und die Berücksichtigung spezifischer Potentiale erneuerbarer Energieträger erfordern eine hohe räumliche Auflösung.

5.1.3 Modellarchetypen für Wasserstoff-Modelle

Auf der Grundlage der neuen Taxonomie wurden neun Archetypen, das sind generische Typen von Modellen, (Tabelle 3) identifiziert und die Beziehungen zwischen ihnen (Abbildung 1) und ihre Eigenschaften (Tabelle 3) untersucht. Generell unterscheiden sich diese Archetypen hinsichtlich der Aspekte und Sektoren, die mit diesen Modellen beschrieben werden.

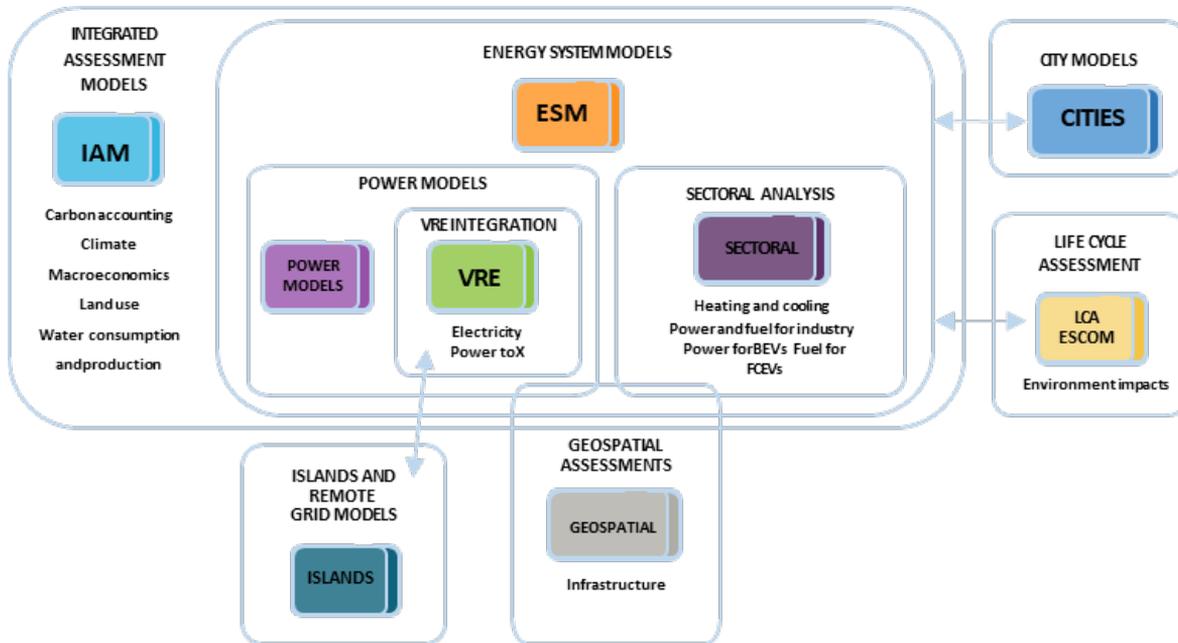


Abbildung 1: Grenzen, Überschneidungen und Verbindungen zwischen den Archetypen; in Anlehnung an (Blanco H, 2022)

Im Folgenden werden diese neun Modellarchetypen für Wasserstoffmodelle und ihre Anwendungen kurz beschrieben und ihre Stärken und Schwächen aufgezählt.

Energiesystemmodelle (Energy System Models, ESM) ermöglichen die Untersuchung der potenziellen Entwicklung von Energiesystemen in den kommenden Jahrzehnten (Dodds PE, 2015). ESM ermöglichen es wirtschaftlich effiziente Dekarbonisierungspfade zu verstehen, indem sie die THG-Emissionen aus allen Quellen erfassen und die zukünftigen THG-Gesamtemissionen begrenzen. Nur sehr wenige ESM haben eine ausreichende räumliche Auflösung, um die niedrigeren Anfangskosten für die Entwicklung von Wasserstofftälern oder Industrieclustern angemessen zu modellieren. Insbesondere für Elektrizität benötigen Regionen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energiequellen eine hohe zeitliche Auflösung, um die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Integration von Elektrizität und Brennstoffen zu erfassen. Diese Auflösung ist wesentlich höher (kürzeres Zeitintervall) als die, die in der Vergangenheit in den ESM verwendet wurde.

Stärken

- Den Gesamtenergieverbrauch betrachtend
- Detaillierte Darstellung aller Wasserstoffpfade und Abwägungen mit alternativen Verkehrsträgern
- Restriktionen können hinzugefügt werden, um Aspekte abzudecken, die nicht im Modell enthalten sind.
- Anpassbar in Maßstab und Umfang
- Möglichkeit zur Bewertung des Potenzials von Power-to-X-Pfaden

Schwächen

- Begrenzte räumliche und zeitliche Auflösung
- Einschränkungen bei der Integration von EE und der Darstellung von Speichern
- Keine Abbildung des Marktes
- Umweltaspekte über CO_{2eq}-Emissionen hinaus werden in der Regel nicht berücksichtigt
- Wasserstoff wird meist nur als Energieträger definiert.
- ESM berücksichtigen nicht das Verbraucherverhalten.

Integrierte Bewertungsmodelle (Integrated Assessment Models, IAM) werden in großem Umfang eingesetzt, um die Möglichkeiten und Folgen der Reduzierung von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zu verstehen, und haben in allen fünf IPCC-Berichten eine wichtige Rolle gespielt. Sie sind wertvoll, weil sie die Entwicklung der interagierenden Systeme Mensch-Erde (z. B. Energie, Wirtschaft, Klima und Landnutzung) darstellen (Keppo I, 2021).

Die meisten IAMs und ESMs befassen sich nur mit Brennstoffzellenfahrzeugen (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs) und lassen viele andere wertvolle Anwendungen außer Acht. Wasserstoffderivate wie Ammoniak und synthetische Flugtreibstoffe (SAF) spielen eine Rolle in der Zukunft, werden aber in der Regel nicht berücksichtigt. ESMs modellieren große Gebiete und lange Zeiträume, so dass sie eine geringe räumliche und zeitliche Auflösung haben müssen, um handhabbar zu bleiben. Solche Auflösungen sind unvereinbar mit der Notwendigkeit, die Variabilität der Transportintervalle bei der netzgekoppelten Erzeugung von grünem Wasserstoff zu berücksichtigen.

Stärken

- Zusammenhang mit Klima und globaler Erwärmung gegeben
- Erfassung der Landnutzung und der gesamten CO_{2eq}-Emissionen
- Berücksichtigung der Makroökonomie
- Berücksichtigung des gesamten Energieverbrauchs

Schwächen

- Die Umwandlung von Wasserstoff in Folgeprodukte ist in der Regel ausgeschlossen.
- Einige Wasserstoffpfade werden ausgeschlossen.
- IAMs haben eine begrenzte zeitliche und räumliche Auflösung.
- Bei einigen Modellen können technologische Details fehlen.

Stromsystemmodelle (Power Models) optimieren die Erzeugungskapazität bei gleichzeitiger Erfüllung der Emissionsreduktionsziele und unter Berücksichtigung einer steigenden Stromnachfrage (Griffith, 2021), (IEA, 2021). Wie bei IAMs und ESMs ist eine hohe räumliche und zeitliche Auflösung erforderlich, um die Auswirkungen langfristiger Wetterschwankungen auf die EE- und Wasserstoffproduktion zu erfassen. Diese Auflösungen sind jedoch unvereinbar mit der Notwendigkeit, die Variabilität der Einsatzintervalle von Erzeugungstechnologien zu erfassen. Vereinfachte Ansätze sind die Verwendung von Zeitscheiben (Wang C, 2018), rollierenden Zeithorizonten (Zapata J, 2019), (AEMO, 2021) oder ein Green-Field-Ansatz (Sepulveda NA, 2021), (Brown T, 2018), (Gils HC, 2017), (Stöckl F, 2021), (MNI, 2021), (Tröndle T, 2020).

Stärken

- Flexibilität, Einbeziehung von Integrationsmodellen für variable erneuerbare Energien (Integration Model for Variable Renewable Energy, VRE) und Netzausbau
- Kann technische Einschränkungen für den Betrieb thermischer Generatoren haben
- Kann einzelne Einheiten statt aggregierte Einheiten behandeln
- Kann Day-Ahead-, Reserve- und Ausgleichsmärkte abbilden
- Kann echte Dispatch-Zeitreihen (z. B. 5 Minuten) darstellen (das heißt hohe zeitliche Auflösung)
- Ermöglicht das Verstehen von Reduktionen und Wasserstoffspeichern

Schwächen

- Beschränkt auf den Stromsektor; andere Sektoren haben bestenfalls festen Bedarf – keine Umwandlung von Strom in Energieträger X, (Power-2-X, PTX)-Wege.
- Stündliche Auflösung begrenzt geografische Reichweite oder Auflösung
- Keine Umweltaspekte
- Rolle des Wasserstoffs beschränkt sich auf die Schnittstelle zum Elektrolyseur.

Integrationsmodelle für variable erneuerbare Energien (Integration Model for Variable Renewable Energy, VRE) sind eine Untergruppe der Stromsystemmodelle. Diese Modelle konzentrieren sich auf die Schnittstellen zwischen der grünen Elektrolyse und den Stromnetzen. Beispiele für ihre Anwendung sind die Bewertung der Auswirkungen von erneuerbarer Energie (EE) auf Strompreisschwankungen (Jørgensen C, 2008), (Saur G, 2021) und netzunabhängige Anwendungen (Papadopoulos V, 2018), (Utomo O, 2021). In (Eichman J, 2020) heißt es beispielsweise: "Die Integration von Photovoltaik (PV) und Elektrolyse zeigt eine für beide Seiten vorteilhafte Beziehung, sowohl in betrieblicher als auch in wirtschaftlicher Hinsicht. Mit Ausnahme des Inselfsystems sinken die Wirtschaftlichkeitskosten für die Wasserstoffproduktion durch die Integration von PV und Elektrolyse zwischen 20 % (NEM) und 70 % (Großhandel)". Die Wechselwirkung (Integration) ist hier PV-Strom und Wasserstoffproduktion. Inwieweit diese Ergebnisse allgemein gültig sind, ist unklar.

Stärken

- Kann die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit beurteilen
- Kann Geschäftsmodelle für die Wasserstoffproduktion auf der Basis von VRE entwickeln
- Ermöglicht das Verständnis von Stromabschaltung und Wasserstoffspeicherung
- Hohe zeitliche Auflösung

Schwächen

- Konzentration auf Elektrolyseure zur Erhöhung des Anteils der Windenergie
- Andere Sektoren werden ausgeklammert.
- Mangelnde Berücksichtigung von Umwelt-, Markt- und Politikaspekten
- In der Regel zeitlich statisch

Energiemodelle für Städte (Models Focused on Cities): Die Mehrheit der Weltbevölkerung lebt in Städten. Daher ist die Rolle der lokalen Regierungen entscheidend für die Umsetzung kritischer Aspekte der nationalen Wasserstoffziele, die spezifisch für den Maßstab und die Rahmenbedingungen der jeweiligen Stadt angepasst werden müssen. Derzeit werden diese Energiesystemmodelle, die Wasserstoff berücksichtigen, zwar auf lokaler Ebene selten eingesetzt., Sie werden in Zukunft aber verstärkt an Bedeutung gewinnen. (Uyar TS, 2020), (Nam H, 2021), (Gerboni R, 2016)

Stärken

- Unterstützt reale Bedingungen in Gebieten mit hoher Verbrauchernachfrage nach Wasserstoff
- Bereichert die integrierte Stadtplanung

Schwächen

- Wenige Präzedenzfälle für die Modellierung
- Konzentration auf den Verkehrssektor
- Keine Präzedenzfälle für Wasserstoff

Inselsysteme und netzunabhängige Systeme (Islands and remote off-grid) befinden sich auf abgelegenen Inseln ohne Zugang zu größeren Stromnetzen oder auch an Stellen auf dem Land, wohin die Übertragung von Strom nicht wirtschaftlich ist, weil das Netz weit entfernt ist. Erneuerbare Energien ersetzen zunehmend den Transport von fossilem Diesel und Gas. Der Umfang der Modelle dieses Archetyps umfasst entweder Strom und Brennstoff oder nur Strom. Mit einer geringen Menge an schwimmender Offshore-Windenergie wäre es zum Beispiel möglich, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien in Kraftstoff umzuwandeln, um diese Systeme lokal vollständig mit erneuerbarer Energie zu versorgen.

In Anbetracht der Variabilität von erneuerbarer Energie (EE) in entlegenen Gebieten ist die Versorgungssicherheit oft entscheidend. Hybride Energiesysteme, die mehr als eine Energiequelle umfassen, sind wichtig für die Optimierung der Systemkosten (Ringkjøb H-K, 2020), (Ulleberg Ø, 2010) genauso wie die Nutzung der Komplementarität verschiedener Ressourcen. Ein weiteres Erfordernis, welches sich zu einem immer wiederkehrenden Thema entwickelt, ist eine angemessene zeitliche Auflösung.

Stärken

- Kann die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit bewerten
- Ermöglicht eine Reihe von Optimierungszielen
- Ermöglicht Flexibilität, um besser mit Stromüberschüssen und -defiziten umgehen zu können.
- Bietet eine Reihe von Perspektiven für 100 % erneuerbare Energie (EE) auf Inseln

Schwächen

- Erfordert eine genaue Abschätzung der meteorologischen Daten und des Lastbedarfs
- Risiko der Überdimensionierung der Speicher
- Risiko der Einschränkung von EE

Sektorale Anwendungen (Sectoral Analysis Models) konzentrieren sich auf einzelne Sektoren des Energiesystems, wie Elektrizität, Kraftstoffe, Verkehr im Allgemeinen (Yeh S, 2017), Personenkraftwagen (Stephens T, 2017) und Wärme (Scamman D, 2020) im Besonderen. Diese Modelle bieten potenziell eine gezieltere Darstellung von Technologien, Akteuren und Systementwicklungen als andere Archetypen.

Durch die Konzentration auf einen einzelnen Sektor wird die Preisdynamik mehrerer Energieträger nicht erfasst. Dieser Mangel hat in jüngster Zeit zu einer verstärkten Entwicklung von sektoralen Kopplungsmodellen geführt (Ramsebner J, 2021), die sich zu einem Mainstream-Ansatz entwickelt haben. Die zentrale Herausforderung für sektorale Modelle ist die gleiche wie für ESM und andere Modelle: der Übergang zu einer hohen zeitlichen Auflösung bei gleichzeitig akzeptablen Kosten.

Stärken

- Ermöglicht eine detaillierte Darstellung von Technologien für spezifische Sektoren
- Ermöglicht die Verwendung eines breiten Spektrums von Business Cases
- Ermöglicht die Verwendung eines breiteren Spektrums von Kriterien zur Bestimmung der Wasserstoffnutzung

Schwächen

- Vernachlässigung der Wechselwirkungen mit dem übrigen Energiesystem
- Unvollständige Berücksichtigung der Auswirkungen auf Klima und Wirtschaft
- Erfasst nicht vollständig den Nutzen von Multi-Supplier-Technologien und Dienstleistungen

Georäumliche Modelle und Netzwerkmodelle (Geo-spatial analysis and Networks) bewerten Wasserstoffversorgungsketten (Almansoori A, 2009). Beispiele sind das UK Hydrogen Infrastructure Planning Model (SHIPMod) (Agnolucci P, 2013) und VRM (Quarton CJ S. S., 2020a), (Samsatli S, 2019), (Quarton CJ S. S., 2021). Lieferkettenmodelle, die verschiedene Komponentenskalen abdecken, verwenden gemischt-ganzzahlige Mathematik.

Idealerweise sollten räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Versorgungskettenmodelle die Wechselwirkungen mit anderen Sektoren (z. B. durch Power-to-Gas) berücksichtigen. Modelle mit geringer Auflösung lösen diese Wechselwirkungen nicht vollständig auf. Einige Modelle (z. B. (Samsatli S, 2019)) stellen selektiv Alternativen zu Wasserstoff dar. Die Modellierung kleiner Regionen mit hohem Nachfragepotenzial ("Täler" (Weichenhain U, 2021)) gewinnt an Dynamik, aber die Entwicklung von Modellen für große Gebiete über lange Zeiträume steht noch aus.

Stärken

- Hohe räumliche Auflösung innerhalb einzelner Standorte und Infrastrukturen
- Ermöglicht die Optimierung der Infrastruktur im Zeitverlauf bei steigender Nachfrage
- Liefert detaillierte Produktions- und Transportszenarien
- Verknüpfung mit Bevölkerungsdichten zur Ermittlung optimaler Produktionsstandorte und Distributionszentren

Schwächen

- Der Wasserstoffbedarf ist definiert.
- Umwelt-, Politik- und Marktaspekte werden in der Regel nicht berücksichtigt.
- Unterauslastung der Anlagen
- EE-Integration und Stromflexibilität meist ausgeschlossen
- Meist auf eine Region oder ein Land beschränkt

Die **Integration von Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessment, LCA) und Optimierungsmodellen für Energiesysteme (Energy System Optimisation Model, ESOMs)** erweitert ESOMs um Nachhaltigkeitsbewertungen während des Lebenszyklus von Systemen.

Es gibt zwei Integrationsansätze:

1. Die Verwendung von ESOM-Ergebnissen als Input für LCA-Studien (Cox B, 2020)
2. Die Integration von Lebenszyklus-Nachhaltigkeitsindikatoren in ESOMs (García-Gusano D, 2016), (Navas-Anguita Z G.-G. D., 2020a), (Navas-Anguita Z G.-G. D., 2020b), (Navas-Anguita Z G.-G. D., 2021)

Im Rahmen von Ökobilanzstudien (Cox B, 2020), (Valente A, 2020) können Vorder- und Hintergrundinventare für den Lebenszyklus erstellt werden, um die im Modell implementierten Indikatoren zu verbessern. Gegenwärtige Ökobilanzen sind auf einen nationalen Rahmen und den Straßenverkehr beschränkt (Navas-Anguita Z G.-G. D., 2021). Eine Ausweitung auf andere Bereiche und mehrere Sektoren, einschließlich Wasserstoff, erfordert Vorsicht, um Doppelzählungen zu vermeiden (García-Gusano D, 2016).

Stärken

- Liefert Wissen über Umweltauswirkungen
- Verbessert die Erzählung von Szenarien, wenn es um Nachhaltigkeit im Allgemeinen geht

Schwächen

- Schwierige Harmonisierung von Entitäten in unterschiedlichen Modellierungsansätzen
- Widersprüchliche Systemgrenzen
- Risiko der Doppelzählung (z. B. CO_{2eq} Emissionen)

5.1.4 Andere Herausforderungen

Im Zuge der Arbeit an der Taxonomie wurden weitere Herausforderungen identifiziert, die für verschiedene Archetypen gelten.

Aufgrund der geringen technologischen Reife einiger Technologien der Wasserstoffnutzungskette gibt es mitunter große **Unsicherheiten hinsichtlich der Innovationsprozesse**. Das betrifft vordergründig die Erreichung von technischen und ökonomischen Parametern und die dazu erforderliche Zeit.

Unsicherheiten können zum Beispiel auftreten bei

- der Wasserstoffproduktion vor Ort auf kommunaler, kommerzieller und industrieller Ebene,
- Verfahren und Liefermethoden für den Import und Export von Wasserstoff,
- mit Wasserstoff betriebenen Schiffen, Flugzeugen, Zügen und schweren Fahrzeugen, weiters
- bei der Gewinnung von hochreinem Wasserstoff aus geologischen Lagerstätten in stillgelegten Öl- und Gasfeldern,
- beim Recycling und der Entsorgung von Komponenten der Wasserstofftechnik und
- bei Brennstoffzellen, Elektrolyseuren und Batterien.

Darüber hinaus können **aufkommende Technologien** die Darstellung von Wasserstoff in Modellen erweitern:

- Sowohl der Verkehr als auch stationäre Anwendungen könnten von der Feststoffspeicherung profitieren.
- Alle Modelle müssen möglicherweise die Wasserstofferzeugung durch neue Technologien berücksichtigen, einschließlich der katalytischen Hydrierung aus erneuerbaren Quellen und der Photokatalyse.
- Stromversorgungsmodelle müssen die Vorteile von Elektrolyseuren bei der Bereitstellung von Netzdienstleistungen und die mit der EE-Erzeugung verbundene Dynamik der Strompreise mit Intervallauflösung berücksichtigen.
- Viele Modelle werden zunehmend auch KWK-Anwendungen von Wasserstoff berücksichtigen müssen.

Und nicht zuletzt gibt es Unsicherheiten in den zukünftigen **kommerziellen Modellen**:

- Renditen im kommerziellen und industriellen Sektor für Investitionen in Wasserstofftechnologien und wie sich diese mit der Reifung der Technologie ändern können
- Die Verbreitung von Wasserstofftankstellen bleibt in vielen Teilen der Welt eine große Unsicherheit
- Um faire Vergleiche zwischen den Szenarien zu ermöglichen, müssen die Modelle externe Effekte wie Kosten für Gesundheit und Umweltverschmutzung auf lokaler, regionaler und globaler Ebene berücksichtigen.
- Bei der Entwicklung von Ressourcen, die zertifizierten grünen Wasserstoff exportieren, wird der an den Bestimmungsorten zu zahlende Wert zwar weniger ungewiss, bleibt aber im Vergleich zu konventionellen Ressourcen weiterhin unsicher.

5.1.5 Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Erarbeitung der Taxonomie wurden die Stärken, Schwächen und Grenzen jedes Archetyps dokumentiert und die Beziehungen zwischen den Archetypen untersucht.

- Kein einzelnes Modell kann alle relevanten Aspekte abbilden. Die Verschränkung zwischen verschiedenen Modellen ist für eine ganzheitliche Antwort notwendig.
- Wasserstoff ist ein vielseitiger Energieträger, dessen Abbildung in Modellen verschiedene spezielle Aspekte erfordert. Dazu gehören unter anderem eine systemweite Betrachtung, Flexibilität im Stromsektor, eine hohe zeitliche Auflösung sowie die Berücksichtigung des Konsumentenverhaltens.
- Einige der Systemmerkmale (wie z. B. die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff) sind in allen Modellarchetypen gut abgebildet, während andere (wie z. B. Umweltauswirkungen) nur bei wenigen Archetypen abgedeckt werden.
- Die hier erarbeitete Charakterisierung ermöglicht es, die Beziehungen zwischen den verschiedenen Archetypen darzustellen und damit auch zu erkennen, welche Modelltypen einander ergänzen.
- Die Analyse zeigt, dass die Abdeckung von relevanten Aspekten lückenhaft ist. So sind Umweltauswirkungen, Innovationszyklen, Marktdesign und Maßnahmen zur Förderung des Einsatzes in geringerem Ausmaß abgedeckt.
- In einigen Modellarchetypen ist die Abbildung von Wasserstofftechnologien relativ neu (wie z. B. in IAMs), und ein konsistentes und validiertes Set an Daten zur modellübergreifenden Verwendung fehlt.
- Viele energieverbrauchende Dienstleistungen können von der Integration von Wasserstoff profitieren, und kein einzelner Modellarchetyp kann alle komplexen Wechselwirkungen von Wasserstoff und die Aussichten auf einen Beitrag zur Dekarbonisierung erfassen.

5.2 Modellierung von Wasserstoffwertschöpfungsketten

Die Ergebnisse und Aussagen von Szenarien, mit denen eine mögliche künftige Rolle von Wasserstoff in einem Energiesystem untersucht wird, sind nicht zuletzt davon abhängig, wie und mit welchen Daten Wasserstoff in den zur Szenarienentwicklung verwendeten Modellen abgebildet wird. Diese Aspekte wurden durch den Vergleich verschiedener TIMES-Energiesystemmodelle der IEA ETSAP Community adressiert. Die Modellergebnisse wurden verglichen und die Ergebnisse in einem gemeinsamen Workshop mit dem IEA Hydrogen TCP diskutiert. Schließlich wurden Best-Practice-Richtlinien für die Abbildung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen entwickelt.

Mittlerweile wurde eine Vielzahl von Energiesystemmodellen entwickelt, um die potenzielle Rolle von Wasserstoff-Energiesystemen zu untersuchen (Energy Exemplar, 2023). Da Energiesystemmodelle darauf ausgelegt sind, die angebotsseitige Dekarbonisierung ganzer Volkswirtschaften für eine Reihe von Energieträgern zu untersuchen, sind in vielen dieser Modelle seit langem zumindest einige Wasserstofftechnologien vertreten. Studien haben jedoch eine große Bandbreite widersprüchlicher Projektionen der zukünftigen Wasserstoffnutzung aus Studien mit Energiesystemmodellen ergeben (Quarton CJ T. O., 2020b), (Hanley ES, 2018).

Die Gründe für diese Abweichungen sind unklar. Die umfassende Darstellung der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in einem Energiesystemmodell ist komplex (Abbildung 2), und es wird angenommen, dass Umfang und Detaillierungsgrad zwischen den Modellen stark variieren, sowohl für die Erzeugungstechnologien als auch insbesondere für die Versorgungs- und Endnutzungstechnologien.

