

Laufzeit des Vorhabens: 01.11.2016 – 31.10.2019
Förderkennzeichen: 03ET4041A & 03ET4041B

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*innen

Betreut vom



Projektkoordination



Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Fördermittelgeber

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Konsortialpartner:



SCHLUSSBERICHT

Sozio-E2S:

Open Source Energiesystemmodellierung – Einfluss von soziokulturellen Faktoren auf Transformationspfade des deutschen Energiesystems

Projektpartner:

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg

ZIRIUS, Zentrum für Risiko und Innovationsforschung der Universität Stuttgart, Seidenstraße 36, 70174 Stuttgart

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Autor*innen: Charlotte Senkpiel, Jessica Berneiser, Sandra Wassermann (ZIRIUS), Eliana Lopez

Projektmitarbeit ISE: Charlotte Senkpiel, Jessica Berneiser, Dr. Annette Steingrube, Dr. Verena Fluri, Wolfgang Biener, Dr. Sven Killinger, Kristin Goldbach, Dr. Benedikt Köpfer, Daniel Baumann, Shahzad Iqbal, Michael Waschto, Dr. Sebastian Gözl, Dr. Christoph Kost

Projektmitarbeit ZIRIUS: Sandra Wassermann, Alexander Schrage, Christian Hofmaier

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Inhalt

Teil I: Kurzdarstellung	5
1 Aufgabenstellung	5
1.1 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	5
1.2 Gesamtziel des Vorhabens	5
1.3 Wissenschaftliche Arbeitsziele des Vorhabens	6
2 Projektpartner und Arbeitsaufteilung	7
3 Planung und Ablauf des Vorhabens.....	8
4 Wissenschaftlicher und Technischer Stand zu Beginn des Vorhabens.....	8
4.1 Stand der Wissenschaft und Technik	8
5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	14
Teil II: Projektverlauf, Methodik und Ergebnisse.....	15
6 Einleitung.....	15
7 Metastudie über zukünftige Technologiebedarfe im Vergleich zur derzeitigen Marktdurchdringung	15
8 Technologieauswahl.....	17
9 Überblickstudie zu sozialwissenschaftlichen Determinanten	18
1 0 Simulation von Technologiediffusion auf Basis von Investitionsverhalten	19
1 1 Sozialwissenschaftliche empirische Untersuchung.....	21
11.1 Erhebung zu privaten Investitionsentscheidungen in PKW	22
11.2 Exkurs: Empirische Erhebung innerdeutscher Flugverkehr	28
11.3 Erhebung zu privaten Investitionsentscheidungen in PV-Batteriesysteme	32
11.4 Empirische Erhebung zum Investitionsverhalten korporativer Akteure	37
1 2 Das Modell Inve2st	41
12.1 Modellbeschreibung.....	41
12.2 Inve2st PKW	42
12.3 Inve2st PV-Heimspeicher	47
12.4 Inve2st Power-to-Gas	58
12.5 Veröffentlichung Inve2st.....	92
1 3 Zusammenfassung und Lessons Learned.....	94
Teil III: Zusätzliche Informationen	98
1 4 Zahlenmäßiger Nachweis	98
1 5 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	98
15.1 Fraunhofer ISE.....	98
15.2 ZIRIUS	100

1 6	Fazit und voraussichtlicher Nutzen	101
16.1	Fraunhofer ISE.....	101
16.2	ZIRIUS	102
1 7	Veröffentlichung der Ergebnisse	103
1 8	Anhang	105
1 9	Referenzen.....	137

Teil I: Kurzdarstellung

1

Aufgabenstellung

1.1 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Durch das Pariser Klimaabkommen haben weltweit rund 195 Staaten beschlossen, den Temperaturanstieg mindestens auf 2°C und möglichst auf 1,5°C zu begrenzen. Die deutsche Bundesregierung hat sich bereits im Jahr 2010 das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen um 80-95% gegenüber 1990 zu reduzieren. Die Erreichung dieser Ziele kann mit Energiesystemmodellen quantifiziert werden. Beispiele hierfür sind z.B. REMod, TIMES, ENERTILE. Diese Modelle dienen dem Zweck mögliche Lösungsräume aufzuzeigen, die kompatibel mit den gesetzten Klimaschutzzielen sind und dabei die Kosten des Gesamtsystems minimieren.

Die tatsächliche Transformation des Energiesystems bezüglich der verwendeten Technologien hängt jedoch von der Technologiediffusion ab, die wiederum das Ergebnis von einzelnen Investitionsentscheidungen von privaten und korporativen Investoren ist. Ein Vergleich von makroperspektivischen Systemmodellen mit explorativen Diffusionsmodellen ermöglicht den Vergleich zwischen möglichen Zielkorridoren und dem Resultat von Investitionsentscheidungen und hilft somit letztlich eine mögliche Handlungslücke zur Erreichung eines Zielsystems zu identifizieren. Den Bereich der Heiztechnologien beispielsweise deckt das Modell Invert-EE-Lab¹ ab, indem Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung von Entscheidungsheuristiken abgebildet werden, und somit explorativ die Entwicklung des Gebäudebestands abbilden können. Ein open source Modellframework, das explizit die Investitionsentscheidungen unterschiedlicher Akteure für verschiedene Technologien abbildet und dabei neben der Wirtschaftlichkeit auch weitere investitionsbeeinflussende, empirisch erhobene Kriterien abbildet, war zu Beginn des Projektes nicht bekannt.

1.2 Gesamtziel des Vorhabens

Ziel des Projektes war es, ein open source und dadurch jedem zugängliches Framework zu schaffen, welches Investitionsentscheidungen in energiesystemrelevante Technologien abbildet. Kern dieses Modells ist – im Gegensatz zu klassischen Systemmodellen – die Integration umweltpsychologischer, soziologischer, technischer und ökonomischer Faktoren in der Abbildung von Investitionsentscheidungen in Energietechnologien zu berücksichtigen. Daher wird im Gegensatz zu klassischen Energiesystemmodellen mit Makroperspektive die Mikroperspektive eingenommen, sodass die sozialwissenschaftlich und psychologisch begründete Kenntnis über Investitionsentscheidungen in einzelne Technologien die Basis für die Modellierung bildet. Dies ermöglichte die explorative Simulation von möglichen Technologiediffusionspfaden. Das Projekt strebte die Abdeckung einer möglichst großen Bandbreite an Technologien und Entscheidungssituationen an. Die methodische Fragestellung war: Wie müssen Daten empirisch erhoben werden, dass die in Diffusionsmodellen verwertet werden können? Wie kann die Diffu-

¹ <https://www.invert.at/>

sion von Technologien auf Basis von empirischen Daten modelliert werden? Weiter ergaben sich die folgenden inhaltlichen Fragestellungen:

.....
Aufgabenstellung
.....

- Welche umweltpsychologischen und soziologischen Faktoren haben den größten Einfluss auf den Ausbau von PKW-Fahrzeugen, Photovoltaik (PV)-Heimspeichern und Power-to-Gas Anlagen?
- Wie sind die zukünftigen empirischen Entwicklungen der zentralen Faktoren einzuschätzen?
- Welche Bandbreite von Transformationspfaden ergibt sich für die genannten Technologien?
- Unter welchen Rahmenbedingungen sind die Transformationspfade zielkompatibel?

Es besteht somit das Ziel, ein Tool zu entwickeln, das realitätsnahe Entwicklungspfade für ausgewählte Technologien innerhalb Deutschlands abbilden kann und von „jedem“ durch die open source Veröffentlichung durchgeführt werden können und von Modellieren weiterentwickelt werden kann.

1.3 Wissenschaftliche Arbeitsziele des Vorhabens

Aus den Gesamtzielen des Vorhabens (die beiden Projektpartner verfolgen) ergaben sich einzelne Arbeitsziele der jeweiligen Arbeitsgruppen bzw. Institute.

Arbeitsziele ISE

Innerhalb des Fraunhofer ISE waren drei Arbeitsgruppen an dem Projekt beteiligt. Die Gruppe Energiesysteme und Energiewirtschaft in der Abteilung Energiesystemanalyse sowie die Abteilung Intelligente Netze. Hier lag der Arbeitsschwerpunkt auf den techno-ökonomischen Analysen sowie dem Modellaufbau und das Team „Nutzerverhalten und Feldtests“ die die methodische Aufbereitung umweltpsychologischen Akzeptanzthemen konzipiert haben als auch die empirische Datengrundlage im Bereich der privaten Investoren erhoben und analysiert haben. Folgende Arbeitsziele wurden verfolgt:

- Identifikation eines konsolidierten Arbeitsschwerpunktes für das Projekt (ISE, ZIRIUS)
- Erarbeitung einer geeigneten Methodik zur Integration von umweltpsychologischen und soziologischen Faktoren in die Investitionsentscheidungsmodelle (ISE, ZIRIUS)
- Formulierung valider Marktakzeptanzmodelle (mit wenigen, stark prädiktiven Faktoren) für die Projektschwerpunkte
- Repräsentative empirische Erhebungen privater Investoren zu den Projektschwerpunkten
- Erarbeitung von Modellen zur Simulation der Technologiediffusion für die Arbeitsschwerpunkte
- Bewertung von simulierten Entwicklungspfaden anhand eines Zielreferenzkorridors
- Veröffentlichung der Modelle zur öffentlichen Nutzung, mit dem Ziel einer möglichst hohen Transparenz

Arbeitsziele ZIRIUS

Für die Integration qualitativer Faktoren in die Umwelt- und Energiesystemmodellierung haben sich noch keine allgemeingültigen Methoden etabliert. Auch die gemeinsame Betrachtung umweltspsychologischer und organisationssoziologischer Größen in Energiesystemmodellen weist Forschungslücken auf. Zu beiden Fragestellungen wird bei ZIRIUS gearbeitet.

.....
Projektpartner und
Arbeitsaufteilung
.....

Zentrale Arbeitsziele bei ZIRIUS waren daher:

- Weiterentwicklung bestehender Methoden und Konzepte zur Integration qualitativer Faktoren in Energiesystemmodellen (auch eigene Vorarbeiten)
- Weiterführende Analysen bestehender Arbeiten zu Organisationsverhalten und Akzeptanz im Hinblick auf energiesystemrelevante Technologien
- Analyse der Interdependenzen individueller Akteure und Organisationen

2 Projektpartner und Arbeitsaufteilung

Im Folgenden sind die beteiligten Projektpartner beschrieben, deren Wissen und Fähigkeiten letztlich die Voraussetzungen für das Projekt dargestellt haben.

Fraunhofer ISE

Das 1981 in Freiburg im Breisgau gegründete Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE ist mit rund 1100 Mitarbeitern das größte Solarforschungsinstitut in Europa. Es schafft technische Voraussetzungen für eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung, sowohl in Industrie- als auch in Schwellen- und Entwicklungsländern. In den Forschungsschwerpunkten Energiegewinnung, Energieeffizienz, Energieverteilung und Energiespeicherung trägt es zur breiten Anwendung neuer Technologien bei.

Die Abteilung „Energiesystemanalyse“ untersucht Themen und Fragestellungen im Bereich der systemischen Entwicklung des Energiesystems. Dazu entwickelt sie Methoden und Tools zur Analyse des Energiesystems und den darin wichtigen Technologien, Interaktionen und Treibern. Auf Basis der Ergebnisse entwickelt die Gruppe Energiesystemanalyse politische, gesellschaftliche und technologische Empfehlungen und Handlungsanleitungen zur optimalen Entwicklung. Die Gruppe hat sich auf Fragestellungen der Integration von Erneuerbaren Energien, Speicheranwendungen und Energieeffizienz für regionale, nationale und internationale Energiesysteme, insbesondere auch Stromsysteme spezialisiert. Das Projekt sozioE2S wird von der Abteilung Energiesystemanalyse durch Charlotte Senkpiel geleitet. Die inhaltlichen Arbeiten bestehen in den empirischen Datenerhebungen zu privaten Akteuren sowie dem Modellaufbau, der Analyse für die Arbeitsschwerpunkte sowie der Modellveröffentlichung.

Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung, Universität Stuttgart (ZIRIUS)

Das Zentrum für interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung (ZIRIUS) ist ein fakultätsübergreifendes Forschungszentrum der Universität Stuttgart (www.zirius.eu). In das 2012 gegründete Zentrum wurde der ehemalige interdisziplinäre Forschungsschwerpunkt Risiko und Nachhaltige Technikentwicklung (ZIRN) integriert, dessen Projekte seitdem innerhalb von ZIRIUS weitergeführt werden. Es hat wie alle querschnittsorientierten Zentren der Universität Stuttgart die Aufgabe, als Brücke zwischen den Fakultäten zu dienen und themen- bzw. problemspezifische Forschungsansätze zu pflegen anstatt disziplinär orientierte Forschungsvorhaben durchzuführen. Der zentrale Fokus

des Zentrums besteht in der Anregung, Koordination und Durchführung von Forschungsvorhaben in den Bereichen 1) Risikoforschung, 2) Innovationsforschung, 3) Erforschung und Kommunikation des Zusammenhangs von ökologischen, wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Formen der künftigen nachhaltigen Energieversorgung. Die Aufgabe von ZIRIUS war die Analyse des Investitions- und Innovationsverhaltens korporativer und kollektiver Akteure.

.....
Planung und Ablauf des
Vorhabens
.....

3

Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Projekt teilt sich in fünf Arbeitsschwerpunkte.

Metastudien: Zunächst wurden zwei Metastudien erarbeitet: die erste evaluiert den historischen Zubau und Status Quo energiesystemrelevanter Technologien im Vergleich zu Zielkorridoren, die als Ergebnisse von sektorübergreifenden Zielsystemen resultieren. Zudem wurde eine Metastudie erstellt, die den Wissensstand zu Investitionsverhalten korporativer und privater Akteure darstellt. Innerhalb dieses Arbeitsschritts wurden Arbeitsschwerpunkte definiert.

Methodik: Im Anschluss wurden Methoden gesichtet und evaluiert, die es ermöglichen Technologiediffusion auf Basis von Investitionsverhalten abzubilden.

Empirische Erhebung: Innerhalb dieses Arbeitsschritts wurden empirische Arbeiten zu Investitionsverhalten korporativer und privater Akteure durchgeführt.

Modellentwicklung- und Analyse: Auf Basis der Methoden und empirischen Daten wurden Modelle für die unterschiedlichen Arbeitsschwerpunkte entwickelt und die Ergebnisse analysiert und in einem letzten Arbeitsschritt **veröffentlicht**.

4

Wissenschaftlicher und Technischer Stand zu Beginn des Vorhabens

4.1 Stand der Wissenschaft und Technik

Der Stand der Wissenschaft wird im Folgenden ausführlich dargestellt. Da das Projekt sehr vielschichtig ist, wird das Kapitel in verschiedene Bereiche unterteilt:

1. Modellierung von Energiesystemen
2. Sozialwissenschaften und Energiesystemmodellierung
3. Open Source allgemein und in der Energiesystemmodellierung

Teilweise sind jedoch Überschneidungen zwischen den Kapiteln nicht zu vermeiden.

4.1.1 Modellierung von Energiesystemen

Folgend wird der Stand der Wissenschaft zu Beginn des Vorhabens im Bereich der Modellierung von Energiesystemen beschrieben. Hierzu werden einige Modelle aufgeführt, die das Energiesystem analysieren. Diese wurden anhand verschiedener Kriterien kategorisiert: Optimierung und Simulation, Berücksichtigung sozialer Faktoren und Open source. Folgend wird ein Fokus bzw. eine nähere Beschreibung für die Arbeiten im Open Source Bereich gelegt, da dies ein wesentliches Merkmal des Projektes und des

darin entwickelten Modells darstellt. Die Modelle, die nicht öffentlich verfügbar sind, sind in der Tabelle 1 zu finden und werden den genannten Kriterien zugeordnet. Der Großteil der existierenden Energiesystemmodelle sind technisch-ökonomische Optimierungsmodelle. Diese stellen ein kostenoptimales Infrastruktur-Ergebnis für gegebene Nebenbedingungen, wie beispielsweise die "CO₂-Reduktion von 80 %", dar. Prinzipiell werden die auf den Berechnungen der Energiesystemmodelle basierenden Energieszenarien benutzt, um eine langfristige Systementwicklung abzuschätzen, politischen Entscheidungsträgern fundierte Handlungsempfehlungen zu geben sowie mögliche Entwicklungspfade des energetischen Versorgungssystems aufzuzeigen. Sie unterscheiden sich in Merkmalen wie Zeithorizont und Systemperspektive, verzichten jedoch in der Regel auf die Integration gesellschaftlicher Faktoren.

Wissenschaftlicher und
Technischer Stand zu Beginn des
Vorhabens

Tabelle 1: Überblick über bestehende Modelle im Bereich der Energiesystemmodellierung

Modellname	Optimierung	Simulation	Berücksichtigung Sozialwissenschaftlicher Faktoren	Open Source
ELIAS (Öko-Institut)	minimale Kosten Kraftwerksinvest (Strom)	x	x	x
Open_eGO (Rainer Lemoine)	(Strom)	Netzfluss	x	✓
EMMA (neon)	Strommarkt	x	x	✓
Renpass (Uni Flensburg)	x	Energieszenarien Simulation/ TopDown)	x	✓
Renpass.GIS (Uni Flensburg)	x	Energieszenarien (Simulation/ TopDown)	✓ (Wind Netze)	✓
ENTIGRIS (FH-ISE)	Betrieb/Ausbau	x	x	✓
Power-Flex (Öko-Institut)	Betrieb	x	x	x
JMM (IER)	Betrieb	x	x	x
Power ACE (ISI)	x	Agentenmodell	✓	x
AMIRIS	Wirkungen unterschiedlicher politischer Förderinstrumente	Agentenmodell	✓	
ELMOD (DIW)	Betrieb/Markt	x	x	x
E2M2S (Uni Duisburg/Essen)	Betrieb/Ausbau	x	x	x
IMKARUS	Betrieb/Ausbau	x	x	x
ReMIX (DLR)	Betrieb /Ausbau	x	x	x

Times (IEA)	Betrieb/Ausbau (Sektorübergreifend)	x	x	x
Perseus (KIT)	Betrieb/Ausbau (Strom)	x	x	x
SIMADA (KIT)	x	Multikriterielle Entscheidungs- analyse	x	x
REMod	x	Ausbau/Betrieb Sektorübergreifend	x	x

.....
Wissenschaftlicher und
Technischer Stand zu Beginn des
Vorhabens
.....

4.1.2 Sozialwissenschaften in der Energiesystemmodellierung

Ansätze zur Integration umweltpsychologischer und soziologischer Größen in Energiesystemmodelle

Gängige Praxis ist zu versuchen, auf der Basis techno-ökonomischer Energiesystemsimulationen die Systemtransformation zu gestalten, anschließend ökonomische Aspekte einzubeziehen, um dann mit Hilfe der Sozialwissenschaften die Akzeptanz für die als optimal erkannte Lösung zu schaffen. Doch wie die Realität zeigt, ist vielerorts die gesellschaftliche Akzeptanz für die jeweils ökonomisch günstigste Lösung nicht gegeben. Da sich zunehmend die Erkenntnis durchsetzt, dass zukünftige Entwicklungen des Energiesystems von einer Bandbreite an sozialen Größen abhängig sind, gibt es inzwischen verschiedene Ansätze zur Integration solcher Größen in Energiesystemmodelle. Häufig sind es sogenannte Makrodaten (wie Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung), die Eingang in Energiesystemmodelle finden (z.B. TIMES). Daneben greifen v.a. agentenbasierte Modelle zur Spezifikation unterschiedlicher Agenten und ihrer Verhaltensweisen und/oder Investitionsstrategien auf sozioökonomische Größen zurück. So fließen ökonomische Entscheidungsmodelle in die Modellierung des Verhaltens von Akteuren an Strommärkten (siehe z.B. das PowerACE Modell) ein, wirtschaftssoziologische Arbeiten bereichern agentenbasierte Modelle zur Untersuchung der Wirkungen unterschiedlicher politischer Förderinstrumente für die Integration von erneuerbaren Energien in die Strommärkte (z.B. AMIRIS) (Reeg et al. 2012; Wassermann et al. 2012). Alternativ werden bereits Lebensstilkonzepte und empirische Untersuchungen genutzt, um das Energiekonsumverhalten privater Haushalte abzubilden (Hauser 2013; Hauser et al. 2012). Empirische Befragungen zur Einstellung und Akzeptanz von Energieerzeugungstechnologien flossen im Rahmen des KomMA-P Projektes in eine PowerACE-Modellierung mit gesellschaftsverträglichen Parametern ein (Fuchs 2016).

Je nach Fragestellung und Untersuchungsgegenstand sind jeweils unterschiedliche soziale Größen besonders relevant und finden ihre entsprechende Berücksichtigung in den verschiedenen Modellen (so werden typischerweise *entweder* mehrere Konsumentengruppen *oder* mehrere Anbietergruppen ausdifferenziert). Angesichts der hohen Komplexität des Energiesystems, insbesondere aufgrund der Entwicklungen in den letzten Jahren, in denen nicht nur zahlreiche neue Akteure hinzugekommen sind, sondern zudem auch eine Veränderung von Rollen (z.B. von Konsumenten zu Prosumern) beobachtet werden konnte und z.B. auch die Internationalisierung der Märkte vorangeschritten ist, wachsen auch die Herausforderungen, vielfältige sozioökonomische Größen zu berücksichtigen. So wurden im Rahmen der Helmholtz Allianz Energy-Trans gesellschaftliche Kontextszenarien entwickelt (Weimer-Jehle et al. 2016) und an Energiesystemmodelle gekoppelt (Hansen et al. 2014).

In dem Projekt AutGrid (Senkpiel et al. 2019) wurde mit Schwerpunkt auf die CO₂- und Erneuerbaren Ausbauziele des Bundes, der Länder und einzelner Regionen untersucht,

welche konsistenten Szenarien sich unter Berücksichtigung sozio-ökonomischer Faktoren und Akzeptanz ergeben, wobei das Energiesystem mit dem Modell ENTIGRIS optimiert wurde.

„Sozial-ökologische, technische und ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende“ - das Projekt VerNetzen hatte zwei Schwerpunkte: Zum einen die Windenergie und zum anderen die Stromnetze. Im Rahmen des Projektes wurden sozial- und umweltverträgliche Entwicklungspfade der beiden Technologien modelliert, indem das Flächenpotenzial durch die sozial- und umweltverträglichen Aspekte eingeschränkt wurde. Innerhalb des Projektes wurde mit dem renpass-GIS Modell gerechnet. Hierbei wurde eine Zielgröße von Erneuerbaren vorgegeben, womit es einem TopDown Ansatz folgte. Die räumliche Verteilung wurde mittels der vorgegebenen sozial-ökologisch eingeschränkten Potenzialflächen realisiert. (Europa-Universität Flensburg 2013) Da das Projekt ein TopDown Ansatz verfolgte und sich auf die Technologien Wind und Netze fokussierte, war eine Abgrenzung zum Projekt sozio-E2S gegeben. Es bot aber eine gute Grundlage für die Arbeiten, da das Projekt ebenso die Simulation von Ausbaupfaden, die Integration sozialwissenschaftlicher Faktoren und die open source Modellierung abdeckte.

.....
Wissenschaftlicher und
Technischer Stand zu Beginn des
Vorhabens
.....

Forschungsstand Sozialwissenschaften

Bei der Integration sozialer Größen in Energiesystemmodelle konnte auf eine große Vielzahl an theoretischer und empirischer Forschung zurückgegriffen werden. Ein Vorschlag für eine Systematisierung dieser Forschung, ist zum einen zwischen Faktoren, die individuelle Akteure (private Haushalte) beeinflussen und zwischen Faktoren, die korporative und kollektive Akteure (Unternehmen, Verbände, Genossenschaften etc.) beeinflussen, zu unterscheiden. Zum anderen kann zwischen (passiver) Akzeptanz und Investitionsverhalten („aktive Akzeptanz“) differenziert werden.

Forschungsstand Umweltpsychologie

Menschliche Entscheidungsprozesse sind oftmals unbewusst, automatisiert und weniger rational als in vielen Theorien oftmals angenommen (Kahneman & Tversky, 1979). Das Ausmaß dessen ist allerdings unter anderem davon abhängig, wie bedeutsam und kostspielig eine Entscheidung ist. Im Gegensatz zu einem routinierten Lebensmitteleinkauf, ist die private Investition in erneuerbare Energiesysteme, wie in eine Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher, aufgrund der hohen Kosten, dem Aufwand und der damit verbundenen Unsicherheit im Ergebnis eine komplexe Entscheidung. Hierbei wird zwar wahrscheinlich zwischen umfangreich gesammelten Informationen abgewogen, dennoch können implizite Einflüsse, wie Emotionen oder Normen, durchaus eine nicht zu vernachlässigende Rolle spielen.

Entscheidungsverhalten zu erklären und besonders, vorherzusagen, stellt dadurch eine schwierige Herausforderung dar. Dafür werden in der psychologischen Forschung Modelle entwickelt, die menschliches Verhalten und dessen Prädiktoren genauer darstellen. Relevante Theorien und Modelle hierfür sind beispielsweise die theory of planned behavior (Ajzen, 1991), das technology acceptance model TAM (Davis et al., 1989) oder das norm-activation model NAM (Schwartz & Howard).

Hinsichtlich der Investition in (innovative) Technologien kann auch von „Marktakzeptanz“ gesprochen werden (Wüstenhagen et al., 2007). Diese bezieht sich darauf, inwiefern der Markt Innovationen aufnimmt, wie also die Diffusion dieser Technologien verläuft. Marktakzeptanz kann sich sowohl auf der individuellen Ebene privater Konsument*innen abspielen, die eine neue Technologie annehmen und diese kaufen möchten sowie auf der Ebene von Investoren, die in erneuerbare Energieprojekte investieren. Gegenstand aktueller Forschung ist, zu untersuchen, welche Faktoren die Diffusion von erneuerbaren Energietechnologien jeweils hemmen oder fördern.

Transformationsforschung, Organisations- und Marktsoziologie

Nicht nur individuelle Akteure und die entsprechenden Akzeptanzfaktoren, sondern auch die Akzeptanz und Investitionsentscheidungen von Organisationen spielen eine

wichtige Rolle in der Energiewende. Diese sind typischerweise Untersuchungsgegenstand der sozio-technischen Innovations- und Transformationsforschung (vgl. u.a. Bergke et al. 2000, Coenen et al. 2010, Dolata 2011, Geels 2004, 2002, Geels & Schot 2007, Rohracher 2007, Smith et al. 2005), die Märkte und Organisationen in der Transformation untersucht. Arbeiten aus der Multi-Level-Perspektive (MLP) identifizieren dabei dynamische Prozesse, die sowohl durch die Existenz von Pfadabhängigkeiten und Lock-in Phänomenen als auch durch Interdependenzen von technischen Innovationsdynamiken und sozioökonomischen Veränderungsprozessen charakterisiert sind (Elzen et al. 2004, Raven & Verbong 2010, Rip & Kemp 1998). Aus diesen zahlreichen empirischen Untersuchungen dieses Spannungsverhältnisses aus pfadabhängigen Beharrungstendenzen und Transformationsblockaden auf der einen und (technologischen wie sozioökonomischen) Veränderungsdynamiken auf der anderen Seite, lassen sich wichtige Einflussgrößen für unterschiedliche soziotechnische Transformationspfade des deutschen Energiesystems ableiten (z.B. Institutionen (Fuenfschilling & Truffer 2014), Zugang zu Macht (Hess 2014; Meadowcroft 2009) etc.). Dabei folgen die Strategien sogenannter „Herausforderer“-Akteuren (neue Energiegenossenschaften, neu gegründete Stadtwerke, Grünstromhändler) (Kunze & Becker 2014; Berlo & Wagner 2013, Holstenkamp & Müller 2013; Stegen/Seel 2013; Byzio et al. 2002) grundsätzlich anderen Handlungslogiken als jene der alteingesessenen Akteure (große EVUs) (Kungl 2015, Turnheim & Geels 2013; Pahle 2010). Denn die Einstellungen der Akteure zur Energiewende (Akzeptanz) sind von ihrer jeweiligen Herkunft und ihrer Position am Markt geprägt (Fligstein & McAdam 2011). Entsprechend unterschiedliche Strategien entwickeln sie, um mit der Energiewende umzugehen (sie voranzutreiben oder auszubremesen). Diese umfassen nicht nur Innovationsaktivitäten und Investitionsverhalten (Wassermann et al. 2015; trendresearch 2011), sind dabei auch stark von situativen und lokalen Faktoren geprägt (Monstadt 2009, Hodson & Marvin 2010).

In einer Überblicksstudie zu Beginn des Projektes (siehe AP 3) wurde der hier nur knapp umrissene aktuellen Forschungsstand, insbesondere die konzeptionellen Arbeiten, systematisch ausgewertet und die jeweils wichtigen Einflussgrößen identifiziert und veröffentlicht.

Es zeigte sich, dass für die empirischen Arbeiten in dem Projekt dann v.a. eine Kombination aus den Thesen von Rogers (1995) über Early Adopters auf der Konsumentenseite sowie eine konzeptionelle Ausweitung des Konzeptes für die Anbieterseite (Hockerts & Wüstenhagen 2010) nützlich war.

4.1.3 Open Source Modellierung

Folgend wird der Stand der Wissenschaft und Technik im Bereich der Open Source Modellierung dargestellt. Dabei wird unterschieden in allgemeine open source Initiativen, Plattformen und Initiativen im Bereich der Modellierung von Energiesystemen sowie einer Auflistung der Projekte, die sowohl open source, als auch energiesystemrelevant sind.

Allgemeine Initiativen

Open Source Initiative

Die open source initiative (OSI)¹ ist ein gemeinnütziges Unternehmen, ansässig in Kalifornien, welches sich der Förderung von open source widmet. So hat die Initiative eine Definition von Open Source, die sogenannte open source Definition (OSD). Sie prüft Lizenzen und kennt diese auf OSD Konformität an.

Free Software Foundation

.....
Wissenschaftlicher und
Technischer Stand zu Beginn des
Vorhabens
.....

¹ <https://opensource.org/>

Eine weitere gemeinnützige Organisation ist die Free Software Foundation (FSF)¹. Der ursprüngliche Zweck der Organisation war das Zusammenbringen von finanziellen Mitteln, um freie Software zu fördern, insbesondere der Finanzierung von Programmierern. Die Arbeiten des GNU-Projektes mit den Lizenzen (GPL, LGPL, AGPL, und GFDL) werden durch die FSF unterstützt.

Creative Commons

Eine weitere gemeinnützige Organisation ist die Creative Commons². Sie bietet konkret sechs vorgefertigte Lizenzverträge, für Urheber zur Freigabe rechtlich geschützter Inhalte. Die CC Lizenzen bieten gegenüber dem Urheberrecht weitere Freiheiten, in Abhängigkeit der jeweiligen CC Lizenz.

.....
Wissenschaftlicher und
Technischer Stand zu Beginn des
Vorhabens
.....

Plattformen & Initiativen der open source Modellierung von Energiesystemen

Die **openmod-initiative** (Openmod Initiative 2016) stellt eine Plattform für öffentlich verfügbare Daten und Modelle im Themenfeld der Energie mit Fokus auf Europa dar. Die Zielgruppe sind Modellierer von Instituten und Universitäten. Es wird das Ziel verfolgt, die Qualität von Energie Modellen zu verbessern, mehr Transparenz und Glaubwürdigkeit zu schaffen und damit die Wissenschaft und politische Handlungsempfehlungen zu verbessern. Modelle und Daten stehen zum Download zur Verfügung, sowie ein Verweis auf die Dokumentation der Modelle. Ein weiterer Aspekt sind die Stromnetzdaten. Der Fokus der openmod-initiative ist der Austausch zwischen den Modellierern.

Das BMWi geförderte Projekt „**Open Power System Data**“ (OPSD), nutzt neben einer eigenen Homepage die Plattform der openmod-initiative (Neue Energieökonomik GmbH 2016). Das Projekt richtet sich an Energiesystemmodellierer und möchte Transparenz herstellen und Doppelarbeit vermeiden, indem Daten des Kraftwerksparks, der installierten erneuerbaren Leistung, sowie Einspeise- und Lastzeitreihen unter der creative commons Lizenz zur Verfügung gestellt werden. Dabei werden, neben Excel und csv Formaten, auch der Quellcode zum download und zur Bearbeitung der Primärdaten zur Verfügung gestellt.

Die **open energy platform** wurde im Rahmen des BMWi geförderten Projektes open_eGo entwickelt. Die Projektlaufzeit war bis Juli 2018 und wurde vom Rainer Lemoine Institut, dem ZNES der Uni Flensburg, Next Energy und dem IWS (Institut für Wissens- und Sprachverbreitung) durchgeführt. Das Ziel der Plattform ist es, standardisierte Metadaten und Modelldokumentation, geregelte Zusammenarbeit an gemeinsamen Modellen, stabile sektor-übergreifende Analysen, Schnittstellen für verschiedene Modelle und Module sowie wissenschaftliche Diskussionen der Modelle und Ansätze zu ermöglichen. Die Datenplattform soll den Dateninput zusammen mit Modellen (insbesondere dem Modellframework oemof) bereitstellen und soll die Möglichkeit bieten neue open source Module zu integrieren.

Oemof – open energy system modelling framework

Das Projekt oemof, vom Reiner Lemoine Institut, des Zentrums für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) Flensburg, der Universität Magdeburg sowie der openmod initiative initiiert bietet ein Framework für Energiesystemoptimierung. Das Modell ist unter Github (GitHub, Inc. 2016) veröffentlicht. Derzeit bietet oemof ein Optimierungsmodell (Solph), geschrieben in Python, welches Kosten- oder CO₂-Emissionen in einem linearen Optimierungsproblem minimiert. Es bietet die Möglichkeit den Betrieb oder die Kraftwerksinvestitionen zu Optimieren. Dazu bietet die Plattform ein Tool (feedinlib), welches die Einspeisezeitreihen von Wind und Photovoltaik berechnet. (Reiner Lemoine Institut 2014)

¹ <https://fsfe.org/index.de.html>

² <https://creativecommons.org/licenses/?lang=de>

Open source Modelle im Bereich Energie

Open_eGo ist ein Projekt, dessen Ziel es ist ein netzebenübergreifendes Planungsinstrument, welches öffentlich zur Verfügung steht, um Transparenz und Partizipation zu Fragen der Netzausbauplanung zu ermöglichen, zu entwickeln. Der Fokus des Modells ist die Erarbeitung eines Netzflussmodells (Reiner Lemoine Institut 2015).

Renewable Energy Pathways Simulation System (renpass) wurde an der Uni Flensburg im Rahmen der Dissertation von Frauke Wiese entwickelt (Europa-Universität Flensburg 2015). Es ist ein Simulationsmodell, welches verschiedene Pfade der Energiewende in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung simuliert. Modellergebnisse sind unter anderem viertelstündlicher Einsatz der Erzeuger, Speicherstände, Netzfluss zwischen den Regionen sowie resultierende Preise. Das Modell wurde mit den Erweiterungen des VerNetzen Projektes im Framework von oemof auf GitHub veröffentlicht.

5

Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Projekt wurde hauptsächlich von den beiden Projektpartnern Fraunhofer ISE und ZIRIUS durchgeführt. Es bestand ein thematischer Verbund zum Partnerprojekt „Milieu-Diffusion Eneff/EE – Modellierung individueller Entscheidungsprozesse und des Einflusses von Intermediären bei der Diffusion von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien im Gebäudebereich“¹, das von dem Konsortium Fraunhofer ISI und RWTH Aachen bearbeitet wurde. Es fanden mehrere Treffen mit dem Partnerprojekt statt, um sich über methodisches Vorgehen und Ergebnisse auszutauschen.

¹ https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energietechnologien-energiesysteme/projekte/319147_diffusion-ee.html

6

Einleitung

Folgend werden die inhaltlichen Arbeiten des Projektes dargestellt. Kapitel 7 gibt einen Überblick über die Metastudie zum Status Quo des Technologieausbaus im Vergleich zu Zielsystemkorridoren. Die Arbeiten aus AP 7 dienen der Technologieauswahl für das Projekt, welche in Kapitel 8 dargestellt ist. Kapitel 9 gibt einen Überblick über die Studie zu Sozialwissenschaftlichen Determinanten von Investitionsentscheidungen privater und korporativer Akteure. Kapitel 10 stellt das methodische Vorgehen der Modellierung für private und korporative Akteure dar. In Kapitel 11 werden die empirischen Arbeiten dargestellt. Hierbei wird zwischen den Schwerpunktthemen PKW, der Exkurs Analyse zum Modal Switch (Flugverkehr), PV-Heimspeichern und Power-to-Gas unterschieden. In Kapitel 12 wird darauf aufbauend das neu entwickelte Modellframework Inve2st beschrieben. Auch hier wird in die einzelnen Schwerpunktbereiche unterteilt und hierfür jeweils die Methode, die Modellparametrierung, Szenarienrechnungen, Ergebnisse sowie Diskussion und Fazit dargestellt. Zudem werden die Links zu der Veröffentlichung des Modells, der Dokumentation, des Datenschemas der empirischen Datensätze und der Homepage verwiesen. In Kapitel 13 werden abschließend die Lessons learnt aus dem Projekt dargestellt.

7

Metastudie über zukünftige Technologiebedarfe im Vergleich zur derzeitigen Marktdurchdringung

Zu Projektbeginn wurde eine Metastudie (Jülch et al., 2018) durchgeführt, die verschiedene Energiesystemstudien miteinander vergleicht. Hierfür wurden acht verschiedene Studien miteinander verglichen, die sich auf Deutschland beziehen und jeweils alle Sektoren betrachten. Die Studien sind in Tabelle 2 zusammengefasst:

Tabelle 2: Überblick der im Rahmen der Metaanalyse betrachteten Studien

Institutions	Year	Title	Source
Fraunhofer ISE	2017	Study on sector coupling, results of Fraunhofer ISE REMod model are in this study by Acatech ("»Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems")	(Ausfelder et al. 2017)
Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu	2017	Climate change scenarios for the German Bundesregierung	(BMW 2017a)
Öko-Institut, Fraunhofer ISI	2015	Climate protection scenario 2050 („Klimaschutzszenario 2050")	(Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015)
Fraunhofer ISE	2015	How much does the energy transition cost? Pathways to the transformation of the German energy system („Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems")	(Henning, Palzer 2015)
Fraunhofer IWES, ifeu	2015	Interaction of RE electricity, heat and traffic („Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr")	(Gerhardt et al. 2015)
BVEE	2014	GROKO – Scenarios for the German energy supply system based on the EEG bill („GROKO – II. Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs")	(Nitsch 2014)
Prognos, ewi, GWS	2014	Development of the energy markets – energy reference prognosis („Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose")	(Schlesinger et al. 2014)
Umweltbundesamt	2014	Greenhouse gas emission free Germany in 2050 („Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050")	(Umweltbundesamt 2013)

Metastudie über zukünftige Technologiebedarfe im Vergleich zur derzeitigen Marktdurchdringung

Die Technologiebedarfe für Stromerzeugungstechnologien (Windkraftanlagen (onshore/offshore), Photovoltaik, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft), Wärmetechnologien (Solarthermie, Biomasse, Geothermie, Wärmepumpen), Speichertechnologien (Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batterien) sowie Power-to-X Technologien wurden untersucht.

Für die meisten der genannten Technologien wurde eine Auswertung durchgeführt, wie in Abbildung 1 dargestellt, die die historischen Installationen bis zum Jahr 2016, die geplanten Entwicklungen (gemäß politischer Zielsetzung) und die Bandbreiten der Technologiebedarfe auf Basis der untersuchten Energiesystemstudien darstellen. Hierbei wurde in die Treibhausgasminderungsbereiche 80%, 80-90% und 90-100% Reduktion gegenüber 1990 unterschieden.

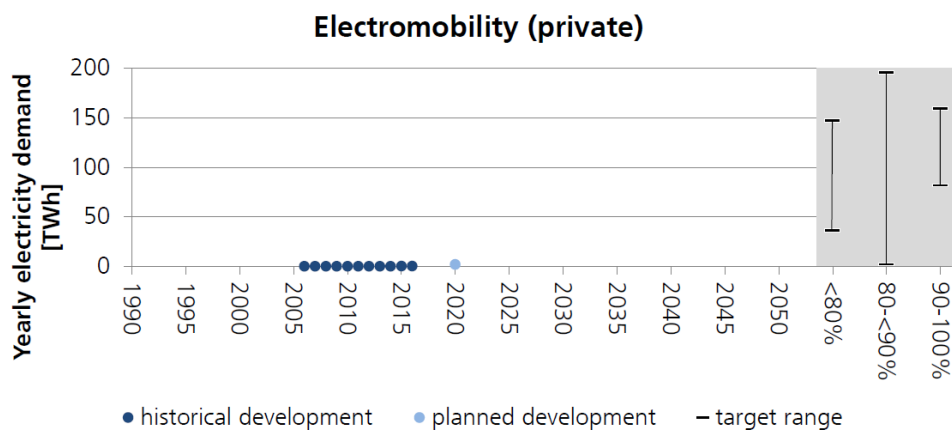


Abbildung 1: Historischer Zubau, geplante Entwicklung und zukünftiger Strombedarf von Elektrofahrzeugen (angenommen 50 kWh Batteriekapazität und 120 Zyklen pro Jahr)

Die Studie ist unter folgender Adresse zu finden: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Meta_Study_Crosssectoral_Decarbonization_Target_Systems.pdf Die Metastudie dient als Grundlage dafür die Technologieauswahl in Kapitel 8 durchzuführen.

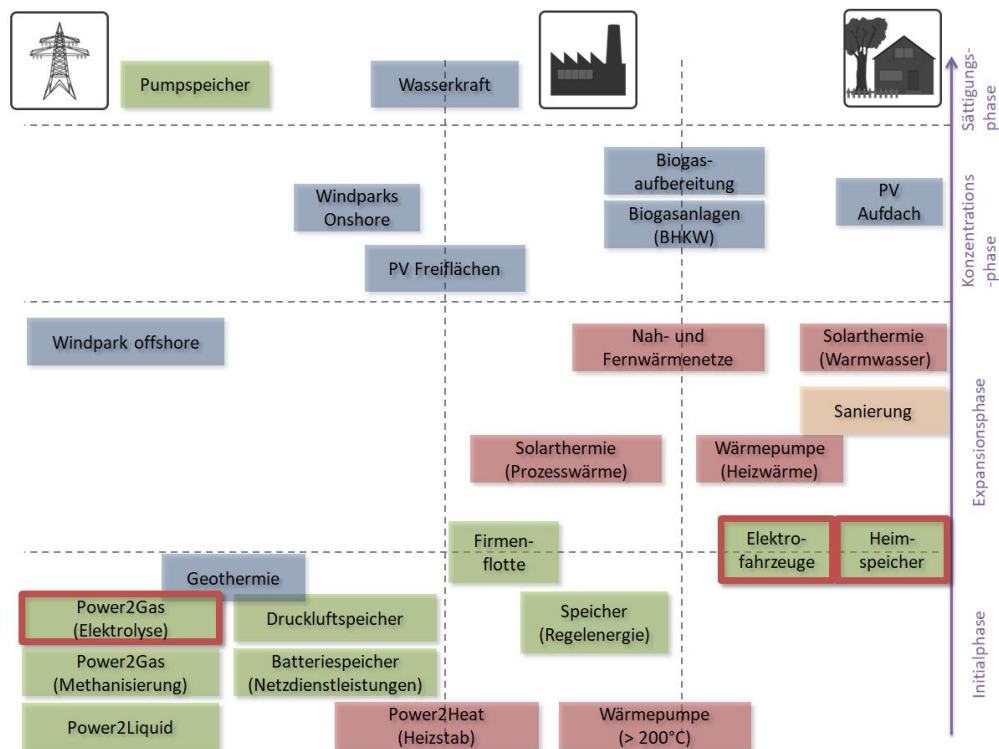
8 Technologieauswahl

Es gibt eine Vielzahl an Technologien, die für das Energiesystem relevant sind. Abbildung 2 zeigt hiervon eine Auswahl (ohne Anspruch auf Vollständigkeit). Die Technologien wurden jeweils anhand der Ergebnisse des historischen Leistungszubaus und dem benötigten Bedarf der Marktdurchdringungsphase zugeordnet. Für die weiteren Projektarbeiten war es sinnvoll eine Auswahl an Technologien zu treffen, um hierfür das Investitions- und Diffusionsverhalten abzubilden. Eine Anforderung seitens des Fördermittelgebers war, den Fokus nicht auf Heiztechnologien zu legen, da dies schwerpunktmäßig in dem Projekt „DiffusionEE“¹ untersucht wird. Ein weiteres Kriterium war es, die Bereiche individuelles und korporatives Investitionsverhalten abzubilden und Technologien auszuwählen, die zukünftig eine relevante Rolle für das Energiesystem innehaben.

Im Bereich der Privatpersonen wurde daher der Analyseschwerpunkt auf alternative PKW und PV-Batteriesysteme gelegt. Mit der Wahl von PKW kann daher die Investitionsentscheidung in ein bereits weitläufig etabliertes und zur Lebensrealität der Menschen zugehöriges Produkt (bzw. Substitut) und im Fall der PV-Batteriesysteme die Investitionsentscheidung in eine Innovation, die kein direktes Substitut bildet, untersucht werden.

Im Bereich der korporativen Entscheidungen wurde der Analyseschwerpunkt Power-to-Gas (PtG) gewählt, da die Technologie noch in der Initialphase ist und bisher keine Studien zum Investitionsverhalten in PtG Anlagen bekannt sind.

¹ https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energietechnologien-energiesysteme/projekte/319147_diffusion-ee.html



Überblickstudie zu sozialwissenschaftlichen Determinanten

Abbildung 2: Zuordnung der energiesystemrelevanten Technologien nach Marktdurchdringung und Endanwendung (die rot umrandeten Technologien wurden als Analyseschwerpunkte gewählt)

9

Überblickstudie zu sozialwissenschaftlichen Determinanten

Es wurde eine Überblickstudie zu psychologischen und soziologischen Einflussfaktoren auf die Investitionsentscheidung privater Haushalte und Organisationen in Energietechnologien angefertigt. Die Faktoren wurden aus mehr als 200 wissenschaftlichen Quellen – darunter Fallstudien, Metastudien sowie theoretischer Grundlagenliteratur – extrahiert.

Aus psychologischer Sicht gibt es sowohl personenbezogene Faktoren (persönliche Einstellungen, soziale Einflüsse, Wissen, Unsicherheiten etc.) als auch technologiespezifische Faktoren (z.B. Benutzerfreundlichkeit, Leistung und Qualität, Preis, etc.), die das Investitionsverhalten privater Haushalte beeinflussen und die mittels einer Vielzahl an empirischen Fallstudien ermittelt werden konnten. Diese Faktoren können je nach Marktdurchdringung einer Technologie in ihrer Einflussstärke auf die Investitionsentscheidung variieren. Verschiedene Modelle und Theorien psychologischer Forschung sind auf das Investitionsverhalten in erneuerbare Energietechnologien dafür anwendbar. Beispiele sind die theory of planned behavior (Ajzen, 1991) oder darauf aufbauend das PV purchase prediction model (Korcaj et al., 2015).

Die Mehrzahl der empirischen soziologischen Studien untersuchen Akteursverhalten im Kontext der beiden Technologien Photovoltaik und onshore-Windkraft. Es existiert kaum Literatur zu anderen erneuerbaren Energien bzw. technologieübergreifende Analysen. Daher wurden die zentralen Ergebnisse dieser Fallstudien verallgemeinert und durch theoretische Literatur der Organisations- und Innovationssoziologie, vor allem der

Netzwerkforschung und der Transitionsforschung, ergänzt. Aus soziologischer Perspektive lassen sich die Einflussgrößen in drei Gruppen unterteilen: 1) allgemeine Investitionsdeterminanten, 2) Investitionsdeterminanten, die sich je nach Reifegrad einer Technologie unterscheiden und 3) Investitionsdeterminanten auf lokaler Ebene. Zentrale allgemeine Investitionsdeterminanten sind der politische Rahmen und die Legitimitätsorientierung eines Akteurs im Sinne von Erwartungen aus seinem Umfeld, der wichtigen Stakeholder, an denen er sich orientiert. Determinanten je nach Reifegrad einer Technologie zeigen, dass sich hier große Unterschiede, je nach Akteurstyp, ob er ein etablierter Akteur ist, der einer neuen Technologie zunächst skeptisch entgegnet, oder ob er ein neuer Akteur ist, der die neue Technologie vorantreiben möchte. Unter lokalen Determinanten sind lokale Netzwerke und lokale Besonderheiten gemeint.

Simulation von
Technologiediffusion auf Basis
von Investitionsverhalten

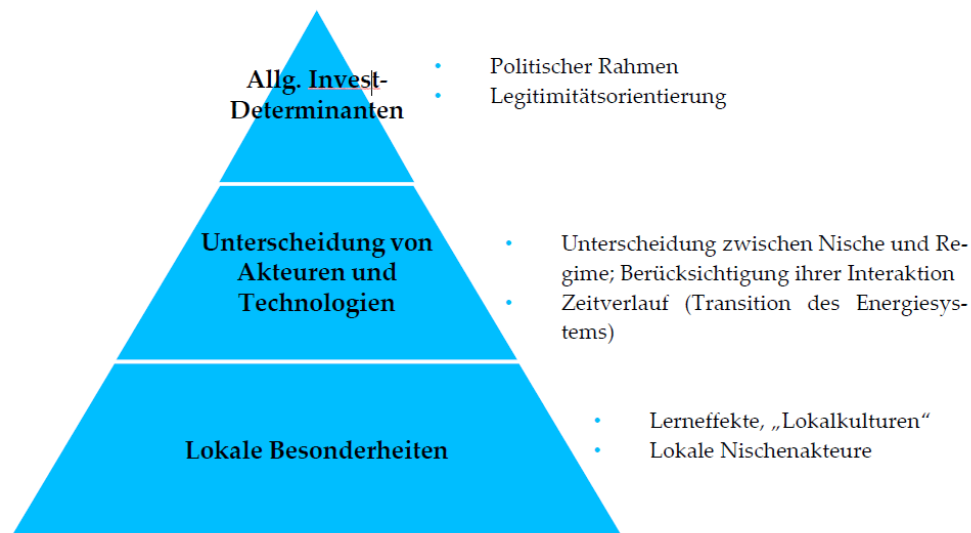


Abbildung 3: Soziologische Einflussgrößen auf Investitionsentscheidungen
Graphik: (Schrage et al., 2018)

Die Ergebnisse der Überblicksstudie wurde veröffentlicht (vgl. Schrage, Alexander/Wassermann, Sandra/Berneiser, Jessica/Gölz, Sebastian 2018: Sozialwissenschaftliche Dimensionen von Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energietechnologien. In: Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, Nr. 36 (ISBN 978-3-938245-35-4)) (Schrage et al., 2018).

10

Simulation von Technologiediffusion auf Basis von Investitionsverhalten

Zur Auswahl einer geeigneten Methode für die Simulation der Technologiediffusion auf Basis von Investitionsentscheidungen wurde ein Artikel in der Zeitschrift Umweltpsychologie zum Schwerpunktthema „Investitionsentscheidungen im Umweltkontext“ mit dem Titel „Modelling investment decisions in renewable energy technologies: An introduction to simulating technology diffusion“ veröffentlicht (Senkpiel et al.). Der Artikel stellt die Ansätze Diffusion of Innovation (DOI) nach Rogers und dem Bass Modell, Agenten-basierte Modellierung (ABM), Discrete Choice Modelle (DCM) sowie System Dynamics (SD) vor und zeigt auf, in welchem Kontext diese im Bereich der Energietechnik

nologien bereits Anwendung gefunden haben. Des Weiteren wird dargestellt, für welche Arten der Fragestellung sich welches Modell eignet, wobei sich die Modellansätze grundlegend ergänzen. DOI eignet sich, um aggregierte Technologiediffusion abbilden zu können, während der Fokus von ABM vorrangig auf Individualverhalten und Netzwerkeffekten liegt. DCM eignen sich, um Nutzerpräferenzen und Marktanteile zu berechnen, während der Fokus von SD auf den Relationen verschiedener Komponenten eines Gesamtsystems liegt. Die detaillierte Beschreibung der Ansätze und deren Anwendung ist in (Senkpiel et al.) beschrieben.

Im Bereich der privaten Investoren wurde auf Basis der in (Senkpiel et al.) diskutierten Methoden das DCM als geeignet identifiziert, um die Diffusion bzw. der Kaufpräferenzen zu ermitteln und ggf. mit einem Bestandsmodell verbinden zu können. Abbildung 4 zeigt als Überblick die Vorgehensweise zur Verbindung von Empirie und Modellierung bei privaten Investoren. Als empirischen Datenerhebung ist daher in diesem Bereich eine Befragung und ein Discret Choice Experiment zu Kaufalternativen (verschiedene Fahrzeuge sowie Kauf eines PV-Batteriesystems vs. kein Kauf) durchgeführt worden (nähere Erläuterung hierzu in den Kapiteln 11.1 und 11.3). Mittels des statistischen Verfahrens Hierarchical Bayes können individuelle Nutzenwerte bestimmt werden, welche die Basis für das DCM darstellen, anhand dessen Kaufpräferenzen bestimmt werden. Die Operationalisierung im Modell ist in den Kapiteln 12.2 und 12.3 ausgeführt.

Simulation von
Technologiediffusion auf Basis
von Investitionsverhalten

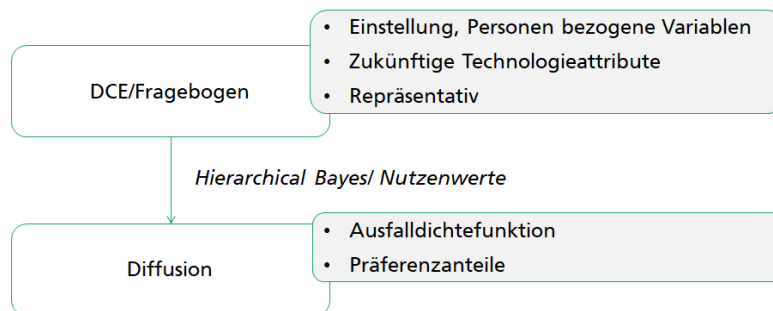


Abbildung 4: Schematische Abbildung der Empirie und der Methode zur Abbildung der Diffusion bei privaten Investoren

Im Bereich der korporativen Akteure wurde zunächst eine technologieoffene Voruntersuchung zum Investitionsverhalten bestehend aus der Analyse von Geschäftsberichten, Interviews sowie einem Workshop durchgeführt. Ergebnis der Evaluierung zur Modellierung der Diffusion war, ein erweitertes Modell des Diffusionsmodells nach Rogers zu verwenden, welches neben der Wirtschaftlichkeit den politischen Rahmen mit berücksichtigt. Hierzu wurde in einem weiteren empirischen Teil ein Gruppendelphi durchgeführt, um verschiedene politische Maßnahmen im Bereich PtG hinsichtlich ihrer Wirksamkeit und Umsetzbarkeit zu quantifizieren, sowie Renditeanforderungen zu erheben, sodass beide Größen in das Logistische Modell zur Abbildung einer Technologiediffusion, eingebunden werden können. Die empirische Erhebung ist detailliert in 11.4 dargestellt, die Operationalisierung ist in 12.4 ausgeführt. Abbildung 5 zeigt das Zusammenspiel aus Empirie und Modellierung bei korporativen Akteuren.

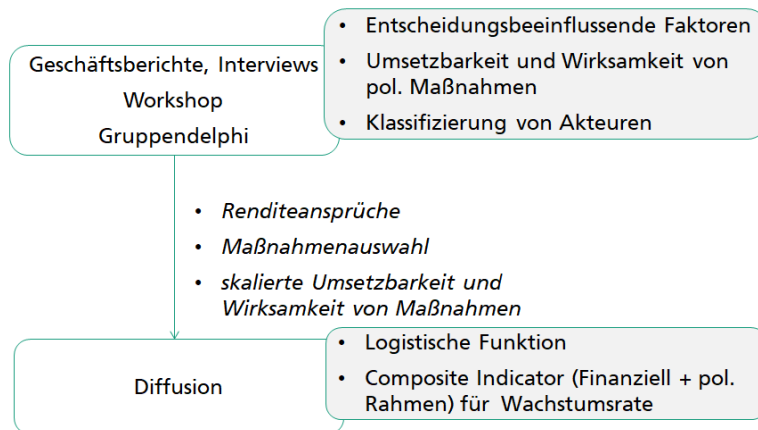


Abbildung 5: Schematische Abbildung der Empirie und der Methode zur Abbildung der Diffusion bei korporativen Investoren

1 1 Sozialwissenschaftliche empirische Untersuchung

Im Folgenden sind die drei sozialempririschen Untersuchungen zu privaten Investitionsentscheidungen in PKW (Kapitel 11.1), als Exkurs eine Untersuchung des Flugverhaltens innerhalb Deutschlands und Europas (Kapitel 11.2), sowie Investitionen in PV-Heimspeichersysteme (Kapitel 11.3) dargestellt. Methodisch basieren sowohl die Studie zu Investitionsentscheidungen in PKW als auch die in PV-Heimspeichersysteme auf einer Kombination aus Discrete Choice Experiment (DCE) und einem zusätzlichen Fragebogenteil. Verschiedene Studien untersuchten bereits die Auswirkungen spezifischer Technologieattribute und Rahmenbedingungen auf die Präferenzen für alternative PKW. Viele dieser Studien wendeten DCE an, um Nutzenwerte und die willingness-to-pay (more) für verschiedene Attribute bzw. Attributausprägungen zu berechnen. Der Fokus lag dabei meist auf technologiespezifischen Faktoren von PKW, wohingegen personenbezogene Variablen meist nicht über sozio-ökonomische Faktoren hinaus reichten. Da wenige existierende Studien (sozial-) psychologische Faktoren integrieren, diese jedoch durchaus von hoher Relevanz für die Diffusion von alternativen Antrieben sein könnten, wurden sie im Rahmen des Projektes Sozio-E2S erfasst. Einschränkend muss festgehalten werden, dass auch Kaufentscheidungen in DCE hypothetisch sind und dadurch die externe Validität limitiert ist. Sind die Ergebnisse bereits in anderen wissenschaftlichen Artikeln veröffentlicht oder geplant zu veröffentlichen, sind in diesem Bericht nur eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse und ein Verweis auf die jeweilige Studie gegeben. Andere Teile, die bisher nicht anderweitig veröffentlicht sind, werden hier ausführlicher dargestellt.

In Kapitel 11.4 sind die Erhebungen zu korporativen Investitionsverhalten dargestellt. Dabei werden zunächst Idealtypische Akteure charakterisiert (11.4.1) und anschließend die Erhebungen im Rahmen des Gruppendelphis mit Fokus auf Power-to-Gas (PTG) dargestellt (11.4.2).

11.1 Erhebung zu privaten Investitionsentscheidungen in PKW

Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung

Methode

Zur Erfassung der für das Vorgehen relevanten Variablen wurde ein zweistufiges Verfahren gewählt: Die Präferenzen bzgl. der eher technologiebezogenen Faktoren, wie Preis, Reichweite, Ladeinfrastruktur etc. wurden mittels eines DCE erhoben, während personenbezogene Variablen zusätzlich über einen Fragebogen erfasst wurden. Für die Implementierung des DCE und die Programmierung des Fragebogens wurde ein Marktforschungsinstitut (sociotrend GmbH) beauftragt. Für die Auswertung des DCE wurde Sawtooth Software verwendet, womit Nutzenwerte durch Hierarchical Bayes (choice based conjoint/HB) berechnet werden können. Das genaue Vorgehen ist in (Senkpiel et al., submitted) und (Berneiser et al., submitted) beschrieben. Die Teilnehmenden der Studien wurden bzgl. ihres Geschlechts, Alters, Haushaltsnettoeinkommens, Bildungsstands sowie Bundesland repräsentativ für Deutschland ausgewählt. Zu Beginn der Umfrage wurden die Teilnehmenden hinsichtlich der Inhalte der Befragung, der Verwendung sowie des Datenschutzes und ihrer Rechte aufgeklärt. Eine Teilnahme an der Studie wurde finanziell kompensiert.

