CO2InnO

Interreg Oberrhein 2021-2027

Ref.: A1-3
Datum: 03.09.2025

Endbericht

Projektträger: Universität Freiburg
Projektpartner: Centre national de la recherche scientifique (CNRS), Hochschule Karlsruhe, Hochschule Kehl, Karlsruher Institut für Technologie, Klimapartner Südbaden e.V., Université Haute Alsace, Université de Strasbourg, Stadt Offenburg, TRION-climate e.V.

Interreg
Cofinancé par l'Union Européenne
Kofinanziert von der Europäischen Union
Rhin Supérieur | Oberrhein

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis ..... **VI**

Abbildungsverzeichnis ..... **IX**

Einführung **1**

Zielsetzung des Projekts **1**

Roadmap **2**

I. Bericht Arbeitspaket 1 ..... **3**

I.1. Ergebnisse: 4

I.1.1. Kommunikation 4

I.2. Revue ENERGIE vis-à-vis 5

I.3. Veranstaltungen 7

I.4. Besichtigungen 8

I.5. Übersicht zu Wasserstofferzeugungsanlagen und Verbraucher 9

II. Bericht Arbeitspaket 2: **13**

II.1. Hintergrund und Zielsetzung 14

II.2. Methoden und Material 14

II.2.1. Aufbau und technische Ausstattung des Reallabors 14

II.2.2. Entwicklung eines digitalen Simulationsmodells 16

II.2.3. Datengrundlage: Lastprofile und Monitoring-Infrastruktur der Stadt Offenburg 20

II.2.4. Begründung der Simulationsmethodik 21

II.3. Ergebnisse 21

II.3.1. Ergebnisse aus dem Reallabor 21

II.3.2. Ergebnisse der Simulation 23

II.3.3. Implementierung eines wasserstoffbasierten Energiesystems auf kommunaler Ebene 27

II.3.4. Bewertung aus kommunaler Sicht 28

II.3.5. Nutzung der grafischen Benutzeroberfläche 29

II.4. Probleme und Herausforderungen 30

II.5. Abweichungen zum Projektplan 31

II.6. Ausblick 32

III. Bericht des Arbeitspakets Nr. 3 Demonstration nachhaltiger Mobilität **33**

III.1. Nachhaltige Mobilität mit Wasserstoff 34

III.2. Nachhaltige Elektromobilität und deren Verknüpfung mit KWK 37

III.2.1. Hintergrund 37

III.2.2. Durchgeführte Analysen 39

III.2.3. Kartierung der öffentlichen Ladepunkte 41

III.2.4. Regionale Vertreilung private Ladeinfrastruktur und öffentlicher Lade-

infrastrukturen 46
III.2.5. AFIR-Vorgaben und Ladeinfrastruktur entlang des TEN-V Netzes 47
III.2.6. Entwicklungsszenarien für den Strombedarf der Elektromobilität am Oberrhein .54
III.2.7. Elektrifizierung von Tankstellen 65
III.2.8. Vehicle-to-Grid (V2G) als Schlüsselkomponente der Energiewende: Eine kritische Analyse von Potenzialen, Herausforderungen und Handlungsfeldern 67
III.3. Herausforderungen 72
III.4. Ausblick 73
III.5. Beitrag zur Roadmap 73

IV. Bericht Arbeitspaket Nr. 4 Rechtlich-administrative Begleitanalyse 75
IV.1. Hintergrund und Zielsetzung 76
IV.2. Methoden und Material 78
IV.3. Verwendete Methoden 78
IV.3.1. Juristische Auslegungsmethoden 78
IV.3.2. Rechtsvergleichung 78
IV.3.3. Literaturauswertung 79
IV.3.4. Analyse politischer und strategischer Dokumente 79
IV.3.5. Institutionelle Kommunikation und statistische Daten 79
IV.4. Quellen und Materialbasis 79
IV.5. Begründung der Methodenauswahl 80
IV.6. Besondere Herausforderungen 80
IV.7. Ergebnisse 80
IV.7.1. Der Energiesektor und die Klimaneutralität 80
IV.7.2. Rechtlicher Rahmen der Energiespeicherung (Deutschland und Frankreich) 86
IV.7.3. Rechtlicher Rahmen der Cybersicherheit 87
IV.7.4. Fazit 88
IV.8. Wasserstoff als zentraler Energieträger 88
IV.8.1. Der rechtliche Rahmen des Wasserstoffes 88
IV.8.2. Die erforderliche Infrastruktur für die Entwicklung von Wasserstoff 91
IV.9. Fazit und Ausblick 98
IV.10. Öffentlichkeitsarbeit 99
IV.11. Probleme & Risiken 99
IV.12. Abweichungen 100
IV.13. Ausblick 100
IV.13.1. Wirtschaftlichkeitsanalysen und Finanzierbarkeit auf kommunaler Ebene 101
IV.13.2. Vertiefung der sektorenübergreifenden Integration 101
IV.13.3. Bürgerbeteiligung und soziale Akzeptanz 101
IV.13.4. Harmonisierung und Kooperation im Rechtsvollzug 101
IV.14. Empfehlungen zur Roadmap bzw. politischen Handeln 102
IV.14.1. Sektorenkopplung auf lokaler Ebene stärken 102

IV.14.2.Rechtliche Klarheit und Standardisierung 103
IV.14.3.Ausbau erneuerbarer Energien und Sicherstellung der Flexibilität des Energiesystems 103
IV.14.4.Stärkung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit 103

V. Bericht Arbeitspaket Nr. 5 Akzeptanzanalyse Innovativer Technologien 105
V.1. Hintergrund und Zielsetzung 106
V.2. Methoden und Material 109
V.2.1. Literaturüberblick und Identifikation von Best-Practice-Beispielen 109
V.2.2. Einspeisung des Stands der Wissenschaft in den partizipativen Prozess 109
V.2.3. Leitfadeninterviews 110
V.2.4. Policy Brief 110
V.2.5. Fragebogenbasierte Akzeptanzstudien 111
V.2.6. Empirische Studien zur Erhebung der Risiken von Cybersicherheit und Akzeptanz von intelligenten Stromzählern 113
V.3. Ergebnisse 115
V.3.1. Pilotprojekte mit Fokus auf dezentrale Energietechnologien 115
V.3.2. Stakeholder und partizipative Prozesse 117
V.3.3. Potenzialanalyse anhand von ExpertInnenmeinungen 118
V.3.4. Akzeptanz von Wasserstoff-BHKWs und E-Ladesäuleninfrastuktur in der Bevölkerung 119
V.3.5. Ländervergleich der Technologiewahrnehmung 120
V.4. Probleme und Risiken 126
V.5. Abweichungen 126
V.6. Ausblick 127
V.7. Empfehlungen zur Roadmap bzw. politischen Handeln 129

VI. Bericht Arbeitspaket. 6 Analyse der Cybersicherheit 132
VI.1. Kontext und Zielsetzung 133
VI.2. Methodik 135
VI.2.1. Entwurf und Simulation eines realen Mikronetzes 136
VI.2.2. Struktur des Mikronetzes und Auswahl der Ausrüstung 137
VI.2.3. Modellierung und Simulation physikalischer Komponenten 138
VI.2.4. Entwicklung digitaler Zwillinge 139
VI.2.5. KI-basiertes Erkennungssystem für die Überwachung cyber-physikalischer Anomalien 140
VI.2.6. Intelligente Messinfrastruktur und Integration in KWK-Systeme 141
VI.2.7. Cybersicherheit und Resilienz von wasserstoffbasierten KWK-Systemen 142
VI.3. Ergebnisse 143
VI.3.1. Leistungsvalidierung des realen Mikronetz-Demonstrators 144

VI.3.2. Robustheit der Netzsynchronisation 144
VI.3.3. Normalbetrieb bei variablen Sonneneinstrahlungswerten 145
VI.3.4. Energiemanagementstrategie 146
VI.3.5. LSTM-basierte Erkennungsleistung für cyber-physische Angriffe 147
VI.3.6. LSTM-Trainingsergebnisse 147
VI.3.7. Cyber-physische Angriffsszenarien und Bewertung 148
VI.3.8. Vergleichende Analyse der Politik und Praxis im Bereich Smart Metering im Oberrhein 150
VI.3.9. Cybersicherheit und Digitalisierung in Wasserstoff-KWK-Systemen 152
VI.3.10. Auswirkungen der Integration intelligenter Messsysteme auf die cyber-physische Sicherheit 152
VI.3.11. Illustratives Szenario für einen cyber-physischen Angriff auf Wasserstoff-KWK-Anlagen 153
VI.3.12. Diskussion 155
VI.4. Probleme und Risiken 156
VI.5. Abweichungen 159
VI.6. Aussichten 160
VI.7. Empfehlungen 164
VI.8. Tabelle zur Zielerreichung 166

VII. Bericht zum Arbeitspaket Nr. 7 Fessenheim 167
VII.1. Kontext und Zielsetzung 168
VII.1.1. Prendre en charge l'ancien : Démantèlement du CNPE de Fessenheim 168
VII.1.2. Das Neue vorwegnehmen: Bewertung einer auf Wasserstoff (H_2) basierenden Energielösung 170
VII.2. Methoden und Material: 171
VII.2.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim 171
VII.2.2. Auf H_2 basierende Energielösung 173
VII.3. Ergebnisse 175
VII.3.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim 175
VII.3.2. Auf H_2basierende Energielösung 180
VII.4. Probleme & Risiken 186
VII.4.1. Transversal 186
VII.4.2. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim 186
VII.5. Abweichungen 188
VII.5.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim 188
VII.5.2. Auf H_2 basierende Energielösung 189
VII.6. Perspektiven 189
VII.6.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim 189
VII.6.2. Auf H_2basierende Energielösung 189

VII.7. Empfehlungen für die Roadmap oder politische Maßnahmen: 190
VII.7.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim 190
VII.7.2. Auf H_2basierende Energielösung 190
VII.8. Tabelle zur Zielerreichung 191
VII.8.1. Art der Maßnahme 2 191
VII.8.2. Art der Maßnahme 4 192
VII.8.3. Art der Maßnahme 7 192
VII.9. Zusätzliche Ziele 193
VII.9.1. Analyse des Lebenszyklus des KWK-Systems 193
VII.9.2. Akademisches Observatorium für Stilllegungen 193

VIII. Literaturverzeichnis 194

Kapitel II 194
Kapitel III 194
Kapitel IV 196
Kapitel V 199
Kapitel VI 199
Kapitel VII 200

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ANCCLI	National Association of Local Information Committees and Commissions (FR)
API	Application Programming Interface
Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Regulation
AG	Aktiengesellschaft
Art.	Artikel
ASNR	Nuclear Safety and Radiation Protection Authority (FR)
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BEV	Battery Electric Vehicle
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (ehem. BMWi)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drucksache	Bundestagsdrucksache
CC	Communauté de communes
CF	Characterization Factor (Ökobilanzierung)
CGM	Critical Group Methodology (radiologische Bewertung in Ökobilanzen)
CH	Schweiz
CIRES	Centre industriel de regroupement d'entreposage et de stockage (Andra, FR)
CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Électricité (FR)
CO_2	Kohlendioxid
CO_2e	Kohlendioxidäquivalent
CSA	Centre de stockage de l'Aube (Andra, FR)
CSP	Code de la Santé Publique (franz. Öffentliches Gesundheitsrecht)
DASSL	Differential-Algebraic System Solver
DE	Deutschland
DelVO	Delegierte Verordnung
DFBEW	Deutsch-französisches Büro für die Energiewende
DIP	Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentsmaterialien
EDF	Électricité de France

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENR(i)	Renewable (intermittent) Energies
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPCI	Établissement public de coopération intercommunale
ESA	European Space Agency
EU	Europäische Union
EV	Electric Vehicle
EVSEID	Electric Vehicle Supply Equipment Identifier
FR	Frankreich
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GIS	Geoinformationssystem
GUI	Graphical User Interface
H_2	Wasserstoff
HCTISN	High Committee for Transparency and Information on Nuclear Safety (FR)
HERA	Health and Environmental Risk Assessment
HP	Wärmepumpe (engl. Heat Pump)
HKA	Hochschule Karlsruhe
ICEDA	Conditioning and storage facility for activated waste (EDF, FR)
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (FR)
ISO	International Organization for Standardization
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz
LCA	Life Cycle Assessment
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network
n.d.	No date
Nr.	Nummer
OBELIS	Online-Berichterstattung Ladeinfrastruktur
OCM	OpenChargeMap
OHM	Observatoire Hommes-Milieux (CNRS-Forschungsstruktur, FR)
OM	OpenModelica
OSM	OpenStreetMap
PEM	Protonenaustauschmembran-Elektrolyseur
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PLU	Plan Local d'Urbanisme (franz. Flächennutzungsplan)

PNGMDR	National plans for the management of radioactive waste and materials (FR)
PPA	Power Purchase Agreement
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (FR)
PV	Photovoltaik
QGIS	Quantum GIS (s. GIS)
RED III	Richtlinie (EU) 2023/2413 (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RES	Renewable Energy Systems
RL	Richtlinie
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (franz. Stromübertragungsnetz)
SNBC	Stratégie Nationale Bas-Carbone (FR)
SOC	State of Charge
ST	Solarthermie
TEN-V	Transeuropäisches Verkehrsnetz
TES	Thermal Energy Storage
TWh	Terawattstunde
UCrad	Radiological impact assessment method in LCA
USEtox	Toxicity and ecotoxicity characterisation model (UNEP/SETAC)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
V2G	Vehicle-to-Grid
VLLW	Very Low Level Waste
VNB	Verteilnetzbetreiber
VvA	Vertrag von Aachen
WKA	Windkraftanlage
WT	Windturbine (siehe WKA)
z.B.	zum Beispiel

Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1: Auszüge aus LinkedIn-Beiträgen auf dem offiziellen Konto von TRION-climate e.V. 5
Abbildung I-2: Auszüge aus der Revue ENERGIE vis-à-vis Nr. 9 6
Abbildung I-3: Plakat des ersten CO2InnO-Kolloquiums....7
Abbildung I-4: Fotos des ersten CO2InnO-Kolloquiums....7
Abbildung I-5: Plakat des zweiten CO2InnO-Kolloquiums 7
Abbildung I-6: Fotos des zweiten CO2InnO-Kolloquiums am 02.07.2024 in Colmar 8
Abbildung I-7: Abbildung I 7: Fotos der Collectivité européenne d'Alsace in Straßburg .8
Abbildung I-8: Fotos der ersten Besichtigung der Versuchsanlage R-HYFIE und der Hynovateur-Labore von R-GDS in Straßburg 9
Abbildung I-9: Fotos der zweiten Besichtigung am Fraunhofer ISE 9
Abbildung I-10: Detaillierte Legende der Karte zu Wasserstoffanlagen und -projekten 11
Abbildung I-11: Auszug aus der Karte der Wasserstoffanlagen und -projekte 12
Abbildung II-1: Aufbau der Demonstratoreinheit an der Hochschule Karlsruhe 15
Abbildung II-2: Schematische Darstellung des Simulationsmodells 17
Abbildung II-3: Schematisches Layout des elektrischen Systems 17
Abbildung II-4: Heizsystem des Simulationsmodells 19
Abbildung II-5: Schematische Darstellung des Wasserstoffsystems 19
Abbildung II-6: Leistung- und Wirkungsgrad-NOX Vergleich des BHKW-Motors mit Erdgas und Wasserstoff....22
Abbildung II-7: Leistung-Wirkungsgrad-Kennlinie des PEM-Elektrolyseurs....23
Abbildung II-8: CO2e-Emissionen je nach Größe des Wasserstoffspeichers (bei 80 bar) 26
Abbildung II-9: Volllaststunden und Wärmedeckung des BHKWs 27
Abbildung II-10: Das Dashboard der Benutzeroberfläche 30
Abbildung III-1: Auszug aus dem Fragebogen zur nachhaltigen Mobilität 34
Abbildung III-2: Auszüge aus den Ergebnissen der Umfrage zur nachhaltigen Mobilität 36
Abbildung III-3: Auszug aus der Karte zur nachhaltigen Mobilität der Gebietskörperschaften im Oberrheingebiet 36
Abbildung III-4: GIS-Karte der Ladepunkte in den 60 Verwaltungseinheiten im Oberrheingebiet 2024 43
Abbildung III-5: Elektromobilität im Oberrheingebiet: Übersichtskarte Ladeleistung 2024 45
Abbildung III-6: Übersichtskarte zur Ladeleistung nach EU-Verordnung AFIR....50
Abbildung III-7: Verfügbare Ladeleistung vs. AFIR-Vorgabe im TEN-V Korridor des Oberrheingebiets (rechts und links) 52
Abbildung III-8: Verfügbare Ladeleistung bis zu 3 km außerhalb des TEN-V Korridors des Oberrheingebiets (links und rechts)....53
Abbildung III-9: Darstellung der unterschiedlichen Szenarien und des Ladebedarfs 56
Abbildung III-10: Wochenverlauf und durchschnittliche Auslastung der öffentlichen Ladepunkte API: Programmierschnittstelle, die Auslastungsdaten liefert (eigene Darstellung).. 59
Abbildung III-11: Auslastung von öffentlichen Ladepunkten nach Uhrzeit 59
Abbildung III-12: GIS Karte: Szenario 50% EVs: Ladebedarf vs. verfügbare Ladeinfrastruktur in DE/FR/CH am Oberrhein 63

Abbildung III-13: GIS Karte: Szenario 100% EVs: Ladebedarf vs. verfügbare Ladeinfrastruktur in DE/FR/CH....64
Abbildung III-14: GIS Karte: Tankstellen mit & ohne Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet....66
Abbildung IV-1: Vergleich heutiges und künftiges integriertes EU-Energiesystem....82
Abbildung V-1: Stichprobenverteilung bevölkerungsrepräsentativer Akzeptanzbefragung nach Land und E-Auto-Besitz....113
Abbildung V-2: Stichprobenverteilung bevölkerungsrepräsentativer Akzeptanzbefragung nach Land, Wohnstatus und selbstberichtetem Smart-Meter-Besitz....114
Abbildung V-3: Technologiemix im Zusammenhang mit einem Wasserstoff-BHKW ..117
Abbildung V-4: Übersicht relevanter Akteure der Energiewende....117
Abbildung V-5: Wahrnehmung elektrischer Ladesäulen in Deutschland und Frankreich 120
Abbildung V-6: Wahrnehmung Wasserstoff-Blockheizkraftwerk in Deutschland und Frankreich....121
Abbildung V-7: Wahrnehmung elektrischer Ladesäulen und Wasserstoff-Blockheizkraftwerk im Vergleich....122
Abbildung V-8: Vergleich der deutschen und französischen Stichprobe 123
Abbildung V-9: Ländervergleich der Kenntnisse und Bewertung von Smart-Metern ..124
Abbildung V-10: Ländervergleich der Akzeptabilität von Smart-Meter-Anwendungen 125
Abbildung V-11: Ländervergleich der Wahrnehmung von Smart-Meter-Anwendungen 125
Abbildung VI-1: Allgemeine Architektur des Mikronetz-Demonstrators 138
Abbildung VI-2 : Echtzeit-Diagramme zur Stromerzeugung und zum Stromverbrauch 139
Abbildung VI-3 : CHP-Integration in Energiesysteme und Angriffsvektoren für Cybersicherheit....142
Abbildung VI-4 : Reaktion auf 90 % Spannungsabfall, Spannungs-, Strom- und Phasenwellenformen 144
Abbildung VI-5 : PLL-Reaktion auf Phasensprung....145
Abbildung VI-6 : Stationäre PV-Modulproduktion unter wechselnden Sonnenbedingungen....145
Abbildung VI-7 : Ergebnisse der Wechselrichterleistung....146
Abbildung VI-8 : Vorhergesagte Leistung der drei Konfigurationen im Vergleich zur tatsächlichen Messung 148
Abbildung VI-9 : Trainingsergebnisse der lstm3-Konfiguration....148
Abbildung VI-10 : LSTM-Vorhersage vor und nach der FDI-Angriffsinjektion....149
Abbildung VI-11 : LSTM-Vorhersage vor und nach der Injektion des Replay-Angriffs 149
Abbildung VI-12 : Erzwungener Ladeangriff auf die Batterie bis zur 30. Sekunde....150
Abbildung VII-1: Überblick über das Gleichgewicht der Ströme im System für die verschiedenen Szenarienfamilien, basierend auf dem Fall H2S = 50 m3 173
Abbildung VII-2: Darstellung der Verringerung der Auswirkungen (alle bewerteten Kategorien) durch den Ersatz des thermischen Metallschneidens durch mechanisches Schneiden. 177
Abbildung VII-3: Umweltauswirkungen mit Unsicherheiten des wasserstoffbasierten Energiesystems, nach Szenariofamilien....181
Abbildung VII-4: Beiträge der Teilsysteme zur Auswirkung des wasserstoffbasierten Energiesystems, nach Szenariofamilien....183

Tabellenverzeichnis

Tabelle II.1: Technische Spezifikation Protonaustauschmembran (PEM)-Elektrolyseur. 15
Tabelle II.2: Jährlicher Strom- und Wärmeverbrauch der betrachteten Gebäude (2019) 20
Tabelle II.3: Technische Daten Wasserstoff-BHKW MAH 33.3 TI 311A.....24
Tabelle II.4: Dimensionierung und Bestandteile der dezentralisierten Energiesysteme mit dem MAH 33.3 TI 311A BHKW 25
Tabelle III.1: Prozentuale Verteilung der Ladepunkte nach Besiedlungsdichte im Oberrheingebiet 46
Tabelle III.2: Ladeleistung privat und öffentlich: Vergleich der Daten 47
Tabelle III.3: Anzahl der Ladepunkte privat und öffentlich: Vergleich der Daten.....47
Tabelle III.4: Öffentliche Ladeleistung: AFIR-Vorgaben und tatsächlich installierte Ladeleistung 48
Tabelle III.5: Gesamter jährlicher Strombedarf für Elektroautos in kWh 61
Tabelle III.6: Vergleich der installierten Ladeleistung mit der AFIR-Vorgabe.....62
Tabelle V.1: Übersicht über Wasserstoff-BHKW-Pilotprojekte in Deutschland und Frankreich.....116
Tabelle VII .1: Ausgewählte Umweltindikatoren für die Bewertung der wasserstoffbasierten Energielösung. 174

Einführung

Die nachhaltige Entwicklung des Oberrheingebiets erfordert in erster Linie eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Region. Nur durch eine substanzielle Einsparung von CO_2-Emissionen können die Auswirkungen des Klimawandels eingedämmt werden (ACEA; 2024)[1]. Neue Technologien und zukunftsfähige Energielösungen spielen dabei eine zentrale Rolle – insbesondere, wenn sie grenzüberschreitend wirken und Synergien zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz schaffen.

Derzeit werden in Deutschland, Frankreich und der Schweiz gemeinsam jährlich rund 1 Milliarde Tonnen CO_2 emittiert (Umweltbundesamt, 2024; BAFU, 2025; Commissariat général au développement durable, 2021)[2]. Das übergeordnete Ziel des Projekts **CO2InnO** besteht deshalb darin, innovative Ansätze zur Reduktion von Treibhausgasemissionen aufzuzeigen und ihre Umsetzbarkeit in der Region zu untersuchen. Im Mittelpunkt stehen die Energie- und Wärmewende, insbesondere durch den Einsatz innovativer Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK) -Anlagen, die sowohl zur Strom- als auch zur Wärmeversorgung beitragen und gleichzeitig einen stabilen und flexiblen Netzausbau unterstützen können.

Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der effizienten Wärmebereitstellung, da das Heizen einen erheblichen Anteil (16 - 20 %) der regionalen Treibhausgasemissionen ausmacht[3]. KWK-Anlagen sind hier besonders effizient einsetzbar.

Im Rahmen der Energiewende stehen sektorübergreifende Lösungen wie die Verknüpfung von KWK und Elektromobilität im Vordergrund.

Zielsetzung des Projekts

Um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen, brauchen Gemeinden und Kommunen die richtigen Werkzeuge, um eine zielgerichtete Dekarbonisierung umzusetzen. Das Projekt hat deshalb den Anspruch, Gemeinden und anderen Stakeholdern innovative Technologien zu präsentieren und nutzbar zu machen, damit die Sinnhaftigkeit der präsentieren Technologien evaluiert werden kann. Dabei werden die Technologien, wie KWK-Anlagen und Elektromobilität, umfänglich und fachgebietsübergreifend aufgezeigt, sodass Interessierte die Praktikabilität bewerten können. Außerdem zeigen die Ergebnisse die für die Planung notwendigen Schritte auf.

---

1 https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/sites/default/files/document-files/2024-05/Charging_ahead_Accelerating_the_roll-out_of_EU_electric_vehicle_charging_infrastructure.pdf

2 vgl. Kenngrössen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz 1990–2023, https://www.notre-environnement.gouv.fr/themes/climat/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-et-l-empreinte-carbone-ressources/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-des-transports, https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#quotenergiebedingte-emissionenquot

3 https://www.landtag-bw.de/resource/blob/573998/c7dc5bc04d443eae96c888c56e72213a/17_8814_D.pdf

Roadmap

I. Bericht Arbeitspaket 1

Projektpartner: TRION-climate e.V.
Vulla Parasote, Geschäftsführerin
Jeanne Le Chanony, Projektbeauftragte
Max Krauter, Projektbeauftragter
Sylvia Husel, Kommunikationsbeauftragte
Sinje Starck, Projektbeauftragte
Simon Faivre, Projektbeauftragter
Victoria Axen, Projektbeauftragte

Cofinancé par l'Union Européenne
Kofinanziert von der Europäischen Union

Im Workpackage 1 besteht die Aufgabe von TRION-climate e.V. darin, über das Projekt zu informieren, dessen Fortschritte und Ergebnisse zu kommunizieren und zu verbreiten, die Gebietskörperschaften in der Oberrheinregion zu sensibilisieren und über sein trinationales Netzwerk, die Zusammenarbeit mit Wirtschaftsakteuren zu fördern.
TRION-climate e.V. verbreitet aktuelle Informationen über das Projekt über sein Netzwerk, sei es durch direkte Informationen an seine Mitglieder, Veröffentlichungen in sozialen Netzwerken, auf seiner Website oder auch über die im Workpackage 3 beschriebene Umfrage zur nachhaltigen Mobilität. Der Verein präsentiert die Projektergebnisse auch bei Redebeiträgen auf Veranstaltungen oder Sitzungen mit französischen, deutschen und schweizerischen Akteuren aus dem öffentlichen und privaten Sektor (Oberrheinkonferenz, Trinationale Kongresse, Eurodistrikte usw.).
Im Rahmen des Projekts organisiert TRION-climate e.V. zwei Standortbesichtigungen und koorganisiert drei Kolloquien, wobei es zur Verbreitung des Projekts und zur Förderung der Zusammenarbeit mit den Gebietskörperschaften und Wirtschaftsakteuren der Oberrheinregion beiträgt.
TRION-climate e.V. hat außerdem drei Sonderausgaben seiner Revue ENERGIE vis-à-vis hierzu veröffentlicht: zum Thema Wasserstoff im Dienste nachhaltiger Mobilität, zur Finanzierung von Klima- und Energieprojekten im Oberrheingebiet und eine weitere Ausgabe am Ende des Projekts, welche Ergebnisse der einzelnen Workpackages zusammenfasst.

I.1. Ergebnisse:

I.1.1. **Kommunikation**

TRION-Climate e.V. engagierte sich besonders stark in der Kommunikation rund um das Projekt – sowohl über seinen LinkedIn-Account, seine Website als auch über umfangreiche Mailings an sein französisch-deutsch-schweizerisches Netzwerk.
Insgesamt wurden über 40 LinkedIn-Beiträge veröffentlicht und rund zehn Mailings zu verschiedenen Themen versendet: Projektergebnisse, Kolloquien und Besichtigungen, Treffen mit Projektpartnern, Präsentation des Projekts nach außen, Veranstaltungen der Projektpartner, Veröffentlichung der Revues usw.

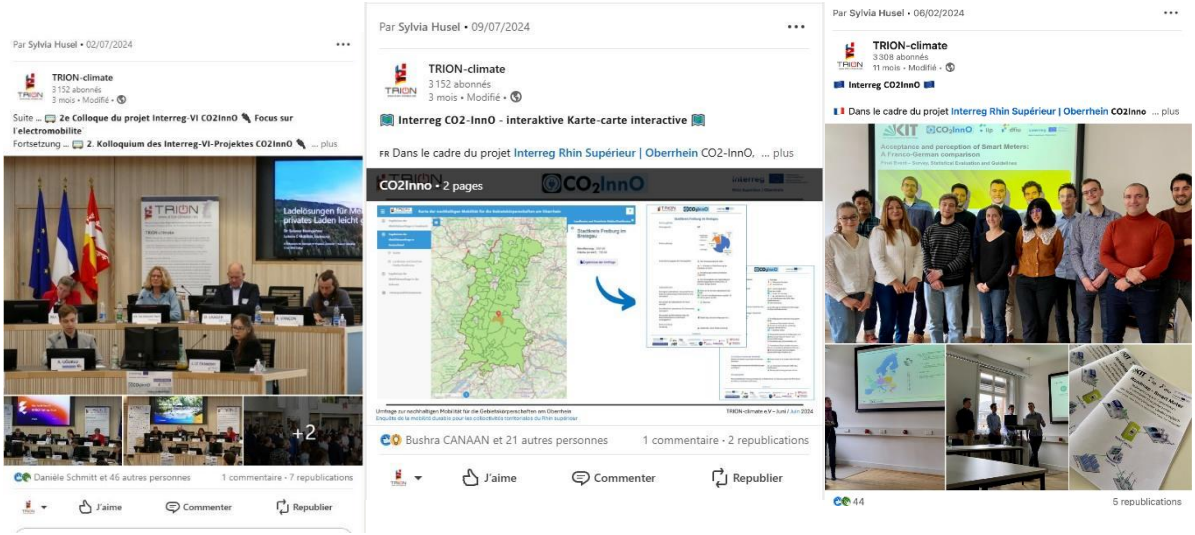


Abbildung I-1: Auszüge aus LinkedIn-Beiträgen auf dem offiziellen Konto von TRION-climate e.V. ©TRION-climate e.V

Auf der Website von TRION-climate e.V. gibt es verschiedene Seiten, die dem Interreg-Programm und dem Projekt CO2InnO gewidmet sind:

- Seite zu Interreg Oberrhein
- Projektvorstellungsseite CO2InnO
- Karte der Wasserstoffanlagen und -projekte
- Karte der nachhaltigen Mobilität
- Seite zum 1. CO2InnO-Kolloquium über Wasserstoff
- Seite zum 2. CO2InnO-Kolloquium über Elektromobilität
- Seite zum abschließenden CO2InnO-Kolloquium
- Seite zur 1. CO2InnO-Besichtigung der Versuchsplattform R-HYFIE und des Hynovateur-Labors von R-GDS
- Seite zur 2. CO2InnO-Besichtigung am Fraunhofer ISE
- Seite zur Revue CO2InnO über Wasserstoffmobilität
- Seite zur Revue CO2InnO über Finanzierung von Klima- und Energieprojekten
- Seite zur Revue CO2InnO mit der Gesamtsynthese der Projektergebnisse

I.2. Revue ENERGIE vis-à-vis

Die erste Revue, zum Thema „Wasserstoff im Dienst der nachhaltigen Mobilität“, wurde im Mai 2024 veröffentlicht und umfasst 12 Seiten. Sie bietet eine Plattform, auf der wirtschaftliche Akteure der Region (Plattform H2BW, Pôle Véhicule du Futur, Förderverein H2 Mobilität Schweiz, Hydrospider AG, Daimler Truck AG, SAFRA Bus) ihre Leuchtturmprojekte vorstellen und gleichzeitig die Ergebnisse des Kolloquiums und der Besichtigung zusammenfassen.

Abbildung I-2: Auszüge aus der Revue ENERGIE vis-à-vis Nr. 9 ©TRION-climate e.V.

Die zweite Ausgabe, die sich mit der Finanzierung von Klima- und Energieprojekten im Oberrheingebiet befasst, wurde im Juni 2025 veröffentlicht und umfasst 12 Seiten. Sie stellt Fördermöglichkeiten vor und erklärt, wie Gemeinden und private Akteure damit die technischen und innovativen Lösungen aus CO2InnO umsetzen können.

Die dritte und letzte Ausgabe, die eine Zusammenfassung des Projekts enthält, wurde im September 2025 veröffentlicht und umfasst 12 Seiten. Sie fasst die Ergebnisse aller Arbeitspakete und somit aller Projektpartner zusammen.

Für die drei Revues gilt: Das kurze und prägnante Format von 12 Seiten wird breit über das Netzwerk von TRION-climate e.V. kommuniziert sowie per Post an politische Entscheidungsträger und an Akteure der Wirtschaft der Trinationalen Metropolregion Oberrhein verschickt.

I.3. Veranstaltungen

Abbildung I-3: Plakat des ersten CO2InnO-Kolloquiums

Das erste Kolloquium fand am 5. Dezember 2023 im Auditorium der Universität Freiburg statt und versammelte über 75 Teilnehmende. Die Veranstaltung gliederte sich in drei Hauptthemen:

- Vorstellung des Interreg-Projekts und der Pilotanlage zur Wasserstoff-Kraft-Wärme-Kopplung (H2-BHKW);
- Konkrete Anwendung eines H2-BHKW in der Stadt Offenburg;
- Technologischer Reifegrad und beispielhafte Industrieprojekte (mit Beiträgen von 2GEnergy-Energietechnik GmbH, Ingérop Deutschland GmbH, badenovaNETZE GmbH und 3H2).

Abbildung I-4: Fotos des ersten CO2InnO-Kolloquiums am 05.12.2023 in Freiburg ©TRION-climate e.V.

Abbildung I-5: Plakat des zweiten CO2InnO-Kolloquiums

Das zweite Kolloquium des Projekts fand am 2. Juli 2024 in den Räumlichkeiten der Collectivité européenne d'Alsace in Colmar statt und brachte über 85 Teilnehmende zusammen. Im Mittelpunkt stand das Thema Elektromobilität. Nach einer Präsentation der Projektergebnisse gaben e-mobil BW und der Pôle Véhicule du Futur einen Überblick über die Lage der Elektromobilität in der Region. Vertreter des Fraunhofer ISI und der Université de Haute Alsace äußerten sich unter anderem zum Thema Batterien. Vorbildliche Industrieinitiativen aus allen drei Ländern wurden von badenova, Elonroad, E-Mobil BW, Karbikes, naturenergie und Primeo Energie vorgestellt.

Abbildung I-6: Fotos des zweiten CO2InnO-Kolloquiums am 02.07.2024 in Colmar ©TRION-climate e.V.

Das dritte und letzte Kolloquium des Interreg-Projekts CO2InnO fand am 25. September 2025 im Plenarsaal der Collectivité européenne d'Alsace in Straßburg statt. Es konzentrierte sich auf die Optimierung der Produktion erneuerbarer Energien und auf Speicherlösungen. Die Projektpartner stellten ihre neuesten Ergebnisse vor, während Referenten aus der Privatwirtschaft ihre Perspektiven teilten: badenova, Energy Consulting Kehl, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., Storengy und Territoire d'énergie Alsace. Die Veranstaltung brachte rund 100 Teilnehmende aus Wissenschaft, Institutionen und Industrie zusammen.

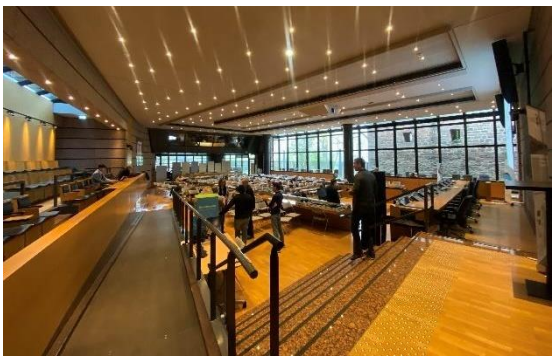


Abbildung I-7: Abbildung I 7: Fotos der Collectivité européenne d'Alsace in Straßburg ©TRION-climate e.V.

I.4. Besichtigungen

Die erste Besichtigung fand am 28. November 2023 in Straßburg statt, zu der alle Partner des Interreg-Projekts CO2InnO eingeladen waren. TRION-climate e.V. organisierte dabei die Besichtigung der Versuchsanlage R-HYFIE und der Hynovateur-Labore von R-GDS. An dieser ersten Besichtigung nahmen über 35 Personen teil (Abbildung I-8).

Abbildung I-8: Fotos der ersten Besichtigung der Versuchsanlage R-HYFIE und der Hynovateur-Labore von R-GDS in Straßburg am 28.11.2023 ©TRION-climate e.V.

Die zweite von TRION-climate e.V. organisierte Besichtigung erfolgte am 17. Dezember 2024 beim Fraunhofer ISE in Freiburg i.Br.. An dieser Besichtigung nahmen rund 30 Teilnehmende aus der Wirtschaft und der Gebietskörperschaften teil. Professor Bett eröffnete den Besuch mit einem Vortrag über die Funktionsweise der Fraunhofer-Institute. Die bedeutenden technologischen Fortschritte in den Bereichen Photovoltaik und Wasserstoff stießen bei allen Teilnehmenden auf großes Interesse.

Abbildung I-9: Fotos der zweiten Besichtigung am Fraunhofer ISE in Freiburg i.Br. am 17.12.2024

I.5. Übersicht zu Wasserstofferzeugungsanlagen und Verbraucher

Eine erste Mission von TRION-climate e.V. bestand in der Erstellung einer beschreibenden Datenbank über Wasserstofferzeugungsanlagen, Verbraucher und Transportinfrastrukturen, um eine statische, geolokalisierte Karte zu entwickeln.

Zunächst basierte das Inventar der Wasserstoffanlagen und -projekte auf den Inhalten der von TRION-climate e.V. gemeinsam mit seinen Partnern organisierten Veranstaltungen:

- Kongress am 5. April 2022 in Basel in Zusammenarbeit mit GRTgaz und in Partnerschaft mit dem Schweizerischen Verein des Gas- und Wasserfaches, dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches sowie France Hydrogène und den Unternehmen IWB, Energiedienst und badenova.

- Workshop am 6. Oktober 2022 in Straßburg im Rahmen des 7. Trinationalen Klima- und Energiekongresses der Oberrheinkonferenz in Kooperation mit der Initiative 3H2.
- Trinationaler Klima- und Energiekongress der Oberrheinkonferenz am 28. November 2023 in Straßburg in Partnerschaft mit den Netzwerken Plattform Erneuerbare Energien BW, Plattform H2 BW, dem Pôle Véhicule du Futur mit DINAMHySE, den Klimapartner Südbaden sowie dem Schweizerischen Verein des Gas- und Wasserfaches.

Zusätzliche Informationen wurden bilateral von Mitgliedern von TRION-climate e.V. eingeholt. Darüber hinaus wurde der Inhalt mit anderen kartografischen Darstellungen abgeglichen:

- Interaktive Karte der H2-Tankstellen H2.live (https://h2.live/)
- Französisches Wasserstoff-Observatorium VIG'HY (https://vighy.france-hydrogene.org/)
- Interaktive Karte des Netzwerks 3H2 (https://3h2.info/interaktive-karte/)

Der Inhalt dieses Inventars ist das Ergebnis einer von TRION-climate e.V. koordinierten Arbeit mit DINAMHySE auf französischer Seite, Plattform H2-BW auf deutscher Seite und gazenergie auf Schweizer Seite. Ziel war es nicht, möglichst viele Projekte zu erfassen, sondern vielmehr konkrete Projekte aufzulisten.

Diese Karte verfolgt das Ziel, einen Überblick über die Entwicklung des Wasserstoffs im Oberrheingebiet zu geben, aber auch Informationen im Hinblick auf die zukünftige Auslegung des Energiebedarfs (elektrisch, Wasserstoff usw.) in dieser grenzüberschreitenden Region bereitzustellen.

Die Wasserstoffkarte für den Oberrhein umfasst Projekte und Anlagen, die bis 2023 gebaut und in Betrieb genommen wurden, aber auch solche, die sich im Bau befinden oder geplant sind. Eine regelmäßige Aktualisierung ist vorgesehen.

Die Karte listet mehrere Kategorien und Unterkategorien auf, die durch Farben gekennzeichnet sind. Die folgenden Hauptkategorien sind in der Legende in Abbildung I-10 dargestellt:

- Die Produktion (blau), darunter fällt die Erzeugung durch Elektrolyse und Thermolyse;
- Die Nutzung (grün), hierzu zählen die Industrieakteure rund um Wasserstoff sowie Wasserstofftankstellen;
- Der Forschungssektor (Grautöne), in dem verschiedene wasserstoffbezogene

Forschungsprojekte zusammengefasst sind;

- Die Verteilung von Wasserstoff, dazu gehören die Hafen-Hubs (gelb) mit Mehrfachfunktionen (z. B. Produktion, Speicherung, Transport, Verteilung) sowie die wichtigsten bestehenden oder geplanten Pipelines im Oberrheingebiet;
- Akteur Netzwerke, wie z. B. die Themengruppe Wasserstoff der Oberrheinkonferenz in enger Zusammenarbeit mit TRION-climate e.V., das Netzwerk DINAMHySE oder die Initiative 3H2. Weitere Netzwerke wie die Plattform H2BW existieren ebenfalls, haben jedoch keinen Sitz im Oberrheingebiet.

Die erfassten Projekte sind außerdem nach ihrem Reifegrad klassifiziert: in Planung, in Bau oder in Betrieb. Je dunkler die Farbe, desto fortgeschrittener ist das Projekt.

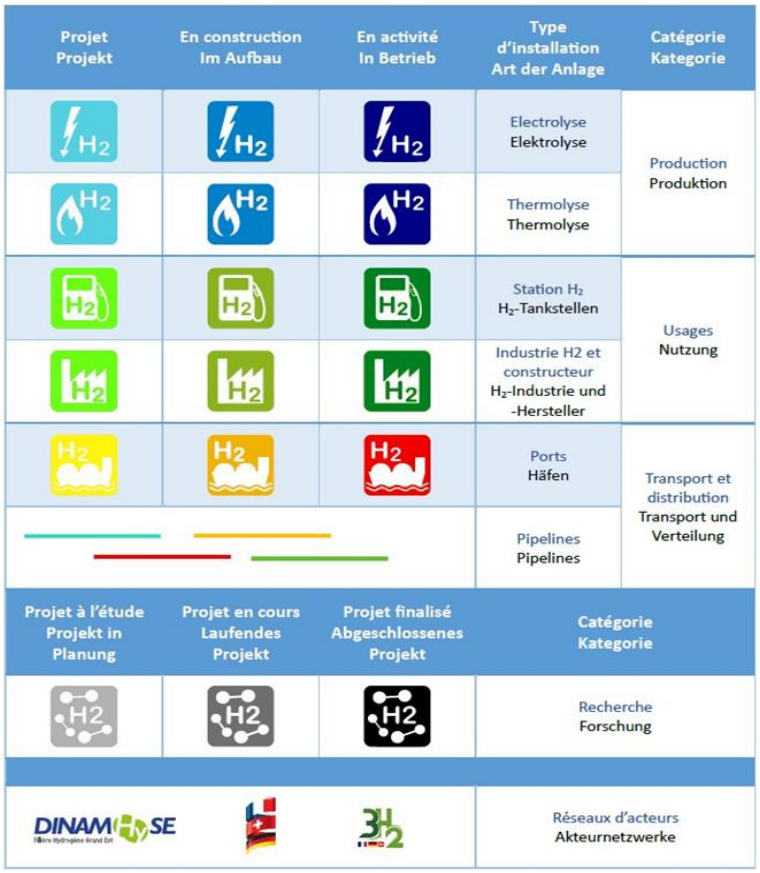


Abbildung I-10: Detaillierte Legende der Karte zu Wasserstoffanlagen und -projekten ©TRION-climate e.V.

GeoRhena, das geografische Informationssystem für den Oberrhein, hat alle Elemente auf einer Karte dargestellt.

Die Karte wurde offiziell im Februar 2024 veröffentlicht und umfasst knapp 70 identifizierte Projekte:

- Produktion: 17 Elektrolyseure + 3 Thermolyse Anlagen
- Nutzung: 14 Wasserstofftankstellen + 4 Industrieprojekte / Hersteller

- Transport und Verteilung: 5 Häfen + 4 Pipelines
- Forschung: 18
- Akteur Netzwerke: 3

Da es sich um eine interaktive Karte handelt, ist es möglich auf jede erfasste Anlage und jedes Projekt zu klicken, um ein beschreibendes Informationsfeld zu öffnen

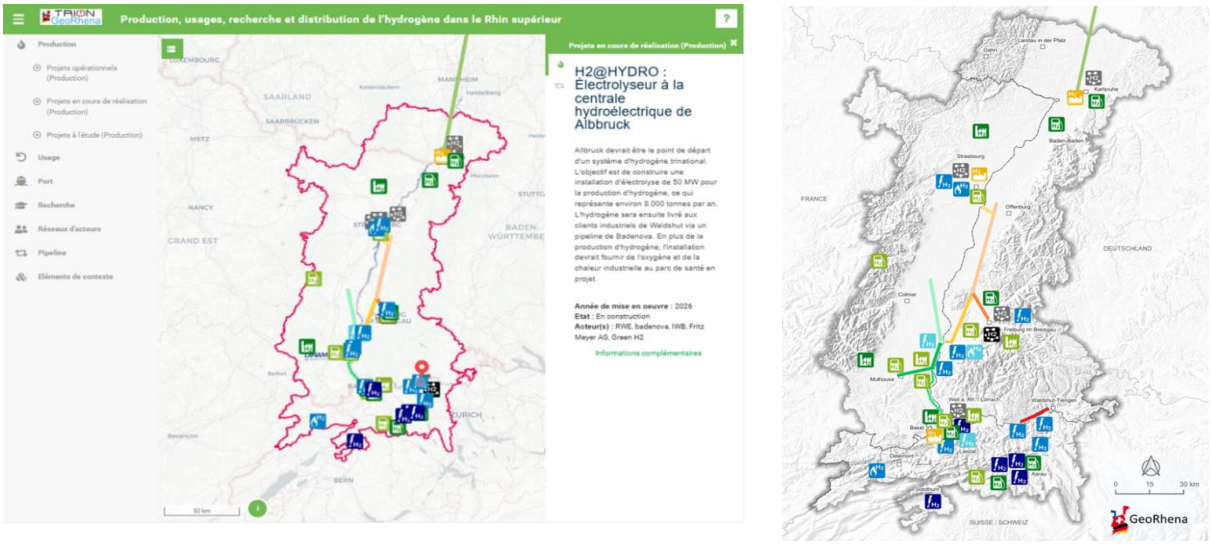


Abbildung I-11: Auszug aus der Karte der Wasserstoffanlagen und -projekte ©TRION-climate e.V.

Im März 2024 verzeichnete das Verzeichnis von TRION-climate e.V. bereits knapp 80 Anlagen und Projekte.

Unser Ziel ist es, dass diese Karte im Zuge der Wasserstoffentwicklung im Oberrheingebiet fortlaufend weiterentwickelt und aktualisiert wird.

Eine erste Version dieses Inventars wurde am 5. Dezember 2023 auf dem 1. Fachkolloquium des Interreg-Projekts CO2InnO sowie am 18. Dezember 2023 in der Themengruppe Wasserstoff der Oberrheinkonferenz vorgestellt.

II. Bericht Arbeitspaket 2:

Demonstration emissionsfreier Kraft-Wärme-Kopplung durch grünen Wasserstoff und intelligenter Steuerung

Mitglieder:

Prof. Dr.-Ing. Maurice Kettner, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Florian Beerlage, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Naqib Salim, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Bushra Canaan, Université de Haute-Alsace

Djafar Ould-Abdeslam, Université de Haute-Alsace

Paul Robineau, Université de Strasbourg

Yamit Ibarra-Suarez, Stadt Offenburg

Natalie Miller, Stadt Offenburg

Cofinancé par l'Union Européenne

Kofinanziert von der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

II.1. Hintergrund und Zielsetzung

Im Rahmen des Projekts CO2InnO wurde im Arbeitspaket 2 ein realer Demonstrator aufgebaut, um die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme aus grünem Wasserstoff zu demonstrieren. Ziel war es, ein emissionsfreies Energiesystem zu entwickeln und zu validieren, das sowohl im Reallabor als auch im digitalen Raum abgebildet werden kann.

Der Reallabor-Demonstrator am Standort der Hochschule Karlsruhe (HKA) umfasst einen Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung, einen Kompressor mit Hochdruckspeicher sowie ein modifiziertes Blockheizkraftwerk (BHKW), das mit Wasserstoff betrieben werden kann. Die Komponenten sind messtechnisch miteinander vernetzt und bilden die Grundlage für ein Energiemanagementsystem.

Ergänzend wurde ein digitales Simulationsmodell („Digitaler Zwilling“) entwickelt, das auf realen Verbrauchsdaten basiert, die von den Projektpartnern – darunter die Stadt Offenburg – bereitgestellt wurden. Mit diesem Modell konnten verschiedene „Was-wäre-wenn“-Szenarien simuliert werden, um die Effizienz des Systems unter variierenden Rahmenbedingungen zu analysieren.

Ein weiteres zentrales Ziel des Arbeitspakets war die Entwicklung einer grafischen Benutzeroberfläche, mit der kommunale Akteure, auch ohne tiefere technische Kenntnisse, individuelle Szenarien modellieren und bewerten können. Damit sollen konkrete Handlungsoptionen für klimaneutrale Energieversorgung in öffentlichen Gebäuden sichtbar gemacht werden – zunächst am Beispiel von fünf realen Gebäuden der Stadt Offenburg.

Langfristig soll das entwickelte System sowie das zugehörige Modell auf andere Städte und Regionen übertragbar sein und zur Planung nachhaltiger, wasserstoffbasierter Energiesysteme beitragen.

II.2. Methoden und Material

II.2.1. **Aufbau und technische Ausstattung des Reallabors**

Im Rahmen des Arbeitspakets 2 wurde an der Hochschule Karlsruhe (HKA) ein physischer Demonstrator für ein wasserstoffbasiertes Energiesystem aufgebaut. Ziel war es, die Erzeugung, Speicherung und Nutzung von grünem Wasserstoff zur kombinierten Versorgung mit Strom und Wärme real zu testen und zu analysieren.

Der Demonstrator umfasst folgende Hauptkomponenten:

- einen Protonenaustauschmembran (PEM)-Elektrolyseur zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom,
- einen Kompressor mit Hochdruckspeicher,
- sowie ein für den Betrieb mit H_2 modifiziertes Blockheizkraftwerk (BHKW).

Die Komponenten wurden hydraulisch und steuerungstechnisch miteinander verbunden. Alle

Hauptgrößen wie elektrische Leistung, Wärmemengen, Druck- und Durchflusswerte werden kontinuierlich gemessen. Der physische Aufbau des Systems ist in Abbildung 1 dargestellt.

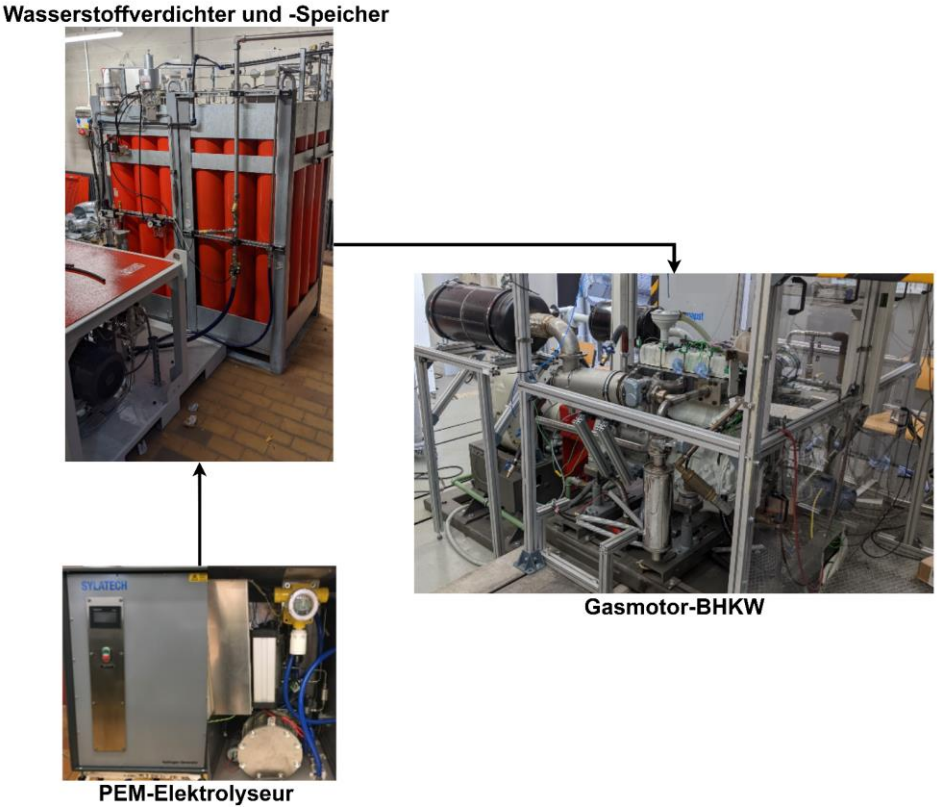


Abbildung II-1: Aufbau der Demonstratoreinheit an der Hochschule Karlsruhe (PEM: Protonaustauschmembran; BHKW: Blockheizkraftwerk).

Der eingesetzte PEM-Elektrolyseur ist ein Kompaktgerät mit integrierter Wasseraufbereitung und Kühlung. Die technischen Spezifikationen sind in Tabelle II.1 aufgeführt.

Tabelle II.1: Technische Spezifikation Protonaustauschmembran (PEM)-Elektrolyseur.

PEM Elektrolyseur Sylatech GmbH	
Nennleistung	**1,9 kW**
Wasserstofferzeugungsrate (Normkubikmeter)	**0,3 Nm³/h**
Wasserstoffreinheit	**99,99%**
Nenndruck	**3 – 10 bar**

Der erzeugte Wasserstoff wird in einer Hochdruckspeichereinheit mit einem Volumen von 1200 Litern gelagert, was etwa 300 Normkubikmetern (Nm^3) Wasserstoff entspricht. Dieses Speichervolumen wurde im Reallabor zur Versorgung des BHKW verwendet und diente zugleich als Referenz für die Auslegung von Speicherszenarien im digitalen Simulationsmodell.

Eine schematische Darstellung des internen Aufbaus des Elektrolyseurs ist in Anlage 1 dokumentiert.

II.2.2. **Entwicklung eines digitalen Simulationsmodells**

Auf Grundlage der technischen Struktur des Reallabors wurde ein dynamisches Simulationsmodell entwickelt, das als digitaler Zwilling fungiert. Die Modellierung erfolgte komponentenbasiert in OpenModelica und bildet die Wechselwirkungen zwischen dem Elektrolyseur, dem Wasserstoffspeicher und dem BHKW unter realitätsnahen Bedingungen ab. Ergänzt wurden diese durch Modelle für elektrische Verbraucher, Wärmelasten und Umwelteinflüsse wie Außentemperatur und solare Einstrahlung.

Das Systemmodell simuliert dabei sowohl die elektrischen als auch die thermischen Energieflüsse sowie den Wasserstoffkreislauf. Die Struktur und das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten im Modell sind in Abbildung II-2 dargestellt. Das Simulationsmodell ist in einem Paket gekapselt, das benutzerdefinierte Modelle als Klassen organisiert. Diese Struktur verbessert die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit des Simulationswerkzeugs, das in drei Unterpakete gegliedert ist: Elektrisches System (beinhaltet das PV- und das WKA- sowie das Batteriespeichersystem), Heizsystem (BHKW, Wärmepumpe und Wärmespeicher), und das Wasserstoffsystem. Die Unterpakete CO_2 und Kosten befinden sich im Ergebnis-Block. Dieser fasst die zentralen Ergebnisse aller anderen Blöcke zusammen und extrahiert sie mithilfe objektorientierter Programmiermethoden – ohne dabei die eigentliche Berechnung zu beeinflussen, sodass keine explizite Verbindung erforderlich ist. Alle Unterpakete werden im laufenden Kapitel näher beschrieben. Die physikalischen Modellierungsansätze sind in (Florian Beerlage, René Behmann, and Lukas Stahl, 2023; Florian Beerlage, 2024) detailliert beschrieben.

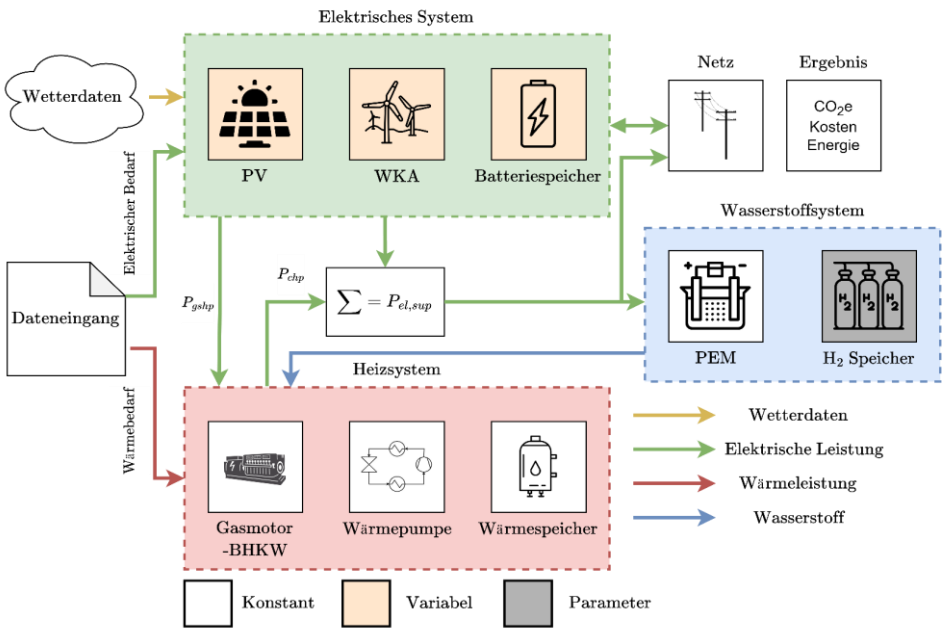
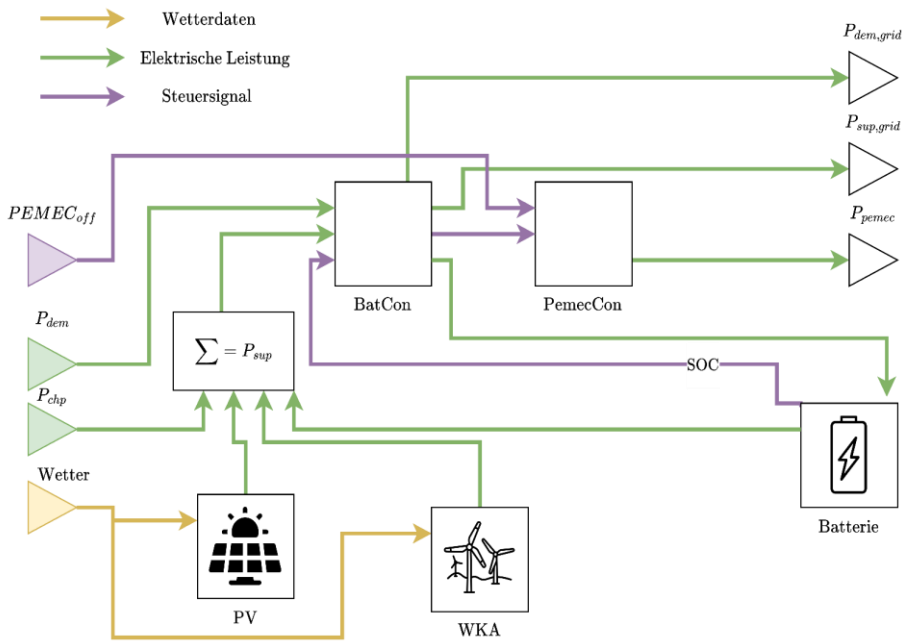


Abbildung II-2: Schematische Darstellung des Simulationsmodells (PV: Photovoltaik; WKA: Windkraftanlage; P: Leistung; Sup: engl. Supply; GSHP: engl. Ground Source Heat Pump; CHP/BHKW: Blockheizkraftwerk; H2: Wasserstoff; CO2e: Kohlendioxid-äquivalent)

Für die Simulation elektrischer Prozesse wurde ein Netzmodell integriert, das das Lastverhalten, die Einspeisung durch das BHKW sowie Verluste und Netzrückwirkungen abbildet. Das elektrische Teilsystem umfasst auch PV-Anlage, Windkraftanlage (WKA) und Batteriespeicher. Eine grafische Darstellung befindet sich in Abbildung II-3



.

Abbildung II-3: Schematisches Layout des elektrischen Systems (Dem: engl. Demand; BatCon: engl. Battery Controller; PemecCon: engl. PEM-Controller; Sup: engl. Versorgung; grid: engl. Netz; PemEc: Protonaustauschmembranelektrolyseur; P: Leistung; WKA: Windkraft Anlage; PV: Photovoltaik)

Zur Unterstützung der Nutzerfreundlichkeit wurde eine grafische Benutzeroberfläche (GUI) in Python entwickelt. Diese erlaubt es, zentrale Eingangsparameter ohne Programmierkenntnisse anzupassen und Simulationen zu starten. Die folgenden Variablen können durch den Benutzer interaktiv definiert werden:

- Energiebedarfsprofile (Strom und Wärme),
- Wetterdaten (Außentemperatur, Solarstrahlung),
- technische Dimensionierung der Komponenten,
- Auswahl von Steuerstrategien (z. B. Einschaltlogiken für das BHKW oder Priorisierung von Speicherladung).

In den folgenden Abschnitten werden die zentralen Subsysteme mit ihren jeweiligen Steuerstrategien beschrieben.

Batteriespeicher

Das Batteriesystem wird über einen Steuerblock geregelt, der zwischen den Betriebsmodi Laden, Entladen und Standby wechselt. Die Logik berücksichtigt unter anderem den Ladezustand (SOC), Leistungsgrenzen und Totbandbreiten. Die zugrundeliegenden Gleichungen und Algorithmen basieren auf Florian Beerlage, René Behmann, and Lukas Stahl, 2023; Florian Beerlage, 2024. Eine schematische Darstellung der Logik befindet sich im Anhang, Anlage 2 (*Kontrollschema Batteriespeicher*).

PEM-Elektrolyseur

Die Steuerung des PEM erfolgt innerhalb des elektrischen Systems. Sie reagiert auf Stromüberschüsse, berücksichtigt den Ladezustand der Batterie und stellt sicher, dass nur überschüssiger eigener Strom zur Wasserstoffproduktion verwendet wird. Die entsprechende Steuersequenz ist in Anlage 3 (*Steuersequenz PEM*) dokumentiert. Weitere Details zu den verwendeten Steuerformeln finden sich in (Florian Beerlage, René Behmann, and Lukas Stahl, 2023; Florian Beerlage, 2024)

Heizsystem

Das Heizsystem besteht aus einem Blockheizkraftwerk (BHKW), einer Wärmepumpe (WP) und einem thermischen Energiespeicher (TES). Die Regelung erfolgt abhängig vom Ladezustand des TES, dem aktuellen Wärmebedarf und den definierten Schwellenwerten für das BHKW. Wenn die Leistung des BHKW nicht ausreicht, wird die Wärmepumpe zugeschaltet. Das physische Layout des Heizsystems ist in Abbildung II-4 dargestellt. Die vollständige Steuerstrategie ist in Anlage 4 (*Steuerstrategie Heizsystem*) zusammengefasst.

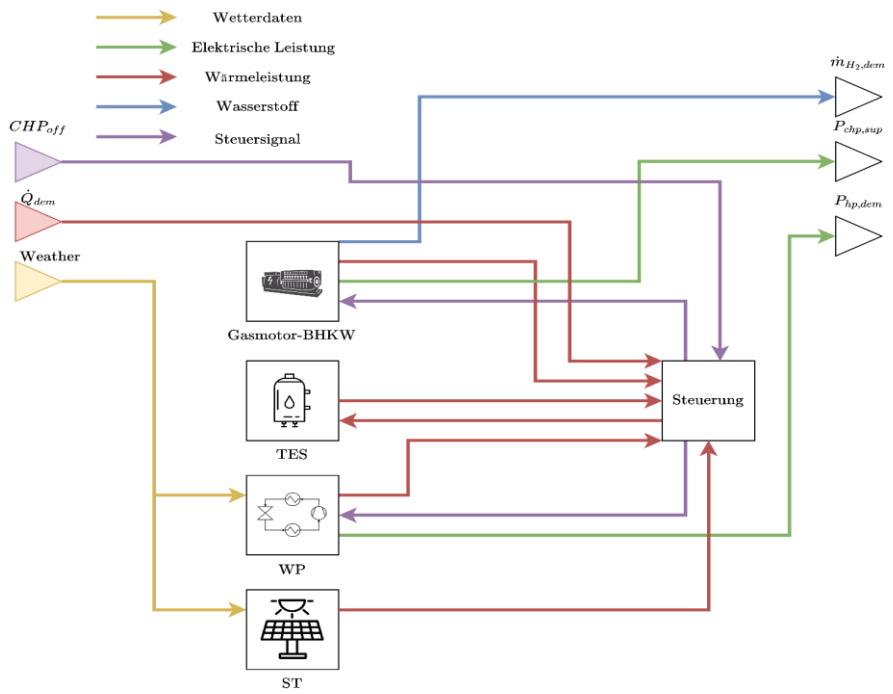


Abbildung II-4: Heizsystem des Simulationsmodells
(CHP/BHKW: engl. Blockheizkraftwerk; Q̇: Wärmestrom; HP: engl. heat pump/Wärmepumpe; Sup: engl. supply/Versorgung; TES: engl. thermal energy storage; WP: Wärmepumpe; ST: Solarthermie; H2: Wasserstoff; Dem: engl. demand/Bedarf)

Das Wasserstoffsystem besteht aus einem PEM-Elektrolyseur, einem Verdichter und einem Gasspeicher. Die Modelle basieren auf idealisierten physikalischen Annahmen und wurden gemäß den Gleichungen aus (Florian Beerlage, René Behmann, and Lukas Stahl, 2023; Florian Beerlage, 2024) implementiert. Das schematische Modell des Wasserstoffsystems ist in Abbildung II-5 visualisiert.

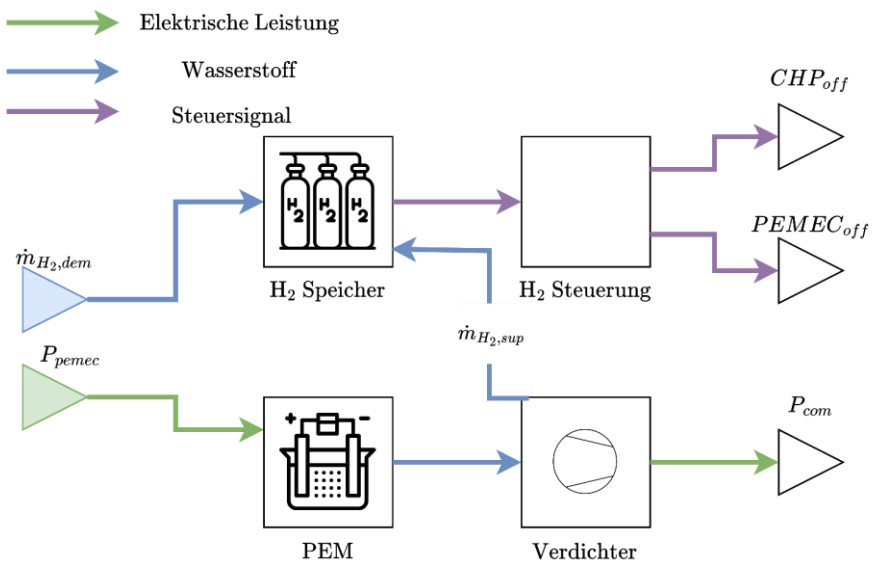


Abbildung II-5: Schematische Darstellung des Wasserstoffsystems
(H2: Wasserstoff; Dem: engl. demand/Bedarf; PEM/PEMEC: Protonaustauschmembranelektrolyseur; P: Leistung; Sup: engl. supply/Versorgung; Com: engl. compressor/Verdichter).