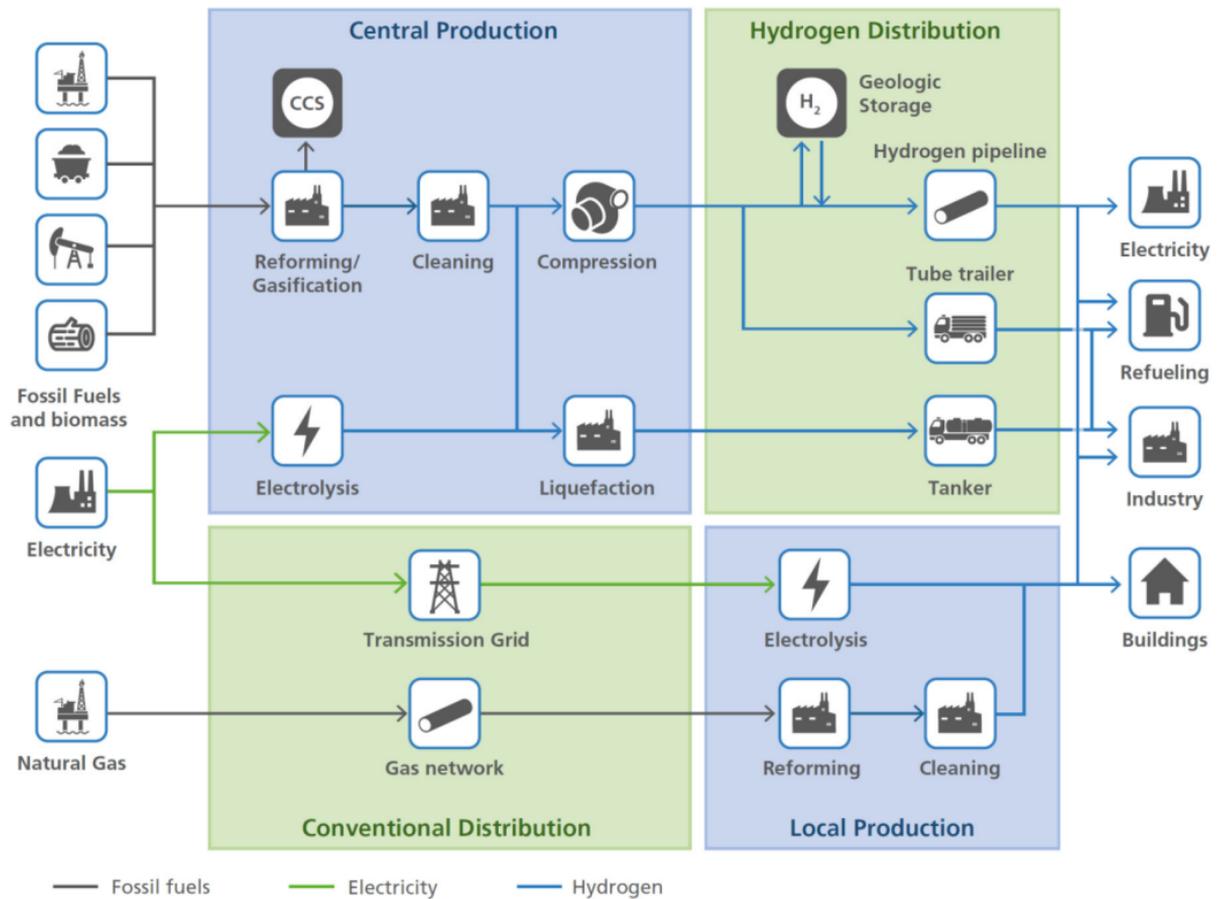


Abbildung 2: Schematische Darstellung eines Wasserstoff-Referenz-Energiesystems. Aus (Staffell I, 2019).

Einige der eher technischen Herausforderungen, wie die Anforderungen an den Wasserstoffdruck und die Reinheit einiger Technologien, werden nur von wenigen Modellen berücksichtigt. Es gab auch Bedenken, dass die Kosten- und Leistungsannahmen der Technologien in einigen Modellen nicht angemessen sein könnten.

5.2.1 Vergleich von ETSAP-Modellen

Zur Analyse der Auswirkungen der Darstellung von Wasserstoffwertschöpfungsketten wurden acht nationale, ein europäisches und ein globales Modell hinsichtlich struktureller Aspekte und verwendeter Eingangsdaten verglichen (Tabelle 4).

Tabelle 4: Übersicht der in den Vergleich einbezogenen Modelle; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Modell (regionale Abdeckung)	Ansprechperson, Institution
ETSAP TIAM (Global)	Daniel Scamman, UCL
TIMES PanEU (EU)	Markus Blesl, IER
EnOp-TIMES (Belgien)	Jan Duerinck, VITO. EnOp
TIMES_VTT (Finnland)	Antti Lehttila, VTT
Irish TIMES (Irland)	Shivika Mittal, UCC
JMRT Japan (Japan)	Hiroshi Hamasaki, Deloitte
TIMES-Norwegen (Norwegen)	Eva Rosenberg, IFE
TIMES-PT (Portugal)	Patrícia Fortes, Universidade Nova de Lisboa
STEM- Swiss (Schweiz)	Kannan Ramachandran, PSI
UK TIMES (Vereinigtes Königreich)	Paul Dodds, UCL

Der Vergleich bezieht sich auf die gesamte Wasserstoffversorgungskette, die in Abbildung 2 zusammengefasst ist. In diesem Abschnitt wird sie in Endanwendungen, Bereitstellung und Produktion unterteilt.

Überblick über Wasserstoffanwendungen

Die Endanwendungen bestimmen den Einsatz von Wasserstoff und werden daher zuerst betrachtet. In Tabelle 5 werden die in den Modellen berücksichtigten Endanwendungen von Wasserstoff im Energiesystem betrachtet (die Datenlücken resultieren dabei aus unterschiedlich umfangreichen Erhebungen).

Bis vor kurzem wurde Wasserstoff in erster Linie als Kraftstoff für den Straßenverkehr betrachtet, und in den letzten Jahren wurde eine Reihe von Brennstoffzellenfahrzeugen auf den Markt gebracht. Dies spiegelt sich darin wider, dass alle neun Modelle, die den Verkehrssektor abbilden, Wasserstofftechnologien für den Straßenverkehr enthalten. Dagegen berücksichtigen nur drei Modelle Wasserstoff für den Schienenverkehr und jeweils nur eines für die Schifffahrt und die Luftfahrt.

Mindestens die Hälfte aller Modelle berücksichtigt Wasserstoffanwendungen für die Stromerzeugung, die industrielle Dekarbonisierung und die Gebäudeheizung. Es gibt jedoch nur wenige Modelle, die direkt reduziertes Eisen (DRI) für die Stahlerzeugung oder die Herstellung synthetischer flüssiger organischer Brennstoffe darstellen. Ein Modell stellt den Einsatz von Wasserstoff in der

Milchwirtschaft dar. Während also die meisten Modelle eine Kerngruppe von Wasserstoff-Endanwendungen darstellen, werden neue Technologien viel seltener berücksichtigt. Kein Modell enthält eine umfassende Darstellung aller Endtechnologien für den Verkehr oder das Energiesystem im weiteren Sinne.

Tabelle 5: Wasserstoffdarstellung in jedem Modell; angepasst aus: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Wasserstoffverwendung ...	ETSAP-TIAM	TIMES PanEU	JMRT Japan	TIMES_VTT	STEM-CH	TIMES-Norway	UK TIMES	Irish TIMES	TIMES-PT	EnOp-TIMES
im Verkehr	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein
im Schienenverkehr	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
in der Schifffahrt	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
in der Luftfahrt	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
für die Herstellung von synthetischen Düsen- und anderen synthetische Flüssigkraftstoffen	Nein	-	-	-	Ja	Nein	Nein	-	Ja	-
für nicht-energetische industrielle Rohstoffe	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja
als Industriekraftstoff für Energie	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
für Direct Reduction Iron (DRI)	Ja	-	-	-	Nein	Nein	Ja	-	Nein	-
in der Milchindustrie	Nein	-	-	-	Ja	Nein	Nein	-	Nein	-
für Gebäudewärme	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein
in der Elektrizitätserzeugung	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein

Die Tabelle 6 gibt einen Überblick über die in den einzelnen Modellen enthaltenen Optionen zur Wasserstoffherzeugung und -versorgung. Die meisten Modelle berücksichtigen sowohl die zentrale als auch die dezentrale Wasserstoffherzeugung sowie die für die Speicherung und Verteilung von Wasserstoff erforderliche Infrastruktur. Die Hälfte der Modelle stellen Transportpipelines und Straßentankwagen für flüssigen Wasserstoff dar. In nur zwei Modellen werden auch andere Lieferoptionen berücksichtigt. Die Kosten für die Verdichtung des Wasserstoffs auf den erforderlichen Druck werden dabei in fast 80 % der Modelle berücksichtigt, die Kosten für die Reinigung dagegen nur in einem Drittel.

Sechs der Modelle sehen die Einspeisung von Wasserstoff zu geringen Anteilen ins Erdgas vor, wobei die maximalen Einspeisungsraten zwischen 2 % und 15 % des Energiegehalts beziehungsweise zwischen 6 % bis 45 % des Volumens liegen. Nur drei Modelle berücksichtigen die Umrüstung bestehender Gasnetze für den Transport von Wasserstoff.

Tabelle 6: Wasserstofferzeugungs- und -versorgungssysteme in den einzelnen Modellen; angepasst aus: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Berücksichtigte Systeme	ETSAP-TIAM	TIMES PanEU	JMRT Japan	TIMES_VTT	STEM-CH	TIMES-Norway	UK TIMES	Irish TIMES	TIMES-PT	EnOp-TIMES
Produktionsanlagen	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	-
Dezentralisierte Produktion	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Lieferwege	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein
Lagerung	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
Verflüssigung	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Übertragungsleitung HP	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Verteilrohrleitung HP	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Verteilrohrleitung LP	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Tankwagen	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Gasfeldspeicherung	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Salzhöhlenspeicherung	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Einspeisung geringer Anteile Wasserstoff in das Erdgasnetz	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Umrüstung bestehender Gasnetze für die Versorgung mit Wasserstoff	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein

Die in den einzelnen Modellen berücksichtigten Wasserstofferzeugungstechnologien sind in Tabelle 7 aufgeführt. Alle Modelle berücksichtigen Elektrolyseure für die Wasserstofferzeugung aus Strom. Die meisten Modelle berücksichtigen auch die Dampf-Methan-Reformierung mit oder ohne Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS). Die Vergasung von Biomasse ist in sieben Modellen vertreten, aber nur vier Modelle berücksichtigen Biomasse mit CCS, obwohl dies eine potenzielle Schlüsseltechnologie für negative Emissionen in der Zukunft ist. Die Hälfte der Modelle berücksichtigt die Kohlevergasung, aber nur wenige Modelle berücksichtigen die Abfallvergasung, die noch nicht erprobt ist.

Tabelle 7: In den einzelnen Modellen berücksichtigte Technologien für Wasserstofferzeugungsanlagen; angepasst aus: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Technologien	ETSAP-TIAM	TIMES PanEU	JMRT Japan	TIMES_VTT	STEM-CH	TIMES-Norway	UK TIMES	Irish TIMES	TIMES-PT	EnOp-TIMES
Biomasse	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein
Biomasse CCS	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Kohle	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Kohle CCS	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Abfall	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Abfall CCS	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Gas SMR	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein
Gas SMR CCS	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Elektrolyse	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Vergleich von Kosten und Leistungsdaten von Wasserstofftechnologien in Modellen

Die angenommenen Kapitalkosten für die Wasserstofferzeugung sind für die zehn Modelle in Abbildung 3 nach Technologien dargestellt. Die Kostenspanne und die durchschnittlichen Kosten für jedes Modell sind für die Jahre 2020, 2030 und 2050 in realen Preisen des Jahres 2018 angegeben. Mit Ausnahme von Biomasse-CCS liegen die Kosten einiger Modelle für alle Technologien bei 500 €/kW oder darunter. Allerdings gibt es für jede Technologie große Kostenspannen. So liegen die Kosten für Biomassevergasung im Jahr 2020 zwischen 400 €/kW und 3.700 €/kW und für Kohle-CCS zwischen 600 €/kW und 3.000 €/kW. Selbst bei der weltweit verbreiteten Gas-SMR-Technologie macht der Unterschied zwischen den niedrigsten und den höchsten angenommenen Kapitalkosten einen Faktor drei aus. In mehreren Modellen wird von einem technologischen Lernprozess ausgegangen, der zu sinkenden Kosten führt. Am deutlichsten ist dies bei Biomasse-CCS zu sehen, wo die Kosten in den meisten Modellen sinken, und bei der Elektrolyse, bei der in den Modellen, die heute von höheren Kosten ausgehen, für die Zukunft ein Rückgang prognostiziert wird.

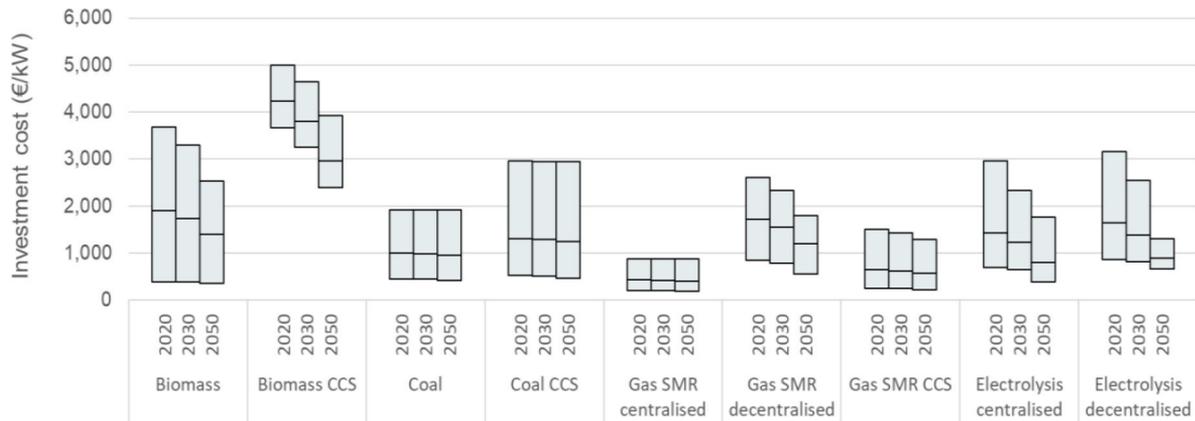


Abbildung 3: Vergleich der Investitionskostenannahmen für die Wasserstoffherzeugung nach Technologie; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Die Annahmen zu den Energieumwandlungswirkungsgraden der Erzeugungstechnologien in allen zehn Modellen (Tabelle 4) sind in Abbildung 4 dargestellt. Für die Jahre 2020, 2030 und 2050 sind die Effizienzbandbreite und der mittlere Umwandlungswirkungsgrad für jedes Modell zu realen Preisen des Jahres 2018 angegeben. Sie liegen für alle Technologien zwischen 5 % und 20 % und werden in Zukunft aufgrund technologischer Verbesserungen, insbesondere bei den Elektrolyseuren, leicht ansteigen.

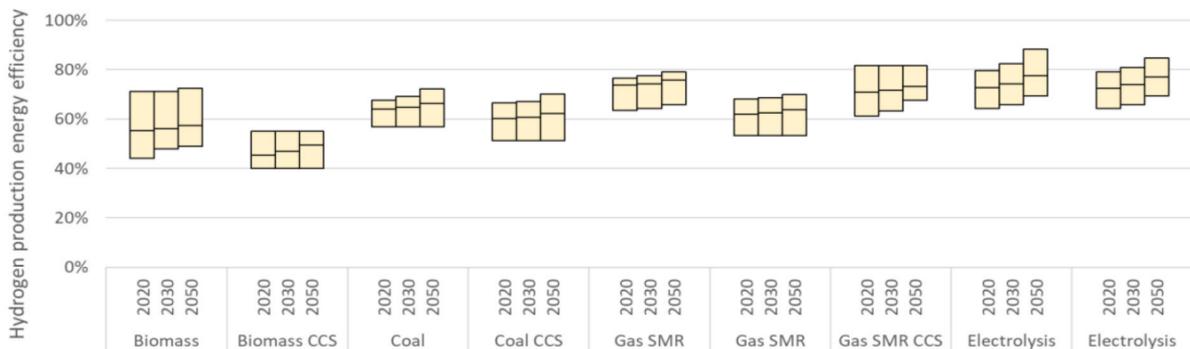


Abbildung 4: Vergleich der Annahmen für den Wirkungsgrad der Energieumwandlung von Wasserstoff nach Technologien; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Die Annahmen zu den Kapitalkosten der Versorgungstechnologien werden in Abbildung 4 verglichen. Für jedes der vier Szenarien für die Jahre 2020, 2030 und 2050 sind die Kostenspanne und die mittleren Kosten dargestellt. Der Vergleich ist aus zwei Gründen weniger aussagekräftig als bei den Erzeugungstechnologien. Erstens umfassen weniger Modelle diese Technologien (Tabelle 6), so dass in der folgenden Abbildung 5 nur Verflüssigung und Pipelines betrachtet werden. Zweitens hängen die Pipelinekosten von der geografischen Lage von Angebot und Nachfrage ab, und diese ist von Land zu Land unterschiedlich. So liegen die Kosten für Übertragungsleitungen zwischen 100 €/kW und 600 €/kW. Da sich die Verteilungsleitungen in städtischen Gebieten befinden, sind

sie weniger anfällig für geografische Bedingungen als die Übertragungsleitungen, aber die Kosten werden durch die städtische Bevölkerungsdichte beeinflusst.

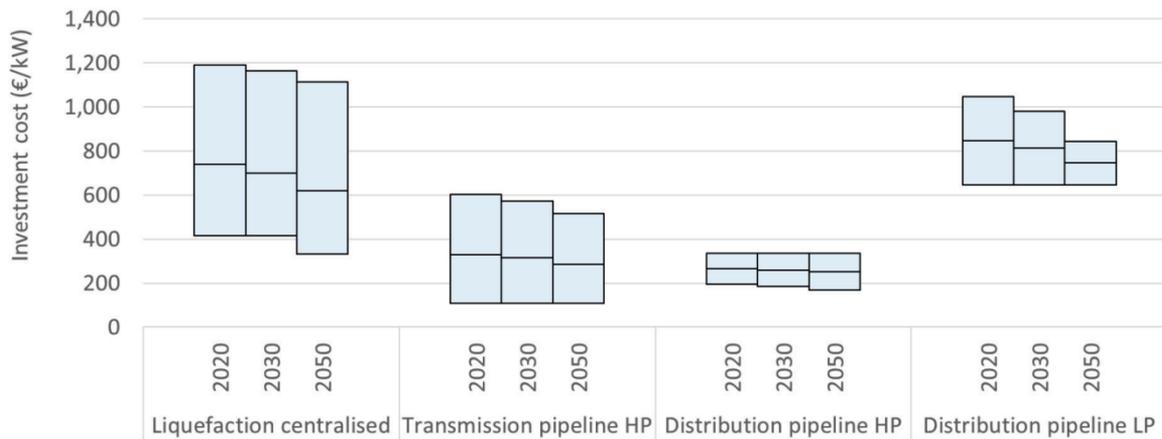


Abbildung 5: Vergleich der Annahmen für die Investitionskosten der Wasserstoffversorgungsinfrastruktur nach Technologie; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Die Bandbreite der Kosten ist sowohl bei Hochdruck- als auch bei Niederdruck-Pipelinenetzen geringer. Die Verflüssigung ist eine relativ ausgereifte Technologie und bietet ein hohes Potenzial für Kostensenkungen durch Skaleneffekte. Diese sind jedoch aus den Modelldaten nicht ersichtlich, da die Kosten in allen drei Zeiträumen sehr weit auseinanderliegen und für die Zukunft insgesamt nur geringe Kostensenkungen angenommen werden.

5.2.2 Analyse

Die meisten Modelle stellen einen Kernsatz von Wasserstoff-Endanwendungen, Versorgungs- und Produktionstechnologien dar. Der Detaillierungsgrad der Modelle ist jedoch sehr unterschiedlich, wobei die meisten neuen Technologien nur in wenigen Modellen berücksichtigt werden. Kein Modell bildet alle Technologien umfassend ab.

Eine besondere Herausforderung stellt die Modellierung der Wasserstoffversorgung dar. Zwei generelle Ansätze werden verwendet. Am häufigsten werden die Komponenten der Versorgungspfade (z. B. Kompression, Pipelines, Speicherung, Betankung) separat modelliert, was unterschiedliche Kapazitäten und Änderungen bei der Wahl der Versorgungssysteme im Laufe der Zeit ermöglicht. Dies ist für eine zentrale Wasserstoffproduktion von Vorteil, da Pipelines nur bei einer hohen Wasserstoffnachfrage wirtschaftlich werden, was wahrscheinlich erst in einer späteren Übergangsphase der Fall sein wird. Ein alternativer Ansatz, der z. B. im JRC-EU-TIMES-Modell verfolgt wird, ist die Definition von Verbundtechnologien, die alle Teile des Versorgungssystems umfassen (Sgobbi A, 2016). Die Vorteile dieses Ansatzes sind eine geringere Anzahl von Technologien, was insbesondere bei größeren Modellen von Vorteil ist, und dass die modellierten Versorgungssysteme intern

konsistente Kosten aufweisen. Die Nachteile sind, dass die Anzahl der modellierbaren Versorgungssysteme begrenzt ist, da für jedes eine eigene Technologie erforderlich ist, und dass es keine Flexibilität gibt, wenn sich Teile des Versorgungssystems im Laufe der Zeit weiterentwickeln.

Die Investitionskosten und die Effizienz der einzelnen Modelle unterscheiden sich erheblich. Diese können zumindest teilweise auf unterschiedliche Annahmen über Art und Größe der einzelnen Technologien zurückgeführt werden. Beispielsweise könnten die Kostenunterschiede bei Verflüssigern auf unterschiedliche Annahmen zu Skaleneffekten zurückzuführen sein, während die Kategorie der Elektrolyseure eine Reihe verschiedener Technologien umfasst (alkalisch, Protonen-Elektrolyt-Membran (PEM) und Festoxid).

In diesem Abschnitt wurden nur die Kapitalkosten betrachtet. Ein anderer Ansatz wäre ein Vergleich der nivellierten Kosten unter Berücksichtigung der Betriebs- und Brennstoffkosten sowie der Energieumwandlungswirkungsgrade gewesen. Dies ist jedoch insbesondere bei der Elektrolyse schwierig, da die Stromkosten von Zeit zu Zeit schwanken und auch der Kapazitätsfaktor des Elektrolyseurs variiert. Auch die Gaspreise können regional sehr unterschiedlich sein. Es wäre möglich, die Abwärme aus der Wasserstoffproduktion für andere Zwecke zu nutzen, z. B. für industrielle Niedertemperaturwärme oder für Wärmenetze, obwohl Verbesserungen der technologischen Effizienz das potenzielle Wärmeangebot im Laufe der Zeit verringern würden. Diese Option wird in keinem der verglichenen Modelle berücksichtigt.

Wasserstoffbasierte Energieträger wie Ammoniak werden in Energiesystemmodellen im Allgemeinen nicht berücksichtigt. Ammoniak werden jedoch zwei potenzielle Rollen im Energiesystem zugeschrieben. Erstens wurde es als kohlenstofffreier Kraftstoff für die Schifffahrt identifiziert, da seine Energiedichte wesentlich höher ist als die von Wasserstoff. Zweitens erwägen mehrere Länder mit kostengünstigem Solar- und Windenergiepotenzial (z. B. Australien, Chile, Saudi-Arabien) die Produktion von preiswertem grünem Wasserstoff für den Export, aber auch hier wird der internationale Handel aufgrund der höheren Energiedichte wahrscheinlich eher in Form von Ammoniak als von Wasserstoff erfolgen. Wenn Länder Ammoniak importieren, könnten einige Technologien in der Industrie, bei der Stromerzeugung und im Schwerlastverkehr mit Ammoniak statt mit Wasserstoff betrieben werden, um die Kosten zu senken.

5.2.3 Leitlinien für die Darstellung von Wasserstoff in Energiesystemmodellen

Ein längerfristiges Ziel, das über diesen Bericht hinausgeht, ist die Verbesserung der Qualität der Parameterdaten durch die Zusammenarbeit mit dem IEA Hydrogen TCP. In diesem Abschnitt werden Best-Practice-Richtlinien für die Darstellung von Wasserstoffversorgungsketten in Energiesystemmodellen vorgestellt. Insbesondere wird auf Verbesserungen des ETSAP-TIAM-Modells eingegangen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Struktur des Referenz-Energiesystems für Wasserstoff.

Der implementierte Detaillierungsgrad sollte die geografische Abdeckung des Modells widerspiegeln. Nationale Modelle können sehr viel detaillierter sein als globale (multiregionale) Modelle, da sie kleiner sind und lokale Möglichkeiten berücksichtigen können, die in vielen Ländern nicht verfügbar sind (z. B. bestehende Gaspipelines, die für Wasserstoff umgewidmet werden können oder geologische Bedingungen für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff und CO₂). Ein Beispiel für ein detailliertes Wasserstoff-Referenzsystem ist in Abbildung 6 dargestellt, aber eine vereinfachte Version dieses Systems wäre für viele Modelle besser geeignet.

Während ein lineares Modell der Versorgungskette denkbar wäre, bei dem die zentralisierte Produktion die nationalen und dann die lokalen Verteilernetze speist, könnte es in der Realität eine Reihe von Strömen in beide Richtungen geben, wie in Abbildung 6 dargestellt. Es gibt eine Reihe von Optionen für die Wasserstoffversorgungsinfrastruktur, deren Umsetzung komplex sein kann, die aber im Vergleich zu den Kosten der Produktions- und Endverbrauchstechnologien wahrscheinlich nur einen relativ geringen Einfluss auf die Gesamtkosten haben werden.

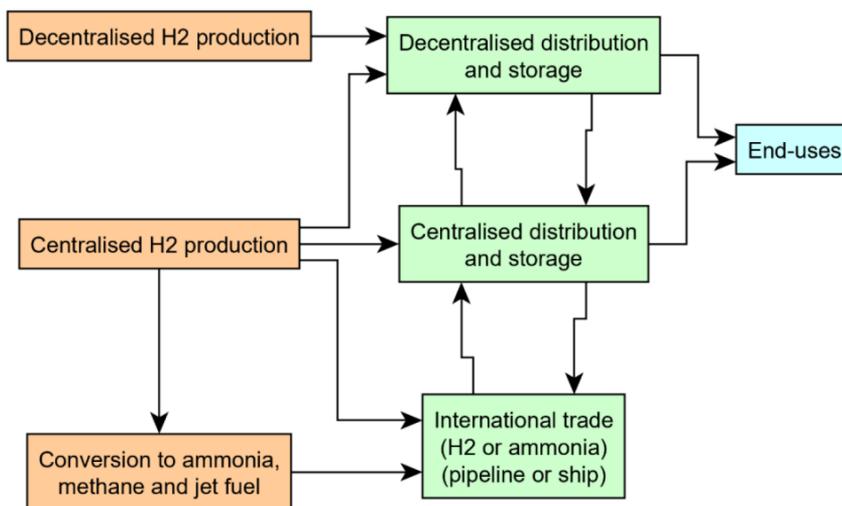


Abbildung 6: Vereinfachtes Schema der Umsetzung von Wasserstofftechnologieoptionen in einem ESM; Quelle: nach (Dickinson, R, et.al., 2023)

Während Wasserstoff im Mittelpunkt dieses Berichts steht, ist es klar, dass Ammoniak, das aus kohlenstoffarmem Wasserstoff hergestellt wird, eher international gehandelt und als Schiffskraftstoff verwendet wird und auch an anderer Stelle im System verwendet werden könnte. Aus diesen Gründen sollten Modelle für Länder mit Seehäfen idealerweise sowohl Ammoniak- als auch Wasserstofftechnologien berücksichtigen.

Endanwendungen von Wasserstoff

Das Potenzial von Wasserstoff als Energieträger für Endverbrauchstechnologien sowie die Kosten und Auswirkungen sind in der Gemeinschaft nicht ausreichend bekannt. Es gibt viele potenzielle Anwendungen für Wasserstoffenergie Im Verkehrssektor.