Technologiespezifische Faktoren: Die technologiespezifischen Faktoren, die aus der Literatur am relevantesten für diese Studie erschienen, waren: Fahrzeugtyp, Kaufpreis, Kraftstoffkosten, durchschnittliche maximale Reichweite, vorhandene Ladeinfrastruktur, well-to-wheel CO₂-Emissionen sowie eine optionale CO₂-Steuer. Die Auswahl für die im Choice-Experiment verwendeten jeweiligen Ausprägungen dieser Faktoren erfolgte auf Grundlage anderweitiger wissenschaftlicher Literatur und ist näher in (Senkpiel et al., submitted) beschrieben. Um realitätsnähere Fahrzeuge im Experiment abbilden zu können, wurde in drei Fahrzeugklassen unterteilt:

- 1) Minis, Kleinwagen und Kompaktklasse
- 2) Mittelklasse
- 3) Gehobene Mittelklasse und Luxussegment

Die Attributausprägungen orientierten sich jeweils an Standardwerten und prognostizierten Werten für die jeweilige Fahrzeugklasse. Zu Beginn der online-Befragung wurden die Teilnehmenden gebeten anzugeben, welche Fahrzeugklasse sie für ihren nächsten PKW-Kauf bevorzugen und erhielten daraufhin nur Fahrzeugangebote aus der präferierten Kategorie. In Tabelle 3 sind die Attributausprägungen beispielhaft für Klasse 1 (Minis, Kleinwagen und Kompaktklasse) illustriert.

Tabelle 3: Attributlevel für batterie-elektrische Fahrzeuge, Wasserstofffahrzeuge und konventionelle Fahrzeuge der Fahrzeugklasse 1 (Kleinwagen); wobei BEV = battery electric vehicle, FCEV = fuel cell electric vehicle; CV = conventional vehicle

Attribute	BEV	FCEV	CV
Kaufpreis [€]	15600	15600	15600
	26000	26000	26000
	36400	36400	36400
	-	52000	-
Kraftstoffkosten [€/100km]	2,00	2,00	-
	4,00	4,00	4,00
	7,20	7,20	7,20

	10,00	10,00	10,00	 Sozialwissenschaftliche empirische Untersuchung
Durchschnittl.	160	160	-	
maximale	320	320	-	
Reichweite [km]	560	560	560	
-	-	800	800	
W2W CO2 emissions [g/km]	None Low Medium -	None Low Medium High	- Low Medium High	
Ladeinfrastruktur	Mit starken Einschränkungen Mit Einschränkungen Ohne Einschränkungen	Mit starken Einschränkungen Mit Einschränkungen Ohne Einschränkungen	- - -	
Zusätzliche CO ₂ - Steuer auf Ben- zin und Diesel			Ja Nein	

Anmerkungen. Es wurden keine zukünftigen Einschränkungen hinsichtlich der fossilen Tankstelleninfrastruktur angenommen.

Personenbezogene Faktoren. Erhobene personenbezogene Faktoren umfassten sozio-ökonomische Daten, den Informationsgrad, Kaufintention, soziale Normen, Selbstkonzept Innovation, kollektive Selbstwirksamkeitsüberzeugung, technologische Risikoeinstellung sowie wahrgenommenen Umweltnutzen. Die Operationalisierung der Skalen (-Items) erfolgte auf Basis bestehender Literatur bzw. validierter Skalen und ist in (Berneiser et al., submitted) detailliert ausgeführt. Weiterhin wurden Fragen zum persönlichen Mobilitätsverhalten und Einschätzungen bzw. Erfahrungen hinsichtlich Elektroautos gestellt. Der gesamte Fragebogen ist öffentlich zugänglich:

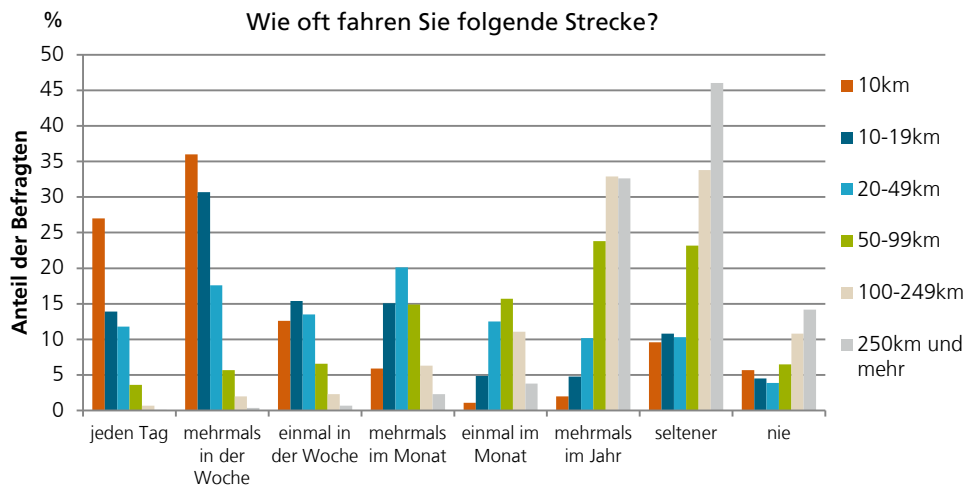
<https://fordatis.fraunhofer.de/handle/fordatis/92>.

Insgesamt nahmen 2311 Personen an der Studie teil, wovon 1922 ($M_{Alter} = 45,03$ Jahre, $SD_{Alter} = 14,25$, weiblich identifiziert = 49,8%, 1 divers identifiziert) letztlich in der Auswertung berücksichtigt wurden (Ausschluss aufgrund von einer Bearbeitungsdauer unter 480 Sekunden).

Ergebnisse

Zunächst werden deskriptive Ergebnisse aus dem Fragebogen dargestellt. Anschließend sind zentrale Ergebnisse aus dem choice Experiment, die in (Berneiser et al., submitted) und (Senkpiel et al., submitted) detaillierter ausgeführt werden, dargestellt.

Insgesamt gaben 19 % der Befragten an, schon einmal mit einem batterie-elektrisch betriebenen Elektroauto sowie 2 % bereits in einem Wasserstoffauto (mit-) gefahren zu sein.



Sozialwissenschaftliche empirische Untersuchung

Abbildung 6: Ergebnis Fragebogen, Häufigkeit der Autonutzung nach zurückgelegter Strecke

Aus Abbildung 6 wird ersichtlich, dass sich die häufigsten Fahrten bei einem Großteil der Befragten unter 50 km bewegen. Fahrten > 100 km treten eher vereinzelt auf. Dies ist insofern ein interessantes Ergebnis, da die (als zu gering wahrgenommene) Reichweite von Elektroautos medial ein diskutiertes Thema ist. Ein PKW wird jedoch vor allem für den Arbeitsweg sowie zum Einkaufen und für Freizeitaktivitäten genutzt (Abbildung 7).

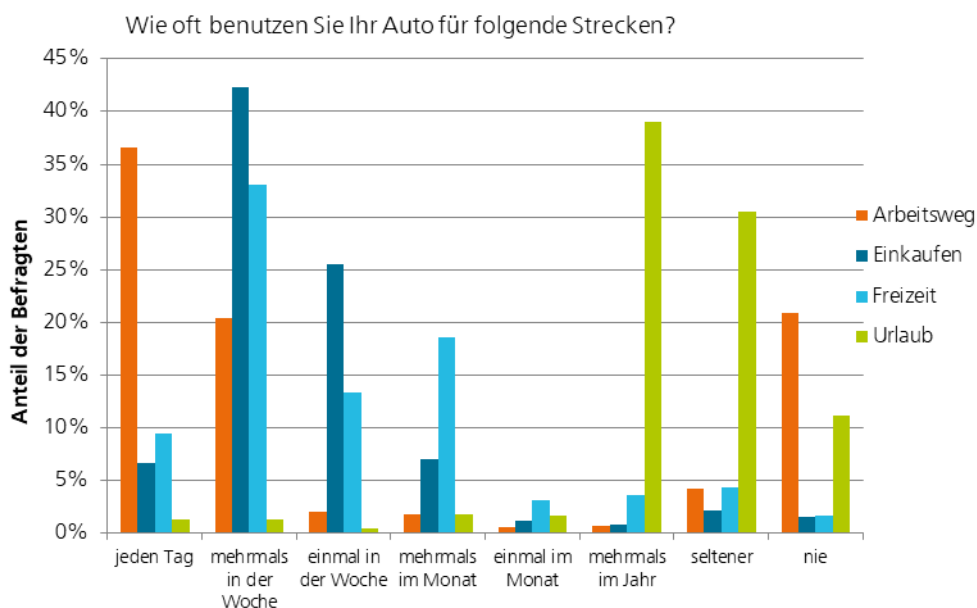


Abbildung 7: Ergebnis Fragebogen, Häufigkeit der Autonutzung nach Nutzungsart

Untersuchungsgegenstand war auch, über welche Kanäle Informationen zu Elektroautos bezogen werden. Mehrfachnennungen waren möglich. Das Internet wurde als häufigste Informationsquelle genannt, gefolgt von TV und Freunden/Bekannten.

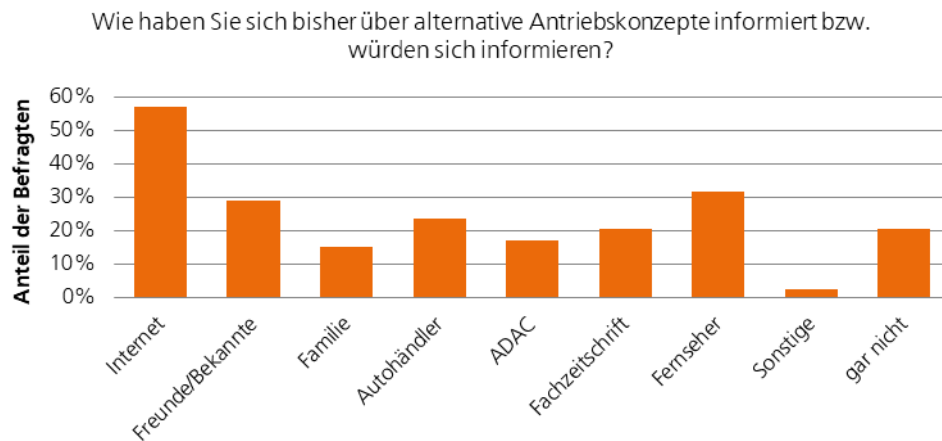


Abbildung 8: Ergebnis Fragebogen, Informationsquellen zu alternativen Antrieben

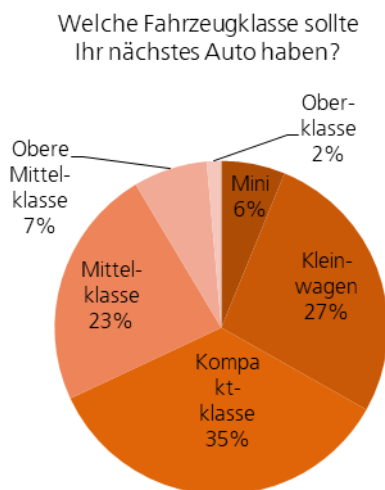


Abbildung 9: Ergebnis Fragebogen, Wahl der Fahrzeugklasse

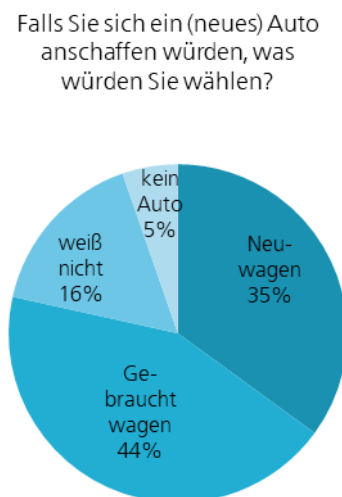


Abbildung 10: Ergebnis Fragebogen, Präferenz Neuwagen

Lediglich 6 % der Befragten gaben an, ein Auto mit mehr als 200 PS zu wünschen, wohingegen die PS für 12 % der Befragten nach eigenen Angaben gar keine Rolle bei der Autowahl spielen. 45 % wünschen für ihr nächstes Auto < 120 PS und 37 % eine PS-Zahl zwischen 120 und 199 PS.

Hinsichtlich des Komforts schätzt die Mehrheit der Befragten den Komfort von Elektroautos als gleich gut oder höher ein als bei konventionellen PKW (6 % besserer Komfort, 77 % gleicher Komfort, 17 % schlechterer Komfort).

Für einen Teil der Befragten erscheint auch die Möglichkeit, eine Batterie zu leasen attraktiver als ein Kauf, jedoch gibt es keine mehrheitlichen bzw. eindeutigen Präferenzen.

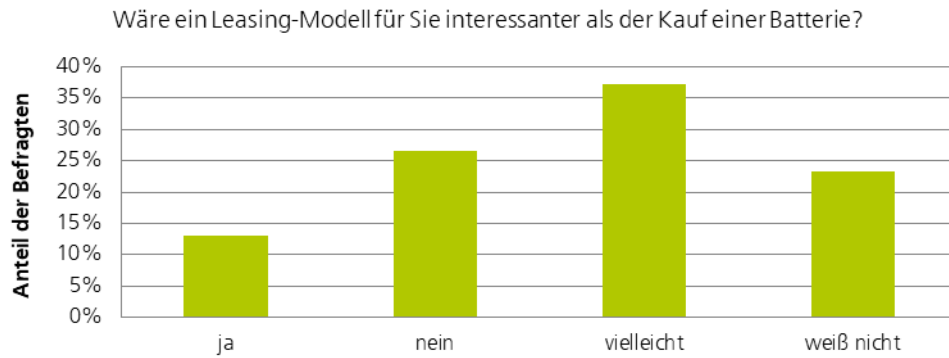


Abbildung 11: Ergebnis Fragebogen, Präferenz Leasing-Modell

Zudem wurden die Teilnehmenden der Studie gefragt, inwiefern Sie bereit wären, -mit der Batterie eines BEV Flexibilität für Stromnachfrage und -erzeugung bereitzustellen. Wie in Abbildung 12 ersichtlich lehnten nur 17 % dies ab, wohingegen die meisten Befragten sich einen externen Zugriff auf die Speicherkapazität der Batterie unter bestimmten Bedingungen vorstellen können.

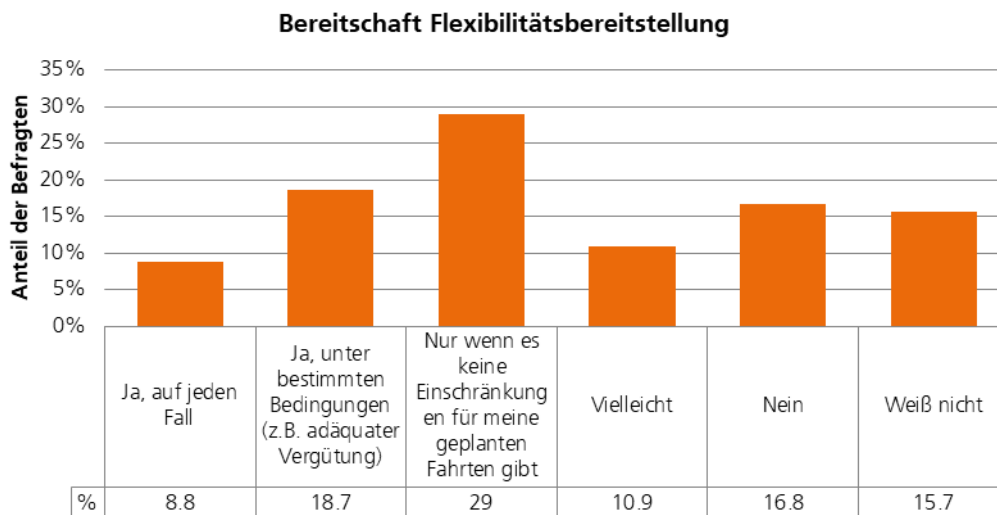


Abbildung 12: Ergebnis Fragebogen, Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung

Weiterhin wurde erhoben, welche Abrechnungsform an einer öffentlichen Ladesäule bevorzugt wird. Mehr als die Hälfte der Befragten (53 %) bevorzugten eine Abrechnung nach bezogener Energiemenge, 9,6 % nach Ladeleistung, 6,5 % nach Ladedauer, 5,6 % präferieren eine pauschale Abrechnung und rund 25 % sind unentschlossen oder es ist ihnen egal.

Neben Aspekten bzgl. eines Kaufs von PKW und dem Mobilitätsverhalten wurde erfasst, inwiefern die Befragten der Aussage zustimmen, dass Städte derart umgestaltet werden sollten, dass Autos verzichtbar werden. Knapp Dreiviertel stimmten dem voll oder eher zu (siehe Abbildung 13).

Sollten unsere Städte und Gemeinden so
umgestaltet werden, dass die/der Einzelne kaum
noch auf ein Auto angewiesen ist?

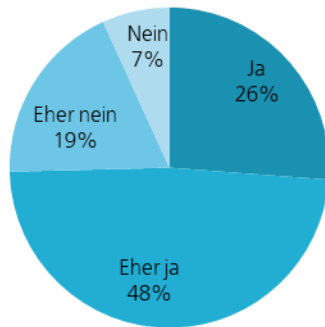


Abbildung 13: Stadtplanung und Individualverkehr

Ergebnisse Discrete Choice Experiment

Im Folgenden sind zunächst die Ergebnisse der durchschnittlichen relativen Wichtigkeit der Attribute aus dem DCE dargestellt. Anschließend wird auf zentrale Resultate hinsichtlich personenbezogener Faktoren beschrieben. Eine breite und tiefergehende Analyse der Daten findet sich in (Berneiser et al., submitted) und (Senkpiel et al., submitted).

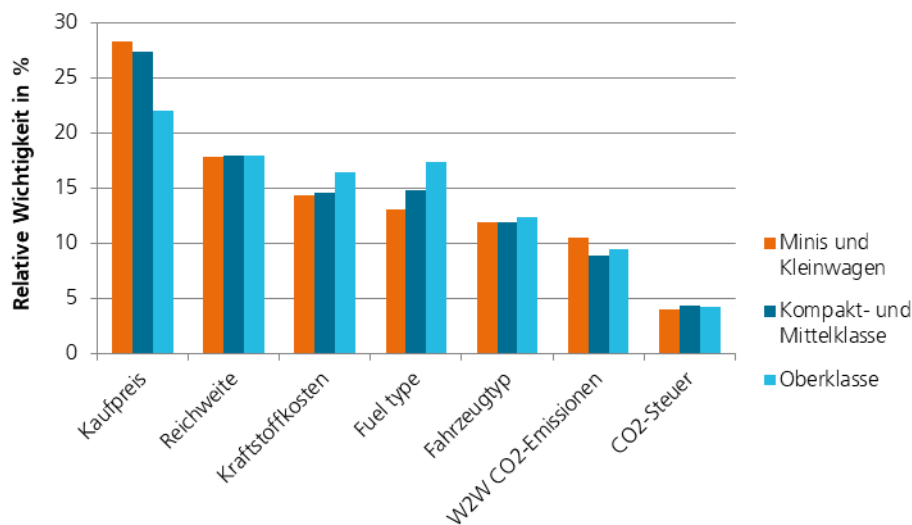


Abbildung 14: Ergebnisse des DCE unterteilt nach gewählter Fahrzeugkategorie

Ergebnisse hinsichtlich des Einflusses der personen-bezogenen Faktoren auf die Wichtigkeit der Attribute und Präferenzanteile für Elektroautos im Vergleich zu konventionellen Autos sind in (Berneiser et al., submitted) näher ausgeführt. Insgesamt scheinen Unterschiede in personenbezogenen Variablen, wie kollektiver Wirksamkeitsüberzeugung und empfundenen sozialen Normen, jedoch damit zusammenzuhängen, für wie wichtig die unterschiedlichen Technologieattribute erachtet werden und wie attraktiv Investitionen in Elektroautos im Vergleich zu konventionellen PKW sind.

Diese Erkenntnis ist in diesem Zusammenhang interessant und wichtig, dass Unterschiede in der Ausprägung der sozio-psychologischen Faktoren einen höheren Einfluss auf die Entwicklung des Elektrofahrzeuganteils haben könnten als die rein finanziellen und technischen Merkmale der Elektromobilität, die in erster Linie zur Förderung der Fahrzeugdiffusion diskutiert werden.

Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung

Die Rohdaten der Studie können zudem unter folgendem Link eingesehen und verwendet werden: <https://fordatis.fraunhofer.de/handle/fordatis/92>

Die weitere Verwendung der empirischen Daten für die Modellierung der Diffusion von privaten PKW ist in Kapitel 12.2 beschrieben.

11.2 Exkurs: Empirische Erhebung innerdeutscher Flugverkehr

Die Transformation des Verkehrssektors hängt von vielen Faktoren ab. Die Wahl eines alternativen Antriebs auf Basis von direkter Elektrifizierung oder durch Wasserstoffnutzung ist eine Option, Klimaneutralität im Verkehrssektor realisieren zu können. Die Wahl des Verkehrsmittels generell (Bahn, Flug, ÖPNV, Fahrrad oder zu Fuß) ist ein weiterer wichtiger Treiber zur Erreichung von Klimaneutralität, da die Verkehrsmittel mit unterschiedlichen Treibhauswirkungen verbunden sind. In der PKW Studie konnte gezeigt werden, wie ein Substitut durch alternative Antriebe ersetzt werden kann. In einem Exkurs wurde zusätzlich untersucht, wie das Mobilitätsverhalten hinsichtlich des CO₂-intensivsten Verkehrsmittels (das Flugzeug) in Deutschland ist, um für zukünftige Arbeiten besser abschätzen zu können, wie die sozio-politische Akzeptanz von Maßnahmen zur Verringerung von innerdeutschen Flügen ist und von welchen Personengruppen dieses Verkehrsmittel vorrangig genutzt wird. Daher wurde im Oktober 2019 eine Umfrage zum innerdeutschen und –europäischen Flugverhalten der deutschen Bevölkerung durchgeführt. Fragebogenimplementierung, Umfragedurchführung und Sicherstellung der Datenqualität wurde die approxima Gesellschaft für Markt- und Sozialforschung mbH betraut.

Der folgende Abschnitt stellt eine Übersicht über ausgewählte Umfrageergebnisse vor. Die vollständigen Ergebnisse können auf der Projektseite heruntergeladen werden:

Soziodemographie

In die Analysen gingen die Daten von N=2530 Personen ein, davon gaben 51,1% an, weiblich zu sein, 48,6% waren männlich, 0,2% divers und weitere 0,1% machten keine Angaben zu ihrem Geschlecht.

Die Alterskategorie von 16 bis 25 Jahren war mit 12,2% vertreten, 26-35-Jährige mit 15,2%, 36-49-Jährige mit 20,7% 50-65-Jährige mit 28,3% und 66-Jährige und älter mit 23,6%.

31,1% der Befragten hatten einen Realschulabschluss, 30,3% einen Hauptschulabschluss, 13,5% Abitur, 7,8% einen Universitätsabschluss und 7% einen Fachhochschulabschluss. Weitere Abschlüsse waren im niedrigeren prozentualen Bereich vertreten.

Der Hauptteil der Befragten stammte aus NRW (21,7%), gefolgt von Bayern (15,6%) und Baden-Württemberg (13,%). Alle restlichen Bundesländer waren mit Befragten im einstelligen Prozentbereich vertreten.

31,5% aller Befragten lebten in Großstädten mit über 100.000 Einwohner*innen, 27,6% in mittelgroßen Städten (20.001 bis 100.000 Einwohner*innen), 26,1% in

Kleinstädten (5.000 bis 20.000 Einwohner*innen) und 14,8% in Landgemeinden mit unter 5.000 Einwohner*innen.

Verkehrsmittelwahl

Abbildung 14 veranschaulicht die Frage nach dem präferierten Verkehrsmittel für Freizeitaktivitäten bei Distanzen zwischen 500 und 1000 km. 50% bevorzugten ein Privatauto, 28% reisten gerne mit der Bahn und 13% gaben Flugreisen als Verkehrsmittel der Wahl an. Weitere Angaben sind der Graphik zu entnehmen.

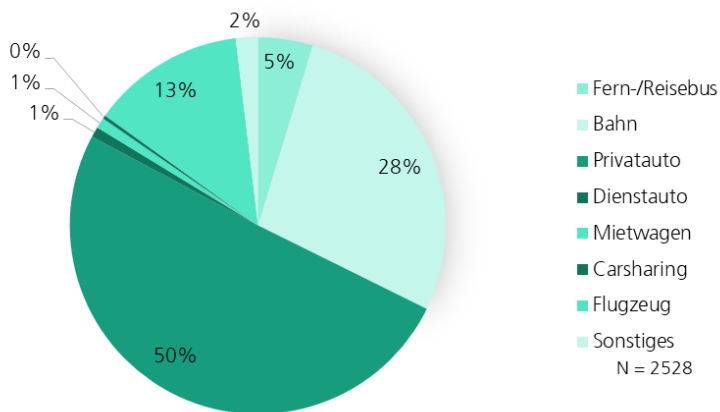


Abbildung 15: Präferierte Verkehrsmittelwahl für Freizeitaktivitäten bei Distanzen zwischen 500 km und 1.000 km

Die Befragten waren außerdem angehalten, die Kriterien *Reisedauer*, *Preis*, *Komfort*, *Gewohnheit* und *Umweltfreundlichkeit*, von denen ausgegangen wurde, bei der Wahl des Verkehrsmittels eine Rolle zu spielen, als Rangreihe nach ihrer persönlichen Wichtigkeit zu sortieren. Sie sollten sich dabei auf Freizeitaktivitäten und Distanzen zwischen 100km und 500km beziehen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 abgebildet.

Tabelle 4: Häufigkeitsverteilungen der Rangreihen der entscheidenden Kriterien zur Verkehrsmittelwahl

	Rang 1	Rang 2	Rang 3	Rang 4	Rang 5
Preis	33,00%	29,20%	19,40%	13,00%	5,30%
Reisedauer	31,40%	31,20%	22,10%	10,60%	4,60%
Gewohnheit	18,50%	10,50%	14,50%	23,70%	32,90%
Komfort	16,00%	22,40%	28,90%	20,80%	11,90%
Umweltfreundlichkeit	6,40%	8,20%	14,80%	29,00%	41,60%

Den meisten Befragten ist der Preis bei der Wahl ihrer Verkehrsmittel in der Freizeit am wichtigsten, dicht gefolgt von der Reisedauer. Umweltfreundlichkeit geben fast die Hälfte der Befragten (41,6%) als das am wenigsten wichtige von allen fünf Kriterien an.

Abbildung 16 veranschaulicht das Wissen über den Zusammenhang zwischen Klimawandel und dem Verzicht auf Flugreisen. Die Häufigkeitsverteilung der Antworten verdeutlicht, dass sich ein Großteil der Befragten des Zusammenhangs bewusst ist. Über 75% der Befragten bewerteten das Item mit 3 oder mehr. Dies steht im Kontrast zur Implementierung des Kriteriums Umweltfreundlichkeit in das eigene Reiseverhalten

(Umweltfreundlichkeit bei 41,6% auf Rang 5.: s.o.), was ein Indiz dafür ist, dass Problembewusstsein alleine nicht über tatsächliche, im Sinne konsistenter, Handlungen entscheidet.

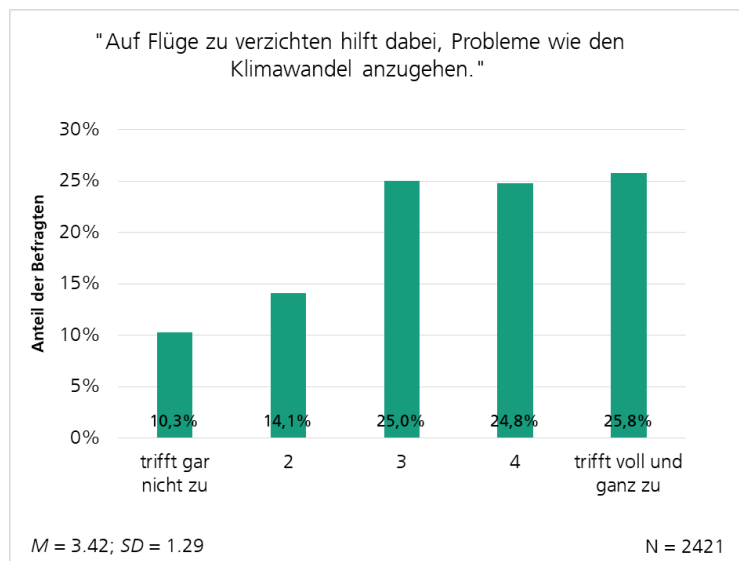


Abbildung 16: Item „Auf Flüge zu verzichten hilft dabei, Probleme wie den Klimawandel anzugehen“ in Anlehnung an (Barr & Prillwitz, 2012)

Es folgt eine Darstellung der Häufigkeit von innerdeutschen Flugreisen der vergangenen 12 Monate je nach Zweck (Abbildung 17). Dabei wurde zwischen Urlaubsreisen, Dienstreisen und Reisen aus anderweitigen privaten Zwecken unterschieden. Die Befragten waren angehalten, Hin- und Rückflüge einzeln zu zählen. Der Großteil der Befragten gab an, innerhalb der letzten 12 Monate nicht innerdeutsch geflogen zu sein. Urlaubsflüge waren über die drei Flugzwecke hinweg – wenn geflogen wurde – am häufigsten vertreten.

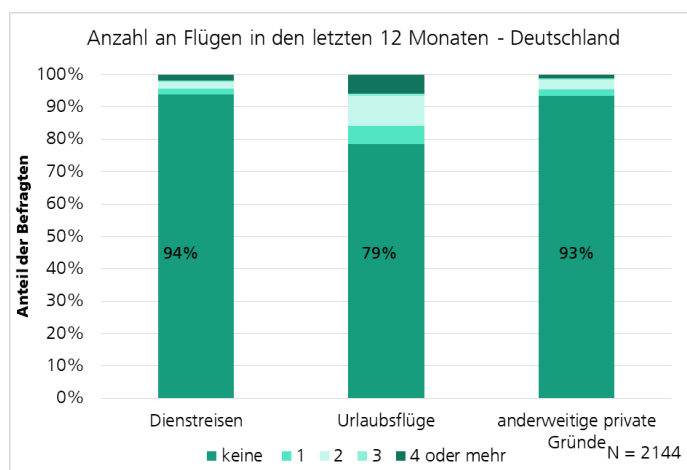


Abbildung 17: Anzahl von Flügen in den letzten 12 Monaten innerhalb Deutschlands

Im Vergleich zu der vergangenen Anzahl an Flügen ist in Abbildung 18 ist die geschätzte Fluganzahl der nächsten 12 Monate dargestellt. Knapp 80 % der Befragten gaben, an wieder ungefähr gleich viel zu fliegen wie in den vergangenen 12 Monaten. Die restlichen Befragten teilen sich gleichmäßig auf in diejenigen, die mehr Flüge und die, die weniger Flüge als in den letzten 12 Monaten tätigen werden.

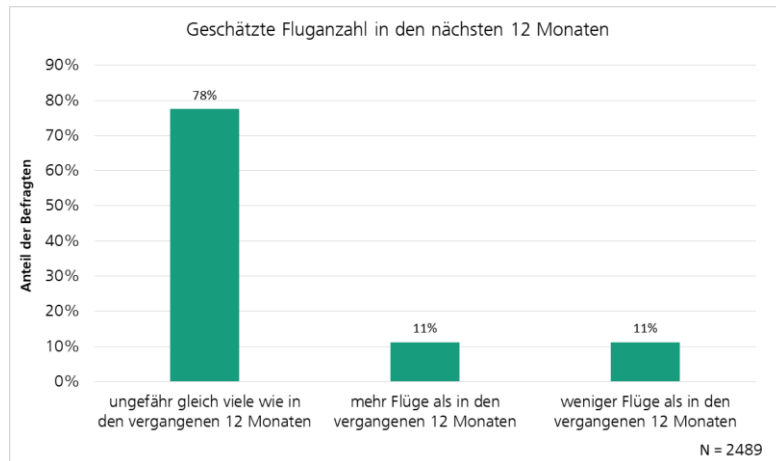


Abbildung 18: Item „Was schätzen Sie: wie viele Flüge werden Sie in den nächsten 12 Monaten machen?“

Weiterhin wurde erfasst, inwieweit die Befragten politische Maßnahmen zur Reduzierung des innerdeutschen Flugverkehrs befürworten. Die Häufigkeitsverteilung des Antwortverhaltens verdeutlicht insgesamt eine Zustimmung der Befragten für solche Maßnahmen (Abbildung 19).

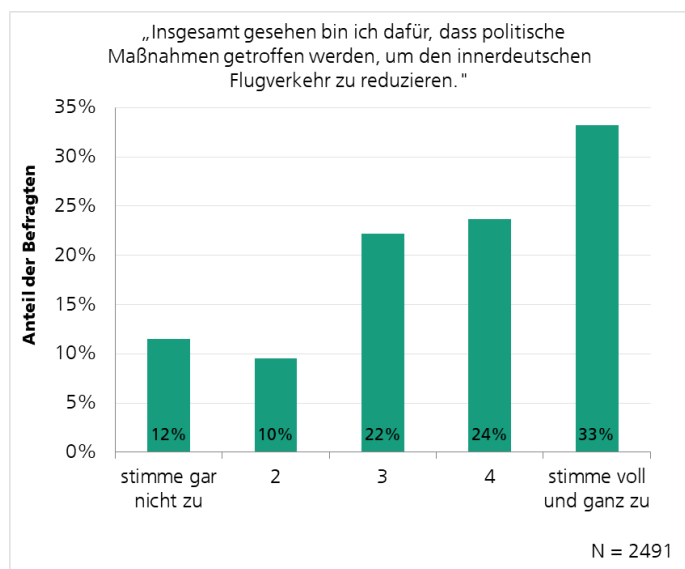


Abbildung 19: Unterstützung politischer Maßnahmen zur Reduzierung des innerdeutschen Flugverkehrs, eigene Formulierung.

Fazit:

Mit Blick auf einen möglichen Modal Switch im Bereich innerdeutschen Flugverkehrs sind die Ergebnisse der Studie erkenntnisreich. Aus Abbildung 17 wird ersichtlich, dass nur ein sehr geringer Teil der deutschen Bevölkerung überhaupt mehrmals pro Jahr innerdeutsch fliegt. Gleichzeitig war für 13 % der Befragten das Flugzeug das Verkehrsmittel der Wahl bei Distanzen zwischen 500 km und 1000 km. Der Großteil hingegen sprach sich für Auto und Bahn als präferiertes Verkehrsmittel aus. Auch hier wird ersichtlich, dass zumindest der innerdeutsche Flugverkehr nur für einen Teil der Bevölkerung relevant bzw. ein gängiges Verkehrsmittel ist. Zudem zeigt sich, dass ca.

80% der Befragten keine Änderungen in ihrem Flugverhalten innerhalb Europas in den nächsten 12 Monaten erwarten. Beides ist auch insofern interessant, da sich mehr als die Hälfte der befragten Bevölkerung für die Einführung politischer Maßnahmen zur Reduzierung des Flugverkehrs ausspricht und es nur 22 % sind, die dem nicht (gar nicht oder nicht) zustimmen.

.....
Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung
.....

11.3 Erhebung zu privaten Investitionsentscheidungen in PV-Batteriesysteme

Ein weiterer Technologieschwerpunkt dieses Projekts lag auf PV-Batteriesystemen von Eigenheimbesitzer*innen. Dafür wurde im Rahmen einer empirischen Erhebung auf individueller Ebene untersucht, welche Faktoren eine Investition in ein PV-Batteriespeichersystem fördern oder auch hemmen. Dafür wurde wiederum ein gemischtes Untersuchungsdesign aus Fragebogen und DCE gewählt. Eine umfassendere Ausführung der Ergebnisse der Fragebogenstudie findet sich im E-Book des 33. PV-Symposiums 2018. Die Rohdaten der Studie können zudem unter folgendem Link eingesehen und verwendet werden: <https://fordatis.fraunhofer.de/handle/fordatis/153> (<http://dx.doi.org/10.24406/fordatis/67>).

Im Folgenden werden methodisches Vorgehen, zentrale Erkenntnisse aus (Berneiser et al., 2019) sowie nicht anderweitig veröffentlichte Ergebnisse der Studie dargestellt.

Bisherige Untersuchungen zu Investitionen in PV-Batteriespeicher

In den vergangenen Jahren wurden vereinzelt Studien zu den Einflussfaktoren auf individuelle Investitionsentscheidungen in PV-Batteriesysteme durchgeführt. Laut Erkenntnissen von Befragungen, bei denen Motive von Besitzer*innen von PV-Batteriesystemen erfasst wurden, scheinen ein besonderes Interesse für innovative Technologien sowie nachhaltigkeitsorientierte Motive zentral für eine Investition zu sein. Ein persönlicher finanzieller Vorteil hingegen wurde als eher nachrangig erachtet (Figgner et al., 2018). Bei einer Choice Experiment Studie unter Besitzer*innen von PV-Anlagen von (Kalkbrenner, 2019) erschienen jedoch ökonomische Faktoren sehr bedeutsam. Das Erreichen einer höheren Eigenverbrauchsquote war wichtig für die (hypothetische) Wahl eines Speichers. Community-basierte Speicher wurden als attraktive Optionen bewertet.

Für ein Gelingen der Energiewende bei volatiler Energieeinspeisung sind ausreichend verfügbare Speicherkapazitäten zum Ausgleich von Last und Erzeugung essentiell. Dafür ist es unter anderem relevant, ob Besitzer*innen von Batteriespeichern bereit sind, die Auf- und Entladung ihres Speichers extern steuern zu lassen. Bei (Kalkbrenner, 2019) wurde das Behalten von Kontrolle (Autonomie) über die Steuerung des Speichers als wichtiger erachtet als den Speicher extern steuern zu lassen. Jedoch war dieses Attribut insgesamt weniger entscheidend für die Wahl des Speichers als der Autarkiegrad. In der Studie von (Ecker et al., 2017) hingegen hing die Erwünschtheit eines PV-Batteriesystems maßgeblich davon ab, inwieweit die Anlage selbst kontrolliert werden konnte. Deswegen sollte im Rahmen dieses Projekts neben investitionsrelevanten Technologieeigenschaften sowie Motiven und Hemmnissen für eine Investition auch die Bereitschaft zur externen Steuerung untersucht werden.

Methode

Insgesamt wurden 1498 Hauseigentümer*innen (w = 741, m = 756, anderes = 1) mittels einer Online-Studie durch ein Marktforschungsinstitut befragt. Die Daten sind repräsentativ für Alter ($M = 48,9$ Jahre), Geschlecht, Einkommen und Bildung innerhalb der Gruppe von Hausbesitzer*innen. Neben technologiespezifischen Faktoren, die

durch ein DCE erhoben wurden und im Rahmen des Projektes für die Szenarienmodellierung wichtig sind, wurde zusätzlich die Motivation für und die Hemmnisse gegen eine Investition in PV-Batteriesysteme erfasst.

.....
Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung
.....

Die Teilnehmer*innen wurden zunächst befragt, ob sie in den letzten Jahren in eine Auswahl an Technologien investiert haben. Abgefragt wurden beispielsweise PV-Anlagen, PV-Batteriesysteme, Wärmepumpen, Solarthermie und Elektroautos. Die Befragten wurden daraufhin in drei Gruppen unterteilt:

- 1) Gruppe *kein Besitz*, die weder Batteriesystem noch PV-Anlage besitzt,
- 2) Gruppe *Besitz PV*, die bereits über eine PV-Anlage aber keinen Batteriespeicher verfügt, und
- 3) Gruppe *Besitz PVB*, die schon in ein PV-Batteriesystem investiert hat.

In der Gruppe *kein Besitz* waren schlussendlich $N = 1256$ Befragte (84%), in Gruppe *Besitz PV* $N = 179$ (12%) und in der Gruppe *Besitz PVB* $N = 63$ (4%) der Hauseigentümer*innen. Anschließend erhielten die Befragten eine kurze Einführung in die Funktionsweise eines PV-Batteriesystems mittels eines Textes und einer Graphik zur Veranschaulichung. Die Teilnehmer*innen wurden daraufhin befragt, wie gut sie sich schon über PV-Batteriesysteme informiert haben (Skala: 1 = *gar nicht gut* bis 6 = *sehr gut*) und wie sie sich informieren würden. Die Gruppe *Besitz PVB* konnte zudem in einer offenen Frage angeben, warum sie in ein PV-Batteriesystem investiert hat.

Weiterhin wurden den Teilnehmenden Fragen hinsichtlich Präferenzen für Eigenverbrauchsoptimierung oder Netzentlastung, Leasing-Modelle, Quartierspeicher sowie zu Hemmnissen bezüglich eines Kaufes gestellt. Außerdem wurden einstellungsbezogene Faktoren in Anlehnung an das PV purchase prediction model von (Korcaj et al., 2015) erfasst. Neben einem wahrgenommenen Umwelt, sozialen Status, finanziellen sowie Autarkie Benefit wurden moralische Normen und Risikobereitschaft erhoben.

Ergebnisse

Informiertheit. 30 % der Befragten gaben an, sich noch gar nicht über PV-Heimspeichersysteme (HSS) informiert zu haben. Lediglich 15 % gaben an, dass sie sich bereits gut oder sehr gut über HSS informiert haben.

Eigenverbrauch. Auf die Frage, inwiefern die Hauseigentümer*innen eine Optimierung ihres Eigenverbrauchs gegenüber einem Beitrag zur Netzentlastung bevorzugen würden, gaben 60 % an, dass sie einen Eigenverbrauchsoptimierung präferieren. 12 % bevorzugten einen Beitrag zur Netzentlastung und 28 % der Gesamtheit der Befragten hatte keine Präferenz. Gleichzeitig würden 22 % der Befragten zulassen (und 53 % vielleicht), dass das HSS von Dritten betrieben wird, um damit zur Flexibilität des Systems beitragen zu können. Von denjenigen, die bereits ein PV HSS besitzen, gaben 44 % an, einen Betrieb durch Dritte zuzulassen.

Quartierspeicher. Weiterhin ist es für einige der Befragten durchaus interessant, sich an einem gemeinsamen Stromspeicher im Quartier zu beteiligen. Dies trifft insbesondere auf die Gruppe der Hausbesitzer*innen zu, die bereits privat in ein HSS investiert haben ($M_{\text{alle}} = 3,45$ ($SD = 1,59$), $M_{\text{Besitz PV}} = 3,67$ ($SD = 1,64$), $M_{\text{Besitz HSS}} = 3,57$ ($SD = 1,57$)).

Ergebnisse Discrete Choice Experiment. Im Folgenden sind zentrale Ergebnisse des DCE dargestellt. Abbildung 20 zeigt die Wichtigkeit der verschiedenen Technologieattribute im Vergleich beispielhaft für die Gruppe männlich zwischen 50-59 Jahren und die Gruppe weiblich mit 18-29 Jahre. Außerdem sind die unterschiedlichen Wichtigkeiten der Attribute in Abbildung 21 für Mitglieder und keine Mitglieder von Umweltorganisationen dargestellt.

Im Folgenden ist die Wichtigkeit der Attribute dargestellt.

Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung

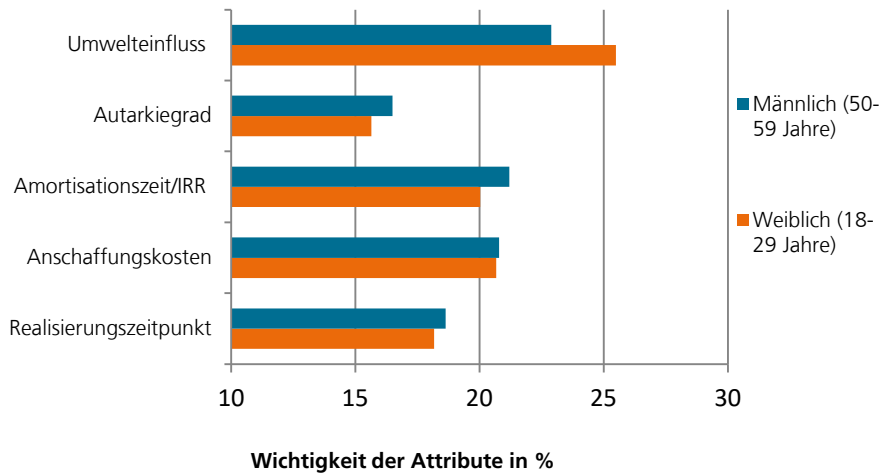


Abbildung 20: Ergebnisse des Choice Experiments unterteilt in die Bevölkerungsgruppen männlich (50-59 Jahre) und weiblich (18-29 Jahre)

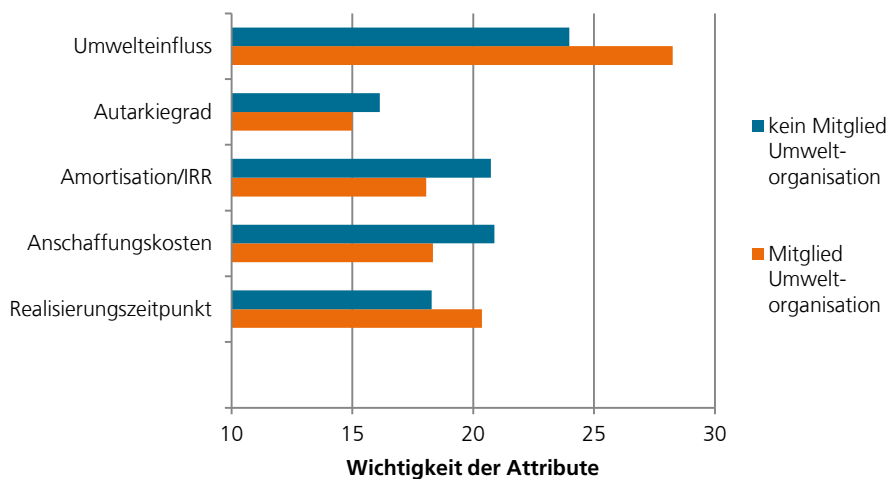


Abbildung 21: Ergebnisse des Choice Experiments aufgeteilt nach Mitgliedern und Nicht-Mitgliedern von Umweltorganisationen

Die Wichtigkeit der Technologieattribute kommt insbesondere durch die unterschiedlich gewichteten Teilnutzenwerte der jeweiligen Attributausprägungen zustande. Die jeweiligen Teilnutzenwerte können jedoch nur innerhalb des Attributes miteinander verglichen werden. Beispielsweise zeigt sich in Abbildung 22, dass geringe Anschaffungskosten einen sehr hohen Nutzen stiften im Vergleich zu hohen Anschaffungskosten. Die Werte sind zentriert, d.h., ein negativer Teilnutzenwert auf der Skala bedeutet nicht, dass der Nutzen negativ ist, lediglich die Differenz ist entscheidend.

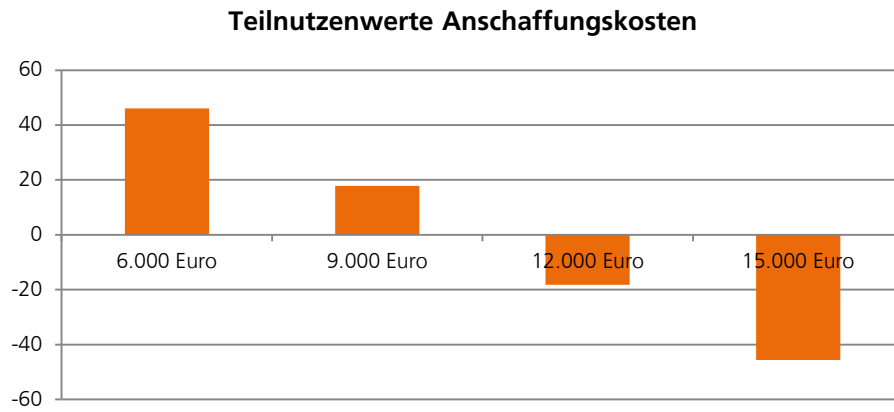


Abbildung 22: Teilnutzenwerte Anschaffungskosten

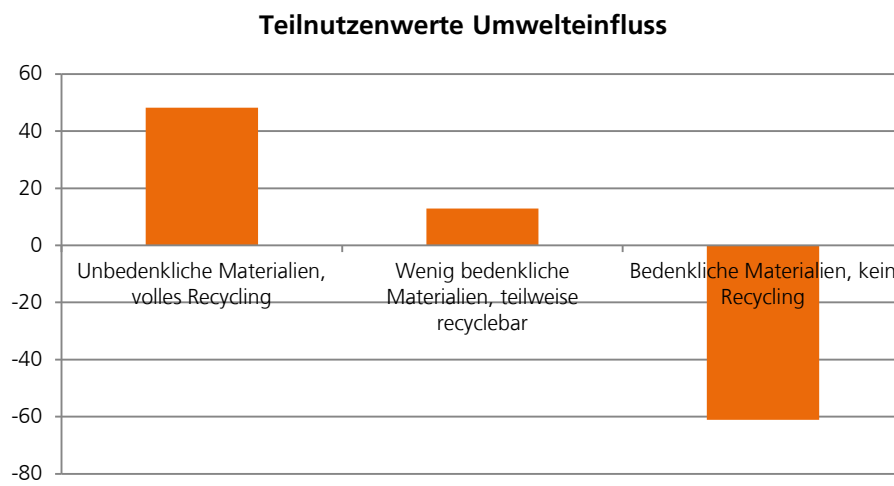


Abbildung 23: Teilnutzenwerte Umwelteinfluss

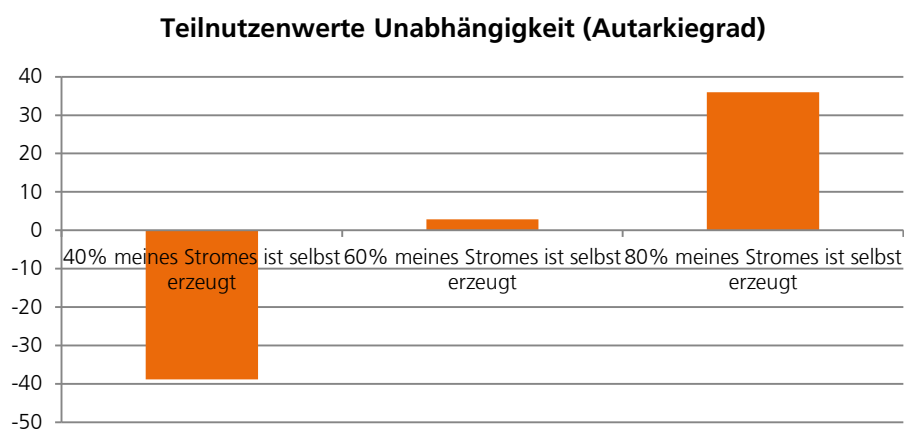


Abbildung 24: Teilnutzenwerte Autarkiegrad

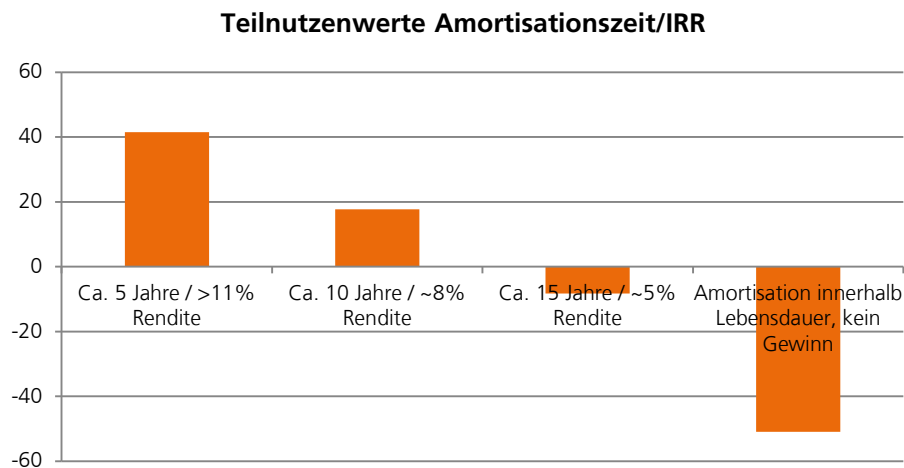


Abbildung 25 Teilnutzenwerte Amortisationszeit/interner Zinsfuß (IRR)

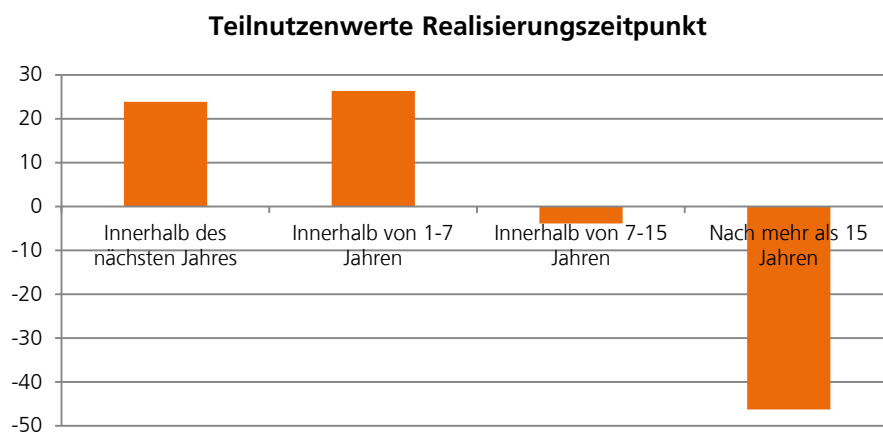


Abbildung 26 Teilnutzenwerte Realisierungszeitpunkt

Fazit: Die Ergebnisse zeigen, dass unterschiedliche Technologieeigenschaften einen mehr oder weniger großen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Befragten hatten. Unabhängig von der ökologischen Einstellung der Teilnehmenden wurde, wie in Abbildung 23 ersichtlich, ein negativer Umwelteinfluss im Sinne bedenklicher Materialien und ohne Recyclingmöglichkeit als vergleichsweise sehr bedeutsam bei der Wahl der HSS herausgestellt. Dies ist insofern wichtig, da bisher oftmals bedenkliche Materialien eingesetzt werden und die Recycling-Infrastruktur unzureichend vorhanden ist, jedoch bisher die Information nicht transparent beim Verbraucher vorliegt. Die Anschaffungskosten spielten erwarteterweise im Vergleich zur Umweltfreundlichkeit eine geringere Rolle.

Um von den empirischen Daten konkret simulieren zu können, wie die Kaufpräferenzen für unterschiedliche Systeme und sind wurde das Modell Inve2st entwickelt. Die detaillierte Beschreibung ist in Kapitel 12.3 beschrieben.

11.4 Empirische Erhebung zum Investitionsverhalten korporativer Akteure

Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung

Neben den privaten Akteuren wurden im Rahmen des Projektes zusätzlich die korporativen Akteure hinsichtlich ihres Investitionsverhaltens untersucht. Hierzu wurde in einem ersten Schritt erarbeitet, wie sich dabei unterschiedliche Akteursgruppen voneinander unterscheiden (11.4.1) und in einem zweiten Schritt wurde zu dem Themenschwerpunkt PTG erarbeitet, welche Renditeanforderungen bei Akteuren bestehen und Wirksam und umsetzbar einzelne Politische Maßnahmen in dem Bereich sind (11.4.2).

11.4.1 Idealtypische Akteure und Determinanten für ihr Investitionsverhalten

Aufbauend auf der in AP3 angefertigten Überblickstudie „Sozialwissenschaftliche Einflussgrößen auf Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energietechnologien“ (vgl. Kapitel 9) wurden Geschäftsberichte verschiedener Akteurstypen – große Energieversorger, Stadtwerke, Grünstromanbieter etc. – ausgewertet. Somit konnte ein erster Eindruck gewonnen werden, mit welcher Logik diese unterschiedlichen Akteure in Technologien investieren, welche Strategie sie dabei verfolgen und wie sie den politischen Rahmen und die Energiewende insgesamt einschätzen. Diese Auswertung diente der Erstellung eines qualitativen Leitfadens für Interviews mit Vertretern unterschiedlicher Akteurstypen. Insgesamt wurden sechs Interviews durchgeführt. Ziel der Interviews war es, einen möglichst detaillierten Einblick in Investitionsentscheidungen von unterschiedlichen Akteuren zu erlangen, um aus diesen Erkenntnissen Idealtypen ableiten zu können. Inhalt der Interviews war sowohl der Ablauf von Investitionsentscheidungen als auch die dabei berücksichtigten Faktoren. Einerseits wurden in den Interviews wirtschaftliche Aspekte thematisiert, beispielsweise die Erwartung an die Rentabilität einer Investition. Andererseits lag ein Fokus auf sozialwissenschaftlichen Faktoren, welche eine Investitionsentscheidung beeinflussen können. Außerdem wurden verschiedene erneuerbare Energien Technologien aber auch zukünftige Speichertechnologien aus Sicht der unterschiedlichen Akteure diskutiert und bewertet. Alle Interviews wurden transkribiert, codiert und inhaltsanalytisch ausgewertet. Anschließend wurden die Ergebnisse in einem Expertenworkshop noch einmal kritisch diskutiert und modifiziert. Zusammenfassen ist festzuhalten, dass für alle Akteure ökonomische Faktoren wie Liquidität/Finanzierung und Rendite sowie technische, wirtschaftliche und rechtliche Risiken besonders handlungsleitend sind. Daneben wurden aber auch zahlreiche nicht-wirtschaftliche Faktoren, die zum Teil akteursspezifisch große Unterschiede aufweisen, identifiziert:

- **Regionalität:** v.a. bei kleinen Stadtwerken spielen regionale, lokale Projekte eine große Rolle
- **Vertrauen:** bei Kooperationsprojekten, bei neuen Technologien, spielen die potentiellen Kooperationspartner eine große Rolle; Kooperationen werden eher mit Partnern aus dem bestehenden Netzwerk eingegangen
- **Gesellschaftliche Akzeptanz:** v.a. bei kleineren Akteuren mit starkem Lokalbezug und bei Projekten in geographischer Nähe von Relevanz
- **Strategischer Fit:** Wie passen einzelne Technologien, Investitionsentscheidungen zur unternehmerischen Gesamtstrategie/Gesellschafterstrategie?
- **Ausgewogenheit des Portfolios:** Ist vor allem bei größeren Akteuren wichtig. Kleinere Stadtwerke haben bspw. ein festgelegtes Kernportfolio
- **Schnittmengen zu bestehenden Kompetenzen/Geschäftsbereichen**
- **Auslastung des Akteurs:** Bei geringerer Auslastung ist auch eine Investition bei auch weniger attraktiven Projekten möglich

- **Kooperationsmodelle:** bspw. welche Kombination von Akteuren ist bei einer Ausschreibung vorgegeben
- **Markterschließung**
- **Kundenbindung**
- **Erweiterung/Vertiefung der Wertschöpfungsstufen**
- **Unternehmensphase:** Neugründung vs. etabliertes Unternehmen

.....
 Sozialwissenschaftliche empirische
 Untersuchung

In Appendix 1 sind in Tabellenform weitere zentrale Ergebnisse, nämlich die Idealtypen und ihr Investitionsverhalten skizziert. In der Zeile „Rollenwandel“ findet sich zudem eine Einschätzung der Experten, welche Akteure in den zukünftigen Tätigkeitsfeldern Druckluftspeicher, Batterie für Netzdienstleistungen, Power-to-Gas (PtG) – Methanisierung, PtG –Elektrolyseur sowie Power-to-Liquid tätig sein könnte.