Durch die modulare Struktur, die zentrale Eingabeschicht und die benutzerfreundliche Oberfläche eignet sich das Simulationswerkzeug für praxisorientierte Analysen. Die direkte Integration realer Verbrauchsdaten der Stadt Offenburg ermöglicht konkrete Bewertungsszenarien kommunaler Energiesysteme unter Einsatz von Wasserstofftechnologie.
Das entwickelte Simulationsmodell ist öffentlich verfügbar und kann entweder über das GitHub-Repository **IKKUengine** oder als ZIP-Datei heruntergeladen werden. Eine detaillierte Installations- und Nutzungsanleitung befindet sich im Anhang, (Anlage 5).

II.2.3. Datengrundlage: Lastprofile und Monitoring-Infrastruktur der Stadt Offenburg

Für die Entwicklung und Validierung des Simulationsmodells stellte die Stadt Offenburg reale Verbrauchsdaten für fünf kommunale Gebäude zur Verfügung. Die Datensätze umfassen Strom- und Wärmeverbrauchswerte aus dem Jahr 2019 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Die ausgewählten Gebäude – Grundschule, Kindertagesstätte, Feuerwehrgebäude, Sporthalle und Verwaltungsgebäude – repräsentieren unterschiedliche Nutzungstypen und ermöglichen somit die Bewertung des Modells in verschiedenen kommunalen Anwendungsszenarien.
Die Lastprofile wurden in das OpenModelica-Modell integriert und dienten als Grundlage für die Szenarienanalysen. Ihre Einbindung erfolgte über ein eigens entwickeltes Python-Skript, das die Datenstruktur automatisiert überführte.
Die folgende Tabelle II.2 zeigt die jährlichen Gesamtverbräuche für Strom und Wärme in den betrachteten Gebäuden. Diese Werte definieren die zu deckende Energiemenge innerhalb der Simulation und dienen als Bemessungsgrundlage für die Systemkomponenten.

Tabelle II.2: Jährlicher Strom- und Wärmeverbrauch der betrachteten Gebäude (2019)

Gebäude	**Stromverbrauch (MWh)**	**Wärmeverbrauch (MWh)**
Kindertagesstätte	19	57
Verwaltungsgebäude	132	237
Sporthalle	32	135
Grundschule	62	125
Feuerwehr	10	30
Gesamt	256	584

Parallel zur Teilnahme am Projekt CO_2InnO initiierte die Stadt Offenburg einen umfassenden Modernisierungsprozess ihrer Mess- und Datenerfassungsinfrastruktur. Ziel war es, veraltete Technik durch ein zukunftsfähiges, hybrides System zu ersetzen, das sowohl die Anforderungen des kommunalen Energiemanagements als auch zukünftige Aufgaben wie CO_2-Bilanzierung oder die Integration erneuerbarer Energien erfüllt.

Das neue System kombiniert kabelgebundene M-Bus-Technologie mit drahtloser LoRaWAN-Kommunikation und ermöglicht so eine flexible und kontinuierliche Erfassung der Energieflüsse im 15-Minuten-Takt. Insgesamt wurden im Rahmen des Projekts 30 öffentliche Gebäude erfolgreich angebunden. Nach Projektabschluss ist eine Ausweitung auf den gesamten kommunalen Bestand vorgesehen.
Die erfassten Daten werden zentral auf der städtischen Visualisierungsplattform dargestellt und sind öffentlich zugänglich unter: https://offenburg.mondas.io/

II.2.4. **Begründung der Simulationsmethodik**

Im Rahmen des Arbeitspakets 2 wurde methodisch ein simulationsbasierter Ansatz verfolgt, um verschiedene Systemkonfigurationen und Betriebsstrategien eines Energiesystems mit Wasserstoffspeicherung zu analysieren. Diese Entscheidung ermöglichte eine detaillierte Betrachtung technischer Zusammenhänge sowie dynamischer Wechselwirkungen zwischen den Komponenten unter variierenden Randbedingungen.
Im Gegensatz zu Optimierungsansätzen – die typischerweise auf die Ermittlung ökonomisch oder ökologisch idealer Systemauslegungen abzielen – erlaubt die Simulation eine differenzierte Analyse konkreter Szenarien, Regelstrategien und technischer Entscheidungen. Dieser Ansatz ist insbesondere für komplexe Energiesysteme mit vielen Freiheitsgraden geeignet, wie sie beim Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher vorliegen.
Eine systematische Optimierung der CO_2-Emissionen in Relation zu den Investitionskosten war im ursprünglichen Projektantrag nicht vorgesehen und wurde daher innerhalb des Arbeitspakets nicht umgesetzt. Die Stadt Offenburg äußerte im Verlauf des Projekts jedoch den Wunsch nach einem solchen Werkzeug, um ökologische Einsparpotenziale den wirtschaftlichen Aufwendungen gegenüberstellen zu können. Diese Anforderung konnte aus methodischen und förderrechtlichen Gründen nicht nachträglich integriert werden.

II.3. Ergebnisse

II.3.1. **Ergebnisse aus dem Reallabor**

Im Rahmen der experimentellen Phase des Projekts wurden Einzeltests am modifizierten BHKW sowie am PEM-Elektrolyseur durchgeführt – zwei zentrale Komponenten des wasserstoffbasierten Energiesystems. Die ursprünglich geplante Integration des Gesamtsystems mit der Verdichtereinheit konnte aufgrund technischer Probleme und Lieferverzögerungen nicht

realisiert werden.

Betriebsergebnisse des wasserstofffähigen BHKW

Es wurde untersucht, wie sich unterschiedliche Wasserstoffanteile im Brennstoffgemisch auf das Betriebsverhalten des BHKW-Motors auswirken. Wie erwartet, sinkt der CO_2-Ausstoß bei zunehmendem Wasserstoffanteil, da bei der Verbrennung von H_2 kein Kohlenstoff freigesetzt wird.

Zusätzlich wurden Kenngrößen wie Leistung, Wirkungsgrad und NO_x-Emissionen untersucht (Abbildung II-6). Hierzu unterscheiden sich die Konfigurationen wie folgt:

- Config. 1: Serienmotor im Erdgasbetrieb.
- Config. 2: Wasserstoffbeimischung bis zu 25 Vol.-% und Abgasrückführung.
- Config. 3: Zylinder 1 wird mit 100% Wasserstoff betrieben und dessen Abgas in die restlichen drei Zylinder zurückgeführt.

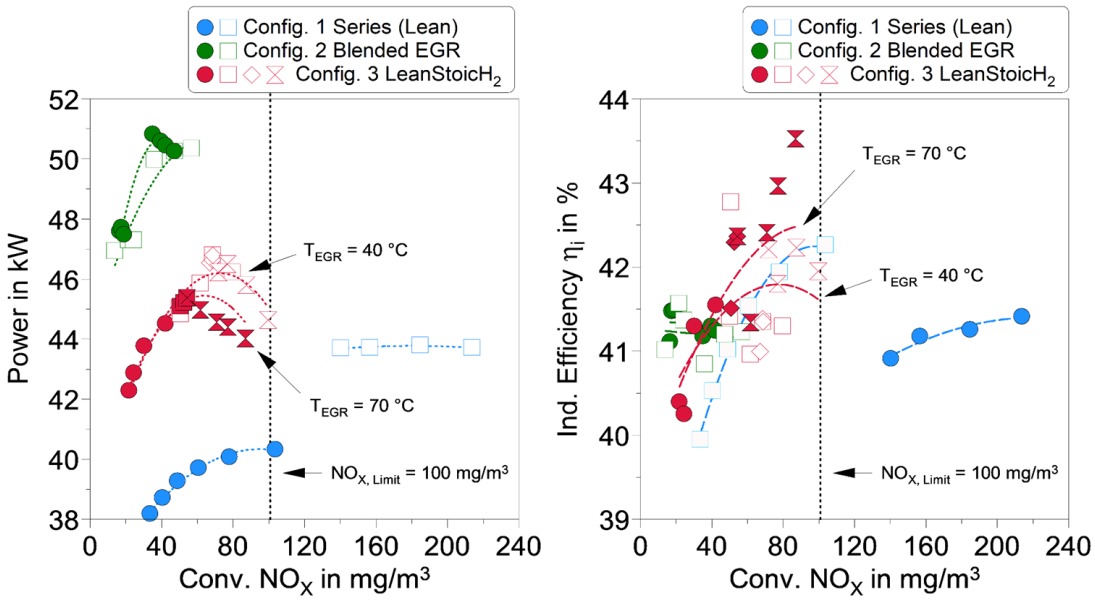


Abbildung II-6: Leistung- und Wirkungsgrad-NOX Vergleich des BHKW-Motors mit Erdgas und Wasserstoff (Config.: engl. configuration/Konfiguration; EGR: engl. exhaust gas recirculation/Abgasrückführung; Ind.: engl. indicated/indiziert; T: Temperatur).

Die dargestellten Konfigurationen zeigen die Auswirkungen verschiedener Wasserstoffbeimischungen und EGR-Strategien (Exhaust Gas Recirculation/Abgasrückführung) auf die Motorleistung und den Wirkungsgrad. Die Konfiguration 1 (blau) dient als Referenzbetrieb mit reinem Erdgas. Bei Konfiguration 3 (rot) werden ein deutlich höherer Wirkungsgrad und eine gesteigerte Leistung bei gleichzeitig niedrigen NO_x-Emissionen erreicht. Der vertikale Strich markiert den Grenzwert für NO_x-Emissionen von 100 mg/m³.

Die Ergebnisse zeigen:

- Eine Leistungssteigerung von bis zu 33 % im Vergleich zum Erdgasbetrieb,
- Eine Erhöhung des thermischen Wirkungsgrads um etwa 4,8 Prozentpunkte,
- Eine signifikante Reduktion der NO_x-Emissionen.

Ein Betrieb mit 100 % Wasserstoff wurde nicht umgesetzt, wäre laut Prüfstand jedoch grundsätzlich technisch möglich. Eine vertiefte Analyse ist in Pöhlmann et al. (2024) dokumentiert.

Charakterisierung des PEM-Elektrolyseurs

Zur Bewertung des PEM-Elektrolyseurs wurden unter verschiedenen Betriebsbedingungen zahlreiche Messreihen durchgeführt. Dabei kamen Strom- und Spannungsmessgeräte, ein Datenlogger sowie ein Wasserstoff-Durchflusssensor zum Einsatz. Die Tests ermöglichten die Ermittlung zentraler Kenngrößen wie Stromdichte, Zellenspannung, Wasserstoffproduktionsrate und verschiedene Effizienzmetriken. Eine Übersicht der jeweiligen Kennlinien befindet sich im Anhang (Anlage 6 bis 8).

Von besonderem Interesse ist der Vergleich der Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Leistungsaufnahme (Abbildung II-7). Die Auswertung zeigt eindeutig, dass ein Leistungsniveau von etwa 25 % über alle Effizienzmetriken hinweg (Faraday-Wirkungsgrad, Spannungswirkungsgrad, Zellwirkungsgrad, Gesamtwirkungsgrad) den energetisch optimalen Betriebspunkt darstellt. Diese Erkenntnis bietet eine praxisrelevante Orientierung für die spätere Systemauslegung und Modellvalidierung.

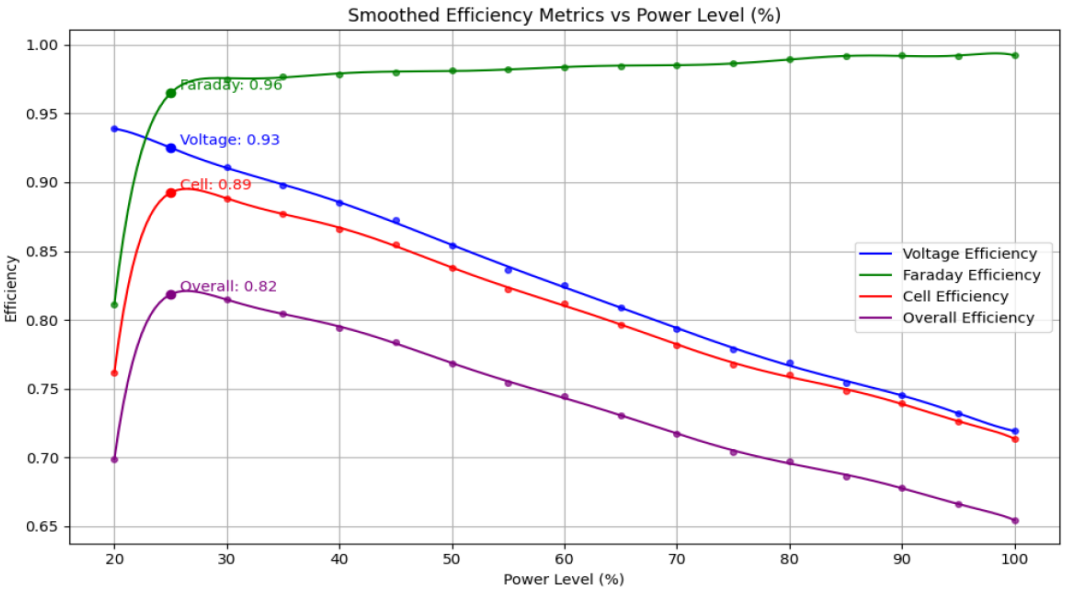


Abbildung II-7: Leistung-Wirkungsgrad-Kennlinie des PEM-Elektrolyseurs.

II.3.2. Ergebnisse der Simulation

Basierend auf den stündlichen Verbrauchsprofilen von fünf öffentlichen Gebäuden der Stadt Offenburg (siehe Abschnitt II.2.3) wurde das entwickelte Simulationsmodell eingesetzt, um

mögliche Konfigurationen eines dezentralen, wasserstoffbasierten Energiesystems zu analysieren. Ziel war es, das Reduktionspotenzial der CO_2e-Emissionen sowie die technische Betriebsdauer des Systems unter realitätsnahen Bedingungen zu bewerten. CO2e-Emissionen, oder Kohlendioxid-Äquivalente, sind eine Maßeinheit, die verwendet wird, um die Auswirkungen verschiedener Treibhausgase auf das Klima vergleichbar zu machen.
Die untersuchte Systemarchitektur umfasst:

- ein wasserstoffbetriebenes BHKW,
- eine Photovoltaikanlage (PV),
- einen PEM-Elektrolyseur mit 500 kW,
- einen Wasserstoffspeicher (Druck: 80 bar basierend auf Demonstratoreinheit),
- einen Batteriespeicher (500 kWh) sowie
- eine Wärmepumpe (HP) zur Abdeckung von Bedarfsspitzen.

Das System wurde so ausgelegt, dass das BHKW die thermische Grundlast deckt, während die Wärmepumpe als ergänzender Wärmeerzeuger fungiert. Diese Kombination soll eine möglichst hohe Abdeckung des Wärmebedarfs durch nicht-fossile Quellen ermöglichen und gleichzeitig die Betriebsflexibilität erhöhen.
Die Dimensionierung des wärmegeführten BHKW erfolgte auf Basis der absteigend sortierten Jahreslastdauerlinie. In der Fachliteratur wird empfohlen, zwischen 5.000 und 6.000 Volllaststunden bzw. 10 % bis 30 % des Jahreswärmebedarfs mit einem BHKW zu decken (Lewicki, 2013; Sokratherm GmbH, no date). Für die betrachteten Gebäude wurde – aufgrund des geringen Warmwasserbedarfs und der reduzierten Heizlast im Sommer – eine Zielgröße von 4.000 Volllaststunden bzw. ca. 15 % gewählt.
Als Referenz für die Simulationen wurde das Modell MAH 33.3 TI 311A der Firma MAMOTEC gewählt – ein kommerziell verfügbares Wasserstoff-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 38 kW, einer thermischen Leistung von 53,7 kW und einem Gesamtwirkungsgrad von 85,7 % (siehe Tabelle II.3).

Tabelle II.3: Technische Daten Wasserstoff-BHKW MAH 33.3 TI 311A (P: Leistung; el: Elektrisch; th: Thermisch; total: Gesamt).

	MAH 33.3 TI 311A
Kraftstoff	Wasserstoff
P_{el}	38 kW
P_{th}	53,7 kW
η_{el}	35,5%
η_{th}	50,2%
η_{total}	85,7%

Die gewählte Dimensionierung des BHKW spiegelt eine bewusste Strategie wider, nur die thermische Grundlast der betrachteten Gebäude zu decken. Dieses Vorgehen basiert auf etablierten energiewirtschaftlichen Prinzipien, wonach kleinere BHKW bei längeren Laufzeiten wirtschaftlich effizienter arbeiten. Ein größer dimensioniertes BHKW würde zwar einen höheren Anteil der Wärmelast abdecken, käme aber seltener zum Einsatz und wäre somit schlechter ausgelastet. Hinzu kommt, dass die Wasserstoffproduktion mit hohen Investitions- und Betriebskosten verbunden ist. Ein kleineres BHKW reduziert den Bedarf an Wasserstoff und ermöglicht eine bessere Integration in ein hybrides Energiesystem, in dem Lastspitzen flexibel über eine Wärmepumpe gedeckt werden. Damit wird sowohl eine höhere Effizienz als auch eine bessere Steuerbarkeit des Gesamtsystems erreicht.

Vor der Analyse verschiedener Speichergrößen wurde die optimale Dimensionierung des PEM-Elektrolyseurs festgelegt. Mehrere Tests zeigten, dass eine Leistung von 500 kW eine gleichmäßige Wasserstoffproduktion ermöglicht und hohe Volllaststunden des BHKW begünstigt. Für die Stromerzeugung wurden Kombinationen aus PV- und Windkraftanlagen (WKA) berücksichtigt. Die wichtigsten Konfigurationsmerkmale der simulierten Szenarien sind in Tabelle II.4 zusammengefasst.

Tabelle II.4: Dimensionierung und Bestandteile der dezentralisierten Energiesysteme mit dem MAH 33.3 TI 311A BHKW (BHKW: Blockheizkraftwerk; PV: Photovoltaik; BAT: Batteriespeicher; WKA: Windkraftanlage; HP: engl. heat pump/Wärmepumpe).

Szenario	mit PV	mit PV und WKA
BHKW	38 kWel , 53.7 kWth	
PV	1.8 MWp	0.9 MWp
BAT	500 kWh	
WKA	-	0.5 MWp
HP	197 kW	

Zur besseren Ressourcennutzung wurde das BHKW im Simulationsmodell mit einer Modulationsstrategie betrieben. Diese Entscheidung basiert auf früheren Studien (Florian Beerlage, 2024), die zeigten, dass ein moduliertes BHKW unter der Bedingung einer kontinuierlichen Wasserstoffverfügbarkeit rund 900 kg weniger Wasserstoff pro Jahr benötigt als ein stationär betriebenes (13.700 kg). Diese Einsparung erfolgt jedoch auf Kosten eines leicht reduzierten Wirkungsgrads sowie einer geringeren Wärmedeckung (56 % gegenüber 59 %). Aufgrund der hohen Kosten der Wasserstoffproduktion wurde dennoch die modulierte Betriebsweise bevorzugt.

Die Struktur dieses Szenarios wurde in Abbildung II-2 dargestellt. Die orangefarbenen Blöcke stehen für die untersuchten Variationskombinationen, der graue Block kennzeichnet den Pa-

rameter für den Sweep (Parametervariation), und die weißen Blöcke stellen Konstanten während der Durchläufe dar.

Zur Bewertung der Emissionsvermeidung wurden sechs Szenarien simuliert. Dabei wurde ein CO_2e-Emissionsfaktor von 66 g/kWh für den bezogenen Netzstrom angenommen – entsprechend dem durchschnittlichen Wert für deutschen Ökostrom. Die Simulationen zeigen, dass die Kombination aus PV, WKA und Batteriespeicher besonders geringe Emissionen ermöglicht. Eine weitere Vergrößerung des Wasserstoffspeichers über 500 m³ hinaus bringt hingegen kaum zusätzlichen Nutzen im Hinblick auf die CO_2e-Reduktion (siehe Abbildung II-8). Allerdings sind bereits Volumina über 50 m³ aus kommunaler Sicht schwer realisierbar. Dies wirft grundlegende Fragen zur technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit solcher Systeme auf.

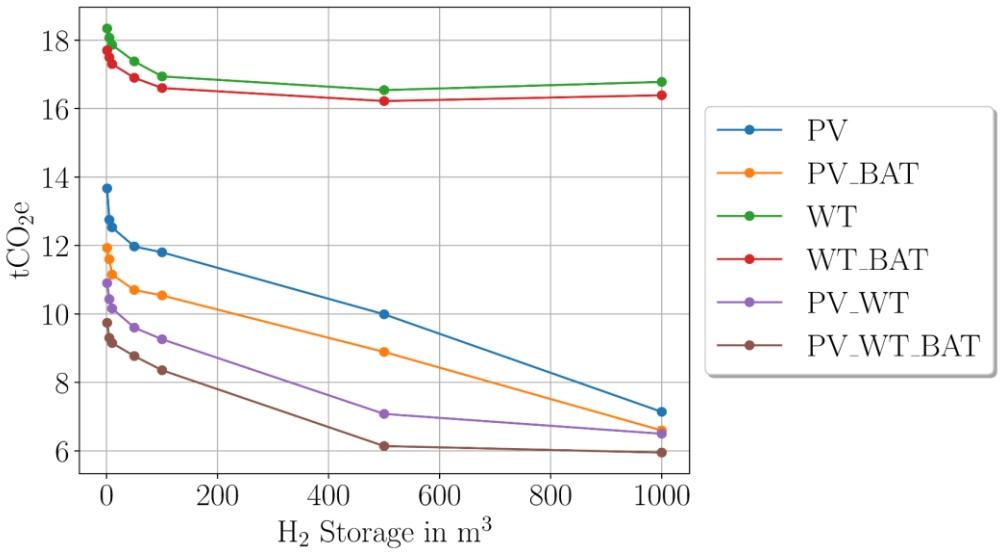


Abbildung II-8: CO2e-Emissionen je nach Größe des Wasserstoffspeichers (bei 80 bar)
(CO2e: Kohlendioxid-äquivalent; PV: engl. photovoltaic/Photovoltaikanlage; BAT: engl. battery/Batteriespeicher; WT: engl. wind turbine/Windkraftanlage; H2: Wasserstoff).

Zusätzlich wurden die Volllaststunden des BHKW und die thermische Deckung in Abhängigkeit der Speichergröße betrachtet (siehe Abbildung II-9). Szenarien mit PV erreichen dabei deutlich höhere Betriebszeiten, während rein windbasierte Szenarien durch unregelmäßige Stromproduktion eingeschränkt sind. Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass wasserstoffbasierte Versorgungssysteme grundsätzlich CO_2e-Emissionen mindern können.

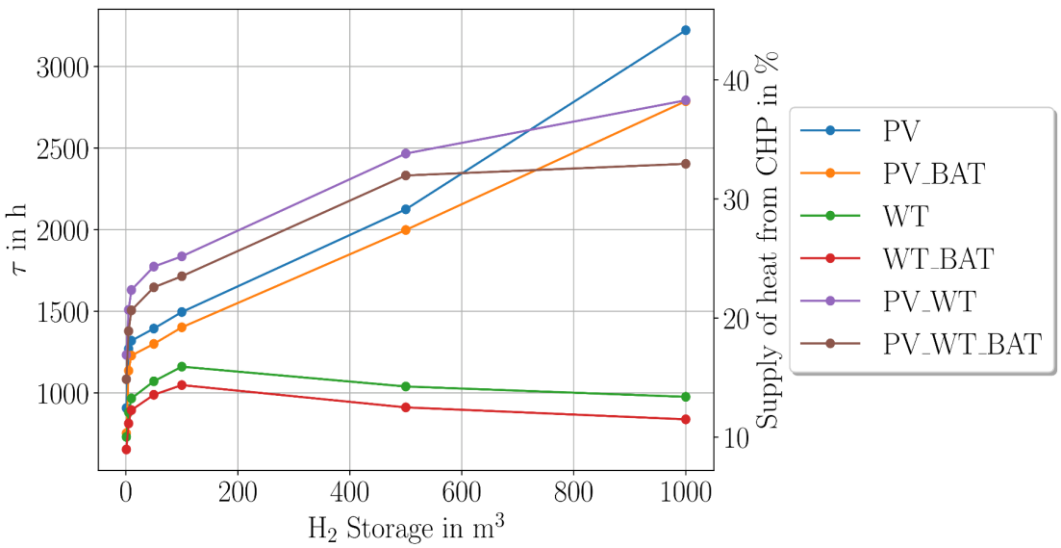


Abbildung II-9: Volllaststunden und Wärmedeckung des BHKWs
(CO2e: Kohlendioxid-äquivalent; PV: engl. photovoltaic/Photovoltaikanlage; BAT: engl. battery/Batteriespeicher; WT: engl. wind turbine/Windkraftanlage; H2: Wasserstoff; τ: Zeit).

Gleichzeitig offenbaren sie jedoch deutliche technische Grenzen – insbesondere hinsichtlich Speicherbedarfes und Wirtschaftlichkeit. Eine systematische Optimierung unter Berücksichtigung von Investitionskosten und CO_2-Vermeidung wurde im Projekt nicht durchgeführt und bleibt ein offener Punkt für weiterführende Untersuchungen.

II.3.3. **Implementierung eines wasserstoffbasierten Energiesystems auf kommunaler Ebene**

Im Rahmen des Projekts CO2InnO wurde ein umfassendes Verständnis für die technischen und organisatorischen Anforderungen beim Aufbau eines wasserstoffbasierten BHKW-Systems entwickelt. Daraus lässt sich eine Roadmap ableiten, die die zentralen Schritte beschreibt, die eine Gemeinde durchlaufen muss, um ein solches System erfolgreich zu planen und umzusetzen.

Zu Beginn sollte eine Kommune eine detaillierte Analyse des Energiebedarfs aller relevanten Gebäude durchführen. Dazu zählen sowohl Strom- als auch Wärmeverbräuche, idealerweise auf Basis von Lastprofilen mit hoher zeitlicher Auflösung. Parallel dazu ist es sinnvoll, die bestehende Infrastruktur zu erfassen - beispielsweise vorhandene PV-Anlagen, Heizsysteme oder Messgeräte. Auf dieser Grundlage lassen sich konkrete Ziele formulieren, etwa die Reduktion der CO_2-Emissionen, ein höherer Anteil erneuerbarer Energien oder eine verbesserte Versorgungssicherheit.

Im nächsten Schritt ist der Aufbau einer geeigneten Monitoring-Infrastruktur essenziell. Wie im Projekt CO2InnO demonstriert, bieten sich hybride Systeme aus kabelgebundenem M-Bus und drahtloser LoRaWAN-Technologie an, um die kontinuierliche Datenerfassung in kommunalen Gebäuden zu sicherzustellen. Diese Daten bilden die Grundlage für die Simulation potenzieller Systemkonfigurationen.

Ein zentrales Element des Projekts war die Entwicklung eines digitalen Simulationsmodells, das reale Verbrauchsdaten verarbeitet und unterschiedliche Szenarien abbildet. Gemeinden können dieses öffentlich zugängliche Modell nutzen, um verschiedene Kombinationen aus BHKW, Elektrolyseur, Speicher und Wärmepumpe hinsichtlich ihrer technischen und ökologischen Eignung zu prüfen. Dabei können ebenso unterschiedliche Steuerstrategien oder Ausbauvarianten berücksichtigt werden.

Auf Basis der Simulationsergebnisse erfolgt dann die Auswahl geeigneter Technologien sowie die Dimensionierung der einzelnen Komponenten. In der Praxis hat sich gezeigt, dass eine wärmegeführte Betriebsweise des BHKW in Kombination mit einer ergänzenden Wärmepumpe eine hohe Flexibilität ermöglicht. Die Speichergröße für Wasserstoff ist dabei ein kritischer Faktor: Speichergrößen von mehr als 50 m³ bei 80 bar sind aus Sicht vieler Kommunen nur schwer realisierbar. Dies muss bei der Auslegung des Gesamtsystems berücksichtigt werden.

Sobald ein technisches Konzept vorliegt, beginnt die planerische Umsetzung. Dazu gehören die Auswahl geeigneter Standort, aufgrund der kritischen H_2-Speichergröße, die Abstimmung mit Behörden, die Einholung notwendiger Genehmigungen sowie die Prüfung sicherheitsrelevanter Aspekte. Parallel sollte eine erste Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgen, bei der Investitions- und Betriebskosten den erwarteten CO_2-Einsparungen gegenübergestellt werden. Fördermittel auf Landes-, Bundes- oder EU-Ebene können hierbei eine wichtige Rolle spielen. Die Umsetzung umfasst schließlich die Ausschreibung, den Aufbau und die Inbetriebnahme der Systemkomponenten sowie die Schulung des Personals. Auch nach dem Start des Betriebs ist ein kontinuierliches Monitoring notwendig, um den Energiefluss zu optimieren und mögliche Abweichungen frühzeitig zu erkennen.

Insgesamt zeigt sich, dass der Weg zu einem wasserstoffbasierten BHKW-System zwar mit erheblichen Anforderungen verbunden ist, durch digitale Planungs- und Simulationswerkzeuge jedoch gut strukturiert und effizient begleitet werden kann.

II.3.4. **Bewertung aus kommunaler Sicht**

Aus Sicht der Stadt Offenburg liefert das Projekt CO2InnO wertvolle Erkenntnisse zur technischen Machbarkeit und zu den Grenzen wasserstoffbasierter Versorgungssysteme im kommunalen Kontext. Die auf realen Verbrauchsprofilen basierenden Simulationen erlauben eine praxisnahe Bewertung verschiedener Systemarchitekturen und deren Potenzial zur Reduktion von CO_2e-Emissionen.

Besonders hervorzuheben sind der Realitätsbezug des Modells sowie die Transparenz der getroffenen Annahmen. Die Kombination aus BHKW, PEM-Elektrolyseur, Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie Wärmepumpe zeigt eine hohe technische Flexibilität. Die Simulationsergebnisse bestätigen, dass durch den gezielten Einsatz erneuerbarer Energien und modulierter Betriebsstrategien relevante Emissionsminderungen möglich sind.

Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse auch deutliche Grenzen auf: Die für eine ganzjährige Versorgung erforderlichen Speichergrößen – insbesondere für Wasserstoff – sind aus kommunaler Sicht nur schwer realisierbar. Bereits Volumina über 50 m³ bei einem Druck von 80 bar stellen hohe Anforderungen an Sicherheit, Kosten und Platzbedarf. Auch bei optimierten Betriebsstrategien bleibt die wirtschaftliche Tragfähigkeit solcher Systeme fraglich. Zwar lässt sich der Wasserstoffverbrauch durch Modulation reduzieren, dies geht jedoch zulasten der thermischen Deckung.

Ein weiterer Punkt betrifft die gewählte Systemkonfiguration: Der parallele Einsatz eines BHKW und einer Wärmepumpe erhöht die Systemkomplexität und wirft Fragen hinsichtlich der Ressourceneffizienz auf. Vor einer etwaigen Umsetzung wäre zu prüfen, ob alternative Konzepte – etwa eine rein elektrische Wärmeversorgung mit thermischem Speicher – wirtschaftlicher und robuster wären.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass einige kommunale Gebäude in Offenburg bereits energetisch saniert wurden. Zwar sinkt dadurch der Wärmebedarf, jedoch ist zu erwarten, dass sich die Lastprofile insgesamt verändern – nicht nur in ihrer Höhe, sondern auch in ihrem zeitlichen Verlauf. Dies ist unter anderem auf neue Technologien zur Wärmebereitstellung und Raumlufttechnik zurückzuführen, die im Zuge der Sanierung implementiert werden. Die Stadt befindet sich aktuell in der Phase der Inbetriebnahme und Datenerfassung solcher Gebäude. Eine zukünftige Modellierung dieser Effekte stellt ein wichtiges Forschungsvorhaben dar, um die Systemplanung weiter zu präzisieren.

Nicht zuletzt hätte eine systematische Optimierung unter Einbeziehung von Investitionskosten, Betriebskosten und CO_2-Vermeidungspotenzial eine fundiertere Entscheidungsgrundlage für kommunale Akteure geschaffen. Dieser Aspekt wurde im Projekt nicht behandelt, bleibt aber für weiterführende Untersuchungen von großer Bedeutung.

Insgesamt bietet das Projekt trotz der genannten Einschränkungen eine solide technische Basis für weiterführende Forschung und für die strategische Planung einer klimafreundlichen Energieversorgung auf kommunaler Ebene.

II.3.5. **Nutzung der grafischen Benutzeroberfläche**

Zur Vereinfachung der Bedienung des entwickelten Simulationsmodells wurde eine grafische Benutzeroberfläche (GUI) in der Programmiersprache Python implementiert. Ziel war es, insbesondere kommunale Akteure ohne Programmierkenntnisse zu befähigen, verschiedene Systemkonfigurationen zu analysieren und deren Auswirkungen auf Emissionen und Energieflüsse zu simulieren. Die GUI bietet somit einen niederschwelligen Zugang zur Nutzung des Digitalen Zwillings.

Die Oberfläche gliedert sich in drei interaktive Eingabebereiche:

1. Eingabe der Modelldaten (z. B. Verbrauchsprofile),

2. Definition der Systemparameter (z. B. Dimensionierung einzelner Komponenten),
3. Festlegung der Simulationsbedingungen (z. B. Zeiträume oder Regelstrategien).

Ein erster Überblick der Benutzeroberfläche ist in Abbildung II-10 dargestellt.

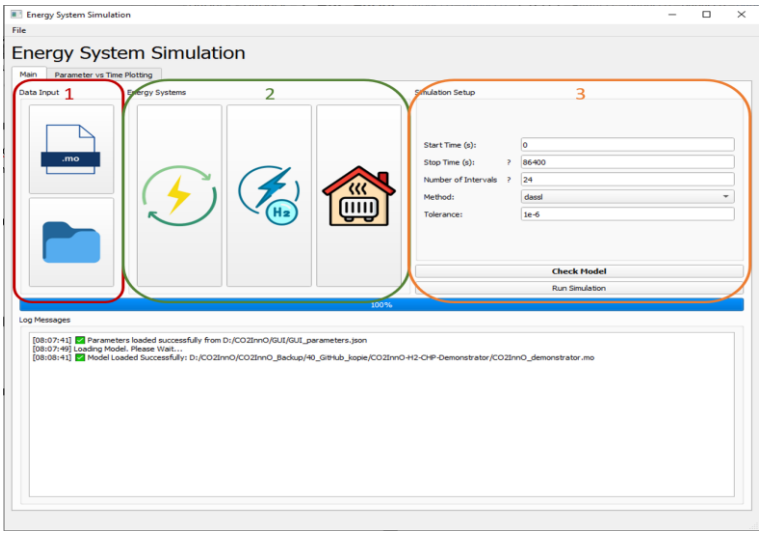


Abbildung II-10: Das Dashboard der Benutzeroberfläche

Für eine detailliertere Analyse bietet die GUI einen integrierten Ergebnisplotter, mit dem die berechneten Daten grafisch dargestellt und direkt ausgewertet werden können. Dies umfasst sowohl Energiebilanzen als auch zeitliche Verläufe von CO_2-Emissionen, Speicherständen und Betriebsmodi.

Eine ausführliche Installations- und Bedienungsanleitung zur Nutzung der GUI ist im Anhang dokumentiert.

II.4. Probleme und Herausforderungen

Zu Beginn des Projekts war vorgesehen, dass das BHKW als zentrale Komponente die benötigte Energiemenge bereitstellt. Daher lag der Fokus zunächst auf der Abdeckung der thermischen Grundlast durch das BHKW.

Eine Weiterentwicklung des Simulationsmodells zur genaueren Untersuchung der Abdeckung von thermischen Spitzenlasten durch das BHKW war angedacht, wurde jedoch im weiteren Projektverlauf nicht umgesetzt. Grund dafür war vor allem der hohe Zeitaufwand für die Programmierung sowie die zusätzliche Komplexität des Modells, insbesondere vor dem Hintergrund fehlender technischer Unterstützung der Modelica-Umgebung. Angesichts des Projektzeitrahmens wurde entschieden, diese Erweiterung nicht weiterzuverfolgen. Stattdessen wird dieser Ansatz in einem potentiellen Folgeprojekt angestrebt.

Im Verlauf des Projekts wurden in mehreren Austauschrunden zwischen den Projektpartnern weiterführende Überlegungen diskutiert, um dem Vorhaben neben der technischen Tiefe auch

einen stärker anwendungsorientierten Fokus zu geben. Ziel war es, realistische Entscheidungsgrundlagen für kommunale Akteure zu schaffen – unter Berücksichtigung knapper Haushaltsmittel und der ambitionierten Zielvorgaben zur Klimaneutralität bis 2035.
So entstand unter anderem der Impuls, das entwickelte Simulationsmodell um eine Optimierungsperspektive zu ergänzen. Anstatt ausschließlich einzelne Szenarien zu simulieren, wäre es denkbar gewesen, mit Hilfe mathematischer Verfahren verschiedene grüne Energiesysteme automatisiert zu vergleichen – etwa hinsichtlich Investitionskosten und CO_2-Einsparpotenzial. Eine solche Betrachtung hätte dazu beigetragen, die Relevanz von wasserstoffbasierten Systemen besser einzuordnen – gerade im Vergleich zu anderen dezentralen Technologien.
Ein direkter Vergleich mit alternativen Konzepten, wie beispielsweise einer rein elektrischen Wärmeversorgung, war im Rahmen des Projekts nicht vorgesehen. Der Fokus lag auf der Untersuchung eines dezentralen BHKW-Konzepts. Ein solcher Vergleich hätte eine umfassende Erweiterung des Simulationsmodells erfordert, was ebenfalls mit erheblichem Zeitaufwand verbunden gewesen wäre. Aus diesen Gründen wurde darauf verzichtet.
Die Umsetzung dieser Idee war im gegebenen Projektzeitrahmen jedoch nicht möglich und war auch nicht explizit im ursprünglichen Projektantrag vorgesehen. Dennoch wurde das Thema im Konsortium als relevant erkannt und bleibt als Ansatzpunkt für zukünftige Forschung bestehen. Gerade auf kommunaler Ebene braucht es Werkzeuge, die nicht nur wissenschaftlich fundierte Ergebnisse liefern, sondern auch eine praxisnahe Bewertung ökonomischer und ökologischer Kriterien ermöglichen.
Des Weiteren war es aufgrund der Programmierungskomplexität an erster Stelle nicht möglich, die rechtlichen Rahmenbedingungen in das Simulationstool zu integrieren. Diese bleibt ebenfalls als weiterer Ansatzpunkt im potentiellen Nachfolgeprojekt.
Darüber hinaus zeigten sich im Rahmen der GUI-Nutzung einzelne technische Herausforderungen, insbesondere bei der Installation der nötigen Open-Source-Bibliotheken. Obwohl Open-Source-Lösungen große Vorteile in Bezug auf Transparenz und Kostenfreiheit bieten, setzen sie bei der Anwendung teilweise technisches Vorwissen voraus und erfordern eine sorgfältige Dokumentation. Die entwickelte grafische Oberfläche erfüllt ihren Zweck und bietet eine zugängliche Möglichkeit zur Durchführung und Visualisierung von Simulationen, insbesondere für technisch versierte Nutzerinnen und Nutzer. Eine Weiterentwicklung in Richtung einer webbasierten Lösung mit noch einfacherem Zugang wäre ein sinnvoller nächster Schritt zur Förderung der kommunalen Anwendung.

II.5. Abweichungen zum Projektplan

Im Rahmen des Projekts wurden keine Smart Meter implementiert, da der BHKW-Prüfstand speziell für Forschungszwecke als Einzeleinheit aufgebaut war. Anstelle eines Generators war

das BHKW an eine Wirbelstrombremse gekoppelt, sodass keine elektrische Energie eingespeist oder direkt gemessen werden konnte. Die erzeugte mechanische Leistung konnte jedoch aus den Messdaten der Bremse rechnerisch bestimmt werden. Die bei der Verbrennung entstehende Wärme wurde über Temperaturmessungen der Abgase analysiert.
Die im Projekt ursprünglich vorgesehene Untersuchung des Zusammenspiels zwischen dem BHKW-Motor, dem Elektrolyseur und der Verdichtereinheit konnte im Projektverlauf nicht realisiert werden. Grund hierfür waren Lieferverzögerungen und Personalprobleme sowie technische Probleme seitens des Zulieferers der Verdichtereinheit. Aufgrund der fehlenden Komponente war es nicht möglich, die geplanten Systemtests und Betriebsanalysen im Verbund durchzuführen. Die Untersuchungen beschränkten sich daher auf isolierte Tests der einzelnen Komponenten, insbesondere des BHKW-Motors und des Elektrolyseurs. Für einen zukünftigen kombinierten Betrieb müsste die Verdichtereinheit – beziehungsweise die dazugehörige Speichereinheit – an die spezifischen Anforderungen der Wasserstoffproduktion und des -verbrauchs physikalisch angepasst bzw. skaliert werden. Nur so kann ein effizienter und sicherer Systembetrieb gewährleistet werden.

II.6. Ausblick

Die im Projekt entwickelten Modelle und Simulationswerkzeuge verdeutlichen, dass wasserstoffbetriebene BHKW grundsätzlich in kommunale Energiesysteme integrierbar sind und zur Minderung von CO_2e-Emissionen beitragen können. Gleichzeitig wurde deutlich, dass für eine fundierte Bewertung der praktischen Umsetzbarkeit noch wesentliche Untersuchungen fehlen – insbesondere im Hinblick auf Investitionskosten, Betriebskosten und die Skalierbarkeit solcher Systeme unter realen Bedingungen.
Aus Sicht kommunaler Akteure besteht daher ein klarer Forschungsbedarf, um verschiedene grüne Energiesysteme mithilfe von Optimierungsmodellen systematisch vergleichen zu können. Ziel ist es, technisch realistische Lösungen zu identifizieren, die unter Berücksichtigung verfügbarer Budgets eine möglichst hohe CO_2-Vermeidung ermöglichen.
Ein nächster Entwicklungsschritt könnte darin bestehen, die bestehende Simulationsumgebung durch Methoden der Künstlichen Intelligenz zu erweitern. Auf diese Weise ließe sich eine anwenderfreundliche Planungsplattform schaffen, mit der kommunale Entscheidungsträger Szenarien modellieren, bewerten und auf konkrete Anwendungsfälle zuschneiden können – etwa in Verbindung mit Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge oder der Kombination verschiedener erneuerbarer Energiequellen. Dies würde es ermöglichen, zukünftige Energieprojekte ganzheitlich zu denken und praxisnah umzusetzen.

III. Bericht des Arbeitspakets Nr. 3 Demonstration nachhaltiger Mobilität

Mitglieder:

Barbara Koch, Leiterin des Lehrstuhls für Fernerkundung und Landschaftsinformationssysteme (FeLis), Direktorin des Steinbeis Innovationszentrums InnoSUN

Adem Uğurlu, Projektkoordinator, FeLis – Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Wolfgang Brozio, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Kristina Bach, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Nicolas Krier, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Natasha Gapare FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Silke Kilius, FeLis - Albert-Ludwigs-Universität-Freiburg

Vulla Parasote, Geschäftsführerin TRION Climate

Jeanne Le Chanony, TRION Climate

Sylvia Husel, TRION Climate

Max Krauter, TRION Climate

Cofinancé par l'Union Européenne

Kofinanziert von der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

III.1. Nachhaltige Mobilität

Um eine kartografische Bestandsaufnahme der nachhaltigen Mobilität in der Schweiz, in Frankreich und in Deutschland zu erstellen, hat TRION-climate e.V. eine Umfrage zur nachhaltigen Mobilität bei den Gebietskörperschaften des Oberrheingebiets durchgeführt. Die Ziele waren vielfältig:

- Best Practices im Bereich nachhaltige Mobilität identifizieren,
- Erfassung der Anzahl und Verteilung verschiedener Fahrzeugtypen in den Fuhrparks der Gebietskörperschaften,
- Bestandsaufnahme, zukünftige Entwicklungen und geplante Projekte zur nachhaltigen Mobilität im Oberrheingebiet,
- Erstellung einer Datenbank, gefolgt von einer kartografischen Visualisierung in Zusammenarbeit mit GeoRhena.

Die Arbeit begann im Frühjahr 2023 mit der Auswahl einer geeigneten Methodik, um ein kartografisches Inventar der nachhaltigen Mobilität zu erstellen. Es wurde entschieden, eine Umfrage bei den Gebietskörperschaften des Oberrheingebiets durchzuführen.
Dazu hat TRION-climate e.V. die Gebietskörperschaften im Oberrheingebiet (EPCI, Kreise, Städte usw.) mit den jeweiligen Ansprechpartnern erfasst und parallel einen Fragebogen für diese verschiedenen Körperschaften ausgearbeitet. Dieser Fragebogen wurde zunächst mit den Partnern des Interreg-Projekts CO2InnO getestet, bevor er öffentlich gestartet wurde.
Die Umfrage war in vier Hauptbereiche unterteilt:
1) Datenblatt der Gebietskörperschaft
2) Fahrzeugflotte und bewährte Praktiken
3) Politik, Barrierefreiheit und Kommunikation
4) Grenzüberschreitende Mobilität, aktuelle und zukünftige Projekte

Abbildung III-1: Auszug aus dem Fragebogen zur nachhaltigen Mobilität ©TRION-climate e.V.

Der geografische Geltungsbereich der Karte zur nachhaltigen Mobilität deckt das Mandatsgebiet der Oberrheinkonferenz ab:

- Auf französischer Seite: das Gebiet der Collectivité européenne d'Alsace
- Auf deutscher Seite: der westliche Teil des Landes Baden-Württemberg (die Stadtkreise Freiburg und Karlsruhe sowie die Landkreise Baden-Baden, Breisgau-Hochschwarzwald, Emmendingen, Karlsruhe, Lörrach, Ortenau, Rastatt und Waldshut) und der südliche Teil des Landes Rheinland-Pfalz (die Kreise Germersheim, Landau, Südliche Weinstraße und Südwestpfalz)
- Auf schweizerischer Seite: die Kantone Basel-Stadt, Basel-Landschaft, Jura, Solothurn und Aargau

Auch wenn die Schweiz nicht Teil des Projekts CO2InnO ist, bleibt TRION-climate e.V. ein trinationaler Verein und arbeitet weiterhin mit Frankreich, Deutschland und der Schweiz zusammen. Daher richtet sich die Umfrage an alle drei Länder.
Die Umfrage wendet sich an die Gebietskörperschaften des Oberrheingebiets, genauer gesagt: auf französischer Seite an die EPCI (Établissements Publics de Coopération Intercommunale = CC, CA und Eurométropole), auf deutscher Seite an die verschiedenen Kreise (Landkreis, Stadtkreis, kreisfreie Stadt), auf schweizerischer Seite an die Kantone und schließlich an Städte mit mehr als 20.000 Einwohnern. Diese Grenze entspricht der Definition einer „mittelgroßen Stadt". Beteiligte Gebietseinheiten:

- 15 Kreise: Baden-Baden, Breisgau-Hochschwarzwald, Emmendingen, Freiburg im Breisgau, Germersheim, Landau in der Pfalz, Landkreis Karlsruhe, Lörrach, Ortenaukreis, Südwestpfalz, Rastatt, Stadtkreis Karlsruhe, Südliche Weinstraße, Südwestpfalz, Waldshut
- 22 EPCI: Saint-Louis Agglomération, CC Alsace Rhin Brisach, CC de Hanau-La Petite Pierre, CC de la Basse-Zorn, CC de la Région de Guebwiller, CC de la Vallée de Kaysersberg, CC de la Vallée de Munster, CC de la Vallée de la Doller et du Soultzbach, CC de l'Outre-Forêt, CC du Canton d'Erstein, CC du Centre du Haut-Rhin, CC du Pays de Niederbronn-les-Bains, CC du Pays de Ribeauvillé, CC du Pays de Saverne, CC du Pays Rhénan, CC du Ried de Marckolsheim, CC Sundgau, CC Sélestat, CC Sud Alsace Largue, Colmar Agglomération, Haguenau Agglomération, Mulhouse Alsace Agglomération
- 5 Kantone: Aargau, Basel-Landschaft, Basel-Stadt, Jura, Solothurn
- 28 Städte: Aarau, Achern, Bad Krozingen, Bretten, Bruchsal, Bühl, Emmendingen, Ettlingen, Gaggenau, Germersheim, Illkirch-Graffenstaden, Kehl, Lahr, Lörrach, Mulhouse, Oberkirch, Offenburg, Rastatt, Rheinfelden, Rheinstetten, Saint-Louis, Schiltigheim, Schopfheim, Stutensee, Waldkirch, Waldshut-Tiengen, Waghäusel, Weil am Rhein

Über 80 % der befragten Gebietskörperschaften haben an der Umfrage teilgenommen. Am

Ende dieser Befragung haben wir eine Reihe von Ergebnissen erhalten, zum Beispiel:

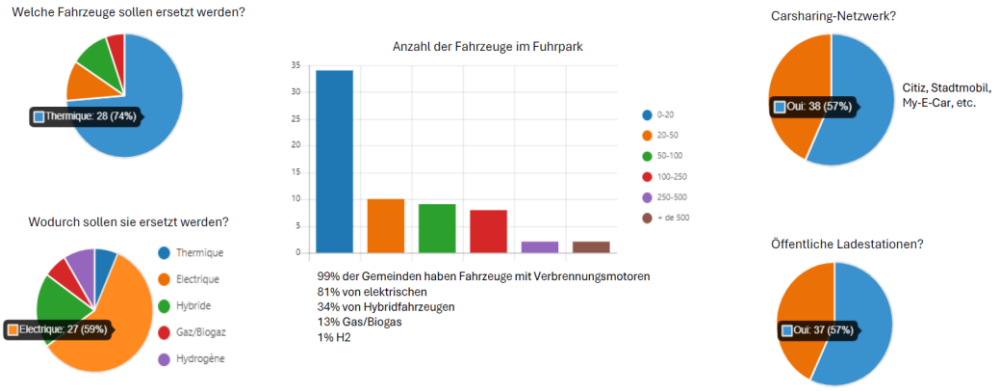


Abbildung III-2: Auszüge aus den Ergebnissen der Umfrage zur nachhaltigen Mobilität ©TRION-climate e.V.

Nach der Auswertung der Umfrageergebnisse hat TRION-climate e.V. diese analysiert und in Form von beschreibenden Steckbriefen für jedes Gebiet zusammengefasst. GeoRhena, das geografische Informationssystem für den Oberrhein, hat alle Informationen auf einer interaktiven Karte dargestellt.

Auf der Karte sind die zuvor genannten Gebiete farblich unterschiedlich dargestellt, um zu zeigen, welche Gebietskörperschaften auf die Umfrage geantwortet haben und welche nicht. Da es sich um eine interaktive Karte handelt, kann man auf jedes grün eingefärbte Gebiet klicken, um eine Datei aufzurufen, die die Antworten der jeweiligen Gebietskörperschaft der Umfrage zusammenfasst. So bietet die Karte für jede befragte Gebietseinheit ein übersichtlich zusammengefasstes Antwortprofil – mit nur einem Klick abrufbar.

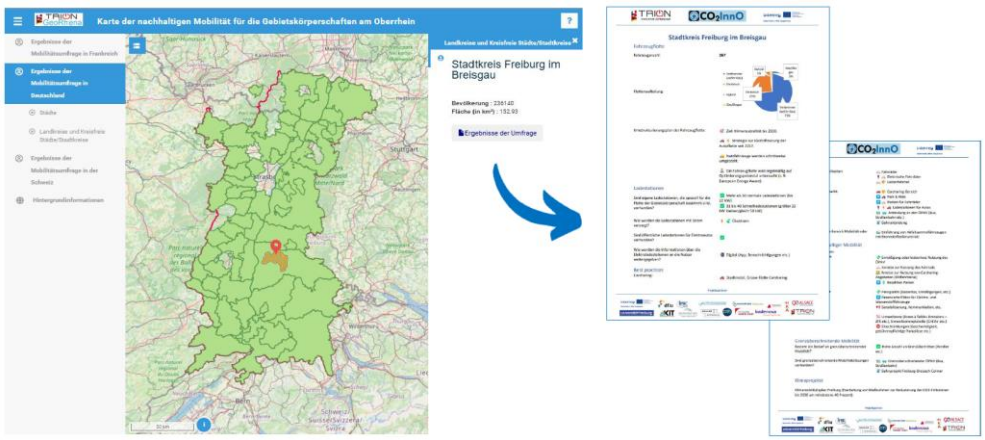


Abbildung III-3: Auszug aus der Karte zur nachhaltigen Mobilität der Gebietskörperschaften im Oberrheingebiet ©TRION-climate e.V.

Letztlich hat diese im Rahmen unseres Interreg-Projekts geleistete Arbeit es uns ermöglicht, gute Praktiken zu identifizieren, vor allem aber eine Bestandsaufnahme der nachhaltigen Mobilität im Oberrheingebiet zu erstellen.

Der derzeit wichtigste Entwicklungsschritt wäre, Antworten von sämtlichen befragten Gebietseinheiten zu erhalten.
Darüber hinaus könnte die Karte thematisch weiterentwickelt werden – beispielsweise durch eine Spezialisierung auf öffentliche Fahrzeugflotten. Dies würde es ermöglichen, sich jeweils nur auf ein Thema zu konzentrieren und könnte somit auch ein anderes Zielpublikum ansprechen.

III.2. Nachhaltige Elektromobilität und deren Verknüpfung mit KWK

III.2.1. **Hintergrund**

Im Bereich Mobilität wird insbesondere auch das Einsparpotenzial von CO_2 Emissionen adressiert. In allen drei Anrainerstaaten des Oberrheingebiets geht rund ein Viertel bis ein Drittel der Emissionen auf den Verkehr zurück. Der Straßenverkehr macht dabei in allen Fällen über 95% der Emissionen aus (Umweltbundesamt, 2024; BAFU, 2025; Commissariat général au développement durable, 2021). Aufgrund dieser Zahlen ergibt es Sinn, die Dekarbonisierung des Verkehrs voranzutreiben. Mobilität ist im dicht vernetzten Oberrheingebiet essentiell, – gleichzeitig stellt der Verkehr jedoch einen erheblichen Emissionsfaktor dar. Die öffentlichen Verkehrsmittel sind dabei von großer Bedeutung, können und werden den Individualverkehr aber nicht ersetzen. In der vorgelegten Studie wird deshalb der Individualverkehr als eine auch in Zukunft wichtige Mobilitätskomponente untersucht.
Für die Transformation hin zur E-Mobilität ist auch die Anbindung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge an KWK-Systeme von Interesse. Ziel im Rahmen des Projektes ist es daher, vorhandene Strukturen zur E-Mobilität im Pkw-Bereich zu analysieren, eine Bestandsaufnahme durchzuführen und darauf aufbauend regionale Zielbilder zu entwickeln. Der nach wie vor dominierende Einsatz fossiler Brennstoffe im Individualverkehr führt zur Emission großer Mengen CO_2. Vor dem Hintergrund des politischen Ziels der Klimaneutralität ist daher eine rasche Umstellung auf emissionsarme oder treibhausgasneutrale Mobilitätslösungen im Personenverkehr erforderlich. Die Elektrifizierung des Individualverkehrs durch batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) bietet dabei das derzeit größte Potenzial zur zeitnahen CO_2-Reduktion, da sie als energetisch effizienteste verfügbare Mobilitätsform gilt.
Ein innovativer und wirtschaftlich interessanter Ansatz, der sich in diesem Zusammenhang eröffnet, ist die Rückspeisung von Strom aus Fahrzeugbatterien ins Netz (Vehicle-to-Grid, V2G). In Kombination mit Smart-Metering-Technologien kann so eine netzdienliche Energiespeicherung ermöglicht werden, die zur Stabilisierung und Flexibilisierung des Stromsystems beiträgt. Diese Technologie-Schnittstelle eröffnet neue Möglichkeiten, KWK-Anlagen und Elektromobilität als integrierte Energiesysteme zu denken.
Um die regionalen Potenziale realistisch abschätzen zu können, ist zunächst eine umfassende Analyse des Status quo sowie prospektiver Entwicklungen notwendig. Bisherige nationale

Analysen zur E-Mobilität sind oft nicht grenzüberschreitend angelegt. Eine differenzierte Betrachtung der Situation in der Oberrheinregion – über Deutschland, Frankreich und die Schweiz hinweg – fehlt weitgehend.

Besonders relevant sind dabei die Fragen, wie viele Elektrofahrzeuge derzeit in der Region zugelassen sind, wie hoch der Anteil an Ladeinfrastruktur, als ein Treiber der E-Mobilität, ist und wie sich dieser auf öffentliche, gewerbliche und private Standorte verteilt.

Aktuell liegt die Elektrifizierungsquote im Oberrheinraum in allen drei Ländern im Schnitt unter 5 % [vgl. KBA, 2024; Ministère de la Transition écologique, 2024; BfS, 2024]. Die Zahl zugelassener Fahrzeuge steigt kontinuierlich – der überwiegende Anteil besteht jedoch nach wie vor aus Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren.

Der motorisierte Individualverkehr sollte möglichst emissionsarm gestaltet werden, was insbesondere durch die fortschreitende Elektrifizierung von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen erreichbar ist.

Ein strukturelles Problem bei neuen Technologien wie der Elektromobilität ist das sogenannte *Henne-Ei-Dilemma*: Nachfrage und Infrastruktur bedingen sich gegenseitig. Inzwischen herrscht jedoch weitgehend Konsens, dass zunächst ein umfassender Ausbau der Ladeinfrastruktur erfolgen muss, um die Nachfrage nach E-Fahrzeugen zu stimulieren (Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, 2018; Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, o.d.).

Deutschland, Frankreich und die Schweiz folgen diesem Prinzip, unterscheiden sich jedoch in ihren methodischen Ansätzen und Zielsetzungen deutlich. Während Deutschland und Frankreich als EU-Mitglieder der Verordnung (EU) 2023/1804 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) unterliegen, ist die Schweiz als Nicht-EU-Mitglied formal nicht daran gebunden. De facto orientiert sie sich jedoch häufig an den EU-Vorgaben und ist über bilaterale Verträge mit der EU teilweise eingebunden.

Die nationalen Zielsetzungen zur Elektrifizierung des Verkehrs und zur Ladeinfrastruktur sind in den jeweiligen National Inventory Reports (NIR) und National Policy Frameworks (NPF) dokumentiert. In Deutschland sieht der aktuelle NPF (EAFO, 2022) bis 2030 den Aufbau von 1 Mio. Ladepunkten vor. Die Bundesregierung hat sich das Ziel von 15 Mio. (Deutscher Bundestag, 2024; BCG, 2024) Elektrofahrzeugen gesetzt. Frankreich (NOW, 2023) plant bis 2030 mit 4,5 Mio. BEV und 2,1 Mio. PHEV (AVERE, 2023) sowie 400.000 öffentlichen Ladepunkten (Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, 2024).

Die Vorgaben und Ziele wurden in den letzten Jahren mehrfach überarbeitet. In Deutschland wurde das Ziel von 15 Mio. EV bis 2030 erst im Koalitionsvertrag der Ampelregierung erhöht. Auch Frankreichs Projektionen variieren deutlich, etwa zwischen den offiziellen Zahlen der *Programmations pluriannuelles de l'énergie* (PPE) und den Schätzungen des Übertragungs-

netzbetreibers RTE, der bis 2035 von bis zu 15,6 Mio. EVs ausgeht. Eine verlässliche, einheitliche länderübergreifende Prognose zur Entwicklung der E-Mobilität im Oberrheingebiet ist daher schwierig.
Vor dem Hintergrund der Ziele ergeben sich für das Teilprojekt in WP3 folgende zentrale Fragestellungen:

1. **Wie hoch ist die aktuell installierte Ladeleistung für Elektrofahrzeuge im Oberrheingebiet und wie verteilt sie sich im Raum?**
2. **Welche Ladeleistung ist im Oberrheingebiet erforderlich, um die regulativen Anforderungen und Ziele der EU im Rahmen des „Fit for 55"-Pakets zu erfüllen und wie verteilt sich diese im öffentlichen Raum?**
3. **Inwieweit werden die Vorgaben der AFIR erfüllt, und wo bestehen noch Lücken?**
4. **Wie verteilt sich diese Ladeleistung räumlich privat / gewerblich nach Ländern?**
5. **Wie stellt sich die Auslastung in Szenarien mit verschiedenen E-Auto-Anteilen in der Region dar?**
6. **Welche Potenziale ergeben sich für die Integration von Ladeinfrastruktur mit Rückspeisefunktion (V2G) an KWK-Anlagen?**

III.2.2. Durchgeführte Analysen

Zur Beantwortung der eingangs formulierten Forschungsfragen wurden verschiedene empirische und räumliche Analysen durchgeführt. Diese sollen, basierend auf öffentlich zugänglichen und regionsspezifischen Datenquellen, eine möglichst umfassende Bewertung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im Oberrheingebiet ermöglichen. Aufgrund der heterogenen Datenverfügbarkeit zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz konnten nicht alle Analysen flächendeckend durchgeführt werden, daher gibt es auch Analysen, die ausschließlich für einzelne nationale Teilgebiete belastbare Ergebnisse liefern.
Ein zentrales methodisches Element ist die **kartografische Erfassung** und die **Analyse** der Ladepunkte mit einem **Geographischen Informationssystems (GIS)**. Diese ermöglicht nicht nur eine räumlich differenzierte Bewertung, sondern auch die Identifikation von Versorgungsdichten, Infrastrukturlücken und regionalen Mustern. Trotz der administrativen und regulatorischen Unterschiede in den drei Ländern konnten allgemeine Strukturen und Trends identifiziert werden, die eine teilweise Generalisierung der Ergebnisse für die gesamte Region erlauben.
Die folgenden Analyseschritte wurden durchgeführt:

1. **Bestandsaufnahme der Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet**
   Auf Grundlage öffentlich verfügbarer Ladepunktdatenbanken (z. B. Open Charge

Map, Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur, GIREVE für Frankreich, evmap.ch für die Schweiz) wurde ein detailliertes, räumlich verortetes Ladepunktinventar erstellt. Dieses bildet die Basis für alle nachfolgenden Analysen.

2. **Analyse der Erfüllung der regulativen Anforderungen (AFIR & TEN-V)**
   Die Ladepunkte wurden im Hinblick auf die Anforderungen der europäischen *Alternative Fuels Infrastructure Regulation* (AFIR, Verordnung (EU) 2023/1804) sowie der TEN-V (Trans-European Networks Verkehr) -Vorgaben (Verordnung (EU) Nr. 1315/2013) analysiert, insbesondere bezüglich der geforderten Mindestabständen und Ladeleistung entlang der TEN-V-Korridore (vgl. European Commission, 2023).
3. **Auslastungsanalyse öffentlicher Ladepunkte zum Aufnahmezeitpunkt sowie unter verschiedenen E-Mobilitätsszenarien**
   Es wurden Szenarien mit einem Anteil von 50 % bzw. 100 % batterieelektrischer Fahrzeuge im motorisierten Individualverkehr modelliert. Auf Basis empirischer Ladeverhalten (z. B. aus Ladeprotokollen von Betreibern, Zeitreihenstudien oder Simulationen – vgl. Plötz et al., 2020; Agora Verkehrswende, 2021) wurde abgeschätzt, wie hoch die Auslastung der bestehenden Ladeinfrastruktur unter diesen Bedingungen wäre und ob Engpässe zu erwarten sind. Diese Erkenntnisse sind insbesondere für eine mögliche Anbindung an KWK-Anlagen relevant.
4. **Vergleich mit dem bestehenden Tankstellennetz**
   Um die Nutzerfreundlichkeit und Akzeptanz neuer Ladeinfrastruktur zu erhöhen, wurde analysiert, inwieweit sich die Verteilung der Ladepunkte mit der Verteilung konventioneller Tankstellen deckt. Grundlage dieser Analyse sind kartierte Tankstellen aus quelloffenen Daten (OpenStreetMap, 2024).
5. **Abschätzung der Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur**
   Da keine konsistente Datenbasis für private Ladepunkte vorliegt, wurde deren Verfügbarkeit und Leistung im Rahmen von Fallstudien exemplarisch abgeschätzt. Datengrundlagen sind hierbei kommunale Energieberichte der Versorger. Die Ergebnisse erlauben zumindest eine Tendenzaussage über das Verhältnis von privaten zu öffentlichen Ladepunkten in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen (vgl. ifeu, 2022).
6. **Literaturbasierte Analyse zur Integration von Vehicle-to-Grid (V2G) in KWK-Systeme**
   Aufbauend auf internationalen Studien wurde untersucht, unter welchen technischen und regulatorischen Voraussetzungen eine Integration von V2G-Funktionalitäten in KWK-Strukturen sinnvoll erscheint (vgl. EPEX SPOT, 2023; IEA, 2022; FfE, 2020). Dabei wurde insbesondere auf Aspekte der Netzstabilität, Lastverschiebung und saisonaler Flexibilität eingegangen .

Die konkreten **Datenquellen, GIS-Methoden und Auswertungsergebnisse** zu den einzelnen Analysepunkten werden in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.
Die Analyse der Elektromobilität im Oberrheingebiet basiert auf der detaillierten Erfassung, Strukturierung und Auswertung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Im Zentrum der Untersuchungen stand die Frage, ob die aktuell installierte Infrastruktur den Anforderungen genügt, wie sie genutzt wird und welche Lücken in Zukunft zu erwarten sind. Zudem wurde ein besonderes Augenmerk auf die Verteilung zwischen öffentlicher und privater Ladeinfrastruktur gelegt sowie auf strategisch relevante Standorte wie Tankstellen oder TEN-V-Knotenpunkte.

III.2.3. **Kartierung der öffentlichen Ladepunkte**

III.2.3.1. Methodisches Vorgehen bei der Analyse

Ausgangspunkt der Analyse ist die Erstellung einer GIS-Karte, die die geographische Verteilung aller öffentlichen Ladepunkte im Oberrheingebiet darstellt. Dabei wurde bewusst nicht mit „Lade**stationen**“, sondern mit „Lade**punkten**“ gearbeitet, da eine Ladestation meist über mehrere Ladepunkte (also einzelne Anschlüsse) verfügen kann und somit Verzerrungen auftreten würden. Eine Analyse auf Ladepunktebene erlaubt daher eine genauere Analyse über die tatsächlich vorhandene Infrastruktur. Im Folgenden wird grundsätzlich der Begriff „Ladepunkt“ verwendet, wenn von einzelnen Ladeanschlüssen die Rede ist. Wenn mehrere Ladepunkte an einem Standort oder an einer Anlage zusammengefasst betrachtet werden, wird im Text hingegen auch der Begriff „Ladestation“ verwendet.
Grundlage für die Karte sind nationale Daten-Register der drei beteiligten Staaten:

- Deutschland: Bundesnetzagentur (BnetzA, 2024)
- Frankreich: Ministère de l’aménagement du territoire et de la décentralisation (data.gouv.fr, 2024)
- Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE, 2024)

Diese Register enthalten neben vielen weiteren Informationen jeweils georeferenzierte Informationen zu Ort, Leistung, Betreiber und Anschlusstyp der Ladeeinrichtung. Trotz erheblicher nationaler Unterschiede in der Datenstruktur konnte durch eine sorgfältige Harmonisierung eine Vergleichbarkeit der Daten hergestellt werden. Die wichtigste Anpassung war dabei, dass jede Datenzeile eines Datensatzes genau einen Ladepunkt mit der zugehörigen korrekten Ladeleistung enthält. Dies wurde durch die Programmierung von für diesen Zweck zugeschnittenen Skripten erreicht.
Für die kartographische Darstellung wurde das Oberrheingebiet in zwei Analyseebenen aufgeteilt: nationale Teilgebiete und lokale Verwaltungseinheiten. Die lokalen Verwaltungseinheiten umfassen 14 Stadt- und Landkreise in Deutschland, 41 Établissements Public de Coopération Intercommunale (EPCI oder auch Intercommunalités) in Frankreich und 5 Kantone in der

Schweiz, wobei es auch Teilgebiete gibt. Die 60 Verwaltungseinheiten ermöglichen eine granulare Analyse, insbesondere auf französischer Seite, wo die gewählten Intercommunalités eine bessere Vergleichbarkeit als die übergeordneten Départements bieten. Ergänzend wurden Bevölkerungs- und Zulassungszahlen integriert, um Kennzahlen wie Ladepunkte pro 1.000 Einwohner oder pro Elektro-Pkw zu berechnen.

In der GIS-Karte in Abbildung III-4 sind alle Ladepunkte und Wasserstofftankstellen (hellblau), die sich im Oberrheingebiet befinden, dargestellt (Stand 2024). Die Daten sind nicht völlig übereinstimmend mit Open Charge Map (OCM), deshalb wurde von einer Fusion beider Datenquellen abgesehen.

Die Ladepunkte sind nach ihrer Ladeleistung farblich differenziert dargestellt. **Normalladepunkte** (bis 22 kW) sind gelb, **Schnellladepunkte** (über 22 kW bis 50 kW) orange und **Hochleistungsladepunkte** (über 50 kW bis 350 kW und mehr) rot dargestellt.