- **Straßenverkehr:** Alle Arten von leichten und schweren Nutzfahrzeugen können mit Brennstoffzellen ausgerüstet werden und sollten vertreten sein. Mehrere Unternehmen haben wasserstoffbetriebene Verbrennungsmotoren entwickelt, aber es ist unklar, ob diese eine langfristige Zukunft haben oder nur eine Notlösung darstellen. Hybrid- und Plug-in-Hybrid-Brennstoffzellentechnologien sollten in Betracht gezogen werden.
- **Schieneverkehr:** Wasserstoff bietet eine Alternative zu Diesel und auch eine Hybridoption für Züge auf nur teilweise elektrifizierten Strecken.
- **Schifffahrt:** Wasserstoff könnte Heizöl in kleineren Schiffen und Ammoniak oder Methanol in der internationalen Schifffahrt ersetzen. Power-to-Liquid-Technologien könnten in Zukunft eine wichtige Rolle spielen.
- **Luftverkehr:** Wasserstoff und Ammoniak könnten Düsentriebwerke in neuen Flugzeugen antreiben, und Wasserstoff könnte auch zur Herstellung von synthetischem Kerosin (SAF) für bestehende Flugzeuge verwendet werden.

Industrie

Wasserstoff wird bereits in großem Umfang als industrieller Rohstoff z. B. für die Ammoniakproduktion genutzt und könnte in Zukunft zusammen mit abgetrenntem CO₂ (Carbon Capture and Utilization, CCU) über den Fischer-Tropsch-Prozess zur Herstellung einer breiten Palette von synthetischen Kraftstoffen und hochwertigen Chemikalien eingesetzt werden. Die Möglichkeiten und Kosten dieser Verfahren sind noch nicht ausreichend bekannt. Wasserstoff bietet eine Option für die Dekarbonisierung anspruchsvoller Anwendungen wie Hochtemperaturprozesse und Eisenreduktion, könnte aber auch generell eingesetzt werden, um den Großteil des derzeit durch Erdgas gedeckten Wärmebedarfs zu ersetzen. Neue Endnutzungstechnologien wären erforderlich. Den Modellierern wird empfohlen, die potenziellen Anwendungen in allen industriellen Teilsektoren in ähnlicher Weise wie in UK TIMES und TIMES-PT zu untersuchen.

Stromerzeugung

Während erneuerbare Energien in der Zukunft eine wichtige Rolle spielen werden, werden Technologien mit niedrigen Kapitalkosten für die Erzeugung von Spitzenstrom benötigt. Studien mit UK TIMES und ESME haben gezeigt, dass Wasserstoffturbinen wahrscheinlich die kostengünstigste kohlenstoffarme Option sein werden. Die Stromerzeugung mit Brennstoffzellen wäre ebenfalls möglich, insbesondere in Gebieten mit geringer Nachfrage, die von der Skalierbarkeit der Brennstoffzellen profitieren könnten.

Gasnetze

Länder mit ausgereiften Gasnetzen, die Gas für Heizzwecke liefern (z. B. Japan, Deutschland), könnten diese Netze für die Nutzung von Wasserstoff anstelle von Erdgas umrüsten. Kurzfristig könnte die Einspeisung von Wasserstoff die Gasversorgung teilweise dekarbonisieren und eine kostengünstige Option für die Nutzung überschüssiger erneuerbarer Energie bieten. Beides sollte gegebenenfalls in den Modellen berücksichtigt werden.

Die Beschaffung von Kosten- und Leistungsdaten für Endverbrauchstechnologien ist schwierig, da es innerhalb eines Landes und insbesondere zwischen den Ländern große Unterschiede gibt. Diese Unterschiede spiegeln unterschiedliche gesellschaftliche Trends und Verbrauchsmuster wider (z. B. sind Autos in den USA im Allgemeinen größer als in Europa). Als Faustregel gilt, dass die Kosten und die Leistung der Wasserstoffverbrennungstechnologie mit denen der entsprechenden Erdgastechnologie für Gebäude, Industrie und Stromerzeugung vergleichbar sein sollten. Die zukünftigen Kosten für Brennstoffzellenfahrzeuge und den nicht straßengebundenen Verkehr sind schwieriger abzuschätzen. Um einen konsistenten Kostenvergleich innerhalb des Modells zu ermöglichen, sollten die Kosten für alle vergleichbaren Endenergie-technologien (z. B. verschiedene Fahrzeugtypen) nach einer einheitlichen Methodik abgeleitet werden.

Wasserstoffproduktion

Auf der Grundlage des Vergleichs der Gemeinschaftsmodelle wird empfohlen, dass eine Reihe von Produktionstechnologien als Minimum in die Modelle aufgenommen werden sollten:

- **Elektrolyseure.** Alkalische Elektrolyseure arbeiten mit hohen Kapazitätsfaktoren und niedrigen Kapitalkosten. PEM-Elektrolyseure bieten einen hochflexiblen Betrieb zur Nutzung überschüssiger erneuerbarer Energieerzeugung. Festoxid-Elektrolyseure haben einen hohen Wirkungsgrad und einen geringen Stromverbrauch.
- **Methan-Dampf-Reformierung (SMR) mit CCS.** Hier könnten sowohl Erdgas als auch Biome-
than eingesetzt werden. Für eine kurzfristige Einführung könnten auch Anlagen ohne CCS ein-
bezogen werden.
- **Vergasung von Biomasse.** Einschließlich Versionen mit und ohne CCS.

Die Modellierer sollten auch Kohle-, Öl-, Bioöl- und Abfallanlagen mit und ohne CCS angemessen berücksichtigen. Aufstrebende Technologien wie das Kvaerner-Verfahren und die biologische Wasserstoffherzeugung sind schwer abzubilden, da ihre langfristigen Kosten nicht genau bekannt sind.

Abbildung 3 bis Abbildung 5 zeigen, dass die Kosten- und Leistungsannahmen für Wasserstoffherzeugungstechnologien je nach Modell stark variieren. Einige Kosten- und Leistungsbereiche für Produktionstechnologien sind in der folgenden Tabelle 8 dargestellt, die einer kürzlich von der britischen Regierung durchgeführten Synthese entnommen wurde. Die Kosten für die Wasserstoffproduktion und die Stromerzeugung sollten nach einer einheitlichen Methodik berechnet werden, damit das Modell ausgewogen ist. Beim Vergleich von Kosten- und Leistungsdaten ist es wichtig zu verstehen, ob die Energie als oberer oder unterer Heizwert (HHV oder LHV) angegeben wird. Die Daten in der Literatur zeigen eine Reihe von Ansätzen.

Der Detaillierungsgrad des Produktionsprozesses sollte die zeitliche Auflösung des Modells widerspiegeln. Der Wert des flexiblen Betriebs von PEM-Elektrolyseuren für die Integration erneuerbarer Energien wird von einem Modell mit geringer zeitlicher Auflösung nicht erfasst, sodass entweder eine Parametrisierung der Überschussproduktion erforderlich ist (z. B. unter der Annahme, dass ein Teil der erneuerbaren Erzeugung ein Überschuss ist, der nur von PEM-Elektrolyseuren erfasst werden kann), oder eine getrennte Modellierung von alkalischen und PEM-Elektrolyseuren wenig sinnvoll ist. Selbst eine Parametrisierung ist schwierig, da die Überschussproduktion variiert und eine Erhöhung der Kapazität von PEM-Elektrolyseuren zur Aufnahme des Überschusses den Kapazitätsfaktor aller eingesetzten Elektrolyseure verringert. Ein weiteres Problem bei der zeitlichen Auflösung ist, dass einige Technologien, wie z. B. einige SMR, im Teillastbereich einen deutlich geringeren Energieumwandlungswirkungsgrad aufweisen. Teillastwirkungsgrade können in TIMES-Modellen dargestellt werden, aber der Betrieb solcher Anlagen wird nur bei hoher zeitlicher Auflösung genau abgebildet.

Tabelle 8: Kosten- und Produktionsdatenspannen für Wasserstoffproduktionstechnologien für die Jahre 2020, 2023 und 2050, angepasst aus (UK Department of BE&IS, 2021)

	CAPEX 2020 (€/kW)	CAPEX 2023 (€/kW)	CAPEX 2050 (€/kW)	Fixed O&M 2020 (€/kW)	Fixed O&M 2023 (€/kW)	Fixed O&M 2050 (€/kW)	Effizi- enz 2020	Effizi- enz 2023	Effizi- enz 2050	Strom- anteil 2050
Alkalischer Elektrolyseur – niedrige Werte	796	539	468	33	32	31	66%	70%	74%	100%
Alkalischer Elektrolyseur – mittlere Werte	938	732	670	34	33	32	77%	80%	82%	100%
Alkalischer Elektrolyseur – hohe Werte	1288	1064	959	40	37	35	80%	83%	84%	100%
PEM-Elektrolyseur – niedrige Werte	1041	473	366	35	34	33	62%	71%	76%	100%
PEM-Elektrolyseur – mittlere Werte	1265	613	500	40	36	35	72%	79%	82%	100%
PEM-Elektrolyseur – hohe Werte	2060	1327	979	47	40	38	81%	84%	87%	100%
Festoxid- Elektrolyseur – niedrige Werte	1475	746	575	57	53	52	70%	74%	77%	73%
Festoxid- Elektrolyseur – mittlere Werte	1961	1127	751	60	56	54	74%	79%	86%	76%
Festoxid- Elektrolyseur – hohe Werte	2820	1864	1418	61	58	57	87%	93%	96%	83%
SMR+CCS – mittlere Werte	845	744	577	31	31	31	74%	74%	74%	0%
ATR+CCS – mittlere Werte	992	894	677	29	29	29	80%	80%	80%	5%
ATR+GHR+CCS – mittlere Werte	953	831	611	29	29	29	86%	86%	86%	4%
BECCS – mittlere Werte	2845	2648	1196	109	102	46	65%	66%	69%	0%

Wasserstoffversorgungssysteme

Es ist schwierig, Daten über das Versorgungssystem zu finden, da die Kosten stark von der Topographie beeinflusst werden (Schoots K, 2010), (van der Zwaan B, 2011). Dies bedeutet, dass die Kostendarstellung eines Landes möglicherweise nicht für die eines anderen Landes geeignet ist.

Die relativen Kosten der Versorgungssysteme hängen sowohl von der Geografie als auch von der Höhe der Nachfrage ab (Yang C, 2007) und werden sich im Laufe der Umstellung ändern. Beispiels-

weise sind Pipelines die kosteneffizienteste Methode für den Transport großer Wasserstoffmengen, insbesondere über kurze Entfernungen, erfordern jedoch erhebliche Vorabinvestitionen und werden in der Anfangsphase einer Umstellung sehr hohe Kosten pro Energieeinheit verursachen. Es ist daher wahrscheinlich, dass in der Anfangsphase der Umstellung andere Versorgungssysteme genutzt werden, es sei denn, es entsteht kurzfristig eine große Nachfrage, z. B. durch die Umstellung eines großen Industrieclusters auf Wasserstoff. Dieses Problem könnte umgangen werden, indem große Pipelinesysteme durch pauschale Investitionen oder kleine Regionen in einem Modell abgebildet werden. Ein solcher Ansatz sollte idealerweise durch eine Abschätzung der möglichen Pipeline-Entwicklung während des Übergangs unterstützt werden (z. B. (Moreno-Benito M, 2017)).

In den verglichenen Modellen werden im Wesentlichen zwei Ansätze zur Darstellung von Abgabesystemen verwendet:

- a) Die Darstellung einzelner Komponenten der Verteilungspfade (z. B. Verdichtung, Pipelines, Lagerung, Betankung)
- b) Die Definition zusammengesetzter Technologien, die alle Teile des Verteilungssystems umfassen. Beide Ansätze haben Vor- und Nachteile hinsichtlich der Flexibilität und Genauigkeit des Modells. Die Wahl des Ansatzes sollte das Modelldesign widerspiegeln.

Es wäre sinnvoll, wenn die Modelle Pipelines, Verflüssigung und Tankwagenlieferung und möglicherweise Pipelineanhänger umfassen würden. Die Einspeisung von Wasserstoff in bestehende Gasströme und die Umrüstung bestehender Gasnetze für die Lieferung von Wasserstoff sollten idealerweise einbezogen werden, sofern das technisch machbar ist.

Wahrscheinlich werden der Druck und die Reinheit des Wasserstoffs im gesamten Versorgungssystem variieren, sodass die Kosten für die Komprimierung und Reinigung an einigen Standorten (z. B. Tankstellen) erheblich sein könnten. Die Infrastrukturkosten sollten mit denen alternativer, nicht auf Wasserstoff basierender Technologien vergleichbar sein, z. B. sollten die Kapitalkosten für Ladegeräte für batteriebetriebene Fahrzeuge auf der Straße und an Tankstellen in die Kosten für Wasserstofftankstellen einbezogen werden. Der internationale Transport von "grünem" Ammoniak aus erneuerbaren Quellen, das zu Wasserstoff gespalten werden kann, gewinnt zunehmend an Bedeutung. Idealerweise sollten die Modelle den Import von Ammoniak auf dem Seeweg, wo dies möglich ist, und die Verwendung von Ammoniak als Schiffskraftstoff abbilden.

Verbesserung des ETSAP-TIAM Modells

ETSAP-TIAM wurde erstmals 2008 von IEA ETSAP für die Vertragsparteien freigegeben. Im Rahmen eines von ETSAP finanzierten Forschungsprojekts wurde eine neue Version von ETSAP-TIAM entwickelt. Das Modelldesign wurde verbessert und das Basisjahr von 2005 auf 2018 aktualisiert. Das Wasserstoff-RES wurde im Rahmen dieses Projekts aktualisiert, aber es gibt noch Spielraum für weitere Verbesserungen bei der Modellierung von Wasserstoff.

Die größte Schwäche von ETSAP-TIAM ist das Fehlen von Endverbrauchsoptionen für Wasserstoff. Die Nutzung von Wasserstoff beschränkt sich auf den Straßen- und Luftverkehr, Teile der Industrie

und die Einspeisung in Gasströme. Es besteht die Möglichkeit, die potenziellen Optionen im gesamten Verkehrs- und Industriesektor, bei der Stromerzeugung (Turbinen, Brennstoffzellen und sogar Motoren), bei der Verflüssigung von Energie und bei der Beheizung von Gebäuden, wo dies eine glaubwürdige Option ist, erheblich zu erweitern.

Die Verwendung von Ammoniak in der Schifffahrt und der Handel mit Ammoniak, das aus grünem Wasserstoff hergestellt wird, haben in letzter Zeit viel Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Ein weiterer Schwerpunkt des ETSAP TIAM ist, wo dies möglich ist, die Darstellung

- des Handels mit Wasserstoff über Pipelines,
- der Handel mit Ammoniak und Wasserstoff über große Entfernungen über den Seeweg und
- die potenzielle Nutzung von Ammoniak im gesamten Energiesystem.

Die Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung ist im ETSAP TIAM sehr begrenzt und könnte verbessert werden, um Druck- und Reinheitsschwankungen im System zu berücksichtigen. Die Erfordernisse und Möglichkeiten der Wasserstoffspeicherung werden derzeit nicht berücksichtigt. Die aktualisierte Zeiteinteilung in ETSAP-TIAM ermöglicht jetzt die Darstellung der Wasserstoffspeicherung in jeder der vier Jahreszeiten.

ETSAP-TIAM enthält eine Reihe von Technologien zur Wasserstofferzeugung. Die Kosten- und Leistungsdaten dieser Technologien sollten überprüft werden. Eine breitere Palette von Elektrolyseuren könnte einbezogen werden, z. B. Hochtemperatur-Festoxid-Elektrolyseure, die einen wesentlich geringeren Stromverbrauch haben.

Schlussfolgerungen

Es gibt viele potenzielle Anwendungen für Wasserstoffenergie. Der Detaillierungsgrad der Modellierung von Wasserstofftechnologien ist jedoch von Modell zu Modell sehr unterschiedlich. Die meisten Modelle enthalten eine Reihe von Basistechnologien (Elektrolyse; Wasserstoff für den Straßenverkehr). Einige wenige Modelle bilden ein wesentlich breiteres Spektrum von Wasserstoff-Endanwendungen sowohl im Verkehrssektor als auch im gesamten Energiesystem ab. In diesen Modellen ist der Wasserstoffverbrauch im Jahr 2050 in kohlenstoffarmen Szenarien tendenziell höher, da einige dieser Technologien kostenmäßig wettbewerbsfähig sind. Werden sie in einem Modell nicht berücksichtigt, so geht der Modellierer davon aus, dass sie technisch nicht machbar oder wirtschaftlich nicht tragfähig sind. Die Modellierer müssen die Bandbreite der in ihren Modellen dargestellten Endenergietechnologien überprüfen.

Der Vergleich der Ergebnisse legt nahe, dass die Modelle ein breites Spektrum von Erzeugungstechnologien über Elektrolyseure und erdgasbetriebene SMR hinaus abbilden sollten. Einige Technologien könnten in einigen Modellen sinnvoll weiter aufgeschlüsselt werden (z. B. PEM-, alkalische und Festoxid-Elektrolyseure), wobei jedoch die Einschränkungen aufgrund der geringen zeitlichen Auflösung berücksichtigt werden sollten. An der Charakterisierung der wichtigsten Kosten- und Leistungsdaten muss noch gearbeitet werden, hoffentlich in Zusammenarbeit mit der IEA Hydrogen.

Es gibt keine einfache Methode zur Darstellung der Infrastruktur von Wasserstoffversorgungssystemen, und die Modelle sind sehr unterschiedlich. Ammoniak zeichnet sich als ein wasserstoffbasierter Energieträger ab, der für den internationalen Handel von besonderer Bedeutung sein dürfte. Ammoniak wird aber von den bestehenden Modellen im Allgemeinen nicht berücksichtigt und sollte für eine zukünftige Einbeziehung in Betracht gezogen werden.

5.3 Daten zur Darstellung von Wasserstoff in Modellen

Für die Entwicklung von vergleichbaren und belastbaren Szenarien ist neben der angemessenen Wahl von Modellen (5.1) und der Berücksichtigung in den Modellen (5.2) auch die Wahl von konkreten technischen und ökonomischen Daten, mit denen die Technologien der Wasserstoffwertschöpfungskette abgebildet werden, relevant. Aufgrund der vergleichsweise kurzen Zeit, seit der Wasserstoff in verschiedenen Energiesystemmodellen berücksichtigt wird, gibt es daher noch keine etablierten Sammlungen von Daten, die zur Abbildung von Wasserstoff in den Wertschöpfungsketten der betrachteten Energiesysteme benötigt werden.

5.3.1 Struktur einer Datenbank

Um eine systematische und robuste Unterstützung für die Datenerfassung zu bieten und gültige, konsistente und begrenzte Daten aufzuzeichnen, wurde die Struktur einer Datenbank entwickelt, mit der Daten über die Wasserstoffproduktion, die Versorgungsketten und die Nutzung gesammelt werden können. Der Schwerpunkt lag auf der Erfassung genauer, konsistenter und begrenzter Daten und der systematischen und robusten Unterstützung der Datenerfassung und -validierung. Eine zusätzliche Komplexität bestand darin, dass die Datenanforderungen für einzelne Modelle sehr spezifisch sind, gleichzeitig aber die Datenbank ein möglichst breites Spektrum an Modellen abdecken soll.

Die generelle Gruppierung der Parameter und Eigenschaften der jeweiligen Technologien erfolgt in Datengruppen:

- Technische Spezifikationen und Parameter (Tabelle 9 und Tabelle 10)
- Ökonomische Parameter (Tabelle 11)
- Materialien und Emissionen (Tabelle 12)
- Metadaten (Tabelle 13)
- Referenzen (Tabelle 15)

In der Datenbank werden dabei die entsprechenden Daten jeder Datengruppe jeder Technologiekomponente erfasst. Diese Technologiekomponenten werden in Registerkarten für die folgenden Kategorien gruppiert:

- Erzeugung (SMR, grüner Wasserstoff, Photokatalyse)
- Umwandlung (Power-to-X)

- Transport (Energieübertragung)
- Verteilung (einschließlich HRS)
- Speicherung (von Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivaten)
- Endverbrauch (von Wasserstoff oder seinen Derivaten, einschließlich Gebäude, Dienstleistungen, Industrie, Verkehr)

Das Hydrogen Council und IEA TCP Hydrogen haben diese Arbeit Anfang 2023 übernommen. Um die Datenschutzbedenken der Hersteller zu zerstreuen, werden sie "Datenreindräume" (geschlossene Datenzentren, die aggregierte Leistungsdaten liefern, ohne die spezifischen Daten eines bestimmten Herstellers preiszugeben) nutzen. Diese Arbeiten werden zu einer umfangreicheren Version der Datenbank führen, die Global Hydrogen Council verwaltet wird.

Tabelle 9: Datengruppe "Technische Spezifikationen"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Feldname	Felddefinition
Kurzer Name	Allgemeiner Equipment-Prozessschritt (Prozessschritt/Wertkette)]
Technologie	Detaillierte Technologie der Ausrüstung (z. B.: Elektrolyseur, Kolbenkompressor et cetera)
Beschreibung	Weitere Informationen und Details zur Gerätebeschreibung und -anordnung
Wichtigstes Einsatzgut	Definierende Eigenschaft eines Geräts - Hauptenergie oder -material, das zur Erfüllung seines Zwecks erforderlich ist
Wichtigstes Ausgangsgut	Definierende Eigenschaft von Geräten - Hauptenergie oder Material als Ergebnis des Prozesses
Andere Vorleistungsgüter	Andere definierende Eigenschaft eines Geräts - Energien und Materialien, die für den Betrieb erforderlich sind (Inputs), die als Fluss ausgedrückt werden, inklusive der entsprechenden Einheiten
Andere Produktionsgüter	Andere Eigenschaften der Ausrüstung - Energien und Materialien als Ergebnis des Prozesses (Outputs), die als Fluss ausgedrückt werden, inklusive der entsprechenden Einheiten
Andere spezifische Eigenschaften	Zusätzliche relevante Informationen, die zur Unterscheidung von Technologien beitragen (z. B. Reinheit, Druck, Technologietyp), Links zu detaillierteren Informationen

Tabelle 10: Datengruppe "Technische Parameter"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Feldname	Felddefinition
Kapazität	Maximaler Ausgangsstrom oder verfügbarer Speicherplatz, den das Gerät für die Hauptausgangsgüter hat, inklusive der entsprechenden Einheiten
Wirkungsgrad der Umwandlung beziehungsweise Umwandlungsfaktor	Das Verhältnis zwischen dem Hauptausgangsgut und dem Hauptinputgut einer energieverbrauchenden Komponente, ausgedrückt in Energie (wenn möglich)
Verluste	Verluste des Hauptausgangsmaterials während des Betriebs des Geräts
Teillast	Definition einer repräsentativen Teillast, mit der das Gerät normalerweise arbeitet
Wirkungsgrad der Teillastumwandlung	Umwandlungswirkungsgrad unter Berücksichtigung der oben definierten Teillast
Betriebsbereich	Prozentbereich, in dem die Technologie eingesetzt werden kann (Mindest-/Maximalwert für den Start)
Verfügbarkeitsfaktor (maximal)	Setzt die theoretische Aktivitätsgrenze (gegeben durch die Kapazität) mit der tatsächlichen Aktivität über einen bestimmten Zeitraum, in der Regel ein Jahr, in Beziehung – Angabe in %, wie viel in einem Jahr mit dem Gerät gearbeitet werden kann
Anfahrzeiten (warm, kalt)	Dauer bis zum Erreichen der normalen Leistung nach einem definierten Start: warm (heißer Leerlauf), kalt
Technische Lebensdauer	Technische Lebensdauer für den Betrieb (in Jahren, Zyklen, Stunden etc.)
Anwendungsspezifische Informationen	Offenes Feld für zusätzliche Informationen über das Gerät

Tabelle 11: Datengruppe "Ökonomische Parameter"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Feldname	Felddefinition
Investitionskosten	Gesamt-CAPEX in Verbindung mit der Installation des H ₂ -basierten Produkts, Links zu detaillierteren Informationen über den Inhalt
Kosten der Ausrüstung	Anschaffungskosten des H ₂ -basierten Produkts (unverbindlich)
Feste jährliche Kosten	Feste jährliche Kosten. Links zu detaillierteren Informationen über den Inhalt
Variable Kosten	Variable jährliche Kosten, die mit der Operation zusammenhängen
Wirtschaftliche Lebensdauer	Amortisationsdauer in Jahren
Ramping-Kosten	Kosten im Zusammenhang mit Änderungen der Betriebsebene
Start-up-Kosten	Kosten im Zusammenhang mit dem Kaltstart
IO-Kostenteilungsfaktoren	Um die Auswirkungen des Aufbaus neuer Kapazitäten einer Technologie zu bewerten, wird die Aufteilung der (wirtschaftlichen) Investitionen auf die verschiedenen Wirtschaftssektoren benötigt (IO - Input-Output-Tabelle)
Lernfortschritt, Quote	Offenes Textfeld: Die Benutzer:innen sollten beziehungsweise können die erwartete Kostenentwicklung über die Zeit oder die installierte Kapazität beschreiben.
Kosten für die Stilllegung	Kosten im Zusammenhang mit der Aufhebung des aktiven Status der Ausrüstung oder des Verfahrens

Tabelle 12: Datengruppe "Materialien und Emissionen"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Feldname	Felddefinition
Material für die Konstruktion	Gibt die (modellierten) Rohstoffe an, die für das Bauwerk benötigt werden
Menge	Menge der für den Bau verbrauchten Materialien
Materialien für den Betrieb	Gibt die (modellierten) Waren an, die für den Vorgang benötigt werden
Menge	Menge der für den Vorgang verbrauchten Materialien
Emissionen aus dem Betrieb	Spezifiziert die durch den Betrieb verursachten Emissionen - Emissionen in Form eines Inventars (nicht kumuliert wie Treibhausgasemissionen)
Menge	Menge der während des Betriebs freigesetzten Emissionen

Tabelle 13: Datengruppe "Meta-Daten"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Feldname	Felddefinition
Größe des Projekts	Kapazität des gesamten Projektumfelds, in dem die Ausrüstung geplant oder installiert wird
Projektjahr	Jahr, in dem das Projekt umgesetzt wurde
Referenzjahr	Datenfeld für Geräte, die noch nicht installiert oder gebaut wurden. Das Jahr, auf das sich die Daten beziehen (typischerweise künftige Anlagen oder angestrebte Technologien). Wenn es sich um historische Daten handelt, die aus einem Projekt stammen, sollten sie mit den entsprechenden Metadaten übereinstimmen.
Projektregion	Weltregion, Land, in dem das Projekt umgesetzt wurde
Technology Readiness Level (TRL)	Reifegrad der Technologie beziehungsweise Ausrüstung (siehe Tabelle 14).
Bauzeit	Durchschnittliche Dauer von der Bestellung der Ausrüstung bis zur Inbetriebnahme

Tabelle 14: Technology Readiness Level (TRL) für die Datenerfassung; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Technology Readiness Level	Beschreibung
1 bis 3	Konzept
4 bis 5	Prototyp
6 bis 7	Vorkommerzielle Demonstration
8 bis 9	Erste kommerzielle Demonstration
> 9	Frühe Markteinführung und Reife

Tabelle 15: Datengruppe "Referenzen"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)

Feldname	Felddefinition
Jahr	Jahr der Datenquelle
Autor:in	Autor:in der Originaldaten
DOI	Ort der ursprünglichen Daten
Beitragende	Person, die die Daten in die Datenbank eingegeben hat (und Kontaktinformationen)
Datum des Beitrags	Datum, an dem der Datensatz in die Datenbank aufgenommen wurde
Datum der Aktualisierung	Datum, an dem der Datensatz in der Datenbank aktualisiert wurde

5.3.2 Qualitätskriterien

Aufgrund der im Vergleich mit anderen Technologien kurzen Zeit, in der Wasserstofftechnologien sowohl in Energiesystemmodellen berücksichtigt als auch im realen Energiesystem eingesetzt werden, sind Daten zu technischen und ökonomischen Eigenschaften erst in geringer Zahl verfügbar. Dadurch ergibt sich hier eine größere Unsicherheit als bei Daten für andere Technologien, die im Lauf der Zeit durch größere Datenmengen statistisch verringert werden können. Um dennoch die Qualität der Daten zur Berücksichtigung von Wasserstofftechnologien in Modellen zu erhöhen, wurden eine Systematik zur Bewertung der Datenqualität entwickelt. Diese wird im Folgenden kurz beschrieben.