11.4.2 Gruppendelphi mit Fokus auf PtG

Als Methode für die Abschätzung des zukünftigen Investitionsverhaltens korporativer Akteure wurde ein Gruppendelphi gewählt. Da sich als zentrales Ergebnis des Expertenworkshops zeigte, dass das zukünftige Verhalten für noch nicht bis zur Marktreife entwickelten Technologien wie PtG momentan schwer einzuschätzen ist und sich die Akteure hier selbst ihrer zukünftigen Rolle noch sehr unsicher sind, wurde im Projektteam die Entscheidung getroffen, den Fokus in dem Gruppendelphi auf PtG-Anwendungen zu legen. Delphiverfahren kommen häufig dann zur Anwendung, wenn es darum geht zukünftige Sachverhalte zu beurteilen, bei denen bisher lediglich unsicheres oder unvollständiges Wissen besteht, wie es auch im aktuellen politischen und gesellschaftlichen Diskurs um den richtigen Umgang mit der PTG Technologie zu beobachten ist. Das Verfahren wird folglich typischerweise zur Einbindung von Experten unterschiedlicher Disziplinen und Standpunkte für die Bewertung von Technologien oder als Prognoseinstrument im Rahmen von Technikfolgenabschätzungen verwendet (Schulz und Renn 2009). Dabei lassen sich vier zentrale Merkmale herausstellen, die sowohl für das Delphiverfahren als auch für das Gruppendelphi zentrale Charakteristika bilden:

- Gruppenergebnisse: Das Produkt der Befragung sind quantitativ statistische Gruppenergebnisse.
- Iterativer Prozess: Beim Delphiverfahren handelt es sich um einen strukturierten Kommunikationsprozess.
- Kontrolliertes Feedback: Der Ablauf und Aufbau eines Delphiverfahrens erlauben ein kontrolliertes Feedback an die Teilnehmenden.
- Mehrstufiges Verfahren: Ein Delphi besteht aus mindestens zwei Befragungsrunden (Häder 2009; Niederberger und Kuhn 2013).

Ein zentrales Element ist dabei die Mehrstufigkeit des Delphiverfahrens, da durch Feedback und Wiederholung eine Nachjustierung der Einschätzungen erfolgen kann, die sich einem qualitativ hochwertigen Ergebnis annähern (Konsens) oder weiteren Forschungsbedarf identifizieren (Konsens über Dissens). Durch eine solche Nachjustierung kann es gelingen die Bandbreiten der wahrscheinlichsten Entwicklungen einzugrenzen und geeignete Maßnahmen zu identifizieren (Brosi et al. 2003).

Auch das Gruppendelphi folgt dieser Logik. Diese Modifikation des ursprünglichen Delphiverfahrens wurde in den späten 80er Jahren entwickelt (Webler et al. 1991). Die Hauptmodifikation besteht hier in der Integration diskursiver Elemente, um auch eine Möglichkeit des Austauschs von Argumenten für die jeweiligen Einschätzungen der teilnehmenden Experten in das methodische Design zu integrieren. So kann ein Gruppendelphi durch die spezielle Verfahrensstruktur eine Basis dafür schaffen, dass günstige Konstellationen für einen intensiven Austausch von inhaltlichen Begründungen und

Argumenten bereitgestellt werden. So kann die Gefahr gemindert werden, dass sich eine falsche Einschätzung durchsetzt, die sich an der bloßen statistischen Mehrheit orientiert. (Kuhn et al. 2014; Niederberger 2015) Letztlich kann ein Gruppendelphi damit die Grundlage dafür schaffen, Maßnahmen und Urteile zu generieren, die sich nicht nur an quantitativen Maßen orientieren, sondern diese ebenso mit Begründungen und Argumenten für die jeweiligen Urteile stärken. So kann es gelingen unter Einbindung von Experten die wahrscheinlichsten Entwicklungen einzugrenzen und potentielle Maßnahmen zu identifizieren (Kuhn et al. 2014; Niederberger und Renn 2018).

An dem Gruppendelphi nahmen Vertreter der zuvor identifizierten Akteurstypen teil. Diese wurden dann abwechselnd in Kleingruppen und Plenumsphasen zum Investitionsverhalten, zum Regulierungsbedarf und zur Wirksamkeit und Umsetzbarkeit politischer Maßnahmen zur weiteren Diffusion von PtG befragt. Für die Entwicklung des dabei verwendeten Fragebogens, den die Experten gemeinsam ausfüllten, wurden Akteurstypen, die bereits bei PtG-(häufig in Demonstrationsprojekten) aktiv sind sowie die relevanten Anwendungen der Technologie recherchiert. In einem zweiten Schritt wurde die mögliche Ausgestaltung des regulativen Rahmens aufgearbeitet, indem zunächst potentielle (Förder-)Maßnahmen im Bereich PtG recherchiert wurden. Als Quellen dienten hierbei neben Studien zu PtG (vgl. Graf; Sandler 2017; Smolinka u.a. 2018) und der dena-Roadmap (vgl. dena 2017) auch Maßnahmenvorschläge aus der Politik (vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 2013). Alle Maßnahmen wurden den Zielbereichen Industrie, Wärme, Strom, Mobilität und generelle Maßnahmen zugeordnet. In Zusammenarbeit mit PtG Experten des Fraunhofer ISE wurden letztlich 16 Maßnahmen für den Fragebogen ausgewählt. Die genaue Methode und die Ergebnisse des Gruppendelphis wurden in einem Delphi-Bericht (Hofmaier et al., 2018) auf der ZIRIUS-Homepage veröffentlicht.

Beispielhaft sollen hier jene Ergebnisse skizziert werden, die dann auch in der Modellierung genutzt werden konnten: Die Renditeorientierung unterschiedlicher Akteurstypen speziell bei Investitionen in PtG wurde wie folgt eingeschätzt (vgl. Tabelle 5):

Tabelle 5: Renditeanforderungen unterschiedlicher Akteurstypen

Akteurstyp	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3
kleines Stadtwerk	5%	15-20%	3-5%
Regionalversorger und große Stadtwerke	7%	10-15%	6-7%
Große vier Energieversorger und sehr große Stadtwerke	9%	10-15%	7-8%
Genossenschaften	4%	5-8%	2-3%
Unabhängiger Grünstromanbieter	5%	5-8%	x
Projektierer	3%	15-20%	10-20%
Industrie	10%	5-20%	25-30%

Folgende politische Maßnahmen wurden diskutiert und bezüglich ihrer Wirksamkeit und Umsetzbarkeit bewertet (bei einem Ranking von 1 – sehr gering – bis 10 – sehr hoch) (eine ausführlichere Beschreibung der Maßnahmen findet sich im Appendix 2. Außerdem wird in Kapitel 12.4.3.3 näher darauf eingegangen):

Tabelle 6: politische Maßnahmen berücksichtigt im Gruppendelphi

Sozialwissenschaftliche empirische
Untersuchung

Maßnahmen	Berücksichtigt in der Modellie- rung?	Typ (Wirtschaft- lich; Nicht- wirtschaftlich)	Wirksamkeit	Umsetzbarkeit
CO ₂ -Besteuerung (Sektorübergreifend)	Nein	W	7,7	5,7
Erhöhung des zulässigen Anteils von Wasserstoff im Gasnetz (Sektorübergreifend)	Ja	NW	7,7	4,3
Integration und gemeinsame Planung von Strom- und Gasinfrastrukturen (Sektorübergreifend)	Nein	NW	6,3	5,3
Senkung der Strombezugskosten, indem Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben befreit werden (Sektorübergreifend)	Nein	W	9,3	6,0
Gewährung von Investitionszuschüssen zur Anreizung von Investitionen in PtG-Anlagen (Sektorübergreifend)	Nein	W	2,0	9,0
Anerkennung der Verwendung von grünem Wasserstoff oder Methan durch TEHG (Industrie)	Ja	NW	4,3	8,0
Anerkennung von grünem Wasserstoff als erneuerbare Energie im Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (Wärme)	Ja	NW	6,3	9,0
KWK-Zuschlag für den Einsatz synthetischer Gase (Wärme)	Nein	W	9,5	8,5
Förderung der Entwicklung von Fernwärmelösungen einschließlich PtG (Wärme)	Nein	NW	1,0	2,7
Netzbetreibern ermöglichen, eine weitergehende Nutzung von Flexibilitäten über die Bereitstellung von Standardleistungen hinaus zu vergüten (Sektorübergreifend)	Ja	NW	7,3	5,7
Abschaffung oder Neugestaltung der Härtefallregelung (Sektorübergreifend)	Ja	NW	9,0	7,0
Aufbau eines Ökostrom-Abnahmesystems z.B. durch Zertifikate oder Herkunftsnachweise (Sektorübergreifend)	Ja	NW	9,0	9,6
Ehrgeizigere gesetzgeberische Politikziele bzgl. einer bundesweiten Präsenz von Methan- und Wasserstoff-Tankstellen (Verkehr)	Ja	NW	7,3	6,0
Anerkennung der Emissionsminderung beim Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerien auf die THG-Minderungsquote (Verkehr und Industrie)	Ja	NW	9,7	9,0
Eine EEG-vergleichbare Förderung für PtG-Anlagen (Sektorübergreifend)	Nein	W	9,0	6,7

Die Unterteilung in wirtschaftliche und nicht-wirtschaftliche Maßnahmen ist wie folgt zu verstehen: Als wirtschaftliche Maßnahmen wurden jene Maßnahmen gewertet, die einen Einfluss auf die Renditeerwartung haben. Als nicht-wirtschaftliche Maßnahmen wurden andere politische Maßnahmen bewertet, die z.B. Grenzwerte oder planerische Verfahren verändern. Grundsätzlich wurden in der Modellierung keine wirtschaftlichen Maßnahmen berücksichtigt, da ohnehin große Bandbreiten von Rahmenparametern, wie Investitionskosten, angenommen wurden. Die wirtschaftlichen Maßnahmen werden dadurch nur implizit durch optimistische Annahmen abgedeckt (vgl. Kapitel 12.4).

1 2

Das Modell Inve2st

12.1 Modellbeschreibung

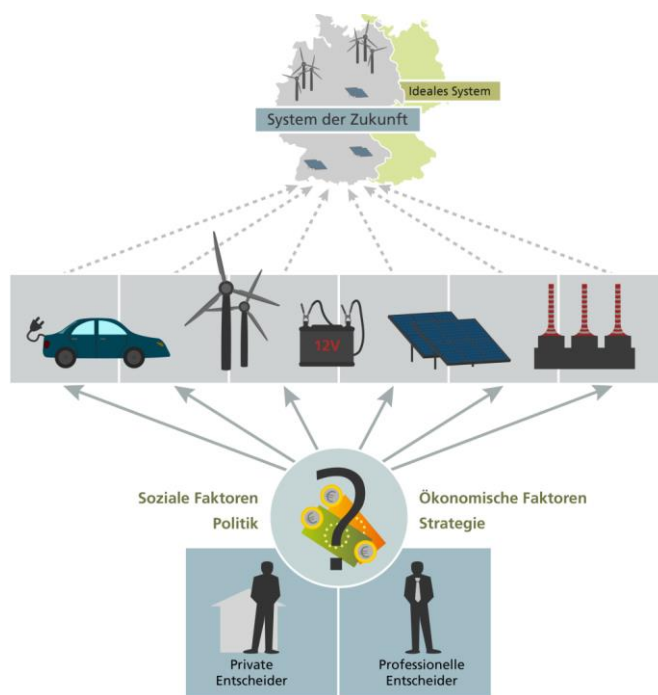


Abbildung 27: Schematische Abbildung des Inve2st Frameworks

Das Modellframework Inve2st soll die Marktdiffusion von Energietechnologien auf Basis von Investitionsentscheidungen bis zum Jahr 2050 berechnen. Das Ziel hierbei ist es zu bewerten, inwieweit Zielsysteme erreicht werden können, wenn das Investitionsverhalten und dessen beeinflussende Faktoren berücksichtigt werden. Das Verständnis eines Zielsystems ist hiermit ein quantifiziertes Energieszenario, das die CO₂-Emissionsziele der Bundesregierung berücksichtigt, während alle Sektoren und Komponenten innerhalb des Systems (Erzeugung, Speicherung, Netz) in einem mathematischen Modell berücksichtigt werden, das die Gesamtsystemkosten minimiert. Beispiele für diese Modelle sind unter anderem REMod oder TIMES. Eine Metastudie zu Zielsystemen findet sich in (Jülich et al., 2018).

Das Diffusionsmodell soll aufzeigen, welche Lücke zwischen der kostenoptimalen Lösung und der tatsächlichen Verbreitung der Technologie besteht. Und welche Parameter und Rahmenbedingungen dazu führen können, diese Lücke möglichst gering zu halten. Das Inve2st-Framework zielt darauf ab, die Auswirkungen sich ändernder Rahmenbedingungen auf die Einführung von Technologien und damit auf die Verbreitung

von Technologien zu bewerten und gibt einen Hinweis darauf, welche Faktoren wichtig sind, um bestimmte Technologieanteile zu erreichen. Die Investitionsentscheidungen unterscheiden sich zwischen privaten und Unternehmensentscheidungen sowie zwischen den Technologien. Im Folgenden werden die drei Teilbereiche (PKW, PV-Heimspeicher und PtG) des Frameworks dargestellt.

12.2 Inve2st PKW

12.2.1 Methode

Zur Berechnung der Diffusion von PKW wurde die Methode des DCMs gewählt. Die Methode ist detailliert in (Senkpiel et al.) dargestellt. Die Anwendung der Methode im Rahmen von Inve2st ist in (Senkpiel et al., submitted) ausgeführt, sodass an dieser Stelle das Vorgehen in verkürzter Form beschrieben wird. Der detaillierte Ablauf des Modells ist in der Modelldokumentation beschrieben (<https://inve2st.readthedocs.io/>). Abbildung 28 zeigt schematisch den Ablauf der Berechnung der Technologiediffusion. Die Berechnung von Präferenzen gemäß des DCMs basiert auf individuellen Nutzenwerten der einzelnen Alternativen.

Alternativen sind in diesem Fall:

- Direkt elektrisches Fahrzeug
- Wasserstofffahrzeug
- Konventioneller PKW (Diesel/Benzin)

Der individuelle Gesamtnutzen für ein Fahrzeug setzt sich aus den Teilnutzenwerten der einzelnen Attribute zusammen, die im DCE die Fahrzeugoptionen beschreiben. Für jeden Attributlevel Wert werden mittels Bayes'scher Regression mit der Software Sawtooth individuelle Teilnutzenwerte bestimmt, die unter (Berneiser & Senkpiel, 2020) veröffentlicht sind. Als Nutzerinput können Attribut Szenarien in jährlicher Auflösung in das Modell gegeben werden. Mittels linearer Interpolation werden die individuellen Teilnutzenwerte für die Alternativen bestimmt, die zu einem Gesamtnutzen pro Alternative und Jahr kumuliert werden. Durch die Logistische Funktion wird im Anschluss die individuelle Nutzerpräferenz für jede Alternative bestimmt, die als Kaufwahrscheinlichkeit interpretiert wird. Die individuellen Präferenzen werden kumuliert, um die jährliche Kaufwahrscheinlichkeit für die einzelnen Alternativen zu bestimmen.

Unter Vorgabe der Bestandsentwicklung (prozentuales Wachstum, Rückgang oder gleichbleibend), werden in dem Bestandsmodell bestimmt, welche Anzahl an Fahrzeugen im jeweiligen Jahr auf Grund des Alters (Weibull-Verteilung) ausscheidet und welche Anzahl an PKW auf Grund der Gesamtbestandsentwicklung hinzukommt, sodass die Summe an Neuinstallationen bestimmt werden kann. Durch Multiplikation mit den Präferenzanteilen für die einzelnen Fahrzeugtypen lässt sich die Gesamtdiffusion nach Fahrzeugtypen darstellen. Hierbei wird jeweils zwischen den drei unterschiedlichen Fahrzeugklassen unterschieden (Kleinwagen, Mittelklassewagen, Luxuswagen). Des Weiteren wird eine Abschätzung der CO₂-Emissionen simuliert. Die Dokumentation des Modells ist unter folgendem Link zu finden: <https://inve2st.readthedocs.io/>.

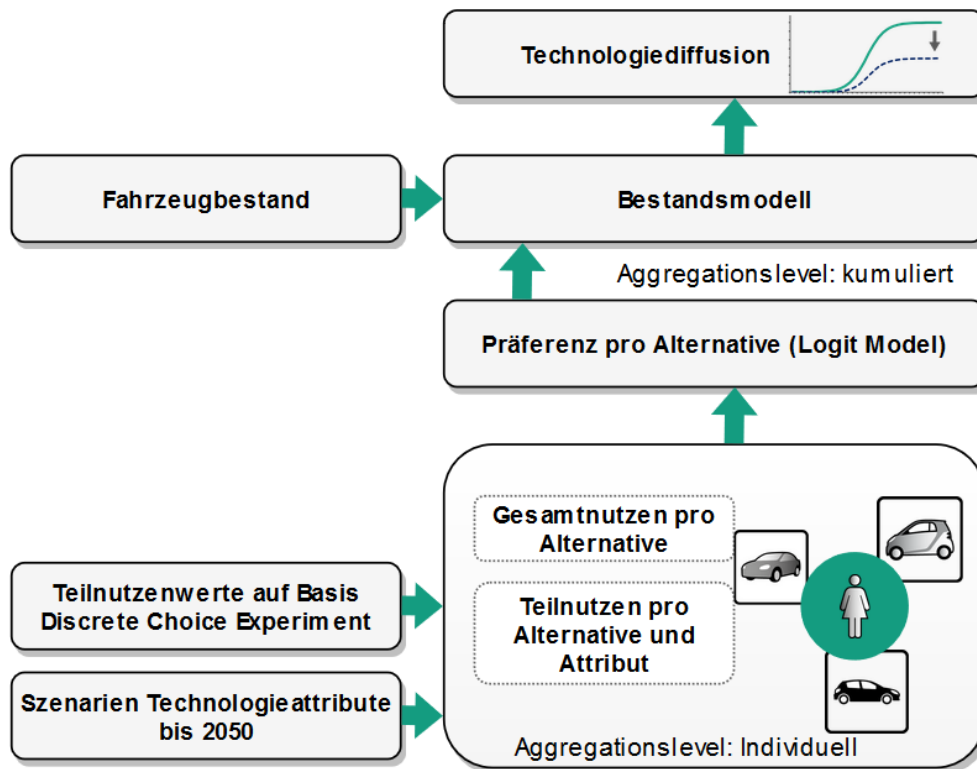


Abbildung 28: Vereinfachtes Schema zur Berechnung der Diffusion von alternativen Antrieben im PKW Bereich

Als Ergebnis der Simulation erhält die Nutzer*in folgende Dateien:

- Individuelle Nutzenwerte
- Präferenzen pro Alternative
- Präferenzanteile
- Fahrzeugbestand
- Kumulierter Fahrzeugbestand
- Marktanteile
- Abschätzung der CO₂-Emissionen

12.2.2 Parametrierung

Das Modell Inve2st

Für jede Fahrzeugklasse wurde die Entwicklung der Technologieattribute anhand von Literatur und Expertenbefragungen definiert. Die Herleitung der Angaben ist detailliert in (Senkpiel et al., submitted) beschrieben. Tabelle 7 zeigt beispielsweise die Bandbreiten der Technologieentwicklungen für Kleinwagen.

Tabelle 7: Entwicklung der Bandbreiten der Technologieattribute für Kleinwagen

Type		2018		2020		2030		2040		2050	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Kaufpreis [€]	CV	16.04	20.10	16.30	20.36	17.58	21.69	18.86	23.03	20.13	24.36
		6	1	2	7	1	9	0	0	9	2
	BEV	20.28	27.64	21.47	29.26	21.12	28.78	19.37	26.40	18.32	24.96
		7	7	5	5	1	3	5	3	0	6
	FCEV	41.98	50.45	40.81	49.05	34.98	42.04	29.15	35.03	23.32	28.03
		1	4	5	3	4	5	3	8	3	0
Brennstoffkosten [€/100 km]	CV	5,25	7,89	5,13	7,69	4,62	6,93	4,32	6,62	4,37	6,87
	BEV	2,94	4,23	2,97	4,30	2,53	3,97	2,23	3,71	2,04	3,47
	FCEV	4,10	7,13	3,81	7,02	3,28	6,72	3,03	6,61	2,86	6,57
Reichweite [km]	CV	791	791	791	791	791	791	791	791	791	791
	BEV	177	227	210	270	283	362	316	405	338	434
	FCEV	342	526	366	538	420	581	449	610	469	633
W2W CO ₂ Emissionen [g/km]	CV	132	166	126	160	101	135	86	121	80	118
	BEV	0	62	0	59	0	45	0	34	0	26
	FCEV	0	199	0	183	0	127	0	93	0	70

Neben der Entwicklung der Attribute wird der Fahrzeugbestand des Kraftfahrtbundesamts (KBA, 2018), inklusive des jeweiligen Fahrzeugalters als Basis für das Bestandsmodells genutzt. Um die Ausfalldichtefunktion von PKW zu bestimmen, wird der Fahrzeugbestand der Jahre 2001 bis 2018 verwendet.

Die CO₂-Emissionen werden auf einer Annahme zu durchschnittlichen Personenkilometern (die in der Benutzereingabe spezifiziert werden können) sowie spezifischen Emissionswerten geschätzt.

Für konventionelle Fahrzeuge werden die jährlichen spezifischen Emissionswerte (basierend auf Literaturwerten (Agora, 2018)) anhand der Gesamtemissionen von PKW des Jahres 2018 kalibriert. Hierfür wurden historische und zukünftige spezifische Emissionen pro Baujahr und Fahrzeugklasse als Datenbasis verwendet. Da keine Daten verfügbar sind, die die Gesamtemissionen des straßengebundenen Verkehrs (Datenquelle: (BMVI, 2019)) in PKW und LKW aufteilt wurden diese aufgrund der Studie „Renewability III“ (Zimmer et al., 2016) zu 70% den PKW zugeschrieben. Zur Berechnung der Emissionen von BEV und FCEV werden Annahmen zum spezifischen Verbrauch (kWh / 100 km) sowie zu den CO₂-Emissionen des Strommixes [gCO₂ / kWh] auf Basis von Berechnungen des Energiesystemmodells REMod zur Berechnung der CO₂-Emissionen herangezogen.

Auf Grund der verwendeten Methodik muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass es sich um eine Abschätzung der Emissionen handelt, da insbesondere die zukünftigen Emissionen stark vom Nutzerverhalten (Stadtfahrten, Landfahrten, Fahrzeugklasse, Fahrstil) sowie des vorhandenen Strommixes abhängen. Genauere Berechnungen zu

CO₂-Emissionen von PKW werden von dem Modell TREMOD durchgeführt. Die hier durchgeführten Rechnungen stellen nur grobe Abschätzungen dar.

Das Modell Inve2st

12.2.3 Szenarien

Für die Berechnungen wurden drei grundlegende Szenarien definiert (vgl.: (Senkpiel et al., submitted)), dort wurden noch weitere Szenarien und Sensitivitäten betrachtet.

Das **konservative Szenario** orientiert sich an den Technologiebandbreiten, die alternative Antriebstechniken nicht begünstigen: hoher CAPEX; hohe Brennstoffpreise; niedrige Reichweite, hohe CO₂-Emissionen für alternative Antriebe, während die begünstigenden Ausprägungen für konventionelle Antriebe angenommen werden. Die Infrastruktur bleibt auf heutigem Niveau (konventionelle Fahrzeuge keine Beschränkungen, BEV mit Einschränkungen, FCEV mit starken Einschränkungen).

Das **moderate Szenario** nimmt jeweils den Mittelwert der Technologieentwicklungen für alle Fahrzeugtypen an. In Bezug auf die Infrastruktur wurde die Annahme getroffen, dass konventionelle Fahrzeuge weiterhin keine Einschränkungen haben. BEV Infrastruktur ist bis 2030 noch mit Einschränkungen behaftet, während FCEV ab 2030 noch mit starken Einschränkungen verbunden ist. Zwischen 2030 und 2035 sind nur noch Beschränkungen vorhanden FCEV zu tanken und ab 2035 ist dies vollständig ohne Einschränkungen möglich.

Das **progressive Szenario** nimmt im Vergleich zum konservativen Szenario jeweils das begünstigende Attributlevel für alternative Antriebe und die nicht-begünstigenden Werte für konventionelle Antriebe an. Nach 2025 können BEV problemlos geladen werden, die Infrastruktur für FCEV ist ab 2030 im erforderlichen Maße verfügbar (bis 2025 sind noch starke Einschränkungen vorhanden). Des Weiteren wird angenommen, dass bei alternativen Fahrzeugen keine CO₂-Emissionen anfallen, da diese ausschließlich mit erneuerbarem Strom bzw. grünem Wasserstoff beladen werden.

12.2.4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für Kleinwagen für das konservative sowie das progressive Szenario dargestellt (vgl. Abbildung 29).

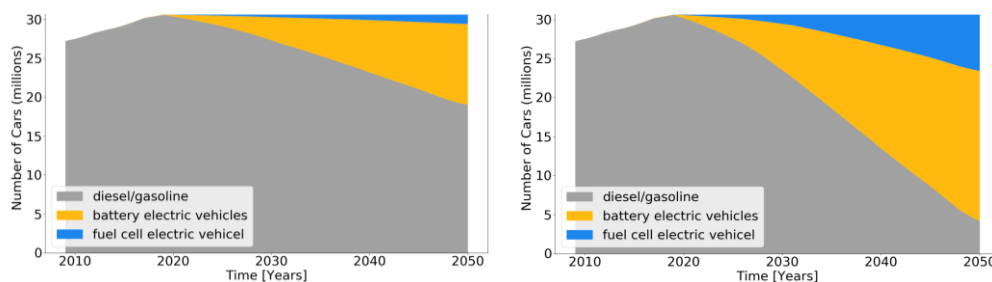
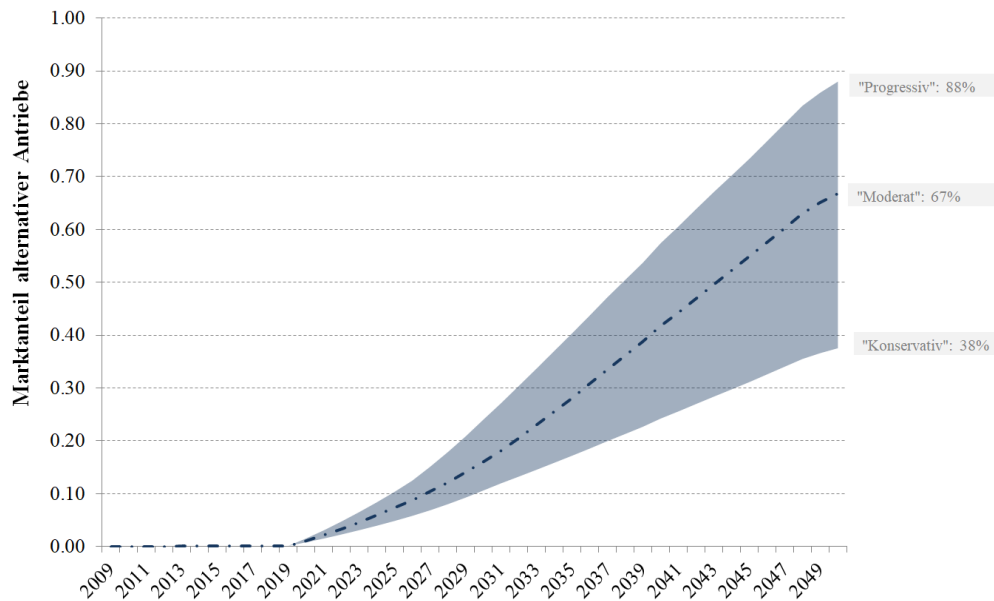


Abbildung 29: Simulierte Entwicklung des Fahrzeugbestands für Kleinwagen im Rahmen des konservativen Szenarios (links) und des progressiven Szenarios (rechts)

Für Kleinwagen ergibt sich ein Marktanteil von 38% für alternative Antriebe (rund 4% FCEV und 34% BEV) in 2050 im konservativen Szenario. Im progressiven Szenario wird in 2050 ein Marktanteil von 86% alternativer Antriebe erreicht der sich aus 63% BEV und 23% FCEV zusammensetzt. In Abbildung 30 sind die aggregierten Ergebnisse aller Fahrzeugklassen für die drei Szenarien in Form von Marktanteilen dargestellt. Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen keine Vollelektrifizierung erreicht wird. Die Lücke die entsteht liegt zwischen 12 und 62%. Unter den getroffenen Annahmen sind die Marktanteile von BEV deutlich höher als die von Wasserstofffahrzeugen.



Das Modell Inve2st

Abbildung 30: Simulierte Entwicklung des Marktanteils alternativer Antriebe über alle Fahrzeugklassen für die Szenarien konservativ, moderat und progressiv

Wie in 11.1 gezeigt, konnte in (Berneiser et al., submitted) gezeigt werden, dass personenbezogenen Variablen wie Informationsgrad, subjektive Norm, kollektive Wirksamkeitsüberzeugung und technologische Risikoeinstellung einen ebenso großen Einfluss auf die Kaufentscheidung von alternativen Antrieben haben wie techno-ökonomische Faktoren.

12.2.5 Diskussion und Fazit

Folgend werden einige Punkte zur Diskussion der Methode, der Ergebnisse sowie der Unsicherheit aufgeführt. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in (Senkpiel et al., submitted)

Methode:

- Die direkte Übersetzung von Präferenzen in Marktanteile ist eine Annahme, die Unsicherheiten beinhaltet, da es sich rein auf die Bedingungen des DCE bezieht.
- Eine Kalibrierung anhand historischer Marktanteile hat gezeigt, dass die Kalibrierung nur sehr begrenzt sinnvoll ist, da die bisherigen Marktanteile von alternativen Antrieben sehr gering sind. Bei einer Kalibrierung des moderaten Szenarios ergeben sich 7,5% BEV und 0,1% FCEV in 2050, was als unrealistisch eingestuft wird.
- Die Vorgabe der Entwicklung des Fahrzeugbestands (gleichbleibend, steigend, sinkend) ist eine Annahme die unter anderem auch stark davon abhängt wie die Wahl zwischen verschiedenen Verkehrsmitteln getroffen wird.
- Generell scheint es sinnvoll Treibhausgasemissionen als Referenzgröße für die Zielerreichung zu nutzen.
- Das entwickelte Tool soll nicht als Prognosetool verstanden werden, aber es hilft ein Gefühl für die mögliche Handlungslücke zu entwickeln und auf dieser Basis politische Entscheidungen zu unterstützen.
- Generell wird der Ansatz methodisch als sehr gut eingestuft, da er es ermöglicht auf Basis eines repräsentativen Experiments Aussagen zu treffen, zukünftig

tige Technologie und Rahmenbedingungen berücksichtigen kann, und es ermöglicht zielgruppenspezifische Maßnahmen zu entwickeln.

Das Modell Inve2st

Ergebnisse:

- Die Ergebnisse zeigen vorrangig, dass große Anstrengungen unternommen werden müssen, um die mögliche Handlungslücke so gering wie möglich zu halten.
- Dies bezieht sich zum einen auf techno-ökonomische Eigenschaften wie CAPEX, Brennstoffpreise, Reichweite und CO₂-Emissionen aber auch auf die Infrastruktur.
- Personenbezogene Parameter wie subjektive Norm, technologische Risikoeinstellung, kollektive Wirksamkeitsüberzeugung und Informationsgrad haben einen signifikanten Effekt auf die Investitionsentscheidung.
- Eine weitere Möglichkeit zur Erreichung der Vollelektrifizierung liegt in dem Verbot von Verbrennern ab 2030, wie in (Senkpiel et al., submitted) gezeigt.
- Sollten die benötigten Treibhausgasreduzierungen des Verkehrssektors nicht im benötigten Rahmen umgesetzt werden, bedeutet das, dass die Reduktionen in anderen Sektoren (Gebäude und Industrie) kompensiert werden müssen.
- Des Weiteren sollten andere Konzepte gefördert werden, die zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen wie Modal-Switch (öffentliche Verkehrsmittel, Car-sharing)
- Auch ein schonender Umgang mit Ressourcen und der Aufbau einer Recyclinginfrastruktur ist an dieser Stelle essentiell, da die in Elektrofahrzeugbatterien verwendeten Metalle Lithium und Kobalt knapp werden (Shammugam, 2019).

12.3 Inve2st PV-Heimspeicher

12.3.1 Methode

Die Berechnung der Investitionsentscheidung in PV-Heimspeichersysteme basiert wie bei PKW auf dem DCM. Der schematische Ablauf der Berechnung ist in Abbildung 31 dargestellt. Die Dokumentation ist in der Modelldokumentation unter <https://inve2st.readthedocs.io> zu finden.

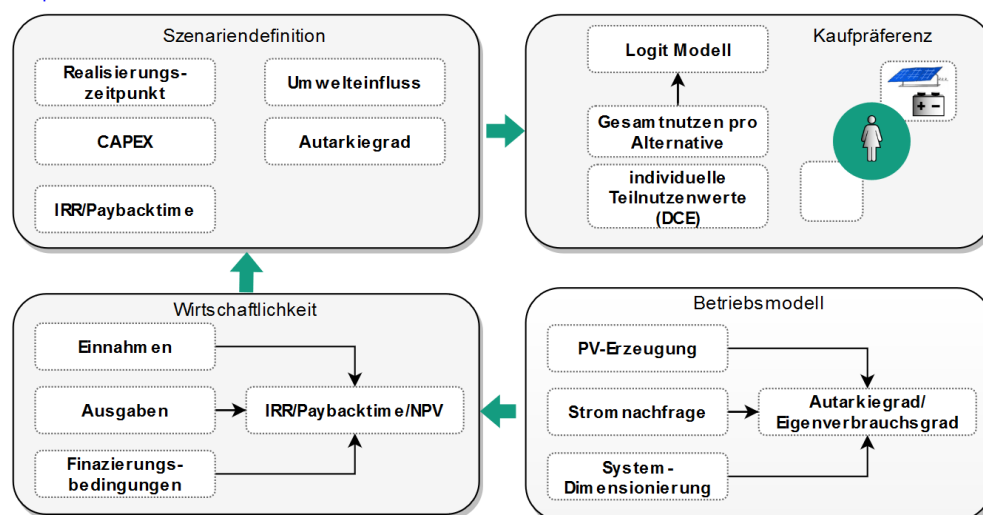


Abbildung 31: Schematische Abbildung zur Abbildung der Kaufpräferenz in PV-Heimspeichersysteme

Die Berechnung ist in 4 Schritte aufgeteilt, wobei die Schritte 1 und 2 optional sind und der Szenariendefinition für die Berechnung von Präferenzanteilen dienen.

Das Modell Inve2st

- 1) Berechnung des Autarkiegrads
- 2) Berechnung der Wirtschaftlichkeit
- 3) Szenariendefinition
- 4) Berechnung der Präferenzen

Zunächst kann der Autarkiegrad eines definierten Systems unter Angabe von Standort, Ausrichtung, Verhältnis Stromnachfrage zu PV-Leistung, Verhältnis PV-Leistung zu Batterieleistung berechnet werden. Dabei wird der stündliche Batterieeinsatz hinsichtlich des Eigenverbrauchs optimiert. Auf dieser Basis kann der Autarkiegrad- und Eigenverbrauchsgrad mit und ohne Speicher bestimmt werden.

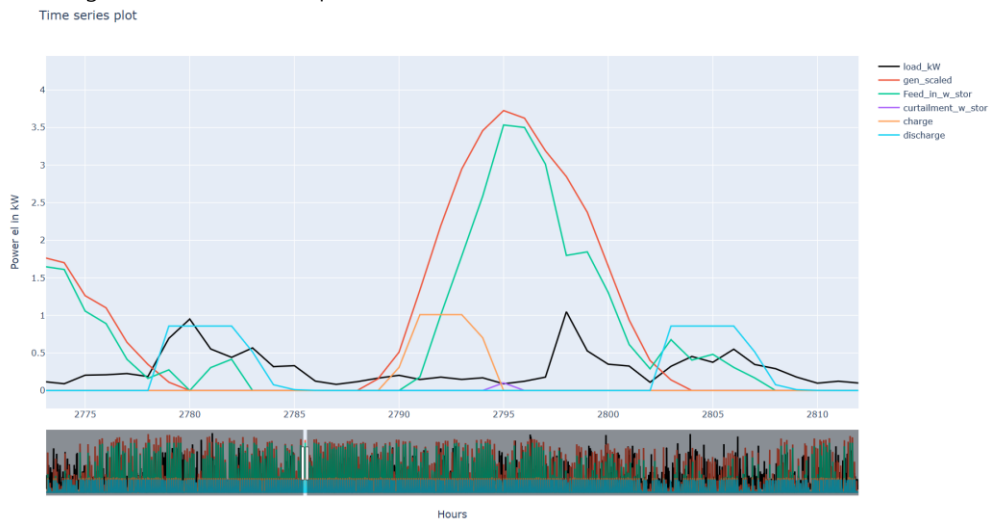


Abbildung 32: Exemplarische Darstellung der simulierten PV-Heimspeicher Betriebsführung

Aufbauend darauf wird in einem zweiten Schritt die Wirtschaftlichkeit des Systems auf Basis der Cash Flow Berechnung anhand der Indikatoren interner Zinsfuß (IRR), Kapitalwert (NPV) sowie Amortisationszeit bestimmt (Payback time). Eingangsparameter hierfür sind:

- Szenario CAPEX PV
- Szenario CAPEX Batterie
- Szenario Einspeisevergütung
- Szenario Haushaltsstrompreis
- Szenario Börsenstrompreis
- Kalkulatorischer Zinssatz

Als Ergebnis werden der Cash-Flow (Abbildung 33) sowie andere Wirtschaftlichkeitsindikatoren (Abbildung 34) im csv. Format sowie graphisch ausgegeben.

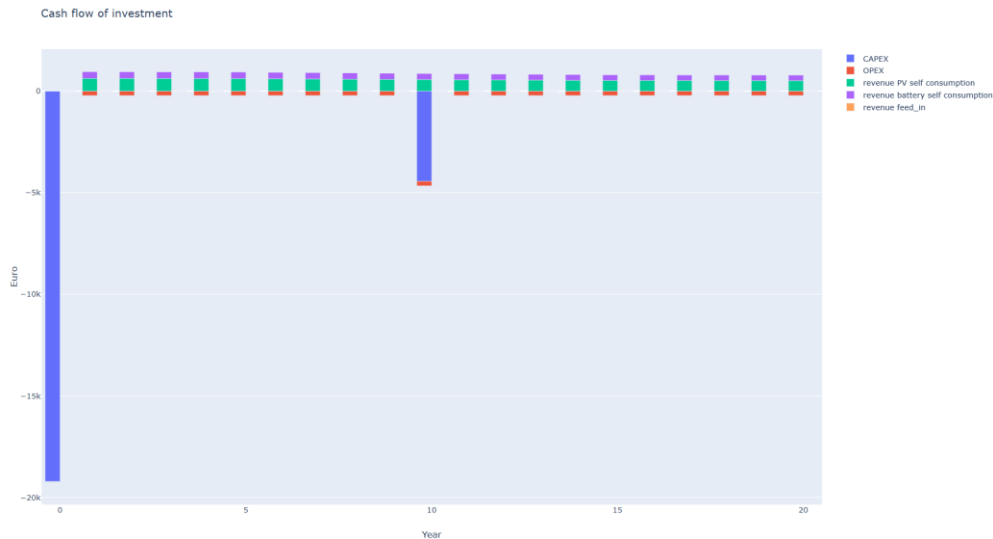


Abbildung 33: Simulation des Cash Flows der Investition in ein PV-Heimspeichersystem

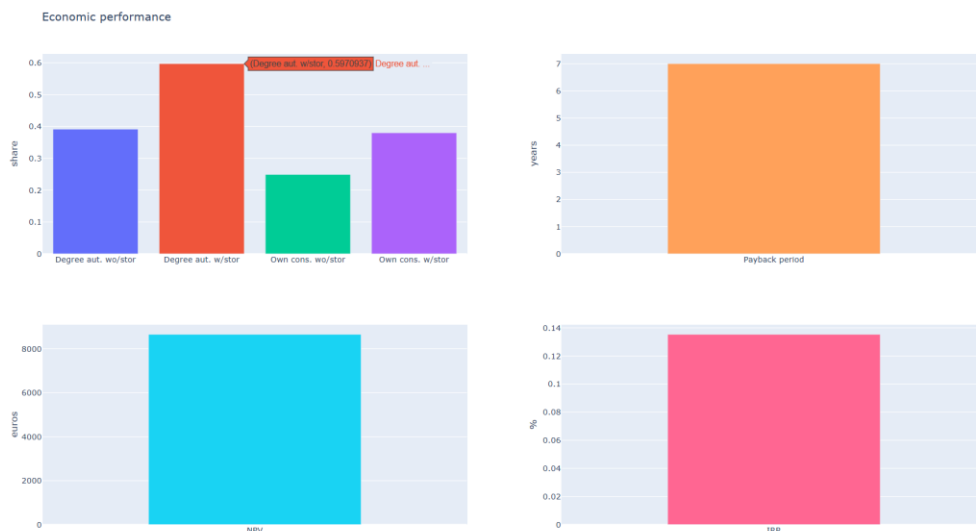


Abbildung 34: Screenshot des Modelloutputs zu technischen und ökonomischen Kenngrößen des PV-Heimspeichersystems (Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil mit und ohne Speicher (oben links), Amortisationszeit (oben rechts), Kapitalwert (unten links), interner Zinsfuß (unten rechts))

Um die Kaufpräferenzen eines PV-Heimspeichersystems bestimmen zu können werden die Technologieattribute mit Level Werten spezifiziert. Hierbei können jährlichen Angaben zu den Ausprägungen des Heimspeichersystems (HSS) getroffen werden. Dabei können die Ergebnisse der Berechnung des Autarkiegrads sowie der Wirtschaftlichkeit mit dazugehörigen Investitionskosten genutzt werden, oder freie Szenarien bestimmt werden. Zu beachten ist hierbei, dass die Attribut Level nicht über die im DCE abgefragten Level Werte hinausgehen. Bei kontinuierlichen Werten können auch Zwischenwerte angenommen werden.

Für die definierten Szenarien werden dann auf Basis der Teilnutzenwerte die Gesamtnutzenwerte für beide Alternativen (Kauf des System/ kein Kauf) bestimmt. Mittels des Logit Modells wird die Kaufpräferenz bestimmt (vergleiche Abbildung 35).

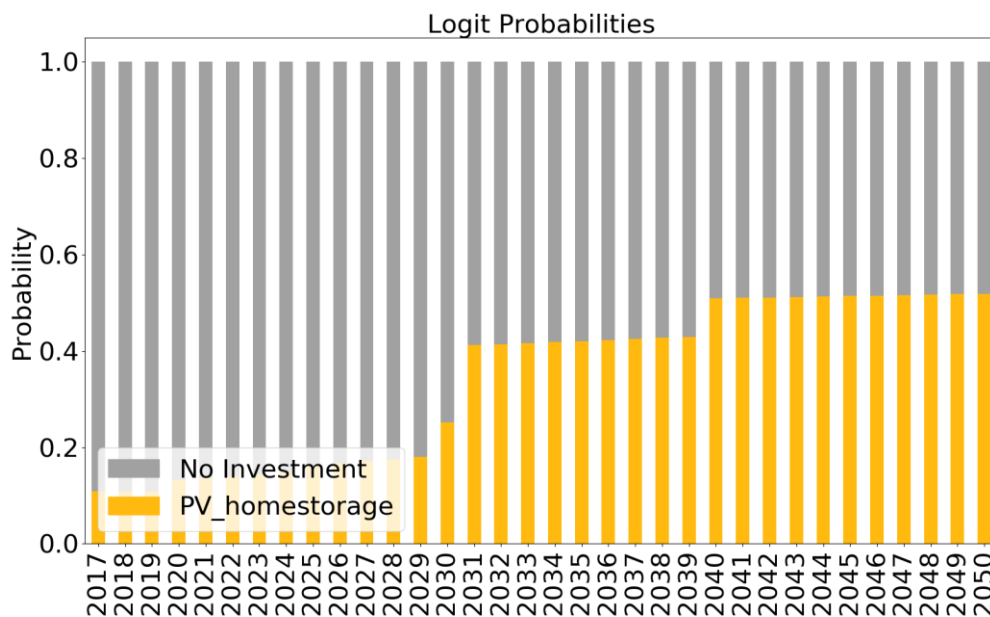


Abbildung 35: Exemplarische simulierte Kaufpräferenz zur Investition in PV-Batteriespeichersysteme

12.3.2 Parametrierung

Für die Berechnung von Szenarien wurde in einem ersten Schritt die Berechnung des Autarkiegrads sowie der Wirtschaftlichkeit mit dem entwickelten Modell durchgeführt.

Abbildung 36 zeigt die Autarkie- und Eigenverbrauchsanteile für 192 Kombinationen. Dabei wurden zwei unterschiedliche Haushaltstypen (2- sowie 4-Personenhaushalt) (Profile wurden mittels der Software SynPro¹ berechnet), drei Standorte (Freiburg, Flensburg und Kassel), zwei PV-Ausrichtungen (Ost-West und Süd) sowie unterschiedliche Dimensionierungen berücksichtigt. Die Erzeugungsprofile wurden mit der Software renewables.ninja² berechnet. Hierbei wurden verschiedene Verhältnisse zwischen PV-Leistung und Stromnachfrage (0,8, 1, 1,2, 1,4) und zwischen PV-Anlagengröße und Batterieleistung berücksichtigt (0,8, 1, 1,5, 2) die sich an den bereits installierten PV-Heimspeichersystemdimensionierungen nach (Figgner et al., 2020) orientieren.

Es wurde von einem Verhältnis von Batterieleistung von Kapazität von 1:4 ausgegangen und einer Gesamteffizienz von 85% (75-95% gemäß (Figgner et al., 2018)). Eine Moduldegradationsrate von 0.25% pro Jahr wurde angenommen, sowie eine technische Lebensdauer des PV Systems von 20 Jahren und des Batteriesystems von 10 Jahren.

Die Abbildung zeigt, dass unter den gegebenen Annahmen der **Autarkiegrad** ohne Speicher zwischen 30 und 40% liegt. Die hohen Autarkiegrade werden dabei bei den Systemen erreicht, die ein Verhältnis von 1,4 PV-Leistung zu Stromnachfrage haben,

¹ <https://www.elink.tools/elink-tools/synpro/synpro-demo>

² <https://www.renewables.ninja/>

nach Süden ausgerichtet sind und in Freiburg stehen. Die niedrigen Autarkiegrade sind bei Systemen mit einem Verhältnis von 0,8 zwischen Nachfrage und PV-System und an Standorten wie Flensburg und Kassel (mit Ost-West Ausrichtung).

Das Modell Inve2st

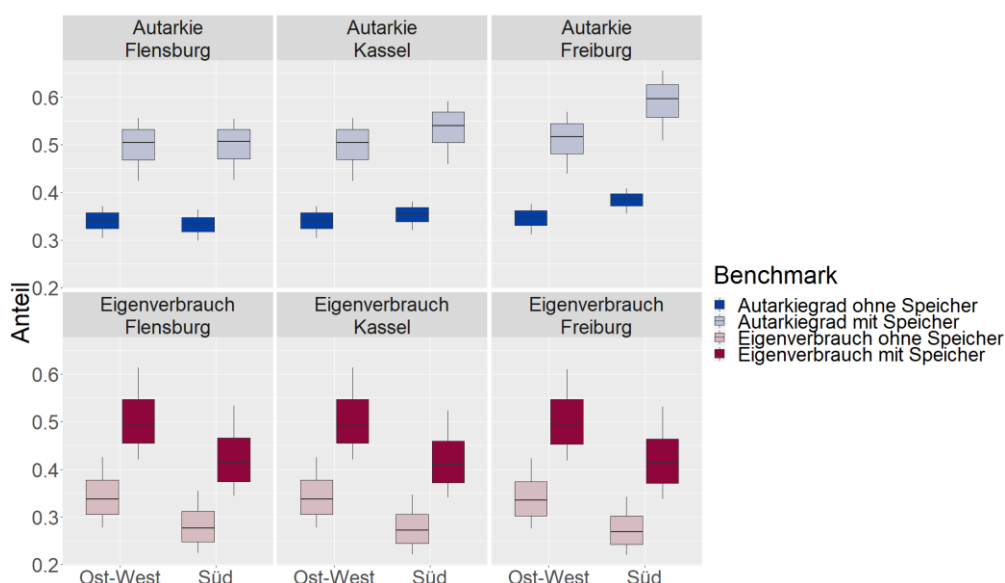


Abbildung 36: Simulierte Autarkie- und Eigenverbrauchsanteile von PV-Batteriesystemen nach Region und Ausrichtung des PV-Systems

Batteriespeichersysteme führen zu einer Erhöhung des Autarkiegrads, sodass Werte zwischen 42 und 65% erreicht werden. Unterschiede durch die Ausrichtung der PV-Anlage sind insbesondere an sonnenreicheren Standorten zu erwarten. Höhe Autarkiegrade werden bei eher groß dimensionierten Systemen mit Süd-Ausrichtung im Süden erreicht (55 - 62%), während der Autarkiegrad bei Ost-West ausgerichteten Anlagen zwischen 46 und 55% ist.

Für den Eigenverbrauch hingegen zeigt sich, dass eine Ost-West Ausrichtung der Anlagen zu höheren Eigenverbrauchsanteilen führt, als südausgerichtete Anlagen, da über den Tagesverlauf der PV-Strom besser benutzt werden kann. Daher kann sich eine Ost-West Ausrichtung für Systeme in Abhängigkeit des Verbrauchs eher eignen. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit ist der Eigenverbrauch die relevante Kenngröße.

Wirtschaftlichkeit

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit (IRR, Kapitalwert und Amortisationszeit) werden mögliche Bandbreiten betrachtet. Die Berechnungen wurden mit dem Modul (*calc_UCM_economics*) des Inve2st Frameworks durchgeführt.

Die Einnahmen sind dabei die eingesparten Strombezugskosten, die durch den Eigenverbrauch des PV-Heimspeichersystems entstehen. Die Ausgaben ergeben sich durch die Investitionskosten, die Ersatzinvestitionen sowie die fixen Betriebsausgaben.

Die Definition der Annahmen für die ausgewählten Fälle, die möglichst Ober- und Untergrenze darstellen sollen sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Annahmen für die Obere- und Untere Grenze der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

	Progressiv	Konservativ
Standort	Freiburg/Südausrichtung	Flensburg/ Ost-West
Verhältnis PV zu Nachfrage 1,2	PV-Größe 5kWp	PV-Größe 3,3 kWp
Verhältnis von Batterie zu PV 0,8	Batteriekapazität 4 kWh	Batteriekapazität 5 kWh
Autarkiegrad mit Speicher	60%	45%
Eigenverbrauchsanteil	38%	60%
kalkulatorischer Zinssatz	Niedrig (1,8%)	Hoch (3%)

Einspeisetarif	hoch (Abbildung 39)	2,8% Degression (Abbildung 39)
Börsenstrompreis	Hoch (Abbildung 39)	Niedrig (Abbildung 39)
Batteriepreis	Untere Grenze (Abbildung 38)	Obere Grenze (Abbildung 38)
PV-Preis	Untere Grenze (Abbildung 37)	Obere Grenze (Abbildung 37)
Strombezugspreis	2020: 32,52 €/kWh 2050: 30 €/kWh	2020: 29,97 €/kWh 2050: 24,49 €/kWh
Anschaffungskosten mit Batterie- reinvestition nach 10 Jahren und Installationskosten von 1500 €	2020: 11.125€ 2030: 7.500 € 2040: 5.750 € 2050: 4.844 €	2020: 23.775€ 2030: 15.800 € 2040: 12.870 € 2050: 11.400 €

Das Modell Inve2st

Abbildung 37 zeigt die Annahme der Preisentwicklungen von PV-Systempreisen für Anlagen zwischen 6-12 kWh. Des Weiteren wurden Preisentwicklungen für Systeme bis 6 kWp hinterlegt. Die aktuellen Preise basieren auf (EuPD Research, 2019) Werten. Aktuelle Preise (2019) sind dabei für Systeme bis 3 kWp 800-2.300 €/kWp und für Systeme 3-10 kWp 750 bis 1.800 €/kWp. Die Prognose wurde anhand einer Lernrate von 15% erstellt, wobei globale Szenarien aus (Mayer et al., 2015) angenommen wurden (obere Grenze 5% CAGR¹ Szenario und untere Grenze 10% CAGR Szenario).

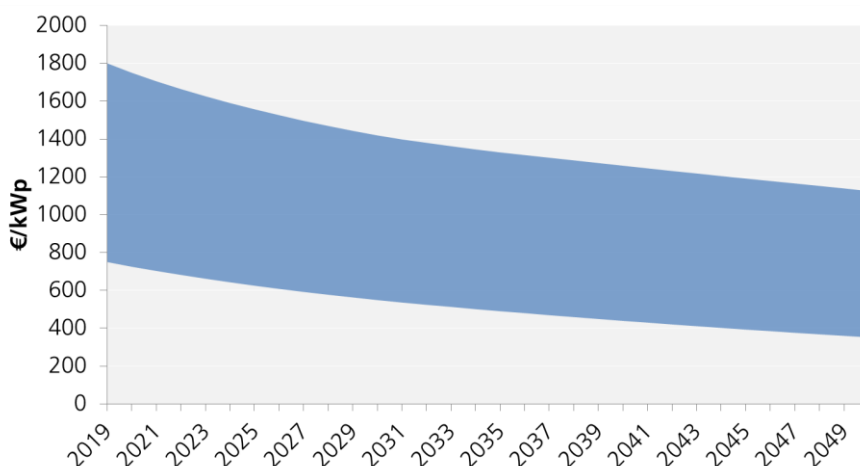
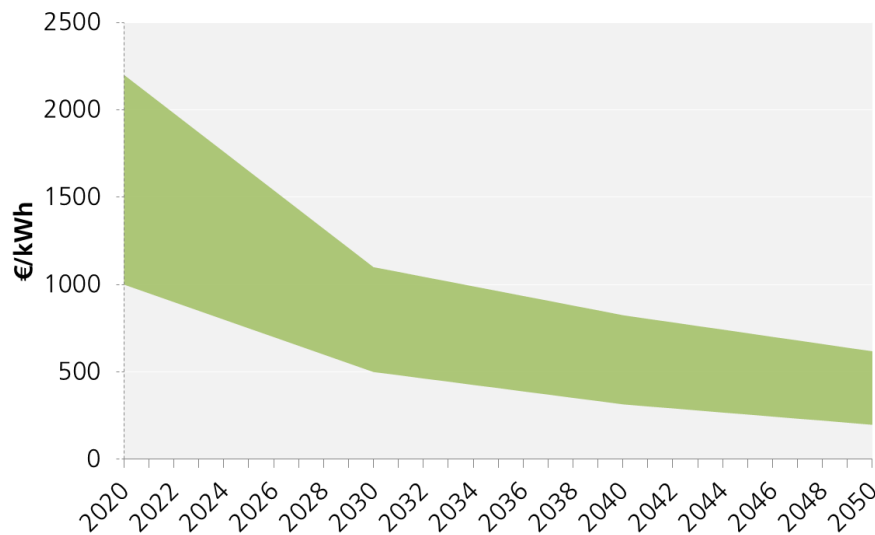


Abbildung 37: Angenommene Entwicklung der PV-Systempreise zwischen 6-12kWp mit aktuellen Werten nach (EuPD Research, 2019), einer Lernrate von 15% nach (Kost et al., 2018) sowie globalen Entwicklungsszenarien nach (Mayer et al., 2015); eigene Berechnung

Die Bandbreite der angenommenen Preisprognose für Batteriespeicher ist in Abbildung 38 für Systeme bis 6 kWh dargestellt. Eine weitere Zeitreihe für Systeme von 6-12 kWh ist zusätzlich hinterlegt. Die aktuellen Preise (2019) basieren auf der Untersuchung von (Figgener et al., 2020) und liegen bei 750 – 1.500 €/ kWh (6-12 kWh) und 1.000 - 2.200 €/ kWh (bis zu 6 kWh). Für die Prognose der Werte wurden die Preisreduktionsraten für die Jahre nach (Tsiropoulos et al., 2018) angenommen. 50% Reduktion bis 2030 und 25-37% Reduktion bis 2040 (diese Rate wurde für die Reduktion zwischen 2040 und 2050 auch jeweils angenommen). Zwischen den Jahren wurde interpoliert. Zusätzlich wurden Installationskosten von 1.500 € angenommen.

¹ CAGR – cumulated annual growth rate



Das Modell Inve2st

Abbildung 38: Angenommene Entwicklung der Batteriepreise für Speichergrößen bis 6kWh auf Basis aktueller Preise aus (Figgener et al., 2020) und der Batteriepreisreduktionsrate nach (Tsiropoulos et al., 2018); eigene Berechnung

Für die Vergütung des PV-Batteriesystems ergeben sich verschiedene Optionen. Der derzeitige Einspeisetarif für Anlagen <10 kWp bei einer Installation ab dem 01.01.2020 liegt bei 9,87 ct/kWh und ist für die nächsten 20 Jahre festgeschrieben. Nach EEG 2017 §49 sinkt der anzulegende Wert monatlich in Abhängigkeit des Zubaus (atmender Deckel, um einen Zubau Deckel von 52 GW sicherzustellen. Im Klimaschutzprogramm 2030 (Bundesministerium der Finanzen, 2019) wurde festgelegt, dass der atmende Deckel aufgehoben wird. Zum aktuellen Stand sind keine Gesetzesanpassungen hierfür durchgeführt. Für die Berechnung der Vergütung wird daher davon ausgegangen, dass es weiterhin eine monatliche Degression des Einspeisetarifs gibt (0-2,8%).

Für den EEX-Preis Verlauf wurde ein unteres und ein oberes Preisszenario definiert. Das untere Preisniveau liegt dabei bei 3,5 ct/kWh und das obere geht von einem Preisanstieg auf 8ct/kWh bis 2030 und 10 ct/kWh bis 2050 aus. Abbildung 39 zeigt die angenommenen Vergütungsentwicklungen.