Grundlage für die Klassifizierung der Normal- und Schnellladepunkte bilden die Definitionen der EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Dort heißt es in Artikel 2, Punkt 4 und Punkt 5:

4. „Normalladepunkt“ ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann, mit Ausnahme von Vorrichtungen mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW, die in Privathaushalten installiert sind oder deren Hauptzweck nicht das Aufladen von Elektrofahrzeugen ist und die nicht öffentlich zugänglich sind.

5. „Schnellladepunkt“ ist ein Ladepunkt, an dem Strom mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW an ein Elektrofahrzeug übertragen werden kann.

Die Begriffe werden in der Literatur nicht einheitlich verwendet. Die EnBW (Energie Baden-Württemberg AG) beispielsweise spricht – entgegen der Definition in der EU-Richtlinie – von einer Schnellladestation erst ab einer Leistung von 50 kW. Seit den Begriffsdefinitionen in der oben genannten EU-Richtlinie sind über 10 Jahre vergangen, mittlerweile ist vielerorts die Ladeleistung erheblich höher, sodass die Einführung einer weiteren Kategorie, die Ladestationen mit einer signifikant höheren Ladeleistung als 22 kW kennzeichnet, sinnvoll ist. Als Hochleistungsladestationen werden hier Stationen bezeichnet, die mehr als 50 kW, bis zu 350 kW und mehr für einen Ladevorgang bereitstellen können.

III.2.3.2. Ergebnisse der Auswertung der Ladestationen

In den städtischen Gebieten, insbesondere in und um Straßburg, Karlsruhe, Basel und Freiburg, zeigt sich eine hohe Dichte an Ladestationen, auch im schweizerischen Kanton Aargau ist diese bemerkenswert hoch. Insgesamt waren im März 2024 im deutschen Oberrheingebiet bei der BNetzA 4180 Ladepunkte registriert, im französischen Gebiet 2136 Ladepunkte und in den schweizerischen Kantonen des Oberrheingebiets 2267 Ladepunkte bei den entsprechenden Organisationen erfasst (siehe Abbildung III-4). Die national installierte Gesamtladeleistung

im Oberrheingebiet beträgt für Deutschland 175.434 kW, für Frankreich 113.680 kW und für die Schweiz 85.812 kW.

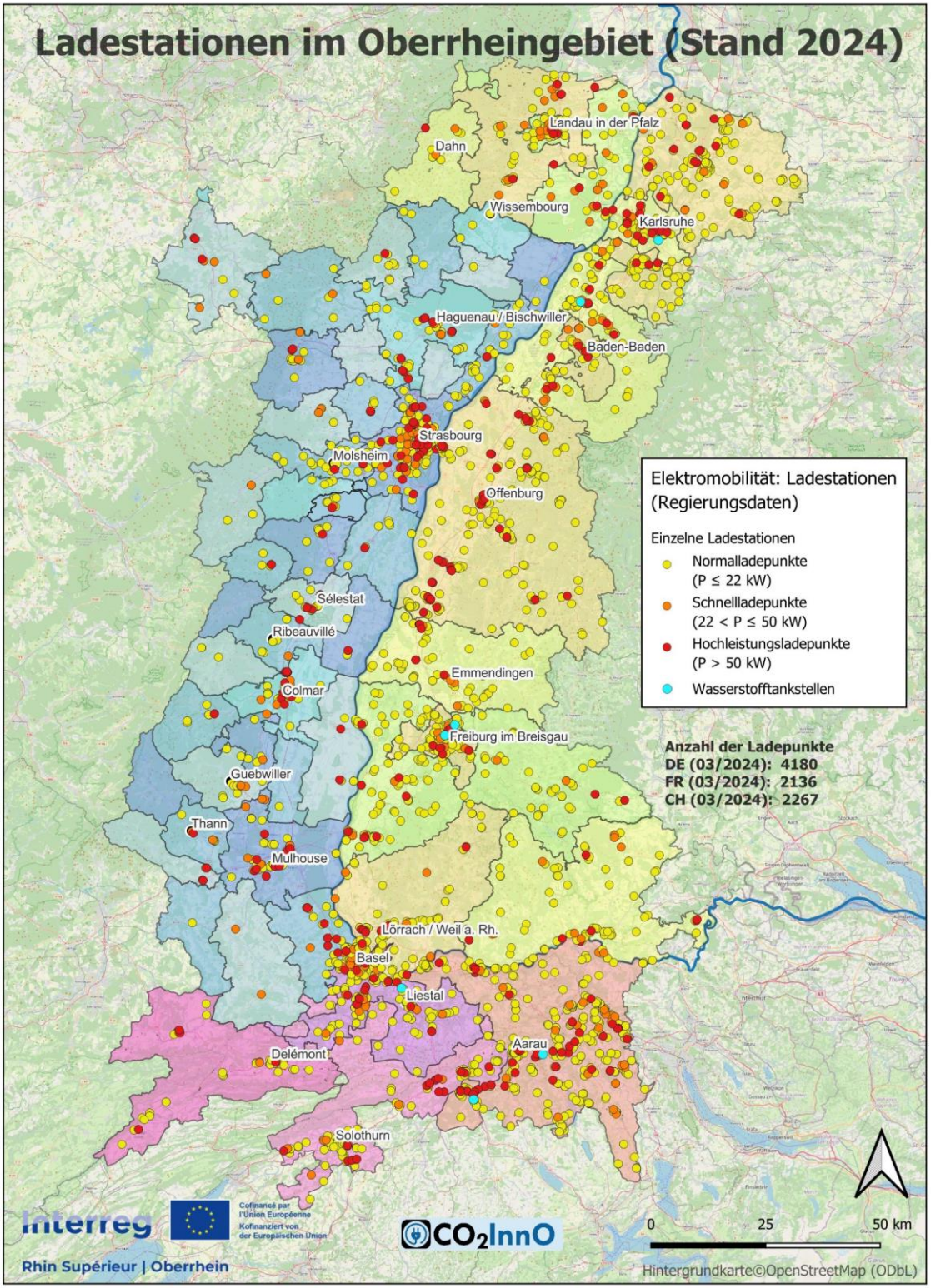


Abbildung III-4: GIS-Karte der Ladepunkte in den 60 Verwaltungseinheiten im Oberrheingebiet 2024

In Abbildung III-5 sind regionale Ladeleistung und regionale Ladeinfrastruktur zusammenge-

fasst dargestellt. In der Karte entspricht die Höhe jeder Säule der insgesamt verfügbaren Ladeleistung in einer Region. Der gelbe Anteil in den Diagrammen entspricht der verfügbaren Ladeleistung aus Normalladepunkten, der orange Anteil derjenigen aus Schnellladepunkten und der rote Anteil derjenigen aus Hochleistungsladepunkten. Die Region Aargau und der Ortenaukreis weisen die höchsten Ladeleistungen auf, was sich in den hohen Säulen im Vergleich zu anderen Regionen widerspiegelt. Dies liegt unter anderem auch daran, dass diese Regionen, die flächenmäßig größten sind. Auffällig ist zudem, dass im östlichen Oberrheingebiet insgesamt deutlich mehr Ladeleistung bereitgestellt ist als im westlichen Gebiet. Unter Berücksichtigung der Bevölkerungsdichte ergibt sich jedoch ein ausgeglicheneres Bild.

Auffällig ist, dass in einzelnen EPCIs nur eine geringe Ladeleistung vorhanden ist. Bei einigen EPCIs, wie dem CC du Pays de la Zorn, CC du Val d'Argent, CC de la Vallée de Saint-Amarin und CC de la Basse-Zorn, sind in den Regierungsdaten sogar keine Ladestationen verzeichnet. Zudem ist die Ladeinfrastruktur in weiteren Intercommunalités nach wie vor nur spärlich ausgebaut. Dennoch zeigen die Kfz-Zulassungszahlen für diese Gebiete, dass dort auch BEVs genutzt werden. Es ist daher anzunehmen, dass die meisten Ladevorgänge in diesen Regionen überwiegend zu Hause oder am Arbeitsplatz stattfinden.

Es herrscht mittlerweile weitgehend Konsens darüber, dass eine entsprechende Infrastruktur vorhanden sein muss, bevor sich eine nennenswerte Nachfrage nach öffentlichen Lademöglichkeiten entwickelt (NOW, 2024). Aufgrund der hohen Investitionskosten und die vergleichsweisen geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen in ländlichen Gebieten rechnet sich jedoch ein umfassender Infrastrukturausbau bisher oft noch nicht. Dies führt zu einem Dilemma: Einerseits ist die Akzeptanz von Elektromobilität insbesondere im ländlichen Raum nach wie vor eingeschränkt (International Council on Clean Transportation - ICCT, 2021; Direction interministérielle de la transformation publique, 2025), was den dortigen niedrigen Anteil an EVs erklärt. Andererseits, verhindert die geringe Anzahl an Fahrzeugen eine wirtschaftlich rentable Erweiterung der Ladeinfrastruktur. Dieses Dilemma ist nicht ausschließlich auf Frankreich beschränkt, manifestiert sich jedoch besonders deutlich in ländlichen EPCIs im Oberrheingebiet und lässt sich auch in anderen ländlichen Teilregionen des Untersuchungsgebiets beobachten. Für alle betroffenen Gebiete gilt, dass entweder eine gezielte Förderung der Akzeptanz von Elektrofahrzeugen oder ein konsequenter Ausbau der Infrastruktur erforderlich ist. Da diese beiden Faktoren eng miteinander verknüpft sind, muss ein geeigneter strategischer Ansatz gewählt werden, um die Elektrifizierung von Fahrzeugflotten und Ladeinfrastruktur effizient voranzutreiben.

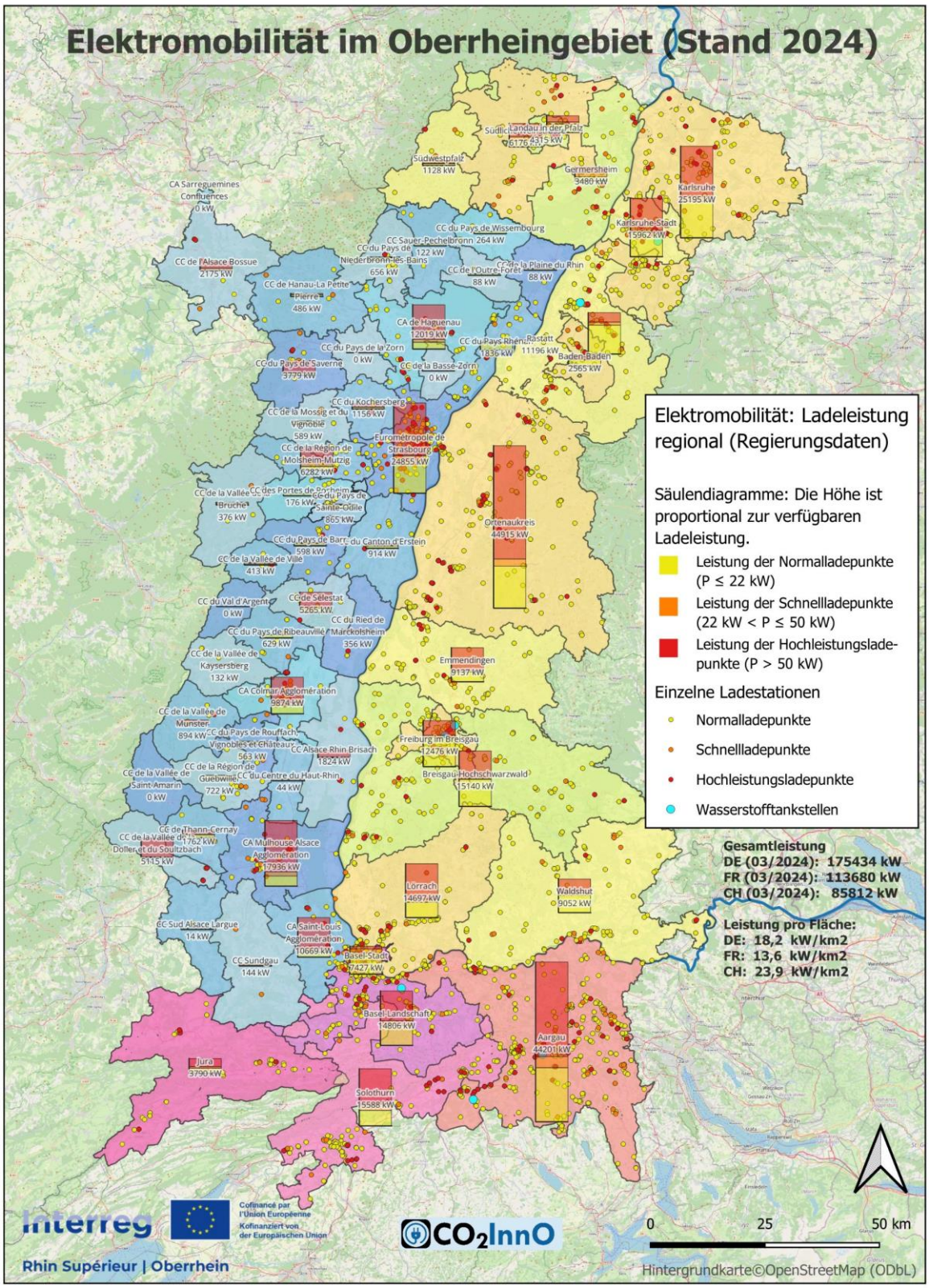


Abbildung III-5: Elektromobilität im Oberrheingebiet: Übersichtskarte Ladeleistung 2024

Die räumliche Verteilung der Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet variiert stark zwischen den drei Teilregionen und ist insgesamt sehr heterogen. Wie aus Abbildung III-4 hervorgeht, sind in Deutschland, Frankreich und der Schweiz unterschiedliche Verteilungsmuster der Lade-

punkte erkennbar. Aufgrund der verschiedenen länderspezifischen Gegebenheiten unterscheiden sich auch die Definitionen von städtischen und ländlichen Räumen. Zwar existiert keine einheitliche europäische Definition für Großstädte, gängig ist jedoch eine Einordnung ab 100.000 Einwohnern. Für die Vergleichbarkeit wurden zusätzlich 20.000 Einwohner als Schwelle für mittelgroße Städte und 5.000 Einwohner für kleine Städte festgelegt; Gebiete darunter werden nicht mehr als Städte betrachtet.

Die folgende Tabelle III.1 zeigt die nationalen Unterschiede in der Verteilung der Ladepunkte vom ländlichen Raum ("Nicht Stadt") bis hin zu großen Städten (ab 100.000 Einwohner) im Oberrheingebiet.

Tabelle III.1: Prozentuale Verteilung der Ladepunkte nach Besiedlungsdichte im Oberrheingebiet

	FR	CH	DE	Oberrhein
Nicht Stadt	36,5%	32,4%	16,1%	25,4%
Kleine Stadt	31,8%	49,2%	29,9%	35,5%
Mittelgroße Stadt	16,6%	5,5%	33,7%	22,0%
Große Stadt	15,1%	12,9%	20,3%	17,1%

Während sich beispielsweise in Frankreich und in der Schweiz über 30% der Ladepunkte im ländlichen Raum befinden, sind es in Deutschland lediglich ca. 16%. Die ungleiche Verteilung der Ladepunkte lässt sich nur teilweise durch demografische Unterschiede erklären. Auffällig ist, dass der Ausbau der Ladeinfrastruktur nicht direkt der Bevölkerungsdichte folgt, was auf weitere Einflussfaktoren hinweist. Die signifikanten Unterschiede zwischen Frankreich, der Schweiz und Deutschland deuten darauf hin, dass neben der Einwohnerzahl vor allem länderspezifische Rahmenbedingungen und regionale Besonderheiten den Ausbau maßgeblich bestimmen.

III.2.4. **Regionale Vertreilung private Ladeinfrastruktur und öffentlicher Ladeinfrastrukturen**

Neben der öffentlichen Infrastruktur wurde die private Ladeinfrastruktur durch zwei Fallstudien, für die Datenquellen zur Verfügung standen, beleuchtet: Ein Datensatz wurde von OBELIS (Online-Berichterstattung Ladeinfrastruktur), einer Online-Plattform für die Berichterstattung aller geförderten Ladestationen des Bundesförderprogramms Ladeinfrastruktur, aus deren Datenbank bereitgestellt, weitere Datensätze wurden von den lokalen Verteilnetzbetreibern (VNB) eingeholt. Aufgrund unvollständiger Meldequoten ist jedoch von einer hohen Dunkelziffer bei den Datensätzen auszugehen, eine Tendenz lässt sich aber durchaus ableiten, die für weitere Planungen von Interesse ist. Die Untersuchungen decken für ein städtisches Gebiet

den Stadtkreis Freiburg i. Br. und für ein ländliches Gebiet den Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald ab.

Die jeweils gesamte installierte Ladeleistung aus den vorhandenen Datensätzen für die genannten Gebiete ist in der Tabelle III.2 für die private und die öffentliche Ladeinfrastruktur zusammengefasst. Die Daten für die öffentliche Ladeinfrastruktur stammen von der Bundesnetzagentur (BNetzA). Die Werte aus den beiden Datensätzen für private Ladestationen sind von den Versorgern VBN und OBELIS für die Vergleichsgebiete zur Verfügung gestellt worden. Abgesehen von der vorhandenen Dunkelziffer bei privaten Ladestationen, scheinen die Datensätze verlässliche Abschätzungen zwischen Land und Stadt zu erlauben. Es ist zu erkennen, dass die absolut installierte Ladeleistung im privaten Raum insgesamt größer als im öffentlichen Raum ist, im ländlichen Bereich sogar erheblich größer.

Tabelle III.2: Ladeleistung privat und öffentlich: Vergleich der Daten

	Leistung private Ladeinfrastruktur		Leistung öffentliche Ladeinfrastruktur
	VNB	OBELIS	BNetzA
Stadtkreis Freiburg i. Br.	16.937 kW	23.960 kW	12.476 kW
Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald	54.705 kW	66.600 kW	15.140 kW

Die jeweilige Anzahl der Ladepunkte ist in Tabelle III.3 zu finden. Im städtischen Raum ist die Anzahl privater Ladepunkte etwa doppelt so groß wie die Anzahl öffentlicher Ladepunkte. Im ländlichen Raum dagegen sind wesentlich mehr private Ladepunkte vorhanden, unter Berücksichtigung einer Dunkelziffer dürfte der Faktor etwa 10 sein. Die Analyse ergab, dass die durchschnittliche Leistung privater Ladepunkte (ca. 12 kW) erwartungsgemäß deutlich unter jener im öffentlichen Raum (ca. 44 kW) liegt.

Tabelle III.3: Anzahl der Ladepunkte privat und öffentlich: Vergleich der Daten

	Anzahl private Ladeinfrastruktur		Anzahl öffentliche Ladeinfrastruktur
	VNB	OBELIS	BNetzA
Stadtkreis Freiburg i. Br.	745	1198	425
Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald	2676	3330	400

III.2.5. **AFIR-Vorgaben und Ladeinfrastruktur entlang des TEN-V Netzes**

Ein zentrales Regelwerk für das Projekt stellt die AFIR-Verordnung der EU dar. Als unmittelbar

geltendes EU-Recht legt sie verbindliche Vorgaben für die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur, auch entlang der Hauptverkehrsachsen und zur Leistung von Ladepunkten, fest. Für das Projekt CO2InnO ist insbesondere die Kategorie Pkw und leichte Nutzfahrzeuge relevant. Die nachfolgenden Analysen im Projekt nehmen explizit Bezug auf die AFIR-Verordnung, gehen jedoch darüber hinaus, um den Ist-Zustand und Entwicklungsmöglichkeiten möglichst umfassend zu erfassen.

Die AFIR-Vorgabe für die erforderliche öffentlich zugängliche installierte Ladeleistung zur Erfüllung der Verordnung richtet sich nach der vorhandenen Anzahl von zugelassenen batterieelektrischen (BEV) und Plug-in-Hybrid (PHEV) Kraftfahrzeugen. Die Kfz-Daten wurden bei den entsprechenden zuständigen Stellen eingeholt.

- Deutschland: Pkw-Statistik nach Antriebsart, Kraftfahrtbundesamt (KBA, 2024)
- Frankreich: Innenministerium (*Ministère de l'Intérieur*, 2024).
- Schweiz: Schweizer Bundesamt für Statistik (BFS, 2024).

Die Analyse ergab, dass die AFIR-Verordnung derzeit für alle drei Länder im Oberrheingebiet erfüllt ist. Die genauen Leistungszahlen sind in folgender

Tabelle III.4 zusammengestellt.

Tabelle III.4: Öffentliche Ladeleistung: AFIR-Vorgaben und tatsächlich installierte Ladeleistung

	Anzahl BEV	Anzahl PHEV	AFIR-Vorgabe	Installierte Ladeleistung
Deutschland	51.062	28.556	89.225 kW	175.434 kW
Frankreich	20.883	12.902	37.470 kW	113.680 kW
Schweiz	25.893	12.895	43.977 kW	85.812 kW

Für eine Visualisierung und damit Hilfe zur Beurteilung, ob die derzeitige Verteilung der Ladepunkte bereits die beste Verteilung ist und ob die installierte Ladeleistung der Nachfrage gegenüber angemessen ist, wurde ein Rechteckgitter mit der Kantenlänge 5000 m zu Analysezwecken über die Karte des Oberrheingebiets gelegt.

Ein möglicher Verteilungsschlüssel für den Bedarf an Ladeleistung ist die Bebauung. Dabei wird angenommen, dass mit größerer bebauter Fläche der Bedarf der Ladeleistung steigt. Unberücksichtigt bleibt dabei der Einfluss der Höhe der Gebäude und ob es sich um Gewerbegebiete handelt.

Die Europäische Weltraumorganisation (ESA) bietet mit ESA WorldCover 2021 (Zanaga et al.,

2022) eine globale Landbedeckungskarte, die auch bebaute Flächen umfasst. Die Daten werden mit einer Auflösung von 10m bereitgestellt[4]. Aus diesen Daten lässt sich der Anteil der bebauten Fläche innerhalb eines Gitterpolygons ermitteln, der dann ein Maß für den Ladeleistungsbedarf darstellen kann.

Die regional installierte Ladeleistung (siehe Abbildung III-5) wurde nun anteilig auf die Gitterzellen, auch auf anteilige Gitterzellen, übertragen. Analog wurde die von der AFIR geforderte Ladeleistung mit dem Verteilungsschlüssel 'Bebauung' auf die Gitterelemente verteilt. Die Daten für die installierte Ladeleistung und die von der EU geforderte Ladeleistung werden in der GIS-Karte in Abbildung III-6 verglichen und räumlich aufgelöst dargestellt. Konkret wird in der Karte die Differenz von installierter Ladeleistung und AFIR-Forderung für jedes Gitterelement berechnet und das Ergebnis entsprechend farblich dargestellt.

Obwohl die AFIR-Verordnung für alle drei Länder im Oberrheingebiet insgesamt erfüllt ist, gibt es bei detaillierterer Betrachtung Regionen, in denen die öffentlich verfügbare Ladeleistung den AFIR-Anforderungen nicht entsprechen würde (rote Gitterelemente). Solche Regionen sind fast ausschließlich westlich des Rheins zu finden, meist auf französischem, aber auch auf deutschem Boden. Im französischen Oberrheingebiet gibt es überwiegend dünn besiedelte Regionen mit schwächerer Infrastruktur, hier wäre die AFIR-Forderung lokal häufiger unterschritten. Jedoch ist in den Ballungszentren Straßburg, Mulhouse oder Colmar die AFIR-Forderung zum Teil deutlich übererfüllt. In der Schweiz gibt es gemäß dieser Gitteranalyse keine Regionen, in denen die AFIR-Vorgabe unterschritten ist. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die AFIR-Leistungsvorgabe in den meisten Gittereinheiten deutlich erfüllt ist (gelbe und grüne Elemente).

Die Verknüpfung der Ladeinfrastruktur mit dem TEN-V-Korridor der EU stellt ein zentrales Element europäischer Mobilitätsplanung dar. Die AFIR-Verordnung legt fest, dass pro batterieelektrisches Fahrzeug (BEV) mindestens 1,3 kW und pro Plug-in-Hybrid (PHEV) 0,8 kW öffentliche Ladeleistung verfügbar sein sollen. Obwohl sich diese Regelung auf die nationale Ebene bezieht, wurde sie – neben der Gitteranalyse – für die Auswertung auch auf Kreis- und EPCI-Ebene durchgeführt. Der Abgleich der bestehenden Ladeleistung mit den AFIR-Vorgaben zeigt erhebliche Unterschiede innerhalb des Oberrheingebiets. Während einige städtische Gebiete die Zielwerte deutlich überschreiten, bestehen vor allem in ländlichen Regionen Lücken.

Eine gesonderte und detailliertere Betrachtung erfordert die Ladeinfrastruktur entlang der transeuropäischen Hauptverkehrsadern, für die die EU-Verordnung ebenfalls spezifische und verpflichtende Ausbauziele definiert.

[4] vgl. https://developers.google.com/earth-engine/datasets/catalog/ESA_WorldCover_v200?hl=de

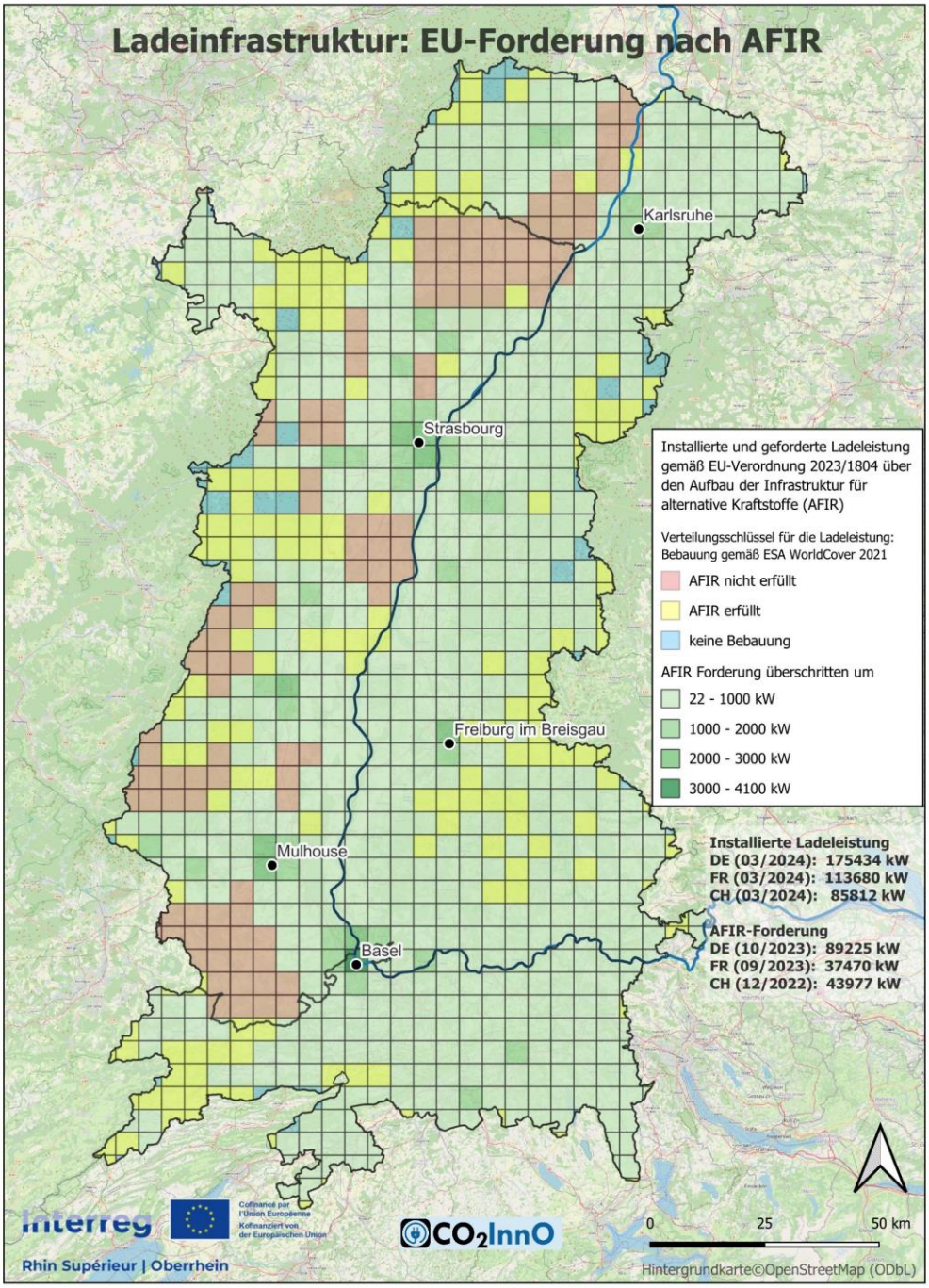


Abbildung III-6: Übersichtskarte zur Ladeleistung nach EU-Verordnung AFIR

III.2.5.1. Analyse der Ladeinfrastruktur entlang des TEN-V-Netzes

Diese Analyse konzentriert sich auf den Zustand der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge entlang des Kernnetzes des Transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V) in der Oberrheinregion und bewertet die Verfügbarkeit, Leistung und Zugänglichkeit von Ladestationen in Deutschland, Frankreich und der Schweiz und überprüft deren Konformität mit der **Verordnung (EU) 2023/1804 (AFIR)**.

Diese EU-Verordnung setzt klare Ziele für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Sie schreibt vor, dass bis zum **31. Dezember 2025** öffentlich zugängliche Ladepools für

Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge in jeder Fahrtrichtung mindestens alle **60 Kilometer** entlang des TEN-V-Kernnetzes verfügbar sein müssen. Darüber hinaus muss jeder dieser Ladepools eine Gesamtleistung von mindestens **400 kW** bereitstellen und mindestens einen Ladepunkt mit einer Einzelleistung von **150 kW** oder mehr umfassen. Die Verordnung sieht zudem vor, dass Ladestationen entweder direkt an der TEN-V-Autobahn oder innerhalb einer Fahrstrecke von **drei Kilometern** von der nächsten Ausfahrt entfernt liegen müssen, um die Erreichbarkeit für E-Fahrer zu gewährleisten.
Zur Durchführung dieser Bewertung wurde das TEN-V-Straßennetz in der Oberrheinregion zunächst mithilfe des TEN-Tec-Kartenbetrachters und OpenStreetMap (OSM)-Daten in einer QGIS-Umgebung (Quantum-Geoinformationssystemsoftware) digitalisiert. Die Analyse wurde in zwei Hauptteile gegliedert:

1. **Analyse der Stationen direkt an der Autobahn:** Ein 220-Meter-Puffer wurde beidseitig der Autobahn erstellt, um Ladepunkte an Raststätten zu erfassen. Diese wurden zu „Ladepools“ gruppiert und deren Abstände entlang der Autobahn gemessen, um die Einhaltung der 60-km-Vorgabe zu prüfen.
2. **Analyse nach der „3-km-Regel“:** Es wurde die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur innerhalb eines 3-Kilometer-Radius um Autobahnausfahrten untersucht. Mithilfe von OpenStreetMap-Daten konnten die Straßen in QGIS rekonstruiert und mit den Ladepunkten der Regierungsdaten verknüpft werden. Dabei zeigte sich, dass insbesondere die Städte Straßburg und Mulhouse einen wichtigen Beitrag leisten, da ein großer Teil ihrer Ladeinfrastruktur direkt an die Autobahn angrenzt. So entstehen Ladepools, die einer Ausfahrt zugeordnet werden können und auch bei der Erfüllung der Anforderungen für das TEN-T-Netz eine Rolle spielen.

III.2.5.2. Ergebnisse und Empfehlungen

Die Analysen zeigen signifikante Unterschiede in der Entwicklung der Ladeinfrastruktur zwischen den drei Ländern der Oberrheinregion.

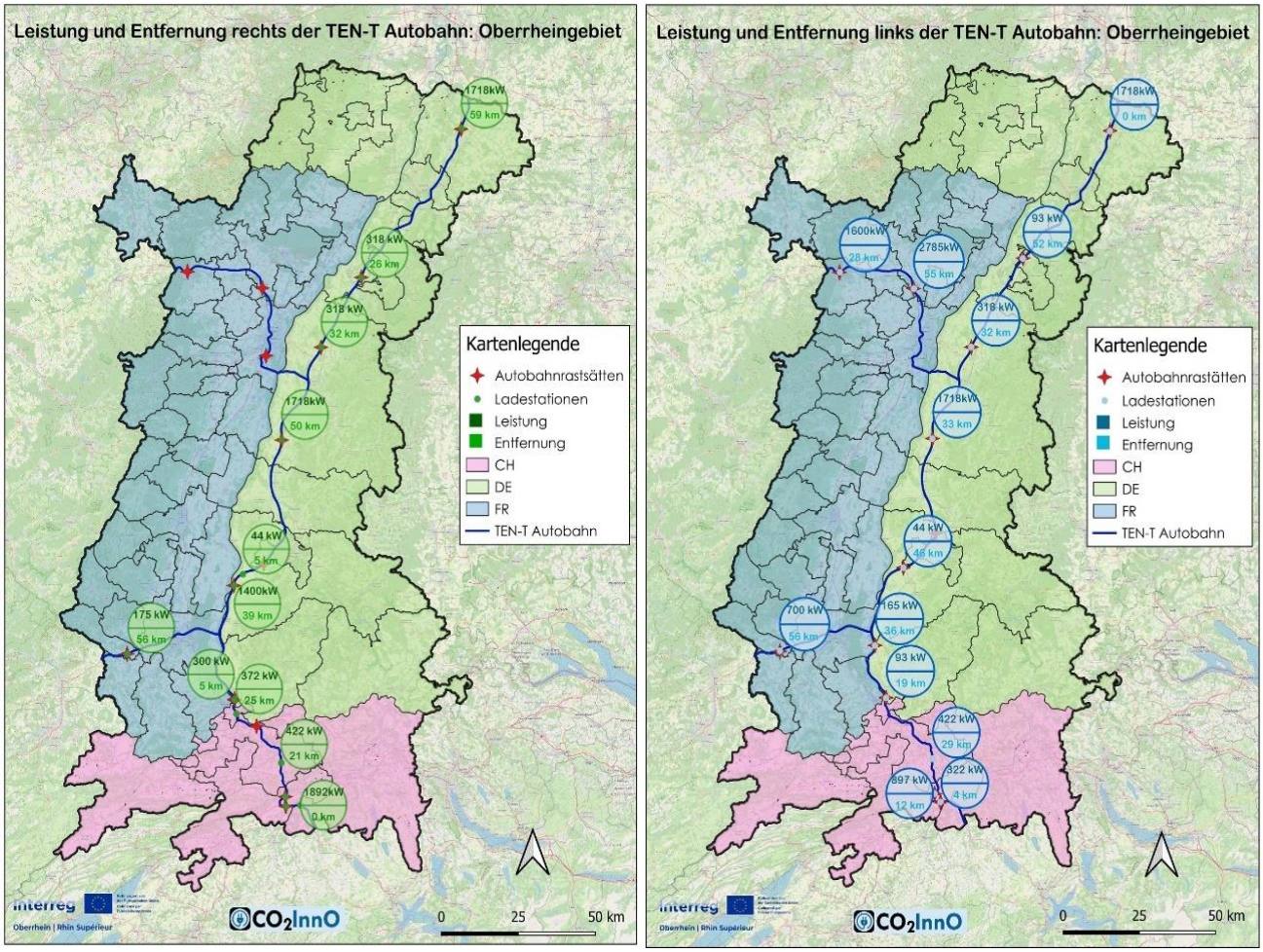


Abbildung III-7: Verfügbare Ladeleistung vs. AFIR-Vorgabe im TEN-V Korridor des Oberrheingebiets (rechts und links)

Ladestationen direkt an der TEN-V-Autobahn

- **Schweiz:** Die Ladeinfrastruktur ist im Allgemeinen gut ausgebaut und die Ladestationen befinden sich in der Regel innerhalb der geforderten 60-km-Abstände. Die meisten Stationen erfüllen die Leistungsanforderungen, obwohl auch ein Ladepool mit 322 kW unter der 400-kW-Vorgabe identifiziert wurde.
- **Deutschland:** Deutschland verfügt ebenfalls über ein relativ dichtes Netz, das die 60-km-Anforderung weitgehend erfüllt. Eine beträchtliche Anzahl dieser Stationen erreicht jedoch noch nicht die vorgeschriebene Gesamtleistung von 400 kW.
- **Frankreich:** Hier zeigt sich ein erheblicher Mangel an angemessener Ladeinfrastruktur gemäß AFIR. Es gibt lange Abschnitte ohne Ladestationen und die wenigen vorhandenen Stationen verfehlen oft die Leistungsanforderung von 400 kW.

Analyse nach der „3-km-Regel“

- **Deutschland:** Abseits der Autobahn gibt es in Deutschland sehr hohe Ladekapazität, wobei zahlreiche Standorte Gesamtleistungen von weit über 1500 kW aufweisen.
- **Schweiz:** Die Schweiz weist eine mäßige bis hohe Ladeleistung auf, die auf der rechten Fahrbahnseite des Verkehrskorridors mit Werten von über 3000 kW besonders stark ist.
- **Frankreich:** Im Vergleich dazu ist die Ladekapazität geringer und inkonsistenter.

Die Analyse zum Umfang der Ladeleistung innerhalb eines Radius von drei Kilometern zeigte, dass insbesondere durch die Großstädte, nahe der Autobahnen, viel Ladeleistung verfügbar ist. Insbesondere in Frankreich, wo Autobahnen teilweise Großstadtgebiete schneiden, wird damit die 60 km-Regel eingehalten, obwohl entlang der Autobahn selbst, nicht genug Ladeleistung entsprechend der AFIR Vorgabe installiert ist.

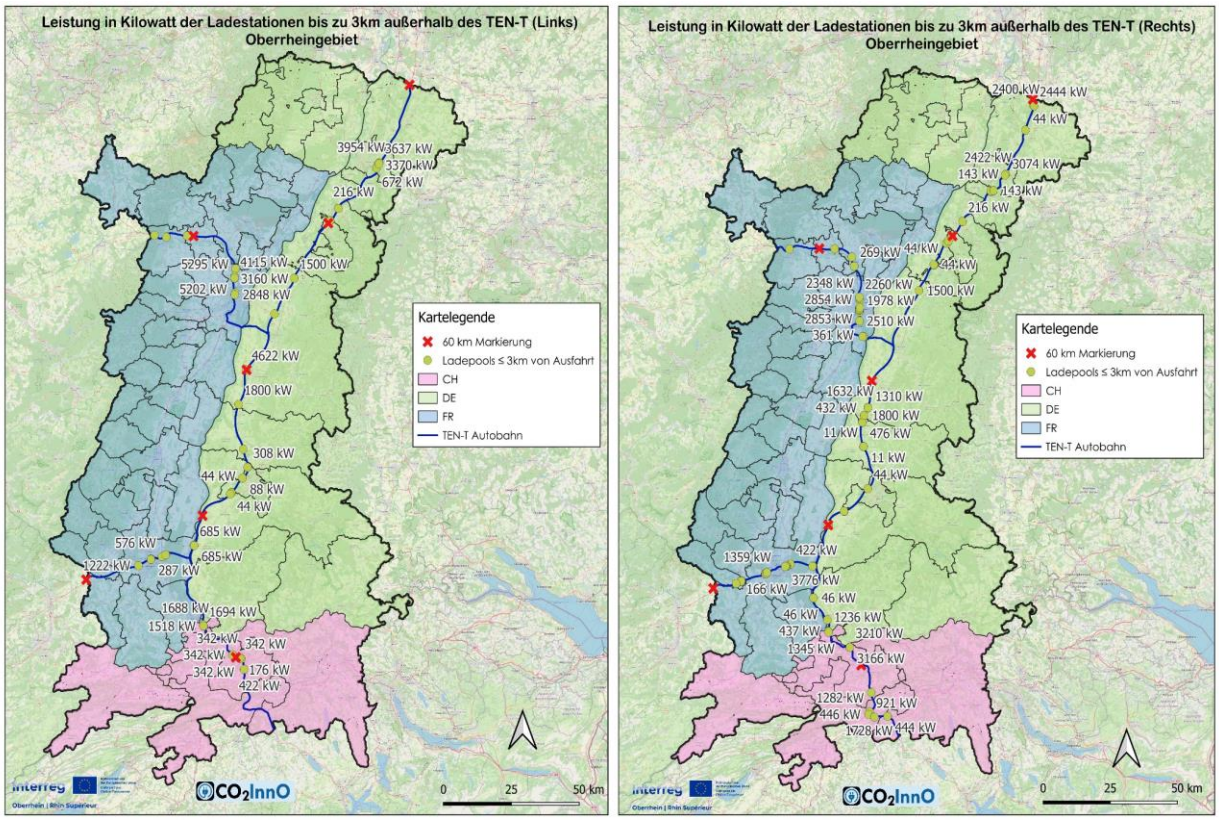


Abbildung III-8: Verfügbare Ladeleistung bis zu drei km außerhalb des TEN-V Korridors des Oberrheingebiets (links und rechts)

Die Analyse der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge entlang des TEN-V-Kernnetzes in der Oberrheinregion zeigt eine klare Kluft zwischen Deutschland und der Schweiz einerseits und Frankreich andererseits. Während Deutschland und die Schweiz signifikante Fortschritte bei der Aufrüstung von Ladeleistung vorweisen, gibt es in Frankreich einige Abweichungen von

der AFIR Vorgabe entlang des TEN-V Korridors, bezogen auf die Autobahnanschlüsse. Betrachtet man jedoch auch die Leistung im Umkreis von drei Kilometern zu Autobahnausfahrten, so zeigt sich, dass gerade um französische Großstädte herum innerhalb der 3-km-Regel viel Ladeleistung zur Verfügung steht. Zurzeit ist allerdings noch nicht klar, wie diese beiden Vorgaben zum Stichtag miteinander verschränkt werden können. Um die EU-Ziele für nachhaltige Mobilität bis 2025 zu erreichen, sind erhebliche Investitionen und eine strategische Entwicklung erforderlich, um ein nahtloses und zuverlässiges Laden für alle E-Fahrer in diesem wichtigen europäischen Korridor zu gewährleisten. In **Frankreich** muss die Anzahl und Leistung der Ladestationen erhöht werden und in **Deutschland** muss die Aufrüstung der Leistungskapazität für Ladestationen, die die 400-kW-Vorgabe noch nicht erfüllen, vorangetrieben werden um die AFIR Vorgaben entlang der Transportkorridore vollständig zu erfüllen.

III.2.6. **Entwicklungsszenarien für den Strombedarf der Elektromobilität am Oberrhein**

Die Frage nach dem Ausbaubedarf der öffentlichen Ladeinfrastruktur beschäftigt politische Entscheidungsträger schon seit geraumer Zeit. Deshalb gibt es einige Studien zu diesem Thema. Verschiedene Studien ergeben verschiedene Schlüsselwerte für die Bewertung des Ausbaubedarfs. Zur Analyse im Rahmen von CO2InnO wurden die folgenden Schlüsselwerte für hochrelevant eingestuft:

1. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge
2. Die Auslastung der Ladeinfrastruktur
3. Der Anteil der Leistung, der im öffentlichen Raum verfügbar sein muss.

Auf deutscher Seite befasst sich die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) mit der Entwicklung der Elektromobilitätsinfrastruktur auf nationaler Ebene. In der Neuauflage der Studie Ladeinfrastruktur nach 2025/2030 (NOW, 2024) werden mehrere Szenarien für den Markthochlauf von EVs, batterie- und hybridelektrisch diskutiert. Die NOW geht davon aus, dass 2030 17 Mio. Elektrofahrzeuge (BEV+PHEV) in der deutschen Flotte vorhanden sein werden. Prospektiv wäre dann mehr als ein Drittel der deutschen Privatfahrzeuge elektrisch unterwegs. Diese sollen insgesamt 37,8 TWh Strom pro Jahr benötigen. 16 TWh davon sollen im öffentlichen Raum verladen werden, was 42% der Energiemenge entspricht. Je nach Szenario ergibt sich ein unterschiedlicher Aufbau der Ladeinfrastruktur, wobei manche Szenarien deutlich mehr Normalladepunkte besitzen und andere weniger, dafür aber leistungsstärkere Hochleistungsladepunkte vorsehen. Aus den Daten im Bericht ergibt sich eine rechnerische Auslastung der Ladepunkte von ca. 10% im Referenzszenario, was grob auch der aktuellen Auslastung entspricht.
Die Avere auf französischer Seite hat die Ergebnisse verschiedener Studien zusammengetra-

gen und miteinander verglichen. Wichtig ist hier vor allem die Studie des ICCT von 2021 (Bernard et al.). Diese geht in Frankreich von 8,5 Mio. EVs im Jahre 2030 aus. Das entspricht dann etwa 20% der privaten Fahrzeuge in Frankreich. Dadurch soll sich der Strombedarf für Elektrofahrzeuge ausgehend vom Jahre 2020 um den Faktor 16 erhöhen und 16 TWh betragen. Die Avere führt aber auch eine andere Studie der CODA von 2019 an, die deutlich weniger Elektrofahrzeuge vorsieht, nämlich nur 5,3 Mio. (Avere-France, 2023). Die Avere kommt insgesamt zu dem Schluss, dass voraussichtlich 28% des Stroms im öffentlichen Raum verladen werden müssen und 72% zuhause oder beim Arbeitgeber geladen werden.

Ausgehend von diesen Zahlen lässt sich feststellen, dass es keinen einheitlichen Konsens für die Entwicklung der Elektrofahrzeugflotte im Oberrheingebiet gibt. Unterschiede in den Annahmen, aber womöglich auch im Verhalten der Bevölkerung, das in der Modellierung abgebildet wird, führen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Um dem entgegenzuwirken, haben sich die Forschenden entschieden, losgelöst vom gesetzten Zeitrahmen, den Strombedarf zu prognostizieren und anhand von Szenarien greifbar zu machen. Die oben erläuterten Zahlen sind dabei für das Verständnis der Nachfrage höchst relevant. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge ist die größte Stellschraube, da mehr EVs mehr Nachfrage bedeuten. Für die Szenarien wurden der Status quo mit ca. 5% EVs in der Flotte und Anteile von 25%, 50%, 75% und 100% herangezogen. Dadurch lässt sich die Elektrifizierung der Flotte von der zeitlichen Entwicklung trennen und untersuchen, was bei einer Vollelektrifizierung zu erwarten wäre.

Die Szenarien unterscheiden sich außerdem in dem angenommenen Anteil des öffentlichen Ladens. Dieser ist zurzeit noch sehr gering, da größtenteils zuhause geladen wird, was Nachfragen bei OBELIS und den Verteilnetzbetreibern bestätigt haben. In Zukunft aber wird nicht jeder Stellplatz zuhause elektrifiziert werden können und immer mehr Nutzende werden auf die öffentliche Ladeinfrastruktur zurückgreifen müssen. Aus diesem Grund wurde der Anteil der elektrifizierten Flotte jeweils auch mit verschiedenen Quoten für das öffentliche Laden kombiniert, um so mögliche Entwicklungen aufzuzeigen. Im Folgenden wird dieses Verhältnis als Ladeanteil benannt. Es lässt sich nur in einer Spanne bestimmen, wie viel Strom im öffentlichen Raum verladen wird und wie viel privat. Die angenommenen Werte in der Literatur reichen für den aktuellen Bedarf von 15% bis hin zu 30%, je nach Standort (BDEW, 2021; NOW, 2024; Adrenacci und Valentini, 2023). Im Schnitt kann aber 20% als realistischer Wert für die aktuelle Lage angesehen werden. Die Werte für den Ladeanteil in der Berechnung des öffentlich verladenen Stroms beginnen bei etwa 20% und gehen über 35%, 50% bis zu 65% hoch. Ein realistischer Wert für den Anteil der öffentlich verladenen Strommenge bis 2030 liegt, wie oben beschrieben, zwischen 28% und 42%. Um den Zeithorizont zu erweitern, wurde auch ein Szenario mit 65% eingefügt, da bei erhöhtem Elektroautoanteil eine höhere öffentliche Auslastung zu erwarten ist.

Die untenstehende Grafik visualisiert die Nachfragemodellierung im öffentlichen Raum für

Kombinationen verschiedener Ladeanteile als Kurven und Elektrifizierungsquoten auf der x-Achse. Ersichtlich ist der Bedarf jeder Kombination in TWh an der y-Achse. Mit zunehmender Elektrifizierung der Flotte steigt der Bedarf dabei linear an. Der Ladeanteil verändert dabei drastisch das Ergebnis der nötigen Leistung, da er in der Bedarfsberechnung ein Multiplikator ist.

Je nach Anstieg des Anteils der Energie, der im öffentlichen Raum abgerufen wird, erhöht sich die benötigte Strommenge drastisch. In der vorhandenen Literatur wird schon bei einem Elektroanteil um 30% ein Anteil von zwischen 28% und 47% der Leistung im öffentlich zugänglichen Raum verladen werden. Aus diesem Grund wurde die gestrichelte Kurve in der Grafik eingeführt. Sie beschreibt ein mögliches Entwicklungsszenario, bei dem je nach Elektrifizierungsgrad der Anteil an öffentlichem Laden erst überproportional steigt und dann einen Sättigungspunkt erreicht. Es ist ersichtlich, dass der Anteil des öffentlich verladenen Stroms maßgebend für die Größe des Bedarfs ist. So reicht die Einschätzung für das Oberrheingebiet von unter einer TWh bis zu fast fünf TWh. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig eher mehr Strom im (halb-) öffentlichen Raum verladen wird, als dies aktuell der Fall ist. Wenn 35% der Leistung im öffentlichen Raum verladen wird, würde man über 2,5 TWh Verladungspotenzial bei den öffentlichen Ladepunkten benötigen. Die dafür nötige Nennleistung hängt aber stark von der Auslastung der Ladepunkte ab.

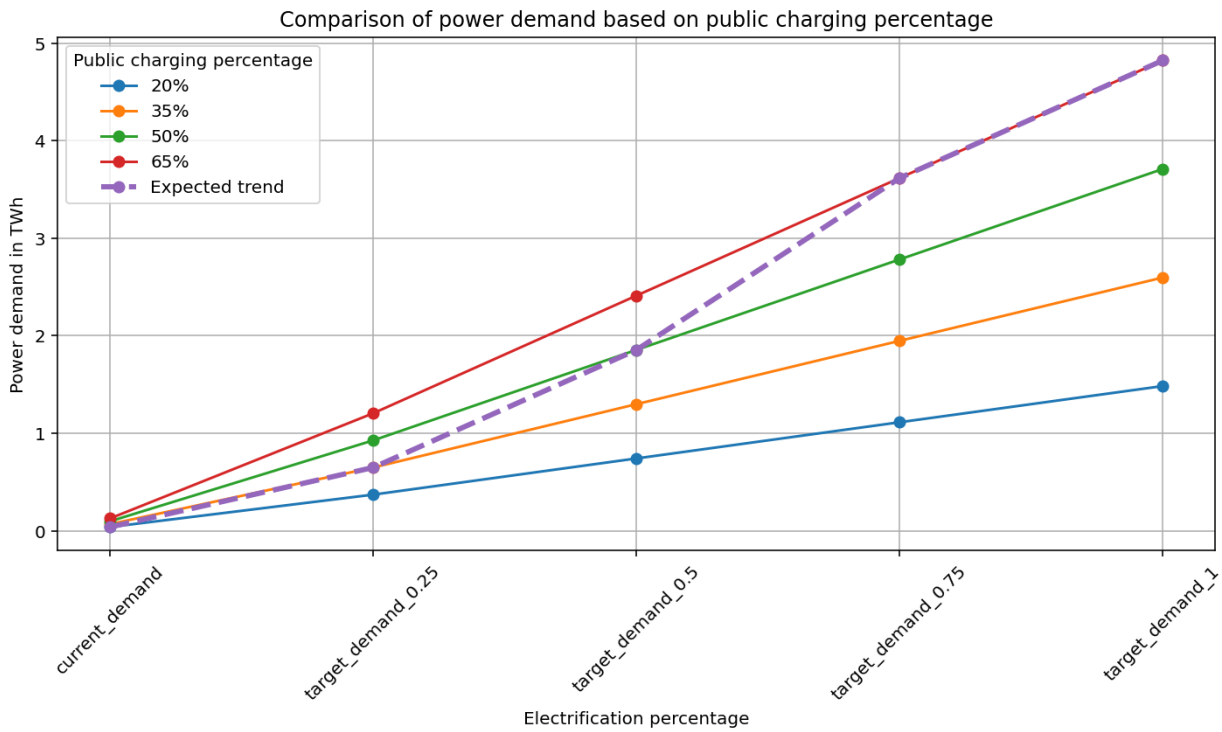


Abbildung III-9: Darstellung der unterschiedlichen Szenarien und des Ladebedarfs (eigene Berechnung)

III.2.6.1. Auslastungsanalysen öffentlicher Ladepunkte

Um zu bewerten, wie die Ladeinfrastruktur heute genutzt wird und wann Ladeleistung in den Szenarien vorwiegend abgerufen wird, wurden reale Auslastungsdaten aus zwei unterschiedlichen Quellen analysiert. Erstens stellten die Betreiber badenova AG und Naturenergie Hochrhein AG detaillierte Ladedaten für das Jahr 2023 zur Verfügung. Zweitens wurden API (Programmierschnittstelle) -Daten des Schweizer Bundesamts für Energie (BFE) für das erste Halbjahr 2025 ausgewertet. Dieser Ansatz wurde nötig, da keine schweizerischen Betreiberdaten verfügbar waren, sich aber die Möglichkeit ergab, einen eigenen Datensatz über öffentlich zugängliche Daten über eine öffentliche Schnittstelle des BFE (2024) zu erstellen. Die Zusammenführung und Auswertung dieser Datensätze ist für das Oberrheingebiet sehr wichtig, weil es auf keiner Seite des Rheins verwertbare quelloffene Datensätze zur Verarbeitung gibt[5]. Französische Betreiber waren nicht bereit, Daten zur Verfügung zu stellen, sodass keine Nutzungsanalyse für Frankreich möglich war.

Die Daten weisen je nach Quelle unterschiedliche Strukturen auf. Die Betreiber erfassen die Ladevorgänge einzeln, wodurch jedem Vorgang eine exakte Strommenge sowie eine eindeutige Dauer zugeordnet werden kann. Diese detaillierte Erfassung ermöglicht eine präzise Auswertung, da Beginn und Ende jedes Ladevorgangs minutengenau erfasst werden. Aus Datenschutz- und Wettbewerbsgründen wurden für die Analyse die Daten anonymisiert und aggregiert, sodass keine einzelnen Standorte oder einzelne Prozesse abgeleitet werden können. Bei den Daten aus der schweizerischen API beträgt die zeitliche Auflösung fünf Minuten und es ist nicht möglich zu identifizieren, ob es sich um einen anhaltenden Prozess oder separate Ladevorgänge handelt, die zeitlich nah beieinander liegen. Dennoch kann angenommen werden, dass beide Arten der Datensätze eine repräsentative Auswertung der Nutzung ermöglichen

Die Nutzungsdaten der Betreiber wurden des Weiteren nach Use Case (privat und öffentlich) aufgesplittet und dann aggregiert. Badenova lieferte dabei Daten öffentlicher Punkte und Natur Energie lieferte neben den öffentlichen Punkten auch die Ladevorgänge anonymisierter privater LIS. Dadurch konnte ein interessanter Vergleich angestellt werden. Nach der Aufbereitung der Datensätze und Bereinigung von fehlerhaften Daten verblieben rund 500 öffentliche und 500 private Ladepunkte, die verglichen werden konnten. Unten sind die durchschnittlichen Nutzungsmuster nach Datensatz aufgeschlüsselt.

Um fehlerhafte oder unvollständige Ladevorgänge zu eliminieren, wurden die Datensätze bereinigt. Ladepunkte mussten dabei mindestens 50% des Jahres verfügbar gewesen sein, um für die Analyse zu gelten, und es musste ein erfolgreicher Ladevorgang dokumentiert sein. Die Auslastung wurde als das Verhältnis der belegten zu der verfügbaren Zeit berechnet.

[5] Innerhalb Europas ist die Situation, was Datensätze von Ladevorgängen angeht, ohnehin sehr dünn, weshalb der im Rahmen des Projektes erfasste Datensatz aus der Schweiz mit über 32 Mio. Einträgen frei zugänglich gemacht wird.

Die Auslastung allein vermittelt jedoch kein vollständiges Bild des Infrastrukturzustands und des tatsächlichen Bedarfs. Ergänzend wurden daher Bedarfsszenarien entwickelt, die präzise aufzeigen, wo und in welchem Umfang Leistungskapazitäten für die Flottenelektrifizierung erforderlich sind.

Die Elektrifizierung der Europäischen Fahrzeugflotte schreitet zwar voran, hat aber derzeit noch kein rasantes Tempo erreicht. Um dennoch den zukünftigen Energiebedarf im Oberrheingebiet zu ermitteln, wurden mehrere Szenarien entwickelt, die anhand von Quoten den Bedarf abschätzen lassen. Für die Entwicklung von Szenarien wurden Zulassungszahlen auf Kreisebene verwendet. Es wurden mehrere Szenarien mit unterschiedlichem BEV/PHEV-Anteil modelliert.

Um die Berechnungen vergleichbar zu halten, wurden einige Variablen als fix angesehen. Zum einen wurde für alle Szenarien die aktuelle Flotte an zugelassenen Kraftwagen herangezogen und als stagnierend angenommen. Des Weiteren musste beziffert werden, wie viel der benötigten Leistung im öffentlichen Raum verladen wird. Dies wurde für die Modellierung mit 20% angenommen. Dieser Wert wurde auch als konstant angenommen. Realistisch wird in Zukunft aber mehr Strom im öffentlichen Raum verladen werden müssen, da nicht alle privaten Stellplätze elektrifiziert werden können und nicht jedes BEV/PHEV einen eigenen Stellplatz besitzen wird. Der gesamte Strombedarf aller Elektroautos errechnet sich aus dem Durchschnittsverbrauch der Fahrzeuge multipliziert mit der jährlichen Fahrleistung. Diese Werte wurden mit jeweils 2.000 kWh/Jahr für ein BEV (vgl. ADAC, 2025) und 12545 km/Jahr (vgl. KBA, 2024) beziffert. Die Auslastung der Ladesäulen schwankt je nach Standort stark. So sind Werte von 3% bis 30% möglich (Tagesschau, 2025). Die durchschnittliche Auslastung der Ladesäulen wurde hier mit 12,5% angenommen, was sich mit den Ergebnissen der Auslastungsanalyse und gängiger Literatur deckt (Fraunhofer ISE/ISI, 2024). Ausgehend von diesen Annahmen ließen sich Szenarien mit je 25%, 50%, 75% und 100% Elektrifizierung erstellen.

III.2.6.2. Ergebnis der Auslastungsanalysen für öffentliche Ladestrukturen

Die Analyse der Ladevorgänge zeigt deutlich, dass die Auslastung zu Wochenbeginn höher ist als am Wochenende. Es lässt sich ein sehr klarer Abwärtstrend über die Woche hinweg erkennen. Dabei sinkt die durchschnittliche Auslastung pro Tag von knapp über 10% auf etwa 8,6%. Auch wenn dieser Rückgang auf den ersten Blick moderat erscheint, liefert er wertvolle Erkenntnisse zum Nutzungsverhalten von Fahrern von Elektrofahrzeugen. Es ist gut möglich, dass dieses Ladeverhalten stark vom grundsätzlichen Mobilitätsmuster der Nutzenden geprägt ist, das überwiegend durch Fahrten vom und zum Arbeitsplatz bestimmt wird. Zu erforschen bleibt, ob das Ladeverhalten sich signifikant von dem Tankverhalten bei Fahrern von Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren unterscheidet.

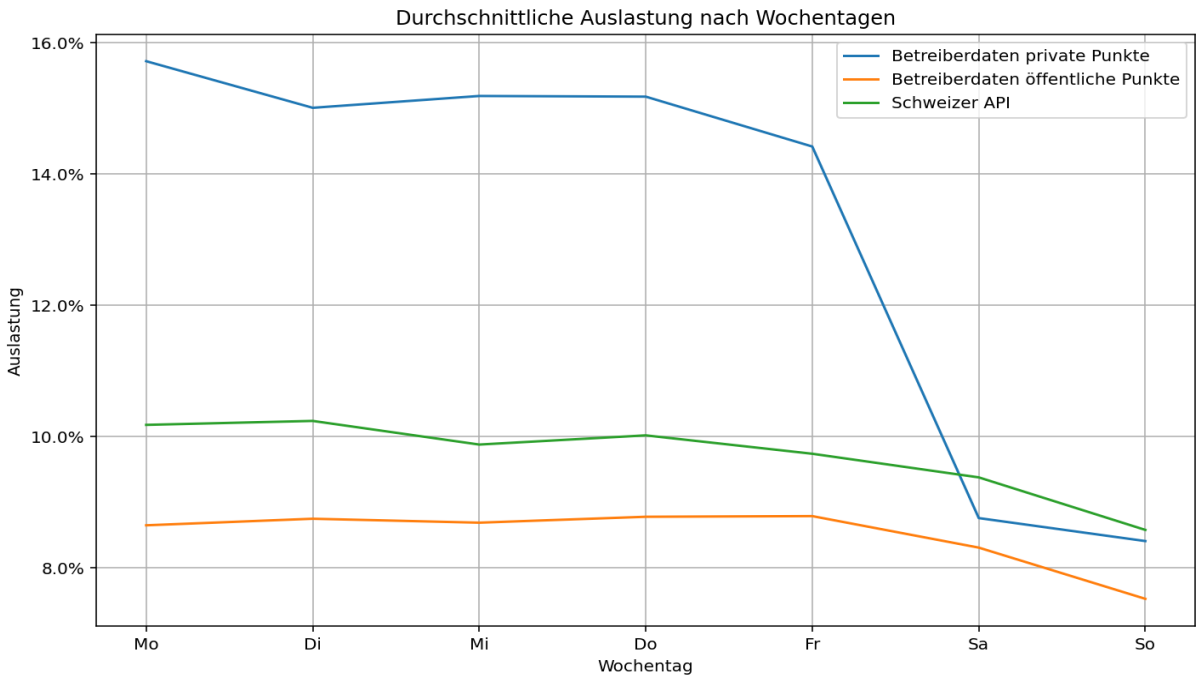


Abbildung III-10: Wochenverlauf und durchschnittliche Auslastung der öffentlichen Ladepunkte
API: Programmierschnittstelle, die Auslastungsdaten liefert (eigene Darstellung)..

Eine weitere Analyse bezieht sich auf die Auslastung im Laufe eines Tages. In Abbildung III-11 ist der Verlauf der Auslastung von 0 bis 24 Uhr dargestellt. Tagsüber zwischen 9 und 15 Uhr ist die Auslastung mit ca. 11% am höchsten, das Maximum mit 11,5% Auslastung ist um ca. 10 Uhr.

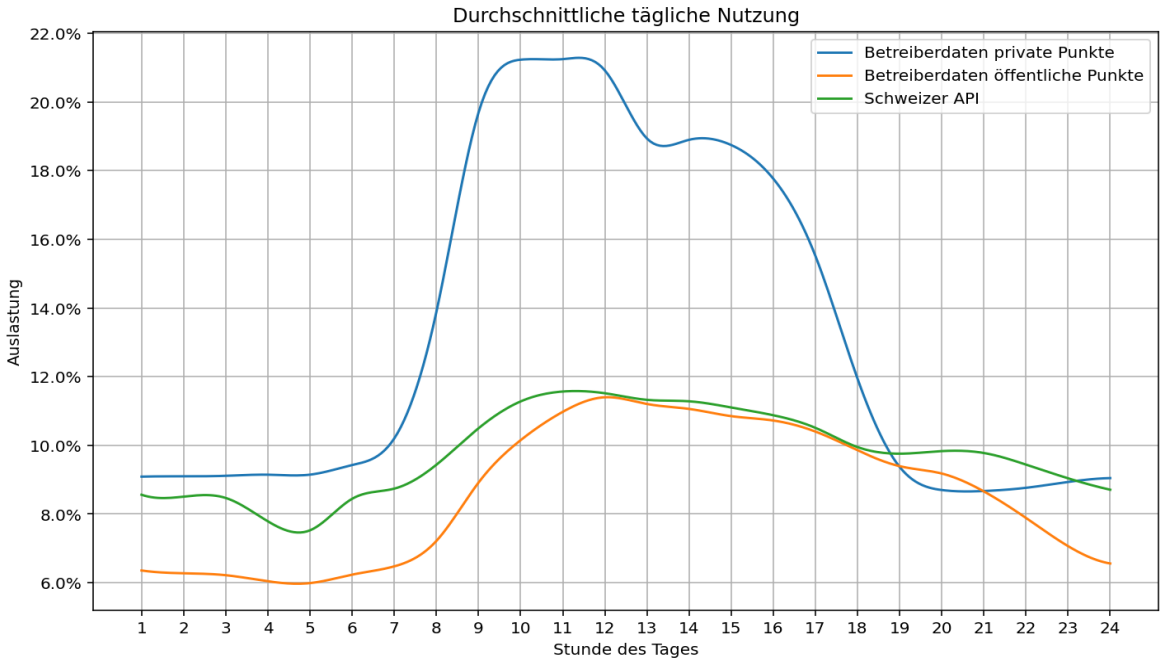


Abbildung III-11: Auslastung von öffentlichen Ladepunkten nach Uhrzeit (eigene Darstellung)

Die durchschnittliche Auslastung beträgt 9,9%. Bemerkenswert ist der Anteil der Ladevorgänge, die über Nacht stattfinden und so eine gewisse Minimallast darstellen. Im Schnitt sind an den schweizerischen Stationen auch um Mitternacht noch 8% der Ladepunkte belegt. Es ist gut möglich, dass einige NutzerInnen keinen eigenen Stellplatz mit Lademöglichkeit besitzen und so auf öffentliche Infrastruktur ausweichen (Andrenacci und Valentini, 2023).
Die öffentlichen Ladepunkte bestätigen die Feststellungen bestehender Literatur, dass ein Großteil der Ladevorgänge tagsüber und innerhalb der Woche stattfindet (Vgl. Hecht et al., 2024). Die höchste Auslastung ist fast immer in der ersten Hälfte der Woche zu verorten, gefolgt von einem markanten Rückgang am Wochenende, der in allen betrachteten Datensätzen öffentlicher Ladepunkte sichtbar ist. Diese Muster fielen auch beim Vergleich der Auslastung über einen Monat hinweg als Spitzen auf. Ein Erklärungsansatz ist, dass Elektrofahrzeuge innerhalb der Woche, insbesondere zum Pendeln und für Besorgungen, deutlich öfter genutzt werden als am Wochenende, was den erhöhten Bedarf erklärt. Die privaten Ladepunkte folgen einem anderen Muster, als in der existierenden Literatur beschrieben. Es lässt sich ein Trend zum späteren Laden beobachten, jedoch analog zur öffentlichen Auslastung lassen sich wenige Vorgänge über Nacht beobachten. Die Nutzung geht bei privaten Ladestationen am Wochenende massiv zurück, was untypisch für private Ladepunkte ist. Die Auslastung der privaten Ladepunkte ist im Schnitt aber höher als die der öffentlichen, was auch typisch ist. Auch wenn die Ergebnisse der privaten Nutzung nur auf wenigen Stichproben beruhen, kann doch die Tendenz abgelesen werden. Die Ergebnisse zur durchschnittlichen Auslastung der Ladepunkte sehen wie folgt aus:

- öffentliche Ladepunkte (DE + CH): 13,61%
- private Ladepunkte (DE): 18,96%

Die Nutzungsmuster öffentlicher Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet auf deutscher und schweizerischer Seite scheinen ähnlich zu sein.
Fakt ist, dass die Auslastung der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur noch nicht besonders hoch ist und dass es dort noch Potenzial gibt. Für die Betreiber von Ladeinfrastruktur-Systemen ist eine hohe Nutzung essenziell, um die hohen Fixkosten für den Aufbau und Betrieb zu amortisieren, insbesondere bei Hochleistungsladestationen. Die in allen Datensätzen ersichtliche Nutzung lässt auf eine niedrigere Auslastung im Oberrheingebiet schließen als im nationalen Durchschnitt mit 17% in Deutschland (BDEW, 2024). Eine höhere Auslastung ist wünschenswert, allerdings muss die Netzstabilität gewährleistet sein. Die nachfolgenden Ergebnisse mit Ladeleistung unter verschiedenen Szenarien des Anteils von E-Mobilität müssen in Zukunft auch unterschiedliche Auslastung mitberücksichtigen. Die im Folgenden dargestellten Szenarien berücksichtigen die unterschiedliche Auslastung noch nicht, da dies im Rahmen des Projektes nicht mehr möglich war.