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die Bewertungsstufen des Kriteriums „Vollständigkeit“. Die „Vollständigkeit“ umfasst die Definition der Daten und deren Rahmenbedingungen, deren vollständige Angabe, sowie rückverfolgbares Referenzieren der Datenquellen.

Die Bewertungskriterien für die Qualität von Daten werden in fünf Kategorien eingeteilt: Vollständigkeit, Aktualität, Glaubwürdigkeit, Relevanz der Skalierung beziehungsweise Entwicklungsstatus und Validität. In Bezug auf Vollständigkeit wird überprüft, ob alle wesentlichen Informationen vorhanden sind und ob die Referenzquelle nachvollziehbar ist. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass alle erforderlichen Informationen vorhanden sind, die Definition und die Rahmenbedingungen klar definiert sind und die Referenzquelle klar und vollständig nachverfolgbar ist. Eine Bewertung von 1 hingegen bedeutet, dass wichtige Informationen fehlen oder dass die Datenpunkte schlecht definiert sind, die Rahmenbedingungen unklar sind oder es keine nachvollziehbare Referenzquelle gibt.

Tabelle 16: Bewertungsstufen des Kriteriums „Vollständigkeit“; Quelle: (Lindorfer, 2022)

Bewertung	Beschreibung
5: Sehr gut	Alle erforderlichen Informationen werden für den KPI-Datenpunkt bereitgestellt. Die Definition und die Randbedingungen für den Datenwert sind klar definiert. Die Referenzquelle ist klar und vollständig nachvollziehbar.
4: Gut	Die meisten der erforderlichen Informationen zum KPI-Datenpunkt sind vorhanden, einschließlich der wichtigsten Informationen.
3: Mittelmäßig	Die meisten Informationen sind vorhanden, aber eine wichtige Information kann fehlen.
2: Befriedigend	Es fehlen einige wichtige Informationen zum KPI-Datenpunkt oder zur Referenzquelle.
1: Schlecht	Es fehlen wichtige Informationen zum KPI-Datenpunkt. Der Datenpunkt ist schlecht definiert oder die Randbedingungen sind unklar. Oder es gibt keine nachvollziehbare Referenzquelle für den Datenpunkt, oder es ist nicht klar, wie der Wert ermittelt wurde.

Die Aktualität betrachtet, ob das Datum der Quelle definiert ist und ob der Wert auf dem neuesten Stand ist. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass der Datenpunkt aus einer sehr aktuellen Quelle stammt oder dass, obwohl die Quelle älter ist, der Wert nicht sehr volatil ist. Eine Bewertung von 1

bedeutet, dass die Referenzquelle veraltet beziehungsweise der Wert des Datenpunkts sehr volatil ist.

Tabelle 17: Bewertungsstufen des Kriteriums „Aktualität“; Quelle: (Lindorfer, 2022)

Bewertung	Beschreibung
5: Sehr gut	Es wird davon ausgegangen, dass der KPI-Datenpunkt aus einer aktuellen Quelle stammt. Dabei kann es sich um eine sehr aktuelle Informationsquelle handeln, oder die Quelle ist zwar älter, aber der Datenpunkt ist überhaupt nicht volatil.
4: Gut	Der KPI-Datenpunkt wird als aus einer aktuellen oder älteren Quelle stammend beurteilt, die nicht besonders volatil ist.
3: Mittelmäßig	Der KPI-Datenpunkt könnte leicht veraltet sein.
2: Befriedigend	Die Referenzquelle wird als etwas veraltet angesehen beziehungsweise der KPI ist etwas unbeständig.
1: Schlecht	Die Referenzquelle wird als veraltet angesehen beziehungsweise der KPI-Wert ist sehr volatil.

Die Glaubwürdigkeit bezieht sich auf die Qualität der Quelle in Bezug auf Objektivität oder Reputation. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass die Daten aus einer sehr glaubwürdigen Quelle stammen, wie einem hochwertigen, peer-reviewed Journalartikel oder zuverlässigen Herstellerinformationen, die von einer unabhängigen Quelle überprüft wurden. Eine Bewertung von 1 bedeutet, dass die Informationen nicht zitiert sind oder aus grauer, nicht geprüfter Literatur stammen.

Tabelle 18: Bewertungsstufen des Kriteriums „Glaubwürdigkeit“; Quelle: (Lindorfer, 2022)

Bewertung	Beschreibung
5: Sehr gut	Die Daten stammen aus einer sehr glaubwürdigen Quelle. Artikel aus einer hochwertigen, von Fachleuten geprüften Zeitschrift oder zuverlässige Herstellerangaben, die von einer unabhängigen Quelle überprüft wurden (z. B. Hydrogen Europe, FCH JU)
4: Gut	Die Daten stammen aus einer von Fachleuten geprüften Zeitschrift oder aus Herstellerinformationen.
3: Mittelmäßig	Mischung aus grauer Literatur und Fachartikel
2: Befriedigend	Pressemitteilung oder graue Literatur
1: Schlecht	Unzitierte Informationen

Die Relevanz der Skalierung beziehungsweise Entwicklungsstatus betrachtet den TRL-Level (Technology Readiness Level) der Datenquelle. Daten von kommerziell verfügbaren Produkten sind für ein TIMES-Modell relevanter als Daten aus einem Forschungsprojekt mit niedrigem TRL. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass die Daten von einem kommerziell verfügbaren Produkt stammen (über TRL 9), während eine Bewertung von 1 bedeutet, dass die Daten auf Forschung und Entwicklung auf einem niedrigen TRL-Level basieren (TRL 1-3) (IEA, 2019).

Tabelle 19: Bewertungsstufen des Kriteriums „Entwicklungsstatus (TRL)“; Quelle: (Lindorfer, 2022)

Bewertung	Beschreibung
5: Sehr gut	Daten aus einem kommerziell erhältlichen Produkt (industrieller Maßstab TRL 9)
4: Gut	Daten aus einer Systemdemonstration in vollem Maßstab (TRL 8 bis 9)
3: Mittelmäßig	Daten aus einer Prototyp-Demonstration, z. B. einem Pilotprojekt (TRL 6 bis 7)
2: Befriedigend	Daten aus der Validierung in einem Labor oder einer relevanten Umgebung (TRL 4 bis 5)
1: Schlecht	Daten, die auf Forschung und Entwicklung auf einem niedrigen TRL-Level basieren, eher für eine Komponente als für ein System. TRL 1 bis 3.

Die im Rahmen des Subtask a entwickelten Parameter zur Beschreibung von Wasserstofftechnologien und deren Qualität wurden zu einer Gesamtbewertung zusammengefasst. Die folgende Abbildung 7 stellt die vier Bewertungskriterien für die Datenqualität dar:

- Vollständigkeit
- Aktualität
- Glaubwürdigkeit
- Relevanz der Skalierung beziehungsweise Entwicklungsstatus

Die Vollständigkeit bezieht sich darauf, ob alle wesentlichen Informationen vorhanden sind und die Referenzquelle nachvollziehbar ist. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass alle erforderlichen Informationen klar definiert sind und die Referenzquelle nachverfolgbar ist. Eine Bewertung von 1 hingegen zeigt an, dass wichtige Informationen fehlen oder die Referenzquelle unklar ist.

Die **Aktualität** beurteilt, ob das Quelldatum definiert ist und ob der Wert auf dem neuesten Stand ist. Eine Bewertung von 5 zeigt an, dass der Wert aus einer sehr aktuellen Quelle stammt oder der Wert stabil ist, trotz einer älteren Quelle. Eine Bewertung von 1 weist auf eine veraltete Quelle oder einen volatilen Wert hin.

Die **Glaubwürdigkeit** bezieht sich auf die Qualität der Quelle in Bezug auf Objektivität oder Reputation. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass die Quelle hochwertig und unabhängig ist, wie etwa ein peer-reviewter Journalartikel. Eine Bewertung von 1 zeigt an, dass die Quelle nicht vertrauenswürdig ist oder aus nicht zitierten Quellen stammt.

Die **Relevanz der Skalierung** beziehungsweise der **Entwicklungsstatus** betrachtet den TRL-Level (Technology Readiness Level) der Datenquelle. Eine Bewertung von 5 bedeutet, dass die Daten von einem kommerziell verfügbaren Produkt stammen, während eine Bewertung von 1 anzeigt, dass die Daten auf einem niedrigen TRL-Level basieren, typischerweise aus der Forschung und Entwicklung.

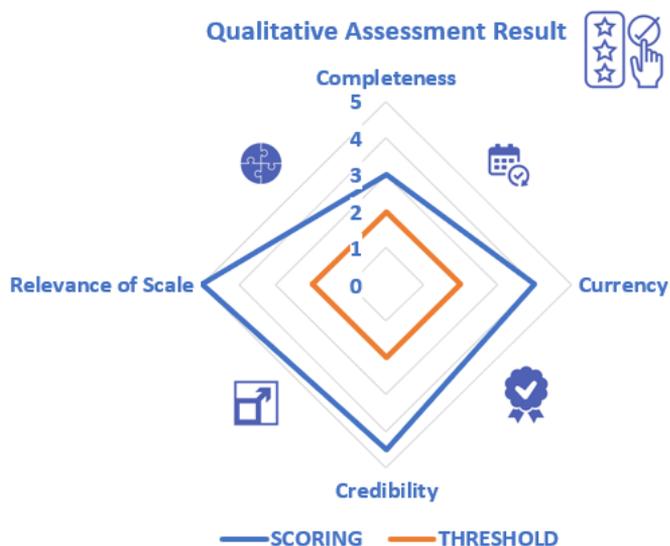


Abbildung 7: Qualitätsbewertung von Parametern, die Wasserstofftechnologien beschreiben;
Quelle: (Lindorfer, 2022)

5.4 Szenarien für Österreich: Erste Ergebnisse

Die Rolle, die Wasserstoff bei der Dekarbonisierung des Energiesystems spielen kann, ist von wesentlichem Interesse bei der Gestaltung dieser Transformation. Daher wurden die Erkenntnisse aus den Arbeiten des IEA TCP Hydrogen genutzt, um mit Hilfe eines Modells des österreichischen Energiesystems erste quantitative Ergebnisse hinsichtlich verschiedener Nutzungspfade und der damit verbundenen Energiemengen zu ermitteln.

Die Ermittlung dieser Ergebnisse erfolgte in folgenden Schritten:

- Abbildung von Wasserstoff-Nutzungspfaden im Österreich-Modell der Österreichischen Energieagentur
- Entwicklung eines Referenzszenarios zur Dekarbonisierung
- Entwicklung von Szenarien mit verschiedenen Schwerpunkten der Aufbringung und des Einsatzes von Wasserstoff

Das zentrale Werkzeug für diese Untersuchung der Rolle von Wasserstoff bei der Dekarbonisierung Österreichs ist das TIMES-Energiesystemmodell. Es wurde von der Österreichischen Energieagentur entwickelt und ist ein Modellwerkzeug, mit dem Analysen des österreichischen Energiesystems in seiner Gesamtheit bei gleichzeitiger technologiespezifischer Betrachtung ermöglicht werden. Der Energiefluss wird dabei von der Nachfrage nach Energiedienstleistungen über verschiedene Umwandlungsketten bis hin zur Primärenergieaufbringung abgebildet. Die sektorale Modellstruktur sowie die berücksichtigten Energieträger basieren auf der Struktur der Energiebilanz der Statistik Austria, gehen jedoch in ihrer Detailliertheit darüber hinaus.

Im derzeitigen Modell ist die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse und von Synthesegas berücksichtigt, ebenso wie die Wasserstoffnutzung durch spezifische Technologien im Bereich der Straßenmobilität und der Eisen- und Stahlerzeugung.

Umwandlungs- und Nutzungsketten wie

- die Erzeugung synthetischen Methans auf der Basis von Wasserstoff,
- die Reinigung und Netzeinspeisung von Biomethan aus anaerober Vergärung,
- verschiedene Erzeugungspfade von synthetischen Treibstoffen, wie auch
- eine zukünftige Substitution von Energieträgern sowohl in der Industrie als auch allgemein im Erdgasnetz

sind ebenfalls abgebildet.

Die saisonale Aufbringung von erneuerbarem Strom wie auch die Saisonalität der Nutzung von Gasen sind ebenfalls endogen im Modell abgebildet.

5.4.1 Referenzszenario

Für das Referenzszenario der Dekarbonisierung wurde angenommen, dass das österreichische Energiesystem bis zum Jahr 2040 vollständig dekarbonisiert wird. Dabei wird eine moderate Nachfrageentwicklung zugrunde gelegt mit einem durchschnittlichen Wirtschaftswachstum von 1 % pro Jahr, einer leicht wachsenden Verkehrsleistungsnachfrage aller Verkehrsträger, sowie eine konstante Stahlerzeugungsmenge.

Die Transformation des Energiesystems beruht dabei auf einer starken Elektrifizierung in allen Sektoren sowie dem Einsatz von erneuerbaren stofflichen Energieträgern. Das Ausmaß des Einsatzes der verschiedenen Energieträger und -technologien orientiert sich dabei an Potentialen, die in verschiedenen anderen Untersuchungen ermittelt beziehungsweise angenommen wurden.

Dieses Referenzszenario ist keine exakte Abbildung der letzten aktuell verfügbaren statistischen Daten, vielmehr dienen die darin ermittelten Energiemengen zur demonstrativen Abbildung grundsätzlicher Effekte und zukünftiger Entwicklungen. Diese exemplarische Modellierung mit starker, jedoch nicht genauer Orientierung an realen Werten ermöglicht eine erste quantifizierte Abbildung der Wirkung wesentlicher Wasserstoffwertschöpfungsketten in einem österreichischen Energiesystem.

Disclaimer: Dieses Referenzszenario basiert nicht auf den letzten aktuell verfügbaren statistischen Daten. Die ermittelten Energiemengen dienen im Sinne einer exemplarischen Modellierung zur demonstrativen Abbildung von methodischen Effekten, mit starker aber nicht genauer Orientierung an realen Werten. Ebenfalls beinhaltet dieses Referenzszenario keine vollständige Abbildung aller technisch möglichen Wasserstoffwertschöpfungsketten.

Die Definitionen der Energieträger und sowie der Bilanzaggregate folgen den Konventionen der Energiebilanz der Statistik Austria. Dies gilt insbesondere für den Bruttoinlandsverbrauch (BIV), der

alle in Österreich verwendeten Energieverbräuche von Endverbraucher:innen und Umwandlungstechnologien, abzüglich deren Erzeugung von Energieträgern. Der Energetische Endverbrauch (EEV) ist der Energieverbrauch der Endkonsument:innen beziehungsweise der Letztverbraucher:innen.

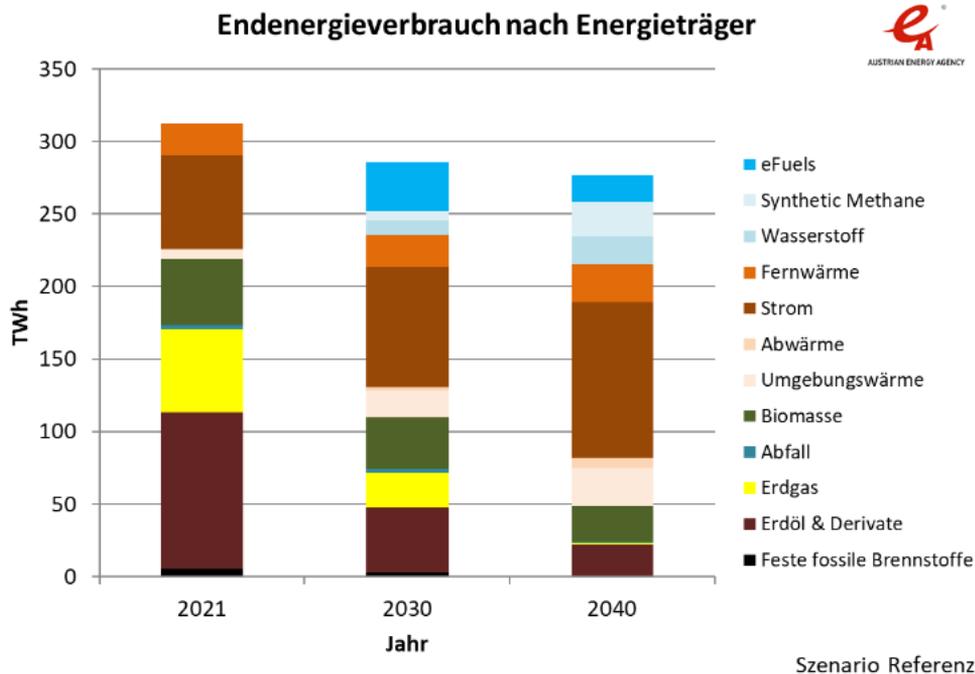


Abbildung 8: Energetischer Endverbrauch im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023)

In der Abbildung 8 ist der energetische Endverbrauch nach Energieträgern für die Jahre 2021, 2030 sowie 2040 dargestellt. Im Jahr 2021 werden mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs in der Höhe von 312 TWh durch fossile Energieträger in Form von Erdölderivaten (35 %) und Erdgas (18 %) und der Rest des Verbrauchs durch Strom (21 %), Biomasse (18 %) und Fernwärme (7 %) gedeckt.

Im Jahr 2030 ist Strom mit einem Anteil von 29 % bereits der wichtigste Energieträger im energetischen Endverbrauch von 285 TWh. Erdölderivate und Erdgas tragen mit 16 % beziehungsweise 8 % nur noch ein knappes Viertel dazu bei, ebenso wie Biomasse (8 %), Umgebungswärme (7 %) und Fernwärme (8 %). Synthetische Energieträger wie Wasserstoff (4 %), synthetisches Methan (2 %) und eFuel (12 %) decken den restlichen Verbrauch.

Im Jahr 2040 sinkt der Verbrauch weiter auf 277 TWh. Strom (39 %) und Fernwärme (10 %) decken nahezu die Hälfte des Verbrauchs ab. Die andere Hälfte setzt sich zu jeweils ähnlich großen Anteilen aus Erdölderivaten (8 %), Biomasse (9 %), Umgebungswärme (9 %), und den synthetisch hergestellten Energieträgern Wasserstoff (7 %), synthetisches Methan (9 %) und E-Fuels (7 %) zusammen.

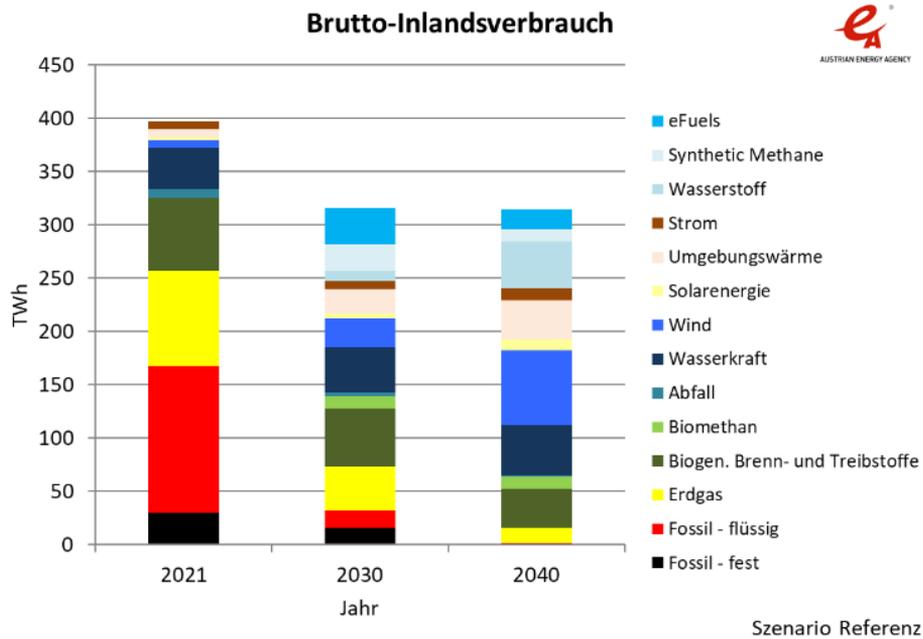


Abbildung 9: Bruttoinlandsverbrauch im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023)

Abbildung 9 stellt den Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgern für die Jahre 2021, 2030 und 2040 dar. Der Bruttoinlandsverbrauch liegt 2021 knapp unter 400 TWh und wird zu etwa zwei Dritteln von fossilen Brennstoffen gedeckt (davon 8 % feste, 35 % flüssige und 23 % gasförmige Brennstoffe). Biogene Energieträger tragen zu 17 %, Wasserkraft zu weiteren 10 % bei. Der Rest des Verbrauchs wird zu ähnlich großen Teilen von Abfällen, Wind, PV, Umgebungswärme und Stromimporten (jeweils 1 % bis 2 %) abgedeckt.

Bis ins Jahr 2030 sinkt der Bruttoinlandsverbrauch auf 316 TWh. Der fossile Anteil beträgt nur noch ein Viertel (jeweils 5 % feste und flüssige Brennstoffe, sowie 15 % Erdgas), ebenso der gemeinsame Anteil von Wasserkraft (14 %) und Wind (9 %). Stark gestiegen ist der Verbrauch der synthetischen Energieträger Wasserstoff (3 %), synthetisches Methan (8 %) sowie E-Fuels (11 %). Ein Fünftel des Verbrauchs kommt aus Biomasse (17 %) und Biomethan (3 %), weitere 7 % aus der Umgebungswärme. Stromimporte (2%) und PV (1 %) stellen die geringsten Beiträge im Jahr 2030.

Im Jahr 2040 ist der Bruttoinlandsverbrauch geringfügig weiter auf 314 TWh gesunken. Die fossilen Energieträger sind bis auf einen Rest von Erdgas (5 %) verschwunden. Biomasse sinkt auf 12 %, Biomethan bleibt konstant (3 %). Wind (22 %) und Wasserkraft (15 %) decken bereits mehr als ein Drittel des Gesamtverbrauchs, synthetische Energieträger ein Viertel mit 14 % Wasserstoff, 4 % synthetischem Methan und 6 % E-Fuels. Solarenergie und Stromimporte tragen jeweils mit 3 % zur Verbrauchsabdeckung bei. Der Beitrag der Umgebungswärme steigt auf 12 %.

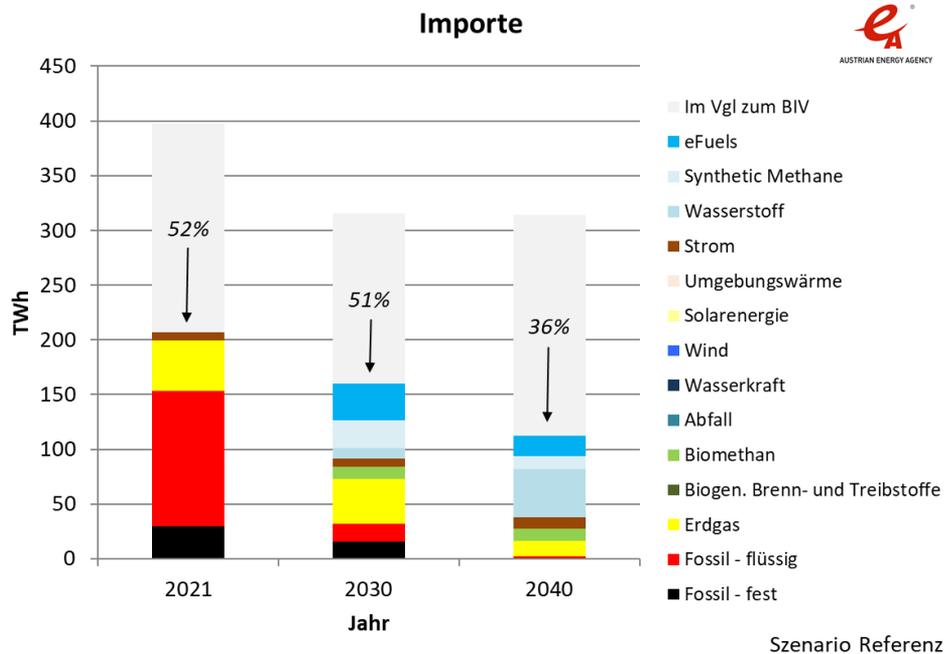


Abbildung 10: Energieträgerimporte im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023)

Die Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Energieträgerimporte. Im Jahr 2021 betragen sie mit 206 TWh ungefähr die Hälfte des Bruttoinlandsverbrauchs (52 %). Nahezu der gesamte Import besteht aus fossilen Energieträgern, wobei flüssige Energieträger den größten Anteil (60 %) haben, gefolgt von Erdgas (22 %) und Kohle (8 %). Stromimporte spielen mit 4 % eine geringe Rolle.

Die Importe sinken im gleichen Verhältnis wie der Bruttoinlandsverbrauch auf 160 TWh im Jahr 2030. Fossile Energieträger umfassen nur noch knapp weniger als die Hälfte der Importe mit 36 % Erdgas sowie mit jeweils 10 % festen und flüssigen fossilen Energieträgern. Im Gegensatz dazu steigt der Import von synthetischen Energieträgern auf denselben Anteil wie der Anteil von fossilen Energieträgern, mit einem Anteil von 4 % für Wasserstoff, 16 % für synthetisches Methan und 21 % für E-Fuels. Der Rest der Importe wird von Biomethan (7 %) und Strom (5 %) abgedeckt.