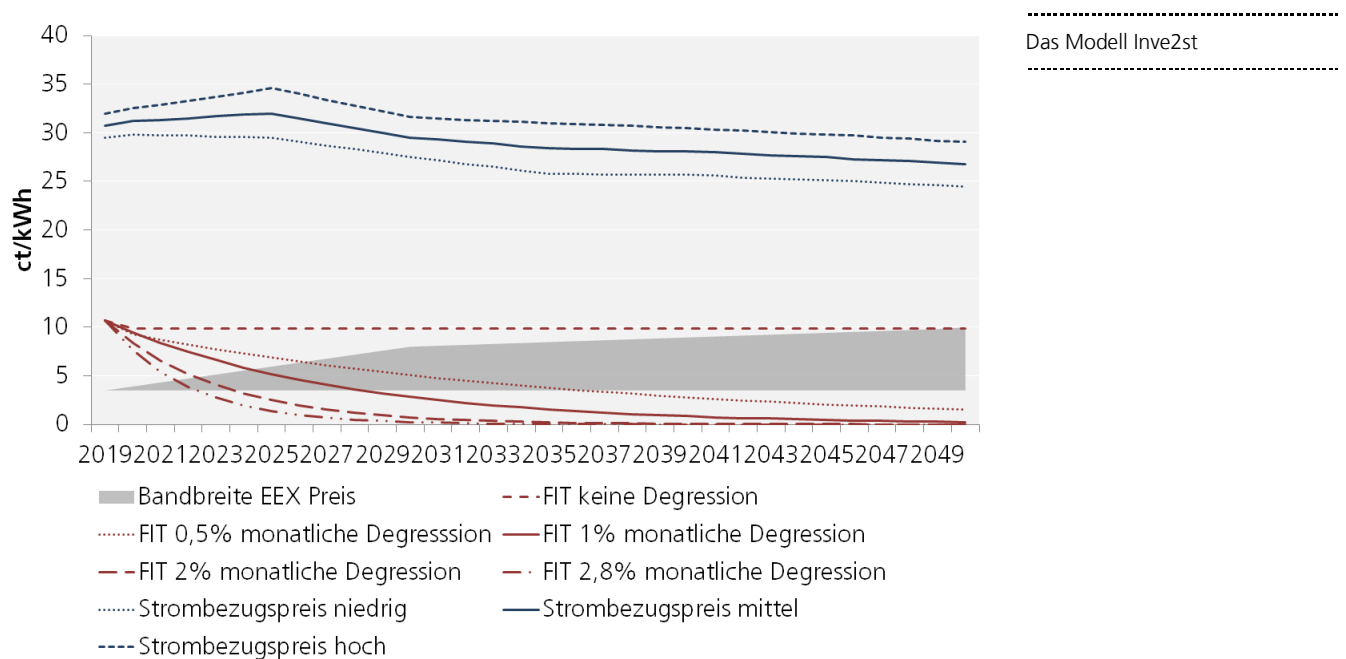


Abbildung 39: Annahme zu EEX Preisentwicklungen und Einspeisetarifszenarien

Im Jahr der Investition wird das Einspeisetarifszenario mit dem angenommenen EEX-Preisszenario verglichen und das Vergütungsmodell mit dem höheren Vergütungssatz gewählt.

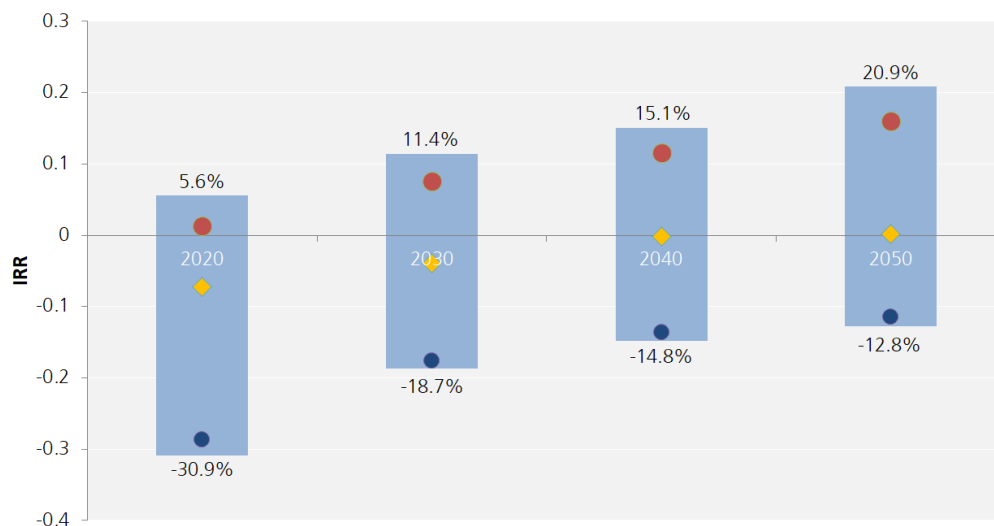
Abbildung 40 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen für die Kenngrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung interner Zinsfuß (IRR) und Amortisationsdauer. Die Kenngrößen zeigen eine große Spreizung zwischen den angenommenen progressiven und konservativen Entwicklungen. Während die Anlage im Süden mit progressiven Entwicklungen bereits heute Wirtschaftlichkeit abbildbar ist, mit einer Rendite von 5,6%, einem Kapitalwert von 4.300 € und einer Amortisationsdauer von 14 Jahren ist das Heimspeichersystem im Norden unter den getroffenen konservativen Annahmen nicht wirtschaftlich abbildbar, auch nicht in 2050. Die Grenzen stellen hierbei jedoch die Extremwerte dar. Daher werden im Folgenden einzelne Ausprägungen in dem Bereich dargestellt.

Stünde das gleiche PV-Heimspeichersystem, mit den Annahmen wie in der progressiven Entwicklung angenommen, im Norden mit Süd-Ausrichtung würden sich in 2020 ein IRR von 1,3% in 2020 und eine Amortisationszeit von 19 Jahren ergeben (rote Markierung in der Abbildung).

Ein Heimspeichersystem mit Ost-West Ausrichtung und gleichzeitig konservativen Preisentwicklungen, sowie einer ungünstigen Systemdimensionierung ist nicht wirtschaftlich abbildbar (blaue Markierung). Sind die Preisentwicklungen jedoch konservativ, die Anlage nach Süden ausgerichtet und die Dimensionierung sinnvoll lässt sich das System ab dem Jahr 2040 nahezu wirtschaftlich (IRR -0,12%) darstellen, auch bei hohen Investitionskosten und niedrigen Erträgen.

Der Spielraum, dass PV-Heimspeichersysteme wirtschaftlich besser abbildbar sind, steigt mit der Zeit, was vor allem auf sinkende Investitionskosten zurückzuführen ist.

Heute können im besten angenommenen Fall Kapitalwerte von 4.300 € realisiert werden und Amortisationszeiten von 14 Jahren. Diese steigen auf rund 10.000 € bzw. 5 Jahre Amortisationszeit bis 2050. Es gibt jedoch auch viele mögliche Ausprägungen von nichtwirtschaftlichen Fällen, wie Abbildung 40 zeigt.



Das Modell Inve2st

- Progressive Preise, Flensburg, Südausrichtung, PV 5kWp, Batteriekapazität 4 kWh, Autarkiegrad 50%, Eigenverbrauch 38% WACC 1,8
- Konservative Preise, Freiburg, Ost-West, PV 3,3kWp, Batteriekapazität 5 kWh, Autarkiegrad 46%, Eigenverbrauch 60%, WACC 3
- Konservative Preise, Freiburg, Süd, PV 5kWp, Batteriekapazität 4 kWh, Autarkiegrad 60%, Eigenverbrauch 38%, WACC 1,8

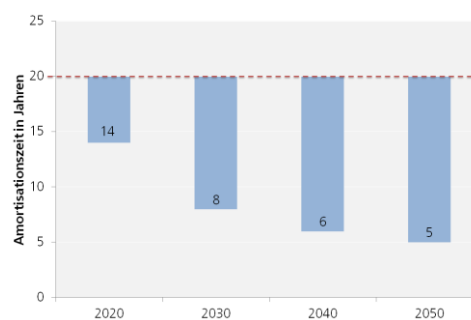
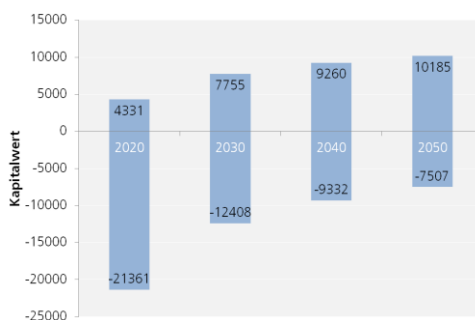


Abbildung 40: Bandbreiten der wirtschaftlichen Kenngrößen IRR oben, Kapitalwert (unten links) und Amortisationsdauer (unten rechts bei Amortisationszeiten >20 Jahren abgeschnitten) von PV-Heimspeichersystemen

12.3.3 Falldefinition für die Analyse der Kaufpräferenzen von PV-Batteriesystemen

Auf Basis der Untersuchungen zum Autarkiegrad und der Wirtschaftlichkeit, die beides Attribute im DCE waren, werden im Folgenden Fälle definiert, für die die Kaufpräferenzen mit Hilfe des in Inve2st implementierten Logit Modells berechnet wurden. Hierbei wurden zwei Basisfälle angenommen. Das Kriterium für die Auswahl war, dass die Attributlevels in den Discrete Choice Wertebereichen abgedeckt sind und durch realistische Fälle repräsentiert sind. Tabelle 9 zeigt einen Fall der schon heute wirtschaftlich abbildbar ist, da vom niedrigen Preisniveau, hohen Strombezugskosten und hohen Erlösen (FIT, EEX) ausgegangen wird und gute Standortbedingungen hat (Freiburg, Südausrichtung) und damit 60% Autarkiegrad erreicht. Desweiteren wurde ein Fall gewählt, der andere Standortbedingungen hat (Flensburg, Südausrichtung) und daher einen geringeren Autarkiegrad erreicht (50%), ansonsten die gleichen Preisannahmen hat, aber auf Grund des Standorts geringere Wirtschaftlichkeit aufweist (Tabelle 10). Für beide Fälle wurde jeweils der Umwelteinfluss der Technologie variiert, indem die Attributausprägungen „bedenkliche Materialien, kein Recycling“ und „unbedenkliche Materialien, volles Recycling“ betrachtet wurden.

Tabelle 9: Definition der PV-Batteriesystem Attributausprägungen progressiv (Standort Freiburg/ Südausrichtung) (Umwelteinfluss der Technologie hoch (Bedenkliche Materialien, kein Recycling), niedrig (Unbedenkliche Materialien, volles Recycling)

Das Modell Inve2st

Realisierungs-zeitpunkt	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2020)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2020)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2030)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2030)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2040)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2040)
Anschaffungs-kosten des PV-Batterie-systems	11.125 €	11.125 €	7.500 €	7.500 €	6.000 €	6.000 €
Amortisations-dauer/IRR	14 Jahre / 5,6%	14 Jahre / 5,6%	8 Jahre/ 11%	8 Jahre/ 11%	6 Jahre/ 15%	6 Jahre/ 15%
Autarkiegrad	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Umwelt-einfluss der Technologie	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig

Tabelle 10: Definition der PV-Batteriesystem Attributausprägungen progressiv (Standort Flensburg/ Ost-West) (Umwelteinfluss der Technologie hoch (Bedenkliche Materialien, kein Recycling), niedrig (Unbedenkliche Materialien, volles Recycling)

Realisierungs-zeitpunkt	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2020)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2020)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2030)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2030)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2040)	1-2 Jahre (Aus-gangsjahr 2040)
Anschaffungs-kosten des PV-Batterie-systems	11.125 €	11.125 €	7.500 €	7.500 €	6.000 €	6.000 €
Amortisations-dauer/IRR	19 Jahre / 1,3%	19 Jahre / 1,3%	12 Jahre/ 7,6%	12 Jahre/ 7,6%	8 Jahre/ 11%	8 Jahre/ 11%
Autarkiegrad	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Umwelt-einfluss der Technologie	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig

Die obere Grenze der Preisannahmen werden im Folgenden nicht betrachtet, da die Investitionskosten für dieselben Systeme bei 23.450 € liegen und daher außerhalb der Attributlevel liegen.

12.3.4 Kaufpräferenzen von PV-Batteriesystemen

Abbildung 41 zeigt die Ergebnisse der Kaufpräferenzen für die definierten Fälle. Bei dem bestanzunehmenden Fall des PV-Batteriesystems in Freiburg ergibt sich auf Basis der individuellen Nutzenwerte des DCE eine Kaufpräferenz von 20%. Diese erhöht sich auf 42%, bei einer vollausgebauten Recyclinginfrastruktur. Für dieselbe Systemkonfiguration ergibt sich im Norden eine Kaufwahrscheinlichkeit von 12% für das System, dass sich knapp in der Lebensdauer amortisiert (19 Jahre) auch hier wirkt sich die Recyclinginfrastruktur deutlich auf die Kaufpräferenz aus (30%).

Die Kaufpräferenzen steigen im Laufe der Jahre, da sich die Systeme wirtschaftlich immer besser abbilden lassen. Doch auch bei einer sehr positiven Wirtschaftlichkeit (15% IRR) und einer gut ausgebauten Recyclinginfrastruktur in 2040 liegt die Kaufprä-

ferenz auf Basis der DCE Daten bei knapp 60%. Wenn alle Werte des DCE die Werte mit dem jeweils geringsten Nutzen angenommen werden liegt die Kaufpräferenz bei 7%, sind alle Werte des DCE mit jeweils dem höchsten Nutzen liegt die Kaufpräferenz bei 66%.

Das Modell Inve2st

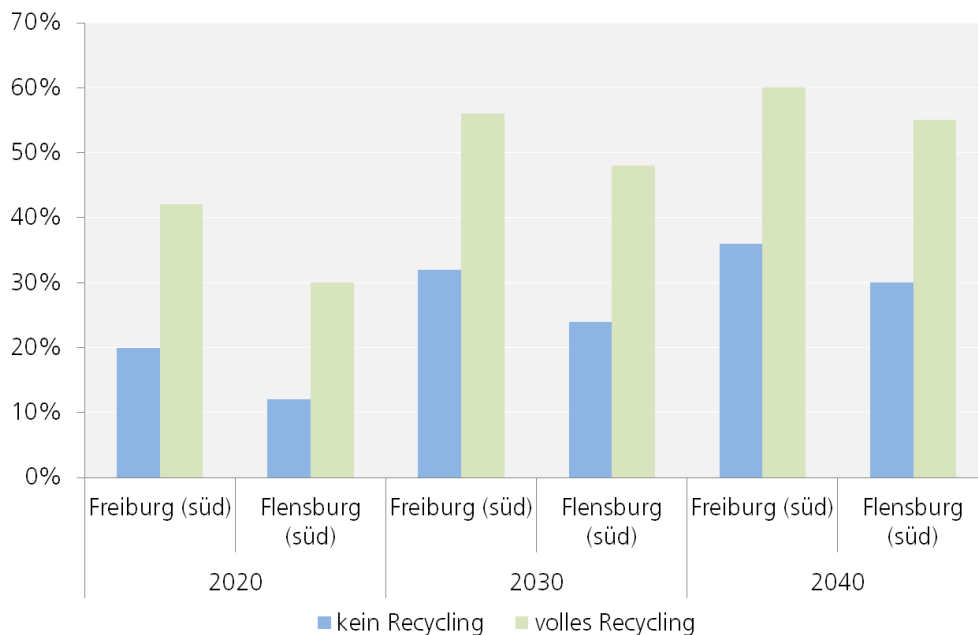


Abbildung 41. Simulierte Kaufpräferenzen von PV-Heimspeichersystemen für unterschiedliche Standorte gemäß der progressiven Annahmen aus Tabelle 9 und Tabelle 10

12.3.5 Diskussion und Fazit

Die Investitionsentscheidung in ein PV-Batteriesystem ist keine Kaufentscheidung in ein Substitut wie bspw. bei einem defekten Heizsystem oder einem PKW das ersetzt werden muss. Vielmehr ist es eine freie Investitionsentscheidung, die durch verfügbares Budget beschränkt ist. Das bedeutet, dass die Wahl in ein PV-Batteriesystem bspw. in Konkurrenz zu einer neuen Küche oder einer anderen Investition steht. Nur 66% der in der repräsentativen Studie Befragten präferiert ein PV-Heimspeichersystem gegenüber einem Nicht-Kauf, auch bei gegebener Wirtschaftlichkeit. Die Ergebnisse zeigen, dass die Recyclinginfrastruktur und die Umweltauswirkungen der Materialien einen erheblichen Einfluss auf die Kaufpräferenzen eines PV-Heimspeichersystems haben. Dies ist ein interessanter Aspekt unter dem Gesichtspunkt, dass die Umweltverträglichkeit dem Käufer nicht klar kommuniziert wird, da es bisher kein Umweltlabel o.ä. gibt, das auf die Recyclingmöglichkeiten oder die Verwendung von kritischen Materialien hinweist. Wäre dies der Fall, wie in dem Experiment angenommen, würden die Kaufpräferenzen deutlich anders ausfallen.

Im Vergleich zu den Untersuchungsschwerpunkten im Rahmen des Projektes wurde bei PV-Batteriesystemen kein Transformationspfad simuliert. Dies liegt daran, dass im Vergleich zu PKW die Anzahl der Entscheidungen durch die „freie“ Investitionsentscheidung, die jährlich getroffen werden nicht quantifizierbar sind. Es wurde ein Ansatz getestet, die eine S-Kurve für den regionalen Zubau mit dem Potenzial als Sättigungspunkt für die Anzahl der Entscheidungen quantifiziert hat.

Aus zwei Gründen wurde sich dagegen entschieden diese Methode weiter zu verwenden. Zum einen ist aus Sicht der Gesamtenergiesystemanalyse unklar, wie hoch der Bedarf an PV-Heimspeichersystemen ist, da dies eine Speicheroption unter vielen darstellt (Quartierspeicher, PtG, große stationäre Batteriespeicher und andere Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement). Und zum andern ist die Quantifizierung der absoluten

Das Modell Inve2st

Eine detaillierte Diskussion und Darstellung der Methode und Ergebnisse wird in einem separaten Artikel veröffentlicht.

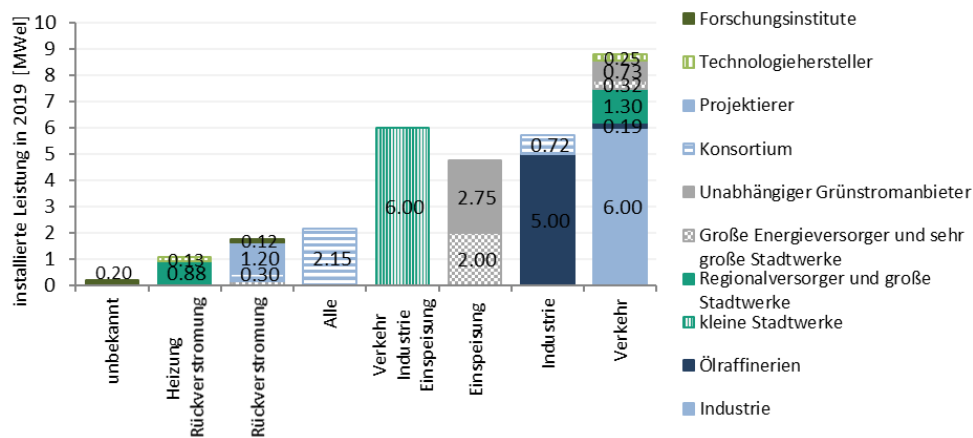
In (Senkpiel et al.) wurden verschiedene Modelansätze dargestellt, die in der Literatur verwendet werden, um Technologiediffusion zu modellieren. Da die Stichprobe, die untersucht werden kann bei korporativen Akteuren im Vergleich zu privaten Investoren eher klein ist (Einzelinterviews, Workshops, Gruppendelphi) ist es methodisch schwierig repräsentative Erhebungen durchzuführen. Daher wurde in diesem Fall kein DCE wie bei den privaten Investoren durchgeführt, sodass die Methode des Discrete Choice Models in diesem Fall nicht anwendbar ist. Das Ziel von Agentenbasierter Modellierung ist es, Netzwerkeffekte und Interaktionen von Akteuren abzubilden, um auf dieser Basis Verhalten abzubilden. Auch dieser Ansatz wurde für die Bestimmung der Diffusion von PtG Anlagen nicht weiterverfolgt, da auch hierfür die Datengrundlage der heterogenen Akteure nicht ausreichend erhoben werden konnte. Der Ansatz der Diffusion von Innovation von Rogers wurde verfolgt (Rogers, 1983), um letztendlich aggregierte Technologiediffusion abbilden zu können. Jedoch wurde die Methode erweitert, indem ein Composite Indicator verwendet wurde, der es ermöglicht Faktoren zu berücksichtigen, die im Rahmen der empirischen Erhebung als relevant eingestuft wurden. Die gewählte Methode erlaubt es, zum einen die wesentlichen Treiber wie Wirtschaftlichkeit in Form der Rendite und den politischen Rahmen in der Technologiediffusionskurve zu berücksichtigen. In den durchgeführten Interviews und auf dem Expertenworkshop wurde mehrfach auf die Bedeutsamkeit des politischen Rahmens für Investitionsentscheidungen hingewiesen.

Die generelle Technologiediffusion kann anhand der logistischen Funktion dargestellt werden. Zum einen spielt die Renditeerwartung von potentiellen Investoren einen erheblichen Einfluss auf die Diffusion von PtG Anlagen in unterschiedlichen Sektoren. Zweitens kann sich der politische Rahmen fördernd oder hemmend auf die Technologiediffusion in den verschiedenen Sektoren auswirken. Die politischen Rahmenbedingungen lassen sich dabei in zwei Kategorien unterteilen: 1) sog. „wirtschaftliche“ Maßnahmen, die sich auf die Wirtschaftlichkeit und somit auf die Renditeerwartung einer Investition auswirken und 2) sog. „nicht-wirtschaftliche“ Maßnahmen, die dafür sorgen, dass sich der Zubau an PtG Anlagen beschleunigt oder bremst, etwa in dem sie planerische Verfahren ändern oder Grenzwerte anpassen. Im Rahmen von Experteninterviews hat sich ergeben, dass Produktionskapazitäten in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen, sodass diese im Weiteren nicht betrachtet werden.

Voruntersuchung aktueller Bestand

Im Vorfeld der Untersuchungen wurde zunächst der aktuelle Bestand von PtG-Anlagen ausführlich mittels einer Desk-Recherche untersucht. Ein Großteil der Anlagen ist auf der „Strategieplattform Power to Gas“ der Deutschen Energieagentur (DENA) zu finden¹. Zudem wurden sämtliche Anlagen einzeln nachrecherchiert, um einen ausführlichen Überblick über Akteure und Anwendungen der Anlagen zu erhalten (siehe Appendix 3). Abbildung 43 zeigt den Status Quo von PtG Anlagen in 2019 nach Anwendungssektor und Akteurstyp.

¹ <https://www.powertogas.info/projektkarte/>



Das Modell Inve2st

Abbildung 43: Installierte Leistung von PtG Anlagen in Deutschland (Stand 2019) nach Investor und Anwendung

In 2019 sind insgesamt um die 30 MW_{el} installiert. Geplante Projekte bis 2028 resultieren in einer Leistung von 538 MW_{el}. Die größte installierte Kapazität liegt hierbei im Mobilitätssektor und in der Industrie. Die Hauptsächlichsten Investoren sind die industrielle Akteure und an zweiter Stelle Konsortien.

12.4.1 Methode

Auf Basis der in (Senkpiel et al.) dargelegten theoretischen Grundlagen sowie der Erkenntnisse der sozial-wissenschaftlichen Untersuchung von Abschnitt 11.4 wurde die Methodik zur Modellierung der Diffusion von Power-to-Gas (PtG) entwickelt. Hierzu wurde das allgemeine Logistikmodell erweitert. Die Methode ermöglicht die Integration von Faktoren, die die Investitionsentscheidungen von professionellen Akteuren bestimmen. Der Prozess zur Modellierung dieser Faktoren ist in Abbildung 44 dargestellt.

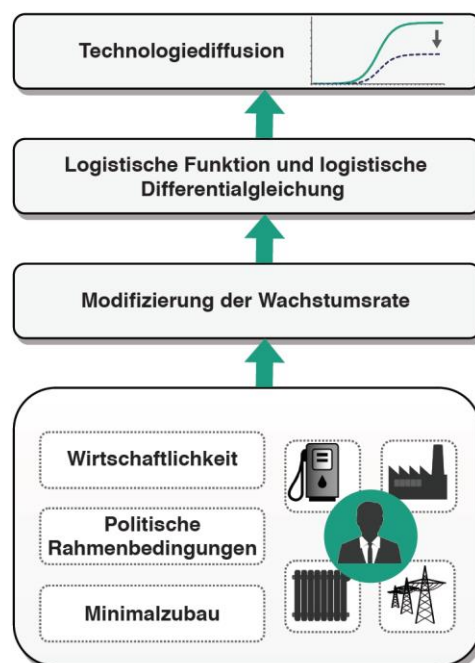


Abbildung 44: Vorgehensweise bei der Modellierung der Technologiediffusion von PtG auf Basis der professionellen Entscheidung

Die Diffusion von PtG aus der Sicht eines Investors wird auf der Grundlage des Anlagenleistung modelliert, der erforderlich ist, um den künftigen technologischen Bedarf zu decken. Die Annahmen für den zukünftigen Bedarf werden aus Szenarienrechnungen des sektorübergreifenden Energiesystemmodells REMod verwendet (Sterchele, 2019). Ziel ist es zunächst, die jährliche Diffusionsrate zu bestimmen, die sich auf Basis der Logistischen Funktion unter Angabe der historisch installierten Leistung und der Sättigungsgrenze bzw. des zukünftigen Bedarfs berechnen lässt. Diese Diffusionsrate wird dann anhand von zwei verschiedenen Determinanten manipuliert (gehemmt). Fazit der empirischen Untersuchungen ist, dass zum einen die Wirtschaftlichkeit einer Investition und zum anderen der politische Rahmen die Marktdurchdringung bestimmt. Die grundlegende Annahme des Modells ist, dass die maximale jährliche Zubaurate von PtG-Anlagen die der Logistischen-Funktion nicht überschreitet. Die detaillierten Schritte der Berechnung werden im Folgenden näher erläutert und in Abbildung 45 zusammengefasst.

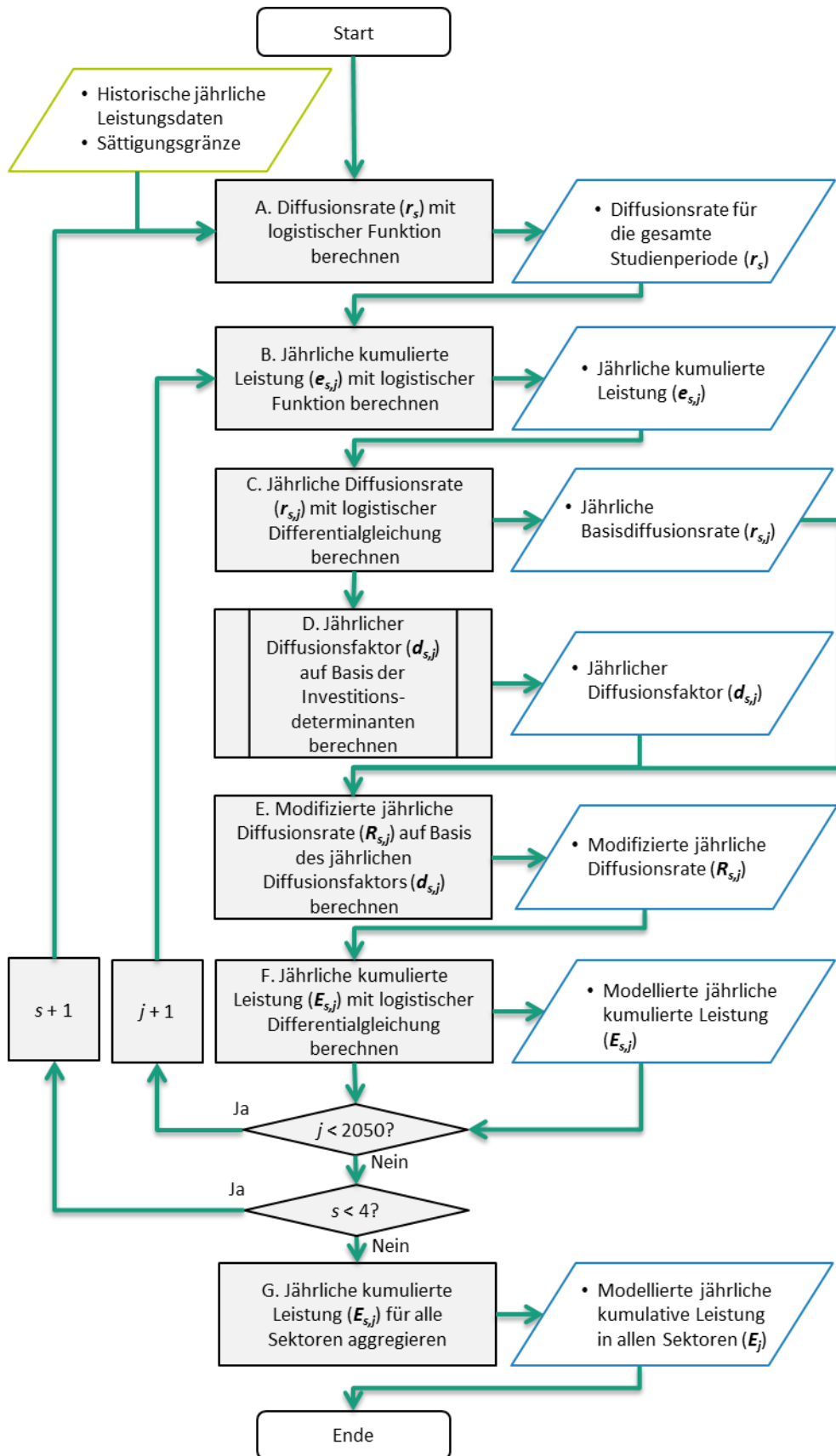


Abbildung 45: Flussdiagramm zur Berechnung der modellierten jährlichen Leistung von PtG auf Basis des Logistischen-Modells

Die über die Sektoren kumulierte Technologiediffusion (e_h) gemäß der S-Kurve (logistische Funktion) lässt sich durch die Gleichung (1) abbilden. Konkret wird die Diffusion abgeleitet, indem die jährliche berechnete kumulierte Leistung von PtG-Anlagen in den Endnutzungssektoren Straßenverkehr, Industrie, Gebäudeheizung und Rückverstromung aggregiert wird ($e_{s,j}$).

$$e_j = \sum_{s=1}^4 e_{s,j} = \sum_{s=1}^4 \frac{E_{max\ s}}{1 + \exp^{-(j - J_{mittel}) r_s}} \quad (1)$$

e_j = Kumulierte Leistung in allen Sektoren im Jahr j
 $e_{s,j}$ = Kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr j
 $E_{max\ s}$ = Sättigungsgrenze der installierten Leistung im Sektor s
 r_s = Diffusionsrate im Sektor s
 J_{mittel} = Zeitliche Mittelpunkt der S-Kurvenbahn (2035)
 $s \in \{1,2,3,4\}$ = Sektor (1:Verkehr, 2: Industrie, 3: Heizung, 4: Rückverstromung)
 $j \in [2009,2060]$ = Jahr

Die Berechnung der jährlichen kumulativen Leistung hängt von den historischen installierten Leistungen, der Sättigungsgrenze ($E_{max\ s}$), dem Zeitraum, in dem die Sättigung auftritt (J), und der Gesamtdiffusionsrate (r_s) ab.

Die Daten zur Jahreskapazität ab 2009 (Jahr 1), dem Inbetriebnahmejahr des ersten Elektrolyse-Standortes in Deutschland (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg [ZSW]), sind in Appendix 3 zu finden. Die Sättigungsgrenze ($E_{max\ s}$) wird für das Jahr 2060 durch den langfristigen Technologiebedarf je Sektor nach (Sterchele, 2019) festgelegt. Die Modellierung der Diffusion soll letztendlich bis 2050 erfolgen. Da die logistische Funktion jedoch eine lange Zeit der Technologiesättigung hat, wurde für die Berechnung der kumulierten Diffusion das Jahr 2060 angenommen, um den Zielwert im Jahr 2050 mit geringer Abweichung zu erreichen.

Die Gesamtdiffusionsrate ist zunächst unbekannt. Deshalb wird die Anpassung der historischen Daten an die S-Kurve durch die Methode der kleinsten Quadrate vorgenommen, wie Gleichung (2) angibt, um sektorale Diffusionsraten abzuleiten.

$$Minimiere\ S = \sum_{s=1, j=2009}^{4, 2018} (e_{s,j} - e_{historisch\ s,j})^2 \quad (2)$$

S = Summe der quadrierten Residuen
 $e_{s,j}$ = Errechnete Kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr j
 $e_{historisch\ s,j}$ = Historische kumulative Leistung im Sektor s im Jahr j

Mittels Gleichung (4) kann die jährliche Diffusionsrate ($r_{s,j}$) berechnet werden, sobald die jährliche kumulierte Leistung berechnet ist. Gleichung (4) stammt aus der logistischen Differentialgleichung (Gleichung (3)). Während die Diffusionsrate r_s die Steilheit der Kurve über den gesamten Untersuchungszeitraum darstellt (siehe Gleichung (1)), ist die jährliche Diffusionsrate $r_{s,j}$, die Steigung zwischen zwei aufeinander folgenden Punkten und variiert in Abhängigkeit von der Wachstumsrate und dem Abstand zur Sättigungsgrenze (Lund, 2006).

$$\frac{\delta e}{\delta j} = e_{s,j} - e_{s,j-1} = r_{s,j} e_{s,j-1} \left(1 - \frac{e_{s,j-1}}{E_{max\ s}}\right) \quad (3)$$

$$r_{s,j} = \frac{e_{s,j} - e_{s,j-1}}{e_{s,j-1} \left(1 - \frac{e_{s,j-1}}{E_{max\ s}}\right)} \quad (4)$$

$r_{s,j}$ = Basisdiffusionsrate im Sektor s im Jahr j

$e_{s,j}$ = Kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr j
 $e_{s,j-1}$ = Kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr $j - 1$
 $E_{max\ s}$ = Sättigungsgrenze der installierten Kapazität im Sektor s

Das Modell Inve2st

Die angewandte Modellerweiterung besteht darin, den Parameter $r_{s,j}$ in der logistischen Differentialgleichung durch einen Faktor (Composite Indikator siehe auch (Boie, 2016) zu ersetzen, der die Erfüllung bestimmter Investitionsbedingungen misst. Der Faktor ($d_{s,j}$), der die modifizierte Diffusionsgeschwindigkeit widerspiegelt, entsteht in dieser Untersuchung aus der arithmetischen Aggregation zweier Gruppen von Investitionsdeterminanten, Wirtschaftlichkeit und politische Rahmenbedingungen, die jeweils auf einer Skala von 0 bis 1 quantifiziert werden. Details über den Aufbau des Faktors ($d_{s,j}$) sind in Abschnitt 12.4.1.1 enthalten.

Der Diffusionsfaktor wird kalibriert um ihn an das historische Verhalten der Technologie Diffusion anzupassen. Andere Studien haben das Verhalten der Diffusionsrate auf Potenz- oder Exponentialfunktionen zurückführen können (Boie, 2016; Lund, 2006). Mit der kurzen historischen Zeitreihe über PtG kann ein solches Muster der Diffusionsrate noch nicht erkannt werden. Daher wird eine Min-Max-Normalisierung laut der Gleichung (5) verwendet (Priddy & Keller, 2005), um den Diffusionsfaktor auf die Grenzen umzuskalieren, innerhalb derer die Diffusionsrate variiert (zwischen 0 und $r_{s,j}$).

$$R_{s,j} = \min_{Ziel} + \frac{(d_{s,j} - \min_{(d)})(\max_{Ziel} - \min_{Ziel})}{\max_{(d)} - \min_{(d)}} \quad (5)$$

$R_{s,j}$ = Modifizierte Diffusionsrate Sektor s im Jahr j
 $d_{s,j} \in [0,1]$ = Berechnete Diffusionsfaktor aus Investitionsdeterminanten
 $\min_{Ziel}, \max_{Ziel} \in [0, r_{s,j}]$ = Skalenbereich der Diffusionsrate
 $\min_{(d)}, \max_{(d)} \in [0,1]$ = Skalenbereich des Diffusionsfaktors
 Die Gleichung (6) ergibt sich aus der Lösung der Gleichung (5) und bezeichnet die modifizierte Diffusionsrate ($R_{s,j}$).

$$R_{s,j} = d_{s,j} r_{s,j} \quad (6)$$

$R_{s,j}$ = Modifizierte Diffusionsrate Sektor s im Jahr j
 $d_{s,j}$ = Diffusionsfaktor im Sektor s im Jahr j
 $r_{s,j}$ = Basisdiffusionsrate im Sektor s im Jahr j

Zusätzlich wurde eine Untergrenze für die Diffusion eingeführt, da die für die Diffusionsmodellierung verwendeten Investitionsdeterminanten die historischen Faktoren, die die Marktdurchdringung von PtG beeinflussen, nicht berücksichtigen. Erklärt werden kann die Untergrenze folgendermaßen: Die staatliche Unterstützung von Forschungs- und Demonstrationsprojekten haben den Weg für die aktuelle Entwicklung im PtG geebnet. Diese Faktoren werden in dieser Studie jedoch nicht im Detail behandelt, da sie sich auf die Technologiegenese beziehen und daher die Suchrichtung vorgeben und weniger auf die langfristigen Diffusion (Foxon et al., 2005). Um die Wirkung dieser Faktoren nicht zu vernachlässigen, wird eine Zubauuntergrenze in das Modell integriert. Diese Untergrenze resultiert aus der Extrapolation des historischen Zubaus und führt zu etwa 6% der Sättigungsgrenze. Das Modell bildet dadurch immer einen gewissen Minimalzubau ab, der auch ohne gegebene Wirtschaftlichkeit oder konkrete politische Maßnahmen realisiert wird.

Die modifizierte Diffusionsrate aus Gleichung (6) kann in die umstrukturierte logistische Differentialgleichung von Gleichung (7) einbezogen werden, um die jährliche kumulative Leistung je Endnutzungssektor zu berechnen.

$$E_{s,j} = d_{s,j} r_{s,j} E_{s,j-1} \left(1 - \frac{E_{s,j-1}}{E_{max\ s}}\right) + E_{s,j-1} \quad (7)$$

Das Modell Inve2st

- $E_{s,j}$ = Modellierte kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr j
 $E_{s,j-1}$ = Modellierte kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr $j - 1$
 $d_{s,j}$ = Diffusionsfaktor im Sektor s im Jahr j
 $r_{s,j}$ = Basisdiffusionsrate im Sektor s im Jahr j
 $E_{max\ s}$ = Sättigungsgrenze der installierten Kapazität im Sektor s

Schließlich führt die Aggregation der modellierten Leistung aller Sektoren zu einer jährlichen Gesamtleistung von PtG in Deutschland, wie in Gleichung (8) dargestellt.

$$E_j = \sum_{s=1}^4 E_{s,j} \quad (8)$$

- E_j = Gesamte modellierte kumulierte Leistung im Jahr j
 $E_{s,j}$ = Modellierte kumulierte Leistung im Sektor s im Jahr j

12.4.1.1 Diffusionsdeterminanten Wirtschaftlichkeit und politischer Rahmen

Die empirische Untersuchung hat gezeigt, dass die professionellen Investitionsentscheidungen in PtG-Technologien in Deutschland hauptsächlich durch die Erwartungen an die finanzielle Rendite sowie durch die politischen Rahmenbedingungen beeinflusst wird (siehe Abschnitt 11.4). Daher werden die zwei Determinanten Wirtschaftlichkeit und politische Rahmenbedingungen quantifiziert. Manche politische Maßnahmen spiegeln sich direkt in der wirtschaftlichen Determinante wider und werden daher bei der Determinante politische Rahmenbedingungen nicht betrachtet. Als politische Rahmenbedingungen wurden daher jene „nicht-wirtschaftlichen“ Maßnahmen definiert, die zwar nicht die Renditeerwartungen von Investoren beeinflussen, aber anderweitige Effekte haben, etwa Grenzwerte verändern o.ä.. Im Folgenden werden die Schritte zur Berechnung beider Determinanten erläutert. Die in Abbildung 46 und Abbildung 47 dargestellten Flussdiagramme stellen den Prozess dar. Die dafür erforderlichen Eingabedaten sind in Abschnitt 12.4.2 und 12.4.3 enthalten.

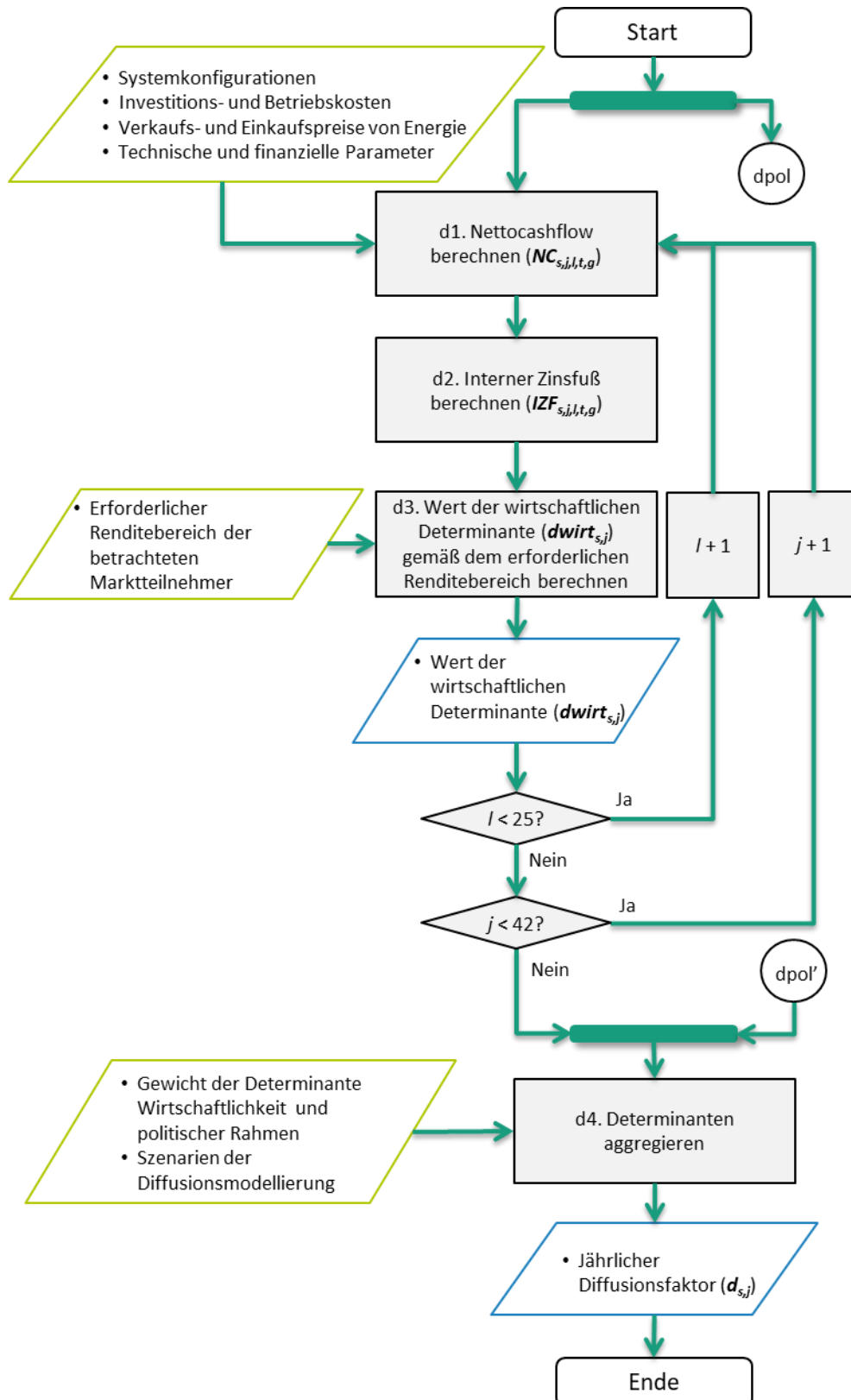


Abbildung 46: Flussdiagramm zur Berechnung der wirtschaftlichen Determinanten für jeden Sektor (s), jede Elektrolysetechnologie (t) und jede Systemgröße (g) sowie zur Aggregation mit der Determinante politische Rahmenbedingungen

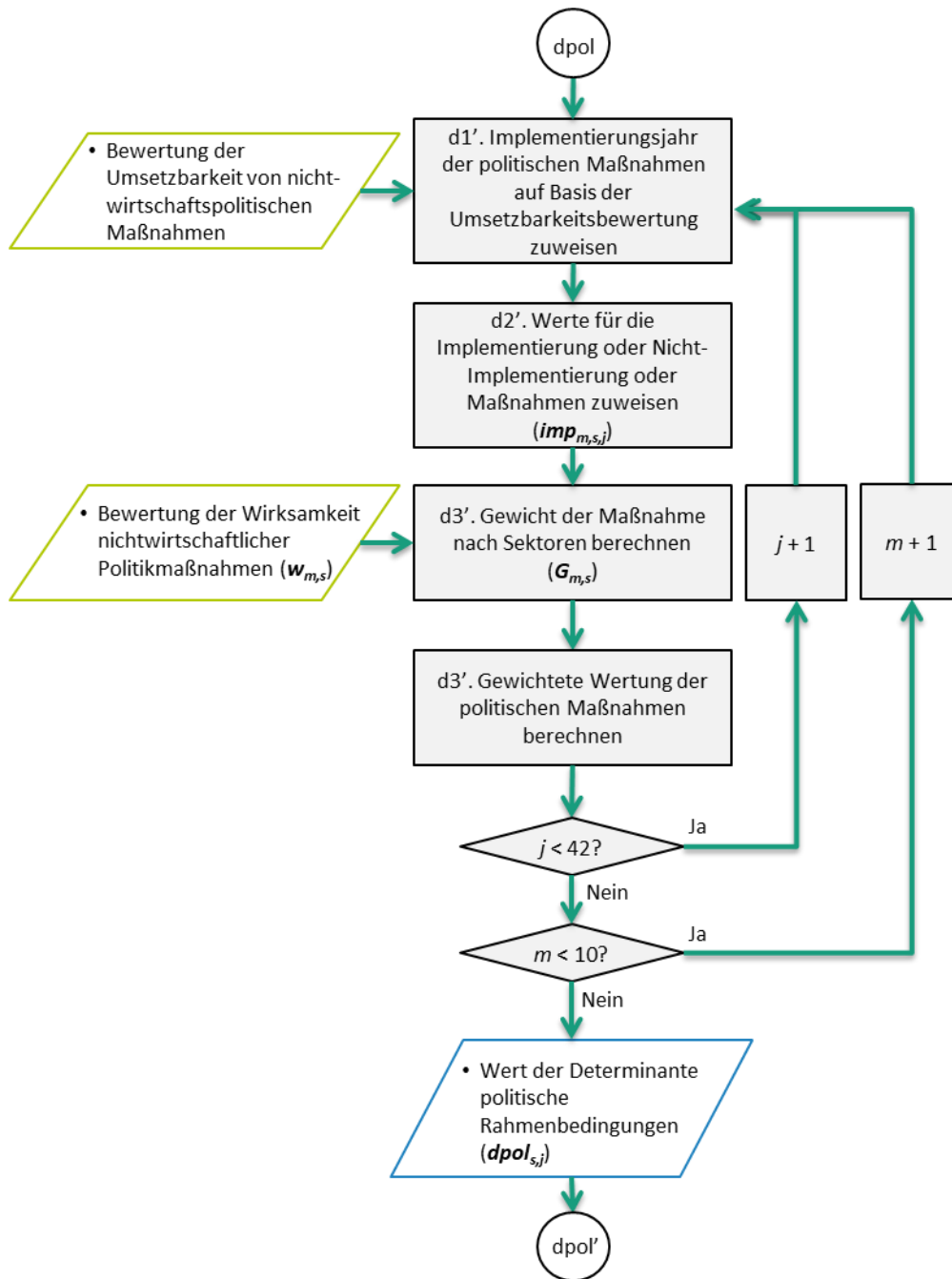


Abbildung 47: Flussdiagramm zur Berechnung der Determinante politische Rahmenbedingungen für jeden Sektor

Die **Determinante politischer Rahmen** ist auf der Grundlage des in Abschnitt 11.4.2 dargestellten Gruppendelphis aufgebaut, dessen Detailergebnisse in (Hofmaier et al., 2018) zu finden sind. Die Maßnahmen sind in Appendix 2 dargestellt.

Neben „wirtschaftlichen“ politischen Maßnahmen, die sich auf die Renditeerwartungen der Investoren auswirken, wurde auch eine Liste von 10 nicht-wirtschaftlichen politischen Maßnahmen und deren Bewertung hinsichtlich ihres Potenzials zur Förderung des zukünftigen Ausbaus von PtG-Anlagen im Rahmen des Gruppendelphis diskutiert. Konkret wurden die Wirksamkeit- und Umsetzbarkeitsbewertungen jeder Maßnahme für die Quantifizierung der Determinante verwendet (siehe Gleichung (9) und Gleichung (10)).

$$dpol_{s,j} = \sum_{m=1}^{10} imp_{m,s,j} G_{m,s} \quad (9)$$

$dpol_{s,j} \in [0,1]$ = Wert der Determinante politischer Rahmen
 $imp_{m,s,j} \in \{0,1\}$ = Implementierung der Maßnahme
 $G_{m,s} \in [0,1]$ = Gewicht der Maßnahme nach Sektoren
 m = Politische Maßnahme
 s = Sektor
 j = Jahr

Die Variable $imp_{m,s,j}$ gibt an, ob die jeweilige Maßnahme im Jahr (j) implementiert ist (1) oder nicht (0). Die Umsetzbarkeitsbewertung auf der Skala von 1 bis 10 auf Basis der Ergebnisse des Gruppendelphis wird genutzt, um den Wert von $imp_{m,s,j}$ zu bestimmen und zeitlich zuzuordnen. Der mögliche Zeitraum der Umsetzung wird in kurz- und mittelfristig eingeteilt. Es wird angenommen, dass eine Maßnahme mit Umsetzbarkeit von 7 oder höher ab dem Jahr 2022 eingeführt wird, da die Umsetzbarkeit hoch ist. Dementsprechend wird der Wert der Variablen $imp_{m,s,j}$ ab 2022 für diese spezifische Maßnahme auf 1 gesetzt. In ähnlicher Weise würde eine Maßnahme mit einer Umsetzbarkeit höher als 4 und niedriger als 7 die Diffusion von PtG mittelfristig bzw. ab 2030 fördern. Umgekehrt symbolisiert eine wahrgenommene Umsetzbarkeit unter 4 eine geringe Umsetzungswahrscheinlichkeit. Es wird dann angenommen, dass die mit einer Umsetzbarkeit unter 4 bewerteten Maßnahmen nicht innerhalb des untersuchten Zeitraums in Kraft treten ($imp_{m,s,j}$ ist immer 0). Dies gilt auch für Maßnahmen mit geringer Umsetzbarkeit und hoher Uneinigkeit in den Antworten der Befragten.

Die Wirksamkeitsbewertung von 1 bis 10 wurde als individuelles Gewicht der einzelnen Maßnahmen übersetzt, die unabhängig von der Wirkung anderer Maßnahmen bewertet wurden (absolute Bewertung). Es wird angenommen, dass die Maßnahmen in jedem Sektor ein unterschiedliches Wirkungsniveau haben, je nach der Wirksamkeit anderer Maßnahmen, die den gleichen Sektor betreffen. Daher wird Gleichung (10) verwendet, um das relative Gewicht der Maßnahme pro Sektor auf einer intuitiven Skala von 0 bis 1 abzuleiten. Das bedeutet, dass bei einer Implementierung aller angenommenen Maßnahmen pro Sektor die Determinante einen Wert von 1 annimmt.

$$G_{m,s} = \frac{w_{m,s}}{\sum_{m=1}^n w_{m,s}} \quad (10)$$

$G_{m,s}$ = Gewicht der Maßnahme nach Sektoren anhand der bewerteten Wirksamkeit
 $w_{m,s}$ = Wirksamkeit der einzelnen Maßnahme, die für den Sektor s relevant sind
 n = Anzahl der im Sektor s wirksamen Maßnahmen

Hinsichtlich der **wirtschaftlichen Determinanten** wird der berechnete interne Zinsfuß (IRR) einer Investition im Verhältnis zu den Renditeerwartungen der potenziellen Investoren gemessen. Die erforderliche finanzielle Rendite bestimmt sich durch die Ergebnisse des Gruppendelphis und liegt zwischen 5 und 30%.

Für die Berechnung des IRR wurden verschiedene Systemkonfigurationen angenommen. Eine detaillierte Darstellung ist in Abschnitt 12.4.2 gezeigt. Sie unterscheiden sich in der Systemgröße (g) und der Elektrolysetechnologie (t), die zur Herstellung von Wasserstoff aus Strom eingesetzt wird.

Der IRR ist der Zinssatz, bei dem der Nettogegenwartswert der Cashflows während der technischen Lebensdauer eines Investitionsprojekts gleich Null ist (Drury, 2006). Dies wird analytisch in Gleichung (11) formuliert. Aus rein finanzieller Sicht sollte der Inves-

tor mit dem analysierten Projekt fortfahren, wenn der IRR die Kapitalkosten oder eine bestimmte Rendite übersteigt, denn das Projekt würde sonst zu Verlusten und zur Wertvernichtung führen (Rao & Kishore, 2010).

$$KW_{s,j,t,g} = 0 = -I_{s,j,t,g} + \sum_{l=1}^{25} \frac{NC_{s,j,l,t,g}}{(1 + IZF_{s,j,l,t,g})^l} \quad (11)$$

$KW_{s,j,t,g}$	= Kapitalwert
$I_{s,j,t,g}$	= Investitionskosten
$NC_{s,j,l,t,g}$	= Nettocashflow
$IZF_{s,j,l,t,g}$	= Interner Zinsfuß
s	= Sektor
$j \in [2019, 2050]$	= Jahr der Investition
$l \in [1, 25]$	= Jahr der technischen Lebensdauer
$t \in \{1: AEL^1, 2: PEM^2\}$	= Technologie der Wasserelektrolyse
$g \in \{1, 2\}$	= Systemgröße

Ein "Cashflow" ist ein Finanzbericht, der Informationen über reale Geldzu- und -abflüsse eines Investitionsprojekts während seiner technischen Lebensdauer (i) liefert (Drury, 2006). Für jedes Investitionsjahr (h), das der jährlichen Diffusionsperiode entspricht, wird ein Cashflow erstellt und folglich der IRR berechnet. Dies wird in Gleichung (12) formuliert. Die Daten zu den Kosten sowie den technischen und finanziellen Parametern, die der Berechnung des IRR zugrunde liegen, sind in Abschnitt 12.4.3 aufgeführt und in tabellarischer Form im Anhang 0 aufgelistet.

$$NC_{s,j,l,t,g} = CI_{s,j,l,t,g} - CO_{s,j,l,t,g} \quad (12)$$

$NC_{s,j,l,t,g}$	= Nettocashflow
$CI_{s,j,l,t,g}$	= Gesamtmittelzuflüsse (auch für die Periode 0)
$CO_{s,j,l,t,g}$	= Gesamtabflüsse

Der IRR jedes Jahres wird mit der Renditeerwartung verglichen, die zwischen 0,05 und 0,30 liegt. Wenn der berechnete IRR gleich oder höher als 0,30 ist, ist die beste Ausprägung der wirtschaftlichen Determinante erreicht. Die Diffusion von PtG wird geholt und somit die maximale Punktzahl von 1 zugewiesen. Im Gegenzug würde keine Investition erfolgen, wenn die finanzielle Leistung unter der minimal erforderlichen Rendite liegt (0,05). In diesem Fall wird die Determinante mit 0 bewertet und die Wirkung neuer politischer Maßnahmen blockiert. Dennoch würde der Diffusionsfaktor den Wert der Zubauuntergrenze von 0,06 annehmen, die die historischen Treiber für die aktuelle Penetration von PtG widerspiegelt. Der diffusionsblockierende Charakter der wirtschaftlichen Faktoren wurde von den konsultierten Experten beurteilt und auch in anderen Studien berücksichtigt (Boie, 2016). Die Werte zwischen 0,05 und 0,30 werden auf einer kontinuierlichen Skala abgebildet, da ein progressives Wachstum der Diffusionsgeschwindigkeit mit Verbesserung der Wirtschaftlichkeit vorgesehen ist (siehe Gleichung (13)). Wenn die Finanzberechnungen einen IRR von mehr als 0,30 ergeben, wird davon ausgegangen, dass der IRR aufgrund des Marktwettbewerbs auf diesem Niveau stagnieren würde.

¹ Alkalische Wasserelektrolyse

² Proton Exchange Membrane Water Electrolysis

$$dwirt_{s,j} = \frac{IZF_{s,j} - UR}{OR - UR} \quad (13)$$

$dwirt_{s,j}$	= Wert der Determinante Wirtschaftlichkeit im Sektor s im Jahr j
$IZF_{s,j}$	= Interner Zinsfuß im Sektor s im Jahr j
UR	= Untere Bereichsgrenze der Renditeerwartung
OR	= Obere Bereichsgrenze der Renditeerwartung

Die arithmetische Aggregation beider Determinanten, die in Gleichung (14) dargestellt ist, führt zur Berechnung des **jährlichen Diffusionsfaktors** ($d_{s,j}$). Letzterer liegt zwischen dem Bereich 0,06 -der Zubauuntergrenze- und 1. Wie zuvor erläutert, wenn $dwirt_{s,j}$ gleich Null ist, blockiert er den Einfluß von $dpol_{s,j}$ und somit beträgt $d_{s,j}$ den Mindestwert von 0,06. Es wird angenommen, dass das Gewicht der Determinanten Wirtschaftlichkeit und politischer Rahmen bei der Diffusion von PtG 0,6 (W_{wirt}) bzw. 0,4 (W_{pol}) beträgt. Die Literatur zur Diffusion von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien zeigt eine fast gleich große Bedeutung beider Determinanten (Boie, 2016; Heuke et al., 2016; Rao & Kishore, 2010; Smolinka et al., 2018). Allerdings ist die Gewichtung der Wirtschaftlichkeit leicht höher, da sie ein entscheidender Faktor für Investitionsprojekte ist, während nichtwirtschaftliche politische Maßnahmen eher dazu beitragen, die Wirkung der Wirtschaftlichkeit zu verstärken (Rao & Kishore, 2010). Der Diffusionsfaktor wird in Gleichung (7) integriert, um schließlich die jährliche kumulierte Leistung von PtG zu berechnen.

$$d_{s,j} = \begin{cases} dwirt_{s,j} W_{wirt} + dpol_{s,j} W_{pol}, & \text{wenn } dwirt_{s,j} > 0 \\ 0,06, & \text{wenn } dwirt_{s,j} = 0 \end{cases} \quad (14)$$

$d_{s,j} \in [0,06, 1,00]^1$	= Diffusionsfaktor im Sektor s im Jahr j
$dwirt_{s,j} \in [0,1]$	= Wert der Determinante Wirtschaftlichkeit im Sektor s im Jahr j
W_{wirt}	= Gewicht der Determinante Wirtschaftlichkeit
$dpol_{s,j} \in [0,1]$	= Wert der Determinante politischer Rahmen im Sektor s im Jahr j
W_{pol}	= Gewicht der Determinante politischer Rahmen

12.4.2 Anwendungsfälle

Für die Simulation der Technologiediffusion wurden zunächst unterschiedliche Anwendungsfälle für die Endnutzungssektoren, Straßenverkehr, Industrie, Gebäudeheizung und Rückverstromung definiert, um hierfür die Wirtschaftlichkeit, ausgedrückt durch den internen Zinsfuß (IRR), zu berechnen. Die ausgewählten Anwendungsfälle konzentrieren sich auf den Wasserstoff für den direkten Gebrauch oder für die Umwandlung in Strom und Wärme. Gemäß der Voruntersuchung zum aktuellen Stand von PtG (siehe Appendix 3) entsprechen etwa drei Viertel der installierten Leistung der Produktion von Wasserstoff, und der Rest der Produktion von Methan. Außerdem wird in PtG Methan aus Wasserstoff gewonnen, daher sind die ausgewählten Anwendungsfälle repräsentativ. Im Folgenden werden die PtG-Wertschöpfungskette sowie die Systemkonfigurationen, den Anwendungsfällen, dargestellt.