III.2.6.3. Szenario für die Entwicklung der Ladeleistung versus bestehender Ladeleistung

In der Tabelle III.5 sind der jeweils aktuelle jährliche Strombedarf in kWh für das deutsche, französische und schweizerische Teilgebiet sowie für das gesamte Oberrheingebiet für das Laden der Elektroautos und die entsprechenden Bedarfe in den vier Szenarien eingetragen. Diese berechnen sich aus der Größe der Pkw Flotte (n_{PKW}) multipliziert mit dem Jahresverbrauch eines BEV (P_{annual}), der im Schnitt bei 2000 kWh liegt, multipliziert mit dem Anteil des öffentlichen Ladens (p_{charge}), der aktuell bei ca. 20% liegt (vgl. vorherige Kapitel).

$$P_{demand} = n_{PKW} * P_{annual} * p_{charge}$$

Tabelle III.5: Gesamter jährlicher Strombedarf für Elektroautos in kWh für Teilgebiete von DE/FR/CH im Oberrhein aktuell und in vier Szenarien

Land	Aktuell	25%	50%	75%	100%
DE	102.124.000	865.082.000	1.730.164.000	2.595.246.000	3.460.328.000
FR	41.766.000	567.196.000	1.134.392.000	1.701.588.000	2.268.784.000
CH	51.786.000	422.000.500	844.001.000	1.266.001.500	1.688.002.000
Oberrheingebietges	195.676.000	1.854.278.500	3.708.557.000	5.562.835.500	7.417.114.000

Aktuell werden im Oberrheingebiet insgesamt rund 195,6 Mio. kWh Strom im Jahr für die derzeit vorhandenen 152.191 Elektroautos und Hybride benötigt. In Zukunft wird dies bei einem Elektroautoanteil von 50% batterieelektrischen Fahrzeugen auf 3.708,6 Mio. kWh pro Jahr steigen, bei einer Vollelektrisierung mit 3,7 Mio. elektrischen Autos sogar auf 5.562,8 Mio. kWh oder 5,6 TWh. Trotz dieses enorm gesteigerten Energiebedarfs für die Elektromobilität wird davon ausgegangen, dass die Elektrifizierung mit 15 Mio. Elektroautos in Deutschland den Gesamtstrombedarf nur um ca. 3-4% anhebt (Vattenfall, 2025). Somit sollte der Gesamtstrombedarf im Oberrheingebiet auch verhältnismäßig überschaubar bleiben. Als Referenzwert für die Größenordnung der benötigten Infrastruktur lässt sich die AFIR-Vorgabe heranziehen. Dort ist festgeschrieben, dass pro zugelassenen BEV eine Leistung von 1,3 kW und pro PHEV 0,8 kW installiert sein muss.

Tabelle III.6: Vergleich der installierten Ladeleistung mit der AFIR-Vorgabe

Land	Anzahl installierter Ladepunkte (2024)	Installierte Leistung in kW (2024)	AFIR-Vorgabe in kW
DE	4.180	175.434	89.225,4
FR	2.136	113.680	37.469,5
CH	2.267	85.812	43.976,9
Oberrheingebiet gesamt	8.583	374.926	170.672

Vergleicht man die Werte, die sich aus der Vorgabe ergeben, mit der aktuell installierten Leistung, lässt sich feststellen, dass aktuell im Schnitt im Oberrheingebiet schon fast die doppelte Leistung der Vorgabe installiert ist, in Frankreich sogar deutlich mehr.

Ein Vergleich der verfügbaren Ladeleistung pro Fahrzeug zeigt, dass Frankreich mit durchschnittlich 5,4 kW je Elektrofahrzeug deutlich über Deutschland und der Schweiz liegt, wo der Wert etwa 3,4 kW pro Fahrzeug beträgt. Das liegt daran, dass auf der französischen Seite des Oberrheins weniger Elektroautos zugelassen sind, wodurch die dort installierte Leistung pro Fahrzeug höher ausfällt. Es ist offensichtlich, dass in Frankreich viel Hochleistungsladeinfrastruktur vorhanden ist und der Ausbau weiter vorangeht.

Anhand der Kartierung der Ladepunkte lässt sich die räumliche Verteilung der Ladeleistung für verschiedene Szenarien genauer untersuchen. Es wurden daher für alle Szenarien alle Berechnungen für die Kreise, Kantone und Intercommunalités des Oberrheingebiets aufgeführt (siehe Anhang). Durch die räumlich differenzierte Auswertung lässt sich gut erkennen, wo der größte Ausbaubedarf unter den verschiedenen Szenarien besteht. Für eine komplett elektrifizierte Flotte haben insbesondere die im Kapitel zur Kartierung der öffentlichen Ladepunkte genannten Unterregionen mit einer hohen roten Säule Nachholbedarf, da hier zurzeit am wenigsten öffentliche Ladeinfrastruktur bereitsteht. Hingegen sind die bevölkerungsreichen Gebiete *Aargau, Karlsruhe, Ortenaukreis, Straßburg* und *Solothurn* auch bei 100% EVs schon gut versorgt. Allerdings müssen alle Gebiete ihre Infrastruktur noch weiter aufrüsten, um für 100% Elektrofahrzeuge die benötigte Ladeleistung vollumfänglich zur Verfügung zu stellen. Eine visuelle Darstellung der räumlichen Verteilung der Ladeleistung ist in den beiden folgenden Karten zu sehen. In diesen Karten wird die bestehende räumlich verteilte Ladeleistung zwei Szenarien mit 50% und 100% BEV/PHEV gegenübergestellt.

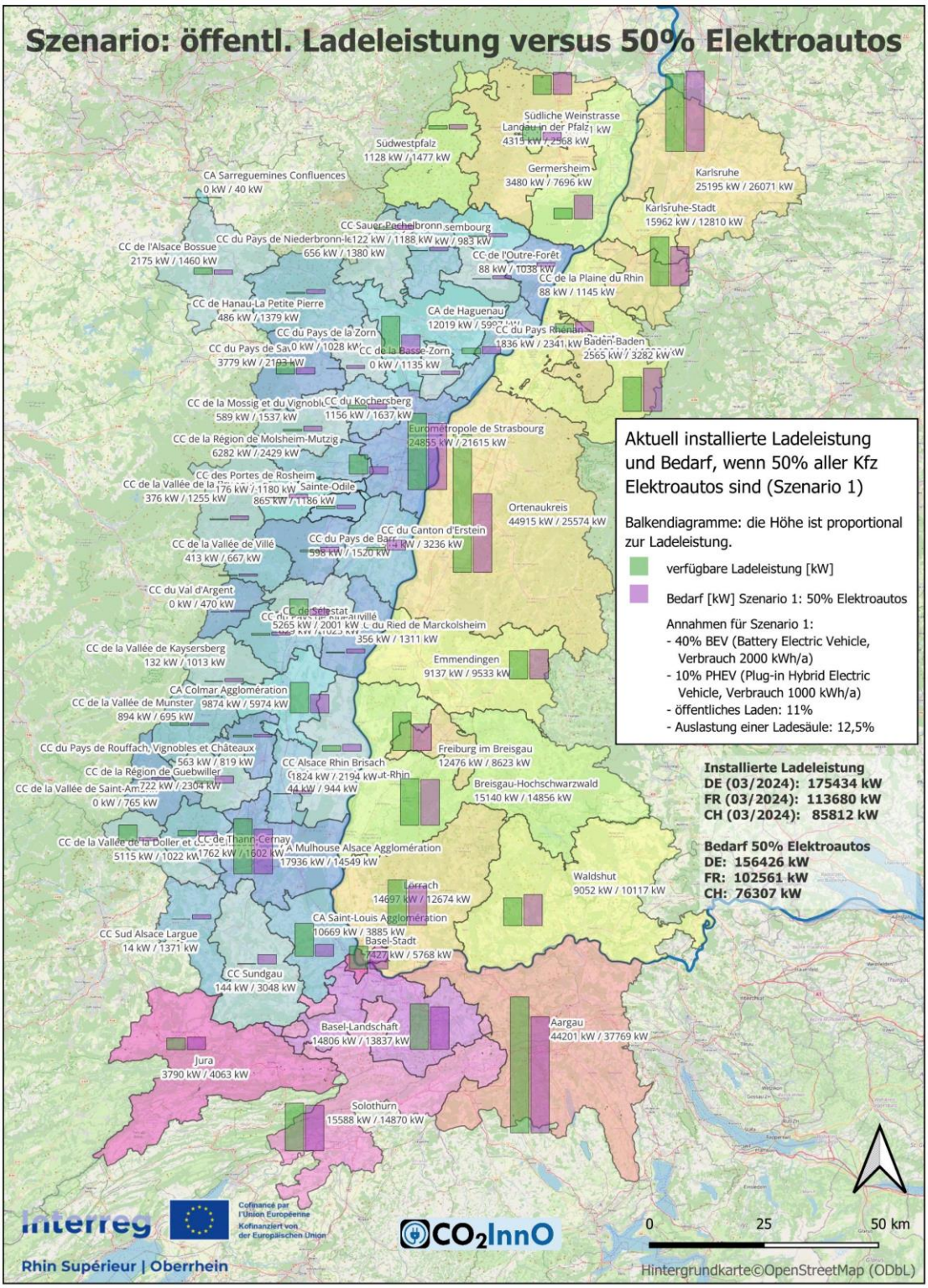


Abbildung III-12: GIS Karte: Szenario 50% EVs: Ladebedarf vs. verfügbare Ladeinfrastruktur in DE/FR/CH am Oberrhein

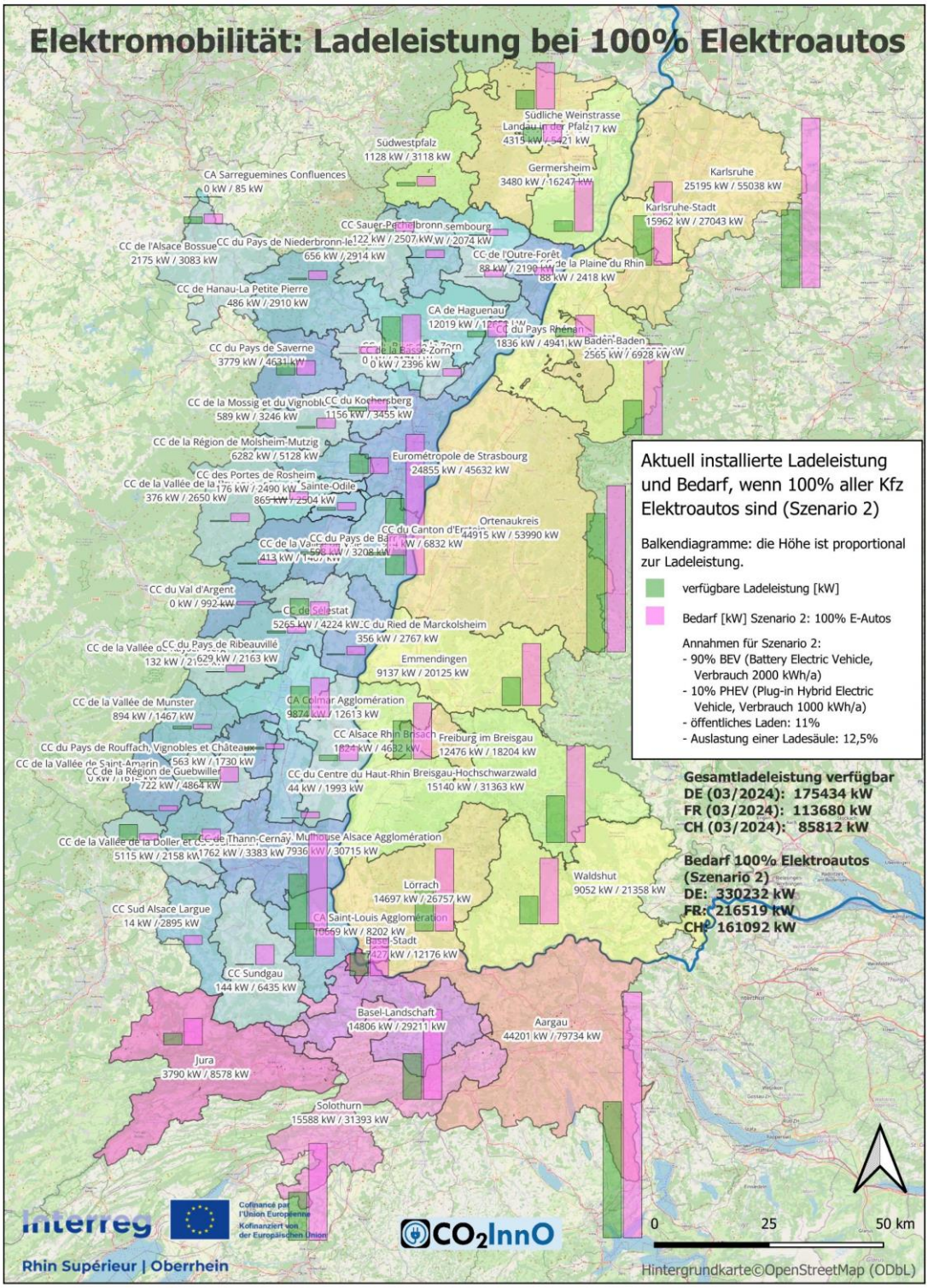


Abbildung III-13: GIS Karte: Szenario 100% EVs: Ladebedarf vs. verfügbare Ladeinfrastruktur in DE/FR/CH

III.2.7. **Elektrifizierung von Tankstellen**

Tankstellen gelten als potenzielle Ladehubs[6] der Zukunft. Zur Analyse wurden OSM-Daten zu Tankstellen mit den Ladepunkten aus den Regierungsdaten kombiniert. Durch eine Proximitätsanalyse (50-Meter-Radius) konnten Ladepunkte zugeordnet werden.

Im Oberrheingebiet existieren 1.536 Tankstellen, von denen 130 auch Ladeinfrastruktur besitzen. Trotz des geringen Anteils (<10 %) zeichnen sich diese durch eine hohe durchschnittliche Ladeleistung (460 kW) aus.

Die GIS-Karte in Abbildung III-14 gibt einen Überblick über die im Oberrheingebiet vorhan-denen Tankstellen. Zur besseren Differenzierung zwischen klassischen und mit Ladesäulen ausgestatteten Tankstellen wurden die elektrifizierten Tankstellen abgestuft nach verfügbarer Ladeleistung farblich gekennzeichnet. Die Darstellung unterscheidet zwischen:

- grauen Punkten: klassische Tankstellen für fossile Kraftstoffe
- blauen Punkten: Wasserstofftankstellen
- rötlichen Punkten: elektrifizierte Tankstellen mit Ladesäulen

  Die rötlichen Farbnuancen zeigen die Ladeleistung
  - orange/hellrot = <150 kW
  - rot = 150 bis 400 kW
  - pink = >400 kW.

In städtischen Gebieten ist die Anzahl der Tankstellen erwartungsgemäß hoch, auch im Kanton Aargau ist eine bemerkenswert hohe Dichte an Tankstellen vorhanden. Auffällig ist auch die höhere Dichte an elektrifizierten Tankstellen zwischen Straßburg und Freiburg, insbesondere in der Region um Herbolzheim, Ringsheim und Orschweier, wo sich der Europapark Rust befindet.

Insgesamt kann man davon ausgehen, dass die Verteilung von Tankstellen marktgetrieben ist. Dort, wo es eine hohe Nachfrage gibt, gibt es auch viele Tankstellen. Für die Elektrifizierung der Fahrzeugflotte hat man somit bereits eine erste Orientierung für die Nachfrage nach Ladestationen für Elektroautos. Die Integration von Ladepunkten an Tankstellen steht im Einklang mit AFIR-Vorgaben und nationalen Gesetzen, die Betreiber zur Nachrüstung verpflichten. Derzeit ist gesetzlich vorgesehen, dass Unternehmen mit mindestens 200 Tankstellen ab dem 1. Januar 2028 grundsätzlich an jeder Tankstelle mindestens einen öffentlich zugänglichen Schnellladepunkt mit einer Leistung von mindestens 150 kW betreiben müssen.

[6] zentrale, öffentlich zugängliche Einrichtungen zum Laden von mehreren Elektrofahrzeugen

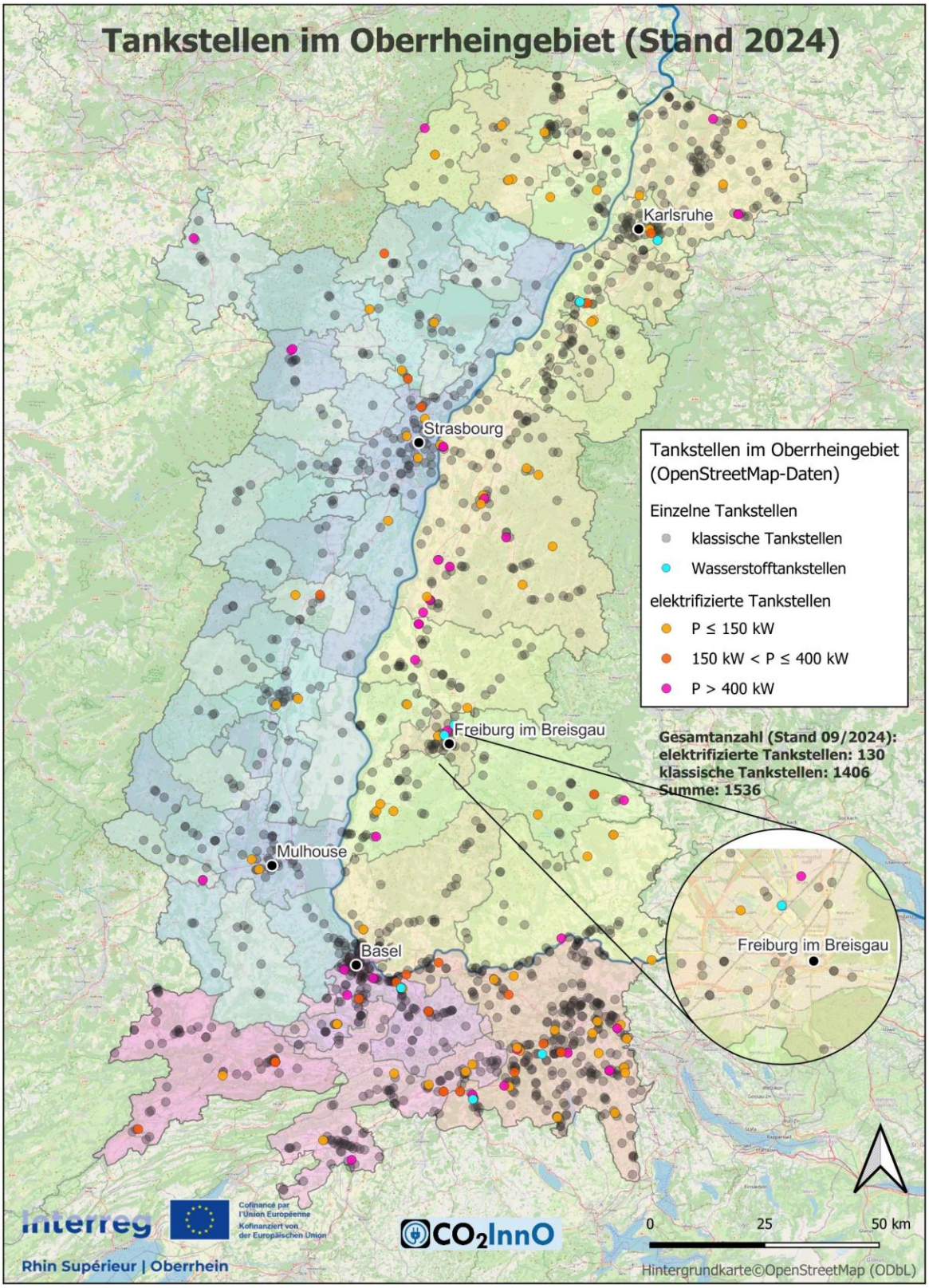


Abbildung III-14: GIS Karte: Tankstellen mit & ohne Ladeinfrastruktur im Oberrheingebiet

III.2.8. Vehicle-to-Grid (V2G) als Schlüsselkomponente der Energiewende: Eine kritische Analyse von Potenzialen, Herausforderungen und Handlungsfeldern

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer dekarbonisierten, dezentralen und digitalisierten Struktur stellt eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Im Zuge des Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Windkraft gewinnt die Bereitstellung von Flexibilität zur Gewährleistung der Netzstabilität entscheidend an Bedeutung. Vehicle-to-Grid (V2G) – die Technologie zur bidirektionalen Energieübertragung zwischen Elektrofahrzeugen und dem Stromnetz – rückt hierbei zunehmend in den Fokus von Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Elektrofahrzeuge werden nicht mehr nur als Verbraucher, sondern als aktive, dezentrale Speichereinheiten konzipiert, die zur Stabilisierung des Netzes beitragen können.

III.2.8.1. Potenziale von Vehicle-to-Grid

V2G birgt das Potenzial, die Sektoren Energie und Mobilität intelligent zu koppeln und erhebliche Synergien zu heben. Die Analyse dieser Potenziale erfordert eine mehrdimensionale Betrachtung, die technologische, ökonomische und ökologische Aspekte umfasst.

Technologische Reife und Beitrag zur Netzstabilität

Die Grundaussage, dass die Technologie zur bidirektionalen Ladung „technisch bereits verfügbar“ ist, kann bestätigt werden, bedarf jedoch einer Differenzierung. Während die grundlegenden leistungselektronischen Komponenten in Ladestationen und Fahrzeugen existieren, ist die breite Marktverfügbarkeit serienmäßiger V2G-fähiger Fahrzeuge und privater Ladepunkte (z.B. Wallboxen) noch limitiert. Modelle wie der Nissan Leaf oder der Ford F-150 Lightning unterstützen die Technologie, doch die Mehrheit der E-Fahrzeuge ist aktuell auf unidirektionales Laden beschränkt. Die Standardisierung der Kommunikationsprotokolle, insbesondere der Norm ISO 15118-20 (Straßenfahrzeuge - Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation), ist ein entscheidender Faktor, der die Interoperabilität zwischen Fahrzeugen, Ladesäulen und dem Backendsystem der Energieversorger sicherstellt und erst die Grundlage für eine Skalierung schafft (Yu et al., 2022).

Eine grundlegende Prämisse des V2G-Konzepts ist die hohe Standzeit von Fahrzeugen. Die oft zitierte Studie von Kempton & Tomić (2005) belegt, dass Pkw bis zu 95 % ihrer Zeit geparkt sind. Trotz sich verändernder Mobilitätsmuster besteht somit ein großes Zeitfenster, in dem Fahrzeuge Netzdienstleistungen erbringen könnten.

In dieser Zeit können V2G-fähige Fahrzeuge quantifizierbar zur Netzstabilisierung beitragen. Ihre primäre Funktion ist die Bereitstellung von Flexibilität. Dies umfasst mehrere Anwendungsfälle:

- **Frequenzregulierung (Primär- und Sekundärregelleistung):** Durch extrem schnelle Reaktionszeiten können Fahrzeugbatterien kurzfristige Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen und so die Netzfrequenz im Sollbereich von 50 Hz halten (Han et al., 2010).
- **Spannungsregelung:** In Stromnetzen sorgt Blindleistung für die richtige **Höhe** der Netzspannung. Blindleistung ist der Teil elektrischer Energie, der nicht direkt als Nutzenergie (Wirkleistung) verbraucht wird, sondern dazu dient, elektromagnetische Felder aufzubauen, die z.B. für Motoren oder Transformatoren benötigt werden. Durch die Bereitstellung von Blindleistung können E-Fahrzeuge zur lokalen Spannungshaltung in Verteilnetzen beitragen, was insbesondere bei hoher Einspeisung durch dezentrale PV-Anlagen relevant wird (Wang et al., 2021).
- **Lastverschiebung und Spitzenlastkappung (Peak Shaving):** Elektrofahrzeuge können dann laden, wenn der Strompreis niedrig ist (z.B. nachts oder bei hoher PV-Produktion). Bei hoher Netzlast und hohen Preisen können sie gespeicherte Energie zurück ins Stromnetz speisen. Dies kann den Bedarf an teuren und oft fossil betriebenen Spitzenlastkraftwerken reduzieren und somit die Netzausbaukosten senken. Eine Studie prognostiziert, dass die Spitzenlasten durch diese Maßnahmen um bis zu 6% reduziert werden können (Agora Energiewende, 2023).

Die im Ausgangstext erwähnte Synergie mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ist plausibel: Während KWK-Anlagen eine grundlastfähige und wärmegeführte Energiequelle darstellen, kann V2G die kurzfristig benötigte volatile Flexibilität bereitstellen, um das Gesamtsystem zu optimieren.

Ökonomisches und ökologisches Potenzial

Die quantitativen Angaben zum Potenzial von V2G sind ambitioniert, finden sich jedoch in der Literatur wieder. Eine viel zitierte Studie von DNV (*Det Norske Veritas - The Norwegian Truth*) für den Übertragungsnetzbetreiber TenneT prognostiziert für 2040 jährliche Einsparungen im Energiesystem von bis zu 22,2 Milliarden Euro in einem optimistischen Szenario für Europa. Diese Summe resultiert primär aus vermiedenen Netzausbaukosten, geringeren Kosten für Regelleistung und einem effizienteren Einsatz von Erneuerbaren (DNV, 2022). Die damit einhergehende Verringerung des Bedarfs an stationären Batteriespeichern um bis zu 92 % unterstreicht das Potenzial von V2G, teure Redundanzen im Speichermarkt zu vermeiden. Die theoretische Speicherkapazität der europäischen EV-Flotte könnte laut derselben Studie bis 2040 tatsächlich 114 TWh erreichen, was die dezentrale Speicherkapazität massiv erhöhen würde.

Ökologisch ermöglicht V2G eine deutlich bessere Integration erneuerbarer Energien. Durch

intelligentes Laden wird Strom dann verbraucht, wenn er im Überfluss vorhanden ist (z.B. mittags bei starker Sonneneinstrahlung). Die Rückspeisung kann Verbrauchsspitzen am Abend decken und so den Einsatz fossiler Kraftwerke reduzieren. Studien legen nahe, dass die installierbare PV-Leistung bei einem V2G-Szenario um bis zu 40 % erhöht werden kann, ohne das Netz zu überlasten (Agora Energiewende, 2023).

Für Endverbraucher entstehen ebenfalls signifikante Vorteile. Die Angabe einer möglichen Einsparung von bis zu 52 % der jährlichen Stromkosten findet sich in Studien wie der von Yao et al. (2022), die spezifische Markt- und Nutzungskontexte analysieren. Solche Einsparungen sind stark abhängig von der Preisspreizung dynamischer Stromtarife, dem individuellen Fahrprofil und den regulatorischen Rahmenbedingungen (z.B. anfallende Gebühren). Zudem entstehen durch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen über Aggregatoren neue Geschäftsmodelle, die Fahrzeugbesitzern zusätzliche Einnahmequellen erschließen können.

III.2.8.2. Implementierungshemmnisse und Herausforderungen

Trotz des enormen Potenzials stehen einer breiten Implementierung von V2G substanzielle Hürden im Weg, die regulatorischer, technischer, wirtschaftlicher und sozialer Natur sind.

III.2.8.2.1. Regulatorische und rechtliche Rahmenbedingungen

Der rechtliche Rahmen in Deutschland und der EU ist in Bewegung, aber noch lückenhaft. Ein zentrales Hemmnis war die finanziell **doppelte Belastung mit Netzentgelten, Steuern und Abgaben** auf zwischengespeicherten Strom. Der zurückgespeiste Strom wurde wie Endverbraucherstrom behandelt, was die Wirtschaftlichkeit von V2G zunichte machte. Durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), insbesondere § 14a, der Verteilnetzbetreiber zu umfassender Netzsicherheit, Berichtspflichten und Zusammenarbeit – insbesondere im Kontext moderner Anforderungen wie E-Mobilität, Stromspeicherung und kommunaler Infrastruktur verpflichtet, werden mobile Speicher ab 2025 von den Netzentgelten für die Rückspeisung befreit, was eine entscheidende Verbesserung darstellt (BNetzA, 2023).

Dennoch fehlen weiterhin **harmonisierte technische Standards und Kommunikationsprotokolle** auf europäischer Ebene. Die bereits erwähnte ISO 15118-20 ist zwar ein Meilenstein, ihre Implementierung in Fahrzeugen und Ladeinfrastruktur muss jedoch flächendeckend erfolgen. Ebenso sind zentrale **steuerrechtliche Fragen** ungeklärt, etwa wie Einnahmen aus V2G-Dienstleistungen zu behandeln sind. Diese Unsicherheit hemmt die Entwicklung von Geschäftsmodellen.

Die EU-Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) schreibt ab 2027 tatsächlich **bidirektionale Kommunikationsfähigkeiten** für neue öffentliche Ladeinfrastruktur vor, was einen wichtigen Impuls darstellt. Dies ist jedoch nicht gleichbedeutend mit einer verpflichtenden V2G-Funktionalität, die auch die leistungselektronische Fähigkeit zur Rückspeisung umfasst.

III.2.8.2.2. Infrastrukturelle und technische Herausforderungen

Der **stockende Smart-Meter-Rollout** in Deutschland ist eine wesentliche infrastrukturelle Bremse. Intelligente Messsysteme sind die Voraussetzung für die Abrechnung dynamischer Stromtarife und die Steuerung von Ladevorgängen in Echtzeit. Das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ soll den Rollout beschleunigen, doch die Umsetzung bleibt eine Herausforderung.

Die **Kosten für bidirektionale Wallboxen** sind aktuell noch signifikant höher als für unidirektionale Modelle (oft um den Faktor 2-3), was die Investitionsbereitschaft von Privatkunden dämpft. Mit steigender Produktion und Standardisierung wird hier eine Kostendegression erwartet.

Ein oft diskutierter Punkt ist die **Auswirkung auf die Batterielebensdauer**. Die zusätzliche Zyklisierung durch V2G führt unweigerlich zu einer beschleunigten Degradation (Alterung) der Batterie. Neuere Studien zeigen jedoch, dass bei intelligentem Batteriemanagement, das den Ladezustand (State of Charge) in einem optimalen Fenster (z.B. 20-80 %) hält und die Zyklenzahl pro Tag begrenzt, die Degradation moderat ausfällt und die ökonomischen Vorteile die Nachteile überwiegen können (Zentralverband Deutsches Kraftfahrzeuggewerbe, 2023). Dennoch führt diese Unsicherheit zu einer **Zurückhaltung der Automobilindustrie**, die Garantien für die Batterielebensdauer aussprechen muss.

III.2.8.2.3. Marktakzeptanz und neue Akteure

Bei den **Verbrauchern** herrscht Skepsis. Die unklare Wirtschaftlichkeit, komplexe Vertragsmodelle mit Aggregatoren und die Sorge um die Batterielebensdauer hemmen die Akzeptanz. Transparente und einfach verständliche Angebote sind hier eine Grundvoraussetzung.

Zusätzlich müssen neue Marktrollen etabliert werden, insbesondere die der **Aggregatoren**. Diese bündeln das Flexibilitätspotenzial tausender einzelner Fahrzeuge zu virtuellen Kraftwerken und vermarkten diese an den Energiemärkten. Ihre Geschäftsmodelle sind entscheidend für die Skalierung von V2G (Solanke et al., 2020). Ein weiterer, oft vernachlässigter Aspekt ist die **Cybersicherheit**. Die Vernetzung von Millionen von Fahrzeugen mit dem kritischen Infrastrukturbereich des Stromnetzes eröffnet neue Angriffsvektoren, die robuste Sicherheitsarchitekturen erfordern.

III.2.8.3. Internationale Perspektive und Ausblick

Ein Blick ins Ausland zeigt, dass Deutschland im Bereich V2G im Vergleich zu Ländern wie **Großbritannien, den Niederlanden oder Frankreich** Nachholbedarf hat. In diesen Ländern gibt es bereits erste kommerzielle V2G-Angebote und eine größere Anzahl an Pilotprojekten, die von einer proaktiven Regulierung flankiert werden. Deutschland beschränkt sich noch weitgehend auf Pilot- und Forschungsprojekte, wie sie auch im **Oberrheingebiet** zu finden sind. Die grenzüberschreitende Dimension ist hierbei besonders relevant, da eine Harmonisierung

der regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen mit Frankreich und der Schweiz essenziell für eine integrierte und effiziente Nutzung von V2G in der Region wäre.
Die im Ausgangstext erwähnten rechtlichen Entwicklungen sind zentrale Wegbereiter. Die Verpflichtung zur Bereitstellung **dynamischer Stromtarife** ab 2025 wird die wirtschaftlichen Anreize für intelligentes Laden und V2G deutlich erhöhen. Die AFIR-Vorgaben werden die technologische Basis in der Ladeinfrastruktur verbreitern.

III.2.8.4. Fazit

Die Analyse bestätigt, dass Vehicle-to-Grid eine Schlüsseltechnologie mit transformativem Potenzial für das Energiesystem ist. Die im Ausgangstext genannten Potenziale zur Kostensenkung, Reduktion von Speicherbedarf und besseren Integration erneuerbarer Energien sind durch wissenschaftliche Studien und Berichte weitgehend gedeckt, wenn auch an anspruchsvolle Szenarien geknüpft. V2G ist mehr als eine technische Option; es ist ein integraler Baustein einer Sektorenkopplung, der die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Energiesektors synergetisch vorantreiben kann.
Die Diskrepanz zwischen diesem Potenzial und der aktuellen Realität in Deutschland ist jedoch erheblich. Die im Text korrekt identifizierten Hürden – regulatorische Unsicherheit, infrastrukturelle Defizite und eine zögerliche Marktakzeptanz – hemmen die Skalierung.
Um das Potenzial von V2G zu heben, ist ein konzertiertes Handeln von Politik, Industrie und Wissenschaft erforderlich. Folgende Handlungsempfehlungen lassen sich ableiten:

1. **Schaffung von Rechts- und Planungssicherheit:** Die Politik muss die verbleibenden regulatorischen Hürden zügig abbauen. Dazu gehört die Klärung steuerrechtlicher Fragen und die Etablierung klarer, europaweit harmonisierter technischer Standards für die Kommunikation und Sicherheit. Die jüngsten Anpassungen im EnWG sind ein Schritt in die richtige Richtung, dem weitere folgen müssen.
2. **Beschleunigung des Infrastrukturaufbaus:** Der Rollout von intelligenten Messsystemen muss mit höchster Priorität vorangetrieben werden. Gleichzeitig sollten gezielte Anreize (z.B. über die KfW) für die Anschaffung von bidirektionalen Wallboxen geschaffen werden, um die anfänglichen Mehrkosten zu überbrücken und einen Massenmarkt zu stimulieren.
3. **Förderung von Akzeptanz und Geschäftsmodellen:** Es bedarf transparenter Informationen für Verbraucher über die Vorteile und Risiken von V2G, insbesondere bezüglich der Batterielebensdauer. Automobilhersteller sind gefordert, klare Garantiebedingungen für den V2G-Betrieb zu definieren. Die Entwicklung innovativer und kundenfreundlicher Geschäftsmodelle durch Aggregatoren und Energieversorger muss unterstützt werden.
4. **Stärkung von Forschung und grenzüberschreitender Kooperation:** Pilotpro-

jekte, insbesondere in Grenzregionen wie dem Oberrhein, müssen weiterhin gefördert werden, um praktische Erfahrungen zu sammeln und die grenzüberschreitende Interoperabilität zu testen und zu validieren.

5. Nur durch ein proaktives und koordiniertes Vorgehen kann die nahtlose Integration von Millionen von Elektrofahrzeugen als aktive Elemente ins Energiesystem gelingen. V2G ist keine ferne Vision mehr, sondern eine konkrete technologische Lösung, deren Aktivierung entscheidend dafür sein wird, die Energiewende kosteneffizient, sicher und nachhaltig zu gestalten.

III.3. Herausforderungen

Die Forschung zur Elektromobilität hat einige Unwegsamkeiten mit sich gebracht. Die erste große Herausforderung war, dass zurzeit kein flächendeckend einsetzbares V2G System existiert, sodass die Kombination dieser Technologie mit dezentralen BHKW-Netzen nur prospektiv analysiert werden konnte.

Des Weiteren hat sich die uneinheitliche Erfassung und Benennung von Ladeinfrastruktur innerhalb der EU und der Schweiz als problematisch erwiesen. Alle drei Länder benutzen unterschiedliche Systematiken, um Ladeinfrastruktur zu erfassen und veröffentlichen die Daten auch in sehr unterschiedlichen Formaten, was die Neuauflage von länderübergreifenden Karten und Analysen deutlich erschwert. Insbesondere die deutschen Daten mussten umfänglich aufbereitet werden, da in den Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur bis zu vier Ladepunkte am gleichen Standort in einem Eintrag zusammengefasst wurden. Um einen Vergleich mit Frankreich und der Schweiz auf Ladepunktebene überhaupt möglich zu machen, musste der Datensatz umstrukturiert werden. Zudem werden die Daten zu unterschiedlichen Stichtagen veröffentlicht. Diese Feststellungen treffen auch auf alle anderen herangezogenen Regierungsdaten, wie die Anzahl der PKW oder der BewohnerInnen von Gemeinden, zu. Dadurch wurde eine umfängliche Vereinheitlichung und Aufbereitung der Daten für die Oberrheinregion notwendig, um eine vergleichbare Datenbasis aufzubauen. Was aber deutlich problematischer ist, ist die Tatsache, dass die von der EU in der AFIR für die Ladeinfrastruktur vorgeschriebene EVSEID[7] (Electric Vehicle Supply Equipment ID) nicht immer (korrekt) als Identifizierungsmerkmal benutzt wird. In den deutschen Datensätzen sind diese gar nicht vorhanden, Ladepunkte werden durch eine separate ID gekennzeichnet, die nicht dem Standard entspricht. Der französische Datensatz wiederum sieht diese EVSEID zwar vor, sie wird aber nicht immer korrekt erfasst, wodurch eine sehr durchmischte Benennung ohne klaren Standard entsteht.

Die größte Herausforderung war uneinheitliche Standards bei der Datenerfassung und -verarbeitung. Um vergleichbare Analysen auch zukünftig zu ermöglichen, sollte ein gemeinsamer Standard etabliert werden.

[7] Artikel 5 sowie Anhang II der Verordnung (EU) 2023/1804 (AFIR)

Abgesehen von diesen Herausforderungen in der Aufbereitung der Daten gab es keine nennenswerten Schwierigkeiten, die zu einer Abweichung des Projekts geführt haben.

III.4. Ausblick

Die hier vorgestellte Forschung bietet einen Einblick in die aktuelle Entwicklung der nachhaltigen Mobilität im Oberrheingebiet und den prospektiven Schritten, die zu einer weitgehenden Dekarbonisierung des Sektors nötig sind. Die Forschenden haben über die Projektdauer einige Forschungsfelder identifiziert, die in Zukunft genauer betrachtet werden sollten und den Inhalt weiterer Forschung bilden könnten. Insbesondere die grenzüberschreitende Elektromobilität sticht als interessantes Feld hervor. Die Infrastruktur auf beiden Seiten des Rheins wurde zwar untersucht, aber das grenzüberschreitende Nutzungsverhalten der BewohnerInnen, bzw. die de facto Nutzung der Infrastruktur über Grenzen hinweg ist ebenfalls höchst interessant. Grenzüberschreitendes Carsharing ist hierbei ein nennenswertes Beispiel, das im Rahmen der rechtlichen Analyse auffällig wurde, da es keine einheitliche Regelung zu solch einem Fall gibt. Die Untersuchung von Vehicle-to-Grid-Technologien ist von sehr hohem Interesse, insbesondere in der Zukunft, wenn die Elektrifizierung des Mobilitätssektors voranschreitet. Dieser Verknüpfungspunkt zum Netz sollte weiter untersucht werden. Das verfügbare Energiespeicherungspotenzial sollte beziffert werden, um konkrete Anwendungsfälle und die Nutzbarkeit zu evaluieren.

III.5. Beitrag zur Roadmap

Die nachhaltige Mobilität im Oberrheingebiet ist enorm wichtig für die Transformation der Region zu einer klimaneutralen Innovationsregion. Durch emissionsarme Mobilität lassen sich nicht nur Treibhausgasemissionen reduzieren und die Luftqualität verbessern, sondern sie trägt auch dazu bei, ein resilienteres Energienetz aufzubauen. Elektrofahrzeuge können durch smartes Management zur besseren Nutzung von erneuerbaren Energien beitragen und im Idealfall als Speicher dienen, die in der Lage sind, die gespeicherte Energie wieder zurückzuspeisen. Dadurch können sie ein wesentlicher Bestandteil von dezentralen Smart Grids werden, die auf Pufferspeicher angewiesen sind, um Fluktuationen auszugleichen.

Um diese Ziele zu erreichen, sind jedoch noch einige wesentliche Schritte erforderlich. Zunächst müssen mehr Elektrofahrzeuge konventionelle Verbrenner ersetzen, damit nennenswerte Speicherkapazitäten entstehen und Emissionen reduziert werden können. Die Ladeinfrastruktur ist dank des raschen Ausbaus aktuell so gut ausgebaut, dass mehr Fahrzeuge unterstützt werden, als aktuell auf den Straßen sind. Aus diesem Grund sollte ein höherer Anteil von Elektrofahrzeugen an der Gesamtflotte angestrebt werden. Das bedeutet aber nicht, dass der Infrastrukturausbau stagnieren darf, denn auch Ladepunkte müssen stetig vermehrt werden. Darüber hinaus ist es auch wichtig, dass Vehicle-to-Grid-Technologien weiter erforscht

und nutzbar gemacht werden, damit ein netzdienlicher Einsatz der Elektromobilität möglich gemacht werden kann. Die Nutzung solcher Technologien beschränkt sich in Europa meist auf Forschungs- oder Pilotprojekte, muss aber auch in einem größeren Maße Anwendung finden, damit die nötigen Speicherkapazitäten abrufbar gemacht werden können. Ein System, in dem Privatfahrzeuge Teil der Netzversorgung sind, bringt in der Folge eigene Herausforderungen mit sich, nicht nur technischer Art, sondern auch, was das NutzerInnenentgelt und Datenschutz angeht. Ferner muss man auch bedenken, dass durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zu einem größeren Bestandteil der Energieversorgung dann auch wegen deren Volatilität und Abhängigkeit von Wetterbedingungen der Ausbau von effizienten und kostengünstigen Energiespeichern oder der Ausbau der Grundlastversorgung erforderlich wird. In Frankreich wird hierbei auf Kernkraft gesetzt, während Deutschland sich dieser entsagt hat und schon jetzt mit Dunkelflauten zu kämpfen hat (euronews, 2024). Die aktuell angestrebte Installation neuer Gaskraftwerke als *Backup-Lösung* könnte langfristig eine Option darstellen. Diese ist aber nur dann klimafreundlich, wenn, wie in diesem Projekt im Fokus, die Kraftwerke *H2-ready* sind (Staatsanzeiger, 2025).

Das Blockheizkraftwerk-Konzept könnte somit ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung in Europa werden und gemeinsam mit anderen Emissionseinsparungen, wie der Elektromobilität im Individualverkehr und Wasserstoff im Schwerlastverkehr, zur Transformation beitragen.

IV. Bericht Arbeitspaket Nr. 4 Rechtlich-administrative Begleitanalyse

Mitglieder:

Prof. Dr. Michael Frey, Mag. rer. publ., Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Bénédicte Laroze, LL.M., Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Philipp Boetzelen, Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Cofinancé par l'Union Européenne

Kofinanziert von der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

IV.1. Hintergrund und Zielsetzung

Das Projekt CO2InnO verfolgt das Ziel, Lösungsansätze zur Erreichung der Klimaneutralität am Oberrhein zu erforschen – mit einem besonderen Fokus auf die Transformation der Wärme- und Energieversorgung. Das von der Hochschule Karlsruhe untersuchte wasserstoffbetriebene Blockheizkraftwerk (BHKW) stellt eine alternative Heiztechnologie dar, da es auf eine nicht-fossile Energiequelle zurückgreift. Die Untersuchung der Umsetzbarkeit eines solchen BHKW auf kommunaler Ebene als Bestandteil der kommunalen Wärmeplanung ist Teil eines übergreifenden Konzepts der sektorenübergreifenden Integration, dessen weitere Komponenten von anderen Projektpartnern bearbeitet werden.

Die Umsetzung eines wasserstoffbetriebenen BHKW erfordert zwangsläufig auch die Wasserstoffproduktion – sei es durch die Nutzung von Strom aus Kernkraftwerken (die Kernenergie macht 72 % der Primärstromerzeugung in Frankreich aus (Ministère Territoires Ecologie Logement, 2024) oder durch den Ausbau erneuerbarer Energien. Parallel dazu steigt der Strombedarf stetig, bedingt durch die fortschreitende Elektrifizierung und den hohen Energieaufwand für die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse.

Um eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten, Netzüberlastungen zu vermeiden und Versorgungslücken vorzubeugen, ist ein intelligentes Netzmanagement unerlässlich. Die Nutzung von Smart Metern ist dabei ein zentraler Baustein. Ein intelligentes Energiemanagement unterstützt zudem die sektorenübergreifende Integration und fördert den Ausbau der Elektromobilität, welche wiederum eine weitreichende Ladeinfrastruktur voraussetzt.

Die Energie- und Klimawende ist ein hochpolitisches und gesellschaftlich sensibles Thema – die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger ist ein Schlüsselfaktor für die gesellschaftliche Akzeptanz und damit für den Erfolg entsprechender Projekte. Während diese Aspekte von anderen Projektpartnern untersucht wurden, richtete die Universität Kehl ihren Fokus auf die rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen.

Dank der Beteiligung der Stadt Offenburg und der Nutzung ihrer Datenbasis konnte das Projekt eine praxisnahe Verankerung gewinnen, um das Umsetzungspotenzial möglichst realitätsnah zu testen. Da das Projekt explizit grenzüberschreitend wirken und die deutsch-französische Zusammenarbeit stärken soll, berücksichtigen alle Projektpartner transnationale Aspekte und nationale Unterschiede.

Die Neuartigkeit der eingesetzten Technologien macht es erforderlich, deren rechtliche Rahmenbedingungen und Umsetzungsmöglichkeiten zu klären – dieser Aspekt wird in einer juristisch-administrativen Begleitstudie bearbeitet. Ziel ist es, nicht nur das jeweils geltende Recht zu identifizieren, sondern auch mögliche rechtliche Hürden aufzuzeigen, die sich aus dem Innovationscharakter der Technologien ergeben. Die grenzüberschreitende Ausrichtung des Projekts erlaubt den Vergleich nationaler Lösungsansätze, bringt aber auch Herausforderun-

gen mit sich, da nationale Unterschiede die Energiekooperation erschweren können. Deutschland und Frankreich sind beide Mitgliedstaaten der EU und müssen daher die EU-Energiepolitik in nationales Recht und in ihre Planungsmaßnahmen integrieren. Die EU entwickelt sich zunehmend zum „Quasi-Gesetzgeber“ im Energiesektor und beeinflusst das deutsche Energierecht maßgeblich (Danner und Kühling, 2024). Diese Aussage gilt gleichermaßen für das französische Energierecht.

Die Umsetzung der EU-Energiepolitik durch die Mitgliedstaaten ist zwar weitgehend homogen, insbesondere hinsichtlich Governance, Planung und der Umsetzung von Marktvorgaben sowie EU-Zielen (Tesson, 2024). Dennoch bleibt den Staaten ein signifikanter Handlungsspielraum, insbesondere bei der Organisation von Regulierung und Versorgungssicherheit, um nationale Besonderheiten zu berücksichtigen (Tesson, 2024). Auch die Wahl der Energiequellen, deren Produktionsformen sowie staatliche Förderinstrumente können sich zwischen den Mitgliedstaaten unterscheiden, ohne gegen EU-Recht zu verstoßen (Tesson, 2024). Die Entscheidung, ob Kernenergie zur Stromerzeugung genutzt wird, obliegt daher allein den Mitgliedstaaten (Lamoureux, 2022). In dieser Frage unterscheiden sich Frankreich und Deutschland besonders stark – eine Differenz, die auch das Projekt beeinflusst, da Wasserstoff je nach Herstellungsweise unterschiedlich klassifiziert wird und nicht einheitlich gesetzlich geregelt ist.

Das Arbeitspaket der Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl befasste sich daher mit der rechtlichen Bewertung der verschiedenen Projektaspekte. Der Bau eines wasserstoffbetriebenen BHKW wirft sowohl in Deutschland als auch in Frankreich Fragen hinsichtlich Raumordnung, Bauleitplanung und Genehmigungsrecht auf. Da viele dieser Fragen neuartig sind, stellen sie für die zuständigen Entscheidungsträger eine große Herausforderung dar. Die EU-Maßnahmen verstärken zunehmend die Rolle der lokalen Ebene in der Energiewende, etwa durch deren Zuständigkeit für die Genehmigung erforderlicher Infrastrukturen (z. B. Flächenausweisung für erneuerbare Energien, Ladesäulen, Mobilitäts- oder Wärmeplanung, finanzielle Bürgerbeteiligung) und machen sie damit zu einem zentralen Akteur der Umsetzung (Müller, Laroze und Frey, 2024). Auch die Klassifikation und der Handel von Wasserstoff mussten untersucht werden. Aus Sicht der Bürgerbeteiligung ist die lokale Ebene von zentraler Bedeutung, um eine Mitwirkung der Bevölkerung zu ermöglichen und somit die gesellschaftliche Akzeptanz zu fördern. Da das Projekt auf sektorübergreifende Integration abzielt, befasste sich die Hochschule Kehl auch mit den rechtlichen Aspekten dieser Integration, insbesondere im Hinblick auf Smart Meter und Energiespeicher. Die zunehmende Zahl an Cyberangriffen auf Energieinfrastrukturen verdeutlicht die Sensibilität dieses Bereichs, der stark von europäischen Vorschriften beeinflusst wird.

Die Grundlage dieser Forschung bildet die Analyse der Umsetzung von EU-Recht im Bereich der Energiepolitik in Frankreich und Deutschland. Diese Implementierung stellt nicht nur eine juristische Herausforderung dar, da sie umfangreiche Anpassungen an das jeweilige nationale

Rechtssystem erfordert, sondern wird auch maßgeblich von strategischen energiepolitischen Entscheidungen beider Länder beeinflusst. Insbesondere die unterschiedliche Haltung gegenüber der Nutzung von Kernenergie hat wesentliche Implikationen für die nationale Ausgestaltung der Klimaschutzmaßnahmen. Während Deutschland im Rahmen seiner Wasserstoffstrategie einen klaren Fokus auf die Produktion und den Import von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen legt, verfolgt Frankreich eine Strategie, die verstärkt auf kohlenstoffarmen Wasserstoff setzt – unter Einbeziehung von Kernenergie als emissionsarmer Energiequelle. Diese divergierenden Ansätze spiegeln die grundlegenden energiepolitischen Prioritäten der beiden Staaten wider und beeinflussen maßgeblich die praktische Umsetzung europäischer Klimaziele auf nationaler Ebene.
Ziel des Arbeitspakets war es daher, das anwendbare Recht zu Wasserstoff und einem BHKW in Frankreich und Deutschland in vergleichender und verständlicher Weise darzustellen – unter Einbezug der Themen Cybersicherheit, Bürgerbeteiligung und sektorübergreifende Integration –, um mögliche gesetzliche Hürden bei der Umsetzung neuer Technologien zu identifizieren und zu überwinden.

IV.2. Methoden und Material

Die Arbeit folgt einem rechtswissenschaftlichen sowie interdisziplinären Ansatz. Ziel war es, die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen zur Energiewende und Wasserstoffpolitik auf europäischer, deutscher und französischer Ebene zu identifizieren, systematisch zu analysieren und vergleichend zu bewerten. Methodisch wurde eine klassische juristische Auslegungsmethodik angewendet, ergänzt um rechtsvergleichende Analyse sowie Elemente der Politikanalyse.

IV.3. Verwendete Methoden

IV.3.1. Juristische Auslegungsmethoden

Zur Analyse gesetzlicher Regelungen sowie anderer normativer Texte wie Richtlinien und Verordnungen wurden anerkannte juristische Auslegungsmethoden herangezogen. Im Einzelnen kamen die Auslegung nach dem Wortlaut, die systematische Auslegung im Kontext des Gesamtrechts, die historische Auslegung unter Berücksichtigung der Entstehungsgeschichte sowie die teleologische Auslegung, welche den Sinn und Zweck der Norm in den Vordergrund stellt, zum Einsatz. Durch diese methodische Herangehensweise konnte die genaue Bedeutung und Tragweite der jeweiligen rechtlichen Regelungen präzise erfasst werden.

IV.3.2. Rechtsvergleichung

Ein zentrales methodisches Element der Untersuchung war die vergleichende Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland und Frankreich. Dabei wurden insbesondere

die gesetzlichen Grundlagen der jeweiligen Energiepolitik, die verwendeten Planungsinstrumente wie nationale Strategien, die institutionellen Zuständigkeiten sowie die Förder- und Genehmigungsrahmen analysiert. Die Vergleichbarkeit zwischen beiden Rechtssystemen wurde auf Grundlage funktionaler Kriterien hergestellt. Unterschiede in der rechtlichen Struktur, in der Verwaltung sowie in der politischen Steuerung wurden systematisch herausgearbeitet und in ihren jeweiligen Kontext eingeordnet.

IV.3.3. Literaturauswertung

Zur vertieften Auslegung der gesetzlichen Regelungen sowie zur Einordnung in bestehende wissenschaftliche Diskurse wurde einschlägige juristische Fachliteratur herangezogen. Dazu zählen juristische Kommentare, Fachaufsätze sowie Monografien. Diese Quellen ermöglichten nicht nur eine fundierte juristische Analyse, sondern auch die Darstellung verschiedener Meinungsstände und Kontroversen innerhalb der juristischen Fachwelt.

IV.3.4. Analyse politischer und strategischer Dokumente

Ergänzend zur Untersuchung rechtlicher Grundlagen wurden auch relevante politische Programme und Strategiepapiere analysiert. Hierzu zählen beispielsweise Koalitionsverträge auf deutscher Seite, die PPE in Frankreich sowie nationale und europäische Strategien im Bereich Wasserstoff und Mobilität. Die Dokumente wurden systematisch inhaltlich ausgewertet – insbesondere in Bezug auf formulierte Ziele, geplante Maßnahmen, zeitliche Vorgaben und institutionelle Zuständigkeiten. Auf diese Weise konnte nachvollzogen werden, inwiefern rechtliche Regelungen politisch interpretiert, weiterentwickelt oder ergänzt werden.

IV.3.5. Institutionelle Kommunikation und statistische Daten

Zur Ergänzung der Analyse wurden auch Verlautbarungen staatlicher Institutionen, wie etwa von Bundesministerien, der französischen ADEME oder der Europäischen Kommission, ausgewertet. Diese offiziellen Mitteilungen liefern aktuelle Informationen zum Stand der Umsetzung und bieten einen praxisnahen Einblick in den Umgang mit den analysierten rechtlichen Regelungen. Zudem wurden sie zur Aktualisierung und Validierung der rechtlichen Analyse herangezogen, insbesondere durch die Einbindung relevanter statistischer Daten.

IV.4. Quellen und Materialbasis

Die Untersuchung stützt sich auf eine Vielzahl unterschiedlicher Quellenarten. Dazu gehör en primärrechtliche Quellen wie Gesetze, Verordnungen, EU-Richtlinien sowie deren offizielle Begründungen. Ergänzend wurde einschlägige Sekundärliteratur in Form von Fachkommentaren, juristischen Aufsätzen und wissenschaftlichen Studien verwendet. Ein weiterer Bestandteil der Materialbasis sind politische Planungsdokumente wie nationale Strategien, Programme

oder Koalitionsverträge. Zusätzlich wurden offizielle Daten und Statistiken sowie Kommunikationsmaterialien staatlicher Institutionen – darunter Reden, Pressemitteilungen und Berichte – berücksichtigt. Die Auswahl der Quellen erfolgte nach den Kriterien Relevanz, Aktualität und institutionelle Verlässlichkeit.

IV.5. Begründung der Methodenauswahl

Die Kombination der eingesetzten Methoden war notwendig, um die Forschungsfrage umfassend und fundiert bearbeiten zu können. Die juristische Auslegungsmethode gewährleistete eine präzise und differenzierte Analyse des geltenden Rechts. Die rechtsvergleichende Herangehensweise ermöglichte es, systematische Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen den beiden untersuchten Rechtssystemen herauszuarbeiten. Die Einbeziehung politischer Programme erlaubte es darüber hinaus, die praktische Umsetzung sowie die dahinterstehenden Zielsetzungen besser zu verstehen. Schließlich liefert die Auswertung institutioneller Kommunikation aktuelle, praxisnahe Informationen und Einschätzungen, welche die rechtliche Analyse ergänzen und in den gegenwärtigen Kontext einordnen.

IV.6. Besondere Herausforderungen

Im Verlauf der Untersuchung traten mehrere methodische Herausforderungen zutage. So zeigte sich, dass der Zugang zu strategischen Planungsdokumenten in Frankreich teilweise weniger transparent war als in Deutschland, was die Informationsbeschaffung erschwerte. Darüber hinaus führten rechtssystematische Unterschiede zwischen dem zentralistischen Verwaltungsaufbau Frankreichs und dem föderalen System Deutschlands zu methodischen Herausforderungen hinsichtlich der Vergleichbarkeit. Auch sprachliche Aspekte spielten eine Rolle, da viele Dokumente ausschließlich in der jeweiligen Originalsprache vorlagen, was eine sorgfältige und kontextgenaue Übersetzung erforderlich machte. Zudem verliefen die Veröffentlichungen politischer Strategien in den beiden Ländern nicht synchron, wodurch sich zeitliche Diskrepanzen ergaben, die einen unmittelbaren Vergleich einzelner Maßnahmen erschwerten.

IV.7. Ergebnisse

Die juristische und administrative Begleitstudie hat sich im Rahmen des Projektes CO2InnO mit allen Aspekten des Projektes befasst und arbeitspaketübergreifend mit den Partnern zunächst den rechtlichen Rahmen dargestellt und mögliche juristische Herausforderungen beleuchtet. Folgende Ergebnisse wurden dabei erzielt.

IV.7.1. Der Energiesektor und die Klimaneutralität

Der Energiesektor ist für mehr als 75 % der Treibhausgasemissionen in der EU verantwortlich

(Europäische Kommission, n.d.a). Im Jahr 2022 machten die energiebedingten Emissionen etwa 85 % der deutschen Treibhausgasemissionen aus (Umweltbundesamt, 2024). Aufgrund der Nutzung von Atomkraft liegt der Anteil in Frankreich deutlich niedriger: Der Energiesektor war 2023 nur für 9 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich (Ministère Territoires Ecologie Logement, 2024). Die Dekarbonisierung des Energiesektors spielt eine tragende Rolle bei der Erreichung des von der EU festgesetzten Ziels der Klimaneutralität (Art. 2 Abs. 1 des Europäischen Klimagesetzes (EU-Verordnung 2021/1119 vom 30. Juni 2021)).

Als Mitgliedstaaten der EU sind Deutschland und Frankreich verbunden durch die EU- Klimaziele. Die Mitgliedstaaten sind nämlich verpflichtet, EU-Recht umzusetzen und anzuwenden. Verordnungen gelten unmittelbar in allen Mitgliedsstaaten und müssen ohne weitere nationale Umsetzung angewendet werden (Art. 288 Abs. 2 AEUV). Richtlinien hingegen verpflichten die Mitgliedstaaten nur hinsichtlich des Ziels, die konkrete Umsetzung erfolgt durch nationales Recht (Art. 288 Abs. 3 AEUV). Jedoch kann die EU nur dann Rechtsvorschriften erlassen, wenn ihr dies durch die Verträge ausdrücklich erlaubt wird (Art. 5 Abs. 1 EUV). Im Bereich der Energiepolitik teilt sich die EU die Zuständigkeit mit den Mitgliedstaaten (sog. geteilte Zuständigkeit) (Art. 4 Abs. 2 Buchst. i AEUV). Hinsichtlich der erforderlichen Wettbewerbsregeln (Artikel 101–109 AEUV) besitzt die EU eine ausschließliche Zuständigkeit (Khan 2024). Dem Grundsatz des Vorrangs zufolge steht das EU-Recht über dem nationalen Recht der Mitgliedstaaten. Dies wurde durch den Gerichtshof der Europäischen Union bereits im Urteil vom 15. Juli 1964 in der Rechtssache *Flaminio Costa gegen ENEL* bestätigt (EUR-Lex, 2023). Der Vorrang dient dazu, die Funktionsfähigkeit der Union sowie die einheitliche Geltung und Wirksamkeit des Unionsrechts sicherzustellen (Müller, Laroze und Frey, 2024). Konkret bedeutet dies, dass Mitgliedstaaten nationale Vorschriften nicht anwenden dürfen, wenn sie im Widerspruch zu geltendem EU-Recht stehen (Müller, Laroze und Frey, 2024). Auch lokale Behörden sind direkt an die Umsetzung von EU-Recht gebunden. Da sie – ebenso wie die Mitgliedstaaten – Subjekte des EU-Rechts sind, sind sie auch für dessen Anwendung verantwortlich. Es besteht eine unmittelbare Wirkung von Richtlinien gegenüber Verwaltungsbehörden (Urteil des EuGHs vom 22.06.1989, *Fratelli Costanzo SpA gegen Comune di Milano*, Rechtssache 103/88). Dies beschränkt ihre Handlungsautonomie, verdeutlicht jedoch gleichzeitig ihre Schlüsselrolle in der praktischen Umsetzung, insbesondere bei politischen Zielen wie der Energiewende (Müller, Laroze und Frey, 2024). EU-Rechtsakte – etwa Verordnungen zur Energiepolitik – verpflichten lokale Behörden, konkrete Maßnahmen zu ergreifen (Müller, Laroze und Frey, 2024). Trotz der in Art. 4 des Vertrags von Lissabon garantierten verfassungsrechtlichen Autonomie der Mitgliedstaaten bei der territorialen Organisation bleibt der Einfluss des EU-Rechts auf die lokale Ebene erheblich (Geiger und Kirchmaier, 2024). Aufgrund der unterschiedlichen Rechtssysteme – föderal in Deutschland und zentralisiert in

Frankreich – unterscheidet sich die Umsetzung von EU-Rechtsakten in beiden Ländern (Müller, Laroze und Frey, 2024).

IV.7.1.1. Die Sektorenkopplung

Die Dekarbonisierung des Energiesektors erfordert eine zunehmend integrierte Betrachtung seiner verschiedenen Komponenten. Die Integration des Energiesystems, auch als Sektorenkopplung bezeichnet, kann definiert werden als „die energetische Verknüpfung des Elektrizitätssektors mit den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie“ (Brinkschmidt, 2023). In ihrer Mitteilung „Eine europäische Strategie für die Integration des Energiesystems, um eine klimaneutrale Wirtschaft mit Energie zu versorgen“ vom 8. Juli 2020 (COM(2020) 299 final, 8.7.2020) definiert die Europäische Kommission drei zentrale Säulen für die Umsetzung der Sektorenkopplung: erstens eine Steigerung der Energieeffizienz, zweitens die verstärkte Elektrifizierung der Endnutzungssektoren und drittens den verstärkten Einsatz erneuerbarer sowie kohlenstoffarmer Brenn- und Kraftstoffen. Sie betont, dass das integrierte Energiesystem multidirektional ist: vertikal (Produzenten und dezentralisierte Kunden tragen zur Flexibilität und Stabilität des Netzes bei, z. B. durch Vehicle-to-Grid) und horizontal durch die Zunahme des Energieaustauschs zwischen den Sektoren, z. B. durch den Wärmeausgleich in intelligenten Fernwärme- und Kühlnetzwerken (vgl. Abbildung IV-1 unten).

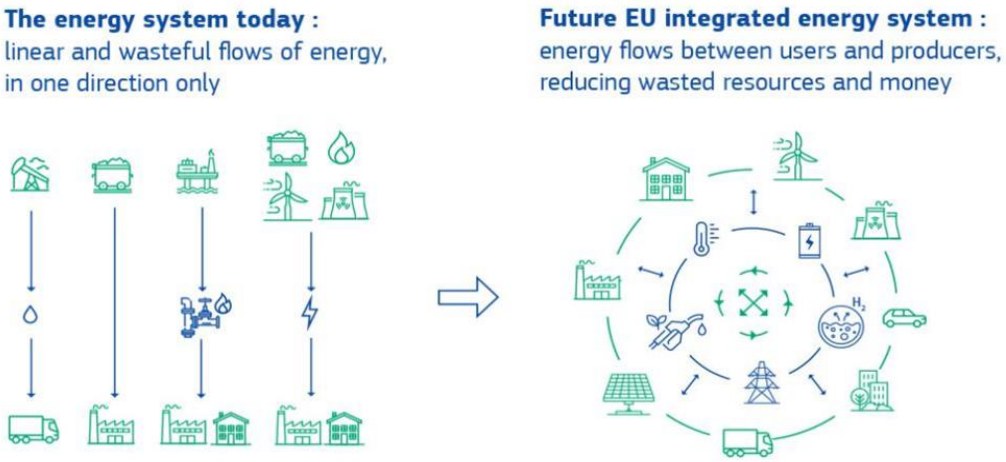


Abbildung IV-1: Vergleich heutiges und künftiges integriertes EU-Energiesystem

IV.7.1.2. Die Sektorenkopplung in Deutschland

Die Sektorenkopplung in Deutschland wird als zentraler Bestandteil der Energiewende betrachtet (DFBEW, 2024). Sie ist eine wichtige Lösung für die Dekarbonisierung und hilft, die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen auszugleichen (Brinkschmidt, 2023). Seit 2016 ist die Sektorenkopplung Teil des Klimaschutzplans 2050, und auch im Koalitionsvertrag der Ampelregierung von 2021 wird sie als wichtige Maßnahme zur Vermeidung der Abschaltung von Erneuerbare-Energien-Anlagen während Engpässen betont.

Die Sektorenkopplung stellt jedoch eine Herausforderung für das Stromnetz dar, da die aktuellen Netzkapazitäten nicht ausreichen, um die geplanten Millionen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zu integrieren (DFBEW, 2024). Die Flexibilität des Netzes muss daher erhöht werden, etwa durch die Anpassung von Ladezeiten für Elektrofahrzeuge oder den Einsatz von Power-to-Gas-Technologien, die überschüssigen Strom in Wasserstoff umwandeln (Brinkschmidt, 2023). Für eine erfolgreiche Integration ist eine Digitalisierung des Energiesystems notwendig, wobei Smart Meter den Informationsaustausch zwischen Netz- und Anlagenbetreibern ermöglichen sollen (Brinkschmidt, 2023). Das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ soll den Einbau von Smart Metern durch Entbürokratisierung und Vereinfachung beschleunigen (BMWK, 2023). Allerdings kommt der Smart-Meter-Rollout in Deutschland trotz finanzieller Förderungen nur schleppend voran (Brinkschmidt, 2023). Im Rahmen eines Deutsch-Französischen Seminars der Partner KIT und UHA wurde diese Tendenz auch festgestellt (Vgl. WP 6).

Für eine effektive Sektorenkopplung wurde der Netzausbau vorausschauend geplant (BDEW, 2024). Das „Osterpaket“ von 2022 sieht eine langfristige Netzausbauplanung vor, die auch die Elektrifizierung des Verkehrs berücksichtigt (BMDV, 2022). Netzbetreiber müssen den Ausbau der Infrastruktur an regionalen Szenarien ausrichten und dabei auch die kommunalen Wärmepläne einbeziehen (DFBEW, 2024). Die Entflechtung der Netzbetreiber aus der Erzeugung und dem Vertrieb von Energie soll Wettbewerb und Transparenz fördern, erschwert jedoch den direkten Betrieb von Sektorenkopplungsanlagen durch Netzbetreiber (Brinkschmidt, 2023).