Im Jahr 2040 gehen die Importe noch stärker als der Bruttoinlandsverbrauch zurück und betragen mit einem Anteil von 36 % am Bruttoinlandsverbrauch nur noch 112 TWh. Synthetische Energieträger decken zwei Drittel des Importbedarfs ab. Den größten Anteil hier hat Wasserstoff (39 %), gefolgt von E-Fuels (17 %) und synthetischem Methan (10 %). Fossile Energieimporte bestehen fast ausschließlich aus Erdgas (13 %). Der Anteil der Stromimporte liegt ebenso wie der von Biomethan bei jeweils 10 %.

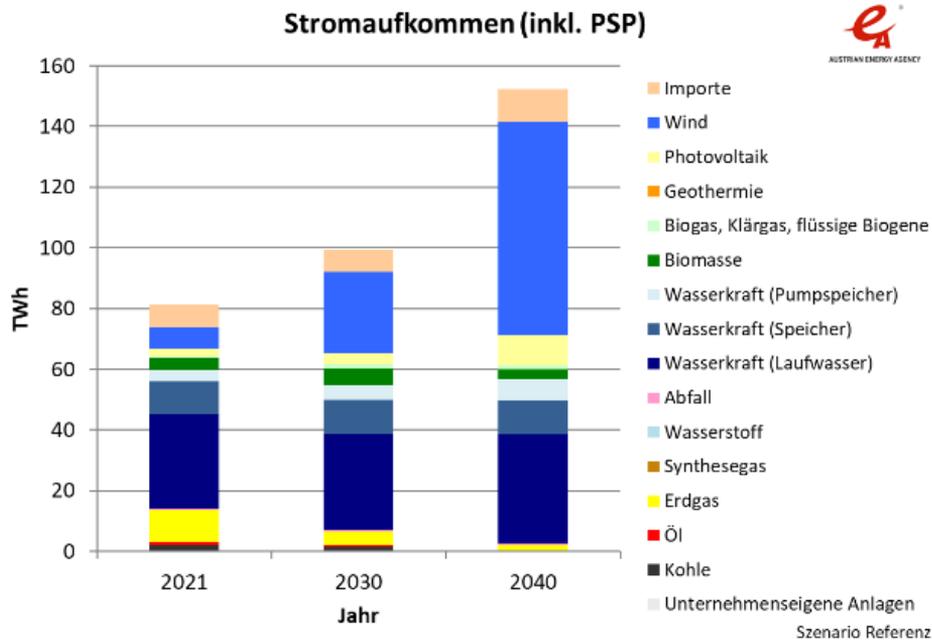


Abbildung 11: Stromaufbringung im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023)

Die Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Stromaufbringung von 2021 bis 2040. Die Stromaufbringung im Jahr 2021 beträgt im Referenzszenario circa 81 TWh. Mehr als die Hälfte der Erzeugung kommt aus der Wasserkraft (54 %), gefolgt von 15 % aus erdgasbasierten Kraftwerken. Windkraft trägt zu 9 %, Biomasse und Biogas zu 6 % und PV zu 4 % bei. Weitere kleine Beiträge kommen aus Kohle (3 %), Öl und Abfall (jeweils 1 %). 10 % des aufgebrauchten Stroms wird importiert.

Im Jahr 2030 steigt die Erzeugung auf 96 TWh, wodurch der Wasserkraftanteil wegen der gleichbleibenden Erzeugung auf 46 % sinkt. Den zweitgrößten Beitrag liefert die Windkraft mit 28 %, erdgasverbrauchende Anlagen tragen nur noch 5 % bei. Weitere Erzeugung kommt aus der Biomasse und Biogas (6 %) und PV (4 %). Der Beitrag von Abfall liegt nur noch bei 1 % beziehungsweise 2 %. Die Stromimporte sinken auf 8 %.

Bis in Jahr 2040 wird die Stromerzeugung weiter gesteigert und beträgt dann 145 TWh. Der Beitrag der Wasserkraft beträgt trotz weiteren Ausbaus nur noch ein Drittel, Windkraft ist die wichtigste Stromerzeugungstechnologie mit einem Anteil von 49 %. Der Beitrag der PV ist mit 7 % gleich groß wie die Stromimporte. Biomasse und Biogas haben einen Anteil von 3 % an der Erzeugung. Erdgas und Abfall haben jeweils einen geringen Anteil von 1 %.

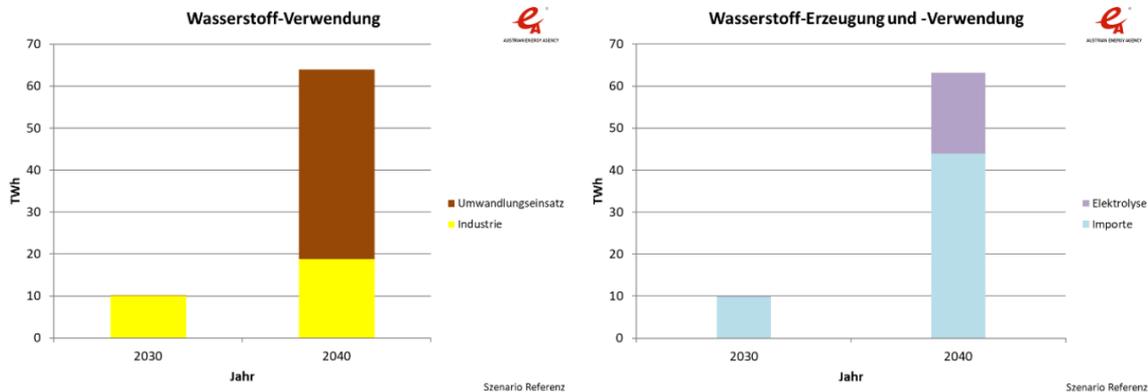


Abbildung 12 stellt die wesentlichen Komponenten der Aufbringung wie auch der Verwendung von Wasserstoff für die Jahre 2030 und 2040 dar; Quelle: (Baumann, 2023)

Im Jahr 2030 wird die gesamte aufgebrauchte Wasserstoffmenge (10 % TWh) ausschließlich importiert, heimische Elektrolyse spielt mit einem Anteil von 3 % nahezu keine Rolle. Der aufgebrauchte Wasserstoff wird zu 99 % in der Industrie eingesetzt. Im Jahr 2040 steigt die Wasserstoffaufbringung auf 64 TWh, und stammt zu 30 % aus heimischer Elektrolyse. Während der Einsatz in der Industrie auf 19 TWh steigt (29 %), kommen 45 TWh zur Erzeugung von synthetischem Methan und E-Fuels zum Einsatz.

5.4.2 Szenarien der Wasserstoff-Aufbringung und -Nutzung

Um die quantitativen Auswirkungen verschiedener Schwerpunkte der Wasserstoff-Aufbringung und -Nutzung zu ermitteln, wurden durch die Variation einzelner Annahmen verschiedene Szenarien berechnet und sowohl mit dem Referenzszenario als auch untereinander verglichen.

- **Günstige E-Fuel-Importe:** niedrige Importpreise von synthetischem Methan und von E-Fuels
- **Stromimport-Limit:** relativ zum Gesamtstrombedarf
- **Windausbau-Limit:** Der Ausbau heimischer Windenergie ist auf 10 GW beschränkt.
- **50 % HBI-Importe:** Die Stahlerzeugung basiert zu 50 % auf importiertem Eisenschwamm (HBI).
- **Stahl mit Methan-DRI:** Für die Direktreduktion von Roheisen wird Methan anstelle von Wasserstoff eingesetzt
- **Erneuerbare Gase in Industrie:** Der Ersatz fossiler Energieträger in der Industrie erfolgt hauptsächlich durch den Einsatz erneuerbarer Gase.
- **BEV-Limit im Schwerverkehr:** Maximal 70 % der Verkehrsleistung des schweren Güterverkehrs ist mittels batterieelektrischer LKW elektrifizierbar.

In Abbildung 13 bis Abbildung 18 werden die Unterschiede ausgewählter Kenngrößen zwischen den einzelnen Szenarien und dem Referenzszenario für das Jahr 2040 dargestellt.

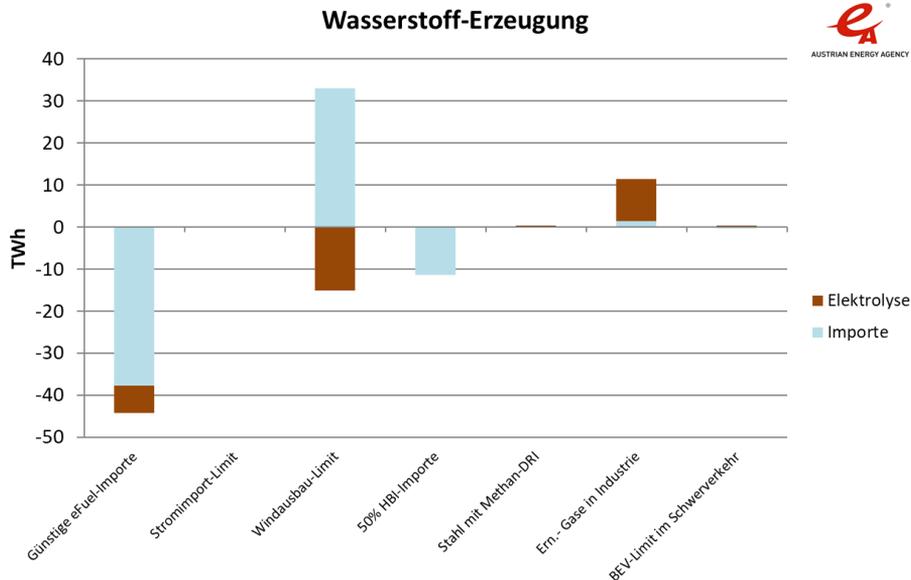


Abbildung 13: Wasserstoff-Aufbringung im Jahr 2040 – Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)

In Abbildung 13 ist die Änderung der Wasserstoff-Aufbringung im Jahr 2040 in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt:

- Günstige E-Fuel-Importe: Die Aufbringung sinkt um 44 TWh, 85 % des Rückgangs durch weniger Importe
- Stromimport-Limit: keine Änderung
- Windausbau-Limit: Die Importe steigen um 33 TWh, im Gegenzug sinkt die Erzeugung aus Elektrolyse um 15 TWh.
- 50 % HBI-Importe: Die Importe sinken um 11 TWh
- Stahl mit Methan-DRI: keine Änderung
- Erneuerbare- Gase in der Industrie: Die Aufbringung steigt um 11 TWh, 88 % des Anstiegs aus Elektrolyse.
- BEV-Limit im Schwerverkehr: keine Änderung

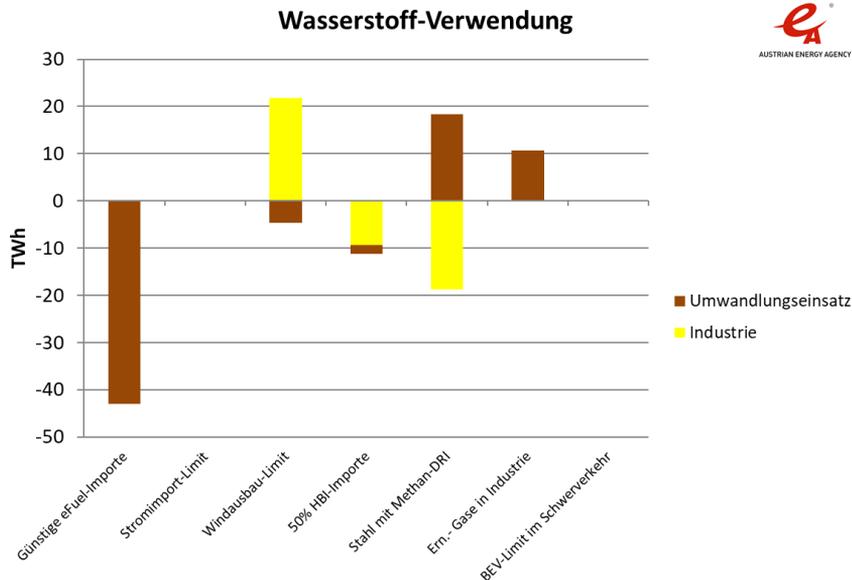


Abbildung 14: Wasserstoff-Verwendung im Jahr 2040 – Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)

In Abbildung 14 ist die Änderung der Wasserstoff-Verwendung im Jahr 2040 in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt:

- Günstige E-Fuel-Importe: Der Umwandlungseinsatz sinkt um 43 TWh.
- Stromimport-Limit: keine Änderung
- Windausbau-Limit: Der Verbrauch in der Industrie nimmt um 22 TWh zu, der Umwandlungseinsatz sinkt um 5 TWh.
- 50 % HBI-Importe: Der Verbrauch sinkt, davon 83 % in der Industrie.
- Stahl mit Methan-DRI: eine Verschiebung von 18 TWh von Industrie zum Umwandlungseinsatz
- Erneuerbare Gase in der Industrie: Eine Steigerung um 11 TWh im Umwandlungseinsatz
- BEV-Limit im Schwerverkehr: keine Änderung

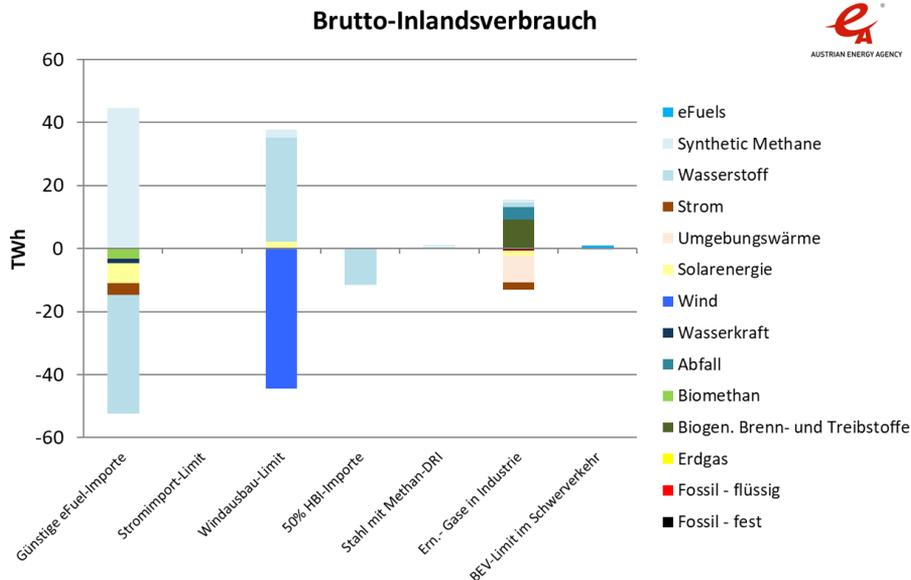


Abbildung 15: Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2040 - Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)

Die Abbildung 15 zeigt die Änderung des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2040 in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario:

- Günstige E-Fuel-Importe: Importe von synthetischem Methan steigen um 44 TWh, sinkende Nutzung von Biomethan (-3 TWh), PV (-6 TWh) und Wasserstoff (-38 TWh); Stromimporte sinken um 4 TWh, Gesamtrückgang des Bruttoinlandsverbrauchs um 8 TWh
- Stromimport-Limit: keine Änderungen
- Windausbau-Limit: Rückgang von Windkraft um 44 TWh, Zunahme von Importen von Wasserstoff und Importen von synthetischem Methan um 33 TWh beziehungsweise 3 TWh, Gesamt- abnahme des Bruttoinlandsverbrauchs um 7 TWh
- 50 % HBI-Importe: Wasserstoff-Importe sinken um 11 TWh
- Stahl mit Methan-DRI: keine Änderungen
- Erneuerbare Gase in der Industrie: Bruttoinlandsverbrauch steigt um 2 TWh; Rückgang des Verbrauchs von Umgebungswärme (-9 TWh), Strom (-2 TWh) und Solarenergie (-2 TWh), sowie von fossilen Brennstoffen (weniger als 1 TWh), Zunahme des Verbrauchs von Biomasse (9 TWh), Abfall (4 TWh), non Wasserstoff und synthetischem Methan (jeweils circa 1 TWh)
- BEV-Limit im Schwerverkehr: E-Fuel-Importe steigen um 1 TWh, Wasserstoffimporte sinken leicht.

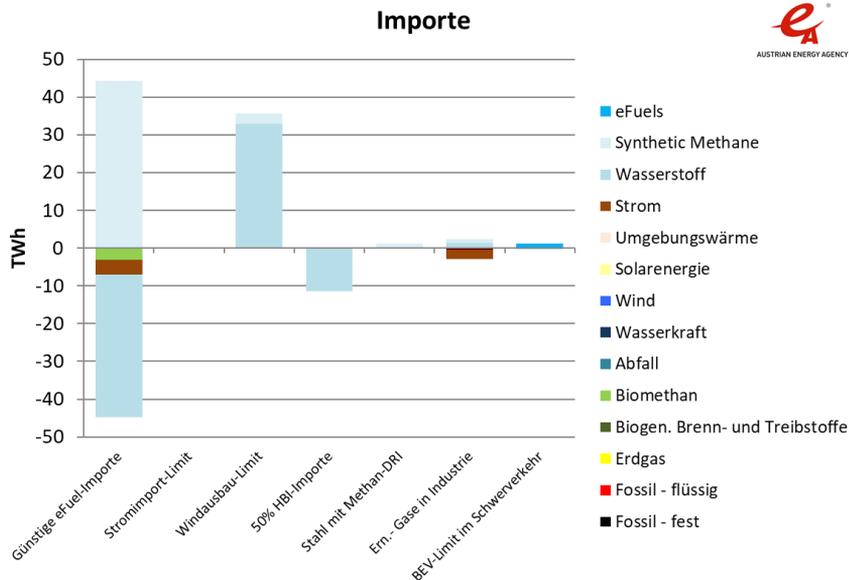


Abbildung 16: Energieträgerimporte im Jahr 2040 - Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)

Die Unterschiede der Energieträgerimporte im Jahr 2040 in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario sind in Abbildung 16 dargestellt:

- Günstige E-Fuel-Importe: Die Importe von synthetischem Methan steigen um 44 TWh, dagegen sinken die Importe von Wasserstoff (-38 TWh), Strom (-4 TWh) und Biomethan (-3 TWh)
- Stromimport-Limit: keine Änderung
- Windausbau-Limit: Die Importe steigen um 36 TWh, davon 33 TWh Wasserstoff und 3 TWh synthetisches Methan
- 50 % HBI-Importe: Wasserstoff-Importe gehen um 11 TWh zurück
- Stahl mit Methan-DRI: keine Änderung
- Erneuerbare- Gase in Industrie: Die Importe von Wasserstoff und synthetischem Methan steigen um insgesamt 2 TWh, die Stromimporte ebenfalls um 2 TWh, die Importe von festen und flüssigen fossilen Energieträgern sinken um weniger als 1 TWh.
- BEV-Limit im Schwerverkehr: Die Importe von E-Fuels steigen um 1 TWh.

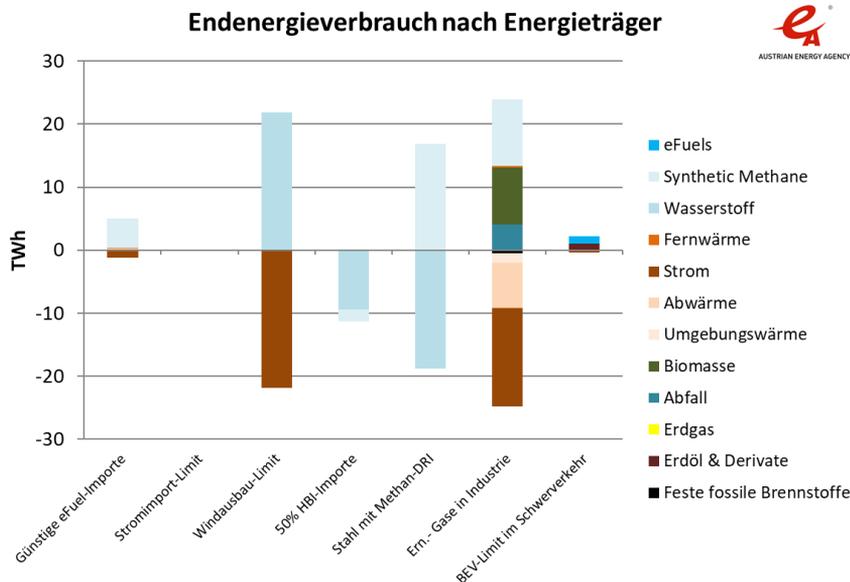


Abbildung 17: Energetischer Endverbrauch aller Sektoren nach Energieträger im Jahr 2040 – Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)

Die Änderung des energetischen Endverbrauchs im Jahr 2040 in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario stellt sich folgendermaßen dar (Abbildung 17):

- Günstige E-Fuel-Importe: Ersatz von 1 TWh Stromverbrauch durch 4 TWh synthetisches Methan und weniger als 1 TWh zusätzliche Ab- und Fernwärme
- Stromimport-Limit: keine Änderung
- Windausbau-Limit: Es findet eine Verschiebung von 22 TWh Strom zu 22 TWh Wasserstoff statt.
- 50 % HBI-Importe: Die Nutzung von synthetischem Methan sinkt um 2 TWh, die von Wasserstoff sogar um 9 TWh.
- Stahl mit Methan-DRI: 19 TWh Wasserstoff werden durch 17 TWh synthetisches Methan ersetzt.
- Erneuerbare Gase in der Industrie: Der Verbrauch von 16 TWh Strom, 7 TWh Abwärme und 1 TWh Umgebungswärme wird ersetzt durch 11 TWh synthetisches Methan, 9 TWh Biomasse und 4 TWh Abfall
- BEV-Limit im Schwerverkehr: Die Nutzung von E-Fuels und fossilen flüssigen Brennstoffen steigt um jeweils 1 TWh.

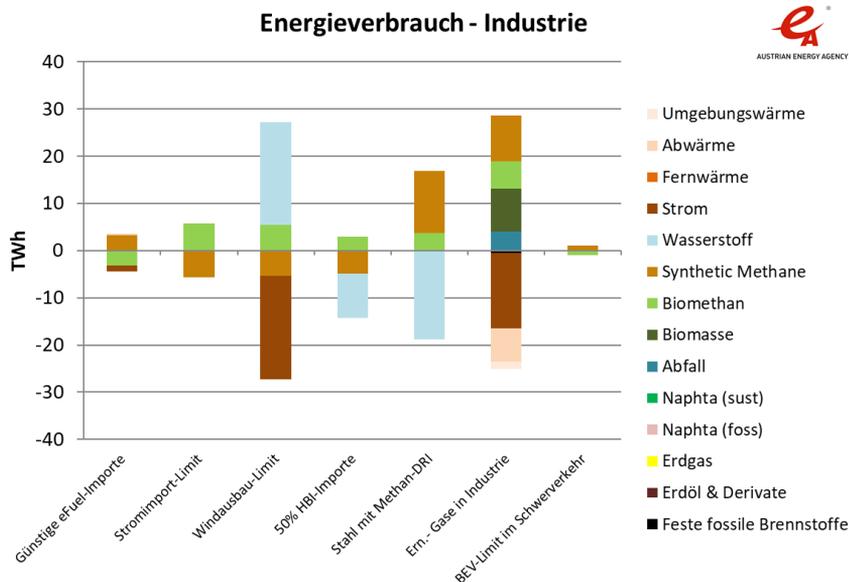


Abbildung 18: Energieverbrauch der Industrie nach Energieträger im Jahr 2040 - Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)

Die Änderung des Energieverbrauchs der Industrie im Jahr 2040 (Abbildung 18) in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario unterscheidet sich deutlich von den Änderungen des Endenergieverbrauchs (Abbildung 17):

- Günstige E-Fuel-Importe: Synthetisches Methan ersetzt Biomethan (3 TWh). Außerdem wird 1 TWh Strom jeweils zur Hälfte von Fern- und Abwärme ersetzt.
- Stromimport-Limit: 6 TWh synthetisches Methan wird durch Biomethan ersetzt.
- Windausbau-Limit: 22 TWh Strom und 5 TWh synthetisches Methan werden durch 22 TWh Wasserstoff und 5 TWh Biomethan substituiert.
- 50 % HBI-Importe: Ersatz von 9 TWh Wasserstoff und 5 TWh synthetischem Methan durch 3 TWh Biomethan. Daraus folgt eine Gesamtreduktion des Energieverbrauchs von 11 TWh.
- Stahl mit Methan-DRI: Verschiebung des Verbrauchs von 19 TWh Wasserstoff zu 12 TWh synthetischem Methan und 4 TWh Strom
- Erneuerbare Gase in der Industrie: 9 TWh Ab- und Umgebungswärme sowie 16 TWh Strom werden durch die Nutzung von 10 TWh synthetischem Methan, 6 TWh Biomethan, 9 TWh Biomasse und 4 TWh Abfall ersetzt. Der Energieverbrauch steigt um 4 TWh.
- BEV-Limit im Schwerverkehr: Anstelle von 1 TWh Biomethan wird ebenso viel synthetisches Methan genutzt.

5.4.3 Zusammenfassung

Die Ergebnisse aus dem Referenzszenario zeigen, dass Wasserstoff und abgeleitete Derivate bei der Dekarbonisierung der **Industrie und Teilen der Mobilität** eine wesentliche Rolle spielen können. Der Gesamtbedarf nach klimaneutralen Gasen liegt dabei in der Größenordnung des derzeitigen Erdgasbedarfs.

Die Auswirkungen der Variationen in 5.4.2 zeigen die Bedeutung der **Gesamtsystembetrachtung**. Die Änderungen von sechs verschiedenen ausgewählten Kenngrößen werden in Tabelle 20 in qualitativer Form dargestellt, und zwar kategorisiert als Zunahme (grün), Abnahme (rot), Verschiebung (gelb) und keine Änderung (Keine: weiß). Aus dieser Tabelle wird ersichtlich, dass die verschiedenen Variationen auf sehr unterschiedliche Weise die einzelnen Kenngrößen beeinflussen.

Tabelle 20: Qualitative Änderungen ausgewählter Kenngrößen infolge geänderter Annahmen;
Quelle: (Baumann, 2023)

Annahmen und Kenngrößen	Wasserstoff- Erzeugung	Wasserstoff- Verwendung	Bruttoinlands- verbrauch	Importe	Energetischer Endverbrauch	Energieverbrauch der Industrie
Günstige E-Fuel-Importe	Abnahme	Abnahme	Verschiebung	Verschiebung	Zunahme	Verschiebung
Stromimport-Limit	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Verschiebung
Windausbau-Limit	Verschiebung	Zunahme	Verschiebung	Zunahme	Verschiebung	Verschiebung
50 % HBI-Importe	Abnahme	Abnahme	Abnahme	Abnahme	Abnahme	Abnahme
Stahl mit Methan-DRI	Keine	Verschiebung	Keine	Keine	Verschiebung	Verschiebung
Erneuerbare Gase in Industrie	Zunahme	Zunahme	Verschiebung	Verschiebung	Verschiebung	Verschiebung
BEV-Limit im Schwerverkehr	Keine	Keine	Keine	Keine	Zunahme	Verschiebung

5.5 Life Cycle & Social Analysis (LCSA): Methodik, Ergebnisse und Implikationen für Wasserstoff in Österreich

Das Nachhaltigkeitskonzept und die Lebenszykluswirkungsanalyse (LCIA) spielen eine entscheidende Rolle bei der Bewertung der Umweltauswirkungen und der Wirtschaftlichkeit von Technologien. Aufgrund der Ergebnisse aus national und EU geförderten Forschungsprojekten wird vorgeschlagen, die klassische Lebenszyklusanalyse (LCA) um ökonomische und soziale Aspekte zu erweitern. Betreffend Wasserstofftechnologien kann die Notwendigkeit, von deterministischen zu probabilistischen LCA- und Lebenszykluskostenrechnungen (LCC) überzugehen, um ein umfassenderes Verständnis der Nachhaltigkeit zu erlangen, betont werden.