¹ Obwohl sich der Diffusionsfaktor auf einer Skala von 0 bis 1 variieren kann, nimmt er den Mindestwert von 0,06 an. Dies ist die in dieser Untersuchung betrachtete Zubauuntergrenze. Dies ist auch der Fall, wenn die Wirtschaftlichkeit Null ist und jeden positiven Wert der Determinante politischen Rahmen blockiert.

Wie Abbildung 48 veranschaulicht, ist der erste Schritt der Wertschöpfungskette zur Herstellung von Wasserstoff die Strombeschaffung. Diese kann aus dem Stromnetz oder durch direkte Anbindung von Stromerzeugungsanlagen wie bspw. einer Windkraftanlage geschehen. Danach erfolgt die Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse. Hierfür werden die kommerziell verfügbaren Technologien Proton Exchange Membrane Water Electrolysis (PEM) und die Alkalische Wasserelektrolyse (AEL) berücksichtigt (Smolinka et al., 2018). Im nächsten Schritt erfolgt die Verteilung des Wasserstoffs, bei der sich die Optionen der direkten Einspeisung in das Erdgasnetz, des Transports per LKW oder des direkten Verbrauchs vor Ort ergeben.

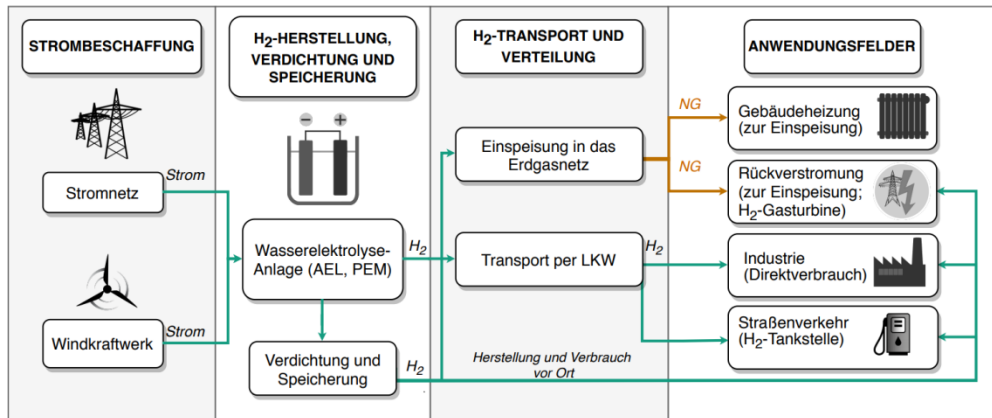


Abbildung 48: Hauptprozesse der betrachteten Anwendungsfelder der PtG-Wertschöpfungskette

Die Wasserstoffanwendung für die Gebäudeheizung und Rückverstromung wird durch die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz dargestellt (Smolinka et al., 2018). Im Gebäudebereich kann so der Gasbrennwertkessel weiter betrieben werden. Eine andere Option im Gebäudebereich ist die Nutzung stationärer Brennstoffzellen. Diese Option wird im Folgenden nicht weiter betrachtet, da es sich hierbei noch um eine Nischentechnologie handelt und ihr Einsatz noch auf Kleinstanwendungen (<200 kW) beschränkt ist (Staffell et al., 2019; Weidner et al., 2019). Außerdem können durch solche Nischentechnologien verursachte Unsicherheiten im Diffusionsprozess vermieden werden, indem die Gebäudeheizung und die Rückverstromung mit der Einspeisung in das Erdgasnetz modelliert werden. Bei der Rückverstromung trifft einen weiteren Fall auf, in dem Wasserstoff durch den Antrieb einer Gasturbine wieder in Strom umgewandelt wird (Sterchele, 2019). In der Industrie wird der Wasserstoff direkt an den Endverbraucher per LKW geliefert, während im Verkehrssektor die Endverteilung über eine Wasserstofftankstelle hinzukommt (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking [FCH 2JU], 2017; Heuke et al., 2016; Shell Detuschland Oil GmbH, 2017).

Die für jedes Anwendungsfeld untersuchten Systemgrößen und -konfigurationen wurden dem Projekt Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern (WESpe) entnommen (Wiebe et al., 2018). Tabelle 11 fasst die wichtigsten Systemkonfigurationen zusammen. Zwei Systemgrößen, ausgedrückt durch die Nennkapazität der Elektrolyseeinheit, wurden pro Anwendungsfeld berücksichtigt, um die geplante technologische Skalierung auf dem Markt widerzuspiegeln. Die betrachteten Anwendungsfälle im Straßenverkehr und in der Industrie umfassen Elektrolyseanlagen mit 3 (Verbrauch vor Ort) und 10 MW_{el} (Verteilung per LKW in einem 200-km-Radius). Ebenso werden Anlagen von 10 und 600 MW_{el} für die Gebäudeheizung und 10 und 300 MW_{el} für die Rückverstromung berücksichtigt.

Tabelle 11: Systemdimensionierung und -konfiguration der betrachteten Anwendungsfälle

Anwendungsfeld	Elektrolyse- größe	Jährliche gedeckte Nachfrage	Vollast- Stunden 2019	Vollast- Stunden 2050	Speicherung
<i>Einheit</i>	<i>MW_{el}</i>	<i>Tonne H₂/j</i>	<i>Stunde</i>	<i>Stunde</i>	<i>m³</i>
Alle Anwendungsfelder	10	1 100	6 100	5 600	1.000 (Stahltank)
Straßenverkehr und Industrie	3	340	6 100	5 600	52 (Stahltank)
Rückverstromung	300	14 300	2 600	2 400	300.000 (Salzkaverne)
Gebäudeheizung	600	67	6 300	5 800	530.000 (Salzkaverne)

Das Modell Inve2st

Darüber hinaus erfolgt die Parametrierung von Komponenten wie Kompressionseinheiten, LKW für den Straßentransport und Wasserstofftankstellen nach (Bertuccioli et al., 2014; Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017; Markus Reuß et al., 2019; Sterchele, 2019). Weitere techno-ökonomischen Eigenschaften aller Systemkomponenten sind in Appendix 4 und Appendix 5 enthalten.

12.4.3 Modellparametrierung

Dieser Abschnitt bietet einen Überblick über die wesentlichen Modelleingabedaten. Sie wurden für die Zeitspanne 2019-2050 durch eine Literaturstudie sowie Expertenbefragungen zusammengestellt. Sämtliche Geldwerte sind als Realwerte angegeben mit Bezugsjahr 2019. Für jeden wirtschaftlichen Parameter werden Bandbreiten berücksichtigt, innerhalb derer die Literaturwerte variieren, um den Unsicherheiten in diesem Bereich gerecht zu werden. Fehlende Zwischenwerte wurden mittels linearer, exponentieller oder logistischer Regression angenommen. Appendix 6 bis Appendix 12 fasst die Daten in tabellarischer Form zusammen.

12.4.3.1 Logistisches Modell

Die **Sättigungsgrenze** wurde auf Grund folgender Annahmen parametrisiert:

Der künftige Bedarf an PtG im deutschen Energiesystem wurde auf Basis des sektor-gekoppelten Energiesystemmodells REMod¹ (Sterchele, 2019) mit 200 GW_{el} installierter Leistung im Jahr 2050 angenommen. Dieses Modell berechnet hierfür kostenminimierte Transformationspfade unter Berücksichtigung aller Sektoren sowie eines vorgegebenen CO₂-Minderungsziels. Es wurde ein Szenario gewählt, das ein 95 % THG-Reduktionsziel gegenüber 1990 darstellt und weder DSM² noch Wasserstoffimporte berücksichtigt³. Daher sind die 200 GW_{el} als hohe Sättigungsgrenze einzustufen. Die Aufteilung der Elektrolysekapazitäten nach Sektoren ist in Tabelle 12 zu finden, und wird als sektorspezifische Ausbaugrenze angenommen. Diese Aufteilung der Elektrolyseleistung entspricht dem aus dem Energiesystemmodell resultierenden Anteil des Verbrauchs pro Sektor.

¹ Regenerative Energien Modell – Deutschland

² Demand-Side Management

³ Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien die die Rolle des Wasserstoffs in einem zukünftigen Energiesystem untersuchen. Dementsprechend können unterschiedliche Annahmen für die Sättigungsgrenze getroffen werden

Tabelle 12: Wasserstoffverbrauch pro Endnutzungssektor im Jahr 2050 und der entsprechende Leistungsbedarf (Sterchele, 2019)

Das Modell Inve2st

	Bedarf	Anteil des Verbrauchs	Elektrolyseleistung
Einheit	TWh	%	MW _{el}
Verkehr	111	44	88
Industrie	63	25	50
Gebäudeheizung	56	22	44
Rückverstromung	22	9	18

Ein weiterer Modellparameter sind die **historischen Daten der installierten PtG-Leistung** bzw. Elektrolyseleistung in Deutschland (Deutsche Energieagentur [DENA], 2019). Sie sind in Tabelle 13 zusammengestellt.

Tabelle 13: Installierte Elektrolyseleistung von 2009 bis 2018 in Deutschland

	Elektrolyseleistung
Einheit	MW _{el}
2009	0,03
2010	0,03
2011	0,33
2012	1,50
2013	9,72
2014	11,29
2015	16,55
2016	16,43
2017	27,21
2018	28,41

12.4.3.2 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die wichtigsten technisch-ökonomischen Daten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind die Investitions- und Betriebskosten, die Stromkosten und die Erträge aus dem Wasserstoff- oder Stromverkauf.

Die Einschätzungen zu den zukünftigen **Investitionskosten** der Wasserelektrolyse nach Systemgröße und Produktionstechnologie folgen den Quellen (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017; Smolinka et al., 2018; Wiebe et al., 2018). In 2019 variieren die Investitionskosten zwischen 500 und 1.000 €/MW_{el} für AEL und zwischen 1.000 und 1.500 €/MW_{el} für PEM. Bis 2050 werden sie je nach Größe auf 400 bis 700 €/MW_{el} für beide Technologien sinken (siehe Abbildung 49).

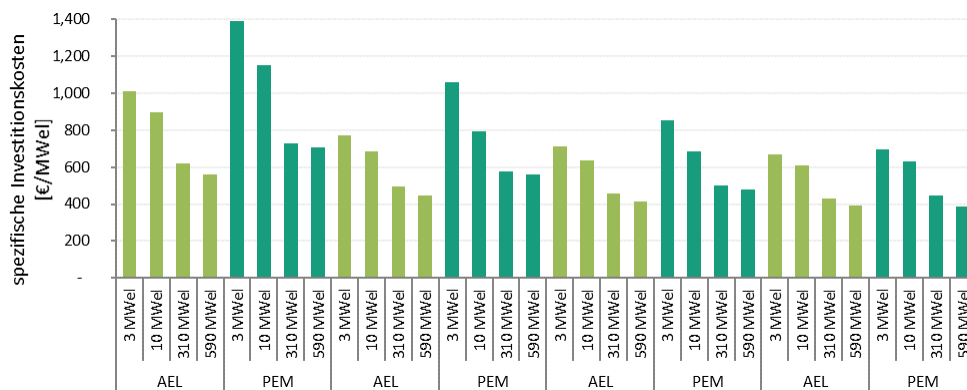


Abbildung 49: Spezifische Investitionskosten der Wasserelektrolyse für AEL und PEM nach Leistungsklasse

Da Wasserelektrolyse ein stromintensiver Prozess ist, verursacht der Strombezug den Hauptteil der Betriebsausgaben (Smolinka et al., 2018). Die **Strombezugskosten** werden durch den Strompreis, der angenommenen Quelle (Stromnetz und direkte Anbindung an Windpark) und der bezogenen Strommenge bestimmt. Aufgrund der Volllaststunden von Windstrom wurde angenommen, dass neben dem Eigenverbrauch zusätzlicher Strom aus dem Netz bezogen wird¹. Folglich entstehen die Stromkosten durch die verbrauchten Mengen aus den einzelnen Quellen und den jeweiligen Strompreisen. Es wird von konstanten jährlichen Strompreisen ausgegangen.

Hinsichtlich der Beschaffung von Strom aus dem Netz kann eine Elektrolyseanlage dem vollen Stromtarif unterliegen, der alle gesetzlichen Zuschläge für Industriekunden enthält. Es gibt jedoch einige Preissenkungsregelungen, die für ähnliche Energieumwandlungsprozesse oder Anwendungen konzipiert wurden und die potenziell auch für PtG-Anlagen gelten könnten. Die Berechtigung zur Ermäßigung wäre möglich, wenn die PtG-Anlage als Teil eines energieintensiven Unternehmens (EIU) oder als Energiespeicher für den alleinigen Zweck der Rückverstromung anerkannt würden (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [BDEW], 2015, 2019b; Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; EnWG, 2019; Haller et al., 2015; KAV, 1992; KWKG, 2019/§ 27 KWKG; Netztransparenz, 2019; StromNEV, 2005; StromStG.; AbLaV, 2019).

Ab einem Stromverbrauch von 1 GWh müssen EIU nur noch 15% der gesamten EEG-, KWK- und Offshore-Umlagen zahlen und können wettbewerbsfähige Netzentgelte aushandeln (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [BAFA], 2019; Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; Grave et al.). Die „Herstellung von Industriegasen“ ist in der Anlage 4 des EEG 2017 als energieintensiv eingeordnet und die Stromkostenintensität von PtG-Anlagen liegt nach der in dieser Untersuchung durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung deutlich über der geforderten. Im Prinzip könnten PtG-Anlagen für die der EIU gewährten Preisnachlässe in Frage kommen².

Darüber hinaus können Anlagen zur Speicherung von Strom von der EEG-, KWK- und Offshore-Umlage sowie von den Netzentgelten befreit werden, sofern der gespeicherte Energieträger ausschließlich aus regenerativem Strom stammt und vollständig in Strom rückverwandelt wird. Dies ist im EnWG und im EEG 2017 festgeschrieben und war ursprünglich für Pumpspeicher vorgesehen (Kreeft, 2018). Eine Senkung der Letztverbrauchsabgabe ist eine politische Maßnahme, die in dem Gruppendelphi mit hoher Wirksamkeit bewertet wurde Appendix 2 und daher in der finanziellen Bewertung berücksichtigt wird.

Die Projektionen der verwendeten Stromtarife wurden nach einem Bottom-up-Ansatz erstellt, bei dem die entsprechenden gesetzlichen Zuschläge auf den Großhandelspreis für Strom aufgeschlagen wurden. Der Großhandelspreis wurde einer Simulation der Universität Duisburg-Essen für das Fraunhofer ISE entnommen (Böcker & Weber, 2017). Bezüglich des Selbstverbrauchspreises stammen die Annahmen zur Kostenentwicklung der Stromgestehungskosten aus (Kost et al.).

¹ Gemäß Philip Sterchele (2019) wurden 3 000 Vollstudien für Windkraftanlagen angenommen. Die erforderlichen Betriebsstunden des Elektrolyseurs werden nur bei Rückverstromung von einer Windkraftanlage abgedeckt (siehe Tabelle 2).

² Auf Basis der Finanzsimulation, in der die Erlöse ausschließlich aus dem Verkauf von Wasserstoff bzw. Strom stammen, liegt die Stromkostenintensität über dem im EEG geforderten Wert. Bei Unternehmen, die über zusätzliche Einnahmequellen verfügen, ist dies möglicherweise nicht der Fall.

Zusammenfassend sind die in das Modell eingegebenen Strompreise der Vollpreis (VP), der Preis für energieintensive Unternehmen (EIU), der Preis für die Rückverstromung (RV) und der Preis für den Eigenverbrauch (EV) oder für den Teileigenverbrauch und den Teilabzug aus dem Netz zum vollen Stromtarif (EV-VP). Die zeitliche Entwicklung dieser Preise ist in Abbildung 50 zu finden. Ebenfalls enthält Tabelle 14 die Zuordnung der einzelnen Strompreise zu den Anwendungsfällen. Die Daten zur Herleitung der Strombezugskosten finden sich in Appendix 13 bis Appendix 15.

Das Modell Inve2st

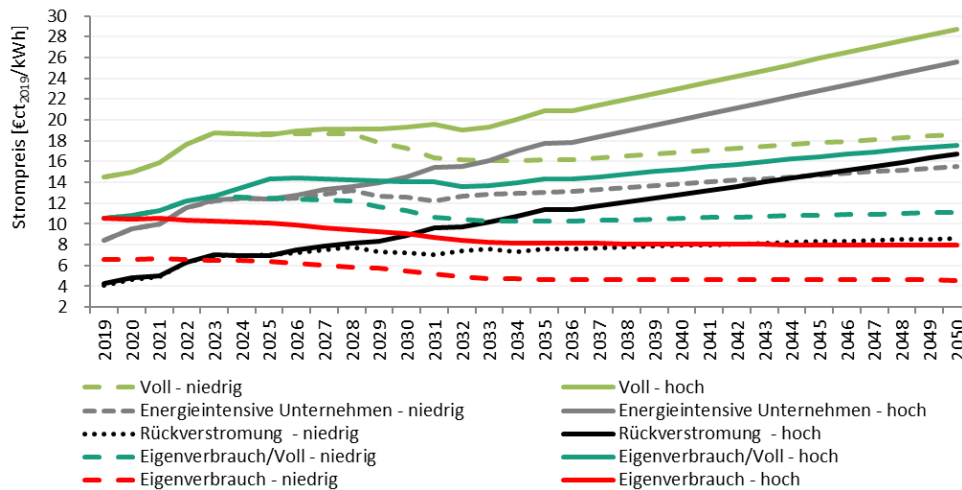


Abbildung 50: Stromeinkaufspreis exklusive Mehrwertsteuer und Stromsteuer

Die Erträge eines Elektrolyseurs werden auf Basis der jährlichen Wasserstoffproduktionsmengen einer Elektrolyseeinheit bzw. der Stromproduktionsmengen im Falle der Rückverstromung sowie der **Verkaufspreise** dieser Energieträger berechnet. Der durch Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff ist ein Ersatz anderer Energieträger. Die Wettbewerbsfähigkeit seines Verkaufspreises ist wichtig, um Endverbraucher auf den bereits etablierten Märkten zu gewinnen. Darum wird angenommen, dass der Wasserstoff in jedem Studienfall zum Preisniveau des konkurrierenden Energieträgers verkauft wird.

Die politische Maßnahme bezüglich der Besteuerung der CO₂-Emissionen wurde im Gruppendelphi als wirksam bewertet, insofern das Preisniveau auf einem adäquaten Niveau bleibt. Daher wurde die Preisentwicklung der konkurrierenden Energieträger durch die CO₂-Kosten entsprechend der Emissionszertifikate im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) und der CO₂-Bepreisung außerhalb des EU ETS¹ belastet. Der untere Kostenbereich der CO₂-Kosten folgt der Annahme einer Stagnation auf etwa dem Kostenniveau der ETS-Zertifikate von 25 €/t-CO₂ in 2019 und steigt bis zu 35 €/t-CO₂ 2050 an. Die vom Umweltbundesamt (UBA) empfohlenen CO₂-Kosten, die die Internalisierung aller verursachten ökologischen und sozialen Schäden widerspiegeln, grenzen den oberen Kostenbereich ab. Im Jahr 2050 ist die Preisannahme hierfür 240 €/t-CO₂ (Umweltbundesamt [UBA], 2019).

¹ Zusätzlich zu den CO₂-Preisen für die ETS-Sektoren wurden in der Fassung vom Oktober 2019 des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung Festpreise für die Nicht-ETS-Sektoren, nämlich Heizung und Verkehr, als Maßnahme zur Erreichung der Klimaziele von 2030 festgelegt. Der CO₂-Festpreis beträgt 10 €/t-CO₂ im Jahr 2019 und 35 bis 2025. Danach werden die CO₂-Zertifikate innerhalb eines Korridors von mindestens 35 €/t-CO₂ und maximal 60 €/t-CO₂ gehandelt (Bundesministerium der Finanzen (2019)).

Im **Verkehrssektor** konkurriert der Wasserstoff hauptsächlich mit Benzin und Diesel. Heute wird Wasserstoff an Tankstellen mit 8 €/kg-H₂¹ verkauft. Dieser Preis ist vergleichbar mit einer Umrechnung des heutigen Benzinpreises in einen äquivalenten Wasserstoffpreis (Kolb & Siegemund, 2017). Dies basiert auf einer Prognose des Benzinpreises, die für 2019 und 2050 bei 1.20 €/Liter und 1.40 €/Liter liegt (ADAC; Schlesinger et al., 2014). Die Umrechnung orientiert sich ebenfalls am Kraftstoffverbrauch von PKW mit Verbrennungsmotor in Bezug auf den Verbrauch von Wasserstoff-Elektrofahrzeugen. Zwischen 2019 und 2050 wird angenommen, dass der Verbrauch von konventionellen Benzinfahrzeugen von 7,10 Liter/100km auf 5,70 Liter/100km abnimmt. Bei Wasserstoff-Elektrofahrzeugen ist in der gleichen Periode eine Verbesserung des Verbrauchs von 1 Liter/100km bis 0.86 Liter/100km betrachtet (Siegemund et al., 2017; Wietschel, 2019). Der daraus resultierende Wasserstoffpreis beginnt im Jahr 2019 bei 8,0 €/kg-H₂ und liegt in 2050 in einer Bandbreite zwischen 9,5 €/kg-H₂ und 12,6 €/kg-H₂.

In der **Industrie** wird der Verkaufspreis von Wasserstoff, der mittels Dampfreformierung von Erdgas hergestellt wird, als Benchmark verwendet. Er beträgt 3,7 €/kg-H₂ im Jahr 2019. In 2050 liegt er zwischen 6,7 €/kg-H₂ und 8,5 €/kg-H₂ (Wiebe et al., 2018). Der Preis für Erdgas lehnt sich an die von der Weltbank veröffentlichten jährlichen Rohstoffprognose an (World Bank, 2019). In 2019 beträgt er 2,5 €/ct/kWh. Im Jahr 2050 liegt er zwischen 2,8 €/ct/kWh und 9,0 €/ct/kWh.

Bei der **Gebäudeheizung** und **Rückverstromung** wird das Preisniveau von Erdgas als Benchmark angenommen. Alternativ könnte der erhöhte Tarif, der derzeit für Biometan gezahlt wird, ein akzeptabler Preis für den Kunden sein. Dieser beträgt heute etwa 10 €/ct/kWh (3,30 €/kg-H₂), mehr als das Dreifache des Erdgaspreises, und dürfte bis 2050 auf 7 €/ct/kWh (2,30 €/kg-H₂) sinken. Allerdings ist der Kundenstamm, der derzeit zu diesem Tarif einkauft, sehr begrenzt (Heuke et al., 2016). Erdgas ist der Hauptkonkurrent von Wasserstoff, wenn es um die Einspeisung in das Erdgasnetz in großem Umfang geht, und wird daher in dieser Untersuchung als Hauptkonkurrent eingesetzt.

Für den Anwendungsfall der Nutzung der Gasturbine zur **Rückverstromung** wird davon ausgegangen, dass der Strom zur Regelenenergiebereitstellung genutzt wird und auf dem Regelenenergiemarkt verkauft wird. Konkret wird der aus (Böcker & Weber, 2017) herangezogene Großhandelspreis verdoppelt. Diese Vereinfachung bezieht sich auf die Datensätze der Bundesnetzagentur für den Zeitraum 2011-2017, aus denen hervorgeht, dass der jährliche Durchschnittsstrompreis für positive Ausgleichsleistungen doppelt so hoch ist wie der jährliche durchschnittliche Großhandelsbasispreis (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019).

Im Folgenden sind die Annahmen über den Verkaufspreis des bereitgestellten Energieträgers (Wasserstoff oder Elektrizität) und den Einkaufspreis von Elektrizität zusammengefasst (Tabelle 14). Die spezifischen Jahreswerte der Unter- und Obergrenzen finden sich in Appendix 16 bis Appendix 19.

¹ Exklusive Mehrwertsteuer (19%)

Tabelle 14: Hauptannahmen zum Verkaufs- und Kaufpreis für die Berechnung des IRR

Das Modell Inve2st

	Verkehr	Industrie	Gebäude- heizung	Rück- verstromung
Strom-einkaufspreis	VP, EIU, EV-VP	VP, EIU, EV-VP	VP, EIU, EV-VP	VP, EIU, EV-VP, EV, RV
Bereitgestellter Energieträger	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff	Wasserstoff Strom
Verkaufspreis	Äquivalent zum Benzinpreis zur Nutzung durch PKW	Preis von Wasserstoff aus Dampf-reformierung	Äquivalent zum Groß-handelspreis Erdgas	Äquivalent zum Strompreis am Regelenergie-markt
CO₂-Preis	Unterer Bereich 2019-2050: 25-35 €/ton-CO ₂ Oberer Bereich 2019-2050: 25-240 €/ton-CO ₂			

Die **Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung** je Sektor werden anhand der Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) vorgestellt und analysiert. Beide Indikatoren sind in Bandbreiten angegeben, die die möglichen zukünftigen Entwicklungen der Kosten und Preise widerspiegeln sollen. Es wird davon ausgegangen, dass die Investition zu 25 % aus Eigenkapital und 75 % aus Fremdkapital getätigt wird. Der Kreditzinssatz beträgt 4,90 % (real).

Im **Verkehrssektor** wurden zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit die Strompreisniveaus VP, EIU und EV- und ein Verkaufspreis äquivalent zu benzinbetriebenem PKW und VP verwendet (Tabelle 14: Hauptannahmen zum Verkaufs- und Kaufpreis für die Berechnung des IRR Tabelle 14). Bei einem vollen Industrietarif ist die Investition nicht wirtschaftlich abbildbar. Nur bei den Strompreisen für energieintensive Unternehmen und dem Teileigenverbrauch ergeben sich positive interne Zinsfüße.

Der IRR ist der Zinssatz, bei dem der Nettogegenwartswert der Geldeingänge den Geldausgängen gleichkommt (Drury, 2006). Daher ist es sinnvoll, das Zusammenspiel von Kosten und Erlösen erst zu untersuchen. Abbildung 51 zeigt demnach die durchschnittlichen LCOH je Anlagengröße (10 MW_{el} und 3 MW_{el}), aufgeteilt in Investitions- und Betriebskosten sowie in den Strombezugskosten VP, EIU und EV-VP. Zur Berechnung der LCOH für die Investitionsjahre 2019 und 2050 wird ein Diskontsatz von 7 % verwendet. Anders als in der IRR-Berechnung wird hier die finanzielle Belastung aus der Kreditrückzahlung nicht berücksichtigt, um das Kostenverhalten des reinen PtG-Betriebs zu verstehen.

Die Kostenstruktur des LCOH verdeutlicht den hohen Anteil der Strombezugskosten auf den IRR. Im Jahr 2019 machen die Stromkosten für den Fall des normalen Industriestromtarifs 70 %, bei einem energieintensiven Unternehmen 63 % und im Fall der direkten Kopplung mit einer Windkraftanlage und zusätzlichem Netzbezug 62 % der Wasserstoffgestehungskosten aus. Der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten steigt bis 2050 jeweils auf 82 %, 80 % und 72 %. Die Erhöhung dieses Anteils ergibt sich zum Teil aus der angenommenen Kostendegression der Investitions- und Betriebskosten, die zwischen 2019 und 2050 von etwa 4 €/kg-H₂ auf 2,80 €/kg-H₂ sinken. Dabei stellen die Elektrolyseeinheit und die Wasserstofftankstelle den größten Bereich der spezifischen Ausrüstungsinvestitionskosten dar. Es ist außerdem deutlich, wie der Preis für die EIU im Jahr 2050 im Vergleich zu 2019 an Wettbewerbsfähigkeit verliert. Die Befreiung von 85 % der EEG-Umlage stellt für die EIU schrittweise einen geringeren

Vorteil dar, da davon ausgegangen wird, dass dieser Zuschlag im Laufe der Zeit abnimmt¹. Dadurch annähert sich der Preis für die EIU dem vollen Industrietarif.

Das Modell Inve2st

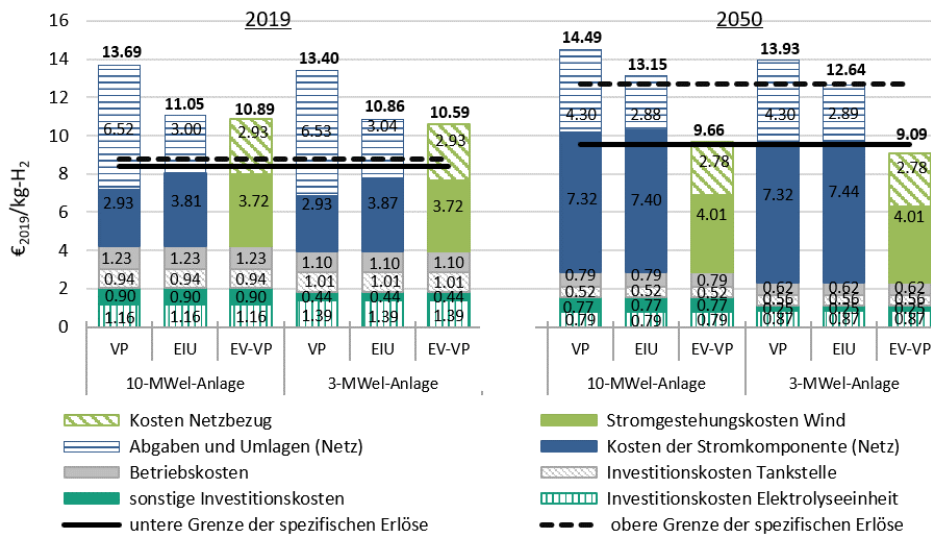


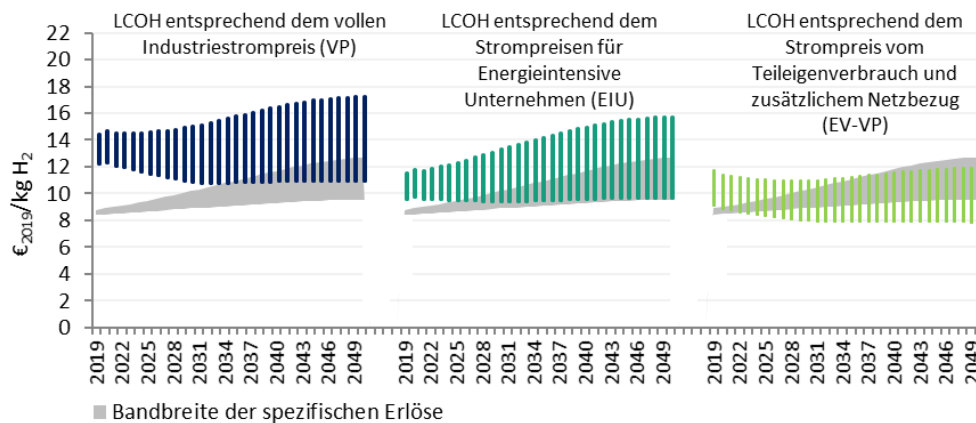
Abbildung 51: LCOH im Verkehrssektor je Investitionsjahr (2019 -2050) und je Anlagen-größe bei einem WACC von 7% und einem Fremdkapitalanteil von 75%²

Abbildung 51 zeigt ebenfalls, dass die Kosten der größeren Anlage um 0,20 €/kg-H₂ im Jahr 2019 und um fast 0,60 €/kg-H₂ in 2050 über den Kosten der kleineren Anlage liegen. Obwohl die spezifischen Investitionskosten für den 10-MW_{el}-Standort geringer sind, wird dies durch die "sonstigen Investitionskosten" ausgeglichen, die hauptsächlich die Kosten für die Wasserstoffverteilung per LKW und eine größere Speichereinheit zur Abdeckung der LKW-Ladezeiten und der Ladefrequenz umfassen. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass die mit horizontalen Linien dargestellten Erlöse bei einer Rendite von 7 % die Kosten im Jahr 2019 nicht decken. In 2050 liegen die Erlöse bei den angenommenen Stromkosten gemäß dem Preisen für EIC und dem EV-VP über den durchschnittlichen Wasserstoffgestehungskosten.

Da für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit eine Bandbreite von ökonomischen Faktoren angenommen wurde, ist eine Analyse der Entwicklung von Kosten und Erlösen wichtig. Abbildung 52 veranschaulicht solche Entwicklung für die Durchschnittswerte aller Anlagengrößen und Elektrolysetechnologien. Hierbei beträgt die Diskontierungsrate ebenfalls 7 %, aber die Verschuldung ist eingeschlossen.

¹ Es wird angenommen, dass die EEG-Umlage bis 2035 auf 2,98 €/kWh sinkt und stagniert (Haller et al. (2015)).

² Die Preis- und Kostenbereiche sowie die der Elektrolysetechnologie entsprechenden Werte werden durchschnittlich ermittelt.



Das Modell Inve2st

Abbildung 52: LCOH und spezifische Erlöse im Verkehrssektor je Investitionsjahr (2019-2050) bei einem WACC von 7 % und einem Fremdkapitalanteil von 75 %

Für die Berechnung des internen Zinsfußes wurde folgende Annahme getroffen:

Es wurde jeweils die obere und untere Grenze der Bandbreite berechnet. Hierfür wurden aufgrund der Korrelation der CO₂-Kosten zwischen dem Verkaufspreisniveau und den Strombeschaffungspreisen die hohen Erlöse den hohen Kosten gegenübergestellt und andersherum. Dementsprechend wird der IRR höher als 7 % (der gewählte WACC), wenn die Erlöse die entsprechende Kostengrenze überschreiten.

Der LCOH wird durch Verbesserungen bei den Investitionsausgaben aufgrund von Skaleneffekten und Lernkurveneffekten begünstigt (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017; Smolinka et al., 2018; Wiebe et al., 2018). Die zunehmende Entwicklung des vollen Stromtarifs und des Strompreises für EIU scheint jedoch dieser Kostenverbesserung auszugleichen und zu überwinden, so dass das LCOH eine steigende Tendenz aufweist. Dies ist wenig ausgeprägt an der unteren Grenze und viel markanter an der oberen Grenze. Der LCOH bezogen auf den vollen Stromtarif bleibt über den angenommenen Erlösen, während die untere Grenze des durchschnittlichen LCOH, die dem Strompreis für EIU entspricht, gegen 2050 fast genauso hoch sind wie die Erlöse.

Die Kostendegressionen des LCOH entsprechend dem Strompreis vom Teileigenverbrauch und zusätzlichem Netzbezug sind hauptsächlich auf die Investitionskosten senkungen bei der Windenergie zurückzuführen. Dies wirkt teilweise dem Anstieg der Netzstrompreise entgegen, der in der oberen Grenze stärker ausgeprägt ist. Im Gegensatz zum auf den anderen Strompreisen basierenden LCOH treffen hier sowohl die Unter- als auch die Obergrenze der Erlöse und Kosten aufeinander, wenngleich dies auf der unteren Wertebene früher geschieht. Hierbei wachsen die Erlöse schneller als die Kosten. Der einzige Unterschied in der Erlösspannbreite sind die CO₂-Kosten, die für das obere Niveau bis 2050 auf 240 €/t-CO₂ ansteigen. Ein Teil dieser Belastung wird jedoch durch die auf die fossilen Brennstoffe im Strommix entfallenden CO₂-Kosten kompensiert. Zusätzlich ist die Preisdynamik im Verkehrssektor aufgrund der Effizienzentwicklung der Antriebsstränge mit großer Unsicherheit behaftet.

Die Entwicklung des IRR nach den jeweiligen Strompreisen sind in Abbildung 53 und Abbildung 54 dargestellt. Dort ist der Bereich der erforderlichen Rendite des Investors auf Basis der Delphiergebnisse (5 % bis 30 %) mit horizontalen Linien markiert. Außerdem lassen sich vier Anwendungsfälle unterscheiden, die sich aus einer Kombination von zwei Elektrolysetechnologien (AEL und PEM) und zwei Systemgrößen ableiten, eine 3-MW_{el}-Elektrolyseeinheit am Verbrauchspunkt und einen dezentralen 10-MW_{el}-Standort, bei dem davon ausgegangen wird, dass der Wasserstoff zur Tankinfrastruktur mittels Trailern abtransportiert wird.

Der dem EIU-Tarif zugehörige IRR (Abbildung 53) ist bei der 3-MW_{el}-Anlage deutlich höher als bei der 10-MW_{el}-Anlage. Konkret überschreitet ab 2035 der IRR der kleineren Anlage die 5%-Schwelle und erreicht bis 2050 8%. Bei der 10 MW Anlage kommt der IRR fast auf 2%. Im Durchschnitt aller Anlagengrößen und Elektrolysetechnologien wird bis zum Ende des Untersuchungszeitraums ein IRR von etwa 5% erreicht, was dem Aufeinandertreffen der spezifischen Erlöse und des LCOH an der unteren Grenze in Abbildung 52 entspricht. Im Gegensatz dazu liefert der mit dem vollen Strompreis berechnete IRR für keinen der Studienfälle positive Ergebnisse.

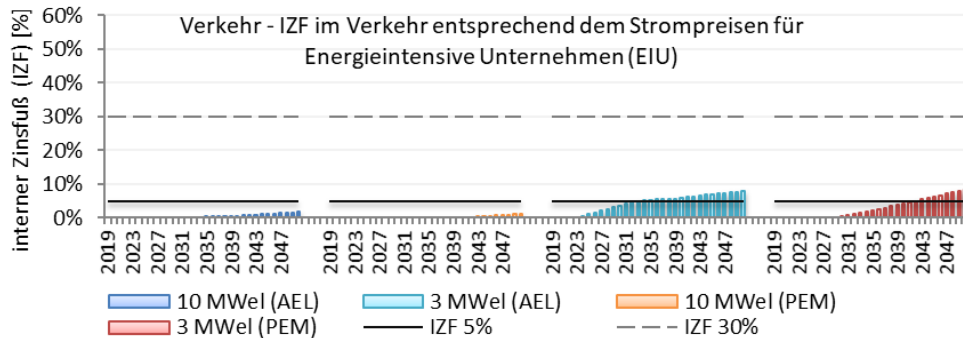


Abbildung 53: Berechnete jährliche IRR-Bandbreite im Verkehrssektor unter Betrachtung des Strompreises für energieintensive Unternehmen nach Anlagengröße und Elektrolyse-Technologie

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen unter Berücksichtigung von Anlageneigenverbrauch plus Stromnetzbezug (Abbildung 54) variiert im Investitionsjahr 2019 zwischen negativen Werten (für die 10-MW_{el}-Anlage) und 5 % (für die 3-MW_{el}-Anlage). In 2050 liegt der IRR zwischen 15 % und 50 %. Die geforderte Rendite von 30% wird zuerst von dem 3-MW_{el}-Standort im Jahr 2032 erreicht. Im Gegensatz dazu berührt der IRR bei den größeren Standorten die 30 %-Schwelle bis zum Ende des Untersuchungszeitraums knapp. Anzumerken ist hier, dass Renditen in Höhe von 50 % unrealistisch sind, da aufgrund des Wettbewerbs eine Anpassung des Verkaufspreises zu erwarten wäre. Deshalb wird für die Berechnung des Wertes der Determinante Wirtschaftlichkeit eine Obergrenze von 30 % zugelassen, was der maximalen angenommenen Investorenerwartung entspricht.

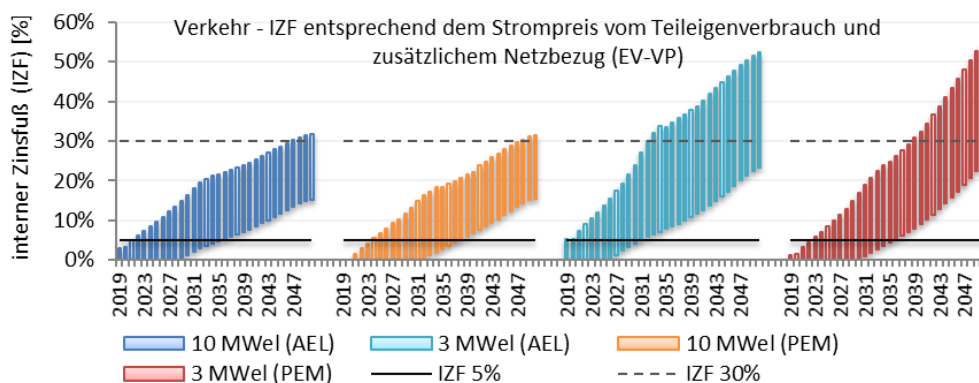


Abbildung 54: Berechnete IRR-Bandbreite im Verkehrssektor unter Betrachtung des Strompreises EV-VP nach Anlagengröße und Elektrolyse-Technologie

Der Wirtschaftlichkeitsunterschied zwischen den Elektrolyse-Technologien ist fast vernachlässigbar, während Abbildung 54 deutlich zeigt, dass der IRR der 3MW_{el}-Anlage etwa 20 % über der 10 MW_{el}-Anlage liegt. Dies Verhalten ist auch in Abbildung 53 bzw. bei der Verwendung von Strompreisen für EIU erkennbar. Wie in Abbildung 51

gezeigt, sind die Wasserstoffproduktionskosten der 3MW_{el}-Anlage niedriger als die der 10MW_{el}-Anlage. Obwohl die spezifischen Investitionskosten des kleineren Standorts größer sind, werden sie durch die Wasserstoffverteilungskosten der größeren Anlage ausgeglichen und übertroffen.

Darüber hinaus ist die finanzielle positive Hebelwirkung ein auffälliger Treiber des steilen Wachstums der Wirtschaftlichkeit, insbesondere bei der 3 MW_{el}-Anlage. Dies ist die Verbesserung der finanziellen Leistungsfähigkeit, wenn Fremdkapital genutzt wird, anstatt ausschließlich Eigenkapitalmittel einzusetzen. Es ist der positive Effekt der Risikoerhöhung, bzw. einer festen Verpflichtung trotz der Unsicherheit zukünftiger Erlöse. Eine positive Hebelwirkung tritt nur dann auf, wenn der IRR, der sich aus den Cashflows ohne Schulden und ohne die Zahlung von Einkommenssteuern ergibt, höher ist als der Zinssatz des Darlehens (David & Terry, 2012). Falls die Investition zu 100% aus Eigenkapital getätigt wäre, dann würde das IRR insgesamt unter 30 % bleiben und die Abweichung zwischen beiden Anlagengrößen von 20 % auf etwa 7 % bis 2050 abnehmen.

Wie beim Verkehr wurden für **industrielle Anwendungen** 3-MW_{el}- und 10-MW_{el}-Anlagen in Betracht gezogen. Gemäß Tabelle 14 wird der Verkaufspreis durch den Preis des mittels Dampfreformierung erzeugten Wasserstoffs bestimmt. Die Berechnung des IRR umfasst ebenfalls die Strombezugskosten VP, EIU und EV-VP. Ein positiver IRR wird ausschließlich durch den Einsatz des EV-VP erreicht (Abbildung 55), für den vollen Stromtarif oder den Stromtarif für energieintensive Unternehmen waren die betrachteten Fälle unwirtschaftlich.

Auch für die untere Grenze ist keine Wirtschaftlichkeit gegeben (negativer IRR), während die obere Grenze um 2030 positiv wird. Im Jahr 2050 könnten insbesondere mit kleinen Anlagen eine hohe Wirtschaftlichkeit erreicht werden (etwa 35 % bei der 3 MW_{el}-Anlage und fast 20 % bei der 10 MW_{el}-Anlagen). Hinsichtlich der geforderten Renditequote werden die Schwellenwerte von 5 % und 30 % im besten Fall ab 2033 bzw. 2049 überschritten. Wie beim Verkehr werden die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit zwischen den Systemgrößen durch höhere Vertriebskosten verursacht, die dem größeren dezentralen Standort zugerechnet werden.

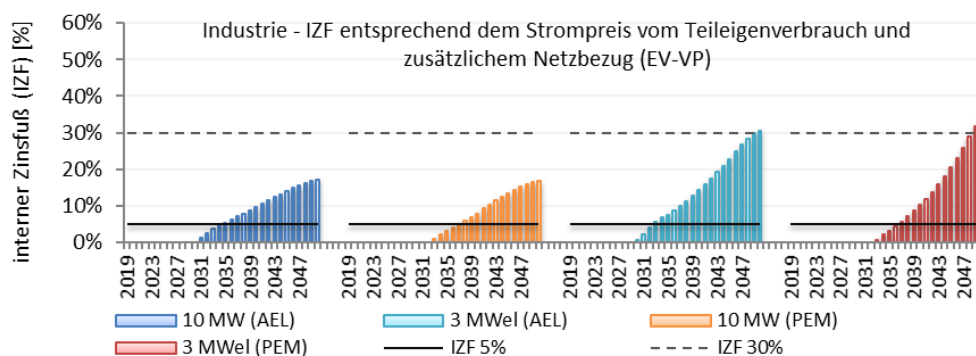


Abbildung 55: Berechnete IRR-Bandbreite in der Industrie unter Betrachtung des Strompreises EV-VP nach Anlagengröße und Elektrolyse-Technologie

Die durchschnittlichen LCOH¹ mit dem Strombezugstarif EV-VP betragen 8,90 €/kg-H₂ in 2019 und 8,50 €/kg-H₂ im Jahr 2050, während beim Verkehr die Werte zwischen 9

¹ Unter Berücksichtigung eines Diskontierungssatzes von 7 %

€/kg-H₂ und 11 €/kg-H₂ für die gleichen Zeiträume liegen. Der Unterschied ist hauptsächlich auf das Fehlen der Tankstelle zurückzuführen. Trotz der höheren LCOH ist ein höherer IRR im Verkehrssektor ausgestellt. Dies wird stark durch den Verkaufspreis beeinflusst. Laut Literaturwerten beträgt der Wasserstoffpreis in der Industrie 3,70 €/kg-H₂ in 2019 und 6,70-8,50 €/kg-H₂ in 2050 (gegenüber 8 €/kg-H₂ in 2019 und 9,50-12,60 €/kg-H₂ in 2050 im Verkehr). Auch wenn die Preisentwicklung unsicher ist, ist heute der Preis an einer Tankstelle mehr als doppelt so hoch wie der Marktpreis für Wasserstoff in der Industrie (8 €/kg-H₂ gegenüber 3,70 €/kg-H₂).

Die Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz stellt die Anwendungen der **Gebäudeheizung** und der **Rückverstromung** dar. In diesem Fall steht der Wasserstoff in direkter Konkurrenz zum gasförmigen fossilen Brennstoff. Daneben werden die Systemgrößen 10-MW_{el} und 600-MW_{el} sowie die Strompreise VP, EIU und EV-VP berechnet. Der IRR in diesen Anwendungsfällen bleibt entweder negativ oder unter 5 %. Abbildung 56 zeigt hierüber die Abweichung zwischen den durchschnittlichen LCOH zum EV-VP und den prognostizierten Erlösen, die sich unterhalb der Kosten entwickeln. Die Verwendung der Stromtarife VP und EIC würde diese Abweichung eindeutig vergrößern.

Besonders auffällig ist, dass die Bandbreite der LCOH für die Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz schmäler als bei den anderen beiden Anwendungsfällen ist (siehe die linke Grafik von Abbildung 56). Dies ist auf die niedrigen Strom- und Investitionskosten für die 600-MW_{el}-Anlage zurückzuführen. Die untere Grenze der LCOH entspricht der 10-MW_{el}-Anlage. Die obere Grenze der LCOH entspricht dem 600-MW_{el}-Standort, der einen jährlichen Stromverbrauch von mehr als 100 GWh hat und demzufolge der Senkung der Netzentgelte unterliegt (0,30 €/ct/kWh gegenüber 2,40 €/ct/kWh im Jahr 2019¹, siehe Anhang bis Appendix 17). Außerdem fallen bei größeren Anlagen aufgrund von Skaleneffekten deutlich geringere Investitionskosten an.

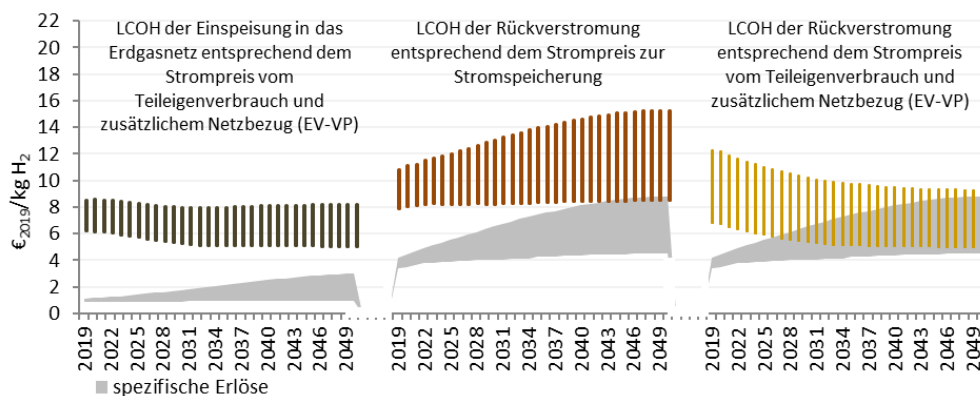


Abbildung 56: LCOH und spezifische Erlöse in den Sektoren Gebäudeheizung und Rückverstromung je Investitionsjahr (2019-2050) bei einem WACC von 7 % und einem Fremdkapitalanteil von 75 %

Bei der Rückverstromung wurde als weiterer Anwendungsfall eine 300-MW_{el}-Anlage zur Vor-Ort-Umwandlung in Strom mittels Gasturbine (direkte Nutzung von Wasserstoff und ohne Einspeisung in das Erdgasnetz) berücksichtigt. Die Berechnungen dazu zeigten keine Wirtschaftlichkeit unter den getroffenen Annahmen. Hierzu wurde der

¹ Durchschnittliche Netzentgelte der von Industriekunden mit einem Verbrauch von mehr als 100 GWh/Jahr im Zeitraum 2011-2017 bezahlt wurde (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2019); Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2019b)).

Stromverkaufspreis für positive Regelleistung verwendet, der etwa dem Doppelten des Großhandelsbasispreises entspricht (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019).

.....
Das Modell Inve2st
.....

Nach dem Kostenniveau des Eigenverbrauchs ist der Strombezugspreis für die Rückverstromung¹ der niedrigste unter den angenommenen Strompreisen (siehe Abbildung 50). Vor 2025 ist dieser Tarif günstiger als der angenommene Teileigenverbrauchstarif. Danach dürfte der Eigenverbrauch bessere finanzielle Ergebnisse bringen als der Rückverstromungstarif. Deshalb wurde ein reines Strom-Selbstverbrauchsszenario (Wind) ebenfalls betrachtet (siehe mittlere Grafik in Abbildung 56). Dies ist in Einklang mit der Dimensionierung aus (Wiebe et al., 2018), da die 300 MW_{el}-Anlage mit weniger als 3 000 VLS betrieben wird. Auch wenn der IRR ab dem Jahr 2040 positiv wird, bleibt er bis 2050 unter 3 %. Sinnvollerweise entwickeln sich die Erlöse unterhalb der LCOH, die für eine 25-jährige Projektlaufzeit nach jedem Investitionsjahr berechnet werden.

Insgesamt wird eine adäquate finanzielle Leistung im Hinblick auf die von potentiellen Investoren geforderte Renditebandbreite 5 % bis 30 % in der Verkehrs- und Industrie-sektoren nur für die Strombezugskosten Eigenverbrauch mit zusätzlichem Netzbezug gesehen. Ein verzögertes Erreichen der niedrigsten erforderlichen Renditegrenze wird bei dem EIU-Tarif im Verkehrsbereich ab dem Jahr 2035 (bei der 3-MW_{el}-Anlage) festgestellt. Es könnte gefolgert werden, dass ein reines Strom-Selbstverbrauchsszenario das attraktivste Geschäftsmodell ergeben würde. Um eine solche Prämisse zu bestätigen, wäre es jedoch erforderlich, eine finanzielle Bewertung für ein konkretes System durchzuführen. Der berechnete IRR für die Anwendungsfälle Gebäudeheizung und Rückverstromung bleibt während des gesamten Untersuchungszeitraums unter der geforderten Mindestrendite von 5 %. Da der angenommene Wasserstoff- bzw. Stromverkaufspreis wesentlich höher ist als die Herstellungskosten, ist der positive Effekt der gesetzlichen Stromeinkaufspreisbefreiungen bei der Stromspeicherung und Rückverstromung vernachlässigbar.

12.4.3.3 Berechnung der Determinanten und des Diffusionsfaktors

Für die Berechnung des jährlichen **Diffusionsfaktors**, der den modellierten PtG-Zubau bestimmt, wird die Gleichung (14) eingesetzt. Diese arithmetische Aggregation basiert auf den Werten der wirtschaftlichen und nichtwirtschaftlichen Determinanten und deren angenommenen Gewichten bzw. der Bedeutung der Determinanten bei der Diffusion von PtG (siehe Abschnitt 12.4.1.1). Im Folgenden werden die Werte der Determinanten sowie den jährlichen Wert des Diffusionsfaktors dargelegt.

Die Ableitung des **Werts der wirtschaftlichen Determinante**, der auf einer Skala von 0 bis 1 variiert, erfolgt durch den Vergleich von IRR je nach Sektoren (Verkehr, Industrie, Gebäudeheizung und Rückverstromung) mit der geforderten Rendite, die während der Gruppendelphi erhoben wurde (5 % bis 30 %). Nach der Methodik (siehe Abschnitt 12.4.1.1) entspricht der Wert der Determinante bei einem berechneten IRR von 30 % der maximalen Punktzahl von 1; andersherum wird die Determinante mit 0 bewertet, wenn die Wirtschaftlichkeit unter 5 % liegt. Dazwischen verläuft eine kontinuierliche Skala. Die jährlichen Werte der Determinante Wirtschaftlichkeit sind in Tabelle 15 dargestellt und ergeben sich aus der Anwendung der Gleichung (13) pro Sektor, wobei die angenommenen Strombeschaffungspreise differenziert wurden und nur die Bereiche aufgeführt sind, die sich wirtschaftlich abbilden lassen. Ebenso wird die De-

¹ Der Preis für die Rückverstromung bezieht sich auf den Preis zur Speicherung vom Strom aus erneuerbaren Quellen, der vollständig in Strom umgewandelt wird.

terminante als eine Bandbreite dargestellt, die sich nach dem höheren und dem niedrigeren IRR unter allen Systemgrößen und Elektrolysetechnologien pro Sektor richtet. Angezeigt werden nur die Fälle, die von Null abweichende Werte ergeben.

Das Modell Inve2st

Tabelle 15: Wert der Determinante Wirtschaftlichkeit pro Sektor, Wertbandbreite und Strompreis

Sektor→	Verkehr	Verkehr	Verkehr	Industrie
Strompreis →	EIU	EV-VP	EV-VP	EV-VP
Wertbandbreite→	obere IRR-Grenze	obere IRR-Grenze	untere IRR-Grenze	obere IRR-Grenze
2019	-	0,01	-	-
2020	-	0,02	-	-
2021	-	0,10	-	-
2022	-	0,16	-	-
2023	-	0,22	-	-
2024	-	0,28	-	-
2025	-	0,35	-	-
2026	-	0,42	-	-
2027	-	0,50	-	-
2028	-	0,57	-	-
2029	-	0,66	-	-
2030	-	0,76	-	-
2031	-	0,88	-	-
2032	-	1,00	-	-
2033	-	1,00	-	0,02
2034	0,00	1,00	-	0,07
2035	0,01	1,00	-	0,10
2036	0,02	1,00	-	0,15
2037	0,02	1,00	-	0,20
2038	0,02	1,00	0,00	0,25
2039	0,03	1,00	0,04	0,31
2040	0,03	1,00	0,07	0,37
2041	0,04	1,00	0,10	0,43
2042	0,05	1,00	0,14	0,50
2043	0,06	1,00	0,17	0,57
2044	0,07	1,00	0,21	0,64
2045	0,08	1,00	0,25	0,71
2046	0,09	1,00	0,29	0,79
2047	0,09	1,00	0,33	0,86
2048	0,10	1,00	0,37	0,95
2049	0,11	1,00	0,39	1,00
2050	0,13	1,00	0,41	1,00

Die Renditeerwartungen der Investoren wird von der berechnete Wirtschaftlichkeit verschiedener Anwendungsfälle im Verkehrssektor erfüllt. Hinsichtlich der pessimistischen Entwicklung, die durch die untere Grenze des IRR dargestellt wird, ergibt sich eine angemessene finanzielle Leistungsfähigkeit nur bei der Strombeschaffung aus einer Windkraftanlage und aus dem Netz (siehe Strompreis EV-VP). In diesem Fall wird der Wert der Determinante im Jahr 2039 positiv, wenn der IRR des leistungsschwächsten PtG-Anwendungsfalles (bezogen auf eine 10-MWel-Anlage) erst über 5 % liegt. Die Determinante erreicht 0,40 im Jahr 2050, wenn der IRR 15 % beträgt. Der IRR, der

mit dem vollen Stromtarif berechnet wird, führt nicht zu positiven Determinantenwerten.

Im Hinblick auf die optimistische Entwicklung der Wirtschaftlichkeit im Verkehr, die einer 3-MW_{el}-Anlage entspricht, erbringt der IRR relativ zu dem Strombezugspreis für EIU und dem EV-VP positive Determinantenwerte. Bereits in 2019 liegt der IRR in Bezug auf den EV-VP bei 5 % und in 2032 übersteigt er 30 %. Dies bedeutet, dass die Determinante die maximale Punktzahl von 1 ab dem Jahr 2032 beträgt. Bezüglich des Tarifs für EIU wird der Wert der Determinante in 2035 positiv und erreicht in 2050 0,13, was sich aus den IRR von 8 % ableitet. Die Fälle, die den vollen Strombeschaffungspreis berücksichtigen, waren unwirtschaftlich, und daher ist der Wert der Determinante gleich Null.

In der Industrie ergeben sich positive Determinantenwerte ausschließlich für die Obergrenze der Wirtschaftlichkeit (entsprechend einer 3-MW-Anlage) und bei der Hybridstrombeschaffung bzw. bei der Beschaffung aus einer Windkraftanlage und dem Netz. Hierbei liegt der IRR erst in 2033 über der geforderten Mindestrendite. In 2049 überschreitet er die 30 %-Schwelle.

Die Studienfälle bei der Gebäudeheizung und der Rückverstromung liefern unter allen betrachteten wirtschaftlichen Bedingungen negative finanzielle Ergebnisse. Folglich ist der Wert der wirtschaftlichen Determinanten im Studienzeitraum gleich Null.