Im Bereich der E-Mobilität (und somit Dekarbonisierung des Verkehrs) verabschiedete die Bundesregierung 2019 den Masterplan Ladeinfrastruktur, der den Ausbau der Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge koordiniert und 2022 durch den Masterplan Ladeinfrastruktur II weiterentwickelt wurde (BMDV, 2022). Dieser verfolgt eine ressortübergreifende Strategie, um den Aufbau und Betrieb von Ladepunkten zu vereinfachen, Investitionen aus der Privatwirtschaft zu fördern und die Ladeinfrastruktur besser in das Stromsystem zu integrieren (BMDV, 2022). Ein zentrales Ziel ist die enge Verzahnung von Ladeinfrastruktur und Stromnetz (BMDV, 2022). Dabei sollen z. B. bidirektionales Laden und netzstützende Eigenschaften von E-Fahrzeugen frühzeitig eingeplant werden (BMDV, 2022). Wichtig sind auch der Austausch zwischen relevanten Akteuren, bessere Koordination, Skalierbarkeit und die Berücksichtigung spezieller Anforderungen wie Hochleistungsstandorten für schwere Nutzfahrzeuge (BMDV, 2022). Zur Unterstützung dieses Ausbaus liegt aktuell ein Gesetzentwurf zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes vor (BT-Drucksache 20/12774). Dieser soll vor allem die Ausstattung öffentlicher Tankstellen mit Schnellladeinfrastruktur vorantreiben, um Vertrauen in die Elektromobilität zu stärken und das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 zu unter-

stützen (DIP, 2023). Mit der Verabschiedung der Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Alternative Fuels Infrastructure Regulation – kurz AFIR) im Jahr 2023 (Verordnung (EU) 2023/1804 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.09.2023) hat die EU verbindliche Ziele und Anforderungen für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, insbesondere im Bereich der Elektromobilität, festgelegt. Diese Ziele wurden im Rahmen des WP3 näher untersucht. Die Elektromobilität wird im Rahmen der Sektorenkopplung mit Maßnahmen zur Netzflexibilisierung und Netzausbau verknüpft (BMDV, 2022). Dennoch sind weitere gesetzliche Schritte notwendig, und es wird Zeit brauchen, bis die getroffenen Maßnahmen ihre Wirkung entfalten.

Die lokalen Behörden spielen eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der Sektorenkopplung, da sie für die Bauleitplanung, die Ausweisung von Flächen für Erneuerbare-Energie-Anlagen und die Wärmeplanung zuständig sind (Müller, Laroze und Frey, 2023). Auch für den Ausbau der Ladeinfrastruktur und die städtische Mobilität übernehmen sie wichtige Aufgaben. Durch gezielte Planungen können sie die lokale Energiewende fördern und zur Erreichung der Klimaziele beitragen (Müller, Laroze und Frey, 2023).

Insgesamt erfordert die Sektorenkopplung eine enge Zusammenarbeit auf allen Ebenen und eine weitreichende Anpassung der Infrastruktur, um die Energiewende und die Klimaneutralität erfolgreich umzusetzen.

IV.7.1.3. Die Sektorenkopplung in Frankreich

In Frankreich basiert die Sektorenkopplung auf zwei strategischen Instrumenten: der nationalen Kohlenstoffstrategie (SNBC) und der mehrjährigen Energieprogrammierung (PPE), die beide derzeit aktualisiert werden. Die SNBC legt den Weg zur Kohlenstoffneutralität bis 2050 fest; sie richtet sich an öffentliche Entscheidungsträger, die sie in ihre Planungsdokumente integrieren und in operative Politiken (Investitionen, Subventionen, Normen, Besteuerung) umsetzen müssen. Die PPE legt die Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele fest, insbesondere die Verbesserung der Energieeffizienz, den Ausbau erneuerbarer Energien und die koordinierte Entwicklung der Netze, Speicher und Nachfragesteuerung.

Weder die SNBC noch die PPE erwähnen explizit die „sektorale Integration“ oder „Sektorenkopplung“, aber sie behandeln ihre Bestandteile: Flexibilität des Systems, massive Elektrifizierung der Nutzung, Unterstützung von Kopplungstechnologien (Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen, Power-to-Gas). Ein Beispiel ist das Ziel, bis 2027 eine Million Wärmepumpen zu produzieren (Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie, 2024).

Diese allgemeine Elektrifizierung wird die Stromnachfrage bis 2035 voraussichtlich um etwa 180 TWh erhöhen (DFEBW, 2024). Um diesem Bedarf zu begegnen, setzt Frankreich auf zwei Hebel: die Wiederbelebung des Kernkraftwerksparks (dessen Beitrag jedoch nicht vor 2035 konkretisiert wird) und den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien (DFEBW, 2024), die im Energierecht als „von größtem öffentlichem Interesse“ anerkannt sind (Art. L. 211-2-1

Code de l'énergie). Die Flexibilität des Netzes wird daher entscheidend. Die Elektromobilität könnte dazu beitragen, dank intelligenter Ladeinfrastruktur und eingebautem Speicher, aber der derzeitige rechtliche Rahmen, der das Laden als „Dienstleistung" und nicht als Stromlieferung qualifiziert, erschwert die Übermittlung der Marktimpulse, die für die Steuerung der Nachfrage erforderlich sind (Lacoste und Annamayer, 2022). Dies lässt eine mögliche Überarbeitung dieser Qualifikation vermuten.

Die Dekarbonisierung des Verkehrs wird durch mehrere aufeinanderfolgenden Gesetze und Planungsinstrumente unterstützt (Lacoste und Annamayer, 2022). Diese Texte fördern den schnellen Ausbau des Ladeinfrastrukturnetzes, schaffen finanzielle Anreize und erfordern die Erstellung eines Masterplans für die Entwicklung von Ladeinfrastrukturen in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern (Lacoste und Annamayer, 2022). Sowohl in Frankreich als auch in Deutschland lässt sich ein „Recht auf eine Ladeeinrichtung" erkennen, dass Mietern und Eigentümern – etwa in einer Wohnungseigentümergemeinschaft – die Installation einer Ladesäule ermöglichen soll. Dieses Recht ist jedoch nicht uneingeschränkt und nur auf bestimmte Fälle anwendbar; zudem handelt es sich nicht um ein einklagbares Recht gegenüber dem Staat. Sowohl im deutschen als auch im französischen Recht werden die von der Europäischen Union vorgegebenen Ziele berücksichtigt – einerseits durch deren Einbindung in verschiedene Planungsinstrumente, vor allem aber durch ihre gesetzliche Umsetzung.

Hinsichtlich der Governance überträgt Frankreich – als Einheitsstaat – die Koordination der Energiepolitik an die Regionen bzw. die lokale Ebene (Müller, Laroze und Frey, 2025). Die Gebietskörperschaften (auf Französisch: collectivités territoriales) müssen die Klimaziele in die Stadtplanung integrieren und Zonen für den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien oder von Wärmenetzen festlegen (Müller, Laroze und Frey, 2025). Sie spielen eine entscheidende Rolle für die Legitimierung und lokale Akzeptanz von Projekten zur Produktion erneuerbarer Energien (Maurus und Huglo, 2023). Auch die Zuständigkeit für die Steuerung des Ausbaus öffentlich zugänglicher Ladeinfrastrukturen für Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeuge wird auf die lokale Ebene übertragen. Tatsächlich hat das Mobilitätsorientierungsgesetz (Gesetz Nr. 2019-1428 vom 24. Dezember 2019) die Möglichkeit geschaffen, dass zuständige lokale Behörden einen Masterplan für die Entwicklung dieser Infrastrukturen erstellen können. Dabei kommt ihnen eine zentrale Rolle bei der Entwicklung des öffentlich zugänglichen Ladeangebots in ihrem Gebiet zu (Ministère de la Transition écologique, 2021).

Diese Dezentralisierung, die durch das europäische Recht gefördert wird, erfordert eine bessere Abstimmung zwischen der nationalen und lokalen Planung, um die operative Kohärenz der sektoralen Integration sicherzustellen (Müller, Laroze und Frey, 2025).

IV.7.1.4. Zwischenfazit

Abschließend lässt sich sagen, dass der historische Einsatz von Kernenergie dem französischen Stromsystem eine größere Stabilität verleiht als dem deutschen, aber nicht die Notwendigkeit mildert, erneuerbare Energien, Netze sowie Speicher- und Ladeinfrastrukturen massiv auszubauen. Die französischen Herausforderungen stimmen somit mit denen Deutschlands überein: integrierte Planung auf mehreren Ebenen, Flexibilität des Systems und Mobilisierung der lokalen Akteure in einem rechtlichen Rahmen, der weitgehend durch die Europäische Union harmonisiert wird.

Im Hinblick auf das im Projekt geplante wasserstoffbetriebene BHKW wird deutlich, inwiefern Heizlösungen auf kommunaler Ebene einen erheblichen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten können. Für eine eher ländlich geprägte Stadt wie Offenburg in unserem Beispiel, die wegen fehlender Industrie im Bezirk keinen Zugang zur Fernwärme hat, könnte der Einsatz von Wasserstoff eine Lösung zur Erreichung der Klimaneutralität, Netzstabilisierung und Sektorenkopplung darstellen. Das im WP2 untersuchte BHKW würde es ermöglichen – vorausgesetzt, es ist mit einem intelligenten Messsystem gekoppelt –, überschüssigen Strom (wenn eine Anlage für erneuerbare Energien mehr Strom produziert, als das Netz aufnehmen kann) in Wasserstoff umzuwandeln. Dieser Wasserstoff kann dann entsprechend gespeichert oder im BHKW genutzt werden und dort entweder Wärme oder Strom erzeugen, um die Wärmeversorgung oder den Strombedarf (z. B. im Bereich Elektromobilität) der Kommune zu decken. Der Einsatz von Vehicle-to-Grid-Technologien würde zudem eine weitere Möglichkeit zum Speichern von Strom schaffen und somit ebenfalls zur Netzstabilisierung beitragen. Allerdings müssen hierbei sowohl die Effizienz der verschiedenen Umwandlungsprozesse als auch die Wirtschaftlichkeit im Einzelfall geprüft werden.

Aus alledem ergibt sich, dass ein weiteres Schlüsselelement der Sektorenkopplung in ausreichend Speicherkapazitäten für überschüssig produzierte Energie liegt – damit letztlich im Recht auf Energiespeicherung. Abgesehen von Fragen des Bau- und Genehmigungsrechts, die bei Wasserstoffspeichereinrichtungen je nach Anlagengröße und ihrem Standort von Bedeutung sind und im Wesentlichen die gleichen Probleme wie zuvor behandeln, stellt sich die Frage nach dem aktuellen rechtlichen Rahmen für die Energiespeicherung.

IV.7.2. Rechtlicher Rahmen der Energiespeicherung (Deutschland und Frankreich)

Die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie erfordert eine verstärkte Energiespeicherung, um die Volatilität der Stromerzeugung auszugleichen und die Netzstabilität zu gewährleisten. Energiespeicher sind daher ein zentraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems, da sie nicht nur die Volatilität abmildern, sondern auch die Netzkosten senken, indem sie den Bedarf an überdimensionierten Netzinfrastrukturen verringern und die Kosten für das Engpassmanagement reduzieren.

Trotz ihrer Bedeutung haben Energiespeicher in der Vergangenheit mit Herausforderungen wie Wirtschaftlichkeit, Investitionssicherheit und einem fragmentierten rechtlichen Rahmen zu kämpfen. Mit der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2019 wurden erstmals unionsweit Bestimmungen zur Energiespeicherung eingeführt, die die Speicher als wesentlichen Teil des Energiesystems anerkennen. Diese Richtlinie und das Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ schaffen einen rechtlichen Rahmen, der Energiespeichern die gleiche Marktstellung wie anderen Energiesystemkomponenten einräumt.

In Deutschland gibt es Fortschritte bei der rechtlichen Definition und Förderung von Energiespeichern. Laut § 11c EnWG wird die Errichtung und der Betrieb von Energiespeicheranlagen als von öffentlichem Interesse betrachtet, was die Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigen soll. Der rechtliche Rahmen ist jedoch noch nicht vollständig konsistent, und die Integration von Speichertechnologien in die Sektorenkopplung erfordert weitere Anpassungen, insbesondere im Hinblick auf bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen (Vehicle-to-Grid).

In Frankreich ist die Energiespeicherung ebenfalls ein wichtiger Bestandteil der Energiewende, insbesondere durch die gesetzliche Verpflichtung des Staates, geeignete Mittel für den Transport und die Speicherung von Energie bereitzustellen. Die rechtliche Definition entspricht der europäischen Vorgabe und erkennt die Speicherung als öffentliches Interesse an. Der rechtliche Rahmen für das Vehicle-to-Grid und die Speicherung von nicht-fossilen Energien befindet sich jedoch noch in der Entwicklung.

Insgesamt zeigt sich, dass sowohl in Deutschland als auch in Frankreich die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Energiespeicherung und die Sektorenkopplung zwar Fortschritte machen, jedoch noch an Klarheit und Kohärenz gewinnen müssen, um die Klimaziele effektiv zu erreichen.

IV.7.3. Rechtlicher Rahmen der Cybersicherheit

Die durch Energiespeicherung ermöglichte Flexibilisierung des Netzes setzt jedoch die Installation entsprechender Smart Meter voraus. Die damit einhergehende verstärkte Digitalisierung erhöht zugleich das Risiko von Cyberangriffen. Um dem entgegenzuwirken, hat die EU Gesetze erlassen, die die Cybersicherheit im Energiebereich stärken sollen. Ende 2020 legten die Europäische Kommission und der Hohe Vertreter der Union für Außen- und Sicherheitspolitik eine neue EU-Cybersicherheitsstrategie vor (Europäische Kommission, n.d.b). Diese zielt darauf ab, die Sicherheit kritischer Infrastrukturen – wie etwa der Energienetze – sowie vernetzter Geräte in Haushalten, Büros und Industrieanlagen zu stärken (Europäische Kommission, n.d.b). Im Zuge dieser Strategie wurde die überarbeitete Richtlinie über die Sicherheit von Netz- und Informationssystemen (NIS2) eingeführt (Europäische Kommission, n.d.b). Sie erweitert die Anforderungen an die Cybersicherheit in kritischen Sektoren und verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten zur Umsetzung bis spätestens 18. Oktober 2024 (Europäische Kommis-

sion, n.d.b). Sowohl Deutschland als auch Frankreich arbeiten derzeit an der Umsetzung. Entsprechende Gesetzentwürfe liegen vor, doch eine vollständige Umsetzung der NIS2-Richtlinie steht in beiden Ländern noch aus (Scharfenberg, J. und Gilch, J., 2025). Die betroffenen Infrastrukturen warten daher weiterhin auf klare gesetzliche Vorgaben.

IV.7.4. Fazit

Ein mit Wasserstoff betriebenes Blockheizkraftwerk, das an ein Wärme-/Kältenetz und an das Stromnetz angeschlossen ist und mit Smart Metern zur Verwaltung der Energieflüsse verbunden ist, steht daher in Synergie mit den Zielen der von der EU angestrebten Sektorenkopplung. Da die vom Projekt vorgeschlagene Lösung den Zielen der europäischen Energiepolitik entspricht, ist es nicht überraschend, dass die anwendbaren Gesetze in diesem Fall tendenziell positiv sind. Dennoch handelt es sich um ein Rechtsgebiet, das sich ständig weiterentwickelt und noch zum Teil im Aufbau ist, da einige Aspekte der europäischen Gesetzgebung noch verabschiedet werden müssen und Deutschland und Frankreich noch mitten im Prozess der Umsetzung bestimmter EU-Vorgaben in nationales Recht stehen. Dieses sehr dynamische und sich ständig verändernde gesetzgeberische Umfeld hat praktische Auswirkungen auf den rechtlichen Rahmen des Projekts und stellt derzeit eine rechtliche Herausforderung dar. Es gibt daher zahlreiche rechtliche Punkte, die geklärt und bei der Umsetzung der untersuchten Lösungen berücksichtigt werden müssen.

IV.8. Wasserstoff als zentraler Energieträger

IV.8.1. Der rechtliche Rahmen des Wasserstoffes

Die geplante Blockheizkraftwerk-Anlage, die mit Wasserstoff betrieben werden soll, wirft die Frage nach dem anwendbaren rechtlichen Rahmen sowohl für diese Energiequelle als auch für die notwendigen Infrastrukturen zur Produktion und Versorgung auf.

Wasserstoff ist ein sehr leichtes, leicht entzündliches, geruchloses, farbloses, ungiftiges und nicht korrosiv wirkendes Gas (ENGIE, 2021). Diese Eigenschaften führen dazu, dass Wasserstoff gemäß Art. 3 Nr. 10 der Richtlinie 2012/18/EU vom 4. Juli 2012 als gefährlicher Stoff eingestuft wird, was entsprechende Auswirkungen auf die für Wasserstoff geltenden Normen hat.

Wasserstoff stellt einen zentralen Energieträger der Energiewende dar, dessen Umweltwirkung stark von der jeweiligen Herstellungsweise abhängt (Drouiller, 2022). Während seine Nutzung keine direkten CO_2-Emissionen verursacht, entstehen bei der Produktion – abhängig vom Verfahren – teils erhebliche Treibhausgasmengen.

Die Europäische Union verfolgt daher einen pragmatischen Ansatz, bei dem nicht nur erneuerbarer, sondern auch kohlenstoffarmer Wasserstoff gefördert werden soll, sofern dieser bestimmte Emissionsgrenzwerte einhält (Drouiller, 2024). Eine farbbasierte Klassifikation wurde

auf europäischer Ebene zugunsten eines emissionsbasierten Systems aufgegeben und eine Zweiteilung in„strombasierten Wasserstoff“ und „fossilen Wasserstoff“ vorgenommen (Erbach und Svensson, 2023): Bei „strombasiertem Wasserstoff“ handelt es sich um Wasserstoff, der durch Elektrolyse erzeugt wird. Wird dabei Strom aus erneuerbaren Energien genutzt, spricht man von „sauberem“ oder „erneuerbarem“ Wasserstoff gemäß der EU-Wasserstoffstrategie. Im Gegensatz dazu steht „fossiler Wasserstoff“, der durch verschiedene Verfahren unter Einsatz fossiler Brennstoffe wie Erdgas (Reformierung) oder Kohle (Vergasung) hergestellt wird. Zudem führt die EU-Wasserstoffstrategie den Begriff „fossiler Wasserstoff mit CO_2-Abscheidung“ ein, bei dem die entstehenden Treibhausgase abgeschieden werden.

Außerdem führt die EU-Wasserstoffstrategie den Begriff des „CO_2-armen Wasserstoffs“ ein, der fossilen Wasserstoff mit CO_2-Abscheidung und strombasierten Wasserstoff umfasst, bei dem die über den gesamten Lebenszyklus entstehenden Treibhausgasemissionen erheblich geringer sind als bei der derzeitigen Wasserstofferzeugung (Borning, 2024). Dies zeigt einen pragmatischen Ansatz der Europäischen Kommission, nicht nur erneuerbaren Wasserstoff zu berücksichtigen, sondern auch treibhausgasarme Wasserstofferzeugung, bei welcher der Strom aus Kernenergie genutzt wird oder bei der die ausgestoßenen Treibhausgase abgeschieden werden (Borning, 2024). Die Berücksichtigung von Wasserstoff, der mittels Stroms aus Kernenergie erzeugt wurde, war insbesondere für Frankreich von Bedeutung, da dort ein großer Teil des Stroms aus Atomkraftwerken stammt (Borning, 2024).

Der delegierte Rechtsakt DelVO (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 legt vier Arten des Strombezugs fest, die die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff ermöglichen: Direktbezug von Strom aus einer Erneuerbare-Energie-Anlage, Bezug von Netzstrom in einer Gebotszone mit mehr als 90% Erneuerbaren-Energie-Anteil, Bezug von Erneuerbare-Energie-Strom über ein Power Purchase Agreement (PPA) sowie Stromverbrauch, der das Herunterfahren einer Erneuerbare-Energie-Anlage im Zuge einer Redispatch-Maßnahme vermeidet. Die Nachverfolgung der Herkunft des Stromes setzt die Benutzung von Smart-Metern voraus.

Kohlenstoffarmer Wasserstoff darf auch auf nuklearer Energie oder fossilem Strom mit Carbon Capture and Storage (CCS) basieren, sofern die Emissionsgrenzen eingehalten werden. Frankreich hat dieses System übernommen und erkennt Wasserstoff aus Kernkraft explizit als kohlenstoffarm an (Art. L. 811-1 Code de l’énergie). In Deutschland hingegen wird an einem farbbasierten System festgehalten, insbesondere im EEG und GEG. Die staatliche Förderung ist aktuell auf grünen Wasserstoff beschränkt, der ausschließlich aus erneuerbarem Strom gewonnen werden darf (§ 3 Nr. 27a EEG). Dennoch eröffnet der Koalitionsvertrag von 2025 die Möglichkeit, künftig auch andere Formen von klimaneutralem Wasserstoff, darunter kohlenstoffarmen Wasserstoff, zu berücksichtigen (CDU/CSU/SPD, 2025).

Ein zentrales Element zur Absicherung der Nachhaltigkeit und zur Ermöglichung eines funktionierenden Binnenmarkts stellt das System der Herkunftsnachweise dar. Diese dokumentieren die Herkunft der eingespeisten Energie unabhängig vom tatsächlichen physikalischen Fluss und wurden ursprünglich für Strom entwickelt, später aber auf Biogas und Wasserstoff ausgeweitet (Dost und Hanke, 2024; Lamoureux, 2022). Sie dienen der Transparenz und sollen verhindern, dass Verbraucher über die tatsächliche Herkunft getäuscht werden (Büllesfeld und Koch, 2023). Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) verpflichtet alle EU-Mitgliedstaaten zur Einführung und Abfrage von Herkunftsnachweisregistern, um Transparenz und Rückverfolgbarkeit zu gewährleisten.

Für den grenzüberschreitenden Handel von Wasserstoff ist die gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen entscheidend. Nach europäischem Recht sind Mitgliedstaaten grundsätzlich verpflichtet, solche Nachweise aus anderen Mitgliedstaaten anzuerkennen, außer es bestehen berechtigte Zweifel an deren Richtigkeit (Art. 19 Abs. 9 RL 2018/2001/EU; Sauer, 2024). In Frankreich gilt diese Anerkennungspflicht derzeit jedoch nur für Herkunftsnachweise von erneuerbarem Wasserstoff. Für kohlenstoffarmen Wasserstoff ist die rechtliche Anerkennung auf nationaler Ebene bislang nicht abschließend geregelt. Zwar sieht Artikel L. 824-2 des französischen Energierechts grundsätzlich die Möglichkeit der Anerkennung vor, doch fehlt eine konkretisierende Verordnung, sodass hier weiterhin rechtliche Unsicherheiten bestehen (Abadie, 2022).

Frankreich hat darüber hinaus ein duales System etabliert, das zusätzlich zu den Herkunftsnachweisen sogenannte Rückverfolgbarkeitsnachweise vorsieht. Diese Nachweise bestätigen nicht nur die Produktionsweise, sondern auch, dass der physisch gelieferte Wasserstoff exakt dem produzierten entspricht. Im Gegensatz zu Herkunftsnachweisen dürfen Rückverfolgbarkeitsnachweise jedoch nicht unabhängig vom Wasserstoff gehandelt werden. Dieses System soll eine höhere Transparenz gewährleisten, wird jedoch kritisiert, da es zu einer Entkopplung von Energie- und Handelsflüssen führt und nicht vollständig mit dem EU-System kompatibel ist (Abadie, 2022).

In Deutschland wurde das Herkunftsnachweissystem für Wasserstoff erst 2023 gesetzlich eingeführt. Während die rechtliche Grundlage inzwischen geschaffen wurde, befindet sich die praktische Umsetzung – insbesondere im Hinblick auf Gaskennzeichnung und Marktintegration – noch im Aufbau (Wesche und Rath, 2024).

Ein weiterer kritischer Punkt ergibt sich aus der aktuellen EU-Rechtslage: Kohlenstoffarmer Wasserstoff wird bislang nicht auf die Erfüllung der EU-Ziele für erneuerbare Energien angerechnet (Anonymous, 2023). Dennoch betont die Europäische Kommission, dass CO_2-arme Energieträger eine bedeutende Rolle für die Übergangsphase der Energiewende spielen können, da sie Emissionen senken und den Markthochlauf erneuerbarer Alternativen unterstützen (Europäische Kommission, n.D.c). Vor diesem Hintergrund arbeitet die EU derzeit an einem

neuen delegierten Rechtsakt zur Bewertung der Treibhausgasemissionen kohlenstoffarmen Wasserstoffs (DFBEW, 2024).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die europäischen Bemühungen um eine Harmonisierung der Wasserstoffklassifikation und -zertifizierung bereits weit fortgeschritten sind. Dennoch bestehen nationale Unterschiede – insbesondere hinsichtlich der Einbindung von Kernenergie, der Förderpolitik und der Nachweissysteme –, die den Aufbau eines einheitlichen Wasserstoffmarkts erschweren. Frankreichs duales Nachweissystem bietet zwar eine höhere physische Rückverfolgbarkeit, ist aber rechtlich nicht vollständig mit den EU-Vorgaben abgestimmt. Deutschland hingegen hat mit seiner einseitigen Fokussierung auf grünen Wasserstoff einen stark eingeschränkten Handlungsspielraum. Eine zukünftige Angleichung der Systeme und Definitionen ist daher unerlässlich, um den grenzüberschreitenden Handel mit klimafreundlichem Wasserstoff effektiv zu ermöglichen.

IV.8.2. Die erforderliche Infrastruktur für die Entwicklung von Wasserstoff

Die Versorgung des Blockheizkraftwerks mit Wasserstoff erfordert zwangsläufig den Bau einer geeigneten Infrastruktur, die einerseits die Produktion des Wasserstoffs (Elektrolyseure), Transport und Speicherung umfasst, sowie den Bau der Anlage selbst. Daher wurden die Planungs- und Genehmigungsverfahren für die entsprechenden Infrastrukturen in Deutschland und Frankreich untersucht und werden im Folgenden mit Blick auf die wichtigsten Punkte dargestellt. An dieser Stelle wird deutlich, dass lange Planungs- und Genehmigungszeiträume ein „übergreifendes Hemmnis für den Markthochlauf von Wasserstoff“ darstellen (Maaß, Weller und Zwanzíger, 2024). In der Praxis wird eine rechtzeitige bzw. frühzeitige Information und Kooperation mit den zuständigen Genehmigungsbehörden dringend empfohlen.

IV.8.2.1. Die Produktion des Wasserstoffs: Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure

IV.8.2.1.1. Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure in Deutschland

In Deutschland ist die industrielle Herstellung von Wasserstoff aus immissionsrechtlicher Sicht gemäß Anhang 1 § 4.1.12 4. BImSchV genehmigungspflichtig. Hierfür ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich (§ 10 BImSchG). Ausgenommen sind Anlagen, die ausschließlich zu Forschungszwecken betrieben werden oder Wasserstoff in nicht-industriellem Umfang herstellen. Der Begriff „industrieller Umfang“ ist jedoch rechtlich nicht eindeutig definiert. Es existieren keine festen Mengenschwellen, vielmehr wird im Einzelfall anhand der Nutzung und technischen Auslegung bewertet. Nach einer Auslegung der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) gilt beispielsweise die Nutzung eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von bis zu 100 kW zur reinen Eigenversorgung (z. B. in einem Gebäude) nicht als industrielle Herstellung. Überschreitet eine Anlage diese Werte, ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich.

Genehmigungen, Erlaubnisse und Maßnahmen, die für die Errichtung eines Elektrolyseurs erforderlich sind (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2023):

- Anforderungen des Wasserrechts an die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (§§ 62 und 63 WHG) müssen beachtet werden. Auf dieser Grundlage präzisiert die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) die Einstufung von Stoffen und Gemischen in Wassergefährdungsklassen, legt technische Anforderungen an die Anlagen fest, definiert die Pflichten der Betreiber und regelt die Zulassung von Sachverständigen zur Prüfung dieser Anlagen;
- förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 10 BImSchG);
- Ausnahmen: Elektrolyseur zu Forschungszwecken oder zur Herstellung von Wasserstoff in nicht-industriellem Umfang (unter 100 kW);
- allgemeine Vorprüfung bezüglich der Umweltverträglichkeit (Nr. 4 der Tabelle in Anlage 1 UVPG). Das Ergebnis der allgemeinen Vorprüfung entscheidet darüber, ob eine Pflicht zur Durchführung einer umfassenden Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) besteht;
- Anforderungen nach Industrieemissionsrichtlinie;
- Ausnahmen: Elektrolyseur zu Forschungszwecken oder zur Herstellung von Wasserstoff in nicht-industriellem Umfang (unter 100 kW);
- Anforderungen des Produktsicherheitsrechts: Konformitätsbewertungsverfahren durch den jeweiligen Hersteller, sofern die in einer Elektrolyse-Anlage verbauten Einzelkomponenten, Teil-/Baugruppen, Teilanlagen oder die Gesamtanlage selbst unter den Anwendungsbereich europäischer Binnenmarktrichtlinien oder Verordnungen fallen;
- 12. BImSchV (Störfall-Verordnung) für Elektrolyse-Anlagen, die Teil eines Betriebsbereichs nach § 3 Abs. 5a BImSchG sind, d.h. für Elektrolyse-Anlagen, die Teil eines Bereichs sind, der unter der Aufsicht eines Betreibers steht, und in dem gefährliche Stoffe im Sinne der Störfall-Verordnung vorhanden sind und ab einer Mengenschwelle von 5 000 kg Wasserstoff;
- Anforderungen bezüglich des Arbeitsschutzes und der Betriebssicherheit;
- Wegen eventueller Luftverunreinigungen oder Lärmbelästigungen, die von der Anlage ausgehen können, muss geprüft werden, ob die in TA Luft und TA Lärm festgelegte Erheblichkeitsschwelle erreicht ist oder nicht;
- Die naturschutzrechtlichen Eingriffsregelungen iSd § 13 ff. BNatSchG müssen geprüft werden und ggf. Vermeidungs- und Minimierungs- sowie Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen zum Ausgleich von schädlichen Umwelteinwirkungen durchgeführt werden;

- Bauplanungsrecht: die zuständigen Baurechtsbehörden prüfen die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Vorhabens, die abhängig vom Standort des Vorhabens ist (Geltungsbereich eines Bebauungsplan iSd § 30 BauGB, innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile iSd § 34 BauGB oder Außenbereich nach § 35 BauGB);
- Die Anforderungen der BauNVO sind ebenfalls zu prüfen. Grundsätzlich können immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Vorhaben nach der 4. BImSchV nur in Industriegebieten oder entsprechenden Sondergebieten zugelassen werden, es sei denn, im Einzelfall liegt eine atypische Ausgestaltung vor, die mit der Nutzung in einem Gewerbegebiet vereinbar ist.
- Im Fall der Lagerung von Wasserstoff gelten folgenden Mengenschwelle:
- Ab 3 Tonnen: Genehmigungspflicht nach § 19 BImSchG (vereinfachten Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung)
- Ab fünf Tonnen bei störfallrechtlicher Relevanz (§ 19 Abs. 4 BImSchG): genehmigungspflichtig nach § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung)
- Ab 30 Tonnen: Genehmigungspflicht nach § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) Betreiberpflichten und regelmäßige Überprüfungen (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2023):
- Bei der Ableitung von Gefahrstoffen sind die Anforderungen an die Ableitung sowie die Vermeidung explosionsfähiger Gemische – insbesondere beim Ausblasen von Sauerstoff und Wasserstoff – zu beachten;
- Anforderungen an die Lärmemissionen und die Reduzierung der Immissionen (TA Lärm);
- Für Anlagen, die unter die IE-Richtlinie fallen: regelmäßige Umweltinspektion.
- Zusätzlich zu behördlichen IE-Inspektionen und amtlichen Abwasserbeprobungen ist die Eigenkontrollverordnung des Landes Baden-Württemberg vom Betreiber eigenverantwortlich einzuhalten.
- Für Anlagen, die unter dem Anwendungsbereich der 12. BImSchV fallen: Störfall-Inspektionen;
- Überprüfungen den Anforderungen des Arbeitsschutzes und der Betriebssicherheit (ÜAnlG i. V. m. der BetrSichV);
- Änderungen an dem Elektrolyseur oder zugehörigen Anlagenteilen sind mit der Genehmigungs- und Überwachungsbehörde abzustimmen;
- Gemäß § 15 Abs. 3 BImSchG sind die beabsichtigte Betriebseinstellung der zuständigen Behörden unverzüglich anzuzeigen.

IV.8.2.1.2. Genehmigungsverfahren für Elektrolyseur in Frankreich

In Frankreich benötigt der Bau einer Wasserstoffanlage grundsätzlich eine Baugenehmigung, die vom zuständigen Präfekten erteilt wird (Art. L. 422-2 Code de l'urbanisme (auf Deutsch:

Gesetzbuch der Stadtplanung).
Wasserstoffanlagen unterliegen den Vorschriften für ICPE (auf Deutsch: Klassifizierte Anlagen zum Schutz der Umwelt) gemäß Art. L.511-1 Code de l'environnement (auf Deutsch: Umweltgesetzbuch). Es gibt drei Systeme – Genehmigung, Registrierung und Erklärung – mit jeweils unterschiedlichen Verfahrens- und Betriebspflichten. Eine Anlage kann unter mehrere Systeme fallen, etwa wenn ein Elektrolyseur mit einem Speicher verbunden ist und somit beide Anforderungen erfüllen muss. Die Zugehörigkeit zu einem System hängt u.a. von quantitativen Kriterien ab.

- Anlagen, die zwischen 100 kg und 1.000 kg Wasserstoff speichern (unabhängig vom Aggregatzustand), unterliegen den Vorschriften des Erklärungsverfahrens.
- Anlagen, die 1000 kg oder mehr Wasserstoff aufnehmen, unterliegen den Vorschriften des Genehmigungsverfahrens.

Für den Betrieb der Wasserstoffanlage ist eine Genehmigung nach den Vorschriften für ICPE erforderlich, wenn die Herstellung als industriell eingestuft wird. Auch in Frankreich gibt es keine verbindliche Definition des Begriffs „industrielle Menge". Eine Erläuterung des Umweltministeriums führt aus, dass eine Einzelfallbewertung erfolgen muss. Dabei werden unter anderem Kriterien wie die gewerbliche Nutzung (also das Handelskriterium) und die Umweltrelevanz (z. B. eingesetzte Verfahren, Stoffmengen, potenzielle Umweltauswirkungen) herangezogen. So kann beispielsweise eine kleine Elektrolyseanlage, die nur geringe Mengen Wasser verbraucht und zur Eigenversorgung dient, von der Genehmigungspflicht ausgenommen sein. Allerdings fehlen auch hier konkrete Schwellenwerte, etwa zur Wassermenge oder zur Energieeffizienz, sodass Unklarheit über die Anwendbarkeit der Vorschriften besteht.
Anlagen, die Wasser entnehmen oder in Gewässer einleiten, unterliegen den IOTA-Vorschriften (auf Deutsch: Anlagen, Bauwerke, Arbeiten und Aktivitäten), die je nach Höhe der Entnahme oder Einleitung eine Erklärung oder Genehmigung erfordern (Art. R 214-1 Code de l'environnement).
Erforderliche Genehmigungen, Erlaubnisse und Maßnahmen für die Errichtung eines Elektrolyseurs:

- Planungsgenehmigung gemäß Art. L. 422-2 Code de l'urbanisme;
- Einhaltung der ICPE-Rechtsvorschriften. Gemäß Rubrik 3420 der ICPE-Nomenklatur ist für den Bau einer Wasserstoffproduktionsanlage eine Umweltgenehmigung erforderlich.
- Antragstellung umfasst Umweltverträglichkeitsprüfung, Gefahrenstudie, Prüfung durch Verwaltungsstellen sowie eine öffentliche Anhörung.
    - Ausnahmen: Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff in nicht-industriellem Umfang oder zu Forschungszwecken

Betreiberpflichten: Der Betreiber ist verpflichtet, der Aufsichtsbehörde für klassifizierte Anlagen alle wesentlichen Änderungen an der Wasserstoffproduktionsanlage (in unserem Fall der Elektrolyseur) sowie alle Unfälle oder Zwischenfälle während des Betriebs zu melden (Babès, 2023). Diese Meldepflicht ist mit der Verpflichtung verbunden, sich den Kontrollen der Inspektion der klassifizierten Anlagen zu unterziehen (Babès, 2023).
Die Anforderungen für die Speicherung des produzierten Wasserstoffs hängen von der zu speichernden Menge ab. Anlagen mit einer Speicherkapazität zwischen 100 kg und 1.000 kg unterliegen den Anforderungen des AMPG 4715 vom 12.02.1998. Anlagen, die mehr als 1000 kg speichern, benötigen eine Genehmigung nach den Vorschriften für ICPE. Anlagen zur Lagerung von gasförmigem Wasserstoff dürfen nicht von Gebäuden überbaut werden, die von Dritten bewohnt werden, und müssen einen Abstand von 8 m zu Grundstücksgrenzen oder Gebäuden einhalten, wenn sie sich im Freien befinden. Es gibt einige Ausnahmen, die von Fall zu Fall je nach Lage des Geländes geprüft werden müssen.
Bei Flüssigwasserstoff darf die Anlage nicht von Gebäuden überragt werden, die von Dritten bewohnt werden, und sie muss mehr als 20 m von der Grundstücksgrenze entfernt sein.

IV.8.2.1.3. Fazit Genehmigungsverfahren für Elektrolyseur

In beiden Ländern gilt die EU-Richtlinie als Grundlage. Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich ist die Genehmigungspflicht an den unklar definierten Begriff der „industriellen“ Herstellung geknüpft. In Deutschland liegt der Fokus auf der gewerblichen Nutzung und der technischen Größe der Anlage, wobei sich die Schwelle zur Genehmigungspflicht in der Praxis an einer Leistung von etwa 100 kW und einer Lagermenge von 100 kg Wasserstoff orientiert. In Frankreich erfolgt die Einstufung im Rahmen der ICPE-Regelungen durch eine Gesamtbetrachtung der Anlage. Die Kriterien sind vielfältig, jedoch ebenfalls nicht eindeutig quantitativ definiert. Das führt dazu, dass auch hier eine unsichere Rechtslage für kleinere oder innovative Wasserstoffprojekte besteht.

IV.8.2.2. Rechtlicher Rahmen eines wasserstoffbetriebenen BHKW

IV.8.2.2.1. Wasserstoffbetriebene BHKW in Deutschland

In Deutschland ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gesetzlich detailliert geregelt. Das KWKG fördert insbesondere die Umstellung auf Wasserstoff. Neue gasbetriebene KWK-Anlagen über 10 MW erhalten ab Mitte 2023 nur dann eine Genehmigung, wenn sie als „H_2-ready“ zertifiziert sind. Genehmigungen erfolgen insbesondere nach dem BImSchG und unterliegen komplexen Einzelprüfungen z. B. zu Umweltverträglichkeit, Gewässerschutz, Arbeitsschutz, Bauplanungsrecht. Der Betrieb eines wasserstoffbetriebenen BHKW unterliegt weiteren Auflagen, wie z. B. Emissionskontrollen, Meldepflichten und Anforderungen zur Marktintegration des Stroms. Förderungen über das KWKG sind ausschließlich nach Ausschreibungsverfahren möglich.

Genehmigungen, Erlaubnisse und Maßnahmen für die Errichtung eines wasserstoffbetriebenes BHKW:

- Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung richtet sich nach der Feuerungswärmeleistung des BHKW. Nach den Nr. 1.2.3.1 und 1.2.3.2 Anhang 1 der 4. BImSchV sind Anlagen zur Erzeugung von Strom [...], Prozesswärme oder erhitztem Abgas in einer Verbrennungseinrichtung (wie Kraftwerk, Heizkraftwerk, Heizwerk, Gasturbinenanlage, Verbrennungsmotoranlage, sonstige Förderungsanlage) durch den Einsatz von [...] Wasserstoff mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW bis weniger als 50 MW oder von 1 Megawatt bis weniger als 20 Megawatt, bei Verbrennungsmotoranlagen oder Gasturbinenanlagen genehmigungsbedürftig;
- Wegen der Luftverunreinigungen, die von einem BHKW ausgehen und der Lärmbelästigungen, muss geprüft werden, ob die in TA Luft und TA Lärm festgelegte Erheblichkeitsschwelle erreicht ist oder nicht;
- Sobald die Anlage die in Anhang 1 der 12. BImSchV festgelegten Mengenschwellen erreicht, findet die Störfall-Verordnung (Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, 12. BImSchV) Anwendung und es ergeben sich für den Anlagenbetreiber weitere Pflichten bezüglich der Anlagensicherheit;
- Sobald die Anlage in den Anwendungsbereich der IE-Richtlinie fällt und gefährliche Stoffe verwendet werden, muss ein Ausgangszustandsbericht erstellt werden. Dieser Bericht dient einer verbindlichen Feststellung des Ausgangszustandes des Bodens und des Grundwassers vor Inbetriebnahme der Anlage;
- Umweltverträglichkeitsprüfung: gemäß Nr. 1.2.3.1 und 1.2.3.2 der Anlage 1 UVPG muss die Behörde eine standortbezogene Vorprüfung zur Feststellung der UVP-Pflicht für die Errichtung und den Betrieb einer Anlage zur Erzeugung von Strom durch den Einsatz von Wasserstoff mit einer Feuerungswärmeleistung von 10 MW bis weniger als 50 MW, oder 1 MW bis weniger als 10 MW, bei Verbrennungsmotoranlagen oder Gasturbinenanlagen, durchführen (§ 7 Abs. 2 UVPG);
- Die naturschutzrechtlichen Eingriffsregelungen iSd § 13 ff. BNatSchG müssen geprüft werden und ggf. Vermeidungs- und Minimierungs- sowie Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen zum Ausgleich von schädlichen Umwelteinwirkungen durchgeführt werden;
- Anforderungen bezüglich des Arbeitsschutzes und der Betriebssicherheit;
- Beim Einsatz wassergefährdender Stoffe (z. B. Schmier- oder Heizöl) wird auf Grundlage des WHG geprüft, ob mit einer Gefährdung des Grundwassers oder sonstigen Gewässern zu rechnen ist. Diese Anforderungen gelten unabhängig davon, ob die Anlage aus immissionsschutzrechtlicher Sicht genehmigungsbedürftig ist oder nicht.
- Die zuständigen Baurechtsbehörden prüfen die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Vorhabens, die abhängig vom Standort des Vorhabens ist (Geltungsbereich eines

Bebauungsplan iSd § 30 BauGB, innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile iSd § 34 BauGB oder Außenbereich nach § 35 BauGB).

- Gemäß § 14 Abs. 3 BauNVO, KWK-Anlagen, die innerhalb von Gebäuden betrieben werden, können unter bestimmten Voraussetzungen von dem Erfordernis der funktionellen Unterordnung befreit werden was deren Zulässigkeit somit in allen Baugebieten ermöglicht. Nach § 14 Abs.4 der BauNVO können Anlagen zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff, die im Zusammenhang mit Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie stehen, unter bestimmten Voraussetzungen auch in Gewerbegebieten zugelassen werden. Jedoch regeln diese Absätze nicht spezifisch den Fall einer KWK-Anlagen die den Wasserstoff nicht herstellt oder speichert, sondern einsetzt. Dementsprechend bleibt es fraglich, ob eine wasserstoffbetriebene-KWK-Anlage in allen Baugebieten autorisiert werden kann (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2023).

Genauso wie für den Betrieb eines Elektrolyseurs entstehen auch für den Betrieb eines wasserstoffbetriebenen BHKW Anforderungen und Prüfpflichten, die entsprechend zu beachten sind.

Gemäß § 4 Abs. 1 Satz 1 KWKG müssen die Betreiber von KWK-Anlagen mit mehr als 100 kW elektrischer Leistung den erzeugten Strom direkt vermarkten oder selbst verbrauchen. Für KWK-Anlagen mit einer Leistung bis zu 100 kW kann der Betreiber den erzeugten KWK-Strom direkt vermarkten, selbst verbrauchen oder vom Netzbetreiber die kaufmännische Abnahme verlangen.

IV.8.2.2.2. Wasserstoffbetriebene BHKW in Frankreich

In Frankreich ist die gesetzliche Grundlage für KWK weniger ausgeprägt und auf fossile Erdgas-KWK ausgerichtet, wobei die Förderung von erdgasbasierten KWK-Anlagen seit 2020 eingestellt wurde. Die nationale Energieplanung (PPE) sieht eine Förderung nur für Biomasse- und Biogas-KWK vor – wasserstoffbetriebene KWK-Anlagen sind nicht vorgesehen. Der Bau unterliegt allgemeinen baurechtlichen und umweltrechtlichen Regeln (z. B. dem ICPE-Regime), aber es gibt keine klaren speziellen Vorgaben für H_2-KWK.

Wenn es um den Bau der Anlage selbst geht, sind die Regeln des Baurechts und der Raumplanung im Allgemeinen zu beachten. Der Bauherr muss daher die in den lokalen Stadtplanungen (PLU) oder in den Gemeindekarten enthaltenen Bebauungsvorschriften berücksichtigen. Blockheizkraftwerke, die mit Biomasse betrieben werden, haben potenzielle Auswirkungen auf die Luftverschmutzung und unterliegen daher den ICPE-Vorschriften. Dies ist die gleiche Regelung, die auch für Anlagen zur Wasserstoffproduktion gilt (siehe oben). Daraus ließe sich ableiten, dass eine KWK-Anlage zur Wasserstofferzeugung ebenfalls diesen Vorschriften und den damit verbundenen Genehmigungen und Kontrollen unterliegt.

Was die Erzeugung von Strom durch die KWK-Anlage betrifft, so unterliegt diese der Ausstellung einer Betriebsgenehmigung durch die Verwaltungsbehörde im Sinne von Artikel L. 311-5 Code de l'énergie. Diese Betriebsgenehmigung muss mit dem PPE vereinbar sein. Der PPE sieht keine Fördermaßnahmen für die wasserstoffbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung vor, unterstützt aber die Entwicklung innovativer Lösungen, die eine Energieoptimierung ermöglichen.

IV.8.2.3. Der grenzüberschreitende Transport von Wasserstoff

Angesichts der Grenzlage der Region Oberrhein und der damit verbundenen Projekte stellt sich die Frage, wie Wasserstoff grenzüberschreitend transportiert werden kann. Die rechtlichen Aspekte hinsichtlich der Einordnung von Wasserstoff und deren Auswirkungen auf den Handel wurden bereits zuvor erörtert. Da Wasserstoff gasförmig ist, rückt nun die notwendige Infrastruktur für den Transport in den Fokus – insbesondere die rechtlichen und administrativen Voraussetzungen für den Bau einer grenzüberschreitenden Pipeline.

Trotz eines gemeinsamen EU-Rechtsrahmens zur Energiewende und zur Wasserstoffstrategie, bestehen zwischen Deutschland und Frankreich erhebliche Unterschiede in der praktischen Umsetzung. Diese erschweren die Realisierung eines grenzüberschreitenden Wasserstoffnetzes erheblich (Müller, 2025). Aufgrund des Territorialitätsprinzips sollten „die einschlägigen Planungs- und Genehmigungsverfahren einer grenzüberschreitenden Wasserstoff Transportinfrastruktur zunächst nur bis an die nationalen Grenzen gedacht werden“ (Müller, 2025).

Eine mögliche Lösung liegt in einem völkerrechtlichen Abkommen zwischen Deutschland und Frankreich, um die Herausforderungen in Bezug auf Verfahrenskoordination, Governance und das Territorialitätsprinzip zu überwinden (Müller, 2025). Als rechtliche Grundlage könnte dabei insbesondere Artikel 19 des Vertrags von Aachen (VvA) dienen, der beide Länder zur Förderung der Energiewende in allen relevanten Bereichen verpflichtet (Müller, 2025).

Darüber hinaus wäre der Abschluss eines projektspezifischen Staatsvertrags, der konkret den Bau einer grenzüberschreitenden Wasserstoffpipeline regelt, eine weitere rechtliche Handlungsoption (Müller, 2025). Sollte ein völkerrechtlicher Vertrag nicht zustande kommen, könnten alternativ auch andere rechtliche Planungsinstrumente oder Maßnahmen zur Rechtsflexibilisierung geprüft werden (Müller, 2025).

IV.9. Fazit und Ausblick

Die rechtlichen und administrativen Herausforderungen im Bereich Wasserstoff und Sektorenkopplung erfordern eine engere Zusammenarbeit auf europäischer Ebene. Es sind weitere Harmonisierungen und Klärungen der Rechtsvorschriften notwendig, um die Integration von Wasserstoff als Energieträger effektiv zu fördern und die Sektorenkopplung in beiden Ländern zu beschleunigen.

IV.10. Öffentlichkeitsarbeit

Während des Projektes wurden zwei Artikel über das Projekt veröffentlicht:

- „Auf Wasserstoff liegen viele Hoffnungen“, von Dominik Kaltenbrunn, 28.12.2023 in Mittelbadische Presse
- „Lösungen für Klimaneutralität“, von Philipp Boetzelen, Bénédicte Laroze, LL.M. und Âdem Uğurlu, Gastbeitrag vom 13.11.2024 beim Future4Public

Teilergebnisse, die im Rahmen des Projektes gefunden wurden, wurden auf folgenden Konferenzen vorgestellt:

- “Discussion on Hydrogen’s Impact on Energy Justice”, Michael Frey and Bénédicte Laroze, World Energy Justice Congress 2023, 23.06.2023 in Anglet (Frankreich)
- “Advancing Local Hydrogen Initiatives to Safeguard Energy Justice”, Bénédicte Laroze, World Energy Justice Congress 2024, 30.05.2024, in Casablanca (Marokko)
- “The Role of Municipalities in Achieving a CO_2-Neutral Upper Rhine Region Through Decentralized Energy Production and Sector Coupling”, Bénédicte Laroze, SFAIS 2024 conference “Beyond Vision: Substainable Futures in Action Innovate to Sustain”, 27.09.2024, Mersin (Türkei)

IV.11. Probleme & Risiken

Der rechtliche Rahmen, der für das Projekt relevant ist – insbesondere mit Bezug auf Wasserstoff, erneuerbare Energien, E-Mobilität, Cybersicherheit und Sektorenkopplung – befindet sich in einem tiefgreifenden Wandel. In den vergangenen Jahren und auch während der Laufzeit des Projekts wurde ein Großteil der einschlägigen gesetzlichen Regelungen auf europäischer Ebene neu eingeführt oder grundlegend überarbeitet. Entsprechend handelt es sich um ein sehr junges und in Teilen noch unausgereiftes Rechtsgebiet.

Dies bringt mehrere Herausforderungen mit sich: Einerseits bestehen noch Lücken in der Gesetzgebung, andererseits fehlt es häufig an praktischer Erfahrung und gefestigter Rechtsprechung, um die konkreten Abläufe und Auswirkungen der neuen Rechtsnormen sicher beurteilen zu können. Hinzu kommt, dass das regulatorische Umfeld stark politisiert und dynamisch ist. Nationale Unterschiede in der politischen Ausrichtung führen dazu, dass entsprechende Regelungen und Maßnahmen in den einzelnen Mitgliedstaaten – auch zwischen Deutschland und Frankreich – unterschiedlich schnell umgesetzt oder priorisiert werden. Trotz dieser Unterschiede sind beide Länder an die übergeordneten Ziele der EU gebunden und verpflichtet, deren Umsetzung zumindest in Mindestform sicherzustellen.

Sowohl in Frankreich als auch in Deutschland kam es in jüngerer Vergangenheit zu Regierungswechseln, die – vor dem Hintergrund der parteipolitischen Aufladung des Themas Ener-

giewende – erheblichen Einfluss auf die Umsetzung des europäischen Rechtsrahmens ausüben. Zahlreiche für das Gesamtvorhaben zentrale Reformen wurden infolgedessen wiederholt von der parlamentarischen Agenda verdrängt – etwa die PPE in Frankreich, das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz in Deutschland oder die nationale Umsetzung der NIS2-Richtlinie im Bereich der Cybersicherheit in beiden Ländern.

Für das Projekt bedeutet dies, dass manche gesetzlichen Vorgaben zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch unklar oder gar nicht definiert waren. Auf beiden Seiten des Rheins befinden sich wichtige gesetzliche Rahmenbedingungen und Planungsinstrumente noch im Gesetzgebungsverfahren oder in der Entwicklung. Vor diesem Hintergrund wurden die juristischen Analysen im Projekt auf Basis des geltenden Rechts („de lege lata") erstellt. Gleichzeitig wird transparent aufgezeigt, wo Unsicherheiten bestehen oder gesetzgeberische Entwicklungen noch ausstehen. So kann ein realistisches Bild des aktuellen rechtlichen Status quo vermittelt werden, ohne zukünftige Veränderungen auszublenden.

IV.12. Abweichungen

Aufgrund der Schwierigkeiten, qualifizierte Mitarbeiter für das Projekt zu finden, konnte die Hochschule Kehl erst im Februar 2023 beginnen – also vier Monate nach Projektbeginn.

Unterschiede in der praktischen Anwendung und Analyse zwischen deutscher und französischer Seite:

Von deutscher Seite hat die Stadt Offenburg aktiv zum Projekt beigetragen und diente dabei als praxisnahes Beispiel. Im Rahmen des ersten Kolloquiums wurde auf dieser Grundlage der rechtliche Rahmen für die Errichtung eines wasserstoffbetriebenen Blockheizkraftwerks (BHKW) zur Versorgung öffentlicher Gebäude untersucht und in bilateralen Gesprächen näher erläutert. Ein vergleichbarer Praxisbezug aus einer französischen Kommune lag nicht vor, sodass keine vertiefte Analyse aus Sicht des französischen Rechts erfolgen konnte. Entsprechend konzentrierte sich die rechtliche Bewertung in diesem Teil des Projekts überwiegend auf die deutsche Perspektive.

Ähnlich verhielt es sich bei der Untersuchung zur gesellschaftlichen Akzeptanz und Bürgerbeteiligung, die vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) durchgeführt wurde. Auch hier fehlte eine französische Fallstudie, da in Frankreich kein wasserstoffbetriebenes BHKW erprobt oder gebaut wurde (siehe WP5), was die grenzüberschreitende Vergleichbarkeit einschränkte. Die Hochschule Kehl und KIT haben einen Policy Brief erarbeitet, dass sich infolgedessen auf den deutschen Rechtsrahmen bezieht.

IV.13. Ausblick

Das Projekt CO2InnO hat einen wertvollen Beitrag zur Analyse und Vorbereitung von Lösun-

gen für die klimaneutrale Transformation am Oberrhein geleistet. Dennoch besteht in mehreren Bereichen Forschungs- und Handlungsbedarf, um die skizzierten Ansätze erfolgreich und wirksam in die Praxis umzusetzen.

IV.13.1. Wirtschaftlichkeitsanalysen und Finanzierbarkeit auf kommunaler Ebene

Ein zentrales Desiderat des Projekts liegt in der bislang fehlenden Wirtschaftlichkeitsbewertung der untersuchten technologischen Optionen – insbesondere des wasserstoffbetriebenen Blockheizkraftwerks (BHKW). Die lokale und kommunale Ebene ist – wie die Untersuchung gezeigt hat – ein tragender Akteur in der Energiewende und der sektorübergreifenden Integration. Gleichwohl stehen viele Kommunen vor erheblichen finanziellen Restriktionen. Künftige Studien sollten daher die ökonomische Machbarkeit und Skalierbarkeit solcher Lösungen eingehend prüfen. Es bedarf hierzu tragfähiger Finanzierungsmodelle, abgestimmter Förderkulissen sowie Strategien zur Risikoteilung.

IV.13.2. Vertiefung der sektorenübergreifenden Integration

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung und Energiespeicherung wurden im Projekt umfassend analysiert. Allerdings sind die technischen und regulatorischen Schnittstellen zwischen Strom-, Wärme-, Mobilitäts- und Industriesektor in der Praxis noch nicht hinreichend ausdifferenziert. Insbesondere der Rollout intelligenter Steuerungs- und Messsysteme (Smart Meter, Smart Grids) wirft zahlreiche datenschutz- und sicherheitsrechtliche Fragen auf, die tiefergehend untersucht werden müssen. Auch hier ist eine systematische Betrachtung von Akzeptanz, Kosteneffizienz und rechtlicher Umsetzbarkeit notwendig.

IV.13.3. Bürgerbeteiligung und soziale Akzeptanz

Ein zentrales Ergebnis des Projekts war die Bedeutung der Bürgerbeteiligung als Erfolgsfaktor (siehe Arbeitspaket von KIT). Die Akzeptanz neuer Energieinfrastrukturen hängt maßgeblich davon ab, inwieweit die betroffene Bevölkerung frühzeitig, transparent und glaubwürdig eingebunden wird. Das Projekt zeigt, dass die aktuellen Genehmigungsverfahren Beteiligungsmöglichkeiten bieten.

IV.13.4. Harmonisierung und Kooperation im Rechtsvollzug

Das Projekt hat Unterschiede im regulatorischen Umgang mit Wasserstoff, Sektorenkopplung und Infrastrukturmaßnahmen zwischen Deutschland und Frankreich herausgearbeitet. Für eine grenzüberschreitende Umsetzung der Energiewende ist eine vertiefte Koordination im Bereich Genehmigungspraxis, Fördermechanismen und technischer Standards unabdingbar. Eine Anschlussstudie könnte sich gezielt mit Mechanismen für Rechtsvereinheitlichung und grenzüberschreitenden Erfahrungsabgleich beschäftigen – etwa durch gemeinsame Pilotprojekte oder Plattformen zum Wissenstransfer.

IV.14. Empfehlungen zur Roadmap bzw. politischen Handeln

IV.14.1. Sektorenkopplung auf lokaler Ebene stärken

Die Energiewende und insbesondere die sektorenübergreifende Kopplung erfordern eine Stärkung der kommunalen Handlungsmöglichkeiten. Kommunen benötigen nicht nur rechtliche Klarheit, sondern auch Planungssicherheit und finanzielle Ressourcen. Die erfolgreiche Umsetzung der Sektorenkopplung erfordert eine gezielte Stärkung der kommunalen und lokalen Ebene – sowohl rechtlich, finanziell als auch strukturell. Die folgenden Maßnahmen und Reformansätze sind geeignet, bestehende Barrieren abzubauen und das lokale Umsetzungspotenzial zu aktivieren:

IV.14.1.1. Schaffung klarer rechtlicher Rahmenbedingungen für Sektorenkopplung

Kommunale Akteure benötigen verbindliche und verständliche Rechtsgrundlagen, die sektorübergreifende Technologien wie Wasserstoff-BHKWs, Wärmepumpen oder Speicheranlagen systemisch integrieren. Die Einführung eines sektorübergreifenden Rechtsrahmens – etwa in Form eines nationalen „Sektorenkopplungsgesetzes“ – könnte Planungssicherheit schaffen und Genehmigungsverfahren vereinfachen. Auch kommunale Planungsinstrumente sollten hierfür gezielt angepasst werden.

IV.14.1.2. Beschleunigung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren

Um den Ausbau dezentraler Infrastrukturen auf lokaler Ebene zu ermöglichen, sind beschleunigte Verfahren und standardisierte Kriterien notwendig. Die vollständige und konforme Umsetzung der RED III mit ihren „Beschleunigungsgebieten“ sollte ermöglichen, dass Speicher-, Netz- und EE-Projekte schneller realisiert werden können. Kommunale Behörden sollten bei der Anwendung neuer Zulassungsregeln gezielt geschult und personell gestärkt werden.

IV.14.1.3. Finanzielle Unterstützung und Wirtschaftlichkeitsprüfung

Die finanzielle Tragfähigkeit ist für viele Kommunen eine zentrale Hürde. Daher ist die Förderung sektorengekoppelter Projekte auf kommunaler Ebene auszubauen – etwa durch gezielte Programme, Investitionskostenzuschüsse oder Betriebskostenerstattungen. Zugleich sind systematische Wirtschaftlichkeitsanalysen notwendig, um kommunalen Entscheidungsträgern realistische und langfristig tragfähige Szenarien aufzuzeigen.

IV.14.1.4. Stärkung der Bürgerbeteiligung als Erfolgsfaktor

Bürgerbeteiligung sollte als strategischer Bestandteil kommunaler Energieprojekte verstanden werden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen bieten bereits heute zahlreiche Möglichkeiten zur Bürgerbeteiligung – diese sollten verpflichtend eingesetzt werden, um Vertrauen und Akzeptanz zu fördern. Kommunen sollten finanzielle Bürgerbeteiligungsmodelle (z. B. Energie-

genossenschaften) aktiv unterstützen und partizipative Planungsprozesse niedrigschwellig gestalten.

IV.14.1.5. Vernetzung und Wissenstransfer ausbauen

Lokale und kommunale Akteure profitieren von Austausch und Best-Practice-Erfahrungen. Der Aufbau grenzüberschreitender Kompetenzzentren, kommunaler Netzwerke und Fortbildungsplattformen kann helfen, Wissen über technische Lösungen, rechtliche Vorgaben und Förderinstrumente systematisch zu verbreiten. Insbesondere für kleinere Gemeinden ist ein Zugang zu solchen Ressourcen entscheidend, um neue Technologien kompetent einführen zu können.

IV.14.2. Rechtliche Klarheit und Standardisierung

Insbesondere im Bereich Wasserstoff bestehen derzeit noch Unsicherheiten hinsichtlich der rechtlichen Definitionen, Zulassungsverfahren und Herkunftsnachweise. Eine klare und kohärente Definition z. B. für "grünen" bzw. „erneuerbaren“ Wasserstoff ist essentiel, um Marktakteuren Planungssicherheit zu geben. Die bestehenden EU-Richtlinien, etwa RED III, sollten konsequent in nationales Recht umgesetzt und deren Anwendung standardisiert werden. Dabei sollten auch Herkunftsnachweise transparent gestaltet und mit digitalen Tools verknüpft werden.

IV.14.3. Ausbau erneuerbarer Energien und Sicherstellung der Flexibilität des Energiesystems

Die Transformation zu einem sektorengekoppelten Energiesystem auf der Basis nichtfossiler Energieträger erfordert einen massiven Ausbau erneuerbarer Energien als Primärquelle für Strom, Wärme und Wasserstoffproduktion. Gleichzeitig muss die Flexibilität des Systems erhöht werden, um die Volatilität erneuerbarer Quellen auszugleichen. Speicherlösungen (z. B. Batterien, Wasserstoffspeicher) sowie flexible Verbraucherstrukturen (z. B. Wärmepumpen, Vehicle-to-Grid) sind hierfür essenziell. Politische Maßnahmen sollten Investitionen in Speichertechnologien gezielt fördern und regulatorische Hürden für deren Integration abbauen.
Die Richtlinie RED III sowie zugehörige delegierte Verordnungen der EU legen zentrale rechtliche und technische Grundlagen für den Ausbau von erneuerbaren Energien, Netz- und Speicherinfrastruktur sowie für die Wasserstoffwirtschaft. Ihre schleppende Umsetzung auf nationaler Ebene gefährdet jedoch die zeitgerechte Erreichung der Klimaziele und hemmt Investitionen. Politische Entscheidungsträger sollten auf eine beschleunigte, koordinierte Umsetzung drängen – unter Beteiligung aller relevanten Akteure, insbesondere auf kommunaler Ebene.

IV.14.4. Stärkung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit

In einer Grenzregion wie dem Oberrhein ist die Kooperation mit dem Nachbarland im Energiebereich besonders wichtig. Diese Kooperation bringt jedoch teilweise größere Herausforderungen mit sich. Um administrative Hürden abbauen zu können, beispielsweise für den Ausbau

eines grenzüberschreitenden Netzes oder das grenzüberschreitende Angebot öffentlicher Verkehrsmittel wie E-Roller oder E-Fahrräder, wäre der Abschluss eines Staatsvertrags erforderlich (wie dies beispielsweise für die Straßenbahn Straßburg-Kehl der Fall ist). Um den Bau einer grenzüberschreitenden Infrastruktur, wie z. B. einer Wasserstofftransportleitung, zu ermöglichen, sind außerdem vereinheitlichte technische Standards bzw. eine Harmonisierung der technischen Standards erforderlich. Hierfür ist die Zusammenarbeit mit den bereits bestehenden Institutionen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit im Oberrhein unerlässlich.

Der vorliegende Text wurde zu dem Zweck der sprachlichen Verbesserung und grammatikalischen Prüfung mit ChatGPT bearbeitet.

V. Bericht Arbeitspaket Nr. 5 Akzeptanzanalyse Innovativer Technologien

Mitglieder:

Leonie Wagner, KIT-DFIU

Dr. Daniel Sloot, KIT-DFIU

Dr. Kristin Limbach, KIT-DFIU

Dr. Nora Baumgartner, KIT-DFIU

Stephanie Stumpf, KIT-DFIU

Prof. Dr. Wolf Fichtner, KIT-DFIU

Cofinancé par l'Union Européenne
Kofinanziert von der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

V.1. Hintergrund und Zielsetzung

Das CO2InnO-Projekt untersucht verschiedene Maßnahmen zur Gestaltung einer CO_2-neutralen Oberrheinregion. Im Vordergrund stehen dabei insbesondere die technische Erforschung von Wasserstoff-Blockheizkraftwerken (BHKWs) in kommunalen Gebäuden sowie die Analyse von öffentlicher E-Ladeinfrastruktur. Über die technischen und wirtschaftlichen Analysen hinaus versteht sich das Projekt als Reallabor mit partizipativem Charakter: Die Perspektiven verschiedener Stakeholder an den Technologien sollen dadurch besonders in die Forschung integriert werden. Arbeitspaket 5 berücksichtigt diese Perspektive auf besondere Weise durch eine integrative, begleitende Akzeptanzforschung.

Ziel des Arbeitspakets ist erstens die Erforschung von Akzeptanzfaktoren wie relevanten Treibern und Barrieren von Akzeptanz mittels empirischer Analysen. Zweitens sollen daraus Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die einen effektiven Rollout der Technologien in der Bevölkerung fördern können. Dabei finden die Analysen vergleichend für Deutschland und Frankreich statt. Die Forschung des Arbeitspakets ist innovativ und integrativ, indem sie die beschriebene Akzeptanzforschung mit einem Co-Creation-Prozess verknüpft. Konkret werden die Ergebnisse der Akzeptanzanalysen in Co-Creation-Workshops eingespeist. Umgekehrt findet eine Rückspeisung der aus den Co-Creation-Workshops gewonnenen Erkenntnissen in empirischen Akzeptanzanalysen statt. Weitere ExpertInnen Diskussionen zu techno-ökonomischen und sozio-technischen Aspekten der untersuchten Technologien bereichern die Untersuchungen, indem sie ebenfalls in die Akzeptanzforschung und die Co-Creation Workshops einfließen.

Die Untersuchung der sozialen Akzeptanz neuer Technologien ist von großer Bedeutung, um die Technologien erfolgreich zu implementieren. Akzeptanzuntersuchungen finden dabei häufig auf mehreren Ebenen statt. Einerseits geht es um die Analyse der sozio-politischen Akzeptanz, die die gesellschaftliche Unterstützung oder Ablehnung einer (neuen) Technologie insgesamt beleuchtet. Einflussfaktoren auf die Akzeptanz, wie subjektiv wahrgenommene Risiken, Kosten oder Vorteile einer Technologie stehen hierbei besonders im Vordergrund. Demgegenüber fokussiert die Dimension der lokalen Akzeptanz nicht auf die Akzeptanz einer Technologie an sich, sondern auf konkrete Umsetzungsprojekte im lokalen Kontext. Hierbei ist beispielsweise relevant, wo konkrete Technologieprojekte örtlich umgesetzt werden, wie die lokale Bevölkerung davon betroffen ist und wie die Kosten der Umsetzung verteilt werden. Die Untersuchung dieser Dimensionen ermöglicht eine Abschätzung des realistischen Potenzials bestimmter Technologien oder Projekte sowie die Identifizierung von gesellschaftlichen Barrieren und Treibern von Akzeptanz. Sie ermöglicht auch die Ableitung von akzeptanzfördernden Maßnahmen.

Im Fokus von Arbeitspaket 5 stehen mit Wasserstoff-BHKW und öffentlichen E-Ladepunkten

zwei Technologien, die sich in ihren Merkmalen im Hinblick auf die soziale Akzeptanz der Öffentlichkeit unterscheiden. Öffentliche E-Ladepunkte stellen dabei die etabliertere der beiden Technologien dar, die durch ihre Sichtbarkeit einen vergleichsweisen hohen Bekanntheitsgrad haben. In der Akzeptanzforschung spielen öffentliche E-Ladepunkte bisher keine bedeutende Rolle (siehe z. B. Sun et al., 2016), was darin begründet sein könnte, dass sie auch in der öffentlichen Debatte kaum kontrovers diskutiert werden und vergleichsweise geringe Risiken mit sich bringen. Vor dem Hintergrund der Parkplatzknappheit in urbanen Räumen und dem geplanten weiteren Ausbau der Ladeinfrastruktur ist es jedoch denkbar, dass es in Zukunft zu vermehrten Konflikten zwischen E-Auto-BesitzerInnen und den BesitzerInnen von Verbrennerfahrzeugen kommt, was aufgrund des Mangels an Untersuchungen zur Akzeptanz der notwendigen Bauvorhaben eine Forschungslücke darstellt. Lediglich Morton et al. (2025) untersuchten die Akzeptanz für öffentliche Ladeinfrastrukturprojekte und identifizierten das Vertrauen in die Industrie und Umweltproblembewusstsein sowie Interventionen für eine verstärkte Effektivitätswahrnehmung als relevante akzeptanzfördernde Faktoren.