5.5.1 Ergebnisse beispielhafter LCA-Analysen

Im Rahmen praktischer Beispiele und Sensitivitätsanalysen wurde im Detail ein PEM-Elektrolyseur für die Wasserstoffproduktion als Referenztechnologie untersucht. Dieser Elektrolyseur hat eine jährliche Produktionsrate von circa 1.500 Tonnen H_2 bei einer Kapazität von 10 MW. Für die Untersuchung wurden wichtige Betriebsparameter wie Elektrizitäts- und Wasserverbrauch sowie Lebensdauerabschätzungen für Stack-Materialien und Balance-of-Plant (BoP)-Komponenten berücksichtigt. Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, wie unterschiedliche Eingabedaten die Lebenszyklusanalyse beeinflussen können.

Die Sensitivitätsanalyse bezüglich Effizienzen und Entwicklungen der Produktionsrate auf Basis einer durchgeführten Metastudie zeigte beispielsweise deutliche Veränderungen in den Basisdaten für Technologiemonitorierungen: Der spezifische Energieverbrauch von PEM-Elektrolyseuren sank von 70 $kWh_{el}/kg H_2$ auf 57 $kWh_{el}/kg H_2$, der von Alkaline-Elektrolyseuren von 60 auf 52 und jener von SOC-Elektrolyseuren von 50 auf 42 $kWh_{el}/kg H_2$. Es ist erwähnenswert, dass die kumulativ installierte Kapazität von PEM und Alkaline auf 100 GW gestiegen ist, während von SOC erst 20 MW kumulativ installiert sind zum Zeitpunkt der Datenanalyse. (Gunther Glenk, 2023)

Für die Herstellung des Elektrolyseurs wurde eine detaillierte Analyse des **Global Warming Potentials (GWP)** im Zusammenhang mit den Materialien des PEM-EC-Stacks durchgeführt. Dabei wurden Iridium (60 %), Platin (8,2 %) und Titan (25,5 %) als Materialien mit den höchsten Umwelteinflüssen identifiziert. Eine Quellenanalyse für den Input an Strom zur Wasserstoffproduktion wurde ebenfalls durchgeführt, einschließlich der Implikationen der Kohlenstoffintensität des österreichischen Strommixes und der Ziele zur Dekarbonisierung.

Die praktischen Ergebnisse zur GWP-Analyse und zum Primärenergiebedarf (PED) unter Berücksichtigung der Herstellung und des Betriebs heben den Nachhaltigkeitsvorteil von Stromquellen mit geringem Kohlenstoffgehalt hervor. Basierend auf den Erkenntnissen wird die Integration von LC(S)A-Ergebnissen in nationale Energiesystemmodelle empfohlen. Dazu gehört die Einrichtung einer zentralisierten LCSA-Datenbank und die Berücksichtigung von LCSA-Daten in der Energiesystemmodellierung, um eine nachhaltige Energiezukunft zu unterstützen.

Basierend auf den erzielten Ergebnissen und Erkenntnissen können konkrete Empfehlungen abgeleitet werden, um die Nachhaltigkeit und Effizienz von Wasserstofftechnologien weiter zu fördern und in nationale Energiesysteme beziehungsweise Energiesystemmodelle zu integrieren:

1. Zentralisierte Datenbank: Einrichtung einer zentralen LCSA-Datenbank für energierelevante Daten, die für Modellierer und politische Entscheidungsträger zugänglich ist
2. Modellparametrisierung: Eingabe von LCSA-Daten in Energiesystemmodelle zur Quantifizierung der Nachhaltigkeitsauswirkungen verschiedener Technologien
3. Entwicklung von Szenarien: Erstellung verschiedener LCSA-informierter Szenarien, um verschiedene Zusammensetzungen des Energiemixes und Nachhaltigkeitsziele zu berücksichtigen
4. Integration der Politik: Direkte Verknüpfung von LCSA-Ergebnissen mit der Formulierung von Energiepolitik und Festlegung von Zielen auf der Grundlage von Nachhaltigkeitsmetriken.
5. Echtzeit-Daten: Integrieren Sie LCSA-Daten in Echtzeit, um dynamische ökologische und soziale Veränderungen zu berücksichtigen.
6. Maßgeschneiderte Berichterstattung: Erstellen Sie benutzerfreundliche Berichte für politische Entscheidungsträger mit der Möglichkeit, verschiedene Energieszenarien zu vergleichen.
7. Einbindung mehrerer Interessengruppen: Beziehen Sie ein breites Spektrum von Interessengruppen ein, um die Ergebnisse zu validieren und die Modellgenauigkeit zu verbessern.
8. Öffentliche Sensibilisierung: Informieren Sie die Öffentlichkeit über die Rolle von LCSA bei Energieentscheidungen, um Unterstützung für Nachhaltigkeitsinitiativen zu gewinnen.
9. Kontinuierliche Überprüfung: Regelmäßige Aktualisierung der Modelle und Datenbanken mit neuen Daten und Technologien
10. Sektorübergreifende Integration: Ausweitung von LCSA auf andere Sektoren und Angleichung an globale Nachhaltigkeitsstandards für eine umfassende Bewertung

Die Diskussionen innerhalb des Tasks und Ergebnisse unterstreichen die Bedeutung einer ganzheitlichen Bewertung und der frühen Identifikation von Stärken und Schwächen von Prozessen, Technologien oder Produkten zur Förderung der Nachhaltigkeit in allen Dimensionen.

5.5.2 Status und Ausblick zur internationalen Wasserstoffzertifizierung

In der europäischen Gesetzgebung werden erneuerbarer Wasserstoff und seine Derivate als erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) bezeichnet. Das wichtigste Element für die Herstellung dieser RFNBOs ist die Renewable Energy Directive III (RED III) auf europäischer Ebene. Sie legt die Nachhaltigkeitskriterien für RFNBOs im Verkehrssektor fest. Die RED III ist am 21.11.2023 in Kraft getreten, die meisten Vorgaben sind bis 21. Mai 2025 national umzusetzen. In der RED III werden die Nachhaltigkeitskriterien auch auf den Industriesektor ausgeweitet. Darüber

hinaus werden in der RED III auch Anforderungen an die Dokumentation und Überprüfung festgelegt. Die RED III gibt erstmals konkrete Quoten für RFNBOs in der Industrie vor. Für Wasserstoff gilt: Bis 2030 muss der Anteil des erneuerbaren Wasserstoffs am insgesamt in der Industrie eingesetzten Wasserstoff auf 42 % steigen. Bis 2035 muss in der Industrie verwendeter Wasserstoff zu 60 % erneuerbar sein, also den Kriterien für RFNBOs entsprechen. Davon abgesehen soll die Industrie laut Artikel 22a ihren Erneuerbaren-Anteil jährlich um 1,6 Prozentpunkte steigern. Erneuerbarer Strom, Solarthermie und Biomasse sind hier inkludiert. Das Ziel ist allerdings für Mitgliedsstaaten und Unternehmen unverbindlich.

Der Begriff Industrie umfasst in beiden Bestimmungen Branchen wie Bergbau, Produktion und Bauwesen, nicht aber die Energiewirtschaft (European Commission, 2023). Für RFNBOs hat die Europäische Kommission im Februar 2023 zwei delegierte Rechtsakte veröffentlicht, in denen die Nachhaltigkeitskriterien für RFNBO präzisiert werden:

- Kriterien für erneuerbare Elektrizität für RFNBOs [Delegierte Akte C(2023) 1086 zu RED II Art. 27]: Ziel ist es, die Kriterien für Strom aus erneuerbaren Energiequellen für RFNBOs weiter zu spezifizieren. (European Commission, 2023a)
- Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen von RFNBOs [Delegierter Rechtsakt C(2023) 1086 zu RED II Art. 28]: Hier werden auch die in Frage kommenden Kohlenstoffquellen für Wasserstoffderivate definiert. (European Commission, 2023b)

Die Nachhaltigkeitszertifizierung ist für Marktteilnehmer relevant, die entweder RFNBO-Mengen in die EU exportieren oder RFNBO-Mengen innerhalb der EU produzieren und sich anrechnen lassen wollen, dass es sich hier um erneuerbare Kraftstoffe handelt, z.B. im Rahmen des EU-ETS für den europäischen Markt oder der Treibhausgasquote für den österreichischen Verkehrssektor. Diese Instrumente können einen erheblichen Einfluss auf die wirtschaftliche Machbarkeit des Aufbaus eigener RFNBO-Kapazitäten haben.

Im Rahmen von RED III erkennt die Europäische Kommission offiziell Zertifizierungssysteme an, um die Einhaltung der Ziele nachzuweisen. Sobald ein Zertifizierungssystem von der Europäischen Kommission offiziell anerkannt ist, wird es als **freiwilliges System** (Voluntary Scheme, VS) bezeichnet. Zurzeit gibt es im Rahmen der RED III bereits 15 offiziell anerkannte VS für Biokraftstoffe, wie ISCC, REDcert und RSB. Im Falle von RFNBOs ist es für Zertifizierungssysteme nicht möglich, von der Europäischen Kommission als VS anerkannt zu werden, solange die Nachhaltigkeitskriterien für RFNBOs nicht offiziell vom Europäischen Parlament und dem Europäischen Rat gebilligt sind. ISCC, CertifHy und REDcert sind bereits in Pilotprojekten aktiv, VS für RFNBOs zu werden.

Die Delegierte Verordnung RED II Art. 27, die von der Europäischen Kommission im Februar 2023 veröffentlicht wurde, beschreibt die **Kriterien für Strom aus erneuerbaren Energien für RFNBOs**. Diese Kriterien umfassen die folgenden Aspekte: (H2dezentral, 2023)

- **Erneuerbarkeit:** Anforderung an den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung
- **Zusätzlichkeit:** Das Kriterium der Zusätzlichkeit wurde von der EU-Kommission so festgelegt, dass die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig für direkte Anwendungen

erfolgt und nur zusätzliche installierte Kapazitäten für die Produktion von RFNBOs verwendet werden. Außerdem definiert die RED II die Zusätzlichkeit durch das Fehlen von Subventionen.

- **Geografische Korrelation:** Legt ein geografisches Gebiet fest, in dem sich das Kraftwerk und der Elektrolyseur befinden müssen
- **Zeitliche Korrelation:** Beschreibt die zeitliche Differenz zwischen Strom- und RFNBO-Produktion

Tabelle 21: Übersicht der im delegierten Rechtsakt unterschiedenen Anschlussfälle; Quelle: (European Commission, 2023a)

Fall	Artikel	Beschreibung
"Fall des direkten Anschlusses"	Art. 3	Direkter Anschluss einschließlich des Kriteriums der Zusätzlichkeit
"90-Prozent-Fall"	Art. 4(1)	Bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz von mindestens 90 %
"18-gCO ₂ eq/MJ-Fall"	Art. 4(2)	Emissionsintensität von maximal 18 gCO ₂ eq/MJ im Stromnetz-mix
"Systemfreundlicher Fall"	Art. 4(3)	Elektrolyseur, der der Vermeidung von Netzengpässen dient
"PPA-Fall"	Art. 4(4)	Power Purchase Agreement (PPA) auf der Grundlage zusätzlicher Stromkapazitäten

Die Delegierte Verordnung RED II Art. 28 über die Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen von RFNBOs und förderfähigen Kohlenstoffquellen, die von der Europäischen Kommission im Februar 2023 veröffentlicht wurde, beschreibt im Detail die **Berechnungsmethodik der Treibhausgase**.

Damit RFNBOs die Eigenschaft "erneuerbar" zuerkannt wird, müssen sie eine 70-prozentige THG-Reduktion im Vergleich zu einem fossilen Pendant erreichen. Für das fossile Pendant gilt ein Referenzwert von 94 gCO₂/MJ für den Verkehrssektor. (European Commission, 2023b)

Für die Herstellung von RFNBOs werden drei verschiedene Kohlenstoffquellen unterschieden: biogener Kohlenstoff, atmosphärischer Kohlenstoff, der durch direkte Abscheidung aus der Luft (DAC) gewonnen wird, und Kohlenstoff aus industriellen Punktquellen. Gemäß der Delegierten Verordnung RED II Art. 28 sind alle Kohlenstoffquellen für die RFNBO-Produktion geeignet. Fossiler Kohlenstoff aus fossilen Kraftwerken ist jedoch bis 2035 anrechenbar und fossiler Kohlenstoff aus anderen industriellen Punktquellen bis 2040.

Die Treibhausgasemissionen berechnen sich aus der Summe der Emissionen aus

- Produktionsinputs (z. B. Emissionen des Stromnetzmixes)
- Verarbeitung (z. B. Reinigung, Abfallbehandlung, Leckagen und so weiter)
- Transport, der Lagerung und der Verteilung des fertigen Kraftstoffs (z. B. die Gesamtemissionen des für den Transport per Lkw verwendeten Kraftstoffs unter Berücksichtigung der Entfernung in km)
- Verbrennung des Brennstoffs in seiner Endanwendung (bezieht sich auf die gesamten Verbrennungsemissionen des verwendeten Brennstoffs).

Abgezogen von dieser Summe werden Emissionseinsparungen durch Kohlenstoffabscheidung und geologische Speicherung.

Es gibt drei verschiedene Kohlenstoffquellen:

- Biogener Kohlenstoff
- Atmosphärischer Kohlenstoff, der durch direkte Abscheidung aus der Luft (DAC) gewonnen wird, und
- Kohlenstoff aus industriellen Punktquellen

Gemäß der Delegierten Verordnung RED II Art. 28 sind alle Kohlenstoffquellen für die RFNBO-Produktion geeignet. Fossiler Kohlenstoff aus fossilen Kraftwerken ist jedoch bis 2035 anrechenbar und fossiler Kohlenstoff aus anderen industriellen Punktquellen bis 2040.

5.5.3 Ziele und Status für eine weltweit einheitliche Wasserstoffnorm

Derzeit gibt es eine Reihe von Initiativen, die auf die Entwicklung einer globalen Wasserstoffnorm abzielen, wie z. B. die GH2-Norm für grünen Wasserstoff, die internationale APEC-Norm für kohlenstoffarmen Wasserstoff und das Climate Bonds Standard and Certification Scheme.

Die IPHE entwickelt einen globalen Rahmen für eine Treibhausgasmethodik für Wasserstoff. Die GH2-Norm für grünen Wasserstoff hat bereits angekündigt, dass sie die IPHE-THG-Methode anwenden wird.

Das ultimative Ziel einer weltweit harmonisierten Wasserstoffnorm besteht darin, Wasserstoffmengen zu zertifizieren und diese dann international auf dem attraktivsten Markt zu verkaufen, wobei nur eine Zertifizierung erforderlich ist. Dies würde den Marktteilnehmer in die Lage versetzen, schnell auf Preisänderungen zu reagieren.

Wenn es keine weltweit harmonisierte Wasserstoffnorm gibt, lässt der Marktteilnehmer die Wasserstoffmengen nach einer nationalen oder regionalen Wasserstoffnorm zertifizieren, wie z. B. nach der britischen RTFO. Der Zertifizierungsprozess ist zeitaufwendig und kostenintensiv. Möchte der Marktteilnehmer einmal eine Wasserstoffmenge verkaufen, die nach dem Regelwerk des Landes A zertifiziert ist, der Marktpreis in Land A aber deutlich sinkt und in Land B steigt, müsste sich

der Marktteilnehmer erneut nach dem Standard des Landes B zertifizieren lassen. Diese Einschränkung bedeutet, dass die Produzenten frühzeitig entscheiden müssen, mit welchem Land sie die Energieträgermengen handeln wollen, um die Einhaltung der jeweiligen Erneuerbaren-Kriterien nachzuweisen.

Eine Analyse der derzeitigen Situation zeigt mehrere **globale Herausforderungen**:

- Bestehende nationale Wasserstoffnormen stimmen möglicherweise nicht mit internationalen Normen überein. Dies macht es für Volkswirtschaften, die bereits über nationale Normen verfügen, weniger attraktiv, sich globalen Initiativen anzuschließen.
- Mit der wachsenden Zahl neuer Wasserstoffnormen wird es immer schwieriger, die Kriterien weltweit einheitlich zu halten.
- Es ist unwahrscheinlich, dass Volkswirtschaften, die bereits über inländische Wasserstoffsyste-me verfügen, ihre ehrgeizigsten Nachhaltigkeitskriterien zugunsten einer weltweit harmoni-sierten Wasserstoffnorm aufgeben werden.
- Hohe Transaktionskosten (in Verbindung mit Verhandlungen, Verwaltung und so weiter) für die Schaffung der Plattform zur Einführung einer globalen Wasserstoffnorm.
- Unterschiedliche Marktbedürfnisse, Wertvorstellungen und politische Standpunkte erschwe- ren es, einen Konsens zu finden, z. B. über einen Schwellenwert für die Treibhausgasintensität, eine gemeinsame Definition von "Strom aus erneuerbaren Energien" oder ein Nachverfol- gungsmodell (Book & Claim oder Massenbilanzierung).
- Die Anforderungen an das Endprodukt müssen die gleichen sein, z. B. Systemgrenzen der THG- Methodik oder förderfähige Produktionsmittel.

Zusätzlich zu den globalen Herausforderungen gibt es weitere auf **nationaler Ebene**:

- Vermeidung von Doppel- oder Mehrfachzählungen, z. B. wenn die Strommengen in einem na- tionalen System erfasst werden
- Zielkonformität. Häufig sind globale Normen nicht mit den nationalen Gesetzen vereinbar und können daher nicht zur Anrechnung der entsprechenden Mengen auf die nationalen Wasser- stoffziele verwendet werden. So kann beispielsweise die GH2-Norm nicht verwendet werden, um von der Treibhausgasquote zu profitieren.
- Mangelndes Vertrauen in eine internationale Wasserstoffnorm kann sich negativ auf ihre Ak- zeptanz auswirken.
- Geringe Akzeptanz

Eine internationale Wasserstoffnorm verlangt, dass die ökologischen, sozialen und ordnungspoliti- schen Folgen der grünen Wasserstoffproduktion auf **regionaler Ebene** gründlich bewertet werden. Gleichzeitig ist es sehr schwierig, Nachhaltigkeitskriterien mit starkem regionalem Bezug, wie z. B. Wasserstress, angemessen zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind die Stromkriterien für den RFNBO-Verbrauch in der EU darauf ausgelegt, den Sektor der erneuerbaren Energien in der EU zu schützen, während andere Regionen möglicherweise ganz andere Bedürfnisse haben.

6 Schlussfolgerungen

Es besteht ein klarer und entscheidender Bedarf, die Integration von Wasserstoff in eine breite Palette von Modellklassen und -kategorien kontinuierlich zu verbessern. Die IEA Hydrogen hat diesen Bedarf um 2017 festgestellt, jedoch ist diese Gruppe nicht die einzige, die auf die Notwendigkeit einer besseren Modellierung hinweisen. Beispielsweise haben führende kommerzieller Modellanbieter in der Strom- und Gasmodellierung als Reaktion auf Kundenbedürfnisse bereits die Wasserstoffmodellierung hinzugefügt.

Eine Fallstudie auf der Iberischen Halbinsel, die in diesem Bericht vorgestellt wird, nutzt die Wasserstoffpreisbildung auf den Strom- und Gasmärkten als Grundlage für die Kopplung von Strom- und Gasmodellen. Ein weiteres Beispiel aus jüngster Zeit ist das australische Sun Cable-Projekt, bei dem es unter potenziellen Investoren erhebliche Meinungsverschiedenheiten darüber gab, welcher Weg für den Export sehr großer PV-Solarenergiemengen am rentabelsten sei: grüner Wasserstoff oder ein Derivat im Vergleich zu einem 4.000 km langen Unterseekabel nach Singapur.

Abgesehen von den Fragen zur Größe und zum Umfang ist es wichtig, die größte Herausforderung bei der Integration hervorzuheben: die Anwendung von Bewertungen mit unterschiedlicher Auflösung, die den Wert von Power-to-Fuel über sehr kurze Zeiträume erfassen und gleichzeitig die Gesamtbewertung auf höchster Ebene handhabbar halten. Eine Vielfalt konkurrierender öffentlicher Modellierungsergebnisse würde nicht nur die Entwicklungen von politischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unterstützen, sondern auch das Vertrauen der Investoren in die Entwicklung von Projekten stärken.

Wasserstoff ist ein vielseitiger Energieträger, dessen Abbildung in Modellen verschiedene spezielle Aspekte erfordert. Dazu gehören unter anderem eine systemweite Betrachtung, Flexibilität im Stromsektor, eine hohe zeitliche Auflösung sowie die Berücksichtigung des Konsumentenverhaltens. Die Erarbeitung der Taxonomie von Wasserstoffmodellen zeigte, dass kein einziger Modellarchetyp alle komplexen Wechselwirkungen von Wasserstoff und alle Aussichten, wie zur Dekarbonisierung beigetragen wird, erfassen kann. Damit ist auch ersichtlich, dass kein einzelnes Modell alle relevanten Aspekte abbilden kann. Die Verschränkung zwischen verschiedenen Modellen ist für eine ganzheitliche Antwort notwendig.

Viele energieverbrauchende Dienstleistungen können von der Integration von Wasserstoff profitieren, gleichzeitig ist die Abdeckung von relevanten Aspekten noch lückenhaft. So sind Umweltauswirkungen, Innovationszyklen, Marktdesign und Maßnahmen zur Förderung des Einsatzes in geringerem Ausmaß abgedeckt.

Daher ist die Wahl des richtigen Modellarchetyps zur Untersuchung der jeweiligen Fragestellungen ebenso wichtig wie die Abbildung der Wasserstoffnutzungsketten. Es gibt viele potenzielle Anwendungen für Wasserstoffenergie. Der Detaillierungsgrad der Modellierung von Wasserstofftechno-

logien ist jedoch von Modell zu Modell sehr unterschiedlich. Aus dem Vergleich von Modellen wurden Empfehlungen zu den Mindestanforderungen der Abbildung von Wasserstoff in Modellen formuliert.

Der Einfluss der zur Quantifizierung von Wasserstoffwertschöpfungsketten in Modellen verwendeten technischen und ökonomischen Parameter ist in vielen Fällen signifikant und entscheidend. Die derzeitige Datenlage ist jedoch aufgrund der vergleichsweise kurzen Zeitspanne und der geringen statistischen Breite etablierter Technologien noch wenig robust. Hier sind gemeinsame Anstrengungen zur systematischen Datenbereitstellung wesentlich, um die Abbildung von Wasserstoff in Modellen zu verbessern und die Ergebnisse aus Szenariostudien vergleichbar zu machen.

Die ersten exemplarischen Ergebnisse von Szenarien mit detaillierterer Darstellung der Wasserstoffaufbringung und –nutzung zeigt die Rolle, die Wasserstoff bei der Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems spielen kann. Der Gesamtbedarf nach klimaneutralen Gasen liegt dabei in der Größenordnung des derzeitigen Erdgasbedarfs. Gleichzeitig zeigen die komplexen Auswirkungen von Änderungen wesentlicher Annahmen aber auch, wie wichtig die ganzheitliche Abbildung von Wasserstoff in Modellen ist. Im Rahmen der Aktivitäten wurden insbesondere die Methodik und die exemplarischen Ergebnisse von Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Analysis - LCA) im spezifischen Kontext der Wasserstofftechnologie verbreitet. Auf Basis der Arbeiten hinsichtlich der ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen ist es ein zukünftiges Ziel, ein tiefergehendes Verständnis für die Wasserstofftechnologie zu entwickeln und deren Beitrag zur Nachhaltigkeit zu bewerten. Im Rahmen der Arbeiten wurden verschiedene Aspekte behandelt, darunter spezifische Parameter von Elektrolyseuren, Nachhaltigkeitskonzepten und praktischen Beispielen wie PEM-Elektrolyseure und Sensitivitätsanalysen. Aus diesen Arbeiten konnten Empfehlungen zur Integration von LC(S)A-Ergebnissen in nationale Energiesystemmodelle und zur Weiterentwicklung von Forschung und Entwicklung auf diesem Gebiet abgeleitet werden. Diese Empfehlungen umfassen die Einrichtung einer zentralisierten LCSA-Datenbank, die Entwicklung verschiedener Szenarien, die direkte Verknüpfung von LCSA-Ergebnissen mit der Energiepolitik und die kontinuierliche Aktualisierung von Modellen und Datenbanken.

Des Weiteren wurden der Status und Ausblick zur internationalen Wasserstoffzertifizierung sowie die Herausforderungen auf regionaler, nationaler und globaler Ebene diskutiert. Hierbei wurden bestehende und potenzielle Herausforderungen bei der Harmonisierung von Wasserstoffnormen und der Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien aufgezeigt. Insgesamt verdeutlicht diese Arbeit die Bedeutung einer ganzheitlichen Bewertung von Wasserstofftechnologien und die Notwendigkeit einer koordinierten internationalen Zusammenarbeit zur Schaffung globaler Standards und Zertifizierungsverfahren.

Die Vorstellung der Erkenntnisse aus den Arbeiten des Task 41, der exemplarischen Ergebnisse der österreichischen Szenarien sowie ausgewählter spezifischer Ergebnisse zu LCA am 8. November 2023 im Rahmen eines Webinars für österreichische Stakeholder stieß auf großes Interesse. Dies zeigt, dass in Österreich ein Bedarf an Wissen sowohl zu methodischen Aspekten als auch zu praktischen Ergebnissen der Modellierung von Wasserstofftechnologien und -nutzung besteht.

7 Ausblick und Empfehlungen

Diese Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten heben die Bedeutung der internationalen Zusammenarbeit hervor und betonen die Notwendigkeit, die Modellierung von Wasserstofftechnologien in Österreich zu erweitern und zu verbessern. Die Erkenntnisse und Empfehlungen basieren auf den Arbeiten der Task 41 des IEA Hydrogen Technology Collaboration Programmes und zielen darauf ab, die Möglichkeiten von Wasserstoff entlang der gesamten Wertschöpfungskette besser zu verstehen und bei der Transformation des Energie- und Wirtschaftssystems Österreichs optimal zu nutzen.