Neben den wirtschaftlichen politischen Maßnahmen beeinflussen auch die nicht-wirtschaftlichen Maßnahmen den PtG-Zubau. Zur Festlegung des **Wertes der Determinante nicht-wirtschaftliche politische Rahmenbedingungen** wurden die Ergebnisse des Gruppendelphis (siehe Appendix 3) nach der Methode aus Abschnitt 12.4.1 gefiltert und aufbereitet. Im Wesentlichen wird der Wert der Determinante in jedem Sektor durch die angenommene Implementierung oder Nicht-Implementierung der nicht-wirtschaftlichen Maßnahmen und durch die Wirksamkeit jeder Maßnahme bestimmt. Bei der Inkraftsetzung einer Maßnahme nimmt die Implementierungsvariable den Wert 1 und andersherum an und wird mit dem Gewicht jeder Maßnahme, die dem Sektor entspricht, multipliziert. Die Summe dieser Produkte ergibt den Wert der Determinante für jeden Sektor. Das Gewicht einer Maßnahme je nach Sektor wird auf der Grundlage ihrer individuellen Wirksamkeit berechnet, die im Gruppendelphi bewertet wurde. Die Implementierung orientiert sich an den ebenfalls bei dem Gruppendelphi erhobenen Werten bzgl. der Umsetzbarkeit der Maßnahmen.

Tabelle 16: Wert der Determinante politische Rahmenbedingungen

		Werte ab 2022				Werte ab 2030			
		Verkehr	Industrie	Gebäudeheizung	Rückverstromung	Verkehr	Industrie	Gebäudeheizung	Rückverstromung
aggregierte Werte je Sektor →		0,33	0,43	0,32	0,23	0,89	0,88	0,84	0,84
Maßname	Sektor								
Wasserstoff im Gasnetz	Alle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,17	0,17
Vergütung von Flexibi-	Alle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,14	0,16	0,16

litäten						Das Modell Inve2st			
Überarbeitung Härtefallregelung	Alle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,17	0,19	0,19
Herkunftsnachweis	Alle	0,16	0,17	0,19	0,19	0,16	0,17	0,19	0,19
Integration von Strom- und Gasinfrastrukturen	Alle	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ausbau Wasserstofftankstellen	Verkehr	0,00	N/A	N/A	N/A	0,13	N/A	N/A	N/A
THG-Minderungsquote in Raffinerien	Verkehr Industrie	0,17	0,18	N/A	N/A	0,17	0,18	N/A	N/A
Anerkennung im EU-ETS	Industrie	N/A	0,08	N/A	N/A	N/A	0,08	N/A	N/A
Bundesweite Anerkennung im EEWärmeG ¹	Gebäudeheizung	N/A	N/A	0,14	N/A	N/A	N/A	0,14	N/A
Fernwärmelösungen	Gebäudeheizung	N/A	N/A	0,00	N/A	N/A	N/A	0,00	N/A

Für jedes angenommene Jahr der Maßnahmenimplementierung zeigt Tabelle 16 sowohl die Determinantenwerte je politischer Maßnahme als auch die aggregierten Ergebnisse pro Sektor. Bis 2022 liegt der aggregierte Wert der Determinante je nach Sektor zwischen 0,23 und 0,33. In dieser ersten Periode der Maßnahmenimplementierung ist die Wirksamkeit der auf die Industrie gerichteten Maßnahmen und dementsprechend der Wert ihrer Determinante am höchsten. Ab 2030 gibt es einen geringeren Abstand zwischen den Werten der sektoralen Determinante. Konkret erreicht er 0,84 bis 0,88. Die höheren Werte ab 2030 sind auf die Annahme der Implementierung zusätzlicher Maßnahmen zurückzuführen. Trotzdem wird der Determinantenwert von 1 nicht erreicht, da nach der Methodik (siehe Abschnitt 12.4.1.1) zwei nicht-wirtschaftliche Maßnahmen des angenommenen Maßnahmenbündels wegen der niedrigen Umsetzbarkeit nicht implementiert werden (Integration von Strom- und Gasinfrastrukturen sowie Power-to-Heat-Konzepte für Stadtviertel statt individueller Gebäude).

Im Allgemeinen gibt es keinen großen Unterschied zwischen der bewerteten Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen im Gruppendelphi und demzufolge im Wert der nicht-wirtschaftlichen Determinante. Die wirksamste Maßnahme ist die Anerkennung von grünem Wasserstoff zur Erfüllung der THG-Reduktionsverpflichtungen von Ölraffinerien, unabhängig vom Netzanschlussgebiet. Sie wurde mit einer relativen Wirksamkeit von 9,70 von 10 Punkten bewertet und richtet sich an Verkehr und Industrie. Andere sektorübergreifenden Maßnahmen wie die Überarbeitung der Härtefallregelung zur Änderung des Vergütungssystems bei Abregelung von Strom und die Verwendung von "grünem" Strom durch Herkunftsnachweise wurden ebenfalls mit hoher Wirksamkeit zugeordnet. Umgekehrt wurde die branchenspezifische Maßnahme bezogen auf der Einbeziehung der Wasserelektrolyse in das deutsche Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) mit 4,3 von 10 Punkten am niedrigsten bewertet, was weit unter dem Wirksamkeitsdurchschnitt von 8 liegt.

¹ Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes

Letztlich enthält Tabelle 17 den jährlichen **Diffusionsfaktor** pro Sektor, der auf einer Skala von 0 bis 1 variiert. Es wird ein Wertebereich gezeigt, der dem unteren und oberen Wert der Determinante Wirtschaftlichkeit entspricht. Der Diffusionsfaktor nach den verschiedenen Strompreisen ist ebenfalls aufgeführt. Die Diffusionsfaktoren der Sektoren Gebäudeheizung und Rückverstromung sowie die Diffusionsfaktoren bezogen auf weitere Strompreise im Verkehr und in der Industrie sind in dieser Tabelle nicht dargestellt, da sie für den gesamten Untersuchungszeitraum den Mindestwert von 0,06 betragen. Dieser Wert ist auf die Unwirtschaftlichkeit für diese Anwendungsfälle zurückzuführen.

Das Modell Inve2st

Tabelle 17: Jährlicher Diffusionsfaktor pro Sektor, Wertbandbreite und Strompreis

Sektor→	Verkehr	Verkehr	Verkehr	Industrie
Strompreis →	EIU	EV-VP	EV-VP	EV-VP
Wertbandbreite→	obere IRR-Grenze	obere IRR-Grenze	untere IRR-Grenze	obere IRR-Grenze
2019	0,06	0,00	0,06	0,06
2020	0,06	0,00	0,06	0,06
2021	0,06	0,00	0,06	0,06
2022	0,06	0,14	0,06	0,06
2023	0,06	0,19	0,06	0,06
2024	0,06	0,23	0,06	0,06
2025	0,06	0,26	0,06	0,06
2026	0,06	0,3	0,06	0,06
2027	0,06	0,34	0,06	0,06
2028	0,06	0,39	0,06	0,06
2029	0,06	0,43	0,06	0,06
2030	0,06	0,69	0,06	0,06
2031	0,06	0,75	0,06	0,06
2032	0,06	0,81	0,06	0,06
2033	0,06	0,89	0,06	0,06
2034	0,06	0,96	0,06	0,06
2035	0,06	0,96	0,06	0,36
2036	0,36	0,96	0,06	0,40
2037	0,36	0,96	0,06	0,41
2038	0,36	0,96	0,06	0,44
2039	0,37	0,96	0,06	0,47
2040	0,37	0,96	0,36	0,51
2041	0,37	0,96	0,38	0,54
2042	0,38	0,96	0,40	0,57
2043	0,38	0,96	0,42	0,61
2044	0,39	0,96	0,44	0,65
2045	0,39	0,96	0,46	0,69
2046	0,40	0,96	0,48	0,74
2047	0,40	0,96	0,51	0,78
2048	0,41	0,96	0,53	0,83
2049	0,41	0,96	0,56	0,87
2050	0,41	0,96	0,58	0,92

Der Diffusionsfaktor wird in Gleichung (7) eingegeben, um den modellierten PtG-Zubau je nach Sektor zu berechnen. Anschließend wird den gesamten Zubau in Deutschland auf der Grundlage von Gleichung (8) abgeleitet. Es ist zu beachten, dass

sich aufgrund der angenommenen Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmezeiten drei Jahre später ein positiver Diffusionsfaktor im PtG-Zubau widerspiegelt. Diese Ergebnisse werden in Abschnitt 12.4.5 nach verschiedenen Modellierungsszenarien dargestellt, die in Abschnitt 12.4.4 erläutert werden.

12.4.4 Szenarien

Angesichts der ungewissen zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen für die Investition in PtG werden mögliche Diffusionspfade anhand der folgenden Szenarien skizziert, die sich aus unterschiedlichen Entwicklungen bei der Wirtschaftlichkeit der modellierten PtG-Anlagen und Unterschieden bei der Implementation politischer Maßnahmen ergeben (siehe auch Abbildung 57). Die Szenarien sind:

- **Szenario I:** Hohe finanzielle Rendite und fördernde politische Rahmenbedingungen
- **Szenario II:** Niedrige finanzielle Rendite und fördernde politische Rahmenbedingungen
- **Szenario III:** Hohe finanzielle Rendite und wenig fördernde politische Rahmenbedingungen
- **Szenario IV:** Niedrige finanzielle Rendite und wenig fördernde politische Rahmenbedingungen

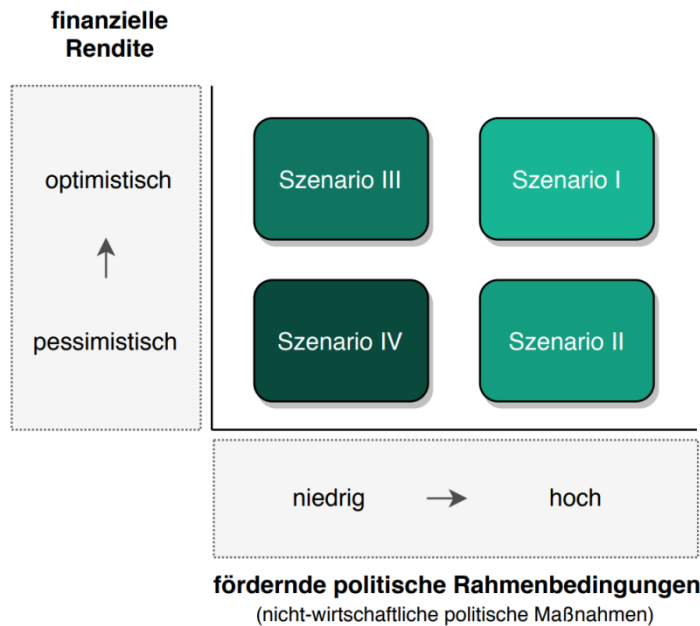


Abbildung 57: Schematische Darstellung der PtG-Diffusionsszenarien.

Unter allen betrachteten Systemkonfigurationen je Sektor werden zur Erstellung der Szenarien der niedrigste und der höchste Wert des IRR ausgewählt, die jeweils die pessimistische und die optimistische finanzielle Rendite widerspiegeln. Darüber hinaus werden fördernde politische Rahmenbedingungen durch die Implementierung der vorgeschlagenen nicht-wirtschaftlichen politischen Maßnahmen abgebildet. Ihr Jahr der Implementierung kann entweder 2022 oder 2030 sein, wie in der Methodik erläutert (siehe Abschnitt 12.4.1.1). Umgekehrt bedeutet ein wenig fördernder politischer Rahmen, dass im untersuchten Zeitraum keine neuen politischen Maßnahmen zur Verbesserung des Investitionsumfelds in Kraft treten.

12.4.5 Ergebnisse

Der Einfluss der optimistischen Entwicklung der Determinanten Wirtschaftlichkeit und politische Rahmenbedingungen auf die Diffusion von PtG in Deutschland wird durch das **Szenario I** erfasst. Wie Abbildung 58 zeigt, ist die Bandbreite der kumulierten installierten Leistung aller Sektoren von PtG im Jahr 2050 zwischen 12 GW_{el} und 97 GW_{el}. Die untere Grenze (hellblaue Linie) entsteht durch den Minimalzubau, der sich aus der Extrapolation des historischen Diffusionstrends ergibt. Dieses Verhalten tritt auf, wenn die Wirtschaftlichkeit unter den angenommenen Renditeanforderungen liegt, wodurch der Einfluss des fördernden politischen Rahmens blockiert wird. Zum Beispiel treibt die Verwendung von vollen Strombezugspreises (VP) bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit einen solchen Aufbau in allen Sektoren an.

Umgekehrt bilden die Anwendungsfälle mit Strombeschaffung aus Eigenverbrauch und aus dem Netz (siehe Strompreis EV-VP) beim Verkehr und der Industrie die Obergrenze des modellierten Zubaus (dunkelblaue Linie). In beiden Sektoren weisen solche Anwendungsfälle eine finanzielle Leistung entsprechend der geforderten Rendite der Investoren auf. Die Gebäudeheizung und die Rückverstromung tragen aufgrund der Unwirtschaftlichkeit nur mit dem Minimalzubau zur Gesamtdiffusion bei, auch wenn die niedrigste Wirtschaftlichkeit modelliert wird (EV, EV-VP und RV). Insgesamt werden bis 2050 97 GW_{el} erreicht, was fast 50 % der angenommenen Sättigungsgrenze entspricht.

Mit der Modellierung des Strompreises für energieintensive Unternehmen (EIU) zeichnet sich eine mittlere Diffusionskurve ab, die im Jahr 2050 zu 24 GW_{el} installierter Leistung führt (etwa 12% der Sättigungsgrenze). Hier bewirkt der EIU-Tarif eine Entwicklung oberhalb der Mindestgrenze allein im Verkehr, allerdings flacher als bei der Nutzung des EV-VP, da die Wirtschaftlichkeit erst viel später den Erwartungen der Investoren genügt. Die Diffusion in der Industrie, der Gebäudeheizung und der Rückverstromung lassen sich bei den betrachteten Anwendungsfällen nicht mit den geforderten Wirtschaftlichkeitsanforderungen abbilden, wodurch keine zusätzliche Diffusion simuliert wird.

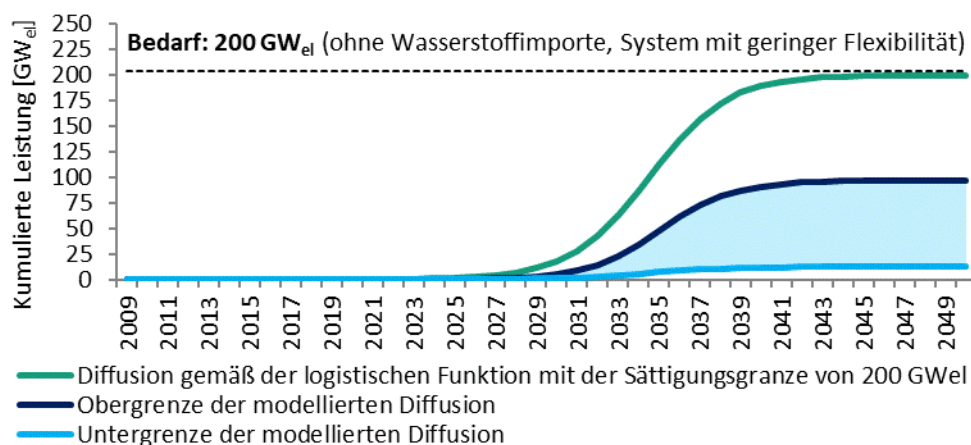


Abbildung 58: Diffusion von PtG gemäß **Szenario I** (Optimistische finanzielle Rendite und fördernde politische Rahmenbedingungen) (Die Obergrenze spiegelt den günstigsten Strombezugspreis mit Eigenstrom (EV VP) wieder die Untergrenze den vollen Strombezugspreis (VP))

Im **Szenario II** (Abbildung 59) wurde die niedrigste Entwicklung des IRR berücksichtigt, während die nicht-wirtschaftlichen politischen Rahmenbedingungen wie beim Szenario I als Diffusionsbeschleuniger wirken. Unter diesen Voraussetzungen sinkt die modellierte kumulative Leistung stark. Sie liegt zwischen 12 GW_{el} und 15 GW_{el} im Jahr 2050.

Hier tritt die flachste Entwicklung auf, wenn der volle Strompreis in der Rentabilitätssimulation in allen Sektoren verwendet wird.

Das Modell Inve2st

Der obere Wert ergibt sich aus der Nutzung des Preisniveaus EV-VP in der Berechnung der Wirtschaftlichkeit und ist 85 % niedriger als im Szenario I. 15 GW_{el} entspricht ebenfalls fast 8 % des angenommenen langfristigen Technologiebedarfs. Der Verkehr ist der einzige Sektor, der ein Diffusionsverhalten oberhalb des Minimalzubaus aufweist. Der niedrigste Bereich des IRR in diesem Sektor liegt erst ab 2040 über 5 %, etwa 20 Jahren später als bei der hohen Entwicklung des IRR. Folglich wird der Einfluss der fördernden Rahmenbedingungen erst ab diesem Zeitpunkt aktiviert und wird ein Leistungszubau über dem Diffusionsboden erheblich verzögert. In den anderen Sektoren ist keine Wirtschaftlichkeit gegeben, sodass lediglich der Minimalzubau erfolgt.

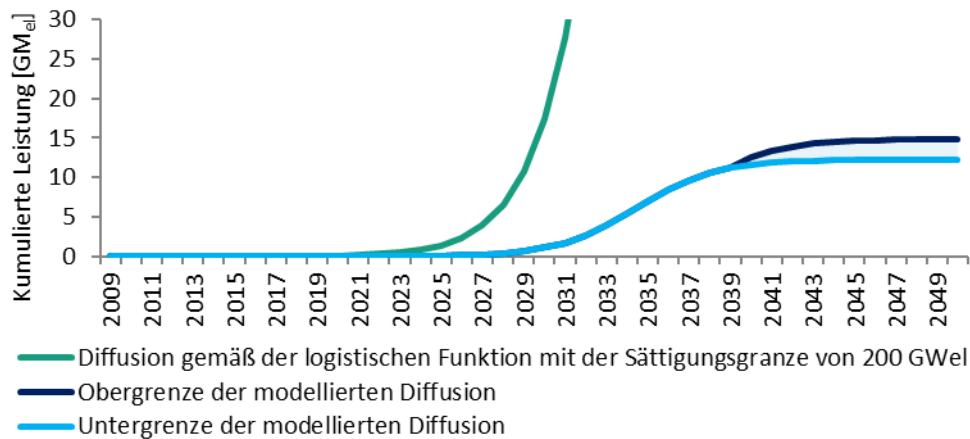


Abbildung 59: Diffusion von PtG gemäß **Szenario II** (Pessimistische finanzielle Rendite und fördernde politische Rahmenbedingungen)

Die beiden folgenden Szenarien berücksichtigen keine politischen Rahmenbedingungen. Dementsprechend ist der Wert der Determinante politische Rahmenbedingungen in Gleichung (14) gleich Null, so dass die Diffusionsrate nur vom Wert und Gewicht der Determinante Wirtschaftlichkeit abhängig ist. Betrachtet man zunächst die optimistische finanzielle Leistung, **Szenario III** (siehe Abbildung 60), so erreicht die modellierte Diffusion bis zum Ende des Untersuchungszeitraums eine kumulative Leistung von 56 GW_{el} oder 28 % der Sättigungsgränze. Sie ist damit um 42 % niedriger als im Szenario I. Eine geforderte Wirtschaftlichkeit zeigt sich lediglich in den Sektoren Verkehr und Industrie für Anlagen mit Eigenverbrauch kombiniert mit Netzbezug.

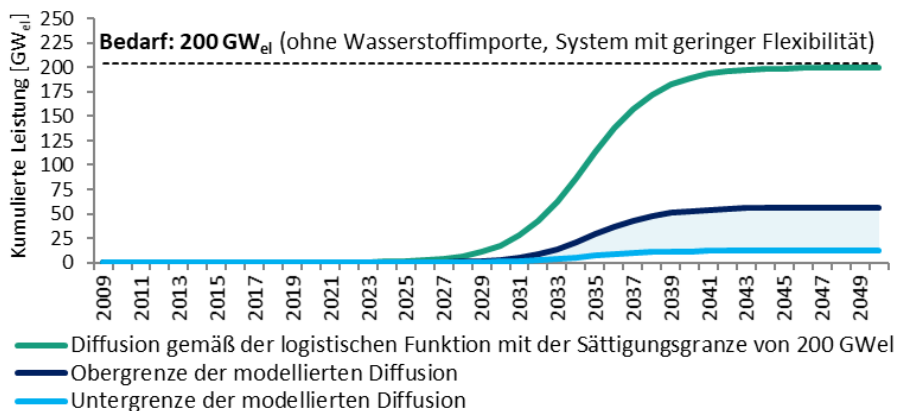


Abbildung 60: Diffusion von PtG gemäß **Szenario III** (Optimistische finanzielle Rendite und kein fördernder politischer Rahmen)

Szenario IV spiegelt die Auswirkungen sowohl geringere Wirtschaftlichkeit als auch eines wenig fördernden Rechtsrahmens wider. Die Marktdiffusion folgt nahezu dem Minimalzubau. Bis 2050 beträgt die installierte kumulative Leistung 13 GW_{el}.

.....
Das Modell Inve2st
.....

Über alle Szenarien ergibt sich eine kumulierte installierte Leistung von PtG-Anlagen im Jahr 2050 zwischen 12 GW_{el} und 97 GW_{el} aus der Modellierung der Diffusion anhand definierter Anwendungsfälle pro Endnutzungssektor. Dies umfasst auch die Berücksichtigung einer Sättigungsgrenze von 200 GW_{el} sowie der Perspektive des Investors hinsichtlich der finanziellen Rendite und der politischen Rahmenbedingungen.

Die Variation ist insbesondere durch die Annahme des Strompreises beeinflusst. Die kumulierte Leistung von 97 GW_{el}, fast 50 % der Sättigungsgrenze, bezieht sich auf die höchsten IRR-Ergebnisse für Anlagen mit Eigenverbrauch sowie Stromnetzbezug. Dies entspricht den niedrigsten modellierten Strombezugspreisen bei Verkehr und Industrie, die einzigen Sektoren, in denen die Anwendungsfälle die Rendite von 5 % übertroffen haben. Die Simulation anderer Stromtarife hemmt den Diffusionspfad in Richtung des Technologiebedarfs von rund 200 GW_{el} weiter. Bei der Verwendung des EIU-Preises wird eine positive, aber reduzierte finanzielle Angemessenheit nur im Verkehrsbereich gesehen, was zu einer Realisierung von 12 % des angenommenen Technologiebedarfs führt. In ähnlicher Weise ist eine große Lücke zwischen den 200 GW_{el} und der modellierten Diffusion bei der Berücksichtigung einer pessimistischen Entwicklung der IRR bzw. der nichtwirtschaftlichen institutionellen Förderung. Unter diesen Bedingungen folgt die Diffusion beinahe dem Minimalzubau. Insgesamt entwickelt sich die Diffusion von PtG bei der Gebäudeheizung und Rückverstromung auf Basis der Simulationsergebnisse nicht über die Trendprojektion hinaus, da die finanzielle Leistungsfähigkeit der modellierten Fälle im Hinblick auf die geforderte Rendite der Investoren unzureichend ist.

12.4.6 Diskussion und Fazit

Methode:

Da es bereits Anlagen und Pilotprojekte gibt, wurde für die Arbeit angenommen, dass das technische Risiko überschaubar ist. Daher fokussierten sich die weiteren Arbeiten auf die Faktoren wirtschaftliches Risiko und politische Rahmenbedingungen. Rentabilität ist dabei ein sehr wichtiger Faktor. Eine angemessene finanzielle Rendite ist jedoch keine Garantie für die Investition in PtG. Es kann konkurrierende Technologien mit einer Rentabilität auf gleichem oder höherem Niveau geben. Hier kommen nichtdiskriminierende Marktbedingungen ins Spiel. Für die empirische Analyse der Faktoren, die die Investitionsentscheidungen beeinflussen, wurden Einzelinterviews, Geschäftsberichtsanalysen und ein Expertenworkshop durchgeführt. Für die Abschätzung zukünftiger Investitionen in PtG wurde die Umsetzbarkeit und Wirksamkeit politischer Maßnahmen in einem Gruppendelphi erhoben. Des Weiteren wurde in dem Gruppendelphi ermittelt, in welchen Bereichen die Renditeanforderung unterschiedlicher Akteure liegen, um die Investition in PtG Anlagen als hinreichend wirtschaftlich einzuordnen. Auf Basis der im Gruppendelphi gewonnenen Ergebnisse wurde ein Modell entwickelt, welches die beiden Faktoren Wirtschaftlichkeit und politischer Rahmen bei der Modellierung der Technologiediffusion berücksichtigt. Die Grundlage des Diffusionsmodells stellt die Theorie von Rogers der Innovationsdiffusion dar (Rogers, 1983). Das Modell wurde mit einem zusammengesetzten Indikator nach Boie (Boie, 2016) erweitert, sodass die Ausprägungen des politischen Rahmens der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden konnten. Die Wahl fiel auf diese Methode, da sie es ermöglicht, aggregiertes Verhalten abzubilden, und dadurch eine bessere Einschätzung der Handlungslücken zu erhalten. Das Modell betrachtet daher einen langfristigen Zeitraum bis 2050 und bestimmt die Lücke, die sich auf Basis des Investitionsverhaltens ergibt. Jedoch ist mit dieser Zeitspanne eine große Unsicherheit verbunden, sodass das Modell nicht als

Prognosetool zu bewerten ist, sondern lediglich Zusammenhänge und Tendenzen aufzeigen kann.

.....
Das Modell Inve2st
.....

Ergebnisse:

Die Ergebnisse der Szenarien zeigen einen breiten Ausbaukorridor und dementsprechend eine Lücke zwischen 50 und 94% zur Erreichung des angenommenen Bedarfs von 200 GW Elektrolyseleistung. Den Erwartungen entsprechend führt eine hohe Wirtschaftlichkeit der Anlagen gekoppelt mit fördernden politischen Rahmenbedingungen zum höchsten Ausbau von Elektrolyseanlagen, insbesondere für Anwendungsfälle im Verkehrsbereich und in der Industrie. Während bei eher konservativen Annahmen gekoppelt mit hohen Strompreisen eine Wirtschaftlichkeit kaum abbildbar ist, sodass nur ein minimaler Zubau erreicht wird. Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit machen die Strombezugskosten den größten Anteil der Wasserstoffgestehungskosten aus (60 bis 80%). Auf Basis der Untersuchungen wurde gezeigt, dass wirtschaftliches Potenzial vor allem im Verkehrssektor besteht. Dies haben auch andere Studien gezeigt (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2019; Schiebahn et al., 2015; Thomas et al., 2016). Jedoch ist der zukünftige Marktpreis von Wasserstoff ungewiss und kann volatil sein (Beispiele dafür: Fahrzeugeffizienz, Benzinpreis, etc.). Deshalb ist die Reduzierung des (Preis-/Kosten-) Risikos während der gesamten Lebensdauer der Investition wichtig und sollte Investitionen attraktiver machen (Michalski et al., 2017; Smolinka et al., 2018). Der mögliche Erfolg einer Risikominimierung zeigt sich bei anderen die Wirtschaftlichkeit adressierenden Maßnahmen, wie beispielsweise dem Einspeisetarif (EnWG, 2019; Kreeft, 2018). Im Bereich PtG wurden insbesondere folgende Maßnahmen mit einer hohen Umsetzbarkeit und Wirksamkeit bewertet: die Anerkennung von erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerien auf die THG-Minderungsquote, ein KWK-Zuschlag für den Einsatz synthetischer Gase, die Abschaffung oder Neugestaltung der Härtefallregelung, eine EEG-vergleichbare Förderung für PtG-Anlagen, die Senkung der Strombezugskosten und der Aufbau eines Ökostrom-Abnahmesystems (Herkunftsnachweise).

12.5 Veröffentlichung Inve2st

Das Projekt Sozio-E2S verfolgt eine open source und open access Strategie, um den Aspekten der Transparenz, Nachvollziehbarkeit, Weiterverwertung und Weiterentwicklung gerecht zu werden. Folgend werden die Informationen und Links zusammengestellt unter denen die Arbeiten zu finden sind.

12.5.1 Code & Datenmodell

Das Modellframework und das Datenmodell wurden auf GitHub veröffentlicht. Der Code wurde mit einer Gnu Affero Public Licence veröffentlicht. Es sind jeweils Test Datensätze mit veröffentlicht, anhand derer verschiedene Konfigurationen simuliert werden können. Das Datenmodell wurde mit PostgreSQL erstellt. Es wurde hier ausschließlich das Datenmodell veröffentlicht, da eine Kombination unterschiedlicher Datenquellen in Form einer relationalen Datenbank Datenlizenztechnisch nicht vereinbar ist.

- <https://github.com/CSenkpiel/Inve2st>

Das Modell wurde als Factsheet auf der Open Modelling Platform¹ eingefügt, sodass es für andere Modellierer in der Energiesystemanalyse Community auffindbar ist und weiter genutzt werden kann. Und kann unter folgendem Link heruntergeladen werden:

.....
Das Modell Inve2st
.....

12.5.2 Dokumentation

Die ausführliche Dokumentation des Codes ist unter:

<https://inve2st.readthedocs.io/en/latest/> zu

finden. Sie wurde mit dem Python Package Sphinx und read the docs erstellt.

12.5.3 Empirische Datensätze

Die erhobenen empirischen Datensätze (Fragebogen und Discrete Choice Experiment) der privaten Investoren wurden auf dem Fraunhofer Forschungsdaten Repositorium unter der Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0) Lizenz veröffentlicht. Die Datensätze sind unter folgenden Adressen zu finden:

Alternative Antriebe:

- <https://fordatis.fraunhofer.de/handle/fordatis/92>
<http://dx.doi.org/10.24406/fordatis/11>

PV-Heimspeicher:

- <https://fordatis.fraunhofer.de/handle/fordatis/153>
<http://dx.doi.org/10.24406/fordatis/67>

Flugstudie:

Der originale Datensatz ist im Fraunhofer Repository FORDATIS veröffentlicht:

- <https://fordatis.fraunhofer.de>

Die Auswertung der Studie kann auf der Projektseite des Fraunhofer ISE runtergeladen werden:

- <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/sozio-e2s.html>

12.5.4 Website

Sämtliche Veröffentlichungslinks zu dem Modell sowie eine kurze Modellbeschreibung sind auf der Modellseite Inve2st² des Fraunhofer ISE sowie der der Projektseite sozio-E2S³ verlinkt.

¹ <https://openenergy-platform.org/factsheets/models/>

² <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/leistungselektronik-netze-und-intelligente-systeme/energiesystemanalyse/energiesystemmodelle-am-fraunhofer-ise/inve2st.html>

³ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/sozio-e2s.html>

1 3

Zusammenfassung und Lessons Learned

Die aufgeführten Zusammenfassungen und Lessons Learned sind im Folgenden nach unterschiedlichen Kriterien untergliedert:

PKW

Die Haupte Erkenntnisse im Bereich der Diffusion von PKW bei Privatpersonen liegt zum einen darin, dass der PKW Bereich bis 2050 nahezu vollständig elektrifiziert sein sollte, um die Klimaschutzziele von Paris erreichen zu können. Zum heutigen Stand ist der Elektrifizierungsgrad jedoch noch gering. Mit Hilfe des entwickelten Modells, das auf Basis der empirischen repräsentativen Daten die Investitionsentscheidungen abbildet, konnte gezeigt werden, dass starke Anstrengungen unternommen werden müssen, um hohe Elektrifizierungsgrade zu erreichen. Die Handlungslücke scheint nur mit extrem hohen Anstrengungen auf der techno-ökonomischen Seite und auf der individuellen Seite gering gehalten werden zu können.

Da es sich bei der Investitionsentscheidung in einen PKW zum einen um ein Substitut handelt (wenn ein genereller Modal-Switch nicht betrachtet wird) ist die gewählte Methode gut geeignet, um die Diffusion auf Basis der Investitionsentscheidungen abzubilden.

Die erzielten Ergebnisse zu den Diffusionspfaden können in sektorübergreifenden Energiesystemmodellen verwendet werden, um Ober- und Untergrenzen der Diffusion vorzugeben. Dies ermöglicht eine Aussage in Energiesystemmodellen darüber unter welchen Umständen bestimmte Diffusionsraten erreicht werden. Die Aufteilung in unterschiedliche Fahrzeugkonzepte (BEV/FCEV) wurde bereits für die Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“ (Phillip Sterchele et al., 2020) angewandt und die Annahmen hierzu konnten auf Basis von sozio-E2S begründet werden. Eine Einschränkung in Energiesystemmodellen ermöglicht Aussagen darüber, welche Effekte sich auf andere Sektoren ergeben, wenn beispielsweise eine Vollelektrifizierung des PKW Bestands auf Grund von individuellem Investitionsverhalten nicht realisiert wird.

PV-Heimspeicher

Bei PV-Heimspeichersystemen ist die wesentliche inhaltliche Erkenntnis, dass der Umwelteinfluss der Technologie die Investitionsentscheidung stark beeinflusst. Das methodische Vorgehen war ähnlich gewählt wie bei privaten PKW. Die wesentliche Unterscheidung liegt jedoch darin, dass PV-Heimspeichersysteme kein Substitut darstellen und somit eine andere Entscheidungssituation vorliegt. Dieser Umstand erschwert eine langfristige Simulation des Ausbaus. Es wurden verschiedene Ansätze getestet, von der Kaufpräferenz auf einen absoluten Zubau zu schließen. Die Ansätze hierbei waren die Nutzung von PV-Zubau Szenarien oder die Logistische Funktion (mit Setzung des regionalen Potenzials als Sättigungsgrenze) für die Annahme von jährlichen Entscheidungen anzunehmen, die dann mittels der Kaufpräferenzen in eine Wahrscheinlichkeit zum Kauf und zum nicht Kauf umgerechnet werden konnten. Beide Ansätze schienen jedoch mit zu großen Unsicherheiten verbunden zu sein, sodass letztendlich keine Simulation von absoluten Zubauzahlen durchgeführt wurde. Dazu hat zusätzlich beigetragen, dass es zwar zukünftig einen hohen Speicherbedarf geben wird, wie sich dieser jedoch auf Heimspeichersysteme, als eine mögliche Flexibilitätsoption, runterbricht ist aus energiesystemischer Sicht unklar.

Nichtsdestotrotz ist die detaillierte Analyse des Heimspeicherbetriebs und der wirtschaftlichen Performance unter unterschiedlichen Konfigurationen ein wertvolles Tool,

um die Kaufpräferenzen und deren Einflussfaktoren auf individueller anwendungsfall-spezifischen Ebenen zu analysieren.

.....
Zusammenfassung und Lessons
Learned
.....

Power-to-Gas

Die Zukunft der Energiewende hängt auch vom Einsatz zukünftiger, innovativer Technologien wie PtG ab. Bei den im Projekt durchgeführten Analysen zu den unterschiedlichen korporativen Akteuren und ihren potenziellen Investitionsaktivitäten bei PtG offenbarte sich hier eine Handlungslücke. Viele der Akteure sehen diese Technologie zwar als wichtig an, sehen sich selbst aber nicht als jene Akteure, die hier zukünftig investieren werden. In einem Gruppendelphi wurden verschiedene Maßnahmen diskutiert und bewertet, deren Einführung dazu führen könnte, dass die konstatierte Handlungslücke zumindest ansatzweise geschlossen werden kann. Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit spielt insbesondere bei korporativen Akteuren eine sehr wichtige Rolle, da diese oftmals die notwendige Bedingung für Investitionen darstellt. Diese ist jedoch im Bereich PtG eher in den Sektoren Mobilität und Industrie gegeben. Insbesondere niedrige Strombezugskosten spielen bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eine große Rolle. Der Ansatz der Modellierung hat zum einen ermöglicht, Transformationspfade zu simulieren, jedoch hat sich gezeigt, dass die Bandbreite des Ausbaus extrem groß ist, sodass hinsichtlich einer möglichen Handlungslücke große Unsicherheiten bestehen. Dennoch ermöglichen die Analyse des Investitionsverhaltens und die zukünftige Abschätzung von möglichen Transformationspfaden insbesondere für Energiesystemmodelle realistischere Abschätzungen hinsichtlich der Erreichbarkeit verschiedener Zielkorridore.

Empirie und Modellierung (private Entscheider)

Im Rahmen der Untersuchungen zum Investitionsentscheidungsverhalten privater Akteure hat es sich als zielführend erwiesen einen Fragebogen mit einem DCE zu verknüpfen. Dies ermöglicht eine repräsentative große Stichprobe. Über die Abbildung von zukünftigen Attributeigenschaften im DCE wird ermöglicht, die zukünftige Marktdiffusion simulieren zu können. Desweiteren eignet sich die Methode besonders gut, um die Treiber der Investitionsentscheidung quantifizieren zu können und deren relative Wichtigkeit zu bemessen. Die Methode ermöglicht es individuelle Werte zu erfassen und ist in der Wissenschaft erprobt. Sie ermöglicht jedoch keine Abbildung von sozialer Interaktion verschiedener Akteure. Hierfür wäre der Ansatz der Agenten-basierten Simulation (ABM) geeignet. Die Daten die erhoben wurden könnten jedoch auch für weitere Modellierungen mit ABM genutzt werden. Da mit dem Ansatz versucht wird zukünftige Entwicklungen abzuschätzen, ist jedoch grundsätzlich anzumerken, dass ein hoher Unsicherheitsgrad besteht.

Empirie (Korporative Entscheider)

Während der Wissenstand über die Investitionsaktivitäten bei Nachhaltigkeitsinnovationen unterschiedlicher Akteure im Diffusionsverlauf bereits sehr groß ist und hier klar typische Muster zu sehen sind, zeigt sich bei PtG ein anderes Bild. Bei den erneuerbaren Energien oder bei Ökostromprodukten erfolgten die ersten Aktivitäten von Akteuren der Umweltbewegung, gefolgt von kleinen, oft neu gegründeten Firmen, sogenannter Innovatoren. Erst im späteren Diffusionsverlauf, wenn die Technologien oder innovativen Produkte die Nische verlassen hatten und die Unsicherheiten dadurch minimiert, die Marktakzeptanz groß war, folgten Aktivitäten der etablierten Akteure des Stromsystems (Hockerts & Wüstenhagen 2010; Geels et al. 2016). Doch die qualitative Analyse der Akteure und ihr Investitionsverhalten bei PtG zeigt ein anderes Bild. Dies liegt zum einen daran, dass sich hier potenzielle Akteure aus ganz unterschiedlichen Sektoren bewegen, die im betrachteten Stromsektor eine andere Rolle (die eines nicht-etablierten Akteurs) einnehmen, die jedoch in ihrem Herkunftssektor etabliert sind. Akteure aus der Umweltbewegung spielen keine Rolle. Hinzu kommt die Dynamik der

Transformation, die das Selbstverständnis der Akteure verändern, aber auch die Erwartungen aus ihrer Umwelt.

Es zeigte sich, dass sich qualitative Daten, die nicht-repräsentativ erhoben wurden, schwer quantifizierbar sind, sodass ihre Integration in ein Energiesystemmodell herausfordernder ist, als der Umgang mit quantitativen, repräsentativ erhobenen Daten. Trotzdem ist es gelungen, eine angemessene Methode hierfür zu erarbeiten. Manche der Daten konnten quantifiziert werden, andere konnten zumindest eine Einschätzung liefern, inwiefern und unter welchen Voraussetzungen die Diffusionskurve verzögert oder beschleunigt. Gleichzeitig dienen die nicht integrierten Daten bei der Interpretation der Ergebnisse. Argumente und Gründe für Investitionsverhalten welches nicht nur durch Renditeerwartungen geprägt ist, wurden erhoben und sollen auch in weiteren Arbeiten, sowohl im Bereich der Markt- und Innovationssoziologie als auch bei zukünftigen Energiemodellierungsarbeiten einfließen.

Generell ist der Unterschied der empirischen Arbeiten zwischen Privatpersonen und korporativen Akteuren bedingt durch die mögliche Stichprobengröße hoch. Insbesondere die Aggregation von individuellem Verhalten oder Einzelverhalten von Unternehmen bietet bei Unternehmen größere Herausforderungen, da kaum repräsentative Daten erhoben werden können. Im Bereich von privaten Akteuren gibt es durch die Wissenschaftsdisziplinen der Psychologie und der Ökonomie eine breite Basis zu Entscheidungsprozessen und Modellen.

Interdisziplinäre Zusammenarbeit

Es hat sich gezeigt, dass räumliche Nähe für ein verbessertes gegenseitiges Verständnis und für die Entwicklung einer gemeinsamen Arbeitssprache über die Wissenschaftsdisziplinen hinweg förderlich ist. Die gemeinsame Arbeit an einem Modell erfordert ein hohes Maß an regelmäßigem Austausch. Dies war für die verschiedenen Partner in Freiburg leichter zu realisieren. Im Fazit sollen in zukünftigen Projekten mit räumlich verteilten Partnern noch mehr Mittel für regelmäßige Projekttreffen, auch für die Durchführung von mehrtägigen Workshops eingeplant werden. In einem neu gestarteten gemeinsamen Forschungsprojekt wurden diese Lehren bereits umgesetzt. Auch wird die Nutzung und Durchführung von regelmäßigeren Telefonkonferenzen, Webkonferenzen für die zukünftige interdisziplinäre Projektarbeit angestrebt.

Dennoch war die intensive interdisziplinäre Zusammenarbeit auf beiden Seiten (Empirie und Modellierung) von vielschichtigen Erkenntnissen geprägt und hat den jeweiligen Horizont deutlich erweitert. Interdisziplinäre Zusammenarbeit ist gerade in dem Bereich der Energiesystemanalyse von hoher Wichtigkeit, da die Herausforderungen auf beiden Seiten liegen, auf der technischen, systemischen und auf der gesellschaftlichen. In diesem Projekt wurde die Marktakzeptanz ausführlich untersucht. Die Entwicklung des Systems hängt aber auch von den anderen Akzeptanzebenen ab. Das Projekt hat daher einen fruchtbaren Boden für weitere interdisziplinäre Projekte vorbereitet, sodass Erkenntnisse und Methoden in anderen Projekten mit einfließen können.

Zeithorizont

Der Zeithorizont bis zum Jahr 2050 (Ziel Energiewende) ist als Untersuchungszeitraum sehr groß. Daher sind sämtliche Ergebnisse nicht als Prognose zu interpretieren, sondern vielmehr als Möglichkeit ein Gefühl dafür zu bekommen, wie groß mögliche Handlungslücken sind. Die Ergebnisse mit ihren Bandbreiten aus der Energiesystemmodellen und den dortigen Szenarienergebnissen können überprüft werden und die Faktoren identifiziert, die den Ausbau signifikant beeinflussen. So können potentiell rechtzeitig Maßnahmen ergriffen werden, um die Ziele noch zu erreichen. Dabei ist dem Projektteam bewusst, dass sich Verhalten zukünftig ändern kann und wird, und auch maßgeblich vom gesellschaftlichen Rahmen beeinflusst ist.

Open source /Open Data /Open access

Im Rahmen des Projektes wurde eine klare open source Policy verfolgt. Hierdurch ergibt sich eine Reihe von Vorteilen. Zum einen können dadurch Transparenz und Nachvollziehbarkeit sichergestellt werden. Es ermöglicht die Wiederverwendung und insbesondere auch die Weiterentwicklung. Ausgangsbasis hierfür ist eine gute Strukturierung und Dokumentation des Modells.

Durch die open access Strategie wird sichergestellt, dass Wissenschaftler*innen Zugang zu den wissenschaftlichen Erkenntnissen haben. Mit diesem Vorgehen konnten gute Erfahrungen gesammelt werden. Ein deutlicher Mehrwert besteht zudem in der Bereitstellung der empirisch erhobenen Daten. Die Fragebogen und Discrete Choice Daten sowie die Erhebungen der korporativen Entscheider sind frei zugänglich, sodass Wissenschaftler*innen aus unterschiedlichen Disziplinen damit weiterarbeiten können.

.....
Zusammenfassung und Lessons
Learned
.....

1 4

Zahlenmäßiger Nachweis

Fraunhofer ISE

Der zahlenmäßige Nachweis erfolgt separat und wird durch die FHG-Verwaltung in München vorgelegt.

ZIRIUS

Der zahlenmäßige Nachweis erfolgt separat und wird durch die Verwaltung der Universität Stuttgart vorgelegt.

1 5

Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

15.1 Fraunhofer ISE

Ohne Sozio-E2S

Keine Studie zu Investitionsentscheidungsbeeinflussenden Determinanten von privaten Investoren

Mit Sozio-E2S

Das Investitionsverhalten von Akteuren (privat und korporativ) beeinflusst die Entwicklung und damit die Transformation des Energiesystems wesentlich. Durch die Studie der investitionsbeeinflussenden Determinanten wurde auf einer Metaebene eine Basis für weitere Forschung geschaffen, die einen Überblick darüber gibt, welche Faktoren die Investitionsentscheidungen beeinflussen.

Keine Metastudie zum derzeitigen Ausbau energiesystemrelevanter Technologien und deren Gegenüberstellung zu Technologieausbaubedarfen bei unterschiedlichen CO₂-Minderungszielen

Die veröffentlichte Metastudie zum derzeitigen Technologiestand und zu den Ausbaubedarfen auf Basis der Energiesystemanalysestudien zeigt, in welchen Bereichen besonders große Handlungslücken sind.

Keine Abbildung von langfristigen Transformationspfaden von privaten PKW und keine Identifizierung der Handlungslücke zum Erreichen einer Vollelektrifizierung

Die langfristige Simulation der Diffusion von PKW für Deutschland auf Basis von Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung von techno-ökonomischen sowie Personenbezogenen Variablen wie Einstellung ist bisher nicht bekannt. Daher bietet das Projekt sozio-E2S einen deutlichen Mehrwert für die Abschätzung einer möglichen Handlungslücke. Die open-access Veröffentlichungen in dem Bereich zeigen welche Faktoren die Diffusion in welchen Umfang beeinflussen und bieten

	daher ein Mehrwert für politische Entscheidungen.	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit
Keine Identifikation des Faktors Umwelteinfluss auf die Investitionsentscheidung von PV-Heimspeichern	Die Untersuchungen im Rahmen des Schwerpunktthemas PV-Heimspeicher kamen insbesondere zu dem Fazit, dass der Umwelteinfluss der Batterietechnologien die Investitionsentscheidung beeinflusst. Dieser Erkenntnis konnte so in der Literatur bisher nicht so deutlich gezeigt werden. Zusätzlich ist die Rolle von Heimspeichersystemen vs. bspw. Quartiersspeichern aus Energiesystemischer Perspektive nicht eindeutig zu beantworten. Die Untersuchungen in sozio-E2S konnten daher die Rolle von Heimspeichern aus Sicht der Privatinvestoren näher beleuchten.	
Keine Szenarien zum zukünftigen Ausbau von PTG Anlagen in Deutschland auf Basis von Investitionsentscheidungen	Bisher gab es keine Studien, die Diffusionspfade auf Basis von Investitionsentscheidungen in PTG Technologien dargestellt haben. Durch sozio-E2S konnten die Faktoren (politische Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit) die die Investition in die Technologie abbildet genau untersucht werden. Daher bietet das Projekt in diesem Themenbereich einen deutlichen Mehrwert.	
Keine open-source Veröffentlichung des Inve2st Modells mit den Modulen PKW, PV-Heimspeicher und PtG zur Abbildung von Investitionsentscheidungen und deren Marktdiffusion (außer PV-Heimspeicher) in diese Technologien	Die open-source Veröffentlichung des Codes zu den drei Schwerpunktthemen ermöglicht es Dritten, die Ergebnisse der Untersuchungen transparent nachzuvollziehen, neue eigene Szenarien zu rechnen und die Modelle ggf. zu erweitern und weiter zu nutzen. Das Projekt bietet daher neben den inhaltlichen Erkenntnissen vor allem Tools. Zum einen kann der private Fahrzeugbestand auf Basis repräsentativer individueller Nutzenwerte in die Zukunft simuliert werden, sodass die Anteile und Absolutwerte der Fahrzeugtypen bestimmt werden können. Zum anderen kann die Betriebsführung von PV-Heimspeichersystemen simuliert werden, sodass Autarkiegrad und Eigenverbrauch bestimmt werden können. Auf dieser Basis werden wirtschaftliche Indikatoren berechnet. Anhand definierter Szenarien können die Kaufpräferenzen in PV-Heimspeichersysteme berechnet werden. Zudem wurde ein Tool veröffentlicht, das die Wirtschaftlichkeit von PTG Anlagen in unterschiedlichen Sektoren und für unterschiedliche Anwendungen simuliert. In Kombination mit politischen Maßnahmen kann das Tool die Marktdiffusion von PTG Anlagen, bei vorgegebener Sättigungsgrenze simulieren.	

	Die Tools sind vor allem hilfreich für die Verwertung in Energiesystemmodellen, sodass dort durch eine Modellkopplung die Annahmen zu Marktdurchdringung angepasst werden können und mit einem möglichen politischen Rahmen verbunden werden können.	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit
Kein veröffentlichtes und weiterverwendbares Datenmodell	Für den Bereich der privaten Investition in PV-Heimspeicher und PKW wurde eine PostgreSQL Datenbank aufgebaut. Der Code des Inve2st Modells kann damit entweder mit einer Datenbankanbindung oder mit lokalen Daten genutzt werden. Zum einen kann so von Dritten die Datenbankstruktur genutzt und erweitert werden. Durch sozio-E2S konnte so ein Datenmodell veröffentlicht werden, das auch auf andere Bereiche der Energiesystemanalyse angewandt und angepasst werden kann.	
Keine frei verfügbaren empirischen Datenbasis zu Investitionsverhalten in die Schwerpunkttechnologien	Durch das Projekt sozio-E2S konnten zwei repräsentative empirische Datensätze zu Discrete Choice Experimenten und Fragebögen (PKW, PV-Heimspeicher) sowie ein repräsentativer Datensatz zu Flug veröffentlicht werden, die von Dritten in der Systemanalyse für eigene weitere Untersuchungen genutzt werden können.	

15.2 ZIRIUS

Ohne Sozio-E2S

Keine sozialwissenschaftliche Betrachtung von PtG

Mit Sozio-E2S

Sozialwissenschaftliche Analyse von Akteursverhalten im Bereich PtG, wodurch neue Erkenntnisse gewonnen werden konnten, nämlich dass sich hier Akteurstypen eher atypisch unterschiedlichen Phasen des Diffusionsverlaufs zuordnen lassen.

Keine methodische Weiterentwicklung bei der Integration von sozialwissenschaftlichen Größen in Energiesystemmodelle

Methodische Weiterentwicklung: Bisher hat ZIRIUS in verschiedenen Forschungsprojekten a) Erfahrungen und Kompetenzen entwickelt bei der Integration von sozialwissenschaftlichen Daten in agentenbasierten Modellen. Außerdem hat ZIRIUS b) Erfahrung bei der Entwicklung von Kontextszenarien, die dann von Energiesystemmodellen über abgestimmte Modelleingangsdaten genutzt werden konnten. Diese Methodenkompetenz konnte nun weiter ausgebaut werden, indem erstmals sozialwissenschaftliche Daten über die Variation von Diffusionskurven in ein Energiesystemmodell inte-

Keine Erprobung der Gruppendelphimethode für die Weiterentwicklung eines Energiesystemmodells	griert wurden. Die Gruppendelphimethode ist eine Methode zur expertenbasierten Erhebung zukünftiger Entwicklungen, die von großen Unsicherheiten geprägt sind. Trotzdem ist sie bisher kaum für die Entwicklung von Energieszenarien und auch nicht für die Abschätzung von sozialwissenschaftlichen Größen, die dann in Energiesystemmodelle einfließen, verwendet worden. Dies wurde im Projekt SozioE2S erstmals erprobt und reflektiert.	Fazit und voraussichtlicher Nutzen
---	---	------------------------------------

1 6

Fazit und voraussichtlicher Nutzen

16.1 Fraunhofer ISE

Das Fraunhofer ISE hat das Projekt sozio-E2S geleitet und war inhaltlich mit den empirischen Arbeiten zu Investitionsverhalten privater Investoren zuständig, sowie für die Modellierung der Technologiediffusion. Insgesamt ist das Projekt in Bezug auf beide Punkte sehr erfolgreich durchgeführt worden. Die enge interdisziplinäre Arbeit hat zu einem erheblichen Wissenszuwachs sowohl aus Modellierersicht als auch aus umweltspsychologischer Sicht geführt, der sich bereits jetzt und in zukünftigen Projekten als äußerst hilfreich beweist. Die Arbeiten des Fraunhofer ISE konzentrierten sich bisher mit Fokus auf der Optimierung des Gesamtsystems. Die Arbeiten in sozio-E2S haben dazu beigetragen, dass die dortigen Arbeiten mit zusätzlichen Annahmen gespiegelt werden. Die Erkenntnisse im Rahmen des Projektes zeigten sich als äußerst spannend. Zum einen führten die Ergebnisse im Bereich der PKW dazu, dass die Annahmen für eine weitere Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“ eingeschränkt wurden, um ein Szenario aufzuzeigen, in dem keine Vollelektrifizierung der PKW eintritt, was auf Basis der Untersuchungen im Rahmen von sozio-E2S als realistisch einzustufen ist.

Das Hauptfazit aus den Untersuchungen zu PV-Speichersystemen ist, dass der Umwelteinfluss der Technologie den größten Einfluss auf die Kaufpräferenzen hat. Das ist insbesondere aus dem Aspekt spannend, dass der Umwelteinfluss des Speichers bisher nicht transparent (wie beispielsweise in Form eines Labels) kommuniziert wird. Hier sieht das Fraunhofer ISE hier ein großes Potenzial mehr Transparenz für Konsumenten hinsichtlich verwendeter Materialien oder Umwelteinflüssen auf Produkten zu kommunizieren.

Im Bereich PtG konnte das Fraunhofer ISE seine Kompetenzen im Bereich der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ausbauen und hat weitreichende Erkenntnisse hinsichtlich der Haupteinflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit, sowie die Sektoren, die erfolgversprechende Geschäftsmodelle darstellen, generiert.

Das Projekt hat letztendlich auch dazu geführt, dass das Fraunhofer ISE Teil des Konsortiums im Projekt MANIFOLD „Modellentwicklung und Modellkopplung zu Akteursverhalten in Innovations- und Diffusionsnetzwerken“ ist. Innerhalb dieses Projektes setzt sich das Fraunhofer ISE schwerpunktmäßig mit Methoden zur Integration sozialwissenschaftlicher Größen in Energiesystemmodellen auseinander.

Insgesamt ist das Fazit des Fraunhofer ISE, dass interdisziplinäre Zusammenarbeit sehr bereichernd hinsichtlich tiefgreifender Erkenntnisgewinne ist und unbedingt weiterver-

folgt werden sollte. Analysen zur Transformation des Energiesystems benötigen beides, die Mikro-Perspektive aus Sicht einzelner Akteure und Netzwerke und die Makro-Perspektive. Eine Näherung beider Perspektiven ist zielführend, um profunde Entscheidungsunterstützung leisten zu können.

.....
Fazit und voraussichtlicher Nutzen
.....

16.2 ZIRIUS

ZIRIUS war für die Analyse korporativer Akteure (Energieversorger, Verbände, Genossenschaften etc.) zuständig. Die durchgeführten Analysen waren von organisationssoziologischen Thesen geleitet und wurden mittels Sekundäranalysen, Leitfadeninterviews und einem Stakeholderworkshop überprüft. Im Ergebnis zeigte sich, dass tatsächlich sogenannte organisationale Felder (die dort formulierten Erwartungen aber auch typische Verhaltensweisen ähnlicher Akteure) handlungsleitend für die betrachteten Akteure sind. Je nach Akteurstyp unterscheiden sich diese Erwartungen erheblich. V.a. bei Stadtwerken zeigen sich erhebliche regionale und lokale Unterschiede, die das Investitionsverhalten prägen. Die Zukunft der Energiewende hängt v.a. entscheidend vom Einsatz zukünftiger Technologien im Bereich der Energiespeicherung, vom Einsatz von PtG ab. Die empirischen Analysen zeigten jedoch, dass hier noch große Unsicherheit herrscht, welcher Akteur zu welchen Bedingungen zukünftig im Bereich Power-to-Gas investieren wird. Somit war es nicht möglich, eine einfache Abschätzung der verschiedenen Akteurstypen und ihren Investitionsaktivitäten zu den typischen Diffusionsphasen vorzunehmen. Daher wurde im weiteren Projektverlauf ein Gruppendelphi durchgeführt, um zu diskutieren, welche Bedingungen erfüllt sein müssen, damit unterschiedliche Akteurstypen auch im Bereich Power-to-Gas aktiv werden und welche Anwendungsfelder für welche Akteurstypen besonders relevant sein könnten. Des Weiteren sollte die mögliche Ausgestaltung des regulativen Rahmens und dessen potenzielle Wirkung auf das Verhalten der Akteure abgeschätzt werden. Die teilnehmenden Experten sahen sich der Aufgabe gestellt, Aussagen über zukünftige Entwicklungen zu diskutieren und, wenn möglich, zu einer gemeinsam erarbeiteten Einschätzung zu gelangen. Es liegt bei Blicken in die Zukunft in der Natur der Sache, dass eine Konsensbildung nicht bei allen Teilfragen möglich war. Nichtsdestotrotz konnten aus dem Workshop wichtige Informationen gezogen werden, die in der weiteren Projektarbeit in die Modellierung der Diffusionspfade einfließen.

Beispielsweise identifizierten die Experten mit dem Akteurstyp „Industrie“ einen Akteur, der zwar in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien nicht im Vordergrund steht, für den Power-to-Gas jedoch in Zukunft sehr relevant sein könnte. Anders der Akteurstyp „Kleines Stadtwerk“, dem eher eine kleinere Rolle in diesem Technologiefeld zugeschrieben wurde. Generell gilt, nach Einschätzung der Experten, für die verschiedenen Akteurstypen innerhalb der Gruppe der Stadtwerke, dass je größer ein Stadtwerk ist, desto wahrscheinlicher spielen sie eine größere Rolle in der Diffusion von Power-to-Gas. Als Renditeerwartungen wurden Größen zwischen 2 und 30% angenommen. Allerdings waren bei dem zuvor durchgeführten Expertenworkshop Aktivitäten von Genossenschaften im Bereich PtG ausgeschlossen worden, der einzige Akteurstyp, für den Werte unter 5% beim Gruppendelphi erhoben wurden, sodass anschließend mit Renditeerwartungen zwischen 5 und 30% modelliert wurde.

Bei den diskutierten Maßnahmen kristallisierten sich einige heraus, die sowohl hoch wirksam als auch gut umsetzbar erschienen. Dazu zählten vor allem Maßnahmen, die Power-to-Gas-Produkte bei Quoten anerkennbar bzw. bei Zuschlägen oder finanziellen Vorteilen anrechenbar machen würden. Vor allem im Bereich Mobilität wurde von den Experten ein großes Potenzial gesehen.

Das zentrale Fazit von ZIRIUS ist einerseits inhaltlich: die Rolle von PtG in der Energiewende soll auch zukünftig verstärkt aus einer sozialwissenschaftlichen Perspektive wei-

terverfolgt werden. Das zweite Fazit ist methodisch: die Chancen aber auch Grenzen bei der Integration von qualitativen, nicht repräsentativ erhobenen sozialwissenschaftlichen Größen in Energiesystemmodelle soll in zukünftigen Forschungsprojekten weiter genutzt bzw. überwunden werden. Die weitere Reflexion entsprechender Methoden im Rahmen des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse war bisher bereits sehr vielversprechend und soll auch weiter intensiv genutzt werden.

.....
Veröffentlichung der Ergebnisse
.....