Ein für die soziale Akzeptanz relevanter Faktor sind die anfallenden Kosten und insbesondere die Frage, in welcher Weise diese auf verschiedene Stakeholder (z. B. NutzerInnen, BetreiberInnen, öffentliche Gemeinden) verteilt werden. Bisherige empirische Arbeiten zeigen eine geringe Zahlungsbereitschaft von E-Auto-NutzerInnen für öffentliche Ladeinfrastruktur (Globisch et al., 2019). Dieses Arbeitspaket geht daher unter anderem der Frage nach, inwieweit die öffentliche Akzeptanz neuer öffentlicher Ladepunkte durch eine Kostenverteilung auf einzelne NutzerInnen bzw. der Finanzierung aus dem öffentlichen Haushalt bedingt ist.

Wasserstoff-BHKW stellen gegenüber öffentlichen E-Ladepunkten eine neuere Technologie dar, die in der allgemeinen Öffentlichkeit noch weitgehend unbekannt ist. Dementsprechend ist die Akzeptanz auch vergleichsweise unerforscht. In der Oberrhein-Region existieren bisher nur wenige Pilotprojekte, anhand derer sich die tatsächliche Akzeptanz analysieren ließe, was für großflächige Studien einen Rückgriff auf die Analyse von hypothetischer Akzeptanz notwendig macht. Mögliche Rückschlüsse auf das Akzeptanzpotential lassen sich darüber hinaus aus vergleichbaren Wasserstoff-Technologien ableiten. Beispielsweise untersuchten Schönauer und Glanz (2022) die sozio-politische sowie lokale Akzeptanz von Wasserstoffinfrastruktur und stellen ein allgemein hohes Akzeptanzpotential fest. Huijts et al. (2014) untersuchen zudem die Einflussfaktoren auf die öffentliche Akzeptanz von Wasserstofftankstellen in den Niederlanden. Im Fall von Wasserstoff-BHKW spielt neben der allgemeinen Akzeptanz auch die Frage der Partizipation bei der Umsetzung von Projekten eine entscheidende Rolle. Dieses Arbeitspaket geht daher sowohl der Frage der sozialen Akzeptanz und ihrer Einflussfaktoren nach. Daneben werden auch die verschiedenen Stakeholder, die zur Umsetzung notwendig sind, näher analysiert sowie die Einbeziehung der Öffentlichkeit in lokale Wasserstoff-BHKW-Projekte beleuchtet. Auch kann vermutet werden, dass die Akzeptanz von Wasserstoff-

Technologien (z.B. gegenüber E-Ladeinfrastruktur) durch vielschichtige Einflussfaktoren bedingt ist. So spielen hier möglicherweise nicht nur Fragen der Finanzierung bzw. Kostenverteilung eine Rolle, sondern auch grundsätzlichere wahrgenommene Risiken von Wasserstoff als Energieträger wie Sicherheitsbedenken, Verfügbarkeit von regionaler oder nationaler Erzeugung sowie Abhängigkeiten von Importen. Da sich diese Faktoren nachgelagert auch auf die öffentliche Akzeptanz konkreter Anwendungen wie Wasserstoff-BHKW auswirken können, werden sie in diesem Arbeitspaket ebenfalls thematisiert.

Die im Arbeitspaket durchgeführten Untersuchungen nutzen eine große Bandbreite an Methoden, um Fragestellungen der Akzeptanz und öffentlichen Beteiligung aus möglichst vielen Perspektiven zu beleuchten. Die Methoden reichen dabei von Literaturanalysen und der Erforschung bestehender Pilotprojekte als Best-Practice-Beispiele (einschließlich qualitativer Experteninterviews) über quantitative Expertenbefragungen bis hin zu großen repräsentativen Befragungen der allgemeinen Öffentlichkeit. Diese Methoden werden im nächsten Abschnitt näher erläutert.

Die letzte Maßnahme von WP 6 untersucht die öffentliche Akzeptanz von intelligenten Stromzählern, wobei insbesondere auch wahrgenommene Cyber-Risiken betrachtet werden. Damit intelligente Stromzähler in der Breite ihre volle Wirkung entfalten können, müssen sie von Akteuren wie privaten Haushalten sowohl adoptiert werden (d.h. dem Einbau muss zugestimmt werden) als auch anschließend effektiv genutzt werden. Effektive (z.B. netzdienliche) Nutzungsentscheidungen von Haushalten setzen die vorherige Akzeptanz der Technologie voraus: dies umfasst die subjektive Wahrnehmung der Vorteile und Chancen, die intelligente Stromzähler bieten, aber auch die wahrgenommenen Risiken der Technologie. In Bezug auf letztere werden in der öffentlichen Debatte besonders mögliche Eingriffe in die Privatsphäre sowie die Datensicherheit diskutiert. Die öffentlichen Wahrnehmungen hinsichtlich der Vorteile und Risiken von intelligenten Stromzählern können sich kontextuell (z. B. über verschiedene Konsumentengruppen hinweg), aber auch kulturell (z. B. durch eine unterschiedliche Auffassung der Relevanz von Privatsphäre) unterscheiden. Der deutsch-französische Vergleich bietet in diesem Fall große Chancen, denn der Rollout von intelligenten Stromzählern ist in den beiden Ländern unterschiedlich gehandhabt worden und bis zu diesem Zeitpunkt (2025) unterschiedlich weit vorangeschritten: während Frankreich mittlerweile eine sehr hohe Abdeckung von intelligenten Stromzählern aufweist, ist die Anteil abgedeckter Haushalte in Deutschland noch im einstelligen Prozentbereich.

Um die Akzeptanz von intelligenten Stromzählern in der Bevölkerung näher zu untersuchen, wurden im Rahmen dieser Maßnahme empirische Studien durchgeführt. Eine erste quantitative Befragung zur Akzeptanz wurde im Rahmen eines gemeinsamen Seminars zwischen dem KIT-DFIU und der UHA gemeinsam entwickelt, wodurch die deutsch-französische Perspektive sehr gut eingebracht werden konnte. Die durchgeführte Befragung lieferte erste Erkenntnisse

mit einem Fokus auf dem vorhandenen Wissen in der Bevölkerung über intelligente Stromzähler. Sie ermöglichte auch einen direkten Vergleich zwischen deutschen und französischen Befragten, basierte jedoch auf einer Gelegenheitsstichprobe.
Die anschließend durchgeführte quantitative Befragung komplementierte die erste Studie dadurch, dass eine größere und bevölkerungsrepräsentative Stichprobe in Deutschland und Frankreich akquiriert wurde. Zudem lag der Fokus in dieser Studie noch stärker auf den subjektiven Wahrnehmungen zu Vorteilen sowie Cyber-Risiken und stellte neben der grundsätzlichen Akzeptanz von intelligenten Stromzählern auch die Akzeptanz für ihre konkreten Anwendungsmöglichkeiten in den Vordergrund.

V.2. Methoden und Material

V.2.1. **Literaturüberblick und Identifikation von Best-Practice-Beispielen**

Mittels einer Literaturrecherche wurden als erster Schritt bestehende theoretische Ergebnisse zur Akzeptanz innovativer Energien gesammelt. Zum Sammeln bestehender Erkenntnisse zu Verfahren, Methoden, Theorien, sowie akzeptanzfördernden und -mindernden Aspekten wurde ein Literaturüberblick erstellt. Die Studien wurden mittels einer systematischen Suche in einer wissenschaftlichen Suchmaschine identifiziert. In einer Tabelle wurden relevante Aspekte zur Einordnung der Studien zusammengetragen, wie AutorInnen, Veröffentlichungsjahr, Forschungsdisziplin, Ziel und Fragestellungen, Theorien, Design, Datenerfassung und -analyse und betrachtete Technologien. Des Weiteren wurden Ergebnisse zu Akzeptanz, Legitimität, Gerechtigkeit, Widerstand, Vertrauen, *Place Attachment* (emotionale oder psychologische Bindungen an einen bestimmten Ort), Barrieren, Chancen und Policy-Empfehlungen der Studien zusammengefasst und genannte Best Practices zusammengetragen.
Ergänzt wurden diese Befunde durch eine Übersicht aktueller Best-Practice-Beispiele der in CO2InnO untersuchten Technologien in Deutschland und Frankreich. Dabei wurden zusätzlich graue Literatur und Materialien der Öffentlichkeitskommunikation (z. B. Internetseiten) genutzt, um ein vollständiges Abbild von Best Practices zu erhalten.

V.2.2. **Einspeisung des Stands der Wissenschaft in den partizipativen Prozess**

Zur Einspeisung in den partizipativen Prozess wurden mehrere Methoden genutzt. Projektintern wurden die Ergebnisse der ersten Maßnahmen in Diskussionsrunden mit ProjektpartnerInnen eingebracht, wobei diese protokolliert wurden.
In Zusammenarbeit mit anderen ProjektpartnerInnen wurde der Co-Creation-Prozess organisiert. Der Austausch zu Ergebnissen mit außenstehenden Teilnehmenden wurde mittels Befragungen und Workshops durchgeführt.
Die Befragung von ExpertInnen auf dem europäischen Wasserstoffgipfel in Straßburg fand anstelle des ersten Co-Production-Workshops statt. Der Wasserstoffgipfel bot die Möglichkeit,

eine größere und internationalere Stichprobe an ExpertInnen zu erreichen, als es mit einem regulären Workshop möglich gewesen wäre. Während die meisten Studien, die sich mit ExpertInnenmeinungen befassen, kleine Stichproben (z. B. in Einzelinterviews oder Fokusgruppen) umfassen (bspw. Barth et al., 2016; Hasankhani et al., 2024), konnten im Rahmen dieses Events ausreichend Antworten erhoben werden, um Verteilungen und Zusammenhänge auch quantitativ zu untersuchen. Diese Erhebung von Erkenntnissen zur Akzeptanz unter ExpertInnen ist im Abschnitt „fragebogenbasierte Akzeptanzstudien“ beschrieben.
Die Workshops wurden veranstaltet, um die Ergebnisse der abgeschlossenen Projektmaßnahmen an interessierte Personen aus der Öffentlichkeit und Stakeholder weiterzugeben und deren Perspektiven in die weiteren Maßnahmen einfließen zu lassen. Die Workshops enthielten Inputs von ProjektpartnerInnen zur Information über die Technologien und Anwendungsmöglichkeiten sowie moderierte Diskussionen und eine Vorab- und Nachabfrage zum Wissensstand. Protokolle der Diskussion und die Auswertung des Wissensstands wurden in den Leitfaden einbezogen.

V.2.3. **Leitfadeninterviews**

Die in der Übersicht zu Best-Practice-Beispielen identifizierten InterviewpartnerInnen wurden zum Zweck der ExpertInnenbefragung für Interviews angefragt. Aufgrund der ohnehin limitierten Anzahl infrage kommender Projekte und der geringen Resonanz gestaltete sich die Akquise von InterviewpartnerInnen schwierig und es wurden letztendlich lediglich drei Interviews durchgeführt. Aus diesem Grund wurden die Erkenntnisse aus den Interviews mit denen anderer Methoden integriert.
Für die Durchführung der Interviews wurde ein halbstrukturiertes Verfahren gewählt, wobei die Fragen und eventuelle Rückfragen durch einen eigens entwickelten Leitfaden im Voraus feststanden und frei beantwortet werden konnten. Bei der Vorbereitung des Leitfadens wurden bereits gesammelte Erkenntnisse früherer Maßnahmen für die inhaltliche Auswahl der Fragen, sowie methodische Empfehlungen aus empirischen Studien berücksichtigt.

V.2.4. **Policy Brief**

Ein Policy Brief ist eine kurze Informationsschrift, die auf Basis wissenschaftlicher, bspw. empirischer, Arbeit Empfehlungen für die Politik bereitstellt. Für das Arbeitspaket 5 wurde auf Basis der Ergebnisse der ersten vier Maßnahmen ein Policy Brief zu wasserstoffbetriebenen BHKWs auf Quartiersebene verfasst.
Hierfür wurden Erkenntnisse aus Literaturrecherchen, Diskussionsrunden und Interviews auf die identifizierten Best-Practice-Beispiele bezogen. Dies geschah mit dem Ziel, für die Akzeptanzforschung relevante Erkenntnisse für diese noch nicht etablierte Technologie zusammenzutragen.
Der Schwerpunkt des Policy Briefs lag neben einer zusammenfassenden Beschreibung von

Best Practices der technischen Umsetzung insbesondere auf der Rolle verschiedener Akteure, die für eine erfolgreiche Umsetzung von wasserstoffbetriebenen BHKWs notwendig sind. Daran gliederte die Hochschule Kehl Informationen zu anwendbaren rechtlichen Bestimmungen und Beteiligungsverfahren an. Die gebündelten Informationen wurden in verkürzter Form auch in einem Flyer zusammengestellt, der als Output der Maßnahme 5.2 diente. Darüber hinaus bilden die im Policy Brief dargestellten Informationen gemeinsam mit den Erkenntnissen aus den fragebogenbasierten Akzeptanzstudien die Grundlage des Leitfadens als Output von Maßnahme 5.8.

V.2.5. **Fragebogenbasierte Akzeptanzstudien**

Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden zwei fragebogenbasierte Akzeptanzstudien als quantitative Befragungsmethode eingesetzt. Durch mehrstufige Antwortformate können den erfassten Antworten Zahlenwerte zugeordnet werden, was eine Quantifizierung von bspw. Zustimmung erlaubt. Über die ganze Stichprobe hinweg können anhand der Verteilung Aussagen über das Stimmungsbild getroffen werden. Im Kontext erneuerbarer Energien können so bspw. das Mittel und die Streuung von Meinungen zu Technologien, Bauprojekten, Importstrategien etc. erfasst werden.

Darüber hinaus erlaubt diese Art der Datensammlung die Untersuchung des Zusammenhangs zwischen verschiedenen Konstrukten und kann so bestehende Forschungsergebnisse bestätigen oder neue Ergebnisse hervorbringen. Die quantitativen Akzeptanzstudien bilden damit eine wichtige Ergänzung zu den oben beschriebenen qualitativen Studien und Analyse der Best-Practice-Beispiele. Sie haben eine größere Reichweite, wodurch sich allgemeinere Schlüsse zu Akzeptanzfaktoren ableiten lassen. Insbesondere ermöglichen die Studien auch einen direkten Vergleich zwischen Deutschland und Frankreich, was elementar für die Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Oberrhein-Region ist.

Für dieses Arbeitspaket wurden im Rahmen zweier Maßnahmen Fragebögen zur Akzeptanz der interessierenden Technologien eingesetzt. Als Schritt des Co-Creation-Prozesses wurde eine Expertenbefragung unter Teilnehmenden des Wasserstoffgipfels durchgeführt. Diese Stichprobenauswahl fokussiert die Perspektive derjenigen Personen, die für die technische und politische Umsetzung von Wasserstofftechnologien verantwortlich sind, um das wahrgenommene Potenzial von Wasserstoff für die Energiewende aus ExpertInnensicht analysieren zu können. Erhoben wurden die Einschätzungen von n = 43 Personen aus Deutschland, Frankreich und der Schweiz, die überwiegend in der Politik, Verwaltung oder Industrie tätig waren. Konkret wurden diese Personen zu dem Potenzial von Wasserstoff in verschiedenen Einsatzbereichen und als Energieträger in Privathaushalten und Kommunen, zu Transportwegen und zu Erzeugungsformen befragt. Die Ergebnisse wurden graphisch und nach Ländern getrennt ausgewertet.

Für die Maßnahmen 5.5 und 5.6 wurde eine bevölkerungsrepräsentative Studie in Deutschland und Frankreich durchgeführt. In dieser Studie wurden mittels eines Online-Fragebogens potenzielle Einflussfaktoren auf die lokale Akzeptanz dezentraler Energiestrukturen erfasst. Hierfür wurde ein experimentelles Design entworfen, in welchem den Teilnehmenden jeweils ein Kurztext zur elektrischen Ladesäuleninfrastruktur und ein Kurztext zum Wasserstoff-BHKW vorgelegt wurde, wobei eine von zwei möglichen Finanzierungsformen genannt wurde. Während als Rahmenszenario immer die Errichtung der Energieinfrastruktur in der Wohnumgebung beschrieben wurde, wurde in den Texten der einen Gruppe aufgeführt, dass diese durch Nutzende der Ladesäulen bzw. eines kommunalen Gebäudes finanziert werden sollte, und in der anderen Gruppe, dass die Energieinfrastrukturen durch Steuergelder der Kommune finanziert werden sollten.

Im Anschluss daran wurden Akzeptanz und solche Konstrukte, die laut Fachliteratur damit im Zusammenhang stehen, erhoben. Dies erlaubt den Vergleich relevanter Überzeugungen und Einstellungen zwischen den beiden Technologien und Finanzierungsformen. Die genutzten Konzepte wurden aus der Fachliteratur übernommen oder für den Kontext des Wasserstoff-BHKW bzw. der Ladesäulen adaptiert.

Die Bevölkerungsrepräsentativität wurde hierbei durch eine ausreichend große Stichprobe mit einer Quotierung von Repräsentativitätsmerkmalen gesichert. Hierfür wurde die Verteilung der Merkmale Geschlecht, Alter, Bildung und Einkommen in der deutschen und französischen Bevölkerung bestimmt und in gleicher Weise in der Erhebung selektiert. Vor dem Hintergrund der bislang niedrigen Prävalenz von E-AutobesitzerInnen sowohl in Deutschland als auch in Frankreich wurde der Anteil von E-AutobesitzerInnen überselektiert, sodass die Daten einen Akzeptanzvergleich zwischen Personen, die ein E-Auto besitzen, und solchen, die keines besitzen, ermöglichen.

Nach Bereinigung des Datensatzes verblieben n = 1603 Personen. Die Stichprobenverteilung ist in Abb. 1 dargestellt. Die Ergebnisse wurden graphisch und nach Ländern getrennt ausgewertet.

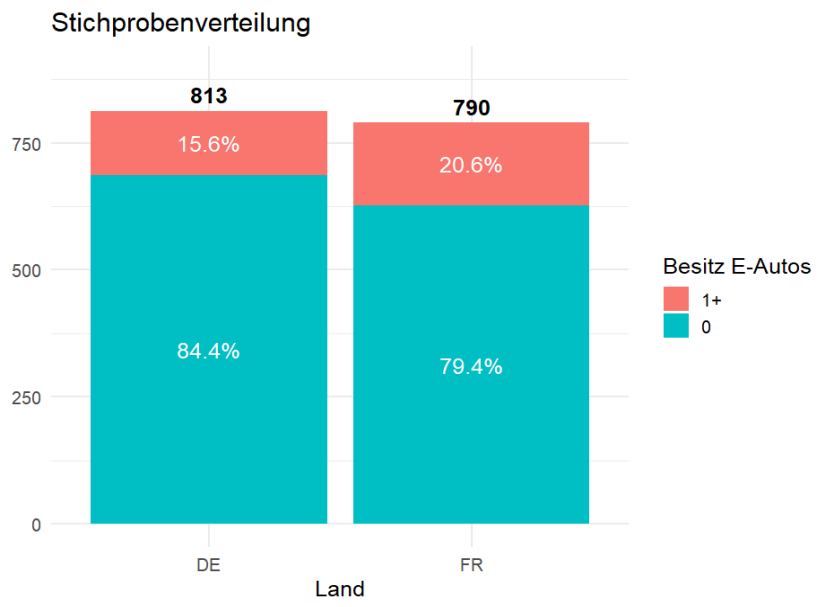


Abbildung V-1: Stichprobenverteilung bevölkerungsrepräsentativer Akzeptanzbefragung nach Land und E-Auto-Besitz

V.2.6. **Empirische Studien zur Erhebung der Risiken von Cybersicherheit und Akzeptanz von intelligenten Stromzählern**

Für die fünfte Maßnahme wurden zwei quantitative Akzeptanzbefragungen unter der deutschen und französischen Bevölkerung durchgeführt. Die mehrstufigen Antwortformate ermöglichen die Zuordnung von Zahlenwerten zu den erfassten Skalen und somit eine Quantifizierung von bspw. Zustimmung. Dies erlaubt die Untersuchung des Stimmungsbildes zu Smart Metern im Allgemeinen und den Ländervergleich zwischen Deutschland und Frankreich.

Die erste quantitative Akzeptanzbefragung wurde mit einer Gelegenheitsstichprobe (n = 264) durchgeführt. 79% der französischen, aber nur 12% der deutschen Befragten gaben an, bereits einen Smart Meter zu besitzen. Die Umfrage fokussierte sich auf den Wissenstand in der Bevölkerung zu intelligenten Stromzählern allgemein. Dazu wurde die Kenntnis verschiedener Begriffe, die Wahrnehmung von Datenschutz, Technikaffinität, Informiertheit zu Smart-Meter-Einbau, wahrgenommene Chancen und Risiken, Bereitschaft zum Einbau und soziodemographische Daten erfasst. Die Ergebnisse wurden grafisch und nach Ländern getrennt ausgewertet.

Ergänzend hierzu wurde eine bevölkerungsrepräsentative Umfrage in Deutschland und Frankreich durchgeführt. Für diese Maßnahme wurden mittels eines Online-Fragebogens die Akzeptanz verschiedener Smart-Meter-Anwendungen sowie potenzielle Einflussfaktoren darauf untersucht.

Zur generellen Verständlichkeit wurde zunächst ein einleitendes Szenario präsentiert, d. h. die Teilnehmenden wurden in einem Kurztext gebeten, sich ein Szenario vorzustellen, in der ihr

Energieversorger die aktive Smart-Meter-Nutzung fördern möchte. Im Anschluss daran wurden sie zu der Akzeptabilität verschiedener Smart-Meter-Anwendungen befragt, welche sich auf Bedarfsüberwachung, dynamische Tarife, Energieverbrauchsdarstellung, manuelle und automatische Lastverschiebung sowie direkte Laststeuerung bezogen und für die allgemeine Bevölkerung verständlich beschrieben wurden. Dieses Studiendesign stellt die Nutzungsmöglichkeiten von Smart Metern (gegenüber der Anschaffung) in den Vordergrund und wurde vor dem Hintergrund des deutlich geringeren Smart-Meter-Rollouts in Deutschland ausgewählt, da ein Szenario notwendig war, das sowohl für deutsche als auch französische Befragte vorstellbar ist. Nach der Akzeptabilitätsabfrage wurden die Faktoren wahrgenommene Effektivität, wahrgenommenes Risiko, wahrgenommene Fairness, wahrgenommene Intrusion sowie Vertrauen in verschiedene Institutionen erfasst. Sie wurden ausgewählt, da sie in bisheriger Akzeptanzforschung einen Einfluss auf Smart Meter im Speziellen oder die Einführung neuer Haushaltstechnologien im Allgemeinen zeigten. Zusätzlich wurden die Konstrukte Umweltidentität, Innovationsorientierung, persönliche und soziale Normen sowie Problemwahrnehmung erhoben, welche mit der Wahrnehmung von Policies zu erneuerbaren Energien in Verbindung stehen. Alle Konstrukte wurden aus der bisherigen Akzeptanzliteratur abgeleitet bzw. für den Smart-Meter-Kontext adaptiert.

Die Bevölkerungsrepräsentativität wurde hierbei durch eine ausreichend große Stichprobe mit einer Quotierung von Repräsentativitätsmerkmalen gesichert. Hierfür wurde die Verteilung der Merkmale Geschlecht, Alter, Bildung und Einkommen in der deutschen und französischen Bevölkerung bestimmt und in gleicher Weise in der Erhebung selektiert. Nach Bereinigung des Datensatzes verblieben n = 1070 Personen. Die Stichprobenverteilung ist in Abbildung V-2 dargestellt. Die Ergebnisse wurden grafisch und nach Ländern getrennt ausgewertet.

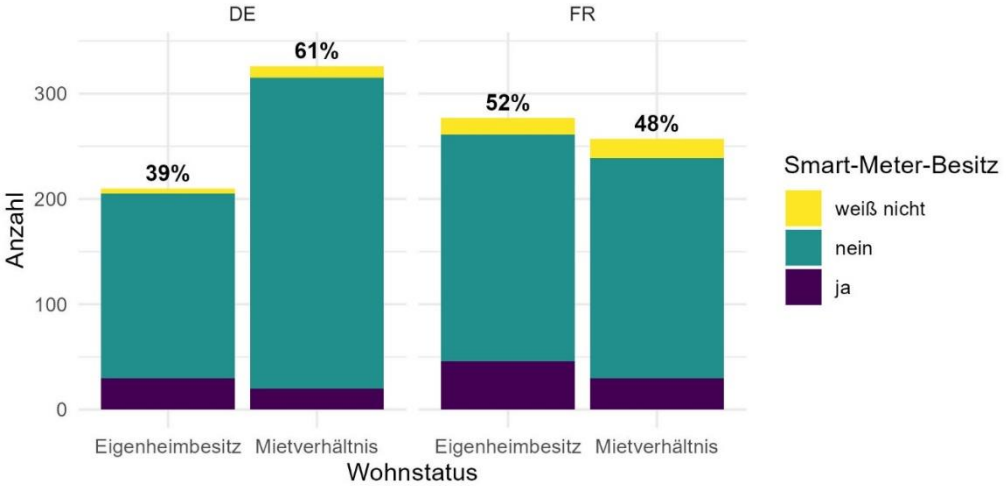


Abbildung V-2: Stichprobenverteilung bevölkerungsrepräsentativer Akzeptanzbefragung nach Land, Wohnstatus und selbstberichtetem Smart-Meter-Besitz

V.3. Ergebnisse

V.3.1. Pilotprojekte mit Fokus auf dezentrale Energietechnologien

In der Literaturanalyse wurden Fallstudien, Reviews, sowie empirische Studien zu Wasserstoff und elektrischen Ladesäulen als relevante Forschungsergebnisse identifiziert. Dabei war die Anzahl relevanter Studien zu elektrischen Ladesäulen geringer im Vergleich zu solchen zu Wasserstoff-BHKW. Dies lässt sich möglicherweise damit erklären, dass vor allem E-Autos und ihre Attribute (wie etwa Reichweite oder Ladedauer) Gegenstand der öffentlichen Diskussion sind, es aber weniger Anhaltspunkte dafür gibt, dass die Ladesäulen selbst als besonders kontrovers angesehen werden.

Als Einflussfaktoren auf die Akzeptanz von Wasserstoff durch die Öffentlichkeit wurden beispielsweise Wissen, wahrgenommene Kosten, Nutzen und Risiken genannt. Als Barrieren und Chancen wurden soziodemographische Variablen, der Wissensstand, Werte, Vertrauen in Unternehmen und Regierungen, Wahrnehmung von Nutzen (z. B. auf die Umwelt, Gemeinschaft), Risiko, Kosten und Fairness (distributiv, prozedural) sowie örtliche Faktoren (z. B. Distanz, Place Attachments) identifiziert. Dabei nahmen diese Variablen sowohl direkten Einfluss auf die Akzeptanz als auch gegenseitigen Einfluss aufeinander. Insbesondere Wissen über die Technologie und die Wahrnehmung von Effekten auf Umwelt und Klima ergaben sich als zentrale Einflussfaktoren. Bezüglich der Akzeptabilität von Ladesäulen wurden wahrgenommene Vorteile und Vertrauen in die Industrie als Einflussfaktoren identifiziert, wobei die geringe Studienanzahl in diesem Feld keine vergleichenden Aussagen zur Wichtigkeit bestimmter Faktoren erlaubt.

Für die Best-Practice-Beispiele wurden Projekte auf Quartiersebene mit Wasserstoffbezug identifiziert, darunter zehn in Deutschland und zwei in Frankreich. Während die französischen Projekte eher industriellen Zwecken zuzuordnen waren, wurden die deutschen Projekte konzipiert, um neue Quartiere nachhaltig mit Energie zu versorgen oder bestehende Quartiere neu zu versorgen. Alle Projekte hatten eine Dekarbonisierung bzw. Klimaneutralität der Energieversorgung im Sinn, wobei die InitiatorInnen zwischen Forschungseinrichtungen, Kommunen und Unternehmen variierten. Abhängig von Kontext und angestrebtem Versorgungsumkreis variierte auch der Energiebedarf erheblich.

Als Output der ersten Maßnahme wurde ein Bericht zu den Ergebnissen der Literaturrecherche und den Best-Practice-Beispielen verfasst. Eine Übersicht über die Best-Practice-Beispiele ist in Tabelle V.1 dargestellt.

Tabelle V.1: Übersicht über Wasserstoff-BHKW-Pilotprojekte in Deutschland und Frankreich

Name	Dauer	Art des Quartiers
H2 Hanse	n.a.	Bestandswohnungen
Energiezentrale von Vonovia OpenDistrictHub	13 Jahre	Bestandswohnungen
Brucklyn Quartier	Seit 2019	Neubau
Pioneer Park Hanau	Seit 2015	Neubau
Green Hydrogen Esslingen	Seit 2011	Sanierung, Neubau
Stadtquartier 2050 - Herausforderungen gemeinsam lösen	Seit 2011	Sanierung, Neubau
QUARREE100	Seit 2016	Bestandswohnung und Neubau
ENaQ Energetisches Nachbarschaftsquartier	Seit 2011	Sanierung und Neubau
Quartier Hugos	Seit 2021	Neubau
H2 Revier	Verworfen	Neubau
HYFLEXPOWER	Vier Jahre	Umbau
Moulin environnement	Seit 2022	Umbau

Mit drei Personen der Best-Practice-Beispiele wurden leitfadengestützte Interviews geführt. Diese Interviews fokussierten den Anlass der Projekte, wirtschaftliche und technische Überlegungen und Barrieren und Chancen in der Umsetzung. So wurden beispielsweise kommunale oder unternehmerische Ziele der Umsetzung besprochen und die Eingliederung in die Energiewende thematisiert. Bezüglich Technik und Wirtschaftlichkeit wurden bspw. Platzbedarfe, Energiebedarfe, Betriebskosten und die Integration mit anderen Technologien erläutert. Bezüglich Barrieren und Chancen wurden unter anderem bürokratische und planerische Hürden, sowie Faktoren, die die Akzeptanz in der Bevölkerung erhöhen oder senken, besprochen. Häufig genannt wurden die Vergabe von Fördermitteln und die Kommunikation über das Projekt, zum Beispiel in Form von Bürgerbeteiligungsverfahren.

Diese ersten Ergebnisse zu Best-Practice-Beispielen wurden in fünf Runden mit ProjektteilnehmerInnen institutionenübergreifend diskutiert. Über mehrere Monate hinweg wurden die Diskussionsrunden von verschiedenen Veranstaltern an verschiedenen Orten, teils im Onlineformat, durchgeführt. Im Fokus standen bei diesen Diskussionen zur Ergebnisbeschaffung, Methoden, bisherigen Ergebnissen, sowie die Ergänzung von Potenzialen der ProjektpartnerInnen und organisatorischer Austausch. Die Berichte der Protokolle bilden den Output der dritten Maßnahme.

Des Weiteren dienten die Ergebnisse der Diskussionsrunden, ebenso wie die der Literaturrecherchen und Interviews, als Grundlage für den Policy Brief, den Output der vierten Maßnahme. In diesem wurden insbesondere die Hintergründe sowie der Technologiemix der identifizierten Pilotprojekte beleuchtet. Die Energietechnologien, die in Kombination mit einem wasserstoffbetriebenen BHKW zum Einsatz kommen, sind in Abbildung V-3 dargestellt.

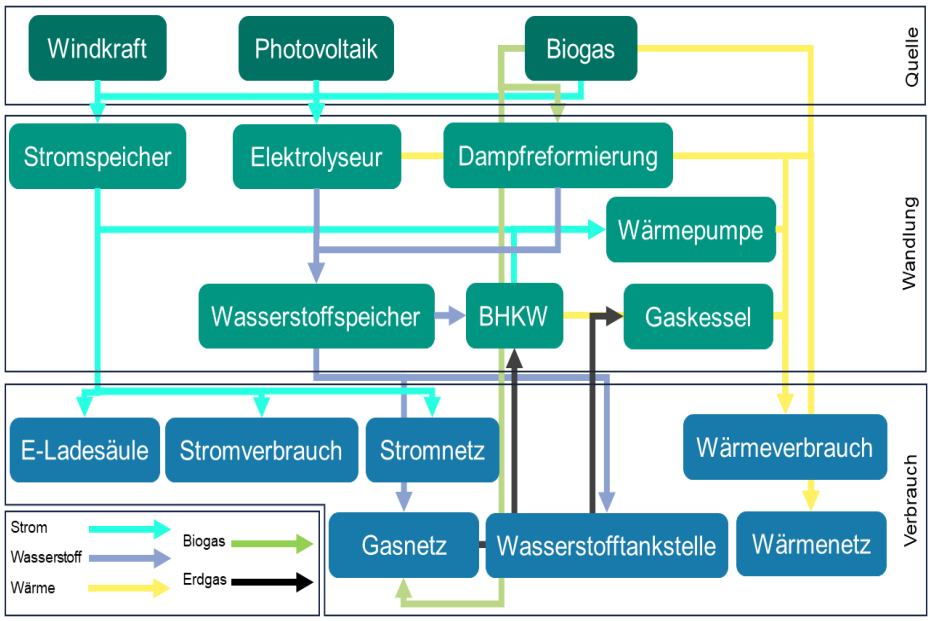


Abbildung V-3: Technologiemix im Zusammenhang mit einem Wasserstoff-BHKW

V.3.2. **Stakeholder und partizipative Prozesse**

In der Analyse mit der Hochschule Kehl wurden zahlreiche Stakeholder identifiziert, die sich fünf Phasen (Durchführung, Planung, Finanzierung, Genehmigung, Beteiligung) zuordnen lassen, wobei einzelne Stakeholder in mehreren Phasen eine Rolle spielen können. Dies ist in Abbildung V-4 dargestellt.

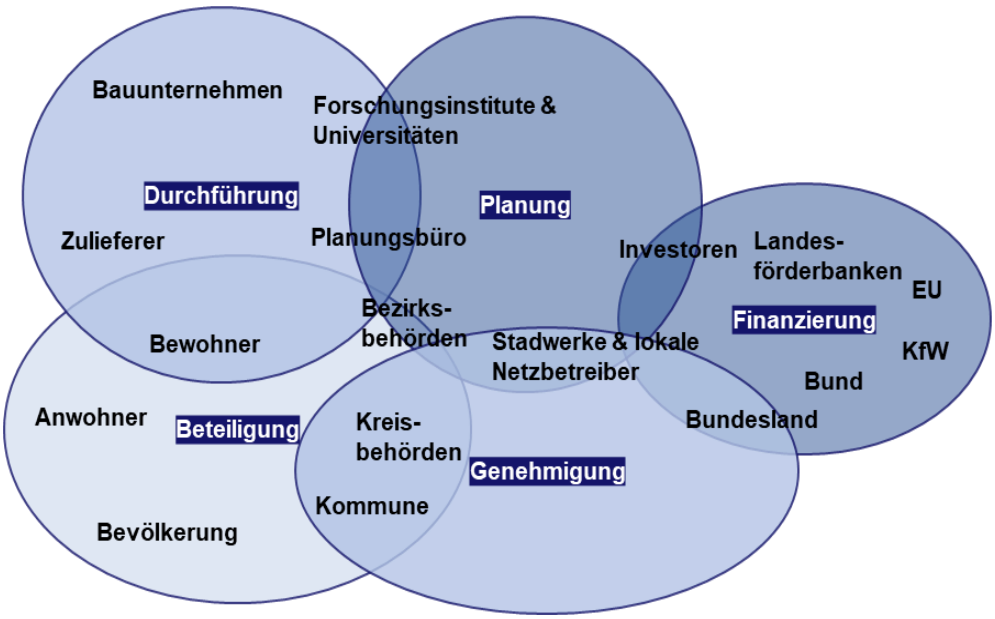


Abbildung V-4: Übersicht relevanter Akteure der Energiewende

Des Weiteren wurden Informationen zu informellen und formellen Beteiligungsformaten im Allgemeinen und im Speziellen für relevante Wasserstoff-Pilotprojekte zusammengestellt. Dies beinhaltete mögliche Formate und die Relevanz für den Projektverlauf.

Hinzu kamen noch die rechtlichen Aspekte dieser Beteiligungsformen, wobei die jeweiligen zum Tragen kommenden Gesetze erläutert wurden. Insbesondere ist hier das Fazit für die Errichtung von wasserstoffbetriebenen BHKWs hervorzuheben, welches die relevanten Gesetzgebungen, die im Wärmeplanungsgesetz aufgeführt sind, kondensiert.
Darüber hinaus beinhalten die gemeinsam mit der HS Kehl zusammengestellten Informationen auch finanzielle Aspekte, eine Übersicht von gewonnen Erkenntnissen aus konkreten Projekten, und ein Gesamtfazit zur Umsetzung eines wasserstoffbetriebenen BHKW. Diese Ergebnisse gingen gemeinsam mit den Erkenntnissen des Policy Briefs zu Pilotprojekten in den Flyer (Output der zweiten Maßnahme) ein.
In den durchgeführten Co-Production-Workshops wurde das subjektive Wissen zu Wasserstoff im Vorhinein als niedrig bewertet, wie auf Basis von Befunden zum Wissensstand der Bevölkerung zu erwarten war. Im Anschluss an die Inputs und Diskussionsrunden der Workshops erhöhte sich das selbsteingeschätzte Wissen. In den Diskussionsrunden stand die Relevanz für die Energiewende im Vordergrund, wobei von Teilnehmenden auch betont wurde, dass die Erzeugungs- und Importstrategien so ausgewählt werden müssen, dass keine drastische Verteuerung der Energieversorgung zulasten einkommensschwacher Gruppen stattfindet.
Zusätzlich bilden die Erkenntnisse zu Stakeholdern, partizipatorischen und rechtlichen Aspekten gemeinsam mit den Erkenntnissen aus ExpertInnen- und Bevölkerungsbefragung (s. folgende Abschnitte) sowie den Erkenntnissen aus den Co-Production-Workshops die Grundlage für den Leitfaden (Output der achten Maßnahme).

V.3.3. **Potenzialanalyse anhand von ExpertInnenmeinungen**

Um eine Potenzialanalyse für Wasserstoff als Energietechnologie aus der Sicht von ExpertInnen zu erstellen, wurde für die erhobenen Daten zunächst nach Frage und Land getrennt die Zustimmung oder Ablehnung analysiert. Zuletzt wurden auch Zusammenhänge zwischen Aspekten betrachtet.
Die ExpertInnen aller untersuchten Länder schätzten das Potenzial von Wasserstoff für Industrieprozesse und Schwerlastmobilität hoch ein, für die Individualmobilität und Wärmeerzeugung aber gering. Die Chancen für die Energiebedarfsdeckung in privaten Haushalten und Kommunen durch Wasserstoff wurden als eher niedrig eingeschätzt.
In Bezug auf Wasserstoffproduktionsorte und -wege schätzten die Befragten, dass der Anteil des Wasserstoffs, der innerhalb Europas über Pipelines transportiert wird, den Anteil, der per LKW, Schiff oder Schiene transportiert wird, übersteigt. Für den Import von außerhalb Europas wurde geschätzt, dass der Transport per Pipeline oder per Fahrzeug einen ähnlichen Stellenwert einnimmt. Zwischen den Ländern bestanden deutliche Unterschiede in der Einschätzung dazu, wie viel Wasserstoff in nationaler Eigenproduktion bzw. innerhalb Europas hergestellt werden kann und wie viel von außerhalb Europas importiert wird. Die französischen Befragten

gingen sowohl von einem höheren europäischen Anteil als auch einem höheren Anteil nationaler Eigenproduktion aus.
Die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien wurde überwiegend als akzeptabel bewertet. Die Erdgas-Erzeugungsformen wurden als weniger akzeptabel bewertet, wobei sich zwischen Wasserstoff aus Erdgas allgemein und Wasserstoff aus Erdgas in Verbindung mit CCS keine deutlichen Unterschiede erkennen lassen und diese als eher nicht akzeptabel oder nicht akzeptabel bewertet wurden. Dies lässt sich unter Umständen dadurch erklären, dass viele Teilnehmende insbesondere für Wasserstoff aus Erdgas in Verbindung mit CCS angaben, dass bislang keine konkrete Strategie bekannt sei, wie dies umgesetzt werden könnte. Wasserstoff aus Kernkraft wurde von den französischen Befragten als akzeptabler bewertet als von den Befragten aus Deutschland und der Schweiz.
Es bestand kein Zusammenhang zwischen einer höheren Einschätzung der nationalen Eigenproduktion mit einer besseren Bewertung der Energiebedarfsdeckung. Die Gruppe derjenigen, die Kernkraft-Wasserstoff als akzeptabler bewerteten, schätzte den nationalen Eigenproduktionsanteil höher ein, verglichen mit denjenigen, die diese Erzeugungsform als (eher) nicht akzeptabel bewerteten. Die steigende Bedeutung von Energieversorgungsunabhängigkeit kann sich auf die Akzeptanz solcher Erzeugungsformen auswirken, die den Produktionsanteil im eigenen Land steigern.
Insgesamt wurde das Potenzial von Wasserstoff für die kommunale Energieversorgung (die bei CO2InnO im Fokus steht) durch die ExpertInnen als eher gering eingeschätzt. Dies könnte mit der Einschätzung der Möglichkeiten, Wasserstoff durch inländische bzw. europäische Produktion bereitzustellen, und der Akzeptabilität verschiedener Energieerzeugungsformen zusammenhängen. Genauere Ergebnisse und Abbildungen können dem Anhang entnommen werden. Sie bilden gemeinsam mit den Berichten zu den anderen Co-Production-Workshops den Output der siebten Maßnahme sowie eine wesentliche Grundlage für den Leitfaden.

V.3.4. **Akzeptanz von Wasserstoff-BHKWs und E-Ladesäuleninfrastuktur in der Bevölkerung**

Die Basis der Onlineerhebung und den Output der fünften Maßnahme bildet der Fragebogen in deutscher und französischer Ausführung. Der eigens für diesen Kontext entwickelte Fragebogen umfasst insgesamt vier Vignetten (kurze, variierende Beschreibungen für je zwei Technologien und je zwei Finanzierungsformen) sowie neun sozio-demografische Fragen und vierzehn Skalen zur Erfassung von Akzeptanz und Einflussfaktoren.
Die nachfolgend berichteten Ergebnisse beschreiben deskriptive Unterschiede im durchschnittlichen Wert der Zustimmung zwischen beiden Ländern. Detailliertere Rückschlüsse auf statistisch signifikante Unterschiede in den Umfrageergebnissen lassen sich auf Basis des Posters, das den Output der sechsten Maßnahme bildet, ziehen.

V.3.5. **Ländervergleich der Technologiewahrnehmung**

Vor der Präsentation der Vignetten wurden die Teilnehmenden zu ihrer subjektiven Bewertung ihres eigenen Wissens zu der jeweils nachfolgend beschriebenen Technologie befragt, d. h. zu Wasserstoff als Energieträger und zu Strom bzgl. der Elektrifizierung verschiedener Energieanwendungen. Sowohl in Bezug auf elektrische Ladesäulen als auch auf Wasserstoff-BHKWs gaben die französischen Befragten dabei ein höheres subjektives Wissen an als die deutschen Befragten.

Die Bewertung der Errichtung elektrischer Ladesäulen fiel in Frankreich hinsichtlich mehrerer Faktoren positiver aus als in Deutschland. Die französischen Befragten gaben an, die Implementierung akzeptabler zu finden. Bei der Frage danach, wie auf eine geplante Umsetzung reagiert werden würde, zeigte sich in Frankreich eine stärkere Polarisierung, da die Befragten durchschnittlich sowohl mehr Unterstützungsintention als auch mehr Protestintention angaben, als die deutschen Befragten. Die Bereitschaft, an einem Bürgerbeteiligungsverfahren teilnehmen zu wollen, war in Frankreich ähnlich ausgeprägt. Zusätzlich gaben mehr französische als deutsche Befragte an, bereits Ladesäulen zu nutzen und in Zukunft (nach Implementierung der Maßnahme) nutzen zu wollen.

Die französischen Befragten gaben an, die Implementierung in Bezug auf gesellschaftliche, ökonomische und Umweltfolgen als effektiver wahrzunehmen als die deutschen Befragten. Zugleich gaben die französischen Befragten aber auch an, dass die Implementierung der elektrischen Ladesäulen in Bezug auf diese Folgen als riskanter eingeschätzt wird, im Vergleich zu den deutschen Befragten.

In Bezug auf wahrgenommene Fairness gaben französische Befragte sowohl an, dass die Implementierung für verschiedene Gruppen zu einer Verbesserung im Vergleich zu vorher führen würde, als auch, dass sie etwas weniger erwartete Nachteile für weniger privilegierte Gruppen im Vergleich zu den deutschen Befragten sehen.. Auch die Erwartungen an das Bürgerbeteiligungsverfahren (prozedurale Fairness) wurden dabei etwas positiver bewertet.

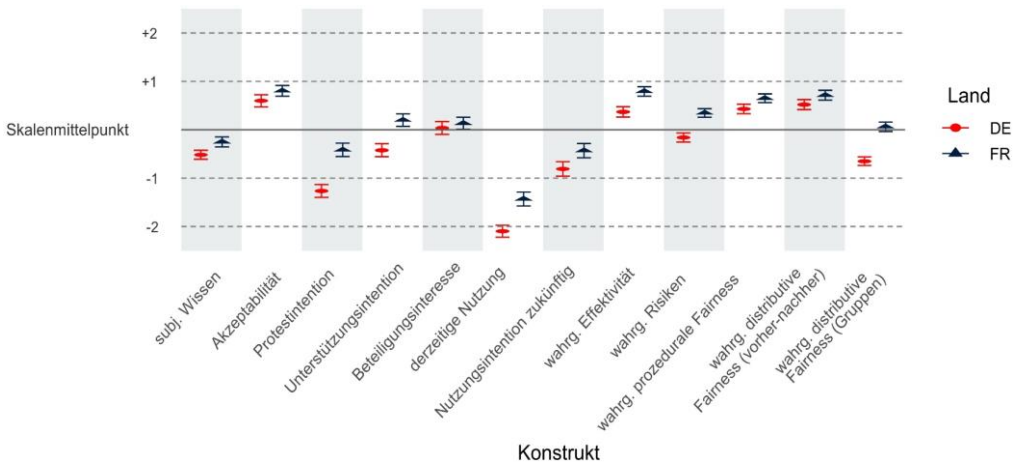


Abbildung V-5: Wahrnehmung elektrischer Ladesäulen in Deutschland und Frankreich

Die Implementierung des Wasserstoff-BHKW wurde in Frankreich ebenfalls allgemein positiver bewertet als in Deutschland, wobei die Unterschiede weniger ausgeprägt waren im Vergleich zu den Ladesäulen. Die Akzeptabilität und die Bereitschaft zur Teilnahme an einem Bürgerbeteiligungsverfahren wurden von Befragten beider Länder etwa gleich bewertet. Auch für diese Maßnahme gaben die französischen Befragten an, eher an Unterstützungsaktionen sowie an Protestaktionen teilnehmen zu wollen. Wenngleich mehr deutsche als französische Befragte angaben, bereits das kommunale Gebäude zu nutzen, war das Interesse daran, es in Zukunft (nach Implementierung der Maßnahme) zu nutzen, gleich hoch.
Die französischen Befragten gaben an, diese Maßnahme in Bezug auf gesellschaftliche, ökonomische und Umweltfolgen als effektiver wahrzunehmen als die deutschen Befragten. Auch für die Implementierung des Wasserstoff-BHKWs gaben die französischen Befragten im Vergleich zu den deutschen Befragten an, dass sie die Folgen als riskanter einschätzen.
In Bezug auf wahrgenommene Fairness gaben französische Befragte sowohl an, dass diese Maßnahme für verschiedene Gruppen zu einer Verbesserung im Vergleich zu vorher führen würde, als auch, dass sie weniger Nachteile für weniger privilegierte Gruppen im Vergleich zu den deutschen Befragten sehen. Auch die Erwartungen an das Bürgerbeteiligungsverfahren (prozedurale Fairness) wurden dabei etwas positiver bewertet.

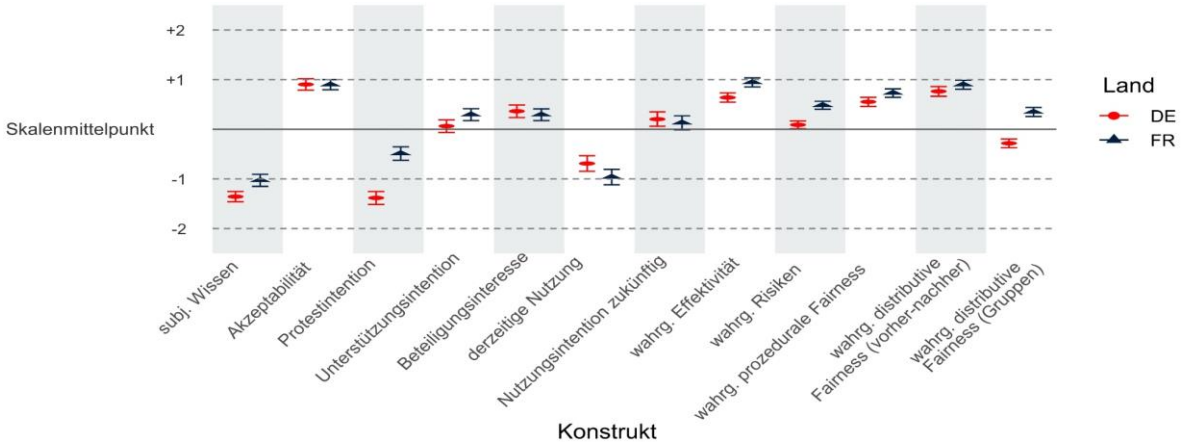


Abbildung V-6: Wahrnehmung Wasserstoff-Blockheizkraftwerk in Deutschland und Frankreich

Diese Ergebnisse fanden sich unabhängig von der Finanzierungsform, wobei die Finanzierung durch kommunale Gelder in beiden Ländern für beide Technologien positiver wahrgenommen wurde. Dieser Effekt war in Deutschland größer als in Frankreich.

V.3.5.1. Technologievergleich

Im Technologievergleich ergab sich, dass das Wasserstoff-BHKW über beide Länder hinweg durchschnittlich etwas positiver bewertet wurde als die E-Ladesäulen, in Bezug auf Akzeptabilität, Handlungsintentionen, Nutzungsintentionen, wahrgenommene Effektivität und wahrge-

nommene Fairness. Lediglich die Risiken wurden bezüglich des Wasserstoff-BHKWs als etwas höher wahrgenommen. Das subjektive Wissen zu Wasserstoff wurde aber im Vorhinein in beiden Ländern als niedriger bewertet als das Wissen zu Strom. Im Gegensatz zu Befunden aus der Literatur stellten der Wissensstand und die Risikowahrnehmung hier also keine Barriere für die Akzeptanz dar. Das könnte durch das Forschungsdesign zu erklären sein, in welchem Vignettenbeschreibungen möglicher Szenarien in der eigenen Wohnumgebung beschrieben wurden. Wenngleich die elektrischen Ladesäulen nicht auf ein großes Maß an Ablehnung stießen, wurde das BHKW als etwas fairer und effektiver wahrgenommen. Unter Umständen wurde dies als der größere Zugewinn für die Umgebung angesehen. Dies sollte in zukünftiger Forschung und bei der tatsächlichen Umsetzung von kommunalen Energieprojekten weiter untersucht werden.

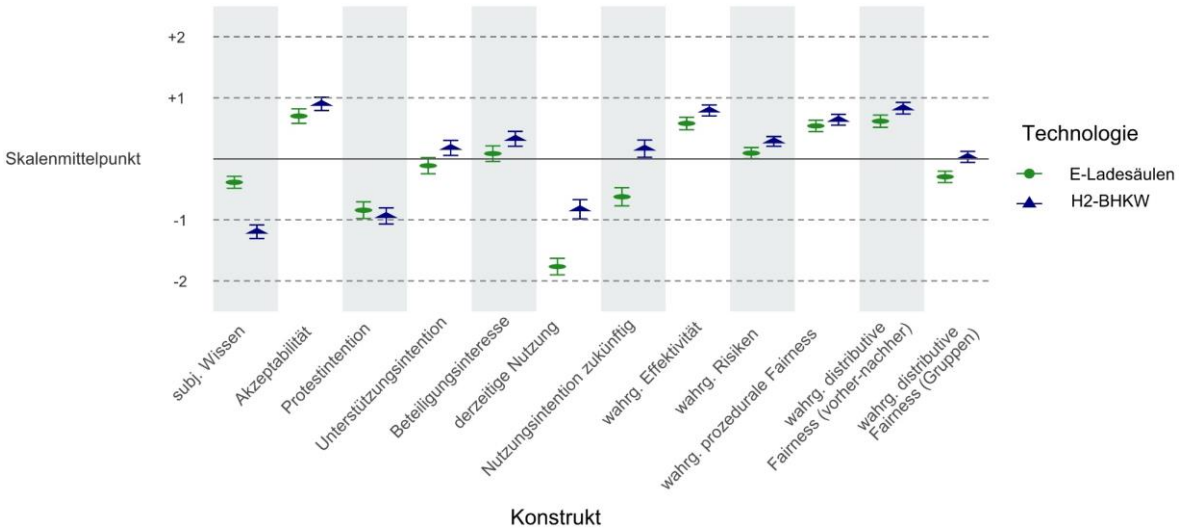


Abbildung V-7: Wahrnehmung elektrischer Ladesäulen und Wasserstoff-Blockheizkraftwerk im Vergleich

V.3.5.2. Ländervergleich der psychologischen Variablen

Zusätzlich gaben französische Befragte ein höheres Maß an Vertrauen in verschiedene politische und wirtschaftliche Institutionen sowie ihr soziales Umfeld an als deutsche Befragte. Sie identifizierten sich stärker als umweltfreundliche Person, die umweltschützend handelt (Umweltidentität). Außerdem berichteten die französischen Befragten eine höhere Innovationsorientierung (Streben nach Neuheit, Innovation und Interesse an Informationen über und Tests von neuen Dienstleistungen und Produkten). In Bezug auf persönliche Normen (individuelle Empfindung moralischer Verpflichtung) und subjektive Normen (Wahrnehmung von Verhalten und Erwartungen des sozialen Umfelds) bezüglich der Energiewende wurden unter den französischen Befragten ebenfalls höhere Werte verzeichnet. Zudem gaben sie eine höhere Problemwahrnehmung an (hier die Erwartung, dass negative Umweltfolgen als Konsequenz des aktuellen Energiemix auftreten werden).

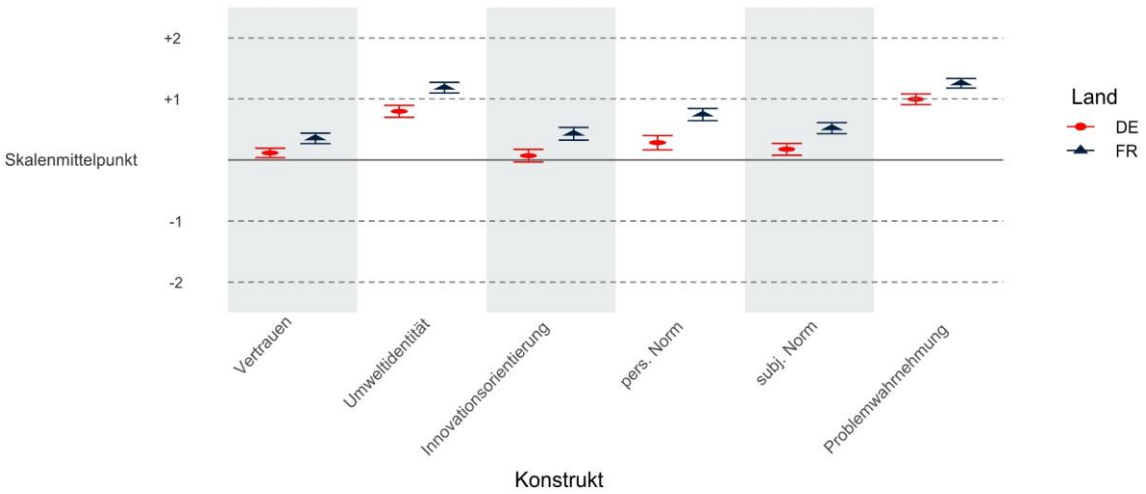


Abbildung V-8: Vergleich der deutschen und französischen Stichprobe

V.3.5.3. Wahrnehmung von Cyberrisiken in vernetzten Energiesystemen

Der Bekanntheitsgrad der Begriffe „moderne Messeinrichtung“, „Smart Meter“ und „Smart Grid“ war unter den französischen Befragten höher als unter den deutschen Befragten, wohingegen der Begriff „dynamische Tarifgestaltung“ mehr deutschen Befragten bekannt war. Unter denjenigen, denen die abgefragten Begriffe bekannt waren, gaben die deutschen Befragten bei der Bewertung ihres subjektiven Kenntnisstandes auf einer Likert-Skala für alle Begriffe eine bessere Kenntnis an als die französischen Befragten.

Bezüglich ihres eigenen Stromverbrauchs gaben mehr französische als deutsche Befragte an, den in ihrem Haushalt verbauten Stromzähler zu kennen und das Wissen über ihren eigenen Stromverbrauch wichtiger zu finden, gleichzeitig gab aber ein höherer Anteil im Vergleich zu den deutschen Befragten an, den eigenen Stromverbrauch nicht zu kennen.

Bei der Frage nach der wahrgenommenen Relevanz verschiedener Datenschutz-Bereiche gaben die französischen Befragten durchschnittlich eine niedrigere Relevanz an, ebenso gaben sie bei der Beurteilung einer Skala zur eigenen Technikaffinität / zum Innovationsdenken geringere Zustimmung an.

Bezüglich des Smart-Meter-Einbaus berichteten französische Befragte, sich von verschiedenen Institutionen besser informiert im Vergleich zu den deutschen Befragten zu fühlen, ebenso bewerteten sie ihre Zufriedenheit mit Geschwindigkeit und Fortschritt der Energiewende ihres Landes höher.

Bei der Bewertung von Risiken und Chancen gaben die Befragten beider Länder an, dass für Smart Meter im Allgemeinen die Chancen überwiegen, wobei die Bewertung in Deutschland etwas positiver ausfiel. Entsprechend war unter den deutschen Befragten die Zustimmung zu verschiedenen Chancen höher und zu verschiedenen Risiken niedriger, verglichen mit den französischen Befragten.

Unter denjenigen Befragten, die nicht bereits über einen Smart Meter verfügten, war die Bereitschaft, sich einen Smart Meter einbauen zulassen, bei den deutschen Befragten höher als

bei den französischen.

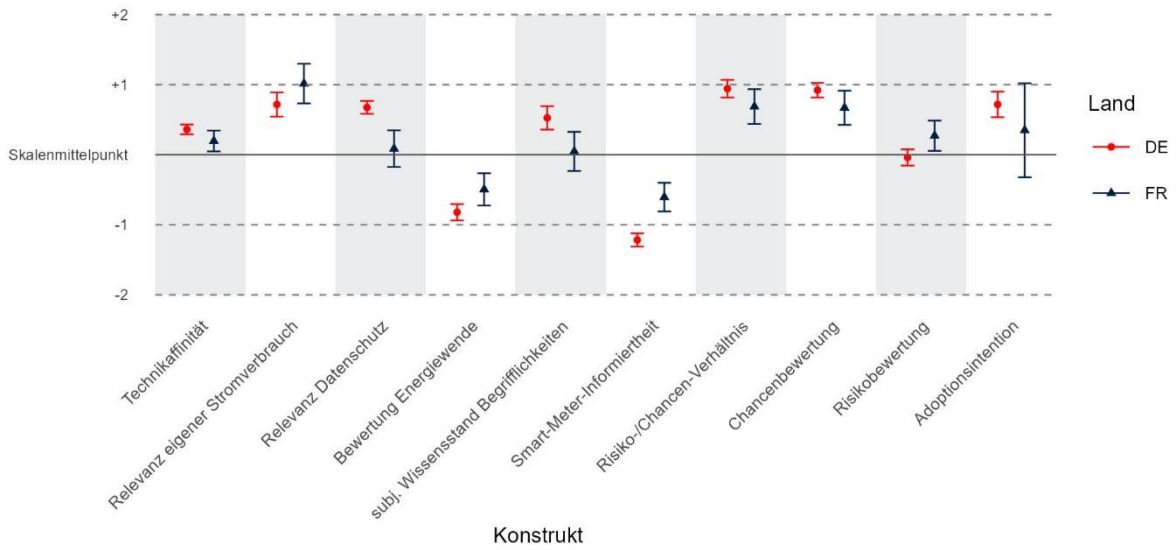


Abbildung V-9: Ländervergleich der Kenntnisse und Bewertung von Smart-Metern

V.3.5.4. Bevölkerungsakzeptanz von Smart-Meter-Anwendungen

Die nachfolgend berichteten Ergebnisse beschreiben Unterschiede im durchschnittlichen Wert der Zustimmung zwischen beiden Ländern. Detailliertere Rückschlüsse auf statistisch signifikante Unterschiede in den Umfrageergebnissen lassen sich auf Basis des Berichts, das einen Teil des Outputs dieser Maßnahme bildet, ziehen.

Vor der Präsentation der Szenarien wurden die Teilnehmenden zu ihrer subjektiven Bewertung ihres eigenen Wissens zu Smart Metern und dem Unterschied zwischen konventionellen und dynamischen Tarifen befragt. Trotz des substantiell weiter vorangeschrittenen und früher begonnenen Smart-Meter-Rollouts in Frankreich gaben die französischen Befragten ein geringeres Wissen zu beiden an. Unter Umständen hängt dies mit Unwissen darüber zusammen, dass die häufig vertretenen „Compteur Linky“ Smart Meter bzw. intelligente Stromzähler sind.

Bezüglich der Akzeptabilität der Nutzung eines Smart Meters im eigenen Haushalt und der Akzeptabilität verschiedener Anwendungen waren die Antworten in beiden Ländern durchschnittlich ähnlich ausgeprägt, unterschieden sich aber für bestimmte Anwendungen (s. Abb. 2).

Die Effekte auf Gesellschaft, Wirtschaft und Umwelt durch eine Förderung der Smart-Meter-Nutzung wurden unter den französischen Befragten als positiver eingeschätzt. In Bezug auf die erwarteten Folgen im Vergleich zu vorher und für verschiedene Gruppen nahmen französische Befragte durchschnittlich eine etwas stärkere Verbesserung und weniger Benachteiligung für marginalisierte Gruppen an. Die wahrgenommenen Cyber-Risiken waren durchschnittlich für beide Länder gleich, wobei französische Befragte besorgter über die Vertraulichkeit der Datenübermittlung und weniger besorgt über die Verfügbarkeit der Dienstleistung waren als deutsche Befragte.

Alle abgefragten Smart-Meter-Anwendungen wurden von den französischen Befragten als aufdringlicher wahrgenommen im Vergleich zu deutschen Befragten, mit Ausnahme der direkten Laststeuerung. Zusätzlich gaben deutsche Befragte ein höheres Ausmaß an Vertrauen in verschiedene Institutionen an als französische Befragte.

Bezüglich der Konstrukte, die erhoben wurden, um allgemeine Einflüsse auf die Wahrnehmung von Energiemaßnahmen zu untersuchen, fand sich ein höheres Ausmaß an Umweltidentität und Innovationsorientierung, eine stärkere Wahrnehmung persönlicher Normen bezüglich der Energiewende, eine höhere Problemwahrnehmung und eine ähnliche hohe Wahrnehmung subjektiver Normen unter den französischen Befragten.

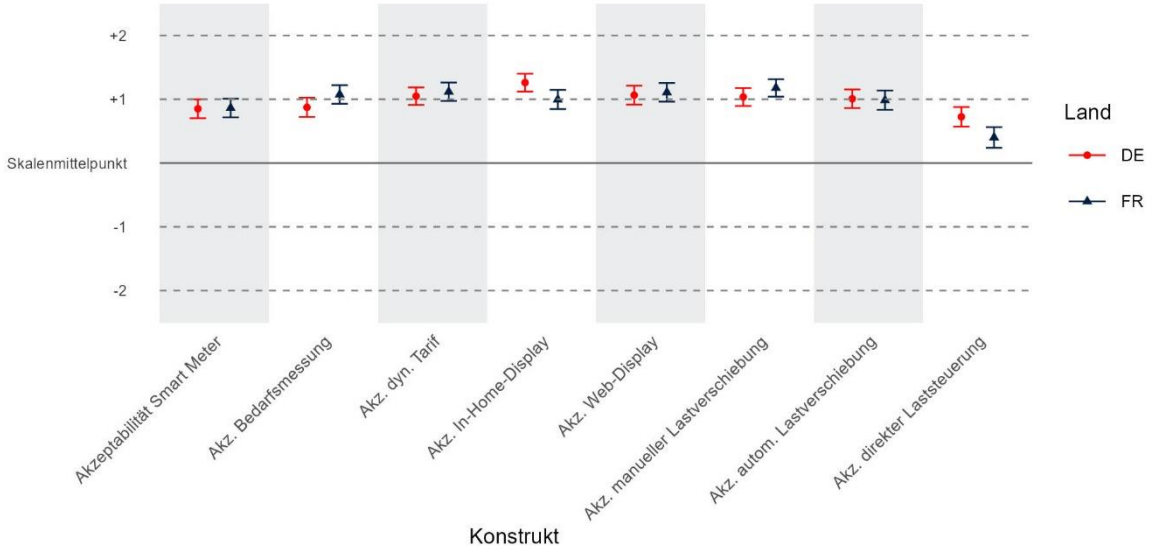


Abbildung V-10: Ländervergleich der Akzeptabilität von Smart-Meter-Anwendungen

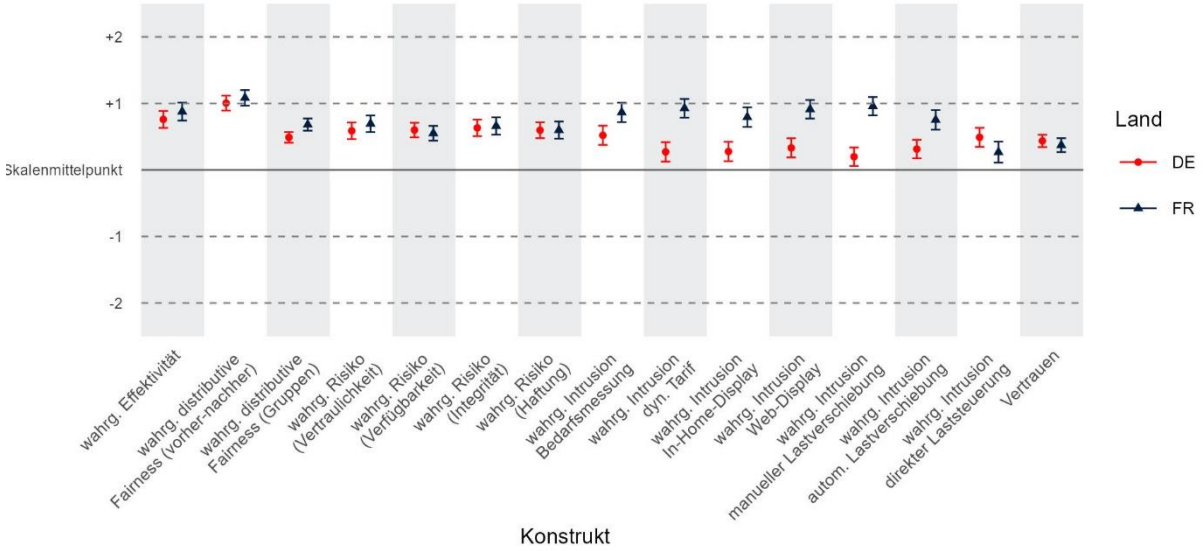


Abbildung V-11: Ländervergleich der Wahrnehmung von Smart-Meter-Anwendungen

V.4. Probleme und Risiken

Im Rahmen der ersten Maßnahme bestand das Ziel darin, Best-Practice-Beispiele in beiden Ländern zu identifizieren. Bei der Recherche zu Pilotprojekten, die wasserstoffbetriebene BHKWs einsetzen, überwog der Anteil deutscher Projekte. In Frankreich konnten bisher nur wenige Projekte identifiziert werden. Im Gegensatz zu den identifizierten deutschen Projekten wiesen diese einen geringeren kommunalen Fokus und eine stärkere industrielle Ausrichtung auf. Somit wird die Vergleichbarkeit erschwert, da sich der Einfluss verschiedener Stakeholder auf den Projekthergang unterscheiden kann und Akzeptanzfragen eine andere Rolle spielen können.