Internationale Beteiligung

Es wird empfohlen, die internationale Kooperation österreichischer Forscherinnen und Forscher weiterhin zu ermöglichen und zu unterstützen. Die Erfahrung aus der Teilnahme an Task 41 zeigt, dass die Anzahl der Modellierungsansätze und Modelle zur Adressierung von Fragestellungen im Kontext der Rolle von Wasserstoff im Energiesystem groß ist, und es eine große internationale Forschungscommunity gibt, die sich diesen Themen widmet. Gleichzeitig ist die österreichische Forschungslandschaft im Bereich der Modellierung vergleichsweise klein. Daher wäre es für Österreich besonders vorteilhaft, durch die weitere Teilnahme an internationalen Kooperationen die Erkenntnisse auf internationaler Ebene für nationale Anwendungen verfügbar zu machen. Die Internationale Energieagentur (IEA) aber auch andere Plattformen wie z.B. Hydrogen Europe Research bietet hierfür viele Möglichkeiten.

Nationale Modellierung

Ebenso wichtig wie die Teilnahme an internationalen Kooperationen sind die Entwicklung und der Einsatz nationaler Modelle zur Adressierung relevanter Fragestellungen zur möglichen Rolle von Wasserstoff. Zum einen ist es wesentlich, den zur Beantwortung von Fragen passenden Modellierungsansatz zu wählen. Darüber hinaus ist ein tiefgehendes Verständnis der Erarbeitung von Daten und Szenarien des verwendeten Modells erforderlich, um die Ergebnisse interpretieren und Schlussfolgerungen ziehen zu können. Ebenso zeigt sich, dass sich die zur Modellierung verwendeten Parameter in den einzelnen Modellen durchaus signifikant unterscheiden können, und diese Parameter zur Beantwortung nationaler Fragen spezifisch gewählt werden müssen.

Es wird hervorgehoben, dass für die angemessene Modellierung von Wasserstofftälern („Hydrogen Valles“) oder Industrieclustern, insbesondere für Elektrizität in Regionen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energiequellen, eine hohe zeitliche Auflösung erforderlich ist. Die Modelle sollten die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Integration von Elektrizität und Brennstoffen erfassen können, und erfordern ebenfalls regionale sehr spezifische Daten. Daher wäre ein spezifisches Set an österreichischen Daten für diese Modellierungsansätze von Bedeutung.

Weiterentwicklung von Modellen

In Österreich gibt es bereits einige Modelle, die Teilbereiche der Modellierung von Wasserstoff abdecken und komplementär Fragestellungen adressieren können. Um relevante technologische und energiewirtschaftliche Entwicklungen berücksichtigen zu können, ist es permanent erforderlich, diese Modelle weiter zu entwickeln. Auch das Österreich-Modell der Österreichischen Energieagentur wird laufend erweitert, um weitere relevante Nutzungsketten von Wasserstoff abzubilden. Dazu gehört die Abbildung weiterer erneuerbarer Gase, die Erweiterung der Anwendungen, sowie die Erzeugung und Umwandlung verschiedener wasserstoffbasierter Energieträger. Für diese Modellerweiterungen werden nicht zuletzt die Erkenntnisse aus der Teilnahme an Task 41 herangezogen.

Datenbank

Zur Unterstützung der Integration von Lebenszyklusanalyse-(LCA) Ergebnissen in nationale Energiesystemmodelle wird die Einrichtung einer zentralen Datenbank für energierelevante Daten empfohlen. Diese Datenbank soll für Modellierer:innen und politische Entscheidungsträger:innen zugänglich sein, um eine nachhaltige Energiezukunft zu unterstützen. Zusätzlich wird die direkte Verknüpfung von LCSA-Ergebnissen mit der Energiepolitik und die kontinuierliche Aktualisierung von Modellen und Datenbanken vorgeschlagen.

Diese Empfehlungen verdeutlichen die Notwendigkeit einer umfassenden und koordinierten Anstrengung zur Integration von Wasserstofftechnologien in nationale Energiesystemmodelle, zur Verbesserung der Modellierungspraktiken und zur Erleichterung der Zusammenarbeit und des Austauschs von Best Practices und Daten. Die Betonung liegt auf der Nutzung internationaler Kooperationen, der Entwicklung von Datenbanken und der Anpassung von Modellierungsansätzen an die spezifischen Bedürfnisse und Gegebenheiten, um eine nachhaltige und effiziente Nutzung von Wasserstofftechnologien voranzutreiben.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Liste und Kurzbeschreibung der Subtasks von Task 41; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	15
Tabelle 2: Allgemeine Taxonomie - Hauptkategorien beziehungsweise Klassen von Energiemodellen; Quelle: Adaptiert aus (Blanco H, 2022)	22
Tabelle 3: Neun Systemmerkmale für die Berücksichtigung von Wasserstoff in Energiemodellen; Quelle: Adaptiert aus (Blanco H, 2022)	23
Tabelle 4: Übersicht der in den Vergleich einbezogenen Modelle; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	34
Tabelle 5: Wasserstoffdarstellung in jedem Modell; angepasst aus: (Dickinson, R, et.al., 2023)	35
Tabelle 6: Wasserstoffherzeugungs- und -versorgungssysteme in den einzelnen Modellen; angepasst aus: (Dickinson, R, et.al., 2023)	36
Tabelle 7: In den einzelnen Modellen berücksichtigte Technologien für Wasserstoffherzeugungsanlagen; angepasst aus: (Dickinson, R, et.al., 2023)	37
Tabelle 8: Kosten- und Produktionsdatenspannen für Wasserstoffproduktionstechnologien für die Jahre 2020, 2023 und 2050, angepasst aus (UK Department of BE&IS, 2021)	45
Tabelle 9: Datengruppe "Technische Spezifikationen"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	49
Tabelle 10: Datengruppe "Technische Parameter"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	50
Tabelle 11: Datengruppe "Ökonomische Parameter"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	51
Tabelle 12: Datengruppe "Materialien und Emissionen"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	51
Tabelle 13: Datengruppe "Meta-Daten"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	52
Tabelle 14: Technology Readiness Level (TRL) für die Datenerfassung; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	52
Tabelle 15: Datengruppe "Referenzen"; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	52
Tabelle 16: Bewertungsstufen des Kriteriums „Vollständigkeit“; Quelle: (Lindorfer, 2022)	53
Tabelle 17: Bewertungsstufen des Kriteriums „Aktualität“; Quelle: (Lindorfer, 2022)	54
Tabelle 18: Bewertungsstufen des Kriteriums „Glaubwürdigkeit“; Quelle: (Lindorfer, 2022)	54
Tabelle 19: Bewertungsstufen des Kriteriums „Entwicklungsstatus (TRL)“; Quelle: (Lindorfer, 2022)	55
Tabelle 20: Qualitative Änderungen ausgewählter Kenngrößen infolge geänderter Annahmen; Quelle: (Baumann, 2023)	69
Tabelle 21: Übersicht der im delegierten Rechtsakt unterschiedenen Anschlussfälle; Quelle: (European Commission, 2023a)	73

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grenzen, Überschneidungen und Verbindungen zwischen den Archetypen; in Anlehnung an (Blanco H, 2022).....	25
Abbildung 2: Schematische Darstellung eines Wasserstoff-Referenz-Energiesystems. Aus (Staffell I, 2019).	33
Abbildung 3: Vergleich der Investitionskostenannahmen für die Wasserstofferzeugung nach Technologie; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	38
Abbildung 4: Vergleich der Annahmen für den Wirkungsgrad der Energieumwandlung von Wasserstoff nach Technologien; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	38
Abbildung 5: Vergleich der Annahmen für die Investitionskosten der Wasserstoffversorgungsinfrastruktur nach Technologie; Quelle: (Dickinson, R, et.al., 2023)	39
Abbildung 6: Vereinfachtes Schema der Umsetzung von Wasserstofftechnologieoptionen in einem ESM; Quelle: nach (Dickinson, R, et.al., 2023)	41
Abbildung 7: Qualitätsbewertung von Parametern, die Wasserstofftechnologien beschreiben; Quelle: (Lindorfer, 2022)	56
Abbildung 8: Energetischer Endverbrauch im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023)	58
Abbildung 9: Bruttoinlandsverbrauch im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023).....	59
Abbildung 10: Energieträgerimporte im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023).....	60
Abbildung 11: Stromaufbringung im Szenario Referenz; Quelle: (Baumann, 2023).....	61
Abbildung 12 stellt die wesentlichen Komponenten der Aufbringung wie auch der Verwendung von Wasserstoff für die Jahre 2030 und 2040 dar; Quelle: (Baumann, 2023).....	62
Abbildung 13: Wasserstoff-Aufbringung im Jahr 2040 – Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)	63
Abbildung 14: Wasserstoff-Verwendung im Jahr 2040 – Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023).....	64
Abbildung 15: Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2040 - Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)	65
Abbildung 16: Energieträgerimporte im Jahr 2040 - Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)	66
Abbildung 17: Energetischer Endverbrauch aller Sektoren nach Energieträger im Jahr 2040 – Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023)	67
Abbildung 18: Energieverbrauch der Industrie nach Energieträger im Jahr 2040 - Vergleich der Szenarien; Quelle: (Baumann, 2023).....	68

Literaturverzeichnis

- AEMO. (2021). Von A 2022 Integrated System Plan (ISP): Current inputs, assumptions and scenarios: <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2022-integrated-system> abgerufen
- Agnolucci P, A. O. (2013). The importance of economies of scale, transport costs and demand patterns in optimising hydrogen fuelling infrastructure: An exploration with SHIPMod (Spatial hydrogen infrastructure planning model). *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 38:11189-201.
- Almansoori A, S. N. (2009). Design and operation of a future hydrogen supply chain: Multi-period model. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 34:7883-97.
- Baumann, M. L. (08. 11 2023). *Österreichische Energieagentur - Austrian Energy Agency - Aktuelles*. Von energyagency.at/aktuelles/webinar-wasserstoff-und-die-energiezukunft-oesterreichs abgerufen
- Blanco H, L. J.-G. (October 2022). A taxonomy of models for investigating hydrogen energy systems. . 2022;. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 167, S. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112698>.
- Brown T, S. D. (2018). Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, S. 160:720-39.
- Cox B, B. C. (2020). Life cycle environmental and cost comparison of current and future passenger cars under different energy scenarios. *Applied Energy*, S. 269:115021.
- Dickinson, R, et.al. (2023). *Analysis and Modelling of Hydrogen Technologies - IEA TCP Hydrogen Task 41 - Final Report*. IEA. Von ieahydrogen.org/download/17/task-reports/7426/iea-hydrogen-tcp-task-41_finalreport.pdf abgerufen
- Dodds PE, K. I. (2015). Characterising the Evolution of Energy System Models Using Model Archaeology. *Environmental Modeling & Assessment*, S. 20:83-102.
- Dodds, P. S. (June 2022). *Modelling of hydrogen*. Von https://iea-etsap.org/projects/Hydrogen_RES_Analysis.zip abgerufen
- Eichman J, K. M. (2020). *Optimizing an Integrated Renewable Electrolysis System*. Von <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75635.pdf> abgerufen
- Energy Exemplar. (April 2023). *Leveraging PLEXOS for a Variety of Energy Studies: Hydrogen Energy System Feasibility Studies*. . Von <https://www.energyexemplar.com/customers/go2-power> abgerufen
- European Commission. (25. 04 2023). *RICHTLINIE (EU) 2023/2413 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf*

die Förderung von Energie aus erneuerbaren Qu. Von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413 abgerufen

European Commission. (10. 2 2023a). *Production of renewable transport fuels – share of renewable electricity (requirements)*. Abgerufen am 19. 2 2024 von https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements-_en

European Commission. (10. 2 2023b). *Renewable energy – method for assessing greenhouse gas emission savings for certain fuels*. Abgerufen am 19. 2 2024 von https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12713-Renewable-energy-method-for-assessing-greenhouse-gas-emission-savings-for-certain-fuels_en

García-Gusano D, I. D.-G. (2016). Integration of life-cycle indicators into energy optimisation models: the case study of power generation in Norway. *Journal of Cleaner Production*, S. 112:2693-6.

Gerboni R, G. D. (2016). Testing future hydrogen penetration at local scale through an optimisation tool. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 41:22626-34.

Gils HC, S. Y. (2017). Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy*, S. 123:173-88.

Griffith, S. (2021). *Electrify: An Optimist's Playbook for Our Clean Energy Future*. Cambridge, MA, USA.

Gunther Glenk, G. H. (April 2023). Advances in Power-to-Gas Technologies: Cost and Conversion Efficiency. In: *Center for Energy and Environmental Policy research-Working Paper Series*. Von <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2023/04/MIT-CEEPR-WP-2023-09.pdf> abgerufen

H2dezentral. (2023). *Geschäftsmodelle für dezentrale Wasserstoffkonzepte - Zeit zum Nachsteuern*. Deutsche Energie-Agentur.

Hanley ES, D. J. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures—A review of existing perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, S. 82:3027-45.

IEA. (2018). *World Energy Outlook 2018*. Von <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> abgerufen

IEA. (2019). *Innovation Gaps*. Von <https://www.iea.org/reports/innovation-gaps> abgerufen

IEA. (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Von <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> abgerufen

IEA. (11. 09 2023). *Webinars & Workshops IEA Hydrogen*. Von <https://www.ieahydrogen.org/webinars-workshops-2/> abgerufen

- IEA ETSAP. (27. 03 2024). *Energy Technology Systems Analysis Program*. Von <https://iea-etsap.org/index.php/community> abgerufen
- Jørgensen C, R. S. (2008). Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration. . *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 33:5335-44.
- Keppo I, B. I. (2021). Exploring the possibility space: taking stock of the diverse capabilities and gaps in integrated assessment models. *Environmental Research Letters*, S. 16:053006.
- Lindorfer, J. (April 2022). Erarbeitet im Rahmen des IEA TCP Hydrogen, Task 41, Subtask A.
- MNI, M. (2021). Open model-based analysis of a 100% renewable and sector-coupled energy system—The case of Germany in 2050. *Applied Energy*, S. 288:116618.
- Moreno-Benito M, A. P. (2017). Towards a sustainable hydrogen economy: Optimisation-based framework for hydrogen infrastructure development. *Computers & Chemical Engineering*, S. 102:110-27.
- Nam H, N. H. (2021). Potential of hydrogen replacement in natural-gas-powered fuel cells in Busan, South Korea based on the 2050 clean energy Master Plan of Busan Metropolitan City. *Energy*, S. 221:119783.
- Navas-Anguita Z, G.-G. D. (2020a). Prospective techno-economic and environmental assessment of a national hydrogen production mix for road transport. *Applied Energy*, S. 259:114121.
- Navas-Anguita Z, G.-G. D. (2020b). Long-term production technology mix of alternative fuels for road transport: A focus on Spain. *Energy Conversion and Management*, S. 226:113498.
- Navas-Anguita Z, G.-G. D. (2021). Revisiting the role of steam methane reforming with CO₂ capture and storage for long-term hydrogen production. *Science of The Total Environment*, S. 771:145432.
- Papadopoulos V, D. J. (2018). Improving the utilization factor of a PEM electrolyzer powered by a 15 MW PV park by combining wind power and battery storage – Feasibility study. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 43:16468-78.
- Quarton CJ, S. S. (2020a). The value of hydrogen and carbon capture, storage and utilisation in decar-bonising energy: Insights from integrated value chain optimisation. *Applied Energy*, S. 257:113936.
- Quarton CJ, S. S. (2021). How to incentivise hydrogen energy technologies for net zero: Whole-system value chain optimisation of policy scenarios. *Sustainable Production and Consumption*, S. 27:1215- 38.
- Quarton CJ, T. O. (2020b). The curious case of the conflicting roles of hydrogen in global energy scenarios. *Sustainable Energy & Fuels*, S. 4:80-95.

- Ramsebner J, H. R. (2021). The sector coupling concept: A critical review. *WIREs Energy and Environment*, S. 10.
- Ringkjøb H-K, H. P. (2020). Transitioning remote Arctic settlements to renewable energy systems – A modelling study of Longyearbyen, Svalbard. *Applied Energy*, S. 258:114079.
- Samsatli S, S. N. (2019). The role of renewable hydrogen and inter-seasonal storage in decarbonising heat – Comprehensive optimisation of future renewable energy value chains. *Applied Energy*, S. 233-234:854-93.
- Saur G, R. T. (2021). *Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization*. Von <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50408.pdf> abgerufen
- Scamman D, S.-R. B. (2020). Heat Decarbonisation Modelling Approaches in the UK: An Energy System Architecture Perspective. *Energies*, S. 13:1869.
- Schoots K, R.-T. R. (2010). *The Cost of Pipelining Climate Change Mitigation: An Overview of the Economics of CH4, CO2 and H2*. Von <https://ssrn.com/abstract=1548328> abgerufen
- Sepulveda NA, J. J. (2021). The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems. *Nature Energy*, S. 6:506-16.
- Sgobbi A, N. W. (2016). How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonisation of the European energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 41:19-35.
- Staffell I, S. D. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, S. 12:463-91.
- Statistik Austria. (2013). *Standard-Dokumentation zu den Nutzenergieanalysen*. Wien.
- Statistik Austria. (2020). *Standard-Dokumentation zu den Energiebilanzen für Österreich und die Bundesländer*. Wien.
- Stephens T, L. R. (2017). *Comparison of Vehicle Choice Models*. Von <https://publications.anl.gov/anlpubs/2017/12/140846.pdf> abgerufen
- Stöckl F, S. W.-P. (2021). Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. *Scientific Reports*, S. 11:14191.
- Tröndle T, L. J. (2020). Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and In-frastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe. *Joule*, S. 4:1929-48.
- UK Department of BE&IS. (2021). *Hydrogen Production Costs 2021*. Von <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-costs-2021> abgerufen
- Ulleberg Ø, N. T. (2010). The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 35:1841-52.

- Utomo O, A. M.-L. (2021). Optimal Operation of a Hydrogen Storage and Fuel Cell Coupled Integrated Energy System. *Sustainability*, S. 13:3525.
- Uyar TS, B. D. (2020). An urban techno-economic hydrogen penetration scenario analysis for Burdur, Turkey. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 45:26545-58.
- Valente A, I. D. (2020). Prospective carbon footprint comparison of hydrogen options. *Science of The Total Environment*, S. 728:138212.
- van der Zwaan B, S. K.-T. (2011). The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH₄, CO₂ and H₂ transportation. *Applied Energy*, S. 88:3821-31. Von 88:3821-31 abgerufen
- Wang C, D. R. (2018). Power system decarbonisation with Global Energy Interconnection – a case study on the economic viability of international transmission network in Australasia. *Global Energy Interconnection*, S. 1:507-19.
- Weichenhain U, K. M. (2021). *Hydrogen Valleys: Insights into the emerging hydrogen economies around the world*. Von <https://www.h2v.eu/analysis/reports> abgerufen
- Yang C, O. J. (2007). Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, S. 32:268-86.
- Yeh S, M. G. (2017). Detailed assessment of global transport-energy models' structures and projections. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, S. 55:294-309.
- Zapata J, M. D. (2019). openCEM: ARENA Open Source Grid Integration Model for the NEM. *Solar Research Conference*.

Abkürzungen

Abk.	Abkürzung
Art.	Artikel
ATR	Autothermal Reforming
BECCS	Biomasse Gasifizierung mit CCS
BEV	Battery Electric Vehicle / Elektrofahrzeug
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
CAPEX	Capital Expenditures / Investitionskosten
CCS	Carbon Capture and Storage / Kohlenstoffabscheidung und -speicherung
CCU	Carbon Capture and Usage / Kohlenstoffabscheidung und -verwendung
DAC	Direct Air Capture / Direktabscheidung von CO ₂ aus der Luft
DRI	Direct Reduced Iron / Direktreduktion von Eisenerz
EE	Erneuerbare Energie
EEV	Energetischer Endverbrauch
E-Fuels	aus Strom erzeugte Kraftstoffe
ESM	Energy System Model / Energiesystemmodell
ESOM	Energy System Optimisation Model / Energiesystemoptimierungsmodell
ETSAP	Energy Technology System Analysis Program der IEA
EU	Europäische Union
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle / Brennstoffzellenfahrzeug
GHR	Gas Heated Reformer
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential
H ₂	Wasserstoff
HHV	High Heating Value / oberer Heizwert
HRS	Hydrogen Refuelling Station / Wasserstofftankstelle
i.d.R.	in der Regel
IAM	Integrated Assessment Model / Integriertes Bewertungsmodell
IEA	International Energy Agency

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
KPI	Key Performance Indicator / Schlüsselkennzahl
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LC(S)A	Life Cycle and Social Analysis
LCC	Life Cycle Cost Calculation / Lebenszykluskostenberechnung
LCIA	Life Cycle and Impact Analysis / Lebenszyklus- und Wirkungsanalyse
LHV	Low Heating Value
MARKAL	MARKet ALlocator
PED	Primary Energy Demand / Primärenergiebedarf
PEM	Protonen-Elektrolyt-Membran
PPA	Power Purchase Agreement
Ptx	Power-2-X / Umwandlung von Strom in Energieträger X
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive / Erneuerbare Energie-Richtlinie
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin / Nicht-biogene erneuerbare Energieträger
SAF	Sustainable Aviation Fuel / Nachhaltige Flugkraftstoffe
SMR	Steam Methan Reforming / Methan-Dampf-Reformierung
SOC	Solid Oxide Cell / Festoxid Zelle
TCP	Technology Collaboration Programme der IEA
THG	Treibhausgase
TIAM	TIMES Integrated Assessment Model der ETSA-Community
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TRL	Technology Readiness Level / Technologiereifegrad
TWh	Terawattstunde
usw.	und so weiter
VRE	Variable Renewable Energy / Variable erneuerbare Energie

Anhang



an der Johannes Kepler Universität Linz



JYU
JOHANNES KEPLER
UNIVERSITÄT LINZ



Life Cycle Analysis

Methodik und exemplarische Zusammenschau von Ergebnissen

Johannes Lindorfer, Lukas Zeilerbauer

Energy Institute at the Johannes Kepler University Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz, Austria

8th of November 2023 | 1:30 pm – 3:30 pm CET | IEA TCP Hydrogen Task 41

Altenberger Straße 69, HF-Gebäude, 3. Stock, A-4040 Linz | Tel.: +43-732 / 24 68 - 5656 | email: office@energieinstitut-linz.at | www.energieinstitut-linz.at



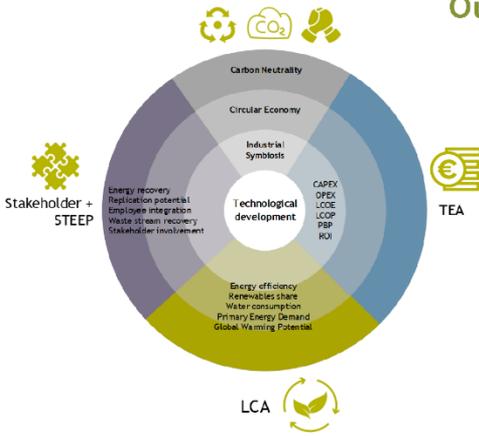
an der Johannes Kepler Universität Linz



AUSTRIAN ENERGY AGENCY



JYU
JOHANNES KEPLER
UNIVERSITÄT LINZ



Our task ...the "non-technical" part...

- Life Cycle Assessment
- Techno-economic analysis
- Qualitative socio-technical analysis

...developed for the accompanying research of technologies and concepts in a rather low development, respectively implementation status...

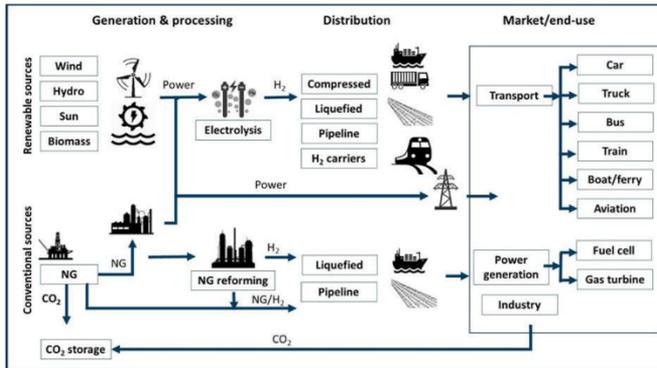
Early identification of strengths and weaknesses of a process/technology/product

- Ecological
- Economical
- Social

Support of concept/process/technology/product towards all dimensions of sustainability

50

Activities Task 41 Subtask A – Consolidation of parameters



Covering the entire value chain
in the area of energy
production, processing,
distribution & end use of
hydrogen



Source: IEA Task 41 Definition Webinar Meeting Presentation, Arne Lind, 10/5/2019

51

Activities Task 41 Subtask A – Consolidation of parameters

Overview of key parameters collected for technologies

Descriptiv

- Technical specifications
- Materials/components
- Assumptions about the scale of the production lines

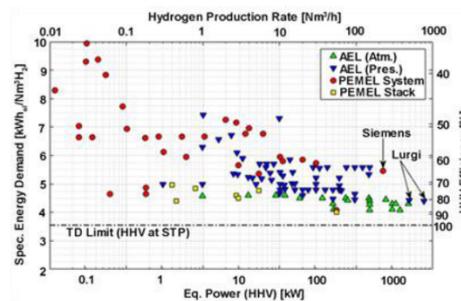
Descriptiv/operational

- Use of catalyst
- Efficiency/Availability, downtime
- Longevity/reliability, degradation
- Costs: CAPEX, OPEX, market prices, levelised cost of energy (LCOE)

Operational

- Utilisation (e.g. operating hours, kilometres driven, etc.)
- Source of hydrogen (SMR, RES), share of renewable hydrogen, H₂ purity

Figure: Specific energy consumption of various electrolyzers compared to the thermodynamic limit at standard conditions



Source: Gallandat, N. et al. (2017) An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters. Journal of Power and Energy Engineering, 5, 34-49. doi: 10.4236/jpee.2017.510003.

52

Activities Task 41 Subtask A – Quality assessment of parameters that describe hydrogen technologies

Here, the **relevant parameters** that describe the individual components of the conversion chains in hydrogen technologies are collected, verified, plausibilised and documented.



Category	General Description	Score				
		5	4	3	2	1
Completeness	Check for missing information. Define which attributes are essential and check they are filled (e.g. Definitions / Boundary Conditions). Check completeness of the Reference. Source traceable including page or reference number)	All necessary information is provided for the KPI data point. The definition and boundary conditions for the data value are well-defined. The reference source is clear and fully traceable.	Most of the required information regarding the KPI data point is provided including the most important information.	Most information is provided but a relevant piece of information may be missing.	Some important information is missing regarding the KPI data point or the reference source.	Significant information is missing from the KPI data point. The data point is poorly defined or the boundary conditions are unclear. Or there is not a traceable reference source for the data point, or it is not clear how the value was arrived at.