1 7

Veröffentlichung der Ergebnisse

Konferenzen und Workshops:

Fraunhofer ISE:

- Vorstellung des Projektes auf dem Workshop zum Thema „Reproduzierbarkeit von Simulationsergebnissen“ der Projektgruppe „Systemanalyse“ des Forschungsnetzwerks „Energie“ am 08.11.2016 in Flensburg
- Vorstellung des Projekts auf dem Open Energy modelling Workshop der Openmod Initiative am 20.-21.04. 2017 in Frankfurt
- Vortrag mit dem Titel „Concept on modelling the adoption of energy-related technologies“ auf der Behave 2018 Konferenz in Zürich, 6./7.09.2017
- Vortrag mit dem Titel „Akteursverhalten und- Strukturen in der Energiesystemanalyse“ im Rahmen des Workshops „Komplexität in der Energiesystemanalyse“ des Netzwerktreffens Energiesystemanalyse, am 19.04. 2018 in Berlin
- Poster mit dem Titel „Transformationspfade auf Basis von privaten und professionellen Investitionsentscheidungen – Ein interdisziplinärer Ansatz“ im Rahmen des Netzwerktreffens Energiesystemanalyse, am 19.04. 2018 in Berlin
- Vortrag mit dem Titel „Status of energy technologies – are we on the right path to reach climate change targets?“ im Rahmen der Energy scenarios conference der energy scenario school des KIT, am 24./25.09.2018 in Karlsruhe
- Poster mit dem Titel „Die Investitionsbereitschaft in PV-Batteriesysteme – welche Faktoren fördern und welche hemmen die Investition?- Eine repräsentative Studie unter deutschen Hauseigentümer*innen“, auf dem PV-Symposium, 25.-27.04.2018 in Bad Staffelstein sowie Artikel in den Proceedings (Berneiser et al., 2019)
- Vortrag mit dem Titel „Simulating the adoption of electric vehicles under consideration of person-related factors“ im Rahmen der social simulations conference der Johannes von Gutenberg Universität Mainz, am 23.-27.09.2019 in Mainz
- Poster mit dem Titel „Wie können mögliche Pfade zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele im PKW Bereich aussehen?“ im Rahmen des Netzwerktreffens Systemanalyse am, 23/24.05.2029 in Aachen

ZIRIUS:

- Teilnahme an der Behave 2018 (Konferenz) in Zürich, Session „Modelling behaviour – behavioural models: How to integrate human behaviour into energy models?“, am 6./7. September 2018
- Teilnahme am und Mitorganisation des Stuttgarter Energiedialoges am 09. November 2018
- Teilnahme an der Fachkonferenz „Delphi-Verfahren in den Gesundheits- und Sozialwissenschaften“ in Schwäbisch Gmünd am 28. Juni 2018.

- Mitwirkung bei der Organisation der AG-übergreifenden Workshops „Komplexität in der Energiesystemanalyse“, „Regionale Strukturunterschiede in der Energiesystemmodellierung“, „Kriterien für die Optimalität von Energiesystemen“
- Posterpräsentation

Eigene Workshops (ZIRIUS):

- Organisation und Durchführung eines Workshops im Rahmen der Arbeitsgruppe „Akteursstrukturen und Akteursverhalten“, Oktober 2017 in Stuttgart
- Präsentation und Diskussion der ZIRIUS-Arbeiten und das geplante Modell zur Integration sozialwissenschaftlicher Größen und Daten in Sozio-E2S in einem Seminar „Energiemodelle“ des IER (Uni Stuttgart) im Februar 2018
- Durchführung eines Workshops zum Thema „Integration sozialwissenschaftlicher Ergebnisse in techno-ökonomische Modelle“ auf dem Netzwerktreffen Energiesystemanalyse zusammen mit RWTH Aachen (HCIC), Fraunhofer ISI, I-REES und ZIRIUS (Mai 2019 in Aachen).

Diskussionspapiere:

- Jülch, V., Senkpiel, C., Kost, C., Hartmann, N., Schlegl, T., 2018. Meta Study on Future Crosssectoral Decarbonization Target Systems in Comparison to Current Status of Technologies, Freiburg, 22 pp. (Jülch et al., 2018)
- Schrage, A., Wassermann, S., Berneiser, J., Gözl, S., 2018. Sozialwissenschaftliche Determinanten von Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energietechnologien. Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, 79 pp.
https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9607/1/%c3%9cberblickstudie_Schrage%20et%20al%202018.pdf
- Hofmaier, C., Kuhn, R., Wassermann, S., Wehner, S., Berneiser, J., Charlotte, S., 2018. Maßnahmen und Investitionsverhalten von Akteuren im Bereich „Power-to-Gas“: Bericht eines Gruppendelphis. Zentrum für interdisziplinäre Risikound Innovationsforschung, Stuttgart, Germany.

Journal Paper

- Berneiser, J., Senkpiel, C., Steingrube, A., Gözl, S., under review. The role of norms, collective efficacy and risk attitude for the importance of techno-economic vehicle attributes in Germany
- Senkpiel, C., Berneiser, J., Steingrube, A., Biener, W., & Gözl, S. Modeling investments in renewable energy technologies? An introduction to simulating technology diffusion including social-psychological variables. In *Umweltpsychologie* (23. Jahrgang, Heft 2(45)), pp. 38–57).
- Senkpiel, C., Berneiser, J., Baumann, D., under review. Open-source simulation of the long-term diffusion of alternative passenger cars in Germany on the basis of investment decisions of private persons.

In Planung:

- Multidisciplinary Evaluation of PV-homestorage systems

18

Anhang

Appendix 1: Charakterisierung des Investitionsverhaltens Idealtypischer korporativer Akteure

Akteurstyp	kleines Stadtwerk
Aufgabe	Energiedienstleister Grundversorgung
Rechtsform	GmbH (mit privaten Anteilseignern) oder rein Kommunal (weniger als 1/3 der Stadtwerke in BaWü)
Regionale Orientierung	Lokal
Kernportfolio	Topographieabhängig aber allgemein: Wind onshore, Wasserkraft, Biomasse, PV, BHKW, Speicher, Nahwärme, Energiedienstleistungen, Konventionelle Kraftwerksscheiben, Strom & Gasdienstleistungen, Netzdienstleistungen
Portfolioerweiterung	E-Mobilität, Erdgas, (Breitbandausbau)
Verpflichtung/Legitimierung	öffentl. Unternehmen, kommunaler politischer Rahmen, Gesellschafterauftrag (evtl. ÖPNV + Bäder), Aufsichtsrat
Rendite Anforderung	Kernportfolio 2-9 % Rendite, je nach Projekt Wenn Projektlaufzeit 20 Jahre dann > 9% Technologie (PV < Wind < Wärme) GmbH > kommunaler Eigenbetrieb Strategische Investition Auch 0% denkbar, wenn Gesellschafter dies möchte
Einflussgrößen bei Investition	Regionalität (je kleiner das Stadtwerk desto wichtiger, da Auswirkungen auf Akzeptanz; wichtiger bei rein kommunalen Stadtwerken als bei GmbH) Technisches Risiko Akzeptanz in Bevölkerung (höherer Stellenwert bei rein kommunalen Unternehmen) Kundenbindung reg. Wertschöpfung Prestige (Leuchtturmprojekte) Rechtliche Rahmenbedingungen Planungsrecht Kommune Politische Zielsetzung des Bürgermeisters
Projektrealisierung	Spezifisch

Planungshorizont	Mittelfristige Finanzplanung (5 Jahre) – auch länger je nach Wirtschaftlichkeit der Technologie
Vision	Mit Gründung Leitlinien/Schlagworte
Flexibilität	Flexibilität ist gegeben Impulse der Öffentlichkeit sind gestiegen durch Diskussionen
Rollenwandel (eingeschätzte zukünftige Aktivitäten)	Batterie für Netzdienstleistungen, PtG – Methanisierung, PtG –Elektrolyseur, Power-to-Liquid
Weitere Anmerkungen	Investitionsentscheidung: Aufsichtsrat, Bauchgefühl (je regionaler desto mehr)
Akteurstyp	Große 4 und sehr große Stadtwerke
Aufgabe	Energiedienstleister Grundversorgung
Rechtsform	AG oder GmbH
Regionale Orientierung	überregional bis international
Kernportfolio	Wind on- und offshore, PV, BHKW, Wasserkraft, Biomasse , [Tiefengeothermie], Speicherung, Nahwärme, Energiedienstleistungen, Kernkraft, Gasnetz
Portfolioerweiterung	Erzeugung, Netzausbau, zunehmend Beteiligungsmodelle mit Kommunen, Batterien (Wenn durch andere, Branchen getrieben), E-Mobilität (z.B Stecker), nur in kleinen Pilotprojekten (von welchen man sich know-how und spätere Hochskalierung erhofft)
Verpflichtung/Legitimierung	Gewinn erwirtschaften Energieversorgung sicherstellen, Dividende von Anteilseignern [abhängig von Zusammensetzung der Anteilseigner], CSR sowie Nachhaltigkeits-Ratings [EMS etc.] Arbeitsplätze CO2-Einsparung Ausbauziele EE
Rendite Anforderung	Strenge Tabellen in denen pro Technologie die WACCS gelistet sind Hohe Risikoinvestitionen müssen hohe Renditen von 10-20% erwirtschaften Bei Strategischem Invest gibt es einen Abschlag
Einflussgrößen bei Investition	Rendite (technische Risiken sind immer schon berücksichtigt) Strategiefit Schnittmenge zu bestehenden Kompetenzen Regionalität (kann muss aber nicht)
Projektrealisierung	-
Planungshorizont	5-Jahres Plan
Vision	Bis 2025 +

Flexibilität	Gesellschaftlicher Druck führt zu einer erhöhten Flexibilität, aber natürlich schwerfälliger als kleiner Akteur
Rollenwandel (eingeschätzte zukünftige Aktivitäten)	Batterie für Netzdienstleistungen, Druckluftspeicher, PtG – Methanisierung, PtG –Elektrolyseur, Power-to-Liquid
Weitere Anmerkungen	Anlagen und Investitionen auch international
Akteurstyp	Genossenschaften
Aufgabe	Energiedienstleister
Rechtsform	Genossenschaft
Regionale Orientierung	lokal, regional, überregional
Kernportfolio	Wind onshore, PV, Biomasse, Nahwärme, Wasserkraft, Sanierung (Contractingmodell mit Kommune), Beleuchtung
Portfolioerweiterung	Regionalstrom/Grünstromanbieter E-Mobilität
Verpflichtung/Legitimierung	Förderung + Zufriedenheit der Genossenschaftsmitglieder
Rendite Anforderung	Wind, PV 3,5% (1. Sicherheit; 2. Rendite)
Einflussgrößen bei Investition	Kompetenzen des Vorstands Akzeptanz in Bevölkerung, reg. Wertschöpfung, (Prestige in Kooperationsprojekten mit Kommunen z.B. Awards)
Projektrealisierung	bis zu 6 Jahren (LED-Straßenbeleuchtung)
Planungshorizont	5 Jahresplanung bei Gründung danach eher nicht
Vision	Eher nicht
Flexibilität	Sehr flexibel (vom Umfeld und vom Vorstand geprägt)
Rollenwandel (eingeschätzte zukünftige Aktivitäten)	-
Weitere Anmerkungen	Keine Neugründungen im Bereich PV (Ausschreibungen)
Akteurstyp	Projektierer
Aufgabe	Energiedienstleister
Rechtsform	GmbH
Regionale Orientierung	Überregional bis International (in Kooperationen/Standorten) Beziehungen/Netzwerk sehr wichtig Am besten in 4-5 Autostunden Entfernung
Kernportfolio	Wind, PV, Wärmenetze (in Kooperation mit Kommune), Technische/ kaufmännische Betriebsführung,

	Dienstleistungen
Portfolioerweiterung	Von Business2Business to Business2Customer, Regionalstrom/Grünstromanbieter, E-Mobilität, Elektrolyse, Flottenmanagement
Verpflichtung/Legitimierung	Förderung + Zufriedenheit der Genossenschaftsmitglieder
Rendite Anforderung	Wind Risiko größer (5% IRR) (nach 20 Jahren muss mindest IRR erfüllt sein um im Rest der Lebensdauer 20-30 J. noch Gewinne zu erwirtschaften) PV Risiko geringer (Einstrahlung besser prognostizierbar) (4% IRR) Ist Abhängig von: generellem Zinsniveau Auslastung der Belegschaft EK-Anteil (10-20%)
Einflussgrößen bei Investition	Auslastung der Belegschaft (bei mittelgroßem Projektierer ca. 2-3 Wind Projekte ; 4-5 PV Parks) Kernportfolio Kompatibel Risikominimierung durch Verringerung Anfangsinvest Regionalpläne
Projektrealisierung	PV ca. 1-3 Jahre Wind ca. 3-8 Jahre (Abhängig von Gutachten, Genehmigungen, Regionalplänen)
Planungshorizont	5-8 Jahre
Vision	Aktiver Akteur der Sektorkopplung
Flexibilität	Sehr flexibel (innerhalb von 2 Jahren kann ein neuer Zweig aufgebaut werden z.B. B2C Produkte)
Rollenwandel (eingeschätzte zukünftige Aktivitäten)	PtG – Methanisierung, PtG –Elektrolyseur, Power-to-Liquid
Weitere Anmerkungen	Risiken können inzwischen besser abgeschätzt werden Investmentfonds verlangen daher mehr Risikovermeidung;
Akteurstyp	Regionalversorger und große Stadtwerke
Aufgabe	Energiedienstleister Grundversorgung
Rechtsform	AG oder GmbH
Regionale Orientierung	regional (Hauptversorgungsgebiet)
Kernportfolio	Wind onshore, PV, BHKW, Wasserkraft, Biomasse, Speicherung, Nahwärme, Energiedienstleistungen
Portfolioerweiterung	E-Mobilität, Erdgas, (Breitbandausbau)
Verpflichtung/Legitimierung	öffentl. Unternehmen, kommunaler politischer Rahmen, Gesellschafterauftrag
Rendite Anforderung	Strenge Tabellen in denen pro Technologie die WACCS gelistet sind Hohe Risikoinvestitionen müssen hohe Renditen von 10-20% erwirtschaften

	Bei Strategischem Invest gibt es einen Abschlag
Einflussgrößen bei Investition	-
Projektrealisierung	-
Planungshorizont	-
Vision	-
Flexibilität	-
Rollenwandel (eingeschätzte zukünftige Aktivitäten)	Batterie für Netzdienstleistungen, PtG – Methanisierung, PtG –Elektrolyseur, Power-to-Liquid
Weitere Anmerkungen	-

Appendix 2: Maßnahmenkatalog des Gruppendelphis mit Bewertung

Maßnahmen	Berücksichtigt in der Modellierung?	Typ (Wirtschaftlich; Nicht-wirtschaftlich)	Wirksamkeit	Umsetzbarkeit
CO₂-Besteuerung (Sektorübergreifend) In einer Delphi-Kurzstudie zu Praxis und Potenzial von Power-to-Gas wurden mögliche Maßnahmen abgefragt, darunter war auch die Einführung einer CO₂-Besteuerung (K. Graf & Sendler, 2017). Durch die Einführung einer CO₂-Besteuerung erhöhen sich die Anreize zur effizienten Energieverwendung durch Sektorenkopplung, dadurch würde auch Power-to-Gas profitieren. Bei der Bewertung dieser Maßnahme bestand ein Dissens zwischen den Kleingruppen des Gruppendelphis – sowohl bezüglich seiner Wirksamkeit als auch bezüglich der Umsetzbarkeit. Während bei der Umsetzbarkeit die Einschätzungen der Gruppen das gesamte Spektrum abdeckten, lagen die Bewertungen von zwei Gruppen bei der Wirksamkeit im oberen Bereich; eine der Gruppen bescheinigte der Maßnahme eine mittlere Wirksamkeit. Man einigte sich darauf, dass die Wirksamkeit v.a. von der Höhe des Preises abhängig sei. Je höher der Preis, desto schwieriger umsetzbar würde die Maßnahme. Die Umsetzbarkeit sah eine Gruppe eher gegeben, wohingegen eine andere Gruppe auf Komplexitäten der Mehrebenen-Governance innerhalb der EU verwies und die Maßnahme daher als schwierig umsetzbar einschätzte. Zudem wurde die Frage aufgeworfen, wie in diesem Kontext der CO₂-Entzug bei der Methanisierung gewertet werden würde. Die Frage wurde nicht abschließend beantwortet. Das Plenum stimmte darüber ein, dass eine CO₂-Besteuerung die Power-to-Gas-Technologie – etwa im Vergleich zur Kohleverstromung – eher indirekt beeinflussen würde.	Nein	W	7,7	5,7
Erhöhung des zulässigen Anteils von Wasserstoff im Gasnetz (Sektorübergreifend) Die Volumenbeschränkung für die Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz liegt heute zwischen 2 % und dem von der DVGW definierten technischen Grenzwert, nämlich 10 % (DVGW G 262, 2011/(A)). Die Standardkonzentration liegt jedoch aufgrund der Qualitätsanforderungen an Erdgas bei 2%. Nur in Netzen, die nicht an kritische Verbraucher ange-	Ja	NW	7,7	4,3

geschlossen sind, wie z.B. Tankstellen und Großfeuerungsanlagen, kann der technische Grenzwert angefahren werden (Heuke et al., 2016). Das Überschreiten dieser Grenzwerte erfordert eine wichtige Anpassung der Infrastrukturkomponenten, die empfindlich auf Schäden (z.B. durch Korrosions- oder Druckbeständigkeit) oder auf tiefgreifende Betriebs- und Funktionsänderungen (z.B. wegen einer schwankenden Beimischungskonzentration) reagieren (Altfeld & Pinchbeck, 2013; Heuke et al., 2016). Eine weniger restriktive Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird als Hebel zur Realisierung des Potenzials von PtG angesehen, vor allem aufgrund ihres Potenzials der Nutzung der bestehenden Infrastruktur als saisonalen Speicher und da sie die anderen Anwendungsbereiche unterstützt, indem sie die Nutzung großer stationärer Speicher verhindert und als zweite Einnahmequelle dient (Perner et al., 2018; Smolinka et al., 2018). Ein verbindlicher und schrittweise steigender Anteil von 10 % erneuerbarer Energien am Erdgas ist eine aufkommende Diskussion im Rahmen des "Gaspakets", einem weiteren Puzzleteil in der europäischen Klimagesetzgebung, das bis 2021 erwartet wird (A. Graf, 2019). Bei dieser Maßnahme bestand Einigkeit unter den Teilnehmern des Gruppendelphis. Sie bescheinigten der Maßnahme eine hohe Wirksamkeit, hielten sie jedoch nicht für ohne weiteres umsetzbar. Eine regulatorische Entscheidung, den zulässigen Anteil von Wasserstoff im Gasnetz deutlich zu erhöhen, erfordere erhebliche Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen. Daher ist die Umsetzung dieser Maßnahme und die damit verbundenen Vorteile für die Diffusion von Power-to-Gas kurz- und mittelfristig nicht absehbar.				
Integration und gemeinsame Planung von Strom- und Gasinfrastrukturen (Sektorübergreifend) Diese Maßnahme schlägt eine Änderung der §§ 12 und 15 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vor, in denen Gas- und Stromnetzbetreiber verpflichtet werden, gemeinsame Szenarien zu entwickeln, die die gemeinsame Planung von Strom- und Gasinfrastrukturen integrieren (EnWG, 2019). Aufgrund seiner Fähigkeit zur Sektorkopplung könnte Power-to-Gas in einem solchen Szenario an Bedeutung gewinnen. In einem ersten Schritt könnte z. B. ein Abstimmungsprozess zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Ferngasnetzbetreibern initiiert werden, um die Entwicklung gemeinsamer Szenarien voranzutreiben (Golling et al., 2017). Tatsächlich modellieren auch einige Netzbetreiber bereits eine solche Integration (z.B. Gasunie und TenneT für den Zeitraum 2030-2050) (Gasunie NV & TenneT TSO GmbH). Trotzdem sahen die Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Gruppendelphis in einem gemeinsamen Netzentwicklungsplan keinen gangbaren Hebel, da die Unterschiede zwischen den Netzen zu groß seien. Es bestünden deutliche Unterschiede bzgl. Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene. Auf Verteilnetzebene sei die gemeinsame Planung nicht sinnvoll, da kaum	Nein	NW	6,3	5,3

Synergien zu erwarten seien. Dagegen sei eine integrierte Planung auf Übertragungsnetzebene sehr sinnvoll. Als vielversprechend wurden vor allem gemeinsame Zielszenarien betrachtet. Mit solchen Szenarien wurde bereits begonnen, daher seien diese auch leicht umsetzbar, einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan gäbe es allerdings noch nicht.				
Senkung der Strombezugskosten, indem Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben befreit werden (Sektorübergreifend) Nach dem (EnWG, 2019) gelten Energie- und Stromspeicher (d.h. auch Power-to-Gas-Anlagen) als Letztverbraucher. Letztverbraucher müssen Netzentgelte (~24 %), Stromsteuer (~7 %), EEG- Umlage, (~23 %) sowie weitere kleinere Abgaben (Offshore-Haftungs-Umlage, Kraft-Wärme-Kopplung-Umlage, Konzessionsabgabe) zahlen. Allerdings werden laut EnWG § 118 (6) neue Stromspeicher, die vor dem 04.08.2031 in Betrieb genommen werden, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, für 20 Jahre von den Netzentgelten (~24%, L-Entgelte) beim Strombezug befreit. Das Gesetz erwähnt ausdrücklich, dass die Wasserelektrolyse förderfähig ist, sofern der Wasserstoff zur Stromerzeugung verwendet wird. Wenn das Gas zunächst in das Gasnetz eingespeist und dann zur Stromerzeugung verwendet wird, wäre der Wasserstoff ebenfalls von den Einspeisungsgebühren in das Gasnetz (G-Gebühren) befreit. Die Wiederverstromung von Wasserstoff ("Speichergas") kann nur dann von der EEG-Umlage ausgenommen werden, wenn er erzeugt und zur Stromerzeugung genutzt wird (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017). Der Strom muss zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammen. Er kann zunächst in das Gasnetz eingespeist, aber erst dann zur Wiederverstromung genutzt werden. Es ist unklar, ob nur der Anteil der erneuerbaren Energien aus dem Strom förderfähig ist. Die Wirksamkeit dieser Maßnahme wurde von allen Teilnehmern des Gruppendelphis als sehr hoch eingeschätzt (Durchschnittswert 9), allerdings wurde keine Einigkeit bei der Umsetzbarkeit erzielt. Während eine Kleingruppe die Maßnahme für einfach umsetzbar hielt (9), waren die beiden anderen skeptischer in ihrer Bewertung (4 und 5). Zudem wurde eine Umformulierung von „Energiespeicher“ auf „Energiewandler“ angeregt.	Nein	W	9,3	6,0
Gewährung von Investitionszuschüssen zur Anreizung von Investitionen in PtG-Anlagen (Sektorübergreifend) Viele Marktanreizprogramme setzen bei den Investitionskosten (CAPEX) an und bezuschussen diese so lange, bis die neue Technologie wettbewerbsfähig ist. Laut (Smolinka et al., 2018) werden Elektrolyseanlagen entsprechend des Ertragsprofils von Wind- und Photovoltaikanlagen betrieben, woraus sich i.d.R. nur Volllaststunden in Höhe von 1 000 bis 3 000 h/a ergeben. Aus diesem Grund ist der CAPEX Anteil bei den Wasserstoffgestehungskosten sehr hoch. Bei durchgehendem	Nein	W	2,0	9,0

Betrieb einer Elektrolyseanlage wäre dagegen der Anteil sehr klein und quasi vernachlässigbar. Sie schlussfolgern daher: "Eine CAPEX-Förderung von bspw. 50 % kann bei Anwendungsfällen mit 2 000 bis 3 000 Volllaststunden die Wasserstoffgestehungskosten um ca. 0,8 bis 1,2 €/kg senken. Bei Dauerbetrieb der Elektrolyse verteilen sich die Anschaffungskosten dagegen auf eine größere Wasserstoffmenge" (Smolinka et al., 2018). So sei aus Sicht der Autoren zwar bei der Gewährung von Investitionszuschüssen ein Effekt anzunehmen, doch dieser sei deutlich geringer als bei Maßnahmen, die die Volllaststunden erhöhen. Zu dem gleichen Schluss kamen die Experten während des Gruppendelphis: Die Maßnahme wurde einheitlich zwar als einfach umsetzbar, jedoch als nicht wirksam eingestuft. Die Zuschüsse besäßen keine hohe Wirksamkeit, wenn sich der Betrieb selbst nicht lohne (dies sei jedoch die Grundvoraussetzung). Zuschüsse würden zwar „gerne genommen“, doch eine Anlage werde nur betrieben, wenn diese auch rentabel sei. Der Bau einer Anlage werde nicht an den Investitionskosten, sondern an den Betriebskosten scheitern.				
Anerkennung der Verwendung von grünem Wasserstoff oder Methan durch TEHG (Industrie) Viele (potenzielle) Wasserstoffkonsumenten in der Industrie, wie z.B. Ölraffinerien, Produzenten von Stahl, Glas, Ammoniak und Methanol nehmen am Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) teil (Deutsche Emissionshandelsstelle [DEHSt], 2015). Das in Deutschland geltende Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) ermöglicht es der Industrie, Biomasse zur Missionsminderung einzusetzen. Die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff oder Methan ist jedoch nach dem TEHG ausgeschlossen (DEHSt, 2015, 2019). Unter dieser Regelung würde der Übergang zur Elektrolyse von z.B. Erdgasreformierung oder partiellen Oxidationsprozessen zu einer Reduzierung der Emissionsberechtigungen führen und die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff letztlich keine Einsparung darstellen. Ebenso werden im Rahmen des EU-ETS ausschließlich direkte Emissionen berücksichtigt. Sie können also nicht durch Wasserstoff-Herkunftsnachweise reduziert werden (Londo et al., 2016). Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Gruppendelphis sehen daher in dieser Maßnahme v.a. Potenzial für die Stahlproduktion. In Deutschland gibt es nur einen Stahlhersteller, der in der Wasserstofferzeugung mittels Wasserelektrolyse tätig ist. Die Salzgitter AG stellt die Hochöfen ab und stellt auf Direktreduktionsanlagen um, die mit Wasserstoff betrieben werden können (Salzgitter AG, 2019). Für Ölraffinerien könnte diese Maßnahme nach 2020 eine Rolle spielen. Als Teil der Carbon Leakage-Liste sind sie bis 2019 nicht von der Kohlenstoffpreispolitik betroffen (Fraile et al., 2016). Danach könnte die Verwendung von kohlenstoffarmem Wasserstoff ein Vorteil sein, wenn die hier vorgeschlagenen entsprechenden Gesetzesanpassungen vorgenommen werden. Die befragten Experten schätzen diese Maßnahme als machbar ein, welche auch mit den europäischen Gesetzesvorhaben zur Förderung von dekarbonisierten Gasen (durch das Politikbündel "Gas Package") im Einklang steht (Simson, 2019; van Renssen, 2019). Daher wird die Umsetzung dieser Maßnahme kurzfristig	Ja	NW	4,3	8,0

(2022) modelliert.				
Anerkennung von grünem Wasserstoff als erneuerbare Energie im Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (Wärme) Im Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich, 2015) fällt Wasserstoff nicht unter die Definition von "Erneuerbare Energie". Folglich haben Eigentümer von neuen Gebäuden (oder von grundlegend renovierten öffentlichen Gebäuden) nicht die Möglichkeit, den Wärme- und Kältebedarf mit synthetischen Brennstoffen zu decken. Nur im Bundesland Baden-Württemberg ist Wasserstoff als Wärmequelle anerkannt und kann die vorgeschriebene Quote erfüllen (Heuke et al., 2016). An dem baden-württembergischen Gesetz könnte sich auch das EE-WärmeG orientieren. Diese Maßnahme wurde von den Teilnehmern des Gruppendelphis als kurzfristig sehr gut realisierbar eingeschätzt, da sie für das genannte Bundesland bereits umgesetzt wurde. Bezüglich der Frage nach der Wirksamkeit dieser Maßnahme waren sich die Experten dann allerdings nicht einig. Einige Experten hielten sie für sehr wirksam, andere siedelten sie in ihrer Bewertung dagegen eher niedrig ein.	Ja	NW	6,3	9,0
KWK-Zuschlag für den Einsatz synthetischer Gase (Wärme) Unter den von der (Golling et al., 2017) diskutierten Maßnahmen für eine Roadmap Power to Gas finden sich auch verschiedene Maßnahmen, um Power-to-Gas im Wärmesektor zu verbreiten. Als eine solche Maßnahme wird die Gewährung eines KWK-Zuschlags für den Einsatz synthetischer Gase empfohlen. Hierfür müsste das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) so modifiziert werden, dass diesen Betreibern ermöglicht, auch für den Einsatz synthetischer Gase den KWK-Zuschlag in Anspruch nehmen zu können. Dieser Maßnahme wurde in dem Gruppendelphi sowohl bei der Wirksamkeit als auch bei der Umsetzbarkeit hohe Werte zugeordnet. Allerdings fiel das Urteil nicht ganz eindeutig aus. Während zwei Kleingruppen die Maßnahme als hoch wirksam (mit den Werten 9 und 10) und leicht umsetzbar (mit den Werten 9 und 8) einstufte, konnte die dritte Gruppe hier zu keiner einheitlichen Wertung gelangen, widersprach den Einschätzung in der anschließenden Plenumsdiskussion dann allerdings nicht.	Nein	W	9,5	8,5

Förderung der Entwicklung von Fernwärmelösungen einschließlich PtG (Wärme) Für die Gebäudeheizung scheint Power-to-Gas aufgrund der hohen Kapitalkosten auf Distriktebene vielversprechender zu sein als für einzelne Wohnungen. In der Literatur wird daher diskutiert, im Wärmesektor zunehmend nicht mehr das individuelle Gebäude, sondern den Wärmebedarf eines Stadtviertels in den Fokus zu rücken. Durch Wärmenetze und „Power-to-Heat“ könnten erneuerbare Energien in die Wärmeversorgung integriert werden. Bislang befassen sich nur zwei Projekte mit diesem Konzept (DENA; EXYTRON GmbH., 2019). Dennoch wurde die Kraft-Wärme-Kopplung auf Distriktebene von den Experten des Gruppendelphis als unrentabel angesehen, da Erdgas oder etabliertere Energieträger bei weitem wettbewerbsfähiger seien und diese Maßnahme daher kurz- oder mittelfristig nicht auf der politischen Agenda stehen dürften. Die Bewertung aller drei Kleingruppen stimmte hier überein. Bei sehr geringer Wirksamkeit (mit den sehr geringen Werten 1 und 2) und Skepsis im Hinblick auf die Umsetzung (Werte zwischen 1 und 4), sprachen sich die Experten daher auch gegen die Einführung dieser Maßnahme aus.	Nein	NW	1,0	2,7
Netzbetreibern ermöglichen, eine weitergehende Nutzung von Flexibilitäten über die Bereitstellung von Standardleistungen hinaus zu vergüten (Sektorübergreifend) Gemäß der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und den Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen (StromNEV und GasNEV) können Genehmigungen an Stromnetzbetreiber für Investitionen vor allem in Netzausbauvorhaben erteilt werden (ARegV, 2007/Anreizregulierungsverordnung; Heuke et al., 2016). Die Genehmigung von Maßnahmen zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist weniger üblich. Ebenso ist die Anwendung der Regulierungsverordnung für den Ausgleich des Verteilnetzes stark eingeschränkt. Gerade die Power-to-Gas-Optionen weisen auf eine Entlastung des Netzes hin und können auch das Re-Dispatch- oder Einspeisemanagement übernehmen (Golling et al., 2017; Heuke et al., 2016). Bei dieser Maßnahme gelangten die Kleingruppen des Gruppendelphis auch nach der zweiten Runde zu keinem Konsens. Während bezüglich der Wirksamkeit zumindest von zwei Gruppen hohe Werte angegeben wurden (8 und 9, bei einem abweichenden Wert 5), ließ sich bei der Umsetzbarkeit keine Tendenz erkennen (Werte zwischen 2 und 9).	Ja	NW	7,3	5,7

Abschaffung oder Neugestaltung der Härtefallregelung (Sektorübergreifend) Für den Fall der Reduzierung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz aufgrund von Netzengpässen schreibt § 15 EEG (2017) vor, dass die Stromnetzbetreiber den Erzeugern den nicht eingespeisten Strom weiterhin zu vergüten haben (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017). Der vorgesehene Netzbetreiber, der den Strom erhält, muss ebenfalls vergütet werden. Diese Härtefallregelung behindert die Einbindung von Speicherlösungen zur Speicherung und Rückvergütung des überschüssigen Stroms (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2013). Allerdings bietet das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, § 13) bereits heute die Möglichkeit, Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen zur Beseitigung von Engpässen zuzulassen (Golling et al., 2017; Heuke et al., 2016). Da die Abschaffung der Härtefallregelung derzeit den Ausbau der erneuerbaren Energien behindern würde, kommt diese Maßnahme erst in Betracht, wenn eine subventionsfreie Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien möglich ist. Diese Maßnahme wurde zwar beim Gruppendelphi von allen Experten als hochwirksam eingeschätzt (Werte von 8 bis 10), doch die Experten waren sich uneinig bei der Frage der Umsetzbarkeit. Von zwei Kleingruppen wurde sie als einfach umsetzbar (Werte 10 und 7) bewertet; diese Einschätzung wurde jedoch von der dritten Gruppe nicht geteilt (Wert 4). Der Dissens konnte auch nicht in der Plenumsdiskussion aufgelöst werden.	Ja	NW	9,0	7,0
Aufbau eines Ökostrom-Abnahmesystems z.B. durch Zertifikate oder Herkunftsnachweise (Sektorübergreifend) Die spezifischen Produktionskosten der Elektrolyse steigen dramatisch an, wenn sich die Kapitalkosten auf Betriebszeiten von weniger als 3.000 Volllaststunden verteilen (Perner et al., 2018; Smolinka et al., 2018). Um konkurrenzfähig zu sein, streben die Wasserstoffproduzenten eine Betriebszeit von bis zu 8 000 Stunden an und verbrauchen daher nicht nur Strom aus erneuerbaren Energien. Gleichzeitig müssen sie aber, um etwa an den hier diskutierten Maßnahmen wie z.B. der Befreiung von Letztverbraucherabgaben partizipieren zu können, den Anteil des erneuerbaren Stroms in ihren Elektrolyseanlagen nachweisen (Kreeft, 2018). Herkunftsnachweise erscheinen als eine mögliche Möglichkeit, den "grünen" Anteil des produzierten Wasserstoffs zu zertifizieren (Heuke et al., 2016). Dies wird in der Literatur vielfach kritisch angesehen, da Elektrolyseanlagen dann Grundlaststrom verbrauchen würden (Smolinka et al., 2018). Darüber hinaus würden die Wasserstoffproduzenten höchstwahrscheinlich Zertifikate für aus anderen Ländern gekauften Strom kaufen, um die Volllaststunden weiter zu erhöhen, was für die Zertifikate strenge Kontrollen notwendig machen würden. Im Rahmen einer Delphi Kurzstudie (K. Graf & Sendler, 2017) zur Erhebung des Potenzials von Power-to-Gas schlugen einige der befragten Experten daher vor, solche grünen Zertifikate perspektivisch mittels dem Kriterium der räumlichen Nähe der Elektrolyseanlage zur Stromproduktion (z.B. den Anschluss an dasselbe Netzgebiet) zu vergeben. Eine zeitlich und mengenmäßig begrenzte Einrichtung eines solchen Systems könnte dann einen wichtigen Beitrag zur Marktaktivierung von Power-to-Gas leisten und	Ja	NW	9,0	9,6

dürfte nicht schwer umzusetzen sein (Smolinka et al., 2018). Tatsächlich gibt es bereits ein grünes Wasserstoff-Zertifikat auf europäischer Ebene. Es war eine Initiative eines unabhängigen Konsortiums, das bereits erfolgreiche Pilotprojekte durchgeführt hat und derzeit an einer Hochskalierung arbeitet (FCH 2JU, 2019). Die Experten des Gruppendelphis schätzten die Wirksamkeit für diese Maßnahme einheitlich als hoch ein (Werte 8 bis 10) und die Umsetzbarkeit in der Tendenz als machbar bei Werten von 5 bis 7 ein.				
Ehrgeizigere gesetzgeberische Politikziele bzgl. einer bundesweiten Präsenz von Methan- und Wasserstoff-Tankstellen (Verkehr) Es besteht ein Konsens über die Bedeutung der Infrastruktur von Wasserstoff-Tankstellen für den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen und somit für den Einsatz der Elektrolyse im (Markus Reuß et al., 2019; Smolinka et al., 2018). Für 2016 hatte das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur die Zielvorgabe von 100 Wasserstoff-Tankstellen bis 2019 und 1 000 bis 2030 festgelegt (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur [BMVI], 2016). Bis Oktober 2019 sind 76 in Betrieb und 11 in Planung (H2 MOBILITY). Die Ziele scheinen mit den am wenigsten anspruchsvollen Szenarien der potenziellen Wasserstoffnachfrage bis 2050, die etwa 0,65 Millionen Tonnen Wasserstoff auf der Basis von (Sterchele, 2019) beträgt, kohärent zu sein, was zu etwa 3 000 Wasserstoff-Tankstellen im ganzen Land führt¹ (M. Reuß et al., 2017). Dennoch ist eine große Lücke zu erkennen, zieht man ein höheres Wasserstoffpotenzial in der Mobilität in Betracht, das bis 2050 auf 2,70 Millionen Tonnen steigen könnte, was einen Bedarf von mehr als 10 000 Wasserstoff-Tankstellen nach sich ziehen würde (M. Reuß et al., 2017). Ein ehrgeizigeres Ziel ist im Falle eines höheren potenziellen Wasserstoffverbrauchs im Verkehrssektor erforderlich. Für die mittlere Frist (2030) sollte ein aktualisierter Infrastruktur-Entwicklungsplan vorliegen, der die entsprechenden Ziele für die Einführung von Wasserstoff-Tankstellen bis 2050 enthält. In dem Gruppendelphi stuften die Teilnehmer diese Maßnahme als wirksam (Werte 6 und 8) und in der Tendenz als umsetzbar ein (Werte 5 bis 7).	Ja	NW	7,3	6,0

¹ Wert abgeleitet aus einem räumlich aufgelösten Wasserstoff-Infrastrukturdesign für Deutschland durch M. Reuß et al. (2017), das die Wasserstoff-Tankstellen-Größe L (1 000 kg/Tag) mit einer Auslastung von 70 % modelliert

Anerkennung der Emissionsminderung beim Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerien auf die THG-Minderungsquote (Verkehr und Industrie) Nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (37. BImSchV, § 37) können ab 2018 Kraftstoffe auf Strombasis, die nichtbiogenen erneuerbaren Strom verwenden, wie z.B. durch Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff, die für Ölraffinerien und Kraftstoffverteiler vorgeschriebene Biokraftstoff-Beimischungsquote ausgleichen. Die Fördervoraussetzungen sind jedoch streng, d.h. der Strom muss ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammen oder an ein Netzausbaugelände angeschlossen sein, Netzausbaugelände in Deutschland sind der nördliche Teil von Niedersachsen, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote, 2017; Kreeft, 2018). Zusätzlich muss dem Umweltbundesamt (UBA) die Herkunft des aus dem Netz bezogenen regenerativen Stroms nachgewiesen werden (UBA, 2017). Diese Politikempfehlung betrifft sowohl die Industrie als auch den Verkehrssektor. Der höchste Wasserstoffbedarf in der Industrie entsteht in Ölraffinerien (~40%), aber etwa 60% der Raffinerieprodukte sind Kraftstoffe für die Straßenmobilität (Heuke et al., 2016). Es ist wichtig, dass in diesem Sektor Know-how im Bereich PtG entwickelt wird, da dies eine eventuelle Abdeckung des Kraftstoffportfolios durch Wasserstoff erleichtert. Diese Maßnahme wurde von den Experten des Gruppendelphis sowohl als hochwirksam als auch als leicht umsetzbar eingestuft.	Ja	NW	9,7	9,0
Eine EEG-vergleichbare Förderung für PtG-Anlagen (Sektorübergreifend) In der ersten Plenumsdiskussion entschieden sich die Teilnehmer dafür, eine neue Maßnahme in der zweiten Runde aufzunehmen. So sollte in der zweiten Gruppenphase auch darüber nachgedacht werden, inwiefern eine EEG-vergleichbare Förderung auch für Power-to-Gas-Anlagen möglich und effektiv wäre. Schließlich gelte das EEG als ein hocheffektives Instrumentarium um Nischentechnologien bei der Diffusion zu unterstützen. Während alle Experten diese Maßnahme als hochwirksam einstufen, waren sich die Experten bei der Umsetzbarkeit nicht einig. Zwei der drei Kleingruppen hielt diese Maßnahme für leicht umsetzbar. Die dritte Gruppe argumentierte jedoch mit Verweis auf inzwischen EEG-skeptische Diskurse, dass sie hier kaum eine Chance für eine Umsetzbarkeit sehe.	Nein	W	9,0	6,7

Historischen PtG-Leistung

Die Daten in Appendix 3 stammen hauptsächlich aus der „Strategieplattform Power to Gas“ der (DENA, 2018)¹ und aus (DVGW, 2019). Die zusätzlich herangezogenen Quellen sind in der letzten Spalte angegeben.

Legende der Akteursgruppe

- | | | |
|---|---|--------------------------|
| a. Industrie | e. Große Energieversorger und sehr große Stadtwerke | i. Technologiehersteller |
| b. Ölraffinerien | f. Unabhängiger Grünstromanbieter | j. Forschungsinstitute |
| c. kleine Stadtwerke | g. Konsortium | k. Private Anleger |
| d. Regionalversorger und große Stadtwerke | h. Projektierer | l. Netzbetreiber |

Legende der Umwandlung

Ely: Elektrolyse

M: Methanisierung

Appendix 3: Liste der PtG-Projekte in Deutschland (in Betrieb, Beendet und geplant bis 2019)

#	Projektname	Bundesland	Akteur	Entwicklungsstand	Betriebsstatus	In Betrieb seit	Inaktiv seit	Größe [MWel]	Umwandlung	Stromquelle	Technologie	Hauptanwendung	Quelle
1	Audi e-gas Projekt	NI	a	Kommerziell	in Betrieb	2013		6	Ely, M	Netz	AEL	Verkehr	(Götze, 2017)
2	bioCONNECT	NW	j	Forschung	in Planung / im Bau	2016		Unbekannt	Ely, M	Unbekannt	PEM	Verkehr	
3	BioPower2Gas	HE	g	Demonstration	Beendet	2015	2016	0,3	Ely, M	Netz	PEM	Wärme, Einspeisung	(Viessmann Werke, 2015)
4	Co2RRECT	NW	a	Demonstration	Beendet	2011	2013	0,3	Ely	Unbekannt	PEM	Industrie	

¹ <https://www.powertogas.info/projektkarte/>

5	Energiepark Mainz	RP	c	Kommerziell	in Betrieb	2017		6	Ely	Wind	PEM	Verkehr, Industrie, Einspeisung	(Heuke et al., 2016; Mainzer Stadtwerke AG)
6	EXYTRON (Bernsteinsee)	NI	k	Kommerziell	in Planung / im Bau	2020		0,052	Ely, M	Solar	AEL	Wärme, Einspeisung	(Behrens, 2018)
7	EXYTRON (Demonstration)	MV	i	Forschung	in Betrieb	2015		0,021	Ely, M	Unbekannt	AEL	Wärme, Einspeisung	(DENA)
8	EXYTRON Klimafreundli- ches Wohnen	BY	c	Kommerziell	in Betrieb	2019		0,0625	Ely, M	Solar	AEL	Wärme, Einspeisung	(EXYTRON GmbH., 2019)
9	EXYTRON Zero-Emission- Wohnpark	RP	c	Kommerziell	in Planung / im Bau	2020		0,0625	Ely, M	Solar	AEL	Wärme, Einspeisung	(EXYTRON GmbH., 2019)
10	GrInHy	NI	a	Demonstration	Beendet	2016	2019	0,15	Ely	Industrieller Prozess	SOEC	Industrie	(Salzgitter AG, 2019)
11	GrInHy 2.0	NI	g	Demonstration	in Betrieb	2019		0,72	Ely	Industrieller Prozess	SOEC	Industrie	(Salzgitter AG, 2019)
12	H2- BTU Cottbus	BB	j	Forschung	in Betrieb	2012		0,145	Ely	Wind, Solar	AEL	Unbekannt	
13	H2Herten	NW	g	Demonstration	in Betrieb	2013		0,15	Ely	Wind	AEL	Alle	
14	H2Herten	NW	g	Demonstration	Beendet	2018	2019		Ely	Wind	AEL	Verkehr	(Schmidt, 2018)
15	H2orizon	BW	d	Kommerziell	in Betrieb	2019		0,88	Ely	Wind	PEM	Wärme, Einspeisung	(EES e.V., 2018)
16	Hybridkraftwerk Prenzlau	BB	f	Kommerziell	in Betrieb	2014		0,5	Ely	Wind	AEL	Einspeisung	(Greenpeace Energy eG, 2018; Winkler-Goldstein & Rastetter, 2013)
17	HYPOS	ST	g	Demonstration	in Betrieb	2015		2	Ely	Wind, Solar, Netz	PEM	Alle	(Bundesministerium für Bildung und Forschung [BMBF], 2013; Zukunft ERDGAS e.V., 2019)
18	Leuchtturmprojekt Power- to-Gas	BW	d	Demonstration	in Betrieb	2018		1,3	Ely	Wasserkraft	AEL	Verkehr	(DVGW, 2019; ZSW)
19	Methanisierung am Eichhof	HE	j	Demonstration	in Planung / im Bau	2017		0,05	Ely, M	Unbekannt	PEM	Unbekannt	(Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, 2019)

20	Methanisierung am Eichhof	HE	j	Forschung	Beendet	2012	2013	0,025	Ely, M	Unbekannt	PEM	Unbekannt	
21	Multi-Energie-Tankstelle H2BER	BB	f	Demonstration	in Betrieb	2014		0,5	Ely	Wind, Solar	AEL	Verkehr	(Clean Energy Partnership [CEP], 2019; "Wasserstofftankstelle Am BER in Betrieb," 2014)
22	Power to Gas Biogasbooster	BY	i	Demonstration	Beendet	2014		0,25	Ely, M	Unbekannt	Unbekannt	Verkehr	(MicroPyros GmbH)
23	Power-2-Hydrogen-Tankstelle	HH	b	Kommerziell	in Betrieb	2015		0,185	Ely	Netz	PEM	Verkehr	(CEP, 2019)
24	Power-to-Gas-Pilotanlage Allendorf	HE	i	Demonstration	Beendet	2015	2018	1,1	Ely, M	Wind	PEM	Einspeisung	
25	Rieselbettreaktor GICON	BB	j	Forschung	in Betrieb	2015		Unbekannt	Ely, M	Unbekannt	Unbekannt	Unbekannt	
26	RWE- Ibbenbüren	NW	e	Demonstration	in Betrieb	2015		0,15	Ely	Netz	PEM	Rückverstromung	(Stabenau, 2017)
27	Thüga-(Demonstration)	HE	d	Demonstration	Beendet	2014	2017	0,32	Ely	Wind, Solar	PEM	Rückverstromung	(Thüga AG, 2017)
28	Viessmann Power-to-Gas im Eucolino	BY	i	Demonstration	in Betrieb	2013		0,108	Ely, M	Unbekannt	Unbekannt	Wärme, Einspeisung	(Zukunft ERDGAS e.V., 2019)
29	Wasserstofftankstelle HafenCity	HH	e	Kommerziell	Beendet	2013	2019	0,00144	Ely	Unbekannt	AEL	Verkehr	
30	Wasserstofftankstelle Stuttgart Talstraße	BW	e	Demonstration	in Betrieb	2013		0,32	Ely	Netz	AEL	Verkehr	
31	WindGas Falkenhagen	BB	e	Demonstration	in Betrieb	2013		2	Ely, M	Wind	AEL	Einspeisung	(Winkler-Goldstein & Rastetter, 2013)
32	WindGas Hamburg	HH	d	Demonstration	Beendet	2015	2016	1,5	Ely	Wind	PEM	Einspeisung	
33	Windgas Haßfurt	BY	f	Kommerziell	in Betrieb	2016		1,25	Ely	Netz	PEM	Einspeisung	(Greenpeace Energy eG, 2018, 2019; Winkler-Goldstein & Rastetter, 2013)
34	Windgas Haurup (H2-Projekt Haurup)	SH	f	Kommerziell	in Planung / im Bau	2018		1	Ely	Wind	PEM	Einspeisung	(Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH [EEHH], 2018)

35	Windpark RH2-WKA	MV	h	Demonstration	in Betrieb	2012		1	Ely	Wind	AEL	Rückver- stromung	(WIND-WASSERSTOFF- projekt GmbH & Co. KG)
36	Stromlückenfüller	SH	h	Demonstration	Beendet	2016		0,2	Ely	Wind, Solar	PEM	Rückver- stromung	(GP JOULE GmbH, 2017; H- TEC SYSTEMS, 2019)
37	Refhyne (Raffinerie Rhein- land)	NW	b	Demonstration	in Planung / im Bau	2020		10	Ely	Wind, Solar, Netz	PEM	Industrie	(Amprion GmbH, 2019b; European Commission, 2018)
38	hybridge	NI	l	Demonstration	in Planung / im Bau	2023		100	Ely	Netz	PEM	Rückver- stromung	(Amprion GmbH, 2019b)
39	element eins	NI	l	Demonstration	in Planung / im Bau	2022		100	Ely	Netz	Unk- nown	Verkehr, Industrie, Einspeisung	(Thyssengas GmbH)
40	Communal Energy Net- work	BW	j	Demonstration	in Betrieb	2017		0,12	Ely	Netz	AEL	Rückver- stromung	(Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2019)
41	HELMETH	BW	j	Forschung	in Betrieb	2014		Unbe- kannt	Ely, M	Unbekannt	PEM	Unbekannt	
42	H2-Tankstelle Karlsruhe	BW	g	Kommerziell	in Betrieb	2017		0,01	Ely	Solar	SOEC	Verkehr	(TOTAL Deutschland GmbH, 2018; Zeller & Brisse, 2017)
43	250 kWel -Power-to-Gas- Anlage	BW	j	Forschung	Beendet	2009	2013	0,025	Ely, M	Wind, Solar	AEL	Einspeisung	
44	Smart Grid Solar	BY	j	Demonstration	Beendet	2016	2017	0,075	Ely	Wind, Solar, Netz	PEM	Rückver- stromung	(DVGW, 2019)
45	Power2Gas, LTM-Labor	BY	j	Forschung	in Betrieb	Unbekannt		Unbe- kannt	Ely, M	Unbekannt	Unbe- kannt	Unbekannt	(Hochschule Landshut)
46	HH Hafen	HH	b	Kommerziell	in Betrieb	2017		5	Ely	Netz	PEM	Industrie	(Verband der Chemischen Industrie e.V [VCI], 2018)
47	HPEM2GAS	NI	g	Demonstration	in Betrieb	2019		0,3	Ely	Netz	PEM	Rückver- stromung	(Hochschule Emden/Leer, 2017)
48	BW Brgerwindparl Fehn- dorf/Lindloh	NI	g	Kommerziell	in Planung / im Bau	2020		4	Ely	Wind	PEM	Einspeisung	(Böckermann, 2017; Pieper, 2017)
49	PtG METELEN	NW	l	Demonstration	in Planung / im Bau	2020		Unbe- kannt	Ely	Solar	PEM	Rückver- stromung	(Innogy SE, 2018)

50	Water Electrolysis Unit Connected to Sewage Works	RP	j	Demonstration	in Planung / im Bau	2020		1,8	Ely, M	Wind	Unk- nown	Industrie	(AiF Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V., 2015)
51	sunfire GmbH	SN	i	Forschung	Beendet	Unknown		Unbe- kannt	Ely, M	Unbekannt	SOEC	Unbekannt	
52	OVGU Magdeburg	ST	j	Forschung	in Betrieb	Unknown		Unbe- kannt	Ely	Unbekannt	PEM	Unbekannt	
53	MPI Magdeburg AG Prozesstechnik	ST	j	Forschung	in Betrieb	Unknown		Unbe- kannt	Ely, M	Unbekannt	AEL	Unbekannt	
54	Wind to Gas (W2G) Sü- dermarsch	SH	f	Kommerziell	in Betrieb	2020		2,4	Ely	Wind	PEM	Einspeisung	(“Power-to-Gas-Anlage Entsteht in Brunsbüttel,” 2018; Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG, 2019)
55	Windpark Ellhöft GmbH	SH	f	Kommerziell	in Betrieb	2019		0,225	Ely	Wind	PEM	Verkehr	
56	H2 Wyhlen	BW	d	Demonstration	in Planung / im Bau	2021		10	Ely	Wasserkraft	AEL	Unbekannt	(BMW, 2019)
57	Norddeutsches Reallabor		g	Demonstration	in Planung / im Bau	2024		77	Ely	Unbekannt	Unk- nown	Verkehr	
58	ReWest100	SH	b	Demonstration	in Planung / im Bau	2023		30	Ely	Wind	Unk- nown	Einspeisung	
59	Energiepark Bad Lauchstädt	ST	d	Demonstration	in Planung / im Bau	2023		35	Ely	Wind	Unk- nown	Alle	
60	GreenHydroChem	ST	a	Demonstration	in Planung / im Bau	2024		100	Ely	Unbekannt	PEM	Verkehr, Industrie, Einspeisung	
61	H2Stahl	NW	g	Demonstration	in Planung / im Bau	Unknown		Unbe- kannt	Ely	Unbekannt	Unk- nown	Industrie	
62	HydroHub Fenne	SL	e	Demonstration	in Planung / im Bau	2021		17,5	Ely	Wind, Solar	PEM	Verkehr, Industrie, Einspeisung	

63	RefLau	BB	g	Demonstration	in Planung / im Bau	2021		10	Ely	Unbekannt	PEM	Verkehr, Industrie, Einspeisung	(BMWi, 2019)
64	MethQuest	BW	a	Demonstration	in Planung / im Bau	2021		1	Ely, M	Unbekannt	PEM	Verkehr	

Techno-ökonomischen Eigenschaften PtG

Appendix 4: Umrechnungsfaktoren

Umrechnungsfaktoren	Einheit	Fester Wert	Quelle/Kommentar
Heizwert Wasserstoff	kWh/kg	33,33	(Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2007)
Heizwert Wasserstoff	kWh/Nm ³	3,00	
Dichte	kg/Nm ³	0,089	
Energieinhalt von Benzin	MJ/Liter	32	
Energieinhalt von Benzin	MJ/Liter	36	
Kohlenstoffintensität von Benzin	Kg-CO ₂ /Liter	2,3	
Kohlenstoffintensität von Diesel	Kg-CO ₂ /Liter	2,6	
Kohlenstoffintensität von Erdgas	Kg-CO ₂ /Liter	0,2	

Appendix 5: finanzielle Parameter

finanzielle Parameter	Einheit	Fester Wert	Quelle/Kommentar
Ertragssteuern	% Ergebnis vor Steuern (EBT)	30	(Bundesministerium der Finanzen [BMF], 2018; Gushurst & Miß, 2018)
Eigenkapitalanteil	%	25	Annahme basiert auf (Kost et al.)
Fremdkapitalanteil	%	75	Annahme basiert auf (Kost et al.)
Schuldszinssatz (nominal)	%	7	(Henning & Andreas, 2015)
Schuldszinssatz (real)	%	4,9	Eigene Berechnung bei 2% der Inflation

Darlehenslaufzeit	Jahr	10	Annahme basiert auf (Kost et al.)
technische Lebensdauer der Anlage	Jahr	25	(Enea Consulting, 2016; Smolinka et al., 2018)

Investitionskosten und andere technische Eigenschaften der Systemkomponenten

Appendix 6: Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse bezogen auf den Heizwert und Ein- oder Ausgangsdruck aller an der Wasserstoffherzeugung beteiligten Komponenten

	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Wirkungsgrad Elektrolyse (LHV)									
AEL - Obergrenze	%	0,60	0,61	0,62	0,63	0,63	0,64	0,65	(Enea Consulting, 2016; Smolinka et al., 2018; Wiebe et al., 2018)
PEM - Obergrenze	%	0,55	0,57	0,59	0,60	0,62	0,63	0,65	
AEL – Untergrenze	%	0,65	0,66	0,67	0,68	0,68	0,69	0,70	
PEM - Untergrenze	%	0,60	0,62	0,64	0,65	0,67	0,68	0,70	
Druck (Ausgang oder Eingang)									
AEL-Elektrolyse (Ausgang)	bar	10	10	30	30	30	30	30	(Enea Consulting, 2016; Parra & Patel, 2016; Smolinka et al., 2018)
PEM-Elektrolyse (Ausgang)	bar	30	30	60	60	60	60	60	(Perner et al., 2018; Smolinka et al., 2018; Wiebe et al., 2018)
Lagertank (Eingang)	bar	30	30	30	30	30	30	30	(Wiebe et al., 2018)
Salzkaverne (Eingang)	bar	150-300	150-300	150-300	150-300	150-300	150-300	150-300	(Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie [BMVIT], 2014; Markus Reuß et al., 2019)
Trailer - (Eingang)	bar	450-500	450-500	450-500	450-500	450-500	450-500	450-500	(FCH 2JU, 2019). Komprimiertes Gas (CGH2)
Tankstelle (Eingang)	bar	700	700	700	700	700	700	700	(Bertuccioli et al., 2014; Thomas et al., 2016)
Einspeisestation - (Eingang)	bar	10	10	10	10	10	10	10	Verteilungsnetz. (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017)
Einspeisestation - (Eingang)	bar	60	60	60	60	60	60	60	Übertragungsnetz. (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017)

Appendix 7: Investitionskosten der Elektrolyseeinheit je nach Technologie und Systemgröße

Investitionskosten Elektrolyse	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
obere Wertgrenze									
AEL - 3 MW _{el} -Anlage	€/kW _{el}	1 126	951	905	882	863	849	837	Basiert auf (Bertuccioli et al., 2014; Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2018, 2019; Parra & Patel, 2016; Thomas et al., 2016; Smolinka et al., 2018)
AEL - 10 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	1 025	847	807	783	766	753	743	
AEL - 300 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	688	570	537	517	503	493	484	
AEL - 600 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	609	496	464	446	432	422	414	
PEM - 3 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	1 605	1 421	1 286	1 163	1 053	952	862	Basiert auf (Bertuccioli et al., 2014; Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2018, 2019; Parra & Patel, 2016; Thomas et al., 2016; Smolinka et al., 2018; Wiebe et al., 2018)
PEM - 10 MW _{el} -Anlage	€/kW _{el}	1 328	1 037	937	876	831	796	767	
PEM - 300 MW _{el} -Anlage	€/kW _{el}	970	855	766	686	615	551	493	
PEM - 600 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	831	749	668	595	531	473	422	
untere Wertgrenze									
AEL - 3 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	891	712	654	596	571	553	538	Basiert auf (Bertuccioli et al., 2014; Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2018, 2019; Parra & Patel, 2016; Thomas et al., 2016; Smolinka et al., 2018)
AEL - 10 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	767	620	575	536	517	502	490	
AEL - 300 MW _{el} -Anlage	€/kW _{el}	547	471	446	425	414	405	399	
AEL - 600 MW _{el} -Anlage	€/kW _{el}	511	452	432	405	395	388	382	
PEM - 3 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	1 169	1 018	894	785	689	605	531	Basiert auf (Bertuccioli et al., 2014; Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2018, 2019; Parra & Patel, 2016; Thomas et al., 2016; Smolinka et al., 2018; Wiebe et al., 2018)
PEM - 10 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	969	758	696	609	585	533	519	
PEM - 300 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	491	433	417	407	400	394	390	
PEM - 600 MW _{el} -Anlage	€/ kW _{el}	582	494	465	448	436	427	419	

Investitionskosten Elektrolyse	Einheit	Fester Wert	Quelle
Reinvestitionskosten in den Elektrolyse-Stack	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	50	(Enea Consulting, 2016)
Projektkosten 3 MW _{el} -Anlage	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	43	(FCH 2JU, 2017)
Projektkosten 10 MW _{el} -Anlage	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	38	(FCH 2JU, 2017)
Projektkosten 300/600 MW _{el} -Anlagen	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	35	(FCH 2JU, 2017)

Appendix 9: Investitionskosten der Wasserstoffspeicherung und -verdichtung

Investitionskosten	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Wasserstoffspeicherung									
Stationärer Speicher-tank (140 kg)	Tsd. €/Einheit	84	84	84	84	84	84	84	Für die 3 MW _{el} -Anlage. 600 €/kg (≈50 bar) gespeicher-ten Wasserstoffs multipliziert mit der Speicherkapazität von 140 kg (BMVIT, 2014; FCH 2JU, 2019)
Stationärer Speicher-tank (5 000 kg)	Tsd. €/Einheit	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	
Salzkaverne – 300 000 m ³ (300 MW _{el} -Anlage)	Tsd. €/Einheit	80 259	80 259	80 259	80 259	80 259	80 259	80 259	Basierend auf (BMVIT, 2014; M. Reuß et al., 2017) und Skalierung gemäß Gleichung aus (M. Reuß et al., 2017)
Salzkaverne – 530 000 m ³ (600 MW _{el} -Anlage)	Tsd. €/Einheit	94 123	94 123	94 123	94 123	94 123	94 123	94 123	
Wasserstoffverdichtung									
AEL 3 MW _{el} -Anlage	Tsd. €/Einheit	108	108	108	-	-	-	-	Basierend auf Kostengleichung für mechanische Ver-dichtung aus (FCH 2JU, 2017)
AEL 10 MW _{el} -Anlage	Tsd. €/Einheit	234	234	234	-	-	-	-	
LKW-Abfüllstation - 10 MW _{el} -Anlage	Tsd. €/Einheit	1 607	1 607	1 607	1 607	1 607	1 607	1 607	

	Einheit	Fester Wert	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
LKW-Anhänger	Tsd. €/Einheit	700	700	700	700	700	700	700	700	Für die 10 MW _{el} -Anlage. 700 €/kg transportierter Wasserstoff multipliziert mit der Anhängergröße von 1 000 kg. 3 Einheiten sind notwendig (FCH 2JU, 2017; Markus Reuß et al., 2019)
LKW - 10 MW _{el} -Anlage	Tsd. €/Einheit	160	160	160	160	160	160	160	160	Für die 10 MW _{el} -Anlage. 3 Einheiten sind notwendig (FCH 2JU, 2017; Markus Reuß et al., 2019)
Tankstelle (inkl. Verdichtung)	Tsd. €/Einheit		4 000	2 915	2 628	2 464	2 353	2 268	2 201	Tankstelle Größe L (Verteilung 1 000 kg/Tag) (Bertuccioli et al., 2014; Enea Consulting, 2016; Markus Reuß et al., 2019)
Einspeisestation	Tsd. €/Einheit		600	530	480	440	404	380	360	Für die 10 MW _{el} -Anlage. Verteilungsnetz. (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017)
Einspeisestation	Tsd. €/Einheit		900	795	720	657	606	567	540	Für die 600 MW _{el} -Anlage. Übertragungsnetz. (Enea Consulting, 2016; FCH 2JU, 2017)
Gasturbine (Wasserstoff)	Tsd. €/Einheit		516	458	419	400	389	380	385	Für die 300-MW _{el} -Anlage (Sterchele, 2019)

Appendix 11: Lebensdauer von PtG-Komponenten

Komponente	Einheit	Fester Wert	Quelle
AEL-Elektrolyse	Jahr	25	Consulting,
PEM- Elektrolyse	Jahr	25	2016; Fuel
AEL-Stack	Jahr	9 (55 000 h)	Cells and
PEM--Stack	Jahr	6 (40 000 h)	Hydrogen
Verdichter	Jahr	30	Joint Un-
Speichertank	Jahr	25	dertaking,
Salzkaverne	Jahr	30	2018; Wie-
LKW-Abfüllzentrum	Jahr	30	be et al.,

Appendix 12: Betriebsausgaben der PtG-Komponenten

Komponente	Einheit	Fester Wert	Quelle
AEL-Elektrolyse	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	3	(FCH 2JU,
PEM- Elektrolyse	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	2	2018; Parra
AEL-Stack	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	3	& Patel,
PEM-Stack	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	2	2016; Mar-
Verdichter	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	3	kus Reuß et
Speichertank	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	2	al., 2019;
Salzkaverne	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	2	Sterchele,
LKW-Abfüllzentrum	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	3	2019)

LKW-Anhänger	Jahr	20	2018	LKW-Anhänger	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	4
LKW	Jahr	10		LKW	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	13
Tankstelle	Jahr	30		Tankstelle	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	8
Einspeisestation	Jahr	30		Einspeisestation	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	2
Gasturbine	Jahr	40		Gasturbine	% Investitionskosten Elektrolyseanlage	2

Strombeschaffungspreis

Die in diesen Untersuchungen berücksichtigten Stromeinkaufstarife oder Preisniveaus sind: der Vollpreis (VP), der Preis für energieintensive Unternehmen (EIU), der Preis für die Rückverstromung (RV) und der Preis für den Eigenverbrauch (EV) oder für den Teileigenverbrauch und den Teilabzug aus dem Netz zum vollen Stromtarif (EV-VP).