Im Zusammenhang damit standen auch die Schwierigkeiten in der Akquise geeigneter Interviewpartner. Unter den identifizierten Pilotprojekten gestaltete sich die Kontaktaufnahme auch in Deutschland schwierig. Die Bereitschaft, Interviews zu geben, war gering, sowohl bei solchen Projekten, die bereits nicht mehr aktiv waren als auch bei laufenden Projekten. Angeführte Gründe, wie Zeitmangel oder Sorge um Falschaussagen über Projektinhalte, deuten darauf hin, dass Konzepte für die Öffentlichkeitsarbeit, die über die Vorabbeteiligung hinausgehen, noch besser ausgearbeitet werden könnten.

Des Weiteren entstanden Probleme im Rahmen des Co-Creation-Prozesses. Die Durchführung der drei zugehörigen Co-Production-Workshops, deren inhaltliche Planung einen Bestandteil dieses Arbeitspakets bildete, musste von der ursprünglichen Planung abweichen. Ursprünglich war geplant, drei Workshops zu veranstalten, um einen Austausch mit verschiedenen Personengruppen der Öffentlichkeit zu erzielen. Letztendlich wurden jedoch etwas andere Formate gewählt. Für verschiedene Stakeholder bestehen unterschiedliche Herausforderungen, etwa zeitliche Engpässe und rechtliche Vorgaben für ExpertInnen aus Wirtschaft und Politik oder mangelnde Erreichbarkeit der nicht-akademischen Öffentlichkeit. Aufgrund von Problemen beider Erreichung notwendiger Anmeldungszahlen und den daraus resultierenden Verschiebungen wurde zur Lösung auf die Integration von Umfragen und Workshops in existierende Rahmenveranstaltungen zurückgegriffen. Nähere Informationen finden sich unter „Abweichungen“.

V.5. Abweichungen

Aufgrund der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Schwierigkeiten bei der Akquise geeigneter Interviewpartner ergab sich bei der Maßnahme 5.4 eine geringfügige Abweichung. Da weniger Interviews geführt werden konnten als ursprünglich geplant, wurden die Interviewdaten mit einer Literaturanalyse von Best Practices sowie einer weiteren Recherche zu öffentlicher Beteiligung ergänzt. Die Ergebnisse der verschiedenen Methoden wurden in einem Policy Brief zu Wasserstoff-BHKW integriert.

Des Weiteren kam es aufgrund der Schwierigkeiten bei der Planung der Co-Production-Workshops als eigenständige Öffentlichkeitsworkshops zu Abweichungen. Der Co-Creation-Prozess wurde für zwei der drei Termine in den Rahmen anderer Veranstaltungen eingebunden, einerseits in den Europäischen Wasserstoffgipfel und andererseits in eine universitäre Vorlesung. Im Falle des Wasserstoffgipfels bot dies den Vorteil, das mit einer größeren Zahl an ExpertInnen eine Umfrage durchgeführt werden konnte. Die Einbindung ihrer Perspektive als relevante Stakeholder in die Projektergebnisse wäre andernfalls in diesem Umfang nicht möglich gewesen. Der andere Workshop, der im Rahmen einer Vorlesungsreihe angeboten wurde, wich inhaltlich nicht von dem Öffentlichkeits-Workshop ab. Während Studierende eine eher homogene Stichprobe darstellen, können sie durchaus die Perspektive verschiedener Stakeholder abbilden, etwa die von AnwohnerInnen und zukünftigen EntscheidungsträgerInnen. Zusätzlich können sie die Sichtweise einkommensschwächerer Personen einbringen, was vor dem Hintergrund von Finanzierungsfragen, insbesondere bezüglich Wasserstoff-BHKWs, wertvoll ist.

V.6. Ausblick

Für weitere Forschung und Praxis bieten sich eine Vielzahl von Untersuchungen an, die auf den Ergebnissen aufbauen. Zunächst kann sich insbesondere bei noch nicht etablierten Technologien Langzeitforschung anbieten. Dies ermöglicht die Erfassung von gesellschaftlichen Entwicklungen und Einstellungen, z. B. bezüglich der Akzeptanz der in CO2InnO relevanten Technologien. Bei Literaturrecherchen im Rahmen des fünften Arbeitspakets war die Unterrepräsentation von Studien zu Infrastruktur auffällig. Denn während die Studienlage zu E-Autos selbst umfassend ist, existiert bislang wenig Forschung zur Ladeinfrastruktur. Da die Einstellung zur Infrastruktur, welche zur Errichtung einer neuen Technologie notwendig ist, aber durchaus akzeptanzmindernd sein kann (s. z. B. Stromtrassen zum Transport von Windpark-Elektrizität), sollte dies in zukünftiger Forschung berücksichtigt werden. Während die Errichtung von elektrischen Ladesäulen wenig kontrovers zu sein scheint, sollte auch die Akzeptanz des Netzausbaus, der ggf. zur Errichtung ohne Gefährdung der Netzstabilität notwendig ist, betrachtet werden. Im gleichen Sinne sollte bei der Akzeptanzforschung zu wasserstoffbetriebenen Blockheizkraftwerken auch die eventuell notwendige Errichtung von Transportwegen mitbedacht werden.

Des Weiteren wurde in diesem Arbeitspaket die generelle Akzeptanz der beiden Technologien betrachtet sowie das Ausmaß an Unterstützung und Widerstand, der bei einer Planung zu erwarten wäre. In der Praxis müssen, insbesondere wenn öffentliche Gelder eingesetzt werden müssen, in der Strom- und Wärmeplanung verschiedene Konzepte abgewogen werden. In vergleichenden Designs sollte deshalb untersucht werden, welche Aspekte Stakeholder wie

heranziehen, um Technologien zu priorisieren. Zwar liefern die hier präsentierten Untersuchungen bereits Aufschlüsse dazu, welche Faktoren eine Rolle spielen, zur Gewichtung sind allerdings dedizierte Untersuchungen dazu erforderlich. Vor dem Hintergrund europäischer Klimaziele spielt dabei insbesondere die Frage eine Rolle, unter welchen Umständen klimafreundliche Technologien umgesetzt werden können, die bspw. aufgrund mangelnder Etablierung finanzielle und planerische Hürden aufweisen.

Vor dem Hintergrund der Entscheidung zwischen verschiedenen Energietechnologien oder im Allgemeinen beim Aufbau neuer Strukturen kann es darüber hinaus zu Nutzungskonflikten kommen. Diese können sich beispielsweise als Raumnutzungskonflikte oder andere Ressourcennutzungskonflikte äußern. Raumnutzungskonflikte können sowohl in dicht besiedelten urbanen Räumen als auch in landwirtschaftlich genutzten Bereichen oder natürlichen Räumen eine Rolle spielen. Für die Auflösung dieser Konflikte können Beteiligungsverfahren, die die gerechte Verteilung von Kosten und Nutzen sowie die Kommunikation von Effekten auf die Gemeinschaft und Umwelt in den Vordergrund stellen, von Bedeutung sein. Die Relevanz von Raumnutzungskonflikten in Bezug auf die in CO2InnO betrachteten Technologien und die spezifischen Strategien für die Auflösung dieser Konflikte müssen in zukünftiger Forschung untersucht werden. Neben Raumnutzungskonflikten könnte auch noch die Nutzung benötigter oder erzeugter Ressourcen eine Rolle spielen. Dies beinhaltet die Herkunft von Rohstoffen und Energie (z. B. Wasser und erneuerbare oder klimafreundliche Energie für Wasserstoff) sowie die Nutzung der gelieferten Energie. Diese Fragen sollten in zukünftiger Forschung im regionalen Kontext, aber vor dem Hintergrund von Bestrebungen für europäische Vernetzung betrachtet werden. Vermutlich stehen die Einstellungen zu diesen Konflikten in starkem Zusammenhang mit Beteiligung und Finanzierung, weshalb die Interaktion dieser Faktoren berücksichtigt werden sollte.

In diesem Arbeitspaket wurde bereits die Relevanz von Beteiligungsformaten und zwei mögliche Varianten der Finanzierung thematisiert. Während die Effektivität von Beteiligungsformaten gut erforscht ist, sollte der genauen Ausgestaltung insbesondere bezüglich spezifischer Technologien noch mehr Forschung gewidmet werden. In der quantitativen, bevölkerungsrepräsentativen Akzeptanzbefragung, die in diesem Arbeitspaket durchgeführt wurde, zeigte sich bereits ein Unterschied in der Akzeptanz der Technologien allgemein und in den Erwartungen an die Fairness des Beteiligungsverfahrens, obwohl die Beschreibung des Beteiligungsverfahrens zwischen den Technologien nicht variierte. Auf welche Faktoren diesdies zurückzuführen ist und wie das Verfahren auch für ursprünglich weniger akzeptable Technologien zu einer erfolgreichen Umsetzung beitragen kann, muss in zukünftigen Studien näher untersucht werden.

Hinzu kommt noch, dass es neben den beiden untersuchten Finanzierungsmodellen noch wei-

tere Verteilungsprinzipien gibt, die unter Umständen eine akzeptanzfördernde oder akzeptanzmindernde Wirkung haben können. Im Kontext der interessierenden Technologien könnten insbesondere noch das *Ability-to-Pay*-Prinzip (größerer Finanzierungsanteil durch wohlhabendere Gruppen) und das *Beneficiary-Pays*-Prinzip (Profiteure der umgesetzten Maßnahmen sollten stärker beitragen) untersucht werden. Beide Prinzipien berücksichtigen Aspekte der Energiegerechtigkeit. Während das *Ability-to-Pay*-Prinzip vor allem die Einkommens- und Vermögensgerechtigkeit berücksichtigt, wird im *Beneficiary-Pays*-Prinzip auch berücksichtigt, dass die Nutzen von Energiemaßnahmen ungleichmäßig verteilt sein können, z. B. durch die Aufwertung von Grundstückspreisen oder neuem Kundenzulauf. Die Auswirkungen der Einbindung von Finanzierungsmodellen, die auf diesen Prinzipien beruhen, in politische Maßnahmen sollten für verschiedene Technologien und nationale oder regionale Kontexte differenziert betrachtet werden.

Die genannten Aspekte sollten für alle Stakeholder, die an der erfolgreichen Umsetzung von Energietechnologieprojekten beteiligt sind, berücksichtigt werden. Unter den gelieferten Outputs stellt insbesondere die gemeinsame Arbeit mit der HS Kehl heraus, welche Stakeholder eine Rolle spielen. Insbesondere die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung, aber auch die der kommunalen EntscheidungsträgerInnen, denen in der europäischen Energiewende eine besondere Bedeutung zukommt, sollten dabei berücksichtigt werden.

Der unterschiedliche Fortschritt des Smart-Meter-Rollout in beiden Ländern erfordert eine differenzierte Herangehensweise in Forschung und Praxis. Während in Frankreich der Rollout schon weit vorangeschritten ist, scheint die Informiertheit sich im Wesentlichen auf die Linky-Zähler zu beschränken und Untersuchungen dazu, wie das Wissen über die Funktionalität und Chancen von Smart Metern im Allgemeinen erhöht werden kann, bieten sich dort an. In Deutschland hingegen, wo bislang nur ein geringer Anteil der Haushalte über einen Smart Meter verfügt, könnte der Rollout selbst im Fokus stehen. Der Rollout könnte durch Langzeitforschung begleitet werden, was die Überprüfung verschiedener Strategien zur Akzeptanzförderung von Einbau und aktiver Nutzung ermöglicht.

V.7. Empfehlungen zur Roadmap bzw. politischen Handeln

Aus den gesammelten Ergebnissen des fünften Arbeitspakets lassen sich zahlreiche Empfehlungen für verschiedene Stakeholder ableiten, die im Output der Maßnahme 5.8 ausführlich beschrieben sind. Besonders hervorzuheben ist, dass die Übersicht des Zusammenspiels verschiedener Akteure eine wichtige Erkenntnis darstellt Dadurch können die unterschiedlichen relevanten Perspektiven für eine Roadmap der Akzeptanzforschung berücksichtigt werden.

Für die elektrische Ladeinfrastruktur wurde eine Forschungslücke in der Akzeptanzforschung identifiziert. Aufgrund der großen Bedeutung von Ladesäulen für die E-Auto-Adoption und die

zentrale Rolle bei der Verkehrswende darf die Wahrnehmung der Bevölkerung bezüglich notwendiger Infrastrukturprojekte jedoch nicht vernachlässigt werden, um den weiteren Ausbau nicht zu gefährden. Es empfiehlt sich daher, zukünftige Ausbauprojekte mit Akzeptanzforschung zu begleiten, um die Wirksamkeit von Interventionen (z. B. Maßnahmen zur gesteigerten Effektivitätswahrnehmung) zu untersuchen und zukünftig gezielt einzusetzen. Für Kommunen und private InvestorInnen können bestimmte Modelle – etwa solche, die besonders platzsparend sind, zur Netzstabilisierung beitragen oder gewinnbringend sind – besonders attraktiv sein. Derartige Variationen in der Technologie können die Akzeptanz der AnwohnerInnen und anderer Stakeholder unterschiedlich beeinflussen und sollten daher in der weiteren Infrastrukturentwicklung und begleitenden Forschung berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf wasserstoffbasierte Blockheizkraftwerke weisen die erarbeiteten Ergebnisse, dass die Akzeptanz der Bevölkerung keine wesentliche Barriere für die Umsetzung darstellt. Die in der deutschen und französischen Bevölkerung durchgeführten Umfragen und Co-Creation-Workshops deuten darauf hin, dass die Energieversorgung der eigenen Kommune durch ein solches Kraftwerk positiv wahrgenommen wird. Vor dem Hintergrund der Diskrepanz zwischen solchen hypothetischen Abfragen und der Reaktion auf reale Projekte ist es jedoch wichtig, diese Befunde in konkreten Pilotprojekten unbedingt durch begleitende Akzeptanzforschung zu überprüfen und mit den vorliegenden Ergebnissen abzugleichen.

Die Untersuchungen im Rahmen des Arbeitspakets sowie die bestehende Forschung unterstreichen, dass insbesondere Wasserstoff aus erneuerbaren Energien zu einer hohen Akzeptanz führt. Dementsprechend ist es empfehlenswert, Projekte so zu konzipieren, dass ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien in der Wasserstoffherstellung möglich ist.

In den durchgeführten Umfragen und Interviews mit ExpertInnen sowie in der Untersuchung der aktuellen rechtlichen Situation wurden fehlende Standardisierung, der damit verbundene hohe Verwaltungsaufwand und hohe Kosten als größte Umsetzungshürden identifiziert. Diese Kosten können derzeit meist nur von großen InvestorInnen getragen werden. Für die Machbarkeit von wasserstoffbetriebenen Blockheizkraftwerken ist einerseits entscheidend, dass ExpertInnen von der Realisierbarkeit überzeugt sind, andererseits ist zu berücksichtigen, dass hohe Kosten und lange Bauzeiten zu Bevölkerungswiderstand gegen derartige Projekte führen können. Entsprechend sollte die Vereinfachung kommunaler Prozesse für diese und andere Wasserstofftechnologien oberste Priorität haben, um zukünftig erfolgreiche Projekte realisieren zu können.

Als akzeptanzfördernde Faktoren für die beiden im Rahmen von CO2InnO untersuchten Technologien wurden Faktoren identifiziert, die aus früherer Forschung zu erneuerbaren und innovativen Technologien bekannt sind. Bei der Auswahl und Durchführung von Akzeptanzmaßnahmen sollten daher bewährte Interventionen eingesetzt werden, wie, wie die transparente

und frühzeitige Kommunikation mit der Öffentlichkeit, die Steigerung der Effektivitätswahrnehmung sowie eine gerechte Kosten- und Nutzenverteilung.
In der bevölkerungsrepräsentativen Studie, die im Rahmen des sechsten Arbeitspakets durchgeführt wurde, war die Akzeptanz verschiedener Smart-Meter-Einsatzmöglichkeiten (bspw. die Darstellung des aktuellen Stromverbrauchs) in Frankreich trotz hohem Smart-Meter-Rollout ähnlich wie in Deutschland ausgeprägt. Zudem unterschieden sich in beiden empirischen Studien die Risiko- und Chancenbewertung von Smart Metern zwischen beiden Ländern kaum.
Dies deutet darauf hin, dass für ein effektiv genutztes Smart Grid neben dem Smart-Meter-Rollout ebenfalls Incentivierungen zur aktiven Nutzung dieser Möglichkeiten erforderlich sind. Eine Kommunikation vonseiten politischer und wirtschaftlicher Akteure über die Effektivität der aktiven Nutzung, die Auswirkung auf Verteilungsgerechtigkeit von Kosten und Zugang sowie über Risikomanagement könnten die Akzeptanz beeinflussen und sich förderlich auf die aktive Nutzung von Smart Metern auswirken.

VI. Bericht Arbeitspaket. 6 Analyse der Cybersicherheit

Mitglieder:

Prof. Dr. Djaffar OULD ABDESLAM, UHA

Bushra CANAAN, UHA

Yosra KADRI, UHA

Abderrazek BADJI, UHA

Cofinancé par l'Union Européenne

Kofinanziert von der Europäischen Union

Rhin Supérieur | Oberrhein

VI.1. Kontext und Zielsetzung

Da sich die Oberrheinregion auf den Weg zu einer treibhausgasfreien Wirtschaftszone begibt, sind die Integrität, Zuverlässigkeit und Widerstandsfähigkeit ihrer zugrunde liegenden Energiesysteme von zentraler Bedeutung für den Erfolg dieser Initiative. Das Projekt CO2InnO unterstützt diesen Wandel durch die Demonstration und Bewertung klimaneutraler Technologien, darunter wasserstoffbasierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), nachhaltige Mobilitätslösungen und intelligente Energieinfrastrukturen. Diese Innovationen sind zwar umweltfreundlich, führen jedoch zu einer neuen Komplexität und digitalen Verflechtung, wodurch die Bedeutung der Cybersicherheit erheblich zunimmt.

In diesem Zusammenhang trägt das Arbeitspaket 6 (WP6) zur Cybersicherheit in Energiesystemen direkt zum sicheren und nachhaltigen Betrieb der wichtigsten Demonstratoren des Projekts bei. Es stärkt außerdem das Vertrauen der Interessengruppen, unterstützt die Einhaltung gesetzlicher Vorschriften und stellt sicher, dass der Übergang zur Klimaneutralität nicht nur technisch und wirtschaftlich machbar, sondern auch sicher und gesellschaftlich akzeptiert ist.

Cybersicherheit ist ein Querschnittsthema, das alle wichtigen Komponenten des CO2InnO-Projekts betrifft. Die Echtzeit-Steuerungssysteme der Wasserstoff-KWK-Demonstratoren, die intelligente Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und der datenintensive Betrieb moderner Energienetze basieren alle auf digitalen Systemen, die potenziell anfällig für Cyberangriffe sind. Eine Beeinträchtigung der Cybersicherheit in einem dieser Systeme könnte die Energieversorgung stören, die öffentliche Sicherheit gefährden, das Vertrauen der Nutzer untergraben und die übergeordneten Projektziele gefährden.

Durch die explizite und systematische Auseinandersetzung mit Cybersicherheit legt dieses Arbeitspaket den Grundstein für eine widerstandsfähige und vertrauenswürdige Energieinfrastruktur in der Oberrheinregion. Es unterstützt den „Living Lab"-Ansatz des CO2InnO-Projekts, indem es Cybersicherheitsaspekte in die technischen, rechtlichen und sozialen Dimensionen der Energiewende einbezieht. Die gewonnenen Erkenntnisse dienen auch als reproduzierbares Modell für andere Regionen, die ähnliche Transformationen durchführen.

Das Hauptziel dieses Arbeitspakets ist die Untersuchung, Entwicklung und Bewertung von Cybersicherheitsstrategien, die die Umsetzung dezentraler, digitaler und nachhaltiger Energielösungen unterstützen. Der Schwerpunkt liegt auf der Identifizierung von Schwachstellen, dem Verständnis der Bedrohungsdynamik und dem Vorschlag robuster, kontextspezifischer Erkennungs- und Abwehrstrategien.

Die Arbeit gliedert sich in drei miteinander verbundene Teilaufgaben:

6.1. Simulationsmodell eines realistischen Mikronetzes, einschließlich Berichterstattung über verschiedene Aspekte des Modelldesigns, zur Veranschaulichung der Herausforderungen bei seiner Entwicklung. Dazu gehört eine detaillierte Analyse der architektonischen Entscheidun-

gen, technischen Einschränkungen, Bedenken der Interessengruppen und rechtlichen Verpflichtungen. Der Bericht fasst die während der Projektdurchführung gewonnenen Erkenntnisse zusammen und enthält umsetzbare Empfehlungen für zukünftige Implementierungen.

6.2. KI-basierte Analyse zur Früherkennung von Cyberbedrohungen, die den Bedarf an proaktiven und adaptiven Sicherheitsmaßnahmen berücksichtigt. Ziel ist es, ein maschinen es lernbasiertes System zu entwickeln und zu evaluieren, das in der Lage ist, Anomalien und potenzielle Eindringversuche anhand von Betriebsdaten aus Komponenten des Energiesystems zu erkennen. Diese Aufgabe unterstützt die Automatisierung und Skalierbarkeit des Cybersicherheitsmanagements in komplexen, datenreichen Umgebungen.

6.3. Bericht über Sicherheitsaspekte in modernen intelligenten Zählern mit einer vergleichenden Analyse, wie sich unterschiedliche nationale und regionale Ansätze zur Datenerfassung und zum Datenschutz auf die Cybersicherheit auswirken. Diese Aufgabe untersucht, wie Politik, Regulierung und Markttrends die Gestaltung, den Einsatz und die Akzeptanz der Infrastruktur für intelligente Zähler beeinflussen, wobei der Schwerpunkt auf dem europäischen Kontext und der Oberrheinregion liegt.

Es ist zu beachten, dass das Arbeitspaket auch zwei zusätzliche Teilaufgaben umfasst, die nicht in den Geltungsbereich dieses Dokuments fallen. Teilaufgabe 6.4, die einen aktuellen Überblick über die Regulierung der Integration von cyber-physischer Sicherheit in Energiesysteme gibt, wird in dem speziellen Bericht des Partners HS Kehl behandelt. Ebenso wird Teilaufgabe 6.5, die sich auf die gesellschaftliche Akzeptanz intelligenter und vernetzter Geräte in Energiesystemen konzentriert, in dem Bericht des Partners KIT-DFIU vorgestellt. Folglich behandelt dieser Abschlussbericht ausschließlich die ersten drei Teilaufgaben.

Diese Aufgaben sind in die übergeordneten Forschungs- und Entwicklungsziele des CO2InnO-Projekts eingebettet und liefern wichtige Rückmeldungen für technische, rechtliche und gesellschaftliche Arbeitsbereiche. Die Ergebnisse stellen sicher, dass Cybersicherheit nicht als isoliertes technisches Problem behandelt wird, sondern als wichtiger Faktor für Innovation, Integration und Nutzerengagement.

Die Cybersicherheit von Energiesystemen hat in den letzten Jahren zunehmend Aufmerksamkeit auf sich gezogen, insbesondere mit dem Wachstum von Smart Grids, IoT-fähigen Geräten und dezentraler Energieerzeugung. Die Forschung hat Schwachstellen in Systemarchitekturen, Kommunikationsprotokollen und älteren Komponenten aufgezeigt. Darüber hinaus zeigen Studien, dass Cyberangriffe auf die Energieinfrastruktur immer häufiger, gezielter und raffinierter werden.

Im Bereich der intelligenten Messung haben Bedenken hinsichtlich Datenintegrität, Datenschutz und Fernausnutzung zu unterschiedlichen nationalen Ansätzen geführt, wodurch eine fragmentierte Regulierungslandschaft entstanden ist. Unterdessen entwickelt sich künstliche Intelligenz zu einem leistungsstarken Werkzeug für die Erkennung von Eindringlingen, deren

Wirksamkeit jedoch stark von der Qualität der Trainingsdaten, der kontextuellen Anpassung und der Fähigkeit abhängt, harmlose Anomalien von echten Bedrohungen zu unterscheiden. Trotz dieser Fortschritte bestehen weiterhin Lücken bei der Integration der Cybersicherheit in die frühzeitige Planung von Energiesystemen, insbesondere bei neuartigen Konfigurationen wie Wasserstoff-KWK. Auch gibt es nur wenige empirische Untersuchungen zur Wechselwirkung zwischen nationalen politischen Rahmenbedingungen und sicherheitsrelevanten Designentscheidungen bei Smart-Metering-Infrastrukturen.
Das Arbeitspaket basiert auf den folgenden Arbeitshypothesen.

- Dezentrale und datengesteuerte Energiesysteme erfordern grundlegend neue Ansätze für die Cybersicherheit. Die Hypothese lautet, dass traditionelle perimeterbasierte Sicherheitsmodelle unzureichend sind und dass integrierte, adaptive und datengestützte Modelle erforderlich sind.
- KI kann die Erkennung von Bedrohungen in dynamischen Energieumgebungen erheblich verbessern. Es wird erwartet, dass Methoden des maschinellen Lernens Cyber-Bedrohungen früher und genauer erkennen können als regelbasierte Systeme, vorausgesetzt, sie werden mit domänenrelevanten Daten trainiert und für Energieanwendungen kontextualisiert.
- Nationale Unterschiede in der Politik im Bereich Smart Metering wirken sich auf die Cybersicherheit aus. Diese Hypothese untersucht, wie unterschiedliche rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen in Deutschland und Frankreich die technische Konfiguration und Sicherheitslage von Smart-Metering-Systemen beeinflussen.

Basierend auf diesen Hypothesen verfolgt das Arbeitspaket die folgenden Teilziele.

- Dokumentation und Bewertung der Designherausforderungen und Lösungen im Zusammenhang mit der Cybersicherheit in den Demonstratoren des Projekts
- Untersuchung der KI-basierten Erkennung und Abwehr von Bedrohungen unter Verwendung projektspezifischer Daten und Szenarien.
- Analyse und Vergleich der Auswirkungen verschiedener nationaler Smart-Metering-Richtlinien auf die Cybersicherheit, mit Schwerpunkt auf Datenerfassung und Datenschutz.

VI.2. Methodik

Dieses Arbeitspaket kombiniert vier sich ergänzende Forschungsstränge, die sich sowohl mit aktuellen als auch mit neuen Herausforderungen in dezentralen Energiesystemen befassen. Der erste Teil enthält eine detaillierte Beschreibung des Entwurfs, der Umsetzung und der

Simulation eines realen Mikronetz-Demonstrators am „IUT de Mulhouse" in UHA. Der Schwerpunkt liegt auf der Architektur des physischen Systems, der Integration erneuerbarer Energien und den ersten Schritten zur Entwicklung eines digitalen Zwillings als Grundlage für zukünftige cyber-physische Sicherheitsanwendungen. Dieses reale Mikronetz dient als vielseitiger Betriebsrahmen, der die Reproduzierbarkeit und zukünftige Einsatzszenarien für regionale Infrastrukturen im Oberrhein und in ganz Europa unterstützt.

Auf dieser Grundlage untersucht der zweite Teil KI-basierte Techniken zur Erkennung cyber-physischer Bedrohungen in Mikronetzumgebungen. Er beschreibt die Entwicklung und Erprobung von Deep-Learning-Modellen, insbesondere von LSTM-Rekurrenten Neuronalen Netzen, zur Erkennung von Anomalien in kritischen Energieflüssen. Dieser Teil zeigt auf, wie KI das Situationsbewusstsein verbessern und Frühwarnmechanismen für cyber-physische Störungen in dezentralen Energiesystemen bereitstellen kann.

Der dritte Teil konzentriert sich auf intelligente Messinfrastrukturen und die damit verbundenen Herausforderungen für die Cybersicherheit, insbesondere im Zusammenhang mit der grenzüberschreitenden Interoperabilität und den regionalen politischen Zielen im Oberrheinraum. Er untersucht den aktuellen Stand der Einführung intelligenter Zähler in Frankreich, Deutschland und der Schweiz, beleuchtet die technischen und rechtlichen Hindernisse, die deren Einführung beeinträchtigen, und analysiert die Schwachstellen, die sich aus der zunehmenden digitalen Vernetzung ergeben.

Der vierte Teil erweitert schließlich den Umfang der Arbeit, indem er die Aspekte Digitalisierung, Cybersicherheit und Resilienz eines hypothetischen wasserstoffbasierten Kraft-Wärme-Kopplungssystems (KWK) untersucht. In direktem Zusammenhang mit den übergeordneten Zielen des CO2InnO-Projekts dokumentiert er die potenziellen Architekturen, Schwachstellen und KI-gesteuerten Minderungsstrategien für wasserstoffbasierte Energieinfrastrukturen.

Zusammen bilden diese vier Stränge ein Kontinuum der europäischen Energiewende und verbinden heutige erneuerbare Mikronetze, KI-gestützte cyber-physische Sicherheit, die digitale Backbone-Infrastruktur für intelligente Zähler und zukünftige wasserstoffbasierte Systeme zu einem klimaneutralen, interoperablen und cyber-resilienten Rahmenwerk.

VI.2.1. Entwurf und Simulation eines realen Mikronetzes

Das Mikronetzsystem am „IUT de Mulhouse" dient als modularer und flexibler Demonstrator für die Integration dezentraler erneuerbarer Energien. Es wurde entwickelt, um typische städtische Einsatzszenarien nachzubilden und gleichzeitig fortgeschrittene Forschung zu Steuerung, Simulation und cyber-physikalischer Sicherheit zu ermöglichen. Das physische System integriert Photovoltaik (PV)-Erzeugung, stationäre und mobile Energiespeicher, Stromumwandlungsgeräte und kommunikationsfähige Steuerungen.

Dieses Mikronetz steht im Einklang mit den übergeordneten Zielen des Projekts, nämlich der Erreichung von Klimaneutralität, der Förderung der dezentralen Erzeugung erneuerbarer

Energien und der Verbesserung der Widerstandsfähigkeit digitalisierter Energiesysteme. Die Entwurfsmethodik legt den Schwerpunkt sowohl auf operative Flexibilität als auch auf Hardware-Validierung, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse auf reale Einsätze anwendbar sind und gleichzeitig für zukünftige Forschungsarbeiten in der Oberrheinregion und darüber hinaus skalierbar bleiben.

VI.2.2. Struktur des Mikronetzes und Auswahl der Ausrüstung

Der Mikronetz-Demonstrator umfasst modulare Erzeugungs-, Speicher- und Umwandlungseinheiten, die die aktuellen Einsatzpraktiken in kleinen städtischen und halbstädtischen Energienetzen widerspiegeln. Die installierte PV-Gesamtleistung beträgt 6,6 kWp und verteilt sich auf mobile und stationäre Anlagen, um Vergleichsanalysen und unterschiedliche Betriebsszenarien zu ermöglichen. Diese diversifizierte Solarinfrastruktur unterstützt die Erfassung heterogener Datensätze, die für das Training von Algorithmen zur Anomalieerkennung und das Testen adaptiver Regelungsstrategien von entscheidender Bedeutung sind.

Das PV-Subsystem umfasst zwei Hauptkategorien von Anlagen. Die dynamischen PV-Tracker bestehen aus zwei unabhängig voneinander betriebenen Strukturen mit jeweils vier Solarmodulen und zwei Mikro-Wechselrichtern. Diese Tracker sind mit integrierten MPPT-Reglern (Maximum Power Point Tracking) ausgestattet, um die Energiegewinnung zu optimieren. Die mechanische Betätigung erfolgt über zwei Getriebemotoren, während integrierte Anemometer und Fernsteuerungssysteme ein sicheres Einfahren bei widrigen Wetterbedingungen gewährleisten. Im Gegensatz dazu bieten statische PV-Anlagen eine feste Solarstromerzeugungskapazität. Dazu gehört eine Fahrradunterstandsanlage mit acht festen Modulen, die auf einer Fläche von 13,^{2} m² eine Leistung von 2,16 kWp liefern Durch die Kombination von mobilen und festen PV-Einheiten bildet das System „ “ die Vielfalt der städtischen Solaranwendungsszenarien nach und bereichert den Betriebsdatensatz des Mikronetzes.

Das Speichersubsystem verfügt ebenfalls über eine duale Struktur. Stationäre Batteriepacks bestehen aus zwei Modulen mit jeweils fünf Batterien und einer Gesamtkapazität von 24 kWp. Diese Batterien ermöglichen Energiespeicherung, Lastenausgleich und Spitzenlastabdeckung innerhalb des Mikronetzes. Ergänzt wird dieser stationäre Speicher durch ein mobiles Elektrofahrzeug (EV) mit einer 6,1-kWp-Batterie an Bord.

Für die Stromumwandlung und -steuerung integriert das Mikronetz mehrere Geräte.

- Mikro-Wechselrichter sind für die dynamischen PV-Tracker vorgesehen, die jeweils MPPT-Algorithmen für eine optimale Solarenergiegewinnung implementieren.
- Zwei einphasige DC/AC-Wechselrichter übernehmen die Umwandlung von Gleichstrom in netzkompatiblen Wechselstrom und gewährleisten so die Interoperabilität mit dem Versorgungsnetz.

- Für Speichersysteme werden bidirektionale DC/DC-Wandler eingesetzt, die über Proportional-Integral-Algorithmen (PI) mit Anti-Sättigungsmechanismen gesteuert werden, um ein stabiles Lade- und Entladeverhalten zu gewährleisten.

Die allgemeine Gesamtarchitektur des Mikronetz-Demonstrators und die darin fließenden elektrischen Ströme sind in Abbildung 1 unten dargestellt.

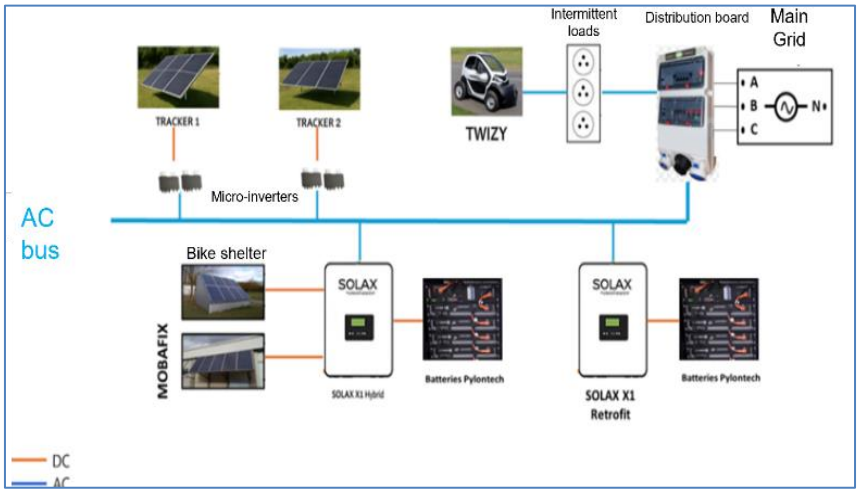


Abbildung VI-1: Allgemeine Architektur des Mikronetz-Demonstrators

VI.2.3. **Modellierung und Simulation physikalischer Komponenten**

Das Energiesystem und seine Komponenten werden mit MATLAB/Simulink unter Verwendung der Simscape Power Systems-Bibliothek modelliert. Die Simulationsumgebung kann sowohl als digitales Modell als auch als Plattform für die Erkennung von Anomalien und cyber-physikalische Experimente dienen.

Für die PV-Zellmodellierung wird jedes Photovoltaikmodul anhand eines elektrischen Äquivalenzmodells dargestellt, das auf Herstellerparametern, Sonneneinstrahlungsprofilen und Umgebungstemperatur basiert. Diese Modellierung ermöglicht eine genaue Vorhersage der Leistungsabgabe und unterstützt die Echtzeit-Verhaltensprognose.

Für MPPT wurde aufgrund seiner Einfachheit und Effektivität der Perturb-and-Observe-Algorithmus (P&O) ausgewählt. Er wird digital innerhalb des Simulationsrahmens implementiert, um die Regelungsleistung bei unterschiedlicher Sonneneinstrahlung zu bewerten.

Für die Batteriemodellierung wurde ein nichtlineares dynamisches Modell aus der SimPower-Systems-Batteriemodellbibliothek verwendet, um die Klemmenspannung zu simulieren und den Ladezustand (SoC) der Batterie zu schätzen. Dieses Modell unterstützt die Schätzgenauigkeit für Lade- und Entladeprofile. DC/DC-Wandler wurden so modelliert, dass sie bidirektionale Leistungsflüsse mit PI-basierter Regelung für die Stromregelung widerspiegeln. DC/AC-Wechselrichter verwendeten PWM-Strategien (Pulsweitenmodulation), um sinusförmige Ausgangsleistungen in Netzqualität zu synthetisieren.

Alle Steuerungsfunktionen werden über ein zentrales Framework koordiniert, das einen zuverlässigen Betrieb gewährleistet und eine externe Überwachung der Energieflüsse ermöglicht. Die Infrastruktur eignet sich daher gut für die spätere Integration von Digital-Twin-Technologien, die auf Echtzeit-Datenerfassung und -analyse basieren.

VI.2.4. **Entwicklung digitaler Zwillinge**

Aufbauend auf Modellierung, Simulation und Steuerungsvalidierung wurden Anstrengungen zur Entwicklung eines digitalen Zwillings (DT) des Mikronetzes unternommen. In Anerkennung der wachsenden Bedeutung digitaler Zwillinge für die Verbesserung der cyber-physischen Sicherheit wurde eine Literaturrecherche zu digitalen Zwillingen von Mikronetzen (MGDTs) durchgeführt. Diese Recherche konzentrierte sich auf ihre potenzielle Rolle bei der Verbesserung der Widerstandsfähigkeit gegen cyber-physische Bedrohungen und der Integration künstlicher Intelligenz für vorausschauende und adaptive Steuerung. Die Ergebnisse dieser Arbeit mündeten in einem detaillierten Artikel, der derzeit einem Peer-Review-Verfahren unterzogen wird und eine Klassifizierung von MGDTs nach Sicherheitsfunktionen vorschlägt sowie die Möglichkeiten für die Integration von KI in digitale Zwilling-Frameworks für die Cyber-Resilienz von Mikronetzen untersucht. Die Studie zeigt auch zukünftige Forschungsrichtungen auf, insbesondere in Richtung intelligenterer und sicherheitsorientierterer MGDTs.

Als praktischer Schritt zur Implementierung eines digitalen Zwillings des Mikronetz-Demonstrators in UHA wurden Benchmark-Bemühungen initiiert, um über mehrere Tage und unter unterschiedlichen Wetterbedingungen Echtzeit-Leistungsflussdaten zu sammeln. Abbildung 2 zeigt ein Beispieldiagramm der Mikronetz-Produktion und des Mikronetz-Verbrauchs, das über einen Zeitraum von 7 Stunden am 3. April 2025 erfasst wurde.

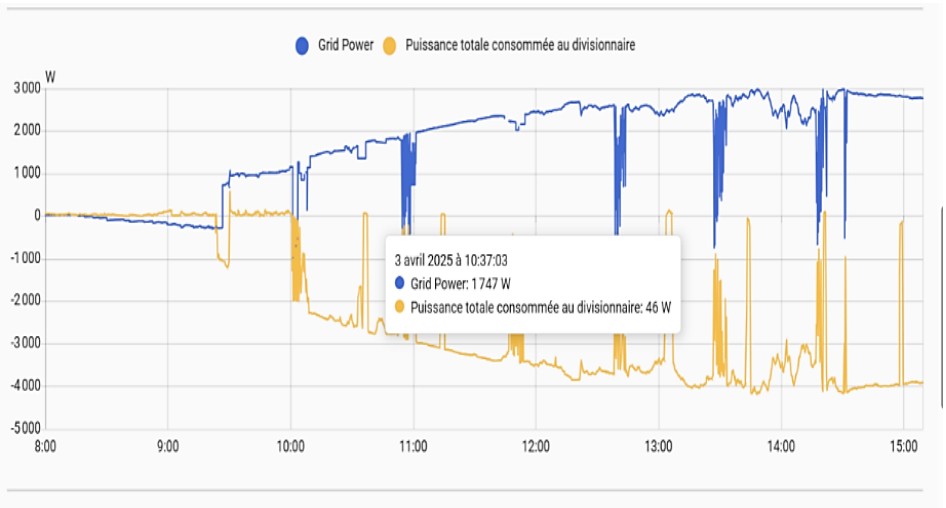


Abbildung VI-2 : Echtzeit-Diagramme zur Stromerzeugung und zum Stromverbrauch

Der daraus resultierende hochauflösende Datensatz erfasst das Systemverhalten in verschiedenen Betriebszuständen und dient zwei wichtigen Zwecken. Erstens bietet er eine empirische

Grundlage für die Entwicklung eines dynamischen, datengesteuerten digitalen Zwillings, der die sich entwickelnden Betriebsbedingungen des physischen Mikronetzes widerspiegeln kann. Zweitens unterstützt er das Training und die Validierung von KI-basierten Modellen zur Anomalieerkennung, Vorhersage oder Optimierung und schließt damit die Lücke zwischen aktuellen Mikronetz-Steuerungsstrategien und zukünftigen intelligenten cyber-physikalischen Frameworks.

Diese ersten Schritte in der Entwicklung digitaler Zwillinge bilden eine Roadmap für den Übergang des Mikronetz-Demonstrators zu einer fortschrittlicheren Forschungsplattform für cyber-physische Resilienz. Durch die Kombination einer sorgfältig instrumentierten physischen Infrastruktur mit Live-Daten-Benchmarking wird die Grundlage für die Integration KI-gesteuerter Funktionen geschaffen, die prädiktive Analysen, fortschrittliche Intrusion Detection und verbesserte Cybersicherheit ermöglichen.

VI.2.5. KI-basiertes Erkennungssystem für die Überwachung cyber-physikalischer Anomalien

Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Mikronetzes zu gewährleisten, wurde ein Deep-Learning-basiertes Erkennungssystem unter Verwendung eines rekurrenten neuronalen Netzwerks mit Long Short-Term Memory (LSTM) entwickelt. LSTM-Modelle wurden aufgrund ihrer überlegenen Fähigkeit ausgewählt, langfristige Abhängigkeiten in Zeitreihendaten zu verarbeiten und das bei traditionellen rekurrenten neuronalen Netzen (RNNs) häufig auftretende Problem des verschwindenden Gradienten zu überwinden. Ihre Gated-Architektur ermöglicht es dem Netzwerk, relevante Informationen selektiv zu speichern und irrelevante Eingaben zu verwerfen, wodurch die Genauigkeit zukünftiger Vorhersagen verbessert wird. Das LSTM arbeitet in einem Closed-Loop-Modus und nutzt vergangene Ein- und Ausgänge, um den aktuellen Systemzustand zu schätzen, was seine Robustheit bei der Erkennung subtiler Anomalien, die durch cyber-physische Angriffe verursacht werden, verbessert.

Dieser Ansatz baut auf einer früheren Arbeit auf, die Teil des RES-TMO-Interreg-Projekts war, bei dem ein neuronales Netzwerk mit einem nichtlinearen autoregressiven Modell mit exogenen Eingaben (NARX) als intelligentes Erkennungssystem zur Überwachung des Wirkleistungsaustauschs am Point- -of-Common-Coupling (PCC) eingesetzt wurde. Während das NARX-Netzwerk Anomalien in einfacheren Konfigurationen durch den Vergleich von vorhergesagten und tatsächlichen Sensorwerten erfolgreich erkannte, zeigte es Einschränkungen bei der Anwendung auf komplexere Steuerungssysteme mit mehrstufigen Batteriemanagementsystemen (BMS). Diese Einschränkungen ergaben sich unter anderem aus dem Problem des verschwindenden Gradienten, das die Fähigkeit des Netzwerks beeinträchtigte, langfristige Abhängigkeiten zu lernen.

Das aktuelle LSTM-basierte System wurde unter zwei Hauptkategorien von Angriffsszenarien

evaluiert. Die erste Kategorie umfasste Cyberangriffe wie False Data Injection (FDI) und Replay-Angriffe, bei denen kompromittierte Kommunikationskanäle es Angreifern ermöglichen, übertragene Messwerte zu verändern. Die zweite Kategorie zielte auf die physikalische Ebene ab, wo ein Eindringling das Batteriesteuerungsprogramm manipulieren konnte, um schädliche Auswirkungen zu verursachen. Zusammen ermöglichten diese Szenarien eine umfassende Bewertung der Fähigkeit des Systems, sowohl cyberphysische als auch physische Eingriffe in das Mikronetz zu erkennen und darauf zu reagieren.

VI.2.6. Intelligente Messinfrastruktur und Integration in KWK-Systeme

Der methodische Ansatz zur Untersuchung intelligenter Messsysteme im Rahmen des CO2InnO-Projekts kombinierte regulatorische, technische und betriebliche Perspektiven, um ein ganzheitliches Verständnis ihrer Rolle in zukünftigen dezentralen Energiesystemen zu ermöglichen. Es wurde eine vergleichende Analyse der Richtlinien und Praktiken für den Einsatz intelligenter Zähler in Frankreich, Deutschland und der Schweiz durchgeführt, wobei ein besonderer Schwerpunkt auf der Region Oberrhein lag. Diese Bewertung umfasste die Überprüfung der aktuellen Messinfrastrukturen, wie beispielsweise das französische Linky-System und die Gazpar-Gaszähler, die Wize-Technologie verwenden. Diese Ergebnisse wurden dann mit den sich entwickelnden Anforderungen der Sektorkopplung abgeglichen, wobei betont wurde, wie sich die Messinfrastrukturen weiterentwickeln müssen, um nicht nur elektrische Daten, sondern auch multivektoriellen Energieflüsse wie Wasserstoff zu berücksichtigen.

Die Methodik wurde dann erweitert, um zu untersuchen, wie intelligente Messinfrastrukturen die Integration von wasserstoffbasierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) unterstützen können. Dieser Schritt konzentrierte sich darauf, die zusätzlichen Datenanforderungen von KWK-Anlagen zu identifizieren, wie z. B. die Überwachung des Wasserstoffflusses, des Drucks und der Emissionen, und zu bewerten, wie IoT-fähige Kommunikationstechnologien wie LoRaWAN diese Anlagen innerhalb intelligenter Netze verbinden könnten. Während LoRa praktische Vorteile für dezentrale Systeme bietet, erfordern seine bekannten Sicherheitsbeschränkungen eine gezielte Risikobewertung, um Schwachstellen in Kommunikations-, Steuerungs- und Sicherheitssystemen zu beheben. Anhand einer szenariobasierten Modellierung wurde veranschaulicht, wie Cyberangriffe auf digitale Überwachungs- oder Sicherheitskontrollschleifen zu physischen Gefahren wie Kettenausfällen oder Explosionen eskalieren können.

Durch die Abstimmung dieser methodischen Erkenntnisse mit dem breiteren politischen und implementierungstechnischen Kontext der intelligenten Messung im Oberrhein schuf die Forschung einen kohärenten analytischen Rahmen, der die Bereitschaft der digitalen Infrastruktur mit der sicheren und widerstandsfähigen Implementierung von Wasserstoff-KWK-Anlagen verbindet.

VI.2.7. Cybersicherheit und Resilienz von wasserstoffbasierten KWK-Systemen

Während sich der Mikronetz-Demonstrator auf aktuelle Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien konzentriert, richtet das CO2InnO-Projekt den Blick auch auf zukünftige Infrastrukturen, die Wasserstoff als wichtigen Energieträger integrieren. Wasserstoffbasierte KWK-Systeme werden als wichtiger Bestandteil klimaneutraler Energienetze angesehen, da sie sowohl elektrische als auch thermische Energie liefern und gleichzeitig die Sektorkopplung zwischen Strom, Wärme und Mobilität ermöglichen. Die zunehmende Digitalisierung der Wasserstoff-Energieinfrastrukturen bringt jedoch neue Risiken mit sich, sodass Cybersicherheit und Resilienz zu wichtigen Forschungsbereichen werden.

Dieser Teil der Arbeit untersucht die Auswirkungen einer hypothetischen wasserstoffbasierten KWK-Anlage auf die Cybersicherheit. Der Schwerpunkt liegt auf konzeptionellen Architekturen, potenziellen Schwachstellen und Strategien zur Risikominderung, die in die zukünftige Konzeption und Entwicklung einfließen können.

Wasserstoff-KWK-Anlagen unterscheiden sich in mehrfacher Hinsicht von herkömmlichen KWK-Anlagen. Die Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff führt zu einer neuen Betriebsdynamik, einschließlich der Notwendigkeit fortschrittlicher Speicherlösungen, komplexer Sicherheitsmanagementsysteme und sensibler Kommunikationsnetzwerke zur Überwachung von Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung. Die Integration dieser Systeme in umfassendere Smart Grids erfordert sichere Schnittstellen zu SCADA-Systemen (Supervisory Control and Data Acquisition), cloudbasierten Energiemanagementplattformen und IoT-fähigen Sensoren. Jede dieser digitalen Schnittstellen vergrößert die Angriffsfläche für potenzielle Cyberbedrohungen. Abbildung 3 veranschaulicht die Integration von KWK in die Energieinfrastruktur und die damit verbundenen potenziellen Angriffsvektoren.

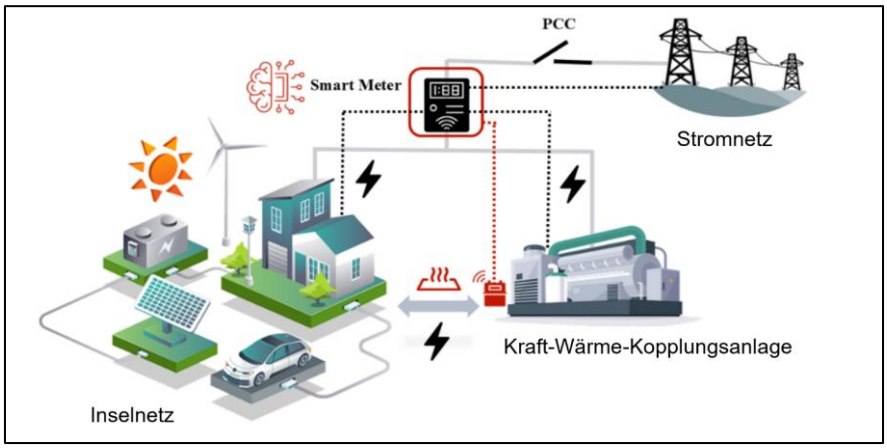


Abbildung VI-3 : CHP-Integration in Energiesysteme und Angriffsvektoren für Cybersicherheit

Cyber-physische Angriffe auf Wasserstoff-KWK könnten erhebliche Folgen haben, die von Betriebsstörungen bis hin zu physischen Sicherheitsrisiken reichen. Dazu gehört die Manipulation von Drucksensoren oder Durchflussregelventilen, was zu unsicheren Betriebsbedingungen

führen kann. Störungen der Echtzeit-Regelkreise können zu Ineffizienzen oder erzwungenen Abschaltungen führen, während die Fälschung von Datenströmen das Vorhandensein von Fehlern verschleiern und die Reaktionszeiten verzögern kann. Über die direkten physischen Konsequenzen hinaus könnten solche Angriffe auch die Integrität von Markttransaktionen gefährden und das Vertrauen der Stakeholder in Wasserstoffenergiesysteme untergraben.
Um diesen Risiken zu begegnen, untersucht die Studie, wie künstliche Intelligenz und digitale Zwillingstechnologien die Cybersicherheit verbessern können. Konzeptionelle Rahmenwerke veranschaulichen, wie KI in digitale Zwillinge integriert werden könnte, um eine kontinuierliche Überwachung und Erkennung von Anomalien zu ermöglichen. Ein solcher Ansatz würde es dem System ermöglichen, normale Betriebsmuster zu lernen und automatisch Abweichungen zu melden, die auf Cyberangriffe oder Fehler hindeuten könnten.
Resilienzstrategien für Wasserstoff-KWK gehen auch über die Erkennung von Anomalien hinaus. Sichere Kommunikationsprotokolle, Intrusion-Detection-Systeme und Redundanz in kritischen Steuerungskomponenten sind wichtige Maßnahmen, um sicherzustellen, dass eine Wasserstoff-KWK unter cyber-physikalischem Stress einen sicheren Betrieb aufrechterhalten kann. Darüber hinaus erfordert die Resilienz auf Systemebene koordinierte Reaktionsstrategien, die die KWK in die umgebenden Energienetze integrieren und sicherstellen, dass Störungen eingedämmt werden und eine schnelle Wiederherstellung erfolgt.
Unter Berücksichtigung dieser Elemente im Rahmen des CO2InnO-Projekts zeigt die Arbeit, dass Cybersicherheit für Wasserstoff-KWK keine isolierte Herausforderung ist, sondern Teil einer umfassenderen Energiewende. Die sichere Integration von Wasserstoffinfrastrukturen in digitalisierte Smart Grids erfordert eine Kombination aus robustem Hardware-Design, sicheren Softwarearchitekturen und intelligenter Überwachung auf Basis KI-gesteuerter Modelle.

VI.3. Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus vier sich ergänzenden Bereichen vorgestellt. Der erste Teil befasst sich mit der Betriebsleistung des Mikronetz-Demonstrators unter verschiedenen Bedingungen und hebt dessen Fähigkeit hervor, Stabilität aufrechtzuerhalten, ein optimales Energiemanagement zu gewährleisten und auf Netzereignisse zu reagieren. Aufbauend auf dieser Validierung untersucht der zweite Teil den Einsatz von KI-basierten Techniken, insbesondere LSTM-Deep-Learning-Modellen, zur Erkennung cyber-physischer Bedrohungen im Mikronetzbetrieb. Diese Ergebnisse zeigen, wie eine fortschrittliche Anomalieerkennung die Widerstandsfähigkeit sowohl gegen digitale Eingriffe als auch gegen böswillige physische Eingriffe verbessern kann. Der dritte Teil analysiert die politischen und praktischen Rahmenbedingungen für Smart Metering in der Oberrheinregion und erweitert die Diskussion um regulatorische und grenzüberschreitende Integrationsherausforderungen. Der letzte Teil

stützt sich auf die vorangegangenen Diskussionen, um die Herausforderungen der Cybersicherheit und Digitalisierung von sektorverbundenen Infrastrukturen anzugehen, wobei der Schwerpunkt speziell auf wasserstoffbasierten KWK-Systemen liegt. Anhand eines anschaulichen Szenarios für einen cyber-physischen Angriff werden die Risiken hervorgehoben, die durch die zunehmende Vernetzung entstehen, und die Notwendigkeit einer integrierten KI-gestützten Überwachung und robuster Sicherheitsstrategien unterstrichen. Zusammengenommen bieten diese Ergebnisse einen ganzheitlichen Überblick über die physische und digitale Widerstandsfähigkeit zukünftiger dezentraler Energieinfrastrukturen.

VI.3.1. **Leistungsvalidierung des realen Mikronetz-Demonstrators**

Das Mikronetzsystem in UHA wurde entwickelt, um dezentrale erneuerbare Energiequellen, Speichereinheiten und Flexibilität auf der Nachfrageseite zu integrieren und dabei einen zuverlässigen Betrieb sowohl im netzgebundenen als auch im Inselbetrieb zu gewährleisten. Die in MATLAB/Simulink erzielten Simulationsergebnisse zeigen die Fähigkeit der Mikronetz-Steuerungsstrategien, dynamische Bedingungen, Netzstörungen und unterschiedliche Last- und Erzeugungsprofile zu bewältigen.

VI.3.2. **Robustheit der Netzsynchronisation**

Zur Bewertung der Stabilität der Phasenregelschleife (PLL) des Wechselrichters wurden zwei Netzfehlerszenarien simuliert. Zunächst wurde eine tiefe Spannungsabsenkung mit einer Amplitudenreduzierung von 90 % für 1 Sekunde angelegt. Wie in Abbildung 4 dargestellt, führte die Spannungsabsenkung zu keinem Verlust der PLL-Verriegelung. Der Wechselrichterstrom *Ig* blieb phasenausgerichtet und stabil mit minimaler harmonischer Verzerrung.

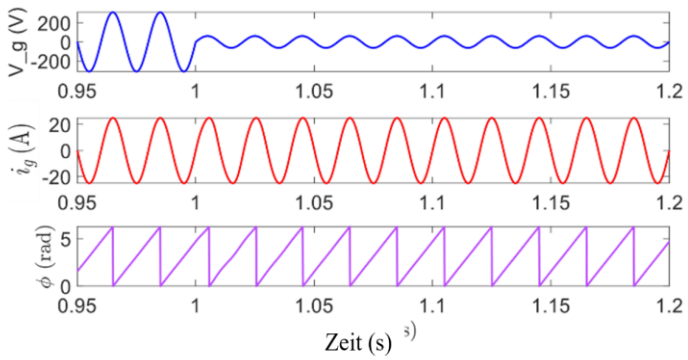


Abbildung VI-4 : Reaktion auf 90 % Spannungsabfall, Spannungs-, Strom- und Phasenwellenformen

Für das zweite Fehlerszenario wurde ebenfalls nach 1 Sekunde ein plötzlicher Phasensprung im Netz eingeführt. Die PLL verfolgte und korrigierte das verzerrte Netzsignal erfolgreich innerhalb eines Netzzyklus mit minimalem Überschwingen, wie in Abbildung 5 zu sehen ist. Die schnelle Konvergenz verhinderte das Auftreten unerwünschter Zirkulationsströme und schützte empfindliche Lasten vor vorübergehender Instabilität.

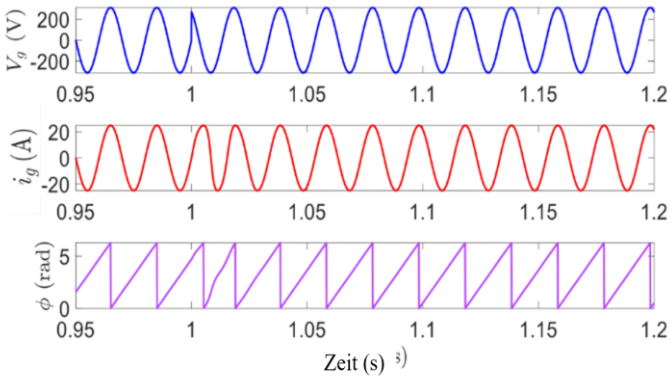


Abbildung VI-5 : PLL-Reaktion auf Phasensprung

Diese Tests bestätigten eine starke Synchronisationsresilienz unter schweren Störungen.

VI.3.3. **Normalbetrieb bei variablen Sonneneinstrahlungswerten**

Ein zeitlich variierendes Leistungsstrahlungsprofil reproduzierte Bedingungen bei klarem Himmel, Schwankungen und Verschattung. Abbildung VI-6 zeigt, wie die PV-Stromerzeugung den Strahlungsmustern genau folgte. Die Ergebnisse des kompletten Systems, dargestellt in Abbildung VI-7 , bestätigen, dass der Strom *Ig* der Referenz mit einer akzeptablen Reaktionszeit perfekt folgt. Die Amplitude von Ig stimmt ebenfalls mit der Referenz überein und spiegelt das Sonneneinstrahlungsprofil wider. Die Spannungen *Vg* und *Udc* behalten ihre Anfangswerte bei, was eine korrekte Regelung der Gleichstrom-Busspannung belegt.

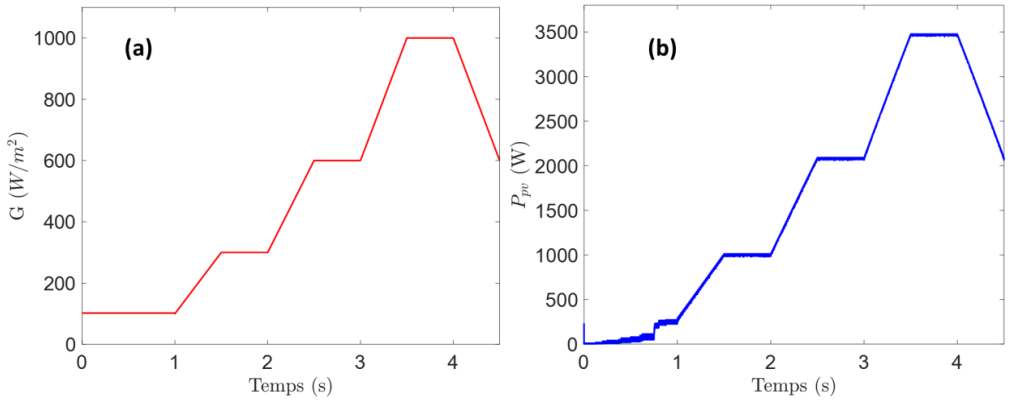


Abbildung VI-6 : Stationäre PV-Modulproduktion unter wechselnden Sonnenbedingungen (a) Strahlungsprofil (b) Solarstromerzeugungsprofil

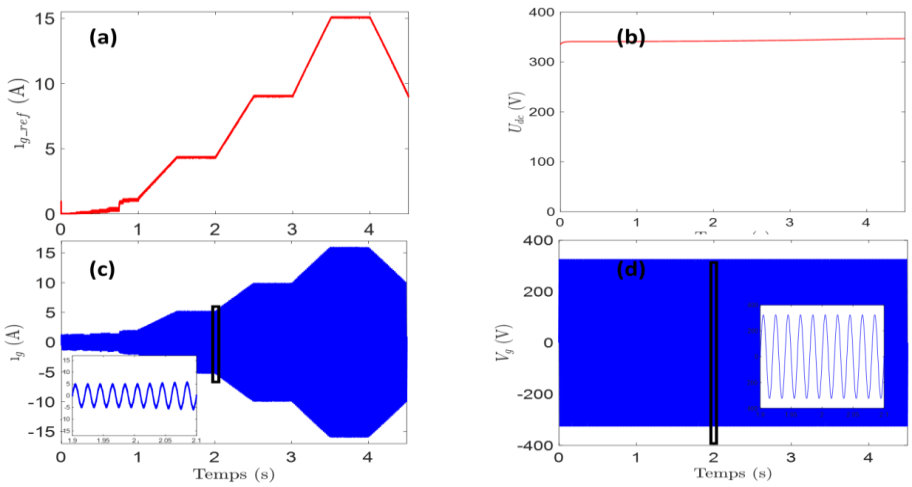


Abbildung VI-7 : Ergebnisse der Wechselrichterleistung. (a) Netzreferenzstromprofil (b) Gleichstrom-Busspannung (c) Netzwechselstrom (d) Netzspannung

Dies deutet auf eine effektive Regelung und eine stabile Stromabgabe auch bei schwankenden erneuerbaren Eingängen hin.

VI.3.4. **Energiemanagementstrategie**

Um die Leistung des implementierten Energiemanagementsystems zu validieren, wurde über mehrere Tage hinweg eine eingehende Beobachtungsstudie unter verschiedenen Betriebsbedingungen durchgeführt, ein e Szenarien mit und ohne Anschluss eines Elektrofahrzeugs (EV). Wichtige elektrische Parameter wie Spannung, Strom und Leistungsabgabe der Photovoltaikmodule (PV) sowie die Wechselrichterleistung wurden kontinuierlich an mehreren Punkten der Anlage gemessen. Diese Messungen ermöglichten eine detaillierte Bewertung der gesamten Energieverfügbarkeit, des Ladezustands der Batterien, des Gesamtverbrauchs und der bidirektionalen Energieflüsse zwischen dem Mikronetz und dem externen Versorgungsnetz.

Die Analyse bestätigte, dass das Hybridsystem den direkten Einsatz lokal erzeugter Solarenergie zur Versorgung der Last priorisiert, wobei die Wechselrichter so konfiguriert sind, dass sie den PV-Strom zu den Verbrauchsstellen leiten, bevor andere Ressourcen in Anspruch genommen werden. Wenn die PV-Produktion nicht ausreichte, ergänzten die Batteriepacks nahtlos die Energieversorgung und sorgten so für Ausgewogenheit und Kontinuität. Nur in Fällen, in denen sowohl die PV-Erzeugung als auch die Batteriereserven unzureichend waren, bezog das Mikronetz Strom aus dem externen Netz. Darüber hinaus bestätigte die Studie, dass das Laden der Batterien streng auf die überschüssige Solarstromproduktion beschränkt war, was das Ziel der Maximierung des Eigenverbrauchs und der Minimierung der Abhängigkeit von externen Quellen untermauerte. Diese Ergebnisse belegen die Wirksamkeit der umgesetzten Energiemanagementstrategie bei der Optimierung der Ressourcennutzung und der Aufrechterhaltung eines stabilen Betriebs unter dynamischen Last- und Erzeugungsbedingungen.

Diese Ergebnisse bestätigen, dass der Mikronetz-Demonstrator sowohl unter gestörten als

auch unter normalen Netzbedingungen Stabilität gewährleisten kann, während sein Energiemanagement-Framework die lokale Nutzung erneuerbarer Energien effektiv maximiert und Zusatzdienste unterstützt.

VI.3.5. LSTM-basierte Erkennungsleistung für cyber-physische Angriffe

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Trainings des LSTM-basierten Erkennungssystems vorgestellt und dessen Leistung unter verschiedenen cyber-physikalischen Angriffsszenarien, die auf das Mikronetz abzielen, bewertet. Die Analyse konzentriert sich zunächst auf die Fähigkeit des Modells, die Wirkleistung am gemeinsamen Kopplungspunkt (Ppcc) unter normalen Betriebsbedingungen zu lernen und vorherzusagen, gefolgt von seiner Reaktion auf Cyberangriffe auf die Kommunikationsebene und physische Eingriffe auf der Steuerungsebene.

VI.3.6. LSTM-Trainingsergebnisse

Das LSTM-basierte Erkennungssystem wurde so trainiert, dass es den Ppcc direkt vorhersagt und den Zwischenschritt der Schätzung des Batteriezustands umgeht. Dieser direkte Ansatz erwies sich als vorteilhaft für die Erkennung mehrerer Betriebsbedingungen, da er die Erkennung von Angriffen auch dann ermöglicht, wenn das Batteriemanagementsystem (BMS) unter komplexen Steuerungsschemata arbeitet. Es wurden drei Konfigurationen getestet, deren Ergebnisse in den Vergleichsdiagrammen in Abbildung VI-8 dargestellt sind. In ersten Tests wurde ein Netzwerk mit einer einzigen LSTM-Schicht aus 200 versteckten Einheiten in Kombination mit einer vollständig verbundenen Schicht verwendet und mit einem Datensatz von 1000 Sekunden trainiert. Diese Konfiguration (lstm1) lieferte zwar im Allgemeinen genaue Ergebnisse, es wurden jedoch geringfügige Störungen und gelegentliche Fehleinschätzungen beobachtet.

Diese Ungenauigkeiten konnten deutlich reduziert werden, als der Trainingsdatensatz auf 4000 Sekunden erweitert wurde, was zu einer verbesserten Leistung der zweiten Konfiguration (lstm2) führte. Die besten Ergebnisse wurden jedoch mit einer tieferen Architektur erzielt, die aus zwei gestapelten LSTM-Schichten (lstm3) bestand und eine optimale Schätzleistung erzielte. Die Trainingsergebnisse von lstm3 zeigten unter normalen Bedingungen hochstabile Vorhersagen mit minimalen Abweichungen.

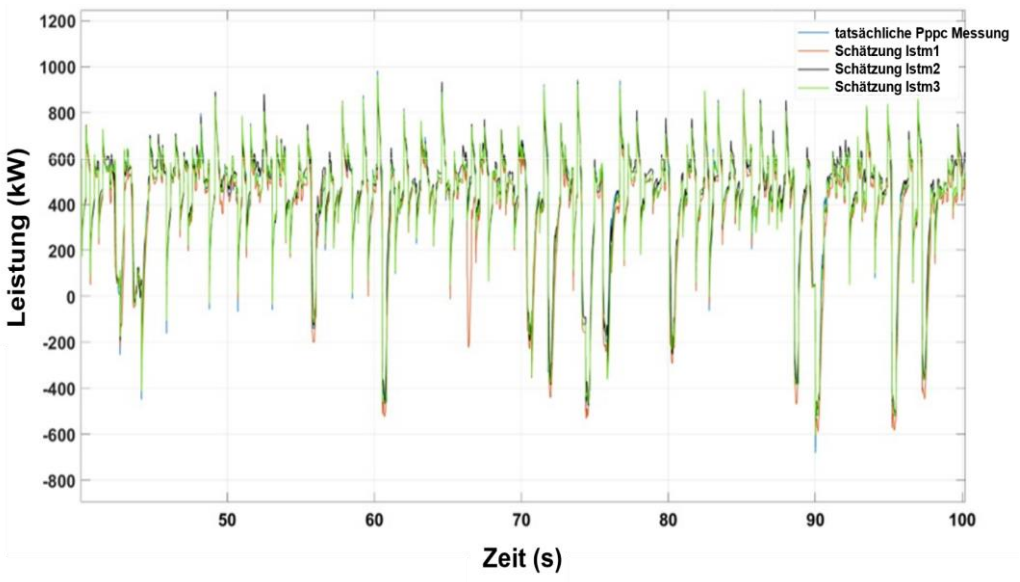


Abbildung VI-8 : Vorhergesagte Leistung der drei Konfigurationen im Vergleich zur tatsächlichen Messung

Abbildung VI-9 zeigt die Leistungsindikatoren Root Mean Square Error (RMSE) und Loss von lstm3 im Detail.