Source: Energieinstitut an der JKU im Rahmen IEA Task 41, Subtask A, April 2022

53

Indicator-based sustainability concept for energy technologies

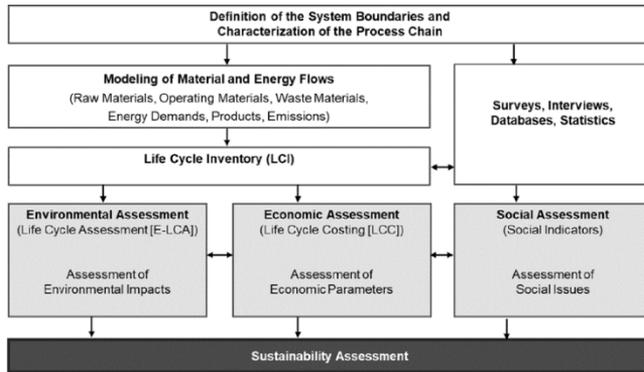


Figure: ES2050 approach for sustainability assessment of energy technologies

Expansion of the classic LCA method to include economic and social aspects

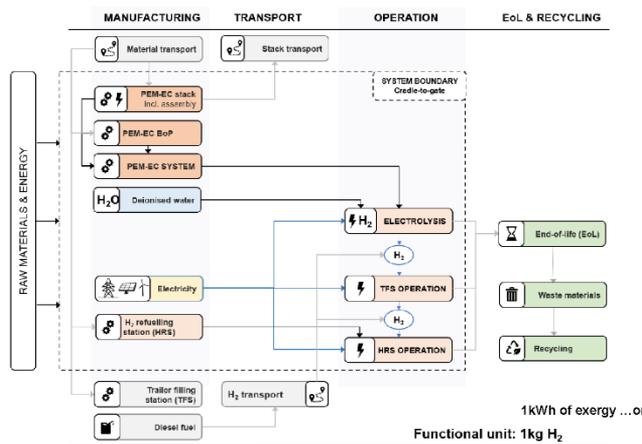
Requirements:

...from deterministic to probabilistic LCA und LCC calculation...

...technique to preference ideal solutions...

in any case, the development of methods here is not yet complete!

54



Life Cycle Impact Assessment Basic LCA approach

- Functional unit
- The scope
- Boundaries of the study
- Software & databases
- Cut-off criteria
- Life cycle impact assessment methodology

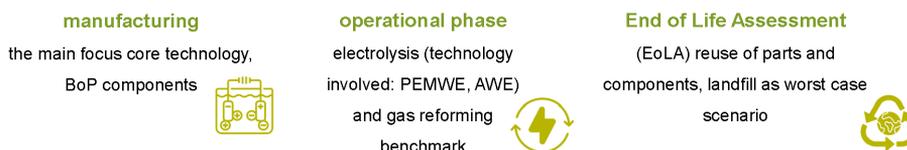
Figure: A schematic overview of the system boundaries used in LCA study.

55

Life Cycle Impact Assessment The scope & system boundaries

Life cycle assessment (LCA) is a methodological tool used to **quantitatively analyze the life cycle of products/activities**. ISO 14040 and 14044 provide a generic framework.

The **scope** of a **full LCA study** is from **cradle to grave** with distinct separation between LCA phases:



Source: P. Masoni and A. Zamagni, "Guidance Document for performing LCAs on Fuel Cells and Hydrogen Technologies (FC-Hy Guide)," 2011.

56

Life Cycle Impact Assessment method

Data mining on the LCI (Life Cycle Inventory)

- After goal and scope has been determined, data is collected, an inventory result is calculated. This inventory result is usually a very **long list of material & energy consumptions & related emissions**, consumed resources and sometimes other items. The interpretation of this list is difficult.

Questionnaire for the LCI (Life Cycle Inventory)



Source: SimaPro: Pre Sustainability: Midpoint and Endpoint Methods Give Different Detail Levels." [Online]. Available: <https://www.pre-sustainability.com/consider-your-audience-when-doing-ica/>. [Accessed:]

57

PEMFCs materials

PEMFCs materials are mainly low-to-medium in cost with the exception of Pt or Pt-alloy catalysts. Pt and graphite, which is typically used for bipolar plates and represents a significant proportion in weight and volume of the stack, are classified as critical for the EU states.

Table: List of common materials in PEMFC

Component	Material	Material hazardousness	Material value	Supply criticality
Electrolyte	Perfluorosulphonic acid (PFSA)	Non-hazardous	Medium	Medium
	Sulfonated polyether ether ketone (s-PEEK)	Non-hazardous	Medium	Low
	polystyrene sulfonic acid (PSSA)	Non-hazardous	Low	Medium
	polybenzimidazole (PBI) doped with H ₃ PO ₄ *	Hazardous (corrosive)	Medium	Low
Anode and Cathode - GDL	Carbon cloth or paper treated with hydrophobic agent	Non-hazardous	Low	Low
	Metallic mesh or cloth (e.g. stainless steel)	Non-hazardous	Low	Low
Anode and Cathode - Catalyst layer	Platinum or Pt-alloys	Non-hazardous	High	High
	Catalyst support (carbon, metal oxides, carbides, etc.)	Non-hazardous	Medium	Low
Interconnect	Synthetic graphite or graphite composites	Non-hazardous	Low	Medium
	Stainless steel	Non-hazardous	Low	Low
Sealant	Thermoplastic	Non-hazardous	Low	Low
	Elastomer	Non-hazardous	Low	Low



The most critical materials are marked in grey.

* used only in high-temperature PEMFC

58

PEMWE materials

PEMWEs materials are more expensive compared to the PEMFCs. The OER catalysts are based on rare earth elements (REE) while the HER catalysts are based on Pt, which means that these materials are also classified as critical and high in costs.

Table: List of common materials in PEMWE

Component	Material	Material hazardousness	Material value	Supply criticality
Electrolyte	Perfluorosulphonic acid (PFSA)	Non-hazardous	Medium	Medium
	Sulfonated polyether ether ketone (s-PEEK)	Non-hazardous	Medium	Low
Catalyst layer - Cathode	Pt or Pt-alloys	Non-hazardous	High	High
Catalyst layer - Anode	Iridium and Ir-alloys	Hazardous (irritant, harmful)	High	High
	Ruthenium and Ru-alloys	Hazardous (toxic, carcinogen)	Medium	High
Anode and Cathode - GDL	Thermally sintered Ti	Non-hazardous	Low	Medium
	Ti or stainless steel mesh	Non-hazardous	Low	Medium
	Synthetic graphite or graphite composites (only possible on cathode side)	Non-hazardous	Low	Medium
Interconnect	Coated Titanium or Ti-alloys	Non-hazardous	Low	Medium
Sealant	Thermoplastic	Non-hazardous	Low	Low
	Elastomer	Non-hazardous	Low	Low



The most critical materials are marked in grey.

59

SOFCs materials

SOFCs materials mainly consist of REE which makes this FCH technology critical from the perspective of the EU states. Also, these materials are classified as rather costly and hazardous.

Table: List of common materials in SOFC

Component	Material	Material hazardousness	Material value	Supply criticality
Electrolyte	Ytria-stabilised zirconia (YSZ)	Non-hazardous	Medium	High
	Cerium gadolinium oxide*	Non-hazardous	Medium	High
Anode	Nickel-based oxide doped with YSZ	Hazardous (Cat. 1 carcinogen)	Medium	High
	Nickel	Hazardous (Cat. 1 carcinogen)	Medium	High
Cathode	Strontium-doped lanthanum manganite	Hazardous (Irritant)	Medium	High
	Lanthanum Strontium Cobalt Ferrite*	Hazardous (Irritant)	Medium	High
Interconnect	Doped lanthanum chromate	Hazardous (Irritant, harmful)	Medium	Medium-High
	Inert metals/alloys	Non-hazardous	Medium	Medium
	Ferritic stainless steel*	Non-hazardous	Low	Low
Sealant	Glass/Glass-ceramic	Non-hazardous	Low	Low
	Phyllosilicates (e.g. Vermiculite, Mica)	Non-hazardous	Low	Low
Substrate	Ceramic	Non-hazardous	Low	Low



The most critical materials are marked in grey.

60

AWEs materials

AWEs materials are mainly low in costs with the exception of both the anode and the cathode catalysts, which are also classified as critical for the EU states. This FCH technology is also classified as rather hazardous since the alkaline electrolyte in liquid form is used.

Table: List of common materials in AWE

Component	Material	Material hazardousness	Material value	Supply criticality
Electrolyte	Potassium Hydroxide	Hazardous (corrosive)	Medium	Low
Anode	Precious metals	Non-hazardous	High	High
	Plastic	Non-hazardous	Low	Low
Cathode	Raney-Nickel	Hazardous (carcinogen)	Medium	High
	Plastic	Non-hazardous	Low	Low
Interconnect	Plastic	Non-hazardous	Low	Low
Sealant	Thermoplastic	Non-hazardous	Low	Low
	Elastomer	Non-hazardous	Low	Low
Diaphragm (membrane)	Asbestos	Hazardous (carcinogen)	Low	Low
	Polymers	Non-hazardous	Medium	Low



The most critical materials are marked in grey.

61

BOPs materials

Table 5: List of common materials in BOP

	COMPONENTS	Prevailing material / EoL waste
BoP components	Blower or compressor	Metals, plastics
	Humidification membrane	Metals, plastics, polymers
	Pumps	Metals, Teflon®, rubbers, plastics
	Regulators	Metals, plastics, rubbers
	Deionising filter	Metals, plastics, resins
	Pipes	Metals, plastics, rubbers
	Valves	Metals, plastics, nylon, Teflon®
	Gaskets (piping system)	Paper, plastics, rubbers
	Thermal insulation system	Mineral wool, fibreglass
	Heat exchangers	Metals
	Water condensers	Stainless steel
	Ancillary BoP components	PCBs
Power conditioning system		Metals, plastics, semiconductors, precious metals
Other components	Sensors	Plastics, precious metals, semiconductors, glass
	Batteries	Plastics, Lithium-ion
	FCH external cabinet	metal (ferrous material, aluminium, steel product ...)



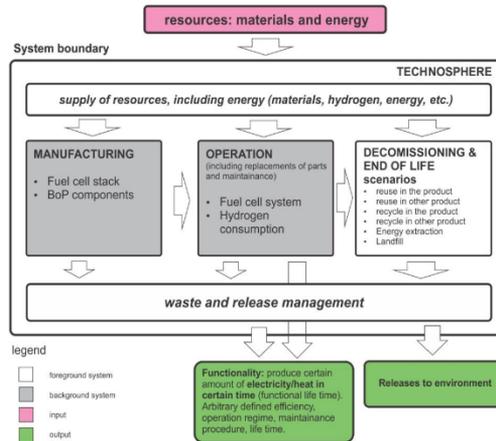
62

The main focus is given to **foreground system**: supply of resources, EoLA and waste and release management.

- on a **project level** an advisory board can define LCI for manufacturing stage, typical operation regime, energy (exergy) efficiency of reference system.
- on a **system level** decision-making is more complex and should be carried out by a group of experts

Cut – off criteria

- The recommendation given in HyGuide is to adopt a **2% cut-off value** on each relevant environmental impact category



Life Cycle Impact Assessment method

Translation of material & energy consumptions & related emissions to environmental impacts (LCIA)

- Frequently used in LCA studies **CML 2001 LCIA method** (midpoint approach)
- Stronger on the way: **ReCiPe method** (combines midpoint & endpoint approach).

Both CML2001 and ReCiPe provide vital indicators for the hydrogen industry.

Endpoint approaches might be used for results aimed at the public or policy makers.

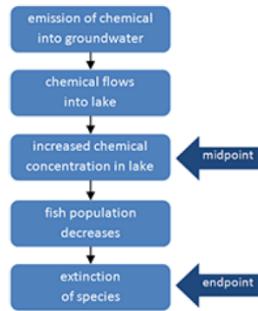


Figure: Example of a cause-effect chain

Midpoint assessment method

Global indicators

- Abiotic Depletion (ADP elements) [kg Sb-Equiv.] & Abiotic Depletion (ADP fossil) [MJ]
- Global Warming Potential (GWP 100 years) [kg CO₂-Equiv.]
- Global Warming Potential (GWP 100 years), excl biogenic carbon [kg CO₂-Equiv.]
- Ozone Layer Depletion Potential (ODP, steady state) [kg R11-Equiv.]



Regional indicators

- Acidification Potential (AP) [kg SO₂-Equiv.]
- Freshwater Aquatic Ecotoxicity Pot. (FAETP inf.) [kg DCB-Equiv.]
- Marine Aquatic Ecotoxicity Pot. (MAETP inf.) [kg DCB-Equiv.]

Local indicators

- Eutrophication Potential (EP) [kg Phosphate-Equiv.]
- Human Toxicity Potential (HTP inf.) [kg DCB-Equiv.]
- Photochem. Ozone Creation Potential (POCP) [kg Ethene-Equiv.]
- Terrestrial Ecotoxicity Potential (TETP inf.) [kg DCB-Equiv.]



Practical example: PEM-EC for hydrogen production

Production Rate

Estimation: e.g. 10MW PEM electrolyzer – 1,500 tons of H₂ yearly
Note: Linear relationship between production rate and electrolyzer capacity.



Important Parameters

Production Rate: Determining the quantity of hydrogen produced – approx. 55 kWhel/kg H₂
Electricity and Water Demand: Key operational considerations



Lifespan

Estimated Range: 30,000 to 90,000 hours
Source: Based on IEA's 'Future of hydrogen' report.
Chosen Average: 60,000 hours for PEM-EC stack
Impact: Directly influences lifecycle impact from stack materials

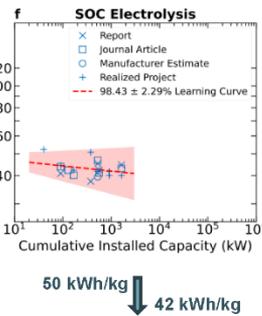
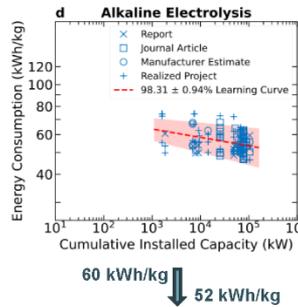
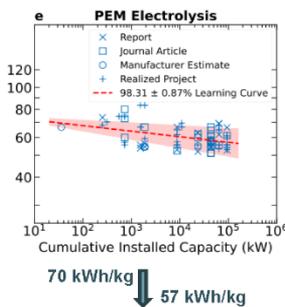


Balance of Plant (BoP) Components

Lifespan: Active parts estimated to last 20 years.
Important for overall system longevity and sustainability

66

Sensitivity Analysis on LCA input data on efficiencies / production rate developments



Source: Advances in Power-to-Gas Technologies; Cost and Conversion Efficiency Gunther Glenk, Philip Holler, and Stefan Reichelstein, <https://ceepri.mit.edu/wp-content/uploads/2023/04/MIT-CEEPR-WP-2023-09.pdf>

67

Practical results on GWP Analysis

Examining Global Warming Potential (GWP) associated with PEM-EC stack materials.

Hotspot Materials: Identifying materials with the highest environmental impact:

- Iridium: 60%
- Platinum: 8.2%
- Titanium: 25.5%

Role of Iridium, Platinum, and Titanium:

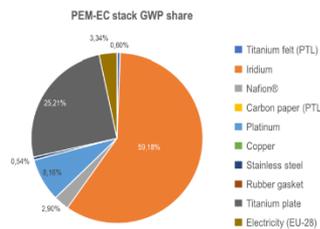
- Iridium and Platinum: Catalysts for electrodes.
- Titanium: Bipolar plates (interconnectors).

Balance of Plant Materials:

- Steel and Copper: Significant contributors to carbon footprint.
- Steel: 44%
- Copper: 32.3%

Usage of Steel and Copper:

- Copper: Used for electronics (rectifier, transformer, PLC).
- Steel: Primarily used for the container and pump



MANUFACTURING

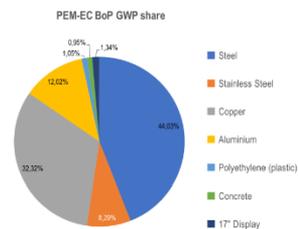


Figure: Share of the GWP for the PEM-EC manufacturing materials.

68

Electricity Source Analysis for Hydrogen Production Implications for Carbon Intensity

Austrian Grid Mix (2018)

- The GaBi database uses the Austrian grid mix for this study.
- Hydropower contributes 60.1%, natural gas 14.5%.

Decarbonization Goals

- The Austrian government aims to fully decarbonize the electricity mix by 2030.
- Ambition: Increase annual renewable electricity production by 27 TWh.
- Breakdown: 11 TWh from photovoltaics, 10 TWh from wind, 5 TWh from hydropower, 1 TWh from biomass.

Photovoltaic Expansion

- One million roofs to be equipped with photovoltaics.
- Significant reduction in carbon intensity (kg CO₂e / kWh) of the grid mix expected

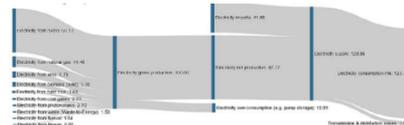


Figure: Austrian electricity supply in 2018
all values in % gross production.

Analyzing LCA Scenarios

Scenarios	Photovoltaics (PV)	Wind Power	Grid
AT Grid mix	-	-	100% AT Grid
EU28 Grid mix	-	-	100% EU28 Grid
0.75 PV + 0.25 Wind	75%	25%	-
0.50 PV + 0.50 Wind	50%	50%	-
0.25 PV + 0.75 Wind	25%	75%	-

69

Electricity Source Analysis for Hydrogen Production Implications for Carbon Intensity

Table: Carbon- and energy intensities for the electricity sources used for LCA

Electricity source	Location	Dataset (GaBi ts. 10.6)	GWP (kg CO ₂ e / kWh)	¹ PED _{RES} (MJ / kWh)	² PED _{non-RES} (MJ / kWh)
EU average grid mix	EU-28*	Electricity grid mix 1kV-60kV; AC, technology mix; consumption mix, to consumer	0.351	3.56	6.41
Austrian grid mix	AT	Electricity grid mix 1kV-60kV; AC, technology mix; consumption mix, to consumer	0.284	4.96	3.85
Electricity from PV	AT	Electricity from photovoltaic; AC, technology mix of CIS, CdTe, mono crystalline and multi crystalline; production mix, at plant;	0.029	21.38	0.33
Electricity from Wind	AT	Electricity from wind power; AC, technology mix of onshore and offshore; production mix, at plant	0.008	9.02	0.09

¹ Primary energy demand from renewable energy sources (net calorific value)

² Primary energy demand from non-renewable energy sources (net calorific value)

70

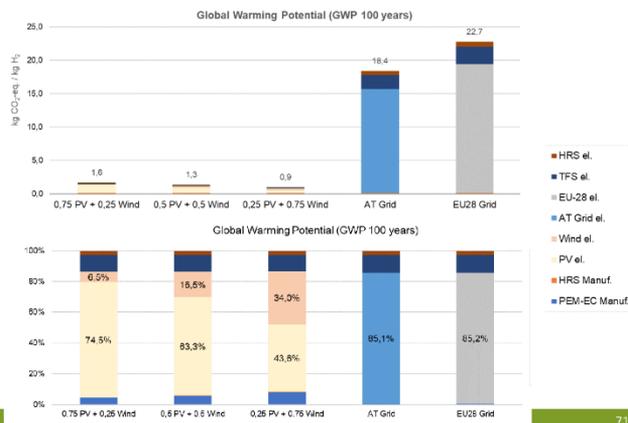
Practical results on GWP Analysis

Examining Global Warming Potential (GWP) associated with PEM-EC stack materials.

MANUFACTURING + OPERATION

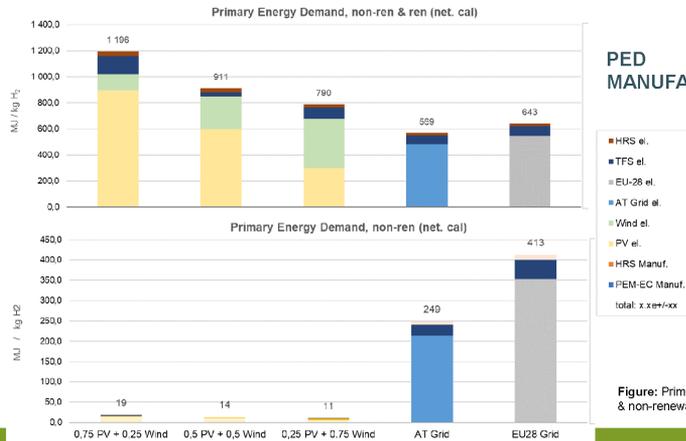
- For Austrian grid mix, PEM electrolyser manufacturing is only 0.44%.
- Highlight the sustainability advantage of low-carbon electricity sources.
- Green H₂ scenarios (Sc.1-3) have the lowest carbon footprint.
- '25% PV + 75% wind' (Sc.3) is the most sustainable mix.
- Sc.3 has a 43% lower footprint than Sc.1 (75% PV + 25% Wind).

Figure: Greenhouse Gas emissions per kg H₂ produced
Source: Energieinstitut an der JKU based on GaBi ts 10.6)



71

Practical results on Primary Energy Demand



PED MANUFACTURING + OPERATION

- PED mainly stems from electricity consumption during electrolysis.
- **Green H₂ pathway found to be more energy-intensive.** PED decreases with reduced PV share in the mix.

Figure: Primary energy demand (renewable & non-renewable) per kg H₂ produced.

72

Practical limitations on current LCAs

The devil is in the data

Intermittency of VRES
Lower full load hours compared to base load power sources.
Use of certificates (guarantee of origin) may allocate emissions elsewhere



outdated (electricity mix) data
Austria's plan to decarbonize grid by 2030 may lead to changes.

Challenge: LCA dataset are most detailed but may result in inaccuracies.



Manufacturing Inventory Neglect

Often only energy demand considered
Assumption: Minimal impact on results per kg H₂ produced.
Uncertainty: Lack of manufacturing data contributes to study uncertainty.

73

Key findings on current LCAs

Environmental footprint tied to electricity source for electrolysis

- **Best-case scenario: Green electricity sources like wind and PV**
- **PV electricity has almost 4x larger carbon intensity than wind power**

PEM Electrolyzer Manufacturing

- Contributes 0.4% to carbon footprint with Austrian grid mix
- Less than 7% with 50-50% wind and PV
- **Iridium, titanium, and platinum loadings are significant contributors**
- Potential for reduced loadings in the future

Future Analysis

- Consideration of 2030 Austrian grid electricity projections
- Government's plan for a fossil-free grid mix
- Expansion of study scope to include manufacturing inventory for hydrogen components (trailer trucks, compressor(s), and TFS)

74

Integrating Social Indicators in Hydrogen Modeling

Future work on the agenda



Growing Recognition:

- Growing recognition of social indicators' importance in hydrogen modeling.
- Emphasizes holistic sustainability assessments.

Limited Integration:

- Social indicators less integrated compared to environmental and economic factors.
- Due to the complexity of quantifying social impacts.

Focus on Social Equity:

- Some studies prioritize social equity, assessing job creation, access to clean energy, and community engagement.

Local and Regional Variation:

- Inclusion of social indicators varies by local and regional priorities.
- Some regions prioritize social impacts, while others focus on the environment and economy.

75

10 recommendations for integration of LC(S)A results into national energy system models

1. **Centralized Database:** Establish a centralized LCSA database for energy-related data accessible to modelers and policymakers.
2. **Model Parameterization:** Input LCSA data into energy system models to quantify the sustainability impacts of different technologies.
3. **Scenario Development:** Create diverse LCSA-informed scenarios to account for various energy mix compositions and sustainability goals.
4. **Policy Integration:** Directly link LCSA results to energy policy formulation, setting targets based on sustainability metrics.
5. **Real-Time Data:** Integrate real-time LCSA data to account for dynamic environmental and social changes.
6. **Customized Reporting:** Generate user-friendly reports for policymakers to compare different energy scenarios.
7. **Multi-Stakeholder Involvement:** Engage a wide range of stakeholders to validate results and enhance model accuracy.
8. **Public Awareness:** Educate the public about the role of LCSA in energy decisions to garner support for sustainability initiatives.
9. **Continuous Review:** Regularly update models and databases with new data and technologies.
10. **Cross-Sector Integration:** Extend LCSA to other sectors and align it with global sustainability standards for comprehensive assessment.

76

Lindorfer, J., Rosenfeld, C.D., Böhm, H., (2020) Fuel Cells: Energy Conversion Technology, pp 495-517, In: Future Energy, Trevor M. Letcher. (Ed.), Elsevier Inc./Academic Press, London, ISBN 978-0-08-102886-5.

Rodin, V., Zeilerbauer, L., Lindorfer, J., Paulik, C. and Finger, D. (2022) Life cycle assessment of a novel electrocatalytic process for the production of bulk chemical ethylene oxide from biogenic CO₂, *Front. Sustain.* 3:799389. doi: 10.3389/frsus.2022.799389

Sejkora, C., Lindorfer, J., Kühberger, L., Kienberger, T. (2021) Interlinking the renewable electricity and gas sector: A techno-economic case study for Austria, *Energies* 2021, vol. 14, 6289, <https://doi.org/10.3390/en14196289>

Rosenfeld, C.D., Lindorfer, J., Böhm, H., Zauner, A., Fazeni-Fraisl, K. (2021) Potentials and costs of various renewable gases: A case study for the Austrian Energy System by 2050, *Detritus*, Volume 16 – 2021, pages 1-15, doi 10.31025/2611-4135/2021.15121

Medved, A. R., Lehner, M., Rosenfeld, D. C., Lindorfer, J., Rechberger, K., (2021) „Enrichment of Integrated Steel Plant Process Gases with Implementation of Renewable Energy, *Johnson Matthey Technology Review*, Johnson Matthey, DOI: <https://doi.org/10.1595/205651321X16161444481140>.

Rosenfeld, D.C., Böhm, H., Lindorfer, J., Lehner, M. (2020) Scenario analysis of implementing a power-to-gas and biomass gasification system in an integrated steel plant: A techno-economic and environmental study, *Renewable Energy*, Volume 147, Part 1, pp 1511-1524, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.053>

Reiter G., Lindorfer, J. (2015) Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology, *The International Journal of Life Cycle Assessment*, Volume 20, Issue 4, pp 477-489. <https://doi.org/10.1007/s11367-015-0848-0>

77

Contact **Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz**

Altenberger Straße 69 A-4040 Linz, AUSTRIA

E-Mail: lindorfer@energieinstitut-linz.at

Office: +43 732 2468 5653

Web: www.energieinstitut-linz.at

Johannes Lindorfer



Senior Project Manager,
Key Researcher
Life Cycle Assessment and
techno-economic methods

Lukas Zeilerbauer



Research Associate,
Life Cycle Assessment,
impact-related studies on circular
chemistry

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at