Diese Tarife werden in den Preis für die Stromerzeugung und die Verwaltungskosten (Appendix 13) sowie die Abgaben und Zuschläge (

Appendix 14: Abgaben und Zuschläge je Tariftyp für den industriellen jährlichen Verbrauch unter 100 GWh aufgeteilt in Entnahmen unter und über einer GWh (gültig für die 3 MWel, 10 MWel und 300 MWel PtG-Anlagen)

) aufgeschlüsselt. Es wird zwischen Zuschlägen für die erste verbrauchte GWh und für den Verbrauch über einer GWh unterschieden, da für letztere wichtige Zuschläge für EIU gelten könnten. Für andere Tarife ändert sich nur die Abgabe §19 Netzzugang.

Appendix 13: Stromgroßhandelspreis sowie Strombeschaffungspreis mit Vertriebskosten für Industriekunden

Stromgroßhandelspreis	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Großhandel (Basispreis) - Obergrenze	€ct/kWh	3,10	5,36	6,91	8,98	10,22	11,81	13,39	Basierend auf der Großhandelspreisprognose aus(Böcker & Weber, 2017). Anpassung an historische Werte von 2016 bis 2018 nach (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019; BDEW, 2019b). Trendextrapolation bis 2050
Großhandel (Basispreis) - Untergrenze	€ct/kWh	2,98	5,37	5,59	5,85	6,13	6,44	6,71	

Beschaffung, Vertrieb – Obergrenze	€/kWh	4,69	8,11	10,45	13,58	15,45	17,85	20,25	Vertriebs- und Verwaltungskosten gemäß historischen Daten aus (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019) addiert zum Großhandelsbasispreis
Beschaffung, Vertrieb - Obergrenze	€/kWh	4,50	8,12	8,45	8,85	9,27	9,74	10,15	

Appendix 14: Abgaben und Zuschläge je Tariftyp für den industriellen jährlichen Verbrauch unter 100 GWh aufgeteilt in Entnahmen unter und über einer GWh (gültig für die 3 MW_{el}, 10 MW_{el} und 300 MW_{el} PtG-Anlagen)¹

Abgaben und Zuschläge	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Stromsteuer, Mehrwertsteuer	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	Erstattung der Stromsteuer im Falle der Elektrolyse nach § 9a StromStG (StromStG). Ausgleich zwischen Einkaufs- und Verkaufs-MwSt. (BDEW, 2015)
Volle Zuschläge Verbrauch ≤ 1 GWh	€/kWh	9,99	10,50	8,84	7,28	7,66	8,04	8,43	
EEG-Umlage	€/kWh	6,41	6,47	4,43	2,48	2,48	2,48	2,48	EEG § 64(2)1. (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; Haller et al., 2015; Netztransparenz, 2019)
Netzentgelt	€/kWh	2,39	2,79	3,17	3,56	3,94	4,33	4,71	EnWG (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019; BDEW, 2019b; EnWG, 2019)
KWK-Aufschlag	€/kWh	0,28	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	§ 27 KWKG (Amprion GmbH, 2019a; KWKG, 2019/§ 27 KWKG)

¹ Die Aufteilung zwischen Verbräuchen unter und über einer GWh ist wichtig, da die Preissenkungen für energieintensive Unternehmen nur für Verbräuche über einer GWh gelten. Neben dem § 19 Netzzugang ändert sich nach dieser Schwelle, aber dies ist nahezu vernachlässigbar.

Offshore-Netzumlage	€ct/kWh	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	§ 17f EnWG (Amprion GmbH, 2019a; EnWG, 2019)
Konzessionsabgabe	€ct/kWh	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	§ 2 KAV (KAV, 1992)
§ 19 StromNEV-Umlage	€ct/kWh	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	§ 19(2) StromNEV, Tarif A (<=1GWh) (Amprion GmbH, 2019a; StromNEV, 2005)
Umlage für abschaltbare Lasten	€ct/kWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	§ 18 AbLaV (Amprion GmbH, 2019a; AbLaV, 2019)
Volle Zuschläge Verbrauch > 1 GWh	€ct/kWh	9,66	10,17	8,52	6,95	7,33	7,72	8,10	
EEG-Umlage	€ct/kWh	6,41	6,47	4,43	2,48	2,48	2,48	2,48	s. Vollstrompreis <1 GWh
Netzentgelt	€ct/kWh	2,39	2,79	3,17	3,56	3,94	4,33	4,71	s. Vollstrompreis <1 GWh
KWK-Aufschlag	€ct/kWh	0,28	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	s. Vollstrompreis <1 GWh
Offshore-Netzumlage	€ct/kWh	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	s. Vollstrompreis <1 GWh
Konzessionsabgabe	€ct/kWh	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	s. Vollstrompreis <1 GWh
§ 19 StromNEV-Umlage	€ct/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	§ 19(2) StromNEV, Tarif B (>1GWh) (Amprion GmbH, 2019a; StromNEV, 2005)
Umlage für abschaltbare Lasten	€ct/kWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	s. Vollstrompreis <1 GWh
Zuschläge für EIU Verbrauch > 1 GWh	€ct/kWh	3,60	4,01	4,09	4,18	4,57	4,95	5,34	(Grave et al.)
EEG-Umlage	€ct/kWh	0,96	0,97	0,66	0,37	0,37	0,37	0,37	15 % der gesamten Umlage nach EEG § 64(2)1. (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; Haller et al., 2015; Netztransparenz, 2019).
Netzentgelt	€ct/kWh	2,39	2,79	3,17	3,56	3,94	4,33	4,71	s. Vollstrompreis <1 GWh
KWK-Aufschlag	€ct/kWh	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	15 % des gesamten Aufschlags nach § 27 KWKG, EEG § 64(2)2 (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; KWKG, 2019/§ 27 KWKG).
Offshore-Netzumlage	€ct/kWh	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	§17f EnWG, EEG § 64(2)2 (Amprion GmbH, 2019a; Erneuerbare Energie Gesetz, 2017). 15 % der gesamten Umlage

Konzessionsabgabe	€/kWh	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	s. Vollstrompreis <1 GWh
§ 19 StromNEV-Umlage	€/kWh	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	Tarif C für Unternehmen mit Stromkosten >4% des Umsatzes gemäß § 19(2) StromNEV (Amprion GmbH, 2019a; StromNEV, 2005).
Umlage für abschaltbare Lasten	€/kWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	§ 18 AbLaV (Amprion GmbH, 2019a; AbLaV, 2019)
Zuschläge Rückverstromung Verbrauch ≤ 1 GWh	€/kWh	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	gültig bei Strom aus erneuerbaren Quellen
EEG-Umlage	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	EEG § 61a (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017)
Netzentgelt	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	§ 118(6) EnWG (EnWG, 2019)
KWK-Aufschlag	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	§ 27b KWKG, § 118(6) EnWG (Amprion GmbH, 2019a; Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; KWKG, 2019/§ 27 KWKG)
Offshore-Netzumlage	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	§ 17f EnWG, § 118(6) EnWG (Amprion GmbH, 2019a; Erneuerbare Energie Gesetz, 2017; EnWG, 2019)
Konzessionsabgabe	€/kWh	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	s. Vollstrompreis <1 GWh
§ 19 StromNEV-Umlage	€/kWh	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	§ 19(2) StromNEV, Tarif A (<=1GWh) (Amprion GmbH, 2019a; StromNEV, 2005)
Umlage für abschaltbare Lasten	€/kWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	§ 18 AbLaV (Amprion GmbH, 2019a; AbLaV, 2019)
Zuschläge Rückverstromung Verbrauch ≤ 1 GWh	€/kWh	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	gültig bei Strom aus erneuerbaren Quellen
EEG-Umlage	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	s. Rückverstromung < 1 GWh
Netzentgelt	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	s. Rückverstromung < 1 GWh
KWK-Aufschlag	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	s. Rückverstromung < 1 GWh
Offshore-Netzumlage	€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	s. Rückverstromung < 1 GWh
Konzessionsabgabe	€/kWh	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	s. Vollstrompreis <1 GWh
§ 19 StromNEV-Umlage	€/kWh	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	§ 19(2) StromNEV, Tarif B (>1GWh) (Amprion GmbH, 2019a; StromNEV, 2005)

Umlage für abschaltbare Lasten	€ct/kWh	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	s. Rückverstromung < 1 GWh
Zuschläge für Eigenverbrauch	€ct/kWh	2,56	2,59	1,77	0,99	0,99	0,99	0,99	
EEG-Umlage	€ct/kWh	2,56	2,59	1,77	0,99	0,99	0,99	0,99	EEG § 61 (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017)
Übrige Zuschläge	€ct/kWh	-	-	-	-	-	-	-	EEG § 61 (Erneuerbare Energie Gesetz, 2017)

Appendix 15: Abgaben und Zuschläge der Strompreistypen spezifisch für den industriellen Jahresverbrauch über 100 GWh (600 MWel PtG-Anlage) aufgeteilt in Entnahmen unter und über einer GWh

	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Volle Zuschläge - Verbrauch ≤ 1 GWh	€ct/kWh	7.90	8.06	6.07	4.17	4.21	4.26	4.31	
Netzentgelt	€ct/kWh	0.30	0.35	0.40	0.45	0.49	0.54	0.59	EnWG (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019; BDEW, 2019b; EnWG, 2019)
Übrige Zuschläge	€ct/kWh	7.60	7.71	5.67	3.72	3.72	3.72	3.72	s. Appendix 14: Abgaben und Zuschläge je Tariftyp für den industriellen jährlichen Verbrauch unter 100 GWh aufgeteilt in Entnahmen unter und über einer GWh (gültig für die 3 MWel, 10 MWel und 300 MWel PtG-Anlagen)
Volle Zuschläge - Verbrauch > 1 GWh	€ct/kWh	7.57	10.17	8.52	6.95	7.33	7.72	8.10	
Netzentgelt	€ct/kWh	0.30	0.35	0.40	0.45	0.49	0.54	0.59	EnWG
Übrige Zuschläge	€ct/kWh	7.27	9.82	8.12	6.50	6.84	7.17	7.51	s. Appendix 14: Abgaben und Zuschläge je Tariftyp für den industriellen jährlichen

Verbrauch unter 100 GWh aufgeteilt in Entnahmen unter und über einer GWh (gültig für die 3 MWel, 10 MWel und 300 MWel PtG-Anlagen)

Zuschläge für EIU - Verbrauch > 1 GWh	€ct/kWh	1.51	4.01	4.09	4.18	4.57	4.95	5.34	
Netzentgelt	€ct/kWh	0.30	0.35	0.40	0.45	0.49	0.54	0.59	EnWG
Übrige Zuschläge	€ct/kWh	1.21	3.66	3.69	3.74	4.07	4.41	4.75	s. Appendix 14: Abgaben und Zuschläge je Tariftyp für den industriellen jährlichen Verbrauch unter 100 GWh aufgeteilt in Entnahmen unter und über einer GWh (gültig für die 3 MWel, 10 MWel und 300 MWel PtG-Anlagen)

Verkaufspreis für Wasserstoff und Strom

Appendix 16: Kraftstoffverbrauch von benzin- und wasserstoffbetriebenen PKWs

Kraftstoffverbrauch PKW	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Wasserstoffbetrieben	kg H ₂ /100km	1.09	0.97	0.93	0.90	0.89	0.87	0.86	(Siegemund et al., 2017; Wietschel, 2019)
Benzinbetrieben	litre/100km	7.13	6.32	6.09	5.89	5.71	5.71	5.71	(Siegemund et al., 2017; Wietschel, 2019)

Appendix 17: Preise für CO₂-Emissionszertifikate im EU-Emissionshandel

CO₂ Preis	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
-----------------------------	----------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------------------

Obergrenze	€/Tonne	25	38	54	81	115	166	240	(UBA, 2019)
Untergrenze	€/Tonne	25	27	29	30	32	33	35	Annahme einer flachen Projektion und unter Berücksichtigung der CO ₂ Be- preisung in Nicht-ETS-Sektoren (Bundesministerium der Finanzen, 2019)

Appendix 18: Marktpreis der konkurrierenden Kraftstoffe Benzin und Erdgas vor der Umwandlung (exkl. Inflation, MwSt und CO₂-Kosten)

Marktpreis Kraftstoffe	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Benzin	€/Liter	1.18	1.22	1.26	1.28	1.31	1.34	1.37	(ADAC; Schlesinger et al., 2014)
Erdgas	€/ct/kWh	1.80	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	1.74	(BDEW, 2019a; Schlesinger et al., 2014; World Bank, 2019)

Appendix 19: Wasserstoff- und Stromverkaufspreis zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit (exkl. Inflation und MwSt)

Verkaufspreis	Einheit	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle/Kommentar
Verkehr									
Verkaufspreis Wasserstoff - Obergrenze	€/kg H2	8.00	8.39	8.90	9.41	10.03	11.15	12.63	Eigene Berechnung basierend auf Appendix 16, Appendix 17und Appendix 18
Verkaufspreis Wasserstoff - Untergrenze	€/kg H2	8.00	8.24	8.52	8.65	8.80	9.15	9.49	
Industrie									
3 MW _{el} -Anlage - Obergrenze	€/kg H2	3.58	4.27	4.97	5.63	6.42	7.37	8.50	Eigene Berechnung basierend auf (Wiebe et al., 2018) (BDEW, 2019a; Schlesinger et al., 2014; World Bank, 2019) und Appendix 17
3 MW _{el} -Anlage - Untergrenze	€/kg H2	3.58	4.18	4.74	5.17	5.67	6.17	6.65	
10 MW _{el} -Anlage – Obergrenze (inkl. Lieferung)	€/kg H2	3.76	4.49	5.22	5.91	6.74	7.74	8.92	
10 MW _{el} -Anlage – Untergrenze (inkl. Lieferung)	€/kg H2	3.76	4.39	4.98	5.43	5.96	6.48	6.98	
Einspeisung in das Erdgasnetz									zur Gebäudeheizung und Rückverstromung

Verkaufspreis Wasserstoff - Obergrenze	€/kWh	2.55	2.86	3.35	4.16	5.18	6.72	8.95	Eigene Berechnung basierend auf (BDEW, 2019a; Schlesinger et al., 2014; World Bank, 2019) und Appendix 17: Preise für CO ₂ -Emissionszertifikate im EU-Emissionshandel
Verkaufspreis Wasserstoff - Untergrenze	€/kWh	2.55	2.54	2.59	2.64	2.68	2.73	2.78	
Rückverstromung									Verkauf auf dem Regelenergiemarkt
Verkaufspreis Strom - Obergrenze	€/kWh	6.20	10.72	13.83	17.96	20.44	23.61	26.78	Eigene Berechnung basierend auf (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019) und Appendix 13
Verkaufspreis Strom - Untergrenze	€/kWh	5.95	10.74	11.18	11.71	12.26	12.88	13.43	

1 9 Referenzen

- ADAC. Kraftstoffpreis-Entwicklung in Deutschland 1950–2019: Monatliche Durchschnittspreise der Kraftstoffe in Cent je Liter. <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/deutschland/kraftstoffpreisentwicklung/>
- Agora. (2018). *Die Fortschreibung der Pkw-CO₂-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr*. Berlin.
- AiF Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (2015, June 26). *Power-to-Gas-Pilotanlage des PFI eingeweiht*. <https://www.aif.de/home/detailansicht/news/power-to-gas-pilotanlage-des-pfi-ingeweiht.html>
- Ajzen, I. (1991). The theory of planned behavior. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 50(2), 179–211. [https://doi.org/10.1016/0749-5978\(91\)90020-T](https://doi.org/10.1016/0749-5978(91)90020-T)
- Altfeld, K., & Pinchbeck, D. (2013). *Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems*. European Gas Research Group (GERG).
- Amprion GmbH. (2019a). *Gesetzliche Abgaben und Umlagen*. <https://www.amprion.net/Strommarkt/Abgaben-und-Umlagen/>
- Amprion GmbH. (2019b, August 12). *Grundprinzip hybride: Projekt*. <https://www.hybridge.net/Projekt/index-3.html>
- ARegV, Federal Ministry of Justice and Consumer Protection (2007).
- Asahi Kasei Europe GmbH. (2018, May 2). Asahi Kasei Europe starts hydrogen demonstration project in Herten [Press release]. https://www.asahi-kasei.eu/en/News/Asahi%20Kasei%20Europe%20starts%20hydrogen%20demonstration%20project%20in%20Herten_n235
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie Hrsg. (2013): Handlungsempfehlung „Power-to-Gas“.
- BlmSchV (2017). https://www.gesetze-im-internet.de/bimsv_37/BjNR119500017.html
- Brosi, W.; Krekel, E.M.; Ulrich, J.G. (2003): Delphi Erhebung zur Identifikation von Forschungs- und Entwicklungsaufgaben in der beruflichen Aus- und Weiterbildung. Stichworte: Zukunftsstudien, Prognose, Mythos des Orakels, Definition, Delphis in Deutschland, Integration von Workshops.
- Barr, S., & Prillwitz, J. (2012). Green travellers? Exploring the spatial context of sustainable mobility styles. *Applied Geography*, 32(2), 798–809. <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2011.08.002>
- Behrens, T. (2018, August 26). *Bernsteinsee-Hotel will sich mit Sonnenenergie selbst versorgen*. <https://www.waz-online.de/Gifhorn/Sassenburg/Vorzeigeprojekt-in-Stuede-Bernsteinsee-Hotel-will-sich-mit-Sonnenenergie-selbst-versorgen>
- Berneiser, J., & Senkpiel, C. (2020). *Repräsentative empirische Erhebung zur Investitionsbereitschaft in alternative Antriebe*. <https://doi.org/10.24406/FORDATIS/11>
- Berneiser, J., Senkpiel, C., Fluri, V., & Gözl, S. (2019). *Die Investitionsbereitschaft in PV-Batteriesysteme – welche Faktoren fördern und welche hemmen die Investition? Eine repräsentative Studie unter deutschen HauseigentümerInnen*. Proceedings, 34.Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein.
- Berneiser, J., Senkpiel, C., Steingrube, A., & Gözl, S. (submitted). *The role of norms, collective efficacy and risk attitude for the importance of techno-economic vehicle attributes in Germany*.

- Berlo, K., Wagner, O., 2013. Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen. Ener-gieversorgung in Kommunalen Verantwortung. Bewertung der 10 wichtigsten Ziele und de-ren Erreichbarkeit, Wuppertal.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Franz, L., Madden, B., & Standen, E. (2014). *Study on development of water electrolysis in the EU: Final Report*. E4tech Sàrl; Element Energy Ltd.
- BMVI. (2019). *Verkehr in Zahlen 2019*.
<https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen.html>
- Böcker, B., & Weber, C. (2017, January 11). *Stündliche Preissimulation: Stromgroßhandelsmarktes*. House of Energy Markets & Finance.
- Böckermann, T. (2017, December 7). Intensive Infoveranstaltung: Kommt der Windpark Fehndorf schon 2018? *Neue Osnabrücker Zeitung GmbH & Co. KG*.
<https://www.noz.de/lokales/haren/artikel/938820/kommt-der-windpark-fehndorf-schon-2018#gallery&0&0&938820>
- Boie, I. (2016). *Determinants for the market diffusion of renewable energy technologies: An analysis of the framework conditions for non-residential photovoltaic and onshore wind energy deployment in Germany, Spain and the UK* [Disseration]. University of Exeter, Exeter, England.
<https://ore.exeter.ac.uk/repository/handle/10871/28537>
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Ed.). (2019, April 16). *Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2019*.
- Byzio, A., Heine, H., Mautz, R., Rosenbaum, W., 2002. Zwischen Solidarhandeln und Markto-rientierung. Ökologische Innovationen in Selbstorganisierten Projekten – autofreies Woh-nen, Car-Sharing und Windenergienutzung. Göttingen: Soziologisches Forschungsinstitut.
- BMF (2018), *Die wichtigsten Steuern im internationalen Vergleich 2017*. Bundesministerium der Finanzen (BMF).
https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2018-08-01-die-wichtigsten-steuern-im-internationalen-vergleich-2017-ausgabe-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- BMVI (2016). *Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).
https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-nationaler-strategierahmen-afid.pdf?__blob=publicationFile
- Bundesministerium der Finanzen. (2019). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*.
<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). (2013, August 20). *HYPOS – Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany - BMBF Unternehmen Region*.
<https://www.unternehmen-region.de/de/7657.php>
- BMVI Stromsteuergesetz, 1999. <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/BJNR037810999.html>
- BMWi Konzessionsabgabenverordnung (1992). <https://www.gesetze-im-internet.de/kav/KAV.pdf>
- BMWi Stromnetzentgeltverordnung (2005). <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR22500005.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2019, July 18). *Altmaier verkündet Gewinner im Ideenwettbewerb ‚Reallabore der Energiewende‘* [Press release].
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2019/20190718-altmaier-verkuendet-gewinner-im-ideenwettbewerb-reallabore-der-energiewende.html>

- BMWi Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (2019 & rev. § 27 KWKG). https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/_27.html
- BMWi Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (2019). https://www.gesetze-im-internet.de/abla_v_2016/BJNR198400016.html
- BNetzA (2019, May 29). *Monitoringbericht 2018*. Bonn, Germany. Bundeskartellamt. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Ed.). (2015, July 16). *Industriestrompreise: Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen*. Berlin, Deutschland. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20150716_Industriestrompreise.pdf
- BDEW (2019a). *Gaspreisanalyse Juli 2019*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Gaspreisanalyse_Juli-2019.pdf
- BDEW (2019b). *Strompreisanalyse Juli 2019*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf
- Christoph Kost, Shivenes Shammugam, Verena Jülch, Huyen-Tran Nguyen, & Thomas Schlegl. Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies.
- Clean Energy Partnership (CEP). (2019). *H2 Infrastruktur: Ein Tankstellennetz für Deutschland*. <https://cleanenergypartnership.de/h2-infrastruktur/cep-tankstellen/?scroll=true>
- Coenen, Lars/Benneworth, Paul/Truffer, Bernhard 2010: Towards a spatial perspective on sustainability transitions. In: Lund Working Papers 2010/08, 1-61.
- Creatives Commons Inc. (2016). What is CC?, abgerufen am 23.05.2016.
- David, W., & Terry, R. (Eds.). (2012). *Synthesis Lectures on Engineering 7.1. Fundamentals of engineering economics and decision analysis*. Morgan & Claypool.
- Davis, F. D., Bagozzi, R. P., & Warshaw, P. R. (1989). User Acceptance of Computer Technology: A Comparison of Two Theoretical Models, 35(8), 982–1003.
- DEHSt (2015). *Emissions Trading in Figures*. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt).
- DEHSt (2019). *TEHG-Anwendungsbereich*. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt).
- Deutsche Energieagentur (DENA). *Exytron Demonstrationsanlage* [Strategieplattform Power to Gas]. <https://www.powertogas.info/projektkarte/exytron-demonstrationsanlage/>
- Deutsche Energieagentur (DENA). (2018). *Strategieplattform Power to Gas: Projektkarte*. <https://www.powertogas.info/projektkarte/>
- DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (Hrsg.) (2017): Roadmap Power to Gas.
- Deutsche Energieagentur (DENA). (2019). *Power to Gas Strategy Platform*. <https://www.dena.de/en/topics-projects/projects/energy-systems/power-to-gas-strategy-platform/>
- Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung - Technische Regel (2011 & rev. (A)).
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (Ed.). (2019). *Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland*. <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energie/wende/power-to-gas/>
- Dolata, Ulrich 2011: Wandel durch Technik. Eine Theorie soziotechnischer Transformation. Frankfurt a.M., New York: Campus.
- Drury, C. (2006). *Cost and management accounting: An introduction* (6. ed.). Thomson.

- Elzen, Boelie/Geels, Frank W./Green, Ken 2004: System Innovation And The Transition To Sustainability: Theory, Evidence and Policy. Cheltenham: Edward Elgar.
- Ecker, F., Hahnel, U. J. J., & Spada, H. (2017). Promoting Decentralized Sustainable Energy Systems in Different Supply Scenarios: The Role of Autarky Aspiration. *Frontiers in Energy Research*, 5, 14. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2017.00014>
- EEG (2017). https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_15.html
- EES e.V. (2018). Wo Windenergie zu Raketentreibstoff wird - EES: Forschungsplattform H2ORIZON. <https://ees-ev.de/wo-windenergie-zu-raketentreibstoff-wird/>
- EEWärmeG (2015). https://www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/BJNR165800008.html
- Enea Consulting (2016, January 14). *The potential of Power-to-Gas: Technology review and economic potential assessment*. Paris, France. Enea Consulting.
- Energiewirtschaftsgesetz, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2019). http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html
- ENERGIE INNOVATIV 2013. *Handlungsempfehlung „Power-to-Gas“: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie*. ENERGIE INNOVATIV.
- Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH). (2018). *H2-Projekt Haurup - Grüner Wasserstoff aus überschüssigem Windstrom*. <https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/new-40-projekte/details/h2-projekt-haurup-gruener-wasserstoff-aus-ueberschuessigem-windstrom.html>
- EuPD Research. (2019). *Gesamttabelle BSW Photovoltaik Preismonitor Deutschland Q4 2019*.
- Europa-Universität Flensburg, 2013. VerNetzen: Sozial-ökologische, technische und ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. <https://www.uni-flensburg.de/eum/forschung/laufende-projekte/vernetzen>, abgerufen am 24.05.2016.
- Europa-Universität Flensburg, 2014. openMod.sh: Open Source Energie-Modell Schleswig-Holstein (openMod.sh). <https://www.uni-flensburg.de/eum/forschung/laufende-projekte/openmodsh>, abgerufen am 23.05.2014.
- Europa-Universität Flensburg, 2015. Renpass – Renewable Energy Pathways Simulation System. <https://www.uni-flensburg.de/eum/forschung/laufende-projekte/renpass>, abgerufen am 23.05.2016.
- Europa-Universität Flensburg, 2016. open_eGo: open electricity Grid optimization: Netzebenen-übergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergy-Plattform. <https://www.uni-flensburg.de/eum/forschung/laufende-projekte/open-ego>, abgerufen am 23.05.2016.
- European Commission (Ed.). (2018, January 24). *Clean Refinery Hydrogen for Europe. REFHYNE Project. H2020-EC*. The Community Research and Development Information Service (CORDIS). <https://cordis.europa.eu/project/rcn/213072/factsheet/de>
- EXYTRON GmbH. (2019). *Das Project Alzey in Rheinland-Pfalz: Der weltweit erste ZERO-EMISSION-Wohnpark*. http://www.exytron.online/downloads/1508858086_Weltweit%20erster%20ZERO-Emission-Wohnpark-Pilotprojekt%20Alzey.pdf
- Figgenger, J., Haberschusz, D., Kairies, K.-P., Wessels, O., Tepe, B., & Sauer, D. U. (2018). *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018*. http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- Figgenger, J., Stenzel, P., Kairies, K.-P., Linßen, J., Haberschusz, D., Wessels, O., Angendts, G., Robinus, M [Martin], Stolten, D [Detlef], & Sauer, D. U. (2020). The deve-

- lopment of stationary battery storage systems in Germany – A market review. *Journal of Energy Storage*, 29, 101153. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153>
- Fligstein, N./McAdam, D., 2011. Toward a General Theory of Strategic Action Fields, in: *Socio-logical Theory* 29 (1): 1-26.
- Foxon, T. J., Gross, R., Chase, A., Howes, J., Arnall, A., & Anderson, D. (2005). UK innovation systems for new and renewable energy technologies: Drivers, barriers and systems failures. *Energy Policy*, 33(16), 2123–2137. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.04.011>
- Fraile, D., Torres, A., Rangel, A., Barth, F., Lanoix, J.-C., & Vanhoudt, W. (2016). *Generic estimation scenarios of market penetration and demand forecast for “premium” green hydrogen in short, mid and long term*.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2019, September 19). *Hydrogen Injection: Part of Electrolysis Business Models: Hydrogen Technologies and Electrical Energy Storage*. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/key-topics/digital-energy-transformation/hydrogen-injection-part-of-electrolysis-business-models.html>
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik. (2019). *Direktmethanisierung von Biogas im Technikumsmaßstab: 50 kWel Power-to-Gas-Anlage*. https://www.iese.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/direktmethanisierung_ptg.html
- Fuchs, D.; Götz, S.; Graf, A.; Gumbert, T.; Klobasa, M.; Ruddat, M.; Sonnberger, M. 940 Komplementäre Nutzung verschiedener Energieversorgungskonzepte als Motor 941 gesellschaftlicher Akzeptanz und individueller Partizipation zur Transformation eines 942 robusten Energiesystems - Entwicklung eines integrierten Versorgungsszenarios 943 (KomMA-P). Abschlussbericht, 2016. 944 http://www.energiwende-akzeptanz.de/wp-content/uploads/2017/12/KomMA_P_Abs945chlussbericht.pdf.
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Ed.). (2017). *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications*.
- (2018, June 15). *Multi - Annual Work Plan 2014-2020*. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH 2JU).
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (Ed.). (2019). *Designing the first EU-wide Green Hydrogen Guarantee of Origin for a new hydrogen market*. Inicio. <https://www.certify.eu/project-description/project-description.html>
- Infrastructure Outlook 2050: A joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany*. Gasunie NV; TenneT TSO GmbH.
- Geels, Frank W. 2004: From sectoral systems of innovation to socio-technical systems: Insights about dynamics and change from sociology and institutional theory. In: *Research Policy* 33(6/7), 897-920.
- Geels, Frank W./Schot, Johan 2007: Typology of sociotechnical transition pathways. In: *Research Policy* 36(3), 399-417.51
- Geels, F. W.; Kern, F.; Fuchs, G.; Hinderer, N.; Kungl, G.; Mylan, J.; Neukirch, M.; Wassermann, S. (2016): The enactment of socio-technical transition pathways: A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990–2014). In: *Research Policy* 45 (4), S. 896–913
- Graf, K.; Sandler S.C. (2017): Praxis und Potenzial von Power-to-Gas. In: *gws Gas+Energie*, 9/2017, S.36-42.
- Golling, C., Heuke, R., Seidl, H., & Uhlig, J. (2017). *Roadmap Power to Gas: Baustein einer Integrierten Energiewende*. Deutsche Energieagentur (DENA). https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emog_bericht_2018_bf.pdf
- Götze, T. (2017, November 7). *Die AUDI e-gas-Anlage in Werlte, ein P2G-Projekt am Standort einer Biogasanlage*. Niedersächsischen Energietage (NET). Hannover, Ger-

- many. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN).
https://www.efzn.de/fileadmin/documents/Niedersaechsische_Energietage/Vorträge/2017/Goetze.pdf
- GP JOULE GmbH. (07.2017). *Die wichtigsten Innovationen, die wichtigsten Fakten* [Press release]. Reußenköge, Germany. https://www.zukunftsforum-energiewende.de/fileadmin/Docs/Pressemappe/GP_JOULE_Pressemappe.PDF
- Graf, A. (2019, March 7). *The Big Picture of a Just and Clean European Energy Transition in 2030*. Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/EU_Big_Picture/2019-03-25_EU-Big-Picture_2030_Slides.pdf
- Graf, K., & Sendler, S. C. (2017). *Delphi Kurzstudie Praxis und Potenzial von Power-to-Gas*. Nymoen Strategieberatung GmbH.
- Grave, K., Hazrat, M., Boeve, S., von Blücher, F., Bourgault, C., Breitschopf, B., Friedrichsen, N., Arens, M., Aydemir, A., Pudlik, M., Duscha, V., & Ordóñez, J. *Electricity Costs of Energy Intensive Industries*.
- (2018, April 5). *Geschäftsbericht 2017*. Hamburg. Greenpeace Energy eG.
- Greenpeace Energy eG. (2019). *Elektrolyseur Haßfurt: Kraftwerksbau*. <https://www.greenpeace-energy.de/politik-engagement/kraftwerksbau/elektrolyseur-hassfurt.html>
- Gushurst, K.-P., & Miß, H. (2018). *Doing business in Germany*. Pricewaterhouse Coopers GmbH. <https://www.pwc.de/de/internationale-maerkte/doing-business-in-germany-guide-2018.pdf>
- H2 MOBILITY. *H2.LIVE: Hydrogen Stations in Germany & Europe: Network expansion. The latest updates for Germany*. <https://h2.live/en>
- Häder, M.I (2009): *Delphibefragungen. Ein Arbeitsbuch*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Haller, M., Loreck, C., & Graichen, V. (2015). *Projected EEG Costs up to 2035: Impacts of Expanding Renewable Energy According to the Long-term Targets of the Energiewende*. Öko-Institut e.V. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG-Kosten_bis_2035_EN_WEB.pdf
- Hansen, P./Pannaye, C./Vögele, S./Weimer-Jehle, W./Prehofer, S./Poganietz, W.-R. (2014): *The Future(s) of the Energy Consumption of Private Households in Germany – A Multilevel Cross-Impact Analysis*, STE Research Report 07/2014, Forschungszentrum Jülich.
- Hauser, W./Kremers, E./Evora, J. (2012): *Modelling Lifestyle Aspects Influencing the residential load-curve* In: K. G. Troitzsch et al. (Eds.) *ECMS 2012 Proceedings*. European Council for Modelling and Simulation: 58-64
- Hauser, W. (2013): *Analysis and Agent-based Modelling of Lifestyle Aspects Influencing the Residential Energy Demand in France and Germany*. Dissertation, Universität Stuttgart
- Henning, H.-M., & Andreas, P. (11.2015). *Studie: What will the energy transformation cost? Pathways for transforming the German energy system by 2050*. Freiburg, Germany.
- Hess, D.J., 2014. *Sustainability transitions: A political coalition perspective*. *Research Policy* 43: 278-283.
- Heuke, R., Schenult, C., & Paschke, J. (2016). *Potenzialatlas Power to Gas.: Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*. (No. 09.04.2019). Berlin, Germany. *Energiesysteme und Energiedienstleistungen*. <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/potenzialatlas-power-to-gas/>
- Hochschule Emden/Leer. (2017). *HPEM2GAS - High Performance PEM Electrolyzer for Cost-effective Grid Balancing Applications*. <http://oldweb.hs-emden-leer.de/forschung-transfer/institute/eutec/arbeitsgruppe->

umweltverfahrenstechnik/projekte-in-der-ag-umweltverfahrenstechnik/hpem2gas-high-performance-pem-electrolyzer-for-cost-effective-grid-balancing-applications.html

Hochschule Landshut. *Chemische Speicher: Hochschule Landshut: Power2Gas, Aufbau LTM-Labor*. <https://www.haw-landshut.de/kooperationen/technologiezentren/energie-tz-energie/forschung/energiespeicherung/chemische-speicher.html>

Hockerts, K.; Wüstenhagen, R. (2010): Greening Goliaths versus emerging Davids — Theorizing about the role of incumbents and new entrants in sustainable entrepreneurship. In: *Journal of Business Venturing* 25 (5), S. 481–492.

Hofmaier, C., Kuhn, R., Wassermann, S., Wehner, S., Berneiser, J., & Charlotte, S. (2018, November 29). *Maßnahmen und Investitionsverhalten von Akteuren im Bereich „Power-to-Gas“: Bericht eines Gruppendelphis*. Stuttgart, Germany. Zentrum für interdisziplinäre Risikound Innovationsforschung (ZIRIUS).

H-TEC SYSTEMS. (2019, September 26). *Power to gas: Strom als Wasserstoff speichern*. <https://www.h-tec-systems.com/anwendungen/stromlueckenfueller/>

Hodson, Mike/Marvin, Simon 2010: Can cities shape socio-technical transitions and how would we know if they were? In: *Research Policy* 39(4), 477–485.

Holstenkamp, L., Müller, J.R., 2013. Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Ein statistischer Überblick zum 31.12.2012. Working Paper Series in Business and Law No. 14. Lüneburg: Leuphana University.

Huijts, N. M. A., Molin, E. J. E., & Steg, L. (2012). Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 525–531. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.018>

Innogy (2018). *Sustainability Report*. Innogy SE. <https://www.innogy.com/web/cms/mediablob/en/3947112/data/0/5/sustainability-report-2018.pdf>

Jülch, V., Senkpiel, C., Kost, C., Hartmann, N., & Schlegl, T. (2018). *Meta Study on Future Crosssectoral Decarbonization Target Systems in Comparison to Current Status of Technologies*. Freiburg. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Meta_Study_Crosssectoral_Decarbonization_Target_Systems.pdf

Kahneman, D., & Tversky, A. (1979). Prospect Theory: An analysis of decision under risk. *Econometrica*(47).

Kalkbrenner, B. J. (2019). Residential vs. community battery storage systems – Consumer preferences in Germany. *Energy Policy*, 129, 1355–1363. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.041>

KBA. (2018). *Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeugsanhängern nach Fahrzeugalter*. Kraftfahrt-Bundesamt.

Kolb, O., & Siegemund, S. (2017). *Study on the Implementation of Article 7(3) of the “Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure” – Fuel Price Comparison*. European Commission. <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/2017-01-fuel-price-comparison.pdf>

Korcaj, L., Hahnel, U. J.J., & Spada, H. (2015). Intentions to adopt photovoltaic systems depend on homeowners’ expected personal gains and behavior of peers. *Renewable Energy*, 75, 407–415. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.007>

Kost, C., Shammugam, S., Juelch, V., Nguyen, H.-T., & Schlegl, T. (2018). *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*.

Kreeft, G. (2018). *Legislative and Regulatory Framework for Power-to-Gas in Germany, Italy and Switzerland*Gas_in_Italy__Germany_and_Switzerland. STORE&GO Project.

- Kuhn, R.; Tampe-Mai, K.; Mack, B. (2014): Das Gruppendelphi - eine diskursive Methode zur Erhebung von Expertenurteilen. Veranschaulicht am Beispiel eines Projekts zu Smart Metering. In: Zeitschrift für Umweltpsychologie, Nr. 34, 1/2014, S. 61-83.
- Kungl, G., 2015. Stewards or sticklers for change? Incumbent energy providers and the politics of the German energy transition, in: Energy Research & Social Science 8: 13-23.
- Kunze, Conrad/Becker, Sören 2014: Energy democracy in Europe. A survey and outlook, Brussels: Rosa Luxemburg Stiftung.
- Londo, M., Veum, K., & Caroline, K. (2016). *Roadmap for the establishment of a well-functioning EU hydrogen GO system*. CertifHy.
https://www.certifhy.eu/images/media/files/D5_1_Implementation_Roadmap-v15-final.pdf
- Lucke, D. (1995). Akzeptanz. Legitimität in der Abstimmungsgesellschaft. Opladen: Leske + Budrich.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (Ed.). (2007, January 9). *Hydrogen Data: H2data.de*. HyWeb - The Hydrogen and Fuel Cell Information System.
<http://www.h2data.de/>
- Lund, P. (2006). Market penetration rates of new energy technologies. *Energy Policy*, 34(17), 3317–3326. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.07.002>
- Mainzer Stadtwerke AG. *Energiepark Mainz: Technische Daten*.
<https://www.energiepark-mainz.de/wissen/technische-daten/>
- Mayer, J., Philipps, S., Saad Hussein, N., Schlegl, T., & Senkpiel, C. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*.
- Michalski, J., Bünger, U., Crotogino, F., Donadei, S., Schneider, G.-S., Pregger, T., Cao, K.-K., & Heide, D. (2017). Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19), 13427–13443.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
- MicroPyros GmbH. *Power to Gas - der Schlüssel zur Energiewende Reaktorbau: Leistungen und Service*. <https://www.micropyros.de/leistungen-und-service/reaktorbau/>
- Monstadt, Jochen 2009: Conceptualizing the political ecology of urban infrastructures: insights from technology and urban studies. In: Environment and Planning A 41(8), 1924-1942.
- Netztransparenz (Ed.). (2019). *EEG-Umlagen-Übersicht*. 50Hertz Transmission GmbH.
<https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>
- Niederberger, M. (2015): Das Gruppendelphi. In: Niederberger, M.; Wassermann, S. (Hrsg.): Methoden der Experten- und Stakeholdereinbindung in der sozialwissenschaftlichen Forschung. Springer VS, Wiesbaden, S.117-140.
- Niederberger, M.; Kuhn, R. (2013): Das Gruppendelphi als Evaluationsinstrument. In: Zeitschrift für Evaluation (1/13), S. 53-77.
- Niederberger, M.; Renn, O. (2018): Das Gruppendelphi-Verfahren. Vom Konzept bis zur Anwendung. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Openmod Initiative, 2016. Openmod Initiative's Wiki. http://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Main_Page, abgerufen am 23.05.2016.
- Pahle, M., 2010. Germany's dash for coal: Exploring drivers and factors. *Energ. Policy* 38(7), 3431-3442.
- Parra, D., & Patel, M. K. (2016). Techno-economic implications of the electrolyser technology and size for power-to-gas systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(6), 3748–3761. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.160>
- Perner, J., Unteusch, M., & Lovenich, A. (2018, September 19). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. Berlin, Germany. Frontier Economics Ltd.

- Pieper, C. (2017, August 23). *Forschungs-und Entwicklungsprojekt zur Verstetigung von Windenergie: BW Bürgerwindpark Fehndorf*. Informationsabend. Agrowea GmbH & Co. KG.
http://www.haren.de/f_e_windpark_fehndorf/geplanter_forschungs-und_entwicklungswindpark_fehndorf-lindloh.html
- PLANET (2014). *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Abschlussbericht*. Planungsgruppe Energie und Technik GbR (PLANET).
- Power-to-Gas-Anlage entsteht in Brunsbüttel. (2018). *Energate Messenger*.
<https://www.energate-messenger.de/news/184903/power-to-gas-anlage-entsteht-in-brunsbuettel>
- Priddy, K. L., & Keller, P. E. (2005). *Artificial neural networks: An introduction. Tutorial texts in optical engineering: v. TT68*. SPIE. <https://doi.org/10.1117/3.633187>
- Reiner Lemoine Institut, 2014. oemof - open energy system modelling framework.
<http://reiner-lemoine-institut.de/oemof>, abgerufen am 23.05.2016.
- Reiner Lemoine Institut, 2015. open_eGo: open electricity Grid optimization.
http://reiner-lemoine-institut.de/open_ego-open-electricity-grid-optimization, abgerufen am 23.05.2016.
- Rao, K. U., & Kishore, V.V.N. (2010). A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(3), 1070–1078. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.007>
- Raven, Rob/Verbong, Geert 2010: Multi-Regime Interactions in the Dutch Energy Sector: The Case of Combined Heat and Power Technologies in the Netherlands. In: *Technology Analysis & Strategic Management* 19(4), 1970-2000.
- Reeg, Matthias/Nienhaus, Kristina/Pfenning, Uwe/Roloff, Nils/Hauser, Wolfgang/Wassermann, Sandra/Weimer-Jehle, Wolfgang/Klann, Uwe/Kast, Thomas 2012: AMIRIS – An Agent-based Simulation Model for the Analysis of Market Integration of Renewable Energy under various Policy Frameworks. In: *Conference Proceedings of 12th IAAE European Conference*. 53 12th IAAE European Conference - Energy challenge and environmental sustainability, 09.-12.09.2012, Venice, Italy.
- Reuß, M [M.], Grube, T [T.], Robinius, M [M.], Preuster, P., Wasserscheid, P., & Stolten, D [D.] (2017). Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, 200, 290–302.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>
- Reuß, M [Markus], Grube, T [Thomas], Robinius, M [Martin], & Stolten, D [Detlef] (2019). A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy*, 247, 438–453.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.064>
- Rip, Arie/Kemp, Rene 1998: Technological change. In: Rayner, Steve/Malone, Elisabeth L. (Hrsg.): *Human Choice and Climate Change Vol. 2*. Columbus: Battelle Press, 327–399.
- Rogers, E. M. (1983). *Diffusion of innovations* (3rd ed.). Free Press; Collier Macmillan.
- Rogers, E. M. (1995): *Diffusion of Innovations*. 4. Aufl. New York, NY: Free Press.
- Salzgitter AG. (2019). *SZFG and Sunfire take the next step in the development of steam electrolysis with GrInHy2.0* | *Pressemeldungen Salzgitter AG* [Press release]. Salzgitter, Germany. <https://www.salzgitter-ag.com/en/press/press-releases/press-release-of-salzgitter-ag/2019-03-07/szfg-and-sunfire-take-the-next-step-in-the-development-of-steam-electrolysis-with-grinhy20.html>
- Schiebahn, S., Grube, T [Thomas], Robinius, M [Martin], Tietze, V., Kumar, B., & Stolten, D [Detlef] (2015). Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12), 4285–4294. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>

- Schlesinger, M., Lindenberger, D., & Lutz, C. (06.2014). *Entwicklung der Energiemärkte-Energierferenzprognose: Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS).
- Schrage, A., Wassermann, S., Berneiser, J., & Gözl, S. (2018). *Sozialwissenschaftliche Determinanten von Investitionsentscheidungen in erneuerbare Energietechnologien* (Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung). https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9607/1/%c3%9cberblickstudie_Schrage%20et%20al%202018.pdf
- Schulz, M.; Renn, O. (2009). *Das Gruppendelphi: Konzept und Fragebogenkonstruktion*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- Schwartz, S. H., & Howard, J. A. A Normative Decision Making Model of Altruism, 1981.
- Senkpiel, C., Berneiser, J., & Baumann, D. (submitted). *Long-term diffusion of alternative private passenger cars in Germany*.
- Senkpiel, C., Berneiser, J., Steingrube, A., Biener, W., & Gözl, S. Modeling investments in renewable energy technologies? An introduction to simulating technology diffusion including social-psychological variables. In *Umweltpsychologie* (23. Jahrgang, Heft 2(45), pp. 38–57).
- Senkpiel, C.; Hauser, W.; Biener, W.; Längle, S.; Shammugam, S.; Garcia, K.R.; Kost, 1074 C. Modellgestützte Analyse und Bewertung der Auswirkungen einer Netzauslastung von 1075 Regionen im deutschen Energiesystem. Schlussbericht, 2019.
- Stegen, K.S., Seel, M., 2013. The winds of change: How wind firms assess Germany's energy transition. *Energy Policy* 61, 1481-1489.
- Shammugam, S. (2019). *Raw materials and energy transformation process - Analysis of supply bottlenecks and implications on metal markets*.
- Shell (2017). *Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2*. Shell hydrogen study. Wuppertal Institut.
- Siegemund, S., Schmidt, P., & et al. (11.2017). *E-Fuels Study*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9219_E-FUELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf
- European Commission. (2019, September 10). *Mission letter: Ursula von der Leyen (President-elect of the European Commission)* [Press release]. Brussels. https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/mission-letter-kadri-simson_en.pdf
- Smolinka, T., Wiebe, N [Nikolai], Sterchele, P [Philip], Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miehe, R., Wahren, S., Zimmermann, F., & (Keine Angabe). (2018). *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme*. Berlin.
- Stabenau, C. (2017). *Pilotprojekt „Power to Gas“ Ibbenbüren* [NRW.KLIMATAGE]. Westnetz GmbH. https://ibbenbueren.de/pics/medien/1_1499850835/2017_Klimatag_Pilotprojekt_Power-to-Gas_01.pdf
- Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N., & Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463–491. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>

- Sterchele, P [Philip]. (2019). *Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy: Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod* [Dissertation]. Universität Freiburg, Freiburg, Germany.
- Sterchele, P [Phillip], Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A., & Henning, H.-M. (2020). *Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*.
- Thomas, D., Mertens, D., Meeus, M., & Van der Laak, F. (2016). *Power-to-gas. Roadmap Flanders*. Final report. Brussels, Belgium. WaterstofNet vzw.
- Thüga AG. (2017, August 8). *Strom zu Gas-Anlage der Thüga-Gruppe hat alle Erwartungen übertroffen* [Press release]. Munich, Germany.
<http://thuegaapixyz.trunite.de/storage/asset/5637227/storage/master>
- Thyssengas GmbH. *ElementEins. Projekt: Energieende mit Sektorkopplung*.
<https://www.element-eins.eu/#projekt>
- Tom Smolinka, Nikolai Wiebe, Philip Sterchele, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE / Freiburg – Deutschland, Franz Lehner, E4tech Sàrl / Lausanne – Schweiz, Steffen Kiemel, Robert Mieke, Sylvia Wahren, Fabian Zimmermann, & Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA -Stuttgart – Deutschland. (2018). *Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme*. Berlin, Deutschland.
- TOTAL Deutschland GmbH. (2018). *Elektromobilität mit großer Reichweite: TOTAL als Vorreiter der Wasserstoffmobilität*. <https://de.total.com/de/elektromobilitaet-mit-grosser-reichweite>
- Tsiropoulos, I., TARVYDAS, D., & LEBEDEVA, N. (2018). *Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications: Scenarios for costs and market growth*. Luxembourg. <https://doi.org/10.2760/87175>
- Turnheim, B., Geels, F.W., 2013. The destabilisation of existing regimes: Confronting a multi-dimensional framework with a case study of the British coal industry (1913-1967). *Res. Policy* 42(10), 1749-1767
- Umweltbundesamt (UBA). (2017). *Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe*. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/kraft-betriebsstoffe/vollzug-der-37-bimschv-anrechnung-strombasierter>
- UBA (2019, January 17). *Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen*. Umweltbundesamt (UBA). <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#textpart-1>
- van Renssen, S. (2019, October 3). EU rethinks future gas strategy in light of ‚European Green Deal‘. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/climate-strategy-2050/news/eu-rethinks-future-gas-strategy-in-light-of-european-green-deal/>
- Verband der Chemischen Industrie e.V. (2018, September 27). *Im Einklang mit den Nachhaltigkeitszielen der Vereinten Nationen - Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI)* [Press release]. <https://www.vci.de/presse/pressemitteilungen/im-einklang-mit-un-nachhaltigkeitszielen-vci-praemierte-preistraeger-responsible-care-wettbewerb-2018.jsp>
- Viessmann Werke. (2015). *Power-to-Gas-Anlage in Betrieb genommen. Schlüsseltechnologie zum Gelingen der Energiewende* [Press release]. Allendorf, Germany.
http://www.biopower2gas.de/fileadmin/redaktion/biopower2gas/Mediathek/Pressemitteilung_Maerz2015.pdf
- Wasserstofftankstelle am BER in Betrieb (2014, May 23). *Energate Messenger*.
<https://www.energate-messenger.de/news/143875/wasserstofftankstelle-am-ber-in-betrieb>

- Wassermann, Sandra/Reeg, Matthias/Hauser, Wolfgang 2012: Auswirkungen der Marktprä-mie auf die Akteure der Direktvermarktung – ein agentenbasierter Modellansatz. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(9), 60-63.
- Wassermann, S., Reeg, M., Nienhaus, K., 2015. Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy. In: *Energy Policy* 76: 66-75.
- Webler, T./Levine, D./Rakel, H./Renn, O. (1991): A novel approach to reducing uncertainty: The group Delphi, in: *Technological Forecasting and Social Change* 39/3: 253-263
- Weidner, E., Ortiz Cebolla, R., & Davies, J. (2019). *Weidner, E., Ortiz Cebolla, R., & Davies, J. (2019). Global deployment of large capacity stationary fuel cells*. European Commission.
- Weimer-Jehle, W.; Buchgeister, J.; Hauser, W.; Kosow, H; Naegler, T.; Poganietz, W.; Pregger, T.; Prehofer, S.; von Recklinghausen, A.; Schippl, J.; Vögele, S.: Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. Submitted to ENERGY
- Wiebe, N [Nikola], Voglstätter, C., Fallisch, A., & Holst, M. (2018, December 14). *Scientific research on wind hydrogen energy storage systems (WESpe) [Internal Document]: Model-based consideration and location analysis of power-to-gas systems*. Internal Document. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- Wietschel, M. (2019). *Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw: Endbericht*. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Technische Universität Hamburg (TUHH); Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES GmbH).
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2019/klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.pdf>
- Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG. (2019, October 30). *Windstrom für Kühllhäuser und Lkw* [Press release]. <https://www.w2g-energy.de/medien/>
- WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG. *Projekt - RH2 WKA: Demonstrations- und Innovationsprojekt*. <https://www.rh2-wka.de/projekt.html>
- Winkler-Goldstein, R., & Rastetter, A. (2013). Power to gas the final breakthrough for the hydrogen economy. *Green*, 3(1), 69–78. <https://doi.org/10.1515/green-2013-0001>
- World Bank. (2019). *Commodities Price Forecast*.
<http://pubdocs.worldbank.org/en/598821555973008624/CMO-April-2019-Forecasts.pdf>
- Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 35(5), 2683–2691. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001>
- Zeller, M., & Brisse, A. (2017, February 23). *Installation und Erprobung einer neuartigen Wasserstoff-Hochtemperaturelektrolyseanlage (SOEC) zur Herstellung und Speicherung von regenerativem Wasserstoff an einer Solar-Wasserstoff-Tankstelle in Karlsruhe*. Stuttgart, Germany. <http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/125645/?COMMAND=DisplayBericht&FIS=203&OBJECT=125645&MODE=METADATA>
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). *Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg*. <https://www.zsw-bw.de/projekt/regenerative-kraftstoffe/leuchtturmprojekt-power-to-gas-baden-wuerttemberg.html>

- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). *Power-to-Gas: P2G – Eine Entwicklung „Made by ZSW“*. <https://www.zsw-bw.de/en/research/renewable-fuels/topics/power-to-gas.html>
- Zimmer, W., Blanck, B., Bergmann, T., Mottschall, M., von Waldenfels, R., Förster, H., Schuhmacher, K., Cyganski, R., Wolfermann, A., Winkler, C., Heinrichs, M., Dünnebeil, F., Fehrenbach, H., Kämper, C., Biemann, K., Kräck, J., Peter, M., Zandonella, R., & Bertschmann, D. (2016). *ENDBERICHT RENEWABILITY III - Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors*. http://www.renewability.de/wp-content/uploads/Renewability_III_Endbericht.pdf
- Zukunft ERDGAS e.V. (2019, August 14). *Biologische Methanisierung: Viessmann wandelt mithilfe von Mikroorganismen Strom in Methan um* [Themen & Ziele]. <https://zukunft.erdgas.info/themen-ziele/gruene-gase/power-to-gas/biologische-methanisierung>