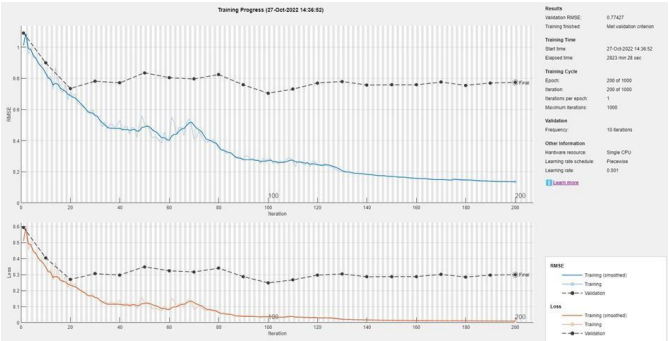


Abbildung VI-9 : Trainingsergebnisse der lstm3-Konfiguration

VI.3.7. **Cyber-physische Angriffsszenarien und Bewertung**

Sobald das Modell eine stabile Basisleistung erreicht hatte, wurde es unter verschiedenen cyber-physikalischen Angriffsszenarien bewertet.

Für den FDI-Angriff (False Data Injection) auf die PV-Produktion wurde in der 20. Sekunde des Tests ein Überproduktionssignal injiziert. Diese Art von Angriff ahmt betrügerisches Verhalten nach, das darauf abzielt, Förderprogramme durch künstliche Aufblähung der gemeldeten PV-Erzeugung zu manipulieren. Der Angriff verursachte eine sofortige Abweichung zwischen dem physikalisch gemessenen Ppcc und dem von LSTM geschätzten Signal, die in Abbildung VI-10 (a) und im Fehlerdiagramm in Abbildung VI-10 (b). Im Gegensatz zu vorübergehenden Störungen, die in der Regel isolierte Fehlerspitzen erzeugen, führte dieser Angriff zu einer anhaltenden Diskrepanz zwischen gemessenen und geschätzten Werten, was auf eine absichtliche Manipulation der Daten hindeutet.

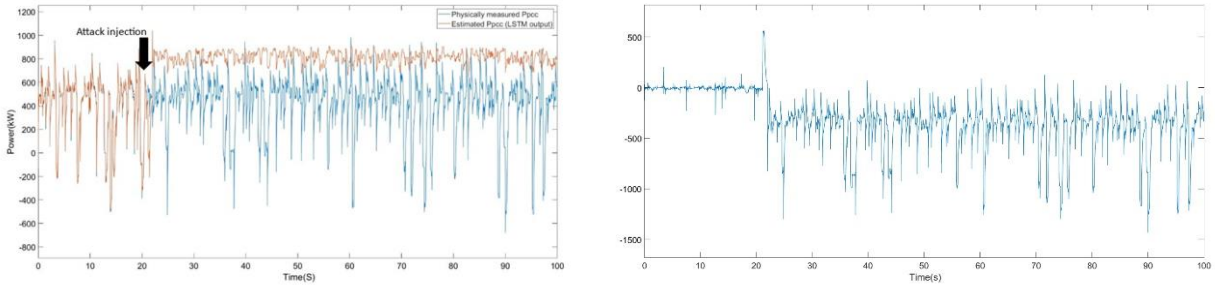


Abbildung VI-10 : LSTM-Vorhersage vor und nach der FDI-Angriffsinjektion (a) Signaldiagramm (b) Fehlerdiagramm

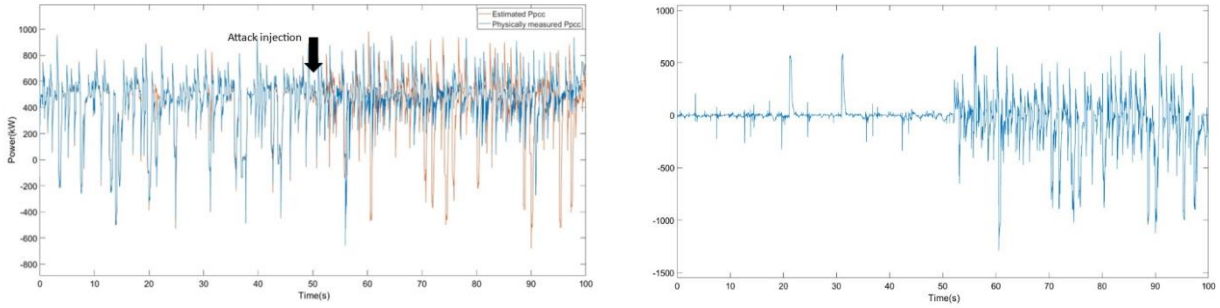


Abbildung VI-11 : LSTM-Vorhersage vor und nach der Injektion des Replay-Angriffs (a) Signaldiagramm (b) Fehlerdiagramm

Anschließend wurde in der 50. Sekunde eines weiteren Tests ein Replay-Angriff durchgeführt. In diesem Szenario wurde ein zuvor aufgezeichnetes PV-Produktionsprofil aus günstigen Bedingungen wiedergegeben, um das System in die Irre zu führen. Solche Angriffe sind besonders schwierig, da die injizierten Messungen einer vollkommen gültigen Verteilung folgen, die aus demselben System stammt. Trotzdem konnte das LSTM-Modell die Anomalie erfolgreich erkennen, wie die anhaltende Abweichung zwischen den Echtzeitmessungen und den vorhergesagten Werten zeigt (Abbildung VI-11 (a)). Diese Diskrepanz war in der Fehlergrafik in Abbildung VI-11(b) noch deutlicher zu erkennen, wo die kontinuierliche Abweichung den Angriff klar von normalen Betriebsschwankungen unterschied.

Über Cyberangriffe hinaus wurde das System auch auf physikalische Eingriffe getestet, insbesondere auf ein Szenario mit erzwungener Ladung. Hier gab der Angreifer einen Befehl aus, der die BMS-Beschränkungen umging und das Laden der Batterie unter ungünstigen Bedingungen initiierte. Diese Manipulation, zwang die Batterie, Energie zu beziehen, obwohl sie dies nicht sollte, was das Mikronetz belasten oder sogar zu einer Verschlechterung des Speichersystems führen konnte. In diesem Test verursachte der Befehl zum erzwungenen Laden eine deutliche Abweichung der gemessenen Ppcc-Kurve vom geschätzten Signal, wie in Abbildung 12 dargestellt, was die Fähigkeit des LSTM unterstreicht, Anomalien über die Kommunikationsebene hinaus zu erkennen.

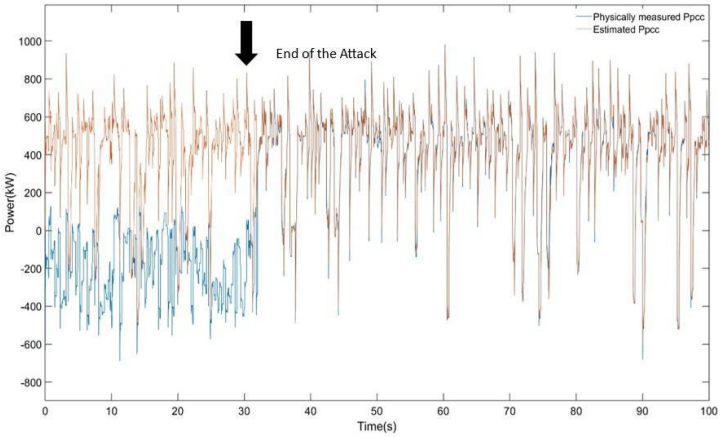


Abbildung VI-12 : Erzwungener Ladeangriff auf die Batterie bis zur 30. Sekunde

Insgesamt bestätigen diese Ergebnisse, dass das LSTM-basierte Erkennungssystem effektiv zwischen vorübergehenden Störungen und konsistenten Abweichungen unterscheiden kann, die auf cyber-physische Angriffe hindeuten. Seine Fähigkeit, sowohl cyber-verursachte falsche Daten als auch physikalisch induzierte Betriebsanomalien zu erkennen, macht es zu einem robusten Werkzeug zur Verbesserung der Sicherheit von Mikronetzen.

Diese Fähigkeit ist besonders relevant, wenn man die Integration komplexerer Infrastrukturen in Betracht zieht, wie z. B. wasserstoffbasierte KWK-Systeme, bei denen das Zusammenspiel zwischen digitaler Überwachung und physischer Sicherheit noch kritischer wird. Die nachgewiesene Robustheit des LSTM-Ansatzes bietet eine solide Grundlage für die Ausweitung ähnlicher Erkennungsstrategien zum Schutz zukünftiger sektorverbundener Energienetze.

VI.3.8. Vergleichende Analyse der Politik und Praxis im Bereich Smart Metering im Oberrhein

Über die operative Validierung des Mikronetz-Demonstrators und die KI-basierte Sicherheitsanalyse hinaus untersuchte das Projekt die breitere Digitalisierungslandschaft dezentraler Energiesysteme durch intelligente Messtechnologien. Es wurde eine vergleichende Studie zum aktuellen Stand der intelligenten Messinfrastrukturen in den Ländern des Oberrheins durchgeführt.

Die Oberrheinregion, die Teile Frankreichs, Deutschlands und der Schweiz umfasst, bietet einen einzigartigen Kontext, da sie unterschiedliche nationale Rechtsrahmen innerhalb eines geografisch vernetzten Energiemarktes umfasst. Es wurden mehrere grenzüberschreitende Initiativen zur Harmonisierung der Energiepolitik und -praxis ins Leben gerufen.

Das Programm Interreg VI-A Frankreich-Deutschland-Schweiz (2021–2027) zielt darauf ab, intelligente Energiesysteme, einschließlich intelligenter Netze und IKT-Systeme, zu entwickeln, um die Energiewende und die ökologische Nachhaltigkeit in der Region zu fördern (Europäische Kommission, 2021).

Ein weiteres bemerkenswertes Projekt ist die Smart Border Initiative zwischen Frankreich und

Deutschland, die sich auf die Integration von Smart-Grid-Technologien konzentriert, um die Energieeffizienz und die Sektorkopplung in den Regionen Saarland (DE) und Lothringen (FR) zu verbessern. Diese Initiative zielt darauf ab, kostengünstige Lösungen zur Verbesserung der Sicherheit und zur Förderung von Investitionen in erneuerbare Energien anzubieten (Europäische Kommission, 2019).

Trotz dieser gemeinsamen Bemühungen bestehen weiterhin Diskrepanzen zwischen den politischen Absichten und der praktischen Umsetzung. Während Frankreich beispielsweise durch sein Linky-Programm erhebliche Fortschritte bei der Einführung intelligenter Zähler erzielt hat, kam es in Deutschland aufgrund rechtlicher und bürokratischer Herausforderungen zu Verzögerungen, sodass laut jüngsten Bewertungen nur eine Durchdringungsrate von 14 % erreicht wurde (De Paola et al., 2023). Die Schweiz hingegen hat eine gesetzliche Vorgabe für eine Abdeckung von 80 % mit intelligenten Zählern bis 2027, hatte aber nach den neuesten Daten nur 20 % erreicht, was auf eine erhebliche Lücke zwischen den politischen Zielen und den tatsächlichen Fortschritten hindeutet (Brightly Energy, 2024).

Öffentlich-private Partnerschaften (ÖPP) haben eine entscheidende Rolle bei der Förderung der Sicherheit intelligenter Stromnetze in der Region gespielt. In Frankreich wurde bei der Einführung der intelligenten Gaszähler Gazpar durch GRDF die Wize-Technologie eingesetzt, ein Protokoll für ein energiesparendes Weitverkehrsnetz, das in Zusammenarbeit zwischen öffentlichen Versorgungsunternehmen und privaten Unternehmen wie Suez und Sagemcom entwickelt wurde. Diese Partnerschaft ermöglichte die Integration sicherer, effizienter Kommunikationstechnologien in die nationale Gasmessinfrastruktur (Wize Alliance, o. J.).

In ähnlicher Weise ist die Smart Border Initiative ein Beispiel für grenzüberschreitende ÖPP, bei der Enedis (FR) und Energis-Netzgesellschaft mbH (DE) zusammenarbeiten, um ein intelligentes Stromnetz zu implementieren, das Flexibilität in Verbindung mit intelligenter Mobilität und Energieeffizienz integriert und damit die Sicherheit erhöht und Investitionen in erneuerbare Energien fördert (Europäische Kommission, 2019).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die praktischen Auswirkungen für grenzüberschreitende Projekte erheblich sind. Die französischen Systeme sind technisch bereit für schnelle datengesteuerte Dienste, stehen jedoch aufgrund unterschiedlicher Datenformate und Sicherheitsprotokolle vor potenziellen Interoperabilitätsproblemen mit deutschen und schweizerischen Zählern. Deutsche Systeme legen den Schwerpunkt auf Cybersicherheit und Datenschutz, verzögern jedoch die vollständige Realisierung digitaler Flexibilitätsmärkte. Schweizer Implementierungen betonen die Integration mehrerer Energiearten, bleiben jedoch aufgrund der kantonalen Verwaltung fragmentiert.

Für transnationale Initiativen wie CO2InnO ist die Harmonisierung von Datenstandards und Interoperabilitätsanforderungen von entscheidender Bedeutung. Ohne ein gemeinsames Datenaustauschprotokoll und kompatible Sicherheitszertifizierungssysteme wird die Integration

von Smart-Metering-Daten in regionale Mikronetze zu einer mühsamen Angelegenheit. Diese Heterogenität könnte die Schaffung grenzüberschreitender Demand-Response-Programme behindern oder die Einführung von KI-basierten regionalen Energieoptimierungstools verzögern.

VI.3.9. Cybersicherheit und Digitalisierung in Wasserstoff-KWK-Systemen

Nach der vergleichenden Analyse der Smart-Metering-Strategien und -Praktiken in der Oberrheinregion wird deutlich, dass die zukünftige Entwicklung von Smart Grids nicht allein auf die Strommessung beschränkt sein kann. Die Integration von wasserstoffbasierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ist ein entscheidender Schritt zur Förderung der Sektorkopplung und zur Stärkung der Widerstandsfähigkeit dezentraler Energiesysteme. Im Rahmen des CO2InnO-Projekts werden diese Anlagen als strategische Ressourcen angesehen, die die intermittierende Erzeugung erneuerbarer Energien ergänzen und gleichzeitig flexible, bidirektionale Energieflüsse unterstützen. Ihr Einsatz bringt jedoch zusätzliche Komplexität mit sich, insbesondere im Hinblick auf die cyber-physische Sicherheit, da diese Systeme auf umfangreiche digitale Überwachungs- und Kommunikationsinfrastrukturen angewiesen sind.

VI.3.10. Auswirkungen der Integration intelligenter Messsysteme auf die cyber-physische Sicherheit

Wasserstoff-KWK-Anlagen sind zunehmend auf IoT-fähige Sensorplattformen angewiesen, um Echtzeit-Einblick in Leistungskennzahlen, Wasserstoffdurchflussraten, Druckniveaus und Emissionen zu erhalten. Die LoRaWAN-Technologie (Long Range Wide Area Network) hat sich als kostengünstige und energieeffiziente Lösung für die Anbindung dieser verteilten Anlagen an zentrale Managementplattformen etabliert. Auf Anlagenebene eingesetzte LoRa-Gateways können Telemetriedaten übertragen, sodass Betreiber die Leistung optimieren und die Einhaltung von Sicherheitsstandards gewährleisten können. LoRa bietet zwar große Vorteile in Bezug auf Reichweite und geringen Stromverbrauch, hat aber im Vergleich zu kabelgebundenen oder zellularen Alternativen auch inhärente Sicherheitsbeschränkungen. Statisches Schlüsselmanagement, begrenzte Verschlüsselungsmöglichkeiten und Anfälligkeit für Replay- oder Jamming-Angriffe schaffen potenzielle Angriffspunkte für böswillige Akteure. Mit der zunehmenden Verbreitung von Wasserstoff-KWK-Anlagen wird die Robustheit der IoT-Kommunikationssicherheit zu einem Eckpfeiler für die Gewährleistung der Betriebsintegrität und -sicherheit.

Diese Risiken sind nicht nur theoretischer Natur. Cyberangriffe auf Wasserstoff-KWK-Anlagen können schnell von digitalen Sicherheitsverletzungen zu schweren physischen Zwischenfällen führen. So könnte beispielsweise ein Angriff, bei dem ein Gaskonzentrationssensor manipuliert wird, eine gefährliche Wasserstoffansammlung verschleiern, insbesondere wenn gleichzeitig

die Belüftungs- oder Sicherheitssysteme beeinträchtigt sind. In solchen Fällen könnten unentdeckte Lecks zu Explosionen mit verheerenden Folgen für die Sicherheit von Menschen, die Umwelt und die umliegende Infrastruktur führen. Ebenso können Denial-of-Service-Angriffe auf SPS- oder SCADA-Systeme die Strom- und Wärmeerzeugung unterbrechen und kritische Einrichtungen wie Krankenhäuser oder Industriestandorte gefährden, wo eine unterbrechungsfreie Stromversorgung unerlässlich ist. Subtilere Manipulationen, wie die Veränderung von Druckregelkreisen oder die Kompromittierung von Firmware-Updates durch Angriffe auf die Lieferkette, können zu mechanischen Ausfällen oder einer langfristigen Verschlechterung der Systemzuverlässigkeit führen.

Mehrere anschauliche Szenarien verdeutlichen diese Risiken. Ein koordinierter Angriff auf den Betrieb von Brennstoffzellen könnte beispielsweise die Betreiber irreführen, indem falsche Normalwerte angezeigt werden, während ein versteckter Überhitzungsprozess einen thermischen Durchbruch auslöst. In einem anderen Fall könnte ein Man-in-the-Middle-Angriff auf netzintegrierte KWK-Anlagen die Laststeuerungssignale manipulieren und damit sowohl die lokale als auch die regionale Energiebilanz destabilisieren. Die Deaktivierung der Notabschaltlogik während der Wartung könnte dazu führen, dass ein Wasserstoffleck zu einer Explosion eskaliert, während Kompromittierungen der vorgelagerten Lieferkette zeitgesteuerte Logikbomben einführen könnten, die den Ventilbetrieb nach und nach stören.

Diese Beispiele sind zwar hypothetisch, entsprechen jedoch bekannten Schwachstellen in industriellen Energiesystemen und unterstreichen die dringende Notwendigkeit integrierter Cybersicherheitsmaßnahmen bei der Konzeption, Bereitstellung und dem Betrieb von Wasserstoff-KWK-Anlagen. Da Smart Grids weiterentwickelt werden, um diese neuen Anlagen zu integrieren, muss das Zusammenspiel zwischen digitaler Konnektivität und physischer Sicherheit sorgfältig gesteuert werden. Die Ergebnisse unterstreichen die Notwendigkeit mehrschichtiger Sicherheitsstrategien, risikobewusster architektonischer Entscheidungen und starker regulatorischer Rahmenbedingungen zum Schutz der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft.

VI.3.11. Illustratives Szenario für einen cyber-physischen Angriff auf Wasserstoff-KWK-Anlagen

Um potenzielle Schwachstellen in zukünftigen Wasserstoffenergiesystemen zu untersuchen, wurde ein illustratives Szenario entwickelt, das eine mittelgroße 500-kW-5-MW-KWK-Anlage umfasst, bestehend aus einem Elektrolyseur, Speichertanks, einer Turbine und einer SCADA-Integration. Das Szenario zeigt, wie ein koordinierter Cyberangriff die Schwachstellen des Steuerungssystems ausnutzen könnte, um unsichere Betriebsbedingungen auszulösen, und wie eine KI-gestützte Überwachung in Verbindung mit einem digitalen Zwilling solche Risiken mindern könnte.

In diesem Szenario verschafften sich die Angreifer über kompromittierte Fernwartungszu-

gangsdaten unbefugten Zugriff auf das Netzwerk der Anlage. Sobald sie sich in der Betriebstechnologieumgebung befanden, nutzten sie schwache Zugriffskontrollrichtlinien aus, um ihre Berechtigungen zu erweitern und Schreibzugriff auf kritische Prozessvariablen zu erhalten. Als erstes manipulierten sie den Modbus/TCP-Kommunikationskanal, der die speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS) der Anlage mit der SCADA-Schnittstelle verbindet. Durch das Senden manipulativer Pakete gaben sie böswillige Befehle aus, die wichtige Sicherheitssensoren zur Überwachung des Drucks und der Temperatur der Wasserstoffspeicher deaktivierten. Gleichzeitig speisten sie falsche „normale" Messwerte in die SCADA-Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI) ein und verschleierten so die Tatsache, dass der tatsächliche Druck im Speichertank aufgrund der absichtlichen Überlastung des Elektrolyseurs allmählich über die Sicherheitsgrenzwerte anstieg.

Aus betrieblicher Sicht sahen die Anlagenbetreiber keine Anomalien, da das SCADA-Dashboard weiterhin die Nennwerte anzeigte. In Wirklichkeit wurden die Speichertanks jedoch über ihren Auslegungsdruck hinaus befüllt, was ein latentes Risiko für eine katastrophale Explosion darstellte. Ein solcher Angriff könnte, wenn er ungehindert bleibt, zu Wasserstofflecks, Brandgefahren und potenziell schweren Schäden an Personen und Infrastruktur führen.

Das im Projekt vorgesehene Cybersicherheits-Framework integriert eine KI-gestützte Überwachungsebene, die eng mit einem digitalen Zwilling des KWK-Systems gekoppelt ist. Die KI-Anomalieerkennungs-Engine analysiert mehrere Datenströme, darunter Netzwerkverkehr, Benutzerauthentifizierungsprotokolle und Prozess -Variablenzeitreihen. In diesem Fall würde das System unregelmäßige Anmeldemuster erkennen, wie z. B. eine Fernverbindung außerhalb der üblichen Wartungsfenster in Kombination mit ungewöhnlichen Befehlssequenzen, die auf sicherheitskritische Register abzielen. Diese Cyber-Indikatoren würden bereits eine Sicherheitswarnung niedriger Stufe auslösen.

Parallel dazu prognostiziert der physikalisch basierte digitale Zwilling des KWK-Systems kontinuierlich die zu erwartenden Prozessverläufe unter normalen Bedingungen. Anhand des Elektrolyseur-Lastprofils und der Umgebungsbedingungen berechnet der digitale Zwilling beispielsweise die zu erwartenden Wasserstoffproduktionsraten und die entsprechende Druckentwicklung im Speichertank. Im Angriffsszenario würden die tatsächlichen Sensorwerte, die nun manipuliert sind, erheblich von den vom Modell vorhergesagten Werten abweichen. Diese Diskrepanz zwischen der Vorhersage des Zwillings und den von SCADA gemeldeten Daten würde eine Anomaliewarnung auf höherer Ebene auslösen.

Bei Erkennung der Anomalie würde eine automatisierte Reaktion das betroffene Netzwerksegment isolieren, indem kompromittierte Benutzeranmeldedaten widerrufen und externe Verbindungen blockiert würden. Das System würde außerdem auf redundante Backup-Sensoren zurückgreifen, die direkt mit einer isolierten Sicherheits-SPS verbunden sind. Wenn die Backup-Daten einen abnormalen Tankdruck bestätigen würden, würde die Steuerungslogik eine

kontrollierte Abschaltung des Elektrolyseurs einleiten, um einen weiteren Überdruck zu verhindern. In extremen Fällen könnten mechanische Sicherheitsventile unabhängig von Softwarebefehlen aktiviert werden. (Die Abbildung veranschaulicht den mehrschichtigen Prozess der Angriffserkennung und -abwehr, der Netzwerkanalyse, KI-Anomalieerkennung und digitale Zwilling-Validierung kombiniert.

Dieses Szenario veranschaulicht, wie eine fortschrittliche KI-gesteuerte Anomalieerkennung in Kombination mit einer physikbasierten Validierung digitaler Zwillinge die Cybersicherheit von Wasserstoff-KWK-Anlagen verbessern könnte. Es unterstreicht, wie wichtig es ist, cyber-physische Resilienzmaßnahmen in kritische Energieinfrastrukturen zu integrieren, bevor solche Anlagen weit verbreitet sind.

VI.3.12. **Diskussion**

Die kombinierten Ergebnisse der Validierung des Hybrid-Mikronetzes in Mulhouse, der LSTM-basierten Erkennungsexperimente, der vergleichenden Smart-Metering-Analyse und des illustrativen Cybersicherheitsszenarios für Wasserstoff-KWK-Anlagen zeichnen ein facettenreiches Bild der sich wandelnden Energielandschaft.

Die Simulation eines realen Mikronetzes hat gezeigt, dass dezentrale hybride Energiesysteme auch unter Störungsbedingungen zuverlässig erneuerbare Energien integrieren und lokale Netzdienste bereitstellen können. Durch die Priorisierung lokal erzeugter Solarenergie, den dynamischen Ausgleich von Batteriespeichern und die nahtlose Interaktion mit dem Hauptnetz bei Bedarf hat das System seine Fähigkeit zur Aufrechterhaltung der Betriebskontinuität unter Beweis gestellt. Diese Validierung hat jedoch auch gezeigt, dass die für ein intelligentes Energiemanagement und den Fernbetrieb erforderliche zunehmende Digitalisierung zwangsläufig die potenzielle Angriffsfläche solcher Infrastrukturen vergrößert.

Aufbauend auf dieser Erkenntnis wurde das LSTM-basierte Erkennungssystem als fortschrittliche cyber-physische Sicherheitsschicht für den Betrieb von Mikronetzen evaluiert. Die Ergebnisse zeigten, dass das Deep-Learning-Modell Cyber- und physische Anomalien, darunter falsche Dateneingaben, wiederholte Messprofile und erzwungenes Laden von Batterien, selbst unter komplexen Batteriemanagementbedingungen effektiv identifizierte. Tiefere Netzwerkarchitekturen, die auf erweiterten Datensätzen trainiert wurden, erfassten langfristige Abhängigkeiten in der Systemdynamik genauer, minimierten Fehlalarme und verbesserten gleichzeitig die Empfindlichkeit gegenüber subtilen Angriffsmustern. Diese Ergebnisse unterstreichen das Potenzial der KI-gesteuerten Anomalieerkennung zur Stärkung der Widerstandsfähigkeit von Mikronetzen gegenüber sich entwickelnden Bedrohungen.

Auf einer breiteren regionalen Ebene zeigte die vergleichende Analyse der Smart-Metering-Richtlinien in der Oberrheinregion sowohl Chancen als auch Herausforderungen für die Skalierung solcher intelligenter Systeme auf. Frankreich zeigt Stärke bei der schnellen Einführung, Deutschland legt Wert auf strenge Sicherheitsstandards und die Schweiz konzentriert sich auf

die sektorübergreifende Integration. Diese Vielfalt führt jedoch auch zu einer regulatorischen und technischen Fragmentierung, die den nahtlosen Betrieb transnationaler Mikronetze behindern könnte. Die Harmonisierung digitaler Infrastrukturen, Sicherheitsprotokolle und Datenverwaltung ist daher nicht nur für die Strommessung von entscheidender Bedeutung, sondern auch für die Integration komplexerer Anlagen wie wasserstoffbasierter KWK-Systeme, die auf einer umfassenden IoT-gestützten Überwachung und bidirektionaler Kommunikation beruhen. Schließlich veranschaulicht das Cybersicherheitsszenario für Wasserstoff-KWK, wie sich diese Schwachstellen in zukünftigen sektorübergreifenden Infrastrukturen manifestieren könnten. Angriffe auf Wasserstoff-KWK-Anlagen, die von gefälschten Sensordaten bis hin zu manipulierten Laststeuerungssignalen reichen, könnten sich von digitalen Verstößen zu schweren physischen Zwischenfällen eskalieren. Dies unterstreicht die Notwendigkeit mehrschichtiger Sicherheitsstrategien, die ein robustes Systemdesign, fortschrittliche Erkennungsmechanismen wie LSTM-basierte Modelle und koordinierte Regulierungsrahmen kombinieren. Um solche Risiken zu mindern, muss die cyber-physische Sicherheit nicht als isoliertes Add-on, sondern als integraler Bestandteil der Konzeption, Bereitstellung und des Betriebs von dezentralen Energiesystemen der nächsten Generation behandelt werden.

Letztendlich erfordert die Schaffung widerstandsfähiger, kohlenstoffarmer und intelligenter Energienetze einen ausgewogenen Ansatz. Physische Robustheit muss durch cyber-physische Widerstandsfähigkeit, KI-gestützte Überwachung und harmonisierte digitale Infrastrukturen ergänzt werden. Nur wenn diese Dimensionen gemeinsam angegangen werden, können zukünftige Energiesysteme zuverlässige, nachhaltige und sichere Dienstleistungen sowohl für lokale Gemeinschaften als auch für transnationale Regionen erbringen.

VI.4. Probleme und Risiken

Während der Umsetzung des Projekts traten mehrere technische und kontextbezogene Herausforderungen auf, insbesondere im Zusammenhang mit der Integration von wasserstoffbasierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) und deren Digitalisierung. Obwohl viele dieser Risiken bis zu einem gewissen Grad vorhersehbar waren, erforderten ihre praktischen Auswirkungen adaptive Strategien, um die Kontinuität und Relevanz der Forschung sicherzustellen.

Eine der größten Herausforderungen hängt mit den Eigenschaften von Wasserstoff als Energieträger zusammen. Wasserstoff ist hochreaktiv und unterliegt besonderen Sicherheitsauflagen, insbesondere bei klein- bis mittel n Anwendungen in städtischen oder halbstädtischen Umgebungen. Die Lagerbedingungen, das Druckmanagement und die Wechselwirkung von Wasserstoff mit anderen Elementen in den Brennkammern erfordern eine präzise Steuerung. Selbst geringfügige Abweichungen bei Temperatur, Druck oder Durchfluss können die Systemstabilität beeinträchtigen oder Sicherheitsrisiken mit sich bringen. In beengten städtischen

Gebieten, in denen die Nähe der Infrastruktur und die Bevölkerungsdichte das Risiko eines technischen Ausfalls erhöhen, werden diese Risiken noch verstärkt.

Diese Sicherheitsbeschränkungen wirkten sich direkt auf den Umfang der cyber-physikalischen Sicherheitsprüfungen aus. Während ursprünglich vorgesehen war, dass wasserstoffbasierte KWK-Anlagen als Testumgebungen für integrierte Sicherheitsexperimente dienen könnten, erwies sich die Durchführung solcher Tests in Umgebungen mit brennbaren Gasen als nicht durchführbar. Das Potenzial für unbeabsichtigte Wasserstofflecks, Überdruck oder Entzündungsereignisse bedeutete, dass eine absichtliche Simulation von cyber-physischen Angriffen unter realistischen Betriebsbedingungen nicht durchgeführt werden konnte. Das Fehlen einer angemessen kontrollierten und isolierten Testumgebung schränkte die Möglichkeit, diese Systeme absichtlichen cyber-physischen Stressszenarien auszusetzen, weiter ein.

Zusätzlich zu den sicherheitsbezogenen Hindernissen ergab sich eine kritische Einschränkung aus dem aktuellen Stand der Smart-Metering-Infrastruktur. Die in der Projektregion eingesetzten Smart Meter sind in erster Linie für elektrische Parameter wie Spannung, Strom und aktive/reaktive Energieflüsse ausgelegt. Der Betrieb von wasserstoffbasierten KWK-Anlagen hängt jedoch auch von nicht-elektrischen Daten wie Temperatur, Druck und Wasserstoffdurchflussraten ab. Ohne die Möglichkeit, solche Daten nativ zu erfassen und in bestehende Smart-Metering-Plattformen zu integrieren, war es unmöglich, die angestrebte vollständige digitale Darstellung der KWK-Anlagen zu erreichen. Diese Lücke behinderte sowohl die Fähigkeit zur Echtzeit-Überwachung cyber-physikalischer Vorgänge als auch die Erstellung umfassender Datensätze, die für KI-basierte Modelle zur Erkennung von Anomalien erforderlich sind.

Darüber hinaus stieß eine geplante Zusammenarbeit mit der Partnerorganisation HKA zur cyber-physikalischen Sicherheitsanalyse ihrer wasserstoffbasierten KWK-Anlage auf unerwartete Hindernisse. Der von der HKA unterhaltene Prüfstand war in erster Linie für die Forschung im Bereich Energieeffizienz und Wärmemanagement konzipiert. Es fehlten die für die Integration von Smart Metern und externe Cybersicherheitstests erforderlichen Hardware- und Kommunikationsebenen. Die Nachrüstung dieser Infrastruktur hätte umfangreiche Modifikationen erfordert, sowohl für die Sicherheitszertifizierung als auch für die Kompatibilität mit externen digitalen Überwachungssystemen, was den verfügbaren Zeit- und Ressourcenrahmen des Projekts überschritten hätte.

Die Situation offenbarte eine interessante Dualität in der Konnektivität von Wasserstoff-KWK-Systemen. Einerseits behindert die mangelnde Integration mit intelligenten Mess- und Fernkommunikationsnetzen die Energieoptimierung und das dynamische Management. Wenn beispielsweise KWK-Anlagen parallel zu variablen erneuerbaren Energiequellen betrieben werden, schränkt das Fehlen detaillierter Verbrauchs- und Produktionsdaten die Fähigkeit des Systems ein, Ressourcen effizient zuzuweisen, Energieengpässe zu antizipieren oder voraus-

schauende Wartungsmaßnahmen zu planen. Diese Trennung schränkt das Betriebs smanagement ein und untergräbt das Potenzial für eine KI-gesteuerte Optimierung, die auf hochauflösenden, domänenübergreifenden Daten basiert.

Andererseits bot genau diese mangelnde Konnektivität einen zufälligen Schutz. Da diese KWK-Anlagen nicht ständig externen digitalen Netzwerken ausgesetzt sind, sind sie von Natur aus weniger anfällig für Cyberangriffe aus der Ferne, Spionage oder Systemmanipulationen. Diese Isolation kann als kurzfristige Schutzmaßnahme angesehen werden, die besonders in kritischen Infrastrukturen wie Krankenhäusern, industriellen Mikronetzen oder kommunalen Dienstleistungen relevant ist, wo Wasserstoff-KWK eine wichtige Rolle bei der Verbesserung der Widerstandsfähigkeit spielt. Dieser Schutzeffekt ist jedoch nur vorübergehend. Da Energiesysteme zunehmend stärker sektorübergreifend gekoppelt werden, erfordern die regulatorischen Anforderungen eine umfassende digitale Integration von Wasserstoffsystemen, einschließlich der Überwachung von Gasflüssen, Emissionen und Wärmeaustausch. In dieser Phase wird sich die Risikooberfläche zwangsläufig vergrößern.

Um diese miteinander verflochtenen technischen und digitalen Herausforderungen zu mindern, wurde der Ansatz des Projekts angepasst. Anstelle von umfassenden experimentellen Simulationen cyber-physischer Angriffe auf in Betrieb befindliche Wasserstoff-KWK-Anlagen wurde ein hypothetisches, aber technisch fundiertes Angriffsszenario betrachtet. Dies ermöglichte eine konzeptionelle Analyse von Erkennungs- und Abwehrstrategien, ohne die physische Sicherheit zu gefährden.

Trotz dieser Anpassungen konnten bestimmte Einschränkungen im Rahmen des aktuellen Projektumfangs nicht vollständig überwunden werden. So konnte beispielsweise das Fehlen integrierter intelligenter Messgeräte für wasserstoffspezifische Parameter nicht behoben werden, ohne die bestehenden Messinfrastrukturen auf regulatorischer Ebene neu zu gestalten. Ebenso bedeutet die Unmöglichkeit, Live-Cyber-Physik-Stresstests durchzuführen, dass einige Aspekte der Resilienz, insbesondere solche, die gekoppelte Kaskadenausfälle betreffen, eher theoretischer Natur bleiben und nicht empirisch validiert werden können.

Dennoch lieferten diese Herausforderungen wertvolle Erkenntnisse. Sie unterstrichen, wie wichtig es ist, Wasserstoff-KWK-Anlagen von Anfang an unter Berücksichtigung der Cybersicherheit zu konzipieren, um sowohl einen sicheren Betrieb als auch eine sichere Digitalisierung zu gewährleisten. Sie machten auch deutlich, dass dringend interoperable intelligente Messsysteme benötigt werden, die in der Lage sind, multivektoriellen Energiedaten zu erfassen, darunter Wasserstoffströme, thermische Variablen und Emissionskennzahlen. Diese Erkenntnisse werden in die Übergangsstrategie für eine sichere KWK-Integration in zukünftigen Forschungsphasen einfließen, wobei die Erfordernisse der Optimierung, Sicherheit und Resilienz gegeneinander abgewogen werden.

VI.5. Abweichungen

Es gab nur wenige Abweichungen vom ursprünglichen Projektplan, die in erster Linie auf technische und infrastrukturelle Einschränkungen im Zusammenhang mit Wasserstoff-KWK-Anlagen zurückzuführen waren. Diese Änderungen erforderten zwar Anpassungen bei der Durchführung einiger Aktivitäten, beeinträchtigten jedoch nicht grundlegend die Gesamtziele des Projekts. Stattdessen führten sie zu einer Neugestaltung bestimmter Teilziele und einer Neuausrichtung des Forschungsschwerpunkts auf eher konzeptionelle und strategische Ergebnisse.

Die erste Abweichung betraf die geplante experimentelle cyber-physische Sicherheitsanalyse einer wasserstoffbasierten KWK-Anlage in Zusammenarbeit mit HKA. Ursprünglich sollte diese Anlage als Live-Testumgebung dienen, um unter kontrollierten Bedingungen Netzwerkangriffe, Sensor-Spoofing und Prozessmanipulationsangriffe zu simulieren. Nach einer detaillierten technischen Bewertung stellte sich jedoch heraus, dass der Prüfstand nicht für die Integration mit externen intelligenten Messgeräten oder Fernüberwachungssystemen ausgelegt war. Darüber hinaus machte es das Fehlen sicherheitszertifizierter Umgebungen unmöglich, absichtlich abnormale Wasserstoffbetriebsbedingungen ohne erhebliches Risiko herbeizuführen.

Um dieser Einschränkung zu begegnen, verlagerte sich das Projekt auf eine theoretische Angriffsfallstudie. Anstelle von Live-Experimenten entwickelte das Team ein digital twin-gesteuertes Szenario eines hypothetischen Eindringens in ein Wasserstoffspeichersystem. Dies ermöglichte eine detaillierte Untersuchung potenzieller Angriffswege, KI-basierter Erkennungsstrategien und mehrschichtiger Abwehrmaßnahmen, ohne physische Vermögenswerte oder Personal zu gefährden. Dieser Ansatz war zwar nicht so empirisch reichhaltig wie Live-Tests, lieferte jedoch wertvolle Einblicke in die cyber-physische Risikolandschaft und fundierte Empfehlungen für zukünftige Anforderungen an die Forschungsinfrastruktur.

Im Hinblick auf die Integration fortschrittlicher KI stellte die Implementierung von LSTM-Modellen in der Simulink-Umgebung eine zusätzliche Komplexität dar. Obwohl LSTMs für die Zeitreihenanalyse sehr effektiv sind, ist ihr Einsatz in Echtzeitumgebungen noch nicht ganz einfach. Die Unterstützung von MATLAB für die LSTM-Inferenz basiert auf einem zustandsbehafteten Vorhersageblock, der .mat-Dateiformate verwendet, die nicht mit Code-Generierungs-Workflows kompatibel sind. Diese technische Einschränkung verhindert, dass das Modell zu ausführbarem C-Code kompiliert werden kann, um es auf Echtzeit-Simulatoren oder eingebetteten Systemen einzusetzen. Zwar gibt es verschiedene Alternativen wie Python-basierte Implementierungen, doch würde ihre Integration in RT-Lab oder eingebettete Mikrocontroller zusätzliche Entwicklungs- und Anpassungsarbeiten erfordern, die über den Rahmen dieses Projekts hinausgingen. Daher wurde kein HIL-Test des LSTM-Modells durchgeführt. Stattdessen konzentrierte sich die Arbeit darauf, die Leistung von LSTM in Offline-Tests und im Vergleich

zum NARX-Modell zu demonstrieren.
Eine weitere Abweichung ergab sich aus den Einschränkungen der aktuellen Smart-Metering-Infrastruktur. Der ursprüngliche Plan sah einen umfassenden Datensatz vor, der elektrische und nicht-elektrische Variablen, einschließlich Wasserstoffströme, Druckniveaus und thermische Daten, aus integrierten KWK-Anlagen kombinierte. Da die verfügbaren Smart Meter jedoch nur für Stromparameter optimiert waren, konnte das Projekt keine vollständige Datenerfassung erreichen.
Die Auswirkungen dieser Abweichung wurden durch die Umstellung auf eine konzeptionelle Bewertung der Vorteile fortschrittlicher Überwachungs- und Steuerungsstrategien gemildert. Dieser Ansatz führte zwar zu einer gewissen Abstraktion, hob jedoch die strukturellen Lücken in der aktuellen Smart-Metering-Politik und -Technologie hervor und stärkte die vergleichende Analyse der regionalen Praktiken im Oberrheingebiet.
Schließlich führte die Dualität der begrenzten Konnektivität in Wasserstoff-KWK-Systemen zu einer konzeptionellen Verschiebung in der Projektdarstellung. Ursprünglich wurde davon ausgegangen, dass eine vollständige digitale Integration zweifellos von Vorteil für die Cyber ität ist. Im Laufe des Projekts wurde jedoch deutlich, dass eine teilweise Isolation derzeit einen vorübergehenden Vorteil in Bezug auf die Cyber ität bietet. Dieses differenzierte Verständnis bereicherte die abschließenden Empfehlungen und unterstrich die Notwendigkeit eines schrittweisen und sicheren Übergangs zu einer umfassenden Digitalisierung anstelle einer sofortigen vollständigen Konnektivität.
Insgesamt führten diese Abweichungen zu einer Neuausrichtung bestimmter Forschungsaktivitäten, stärkten aber letztlich die strategische Relevanz des Projekts. Sie deckten kritische technologische und politische Lücken auf, die geschlossen werden müssen, bevor Wasserstoff-KWK-Anlagen sicher in digitalisierte Mikronetze integriert werden können. Während einige Teilziele neu formuliert wurden, blieb das übergeordnete Projektziel, resiliente, nachhaltige und intelligente Energiesysteme voranzutreiben, unverändert.

VI.6. Aussichten

Die im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Arbeiten haben eine solide konzeptionelle und methodische Grundlage für die cyber-physische Sicherheit von hybriden Mikronetzsystemen geschaffen, insbesondere von solchen, die wasserstoffbasierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) integrieren. Gleichzeitig haben sie mehrere Bereiche aufgezeigt, in denen weitere Forschung und technologische Entwicklung erforderlich sind, um die verbleibenden Lücken zu schließen und das volle Potenzial sicherer, digital integrierter und widerstandsfähiger Energiesysteme auszuschöpfen. Die Aussichten für die zukünftige Arbeit sind daher sowohl technischer als auch strategischer Natur und erfordern koordinierte Fortschritte in den Bereichen

Überwachungsinfrastruktur, cyber-physische Testumgebungen, künstliche Intelligenz zur Erkennung von Anomalien und politische Rahmenbedingungen, die eine sichere Integration von Wasserstoffenergiesystemen in umfassendere Smart-Grid-Architekturen unterstützen.

Ein vorrangiger Bereich der zukünftigen Forschung liegt in der Verbesserung der intelligenten Messfunktionen für Multivektor-Energiesysteme. Bestehende intelligente Messinfrastrukturen sind überwiegend für elektrische Parameter wie Spannung, Strom und Leistungsfaktor ausgelegt und bieten wenig Einblick in nicht-elektrische Aspekte, die für den sicheren und effizienten Betrieb von Wasserstoff-KWK-Anlagen unerlässlich sind. Die zukünftige Entwicklung muss sich daher auf Messungstechnologien konzentrieren, die gleichzeitig die Wärmeabgabe, die Wasserstoffdurchflussraten, die Druckniveaus und die Bedingungen in der Brennkammer erfassen können, während gleichzeitig die Kompatibilität mit bestehenden Standards für den Datenaustausch im Netz gewährleistet bleibt. Dieser domänenübergreifende Sensoransatz wird die Grundlage für eine aussagekräftige Echtzeitüberwachung und die zuverlässige Erkennung abnormaler Betriebsmuster bilden.

Die vergleichende politische Analyse der Smart-Metering-Praktiken in der Oberrheinregion weist auch auf wichtige zukünftige Richtungen in den Bereichen Governance und Standardisierung hin. Das derzeitige Flickwerk aus Vorschriften und technischen Standards für Smart Meter und Wasserstoffenergiesysteme schafft Hindernisse für Interoperabilität, Datenaustausch und koordinierte Sicherheitsmaßnahmen. Zukünftige Forschungs- und Politikarbeiten sollten daher darauf abzielen, harmonisierte grenzüberschreitende Standards für die Multivektor-Messung und die Zertifizierung der Cybersicherheit zu entwickeln. Solche Standards würden nicht nur die Integration von Wasserstoff-KWK in regionale Mikronetze erleichtern, sondern auch koordinierte Reaktionen auf neue cyber-physische Bedrohungen ermöglichen.

Neben Hardware-Innovationen müssen auch die Kommunikationsprotokolle und Datenmodelle, die diesen Zählern der nächsten Generation zugrunde liegen, weiterentwickelt werden. Sichere, standardisierte Datenformate, die Gas-, Wärme- und Strommessungen in ein einheitliches Rahmenwerk integrieren können, werden für die Interoperabilität von entscheidender Bedeutung sein. Dies ist besonders wichtig in grenzüberschreitenden Regionen wie dem Oberrhein, wo unterschiedliche Rechtsordnungen unterschiedliche technische Standards anwenden können. Durch die Verfolgung einer harmonisierten und robusten Messarchitektur können zukünftige Studien viele der derzeitigen blinden Flecken beseitigen, die das Betriebsbewusstsein in KWK-Systemen einschränken.

Ein weiterer wichtiger Ansatzpunkt für zukünftige Untersuchungen ist die Schaffung kontrollierter Versuchsumgebungen für die cyber-physikalische Sicherheitsforschung im Bereich Wasserstoff. Derzeit birgt die Untersuchung der Auswirkungen von absichtlichen Cyberangriffen oder versehentlichen Fehlfunktionen auf den Betrieb von Wasserstoff-KWK-Anlagen erhebliche Sicherheitsrisiken. Die hohe Entflammbarkeit von Wasserstoff in Verbindung mit den

komplexen thermodynamischen Prozessen bedeutet, dass selbst geringfügige Manipulationen zu gefährlichen Folgen führen können. Diese Einschränkung erfordert spezielle Laboreinrichtungen mit fortschrittlichen Sicherheitsvorkehrungen. Solche Umgebungen müssten physische KWK-Hardware mit redundanten Überwachungs-, Gasdetektions-, Belüftungs- und ausfallsicheren Abschaltmechanismen kombinieren, um die sichere Simulation von ansonsten gefährlichen Szenarien zu ermöglichen.

Ergänzend zu physischen Testanlagen sollten auch virtualisierte Simulationsumgebungen ausgebaut werden. Hochpräzise Simulationswerkzeuge, die sowohl die physikalischen Prozesse innerhalb einer KWK-Anlage als auch die damit verbundenen Steuerungs- und Kommunikationsebenen nachbilden können, bieten eine alternative Plattform für die Untersuchung komplexer Szenarien, ohne dass Personal oder Infrastruktur gefährdet werden. Hardware-in-the-Loop-Ansätze (HIL) könnten die Lücke zwischen rein virtuellen Umgebungen und realer Hardware schließen und es Forschern ermöglichen, realistische Cyberangriffe zu simulieren und deren Auswirkungen auf die Betriebsparameter von Wasserstoff-KWK-Anlagen zu überwachen. Diese hybriden Ansätze werden das Spektrum der experimentellen Bedingungen, die sicher getestet werden können, erheblich erweitern.

Eng damit verbunden ist die Weiterentwicklung von digitalen Zwillingen, die auf Wasserstoff-KWK-Systeme zugeschnitten sind. Digitale Zwillinge sind auf genaue und hochauflösende Datenströme angewiesen, um das Betriebsverhalten zu modellieren und Störungen in Echtzeit zu simulieren. Das Fehlen umfassender Sensordaten in diesem Projekt schränkte die Konzeption und Implementierung digitaler Zwillinge ein, insbesondere wenn es um die Darstellung der dynamischen Prozesse innerhalb der Wasserstoffverbrennungskammern ging. Zukünftige Forschungsarbeiten sollten sich vorrangig auf die Kopplung fortschrittlicherer physikalischer Modelle mit umfangreicheren Daten aus der Praxis konzentrieren, damit digitale Zwillinge als leistungsstarke Prognosewerkzeuge sowohl für die Betriebsoptimierung als auch für Cybersicherheitstests dienen können. Verbesserte digitale Zwillinge würden es Forschern auch ermöglichen, komplexe Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff-KWK-Anlagen und anderen dezentralen Energiequellen innerhalb eines Mikronetzes systematisch zu untersuchen, einschließlich potenzieller Kaskadeneffekte von Störungen oder Angriffen.

Darüber hinaus muss die Sicherheit der Kommunikationskanäle, die KWK-Anlagen mit übergeordneten Mikronetz-Managementsystemen verbinden, weiter untersucht werden. Da die digitale Integration von KWK-Systemen unvermeidlich ist, wird die Angriffsfläche zunehmen, sodass die Entwicklung und Validierung sicherer Kommunikationsprotokolle unerlässlich ist. Zukünftige Forschungsarbeiten sollten sich auf Verschlüsselungsschemata und Intrusion-Detection-Systeme konzentrieren, die in Echtzeit arbeiten können, ohne übermäßige Rechenlast auf ressourcenbeschränkte industrielle Steuerungen auszuüben.

Ein verwandter Forschungsbereich ist die Widerstandsfähigkeit von KI-basierten Überwachungssystemen selbst. Mit fortschreitender digitaler Integration von KWK-Anlagen könnten die KI-Modelle, die diese Systeme steuern oder überwachen, selbst zum Ziel von Angriffen werden. Zukünftige Forschungsarbeiten müssen sich mit der Robustheit und Cybersicherheit von KI befassen, um sicherzustellen, dass Erkennungsalgorithmen nicht durch sorgfältig ausgearbeitete falsche Dateneingaben leicht getäuscht oder manipuliert werden können. Dies erfordert einen ganzheitlichen Ansatz, der die KI-Entwicklung mit sicheren Kommunikationsprotokollen, vertrauenswürdigen Ausführungsumgebungen und strengen Validierungsrahmenwerken kombiniert.

Eine weitere langfristige Perspektive ist die schrittweise Integration von KWK-Anlagen in koordinierte Energiemanagement-Frameworks. Derzeit arbeiten viele KWK-Anlagen in isolierten oder halbisolierten Modi mit begrenzter oder gar keiner digitalen Konnektivität. Diese Isolation hat zwar vorübergehend einen Puffer gegen Cyber-Bedrohungen aus der Ferne gebildet, verhindert aber auch, dass die Anlagen effektiv zur Optimierung auf Systemebene beitragen können. Zukünftige Arbeiten sollten sich mit schrittweisen Integrationsstrategien befassen, die es KWK-Anlagen ermöglichen, an Demand-Response-Mechanismen, Netzausgleichsdiensten und Sektorkopplungsinitiativen teilzunehmen und gleichzeitig strenge Sicherheitsgrenzen einzuhalten. Dies wird einen schrittweisen Übergang beinhalten, bei dem Sicherheitsmaßnahmen parallel zu jeder neuen Konnektivitätsebene eingesetzt werden.

Die Entwicklung von Strategien zur Erkennung und Abwehr hypothetischer Cyberangriffe auf Wasserstoff-KWK-Anlagen ist ebenfalls ein vielversprechendes Gebiet für zukünftige Forschungsarbeiten. Die in diesem Projekt entwickelte hypothetische Fallstudie, in der ein Angreifer Steuersignale manipuliert, um unsichere Druck- und Temperaturbedingungen zu erzeugen, kann zu einer umfassenderen Bibliothek von Bedrohungsszenarien erweitert werden. Diese Szenarien können dann als Grundlage für die Entwicklung automatisierter Reaktionsmechanismen dienen, die in der Lage sind, kompromittierte Subsysteme zu isolieren, kontrollierte Abschaltungen auszulösen oder Betriebsmodi dynamisch neu zu konfigurieren, um Schäden zu minimieren.

Der mittel- und langfristige Einsatz von Wasserstoff-KWK in städtischen Energiesystemen wird zwangsläufig die Komplexität der Wechselwirkungen zwischen dezentralen Ressourcen erhöhen. Da KWK-Anlagen mit Photovoltaik, Speichersystemen und Fernwärmenetzen integriert werden, steigt das Potenzial für Kettenausfälle. Zukünftige Forschungsarbeiten sollten sich daher auf Multi-Energie-Systemmodelle konzentrieren, die sowohl cyberphysische als auch physische Interdependenzen explizit berücksichtigen. Solche Modelle würden wertvolle Einblicke in die Ausbreitung von Fehlern oder Angriffen in miteinander verbundenen Netzwerken liefern und dabei helfen, kritische Knotenpunkte zu identifizieren, auf die sich Sicherheitsmaßnahmen konzentrieren sollten.

Schließlich sollten die Zukunftsaussichten auch Schulungen und Kapazitätsaufbau für Betreiber und Ingenieure umfassen, die zunehmend digitalisierte KWK-Systeme verwalten werden. Während die technologische Entwicklung von entscheidender Bedeutung ist, bleibt der Faktor Mensch ein kritischer Bestandteil des sicheren Betriebs. Die Entwicklung von Schulungsmodulen, simulationsbasierten Übungen und Zertifizierungssystemen für Betreiber en wird sicherstellen, dass die Belegschaft angemessen darauf vorbereitet ist, neu auftretende cyber-physische Risiken in Wasserstoff-KWK-Umgebungen zu erkennen, darauf zu reagieren und sie zu verhindern.

Insgesamt sind die Perspektiven für weitere Studien vielschichtig und umfassen die Entwicklung fortschrittlicher Sensor- und Messtechnologien, die Schaffung sicherer Versuchs- und Simulationsplattformen, die Verfeinerung von Kommunikationsprotokollen und Integrationsstrategien sowie die Angleichung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Durch die systematische Auseinandersetzung mit diesen Bereichen kann die zukünftige Forschung die Unsicherheiten und Einschränkungen, mit denen der sichere Einsatz von Wasserstoff-KWK-Systemen derzeit konfrontiert ist, erheblich reduzieren und so zu einer widerstandsfähigen, optimierten und dekarbonisierten Energiezukunft beitragen.

VI.7. Empfehlungen

Auf der Grundlage der im Laufe des Projekts gewonnenen Erkenntnisse lassen sich mehrere Empfehlungen formulieren, die sowohl als Leitfaden für die nächsten Forschungsschritte als auch für die Entwicklung einer umfassenderen Politik und Roadmap für die sichere Integration von Energiesystemen dienen können.

Auf der Ebene der Forschung und technologischen Entwicklung wird empfohlen, die domänenübergreifende Smart-Metering-Infrastruktur als grundlegende Voraussetzung für die Digitalisierung von Wasserstoff-KWK-Systemen zu priorisieren. Ohne die Möglichkeit, elektrische, thermische und chemische Parameter nahtlos zu messen und zu integrieren, können weder fortschrittliche digitale Zwillingsmodelle noch KI-basierte Anomalieerkennung ihr volles Potenzial entfalten. Öffentliche Forschungsförderprogramme und Industriepartnerschaften sollten daher die Entwicklung und den Einsatz von Messlösungen der nächsten Generation unterstützen, die sowohl den betrieblichen als auch den Cybersicherheitsanforderungen entsprechen. Diese Geräte sollten speziell für Multi-Energie-Umgebungen konzipiert und mit bestehenden Strommessinfrastrukturen kompatibel sein, während sie gleichzeitig Funktionen zur Erfassung nicht-elektrischer Parameter hinzufügen, die für die Sicherheit und Effizienz von Wasserstoff-KWK-Anlagen entscheidend sind.

Parallel dazu ist es unerlässlich, spezielle cyber-physische Testanlagen für Wasserstoffenergiesysteme einzurichten. Diese Anlagen sollten reale KWK-Hardware, hochpräzise virtuelle

Umgebungen und fortschrittliche Sicherheitssysteme kombinieren, um kontrollierte Tests sowohl von zufälligen als auch von böswilligen Ausfallszenarien zu ermöglichen. Solche Infrastrukturen würden nicht nur die Forschung zu Erkennungs- und Minderungsstrategien beschleunigen, sondern auch eine vertrauenswürdige Umgebung für die Validierung von KI-Modellen, Kommunikationsprotokollen und integrierten Überwachungslösungen bieten, bevor diese in Betriebsnetzen eingesetzt werden.

Aus Sicht der Regierungsführung sind harmonisierte Rechtsrahmen erforderlich, um die Interoperabilität und Sicherheit regionaler Energiesysteme zu gewährleisten. In der Oberrheinregion sollte die grenzüberschreitende Zusammenarbeit verstärkt werden, um technische Standards für intelligente Messsysteme, Cybersicherheitszertifizierung und Datenschutz anzugleichen. Die Entwicklung einheitlicher Leitlinien für die Datenerfassung, den Datenaustausch und den Datenschutz würde ein einheitliches Sicherheitsniveau gewährleisten und gleichzeitig kooperative Ansätze zur Energieoptimierung ermöglichen. Koordinierte politische Maßnahmen würden die sichere Integration von Wasserstoff-KWK-Anlagen in bestehende Mikronetze erleichtern und gleichzeitig die Widerstandsfähigkeit gegen cyber-physische Bedrohungen gewährleisten.

Darüber hinaus sollte die digitale Integration von Wasserstoff-KWK-Systemen in sorgfältig gesteuerten Phasen erfolgen. Anstatt sofort eine vollständige Konnektivität anzustreben, die die Systeme unnötigen Risiken aussetzen würde, sollte ein schrittweiser Ansatz verfolgt werden. Jede Phase der verstärkten Integration sollte mit strengen Sicherheitstests, Redundanzplanung und Schulungen für das Bedienpersonal einhergehen. Diese schrittweise Strategie würde es ermöglichen, Schwachstellen zu identifizieren und schrittweise zu beheben, wodurch systemische Schwächen bei der Erweiterung des Netzes verhindert würden.

Darüber hinaus sollte der Entwurf und die Einführung sicherer Kommunikationsprotokolle für Wasserstoff-KWK-Anlagen ausdrücklich priorisiert werden. Zukünftige Integrationsbemühungen werden unweigerlich den Fluss von Betriebsdaten zwischen KWK-Anlagen und Überwachungssystemen erhöhen und neue Angriffsvektoren schaffen, wenn sie ungeschützt bleiben. Forschungs- und Politikbemühungen sollten sich daher auf die Validierung von leichtgewichtigen Verschlüsselungs-, Authentifizierungsmechanismen und Intrusion-Detection-Systemen konzentrieren, die auf industrielle Energieumgebungen zugeschnitten sind.

Auf strategischer Ebene wird außerdem empfohlen, Cybersicherheitsaspekte in das Lebenszyklusmanagement von Wasserstoff-KWK-Anlagen einzubeziehen, vom Entwurf und der Beschaffung bis hin zum Betrieb und zur Stilllegung. Beschaffungsrichtlinien sollten Geräte und Software bevorzugen, die strenge Sicherheitsstandards erfüllen, und langfristige Wartungsstrategien sollten regelmäßige Sicherheitsaudits, Updates und Schulungen für das Betriebspersonal umfassen.

Schließlich sollte die politische Roadmap zur Förderung der Integration von Wasserstoff-KWK-

Anlagen explizit die Ziele der cyber-physischen Sicherheit und der Energiewende miteinander verknüpfen. Wasserstoff spielt zwar eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung von Energiesystemen und der Verbesserung der lokalen Widerstandsfähigkeit, doch muss seine digitale Integration mit gleicher Aufmerksamkeit für Sicherheit und Schutz erfolgen. Politische Maßnahmen sollten daher multidisziplinäre Forschungskonsortien fördern, die Energieingenieure, Cybersicherheitsexperten, Regulierungsbehörden und Sozialwissenschaftler zusammenbringen, um sicherzustellen, dass zukünftige Wasserstoffsysteme nicht nur nachhaltig, sondern auch sicher sind und das Vertrauen aller Beteiligten genießen.
Diese Empfehlungen bilden zusammen einen kohärenten Weg in die Zukunft, der Forschung, Entwicklung und politische Maßnahmen zu einer einheitlichen Strategie für die sichere Integration von Wasserstoff-KWK-Systemen verbindet. Durch die Priorisierung fortschrittlicher Messtechnologien, kontrollierter Versuchsinfrastrukturen, harmonisierter Vorschriften, einer schrittweisen Digitalisierung und sicherer Kommunikationsprotokolle können die Beteiligten die derzeitigen Einschränkungen schrittweise überwinden und sicherstellen, dass Wasserstoff-KWK zu einem zuverlässigen und widerstandsfähigen Bestandteil der sich wandelnden Energielandschaft wird.

VI.8. Tabelle zur Zielerreichung

Ziel (Ergebnis)	Erreicht?
6.1. Bericht, in dem die verschiedenen Aspekte der Gestaltung des Mikronetzmodells erläutert, die zu bewältigenden Herausforderungen hervorgehoben und Empfehlungen für das weitere Vorgehen gegeben werden.	Ja
6.2. KI-basiertes Analysesystem zur Früherkennung von Cyber-Bedrohungen.	Ja
6.3. Bericht über Sicherheitsaspekte moderner intelligenter Zähler, in dem Markteinflussfaktoren und nationale Trends bei der Anpassung verschiedener Richtlinien zur Informationsbeschaffung verglichen werden.	Ja

VII. Bericht zum Arbeitspaket Nr. 7 Fessenheim

Mitglieder (in alphabetischer Reihenfolge):

Nicolas Arbor, IPHC – Université de Strasbourg (Koordinator)
Dominique Badariotti, LIVE – Université de Strasbourg
Frédérique Berrod CEIE – Universität Straßburg
Maria Boltoeva, IPHC – CNRS
François Chabaux, ITES – Universität Straßburg
Fanny Greullet, LIVE – Universität Straßburg
Michal Kozderka, ICube – Universität Straßburg
Aurélio Labat, IPHC/LIVE – Interreg-Postdoktorat
Gaetana Quaranta, IPHC – Universität Straßburg
Benoit Ribon, LIVE & Dynartio
Paul Robineau, IPHC – Interreg-Postdoktorat
Bertrand Rose, Icube – Universität Straßburg
Thomas Schellenberger – CERDACC – Universität Haute-Alsace

Cofinancé par l'Union Européenne
Kofinanziert von der Europäischen Union

VII.1. Kontext und Zielsetzung

VII.1.1. Prendre en charge l'ancien : Démantèlement du CNPE de Fessenheim

Die Atomindustrie, weltweit zweitgrößte Quelle für kohlenstoffarme Elektrizität, steht im Zentrum von Kontroversen, die in gegensätzlichen kulturellen Denkweisen begründet sind (van de Graaff, 2016). Über die Debatten um ihre Zukunft hinaus kündigt das Alter der historischen Reaktoren eine Welle von Stilllegungen in den kommenden Jahrzehnten an (IAEA, 2024). Das Ende der Lebensdauer von Industrieanlagen ist jedoch noch wenig erforscht, da sich die Forschung vor allem auf den Bau und den Betrieb konzentriert (Invernizzi et al., 2020; Invernizzi, Locatelli, Brookes, 2020). Diese Lücken betreffen insbesondere das Wissen über die Umweltauswirkungen (Lebenszyklusanalyse, LCA) und die Gesetzgebung im Zusammenhang mit der Stilllegung von Kernkraftwerken.

Wissenschaftliche Arbeiten sind von grundlegender Bedeutung, um die politischen Leitlinien für Strategien zum Rückbau von Kernkraftwerken zu untermauern, insbesondere im Zusammenhang mit Fragen der Wiederverwertung von Materialien und der Wiederverwendung von Infrastrukturen im Kontext der Energiewende in einem nuklearisierten Gebiet wie dem Oberrhein. Im Rahmen des Arbeitspakets Nr. 7 haben wir diese Problematik unter drei sich ergänzenden Gesichtspunkten behandelt:

1) Untersuchung des deutsch-französischen Rechtsrahmens für den Rückbau

Die Rechtslage ist lückenhaft. Auf europäischer Ebene besteht der Rahmen für den Rückbau hauptsächlich aus unverbindlichen Empfehlungen. Darüber hinaus gibt es keine Harmonisierung zwischen den EU-Mitgliedstaaten hinsichtlich der Freigabegrenzwerte für Kernmaterialien.

Das französische und das deutsche Recht zum Rückbau unterscheiden sich. Im Gegensatz zu Frankreich ist der Rückbau aller Kernkraftwerke in Deutschland eine allgemeine Verpflichtung. Es gibt verschiedene Rückbaustrategien, die vom Völkerrecht anerkannt sind. Seit 2012 schreibt das französische Umweltgesetzbuch den sofortigen Rückbau vor (Umweltgesetzbuch Art. L593-25), während in Deutschland das Atomgesetz vom 22. April 2002 die Wahl zwischen sofortiger und später Stilllegung lässt. In Frankreich wird die Stilllegung vom Zentralstaat genehmigt, in Deutschland hingegen von den Bundesländern. Schließlich verfolgen Frankreich und Deutschland völlig unterschiedliche Ansätze in der Frage der Freigabe von Abfällen. Der im französischen Recht bestehende Status von radioaktiven Abfällen mit sehr geringer Aktivität (TFA) hat in Deutschland keine Entsprechung, wo sehr schwach radioaktive Materialien leichter recycelt werden können.

2) Lebenszyklusanalyse (LCA) der Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

Bis 2024 gab es nur zwei akademische LCA-Studien, die sich speziell mit den Umweltauswirkungen der Stilllegung von Kernkraftwerken befassten und mehr als zehn Jahre alt sind (Wallbridge, Banford, Azapagic, 2013; Seier, Zimmermann, 2014). So modellieren die LCA-Studien zum gesamten Lebenszyklus der Branche den Rückbau analog zum Bau, eine Annahme, die jedoch nicht validiert ist. In Frankreich ist der Fall des 2020 stillgelegten Kernkraftwerks Fessenheim von besonderem Interesse: EDF plant bis 2035 bis zu 14 Rückbauten. Aufgrund der hohen Standardisierung der französischen Kraftwerke, die das Ergebnis eines zentralisierten Bauprogramms ist (Grubler, 2010), dient Fessenheim als „Labor" für zukünftige Maßnahmen. Dieser Standort steht im Mittelpunkt des wissenschaftlichen und gesellschaftlichen Interesses, insbesondere durch das ihm gewidmete Observatoire Hommes-Milieux (https://ohm-fessenheim.fr/).

Eine LCA-Studie zielt darauf ab, die umweltschädlichsten Aktivitäten zu identifizieren und das Recycling bestimmter Materialien (im Vergleich zur Lagerung von Abfällen) oder die Wiederverwendung von Infrastrukturen (im Vergleich zur Zerstörung) zu bewerten. Der Rückbau von Fessenheim steht somit im Zusammenhang mit dem Projekt „Technocentre Fessenheim", dessen Ziel es ist, das Recycling von VLLW-Metallen in Frankreich zu entwickeln. Diese Abfälle mit geringem Gesundheitsrisiko machen den größten Teil der bei einem Rückbau anfallenden radioaktiven Abfälle aus, sowohl hinsichtlich der Masse als auch des Volumens. Im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern, die die Euratom-Richtlinien (1996, 2011, 2014) anwenden, die das Recycling oder die Freigabe bestimmter VLLW erlauben, hat sich Frankreich für eine bedingungslose Lagerung entschieden, eine weltweit einzigartige Entscheidung, die seit 30 Jahren diskutiert wird (Martinais, 2021). Die angekündigte Sättigung des CIRES hat die Frage, die in den aufeinanderfolgenden PNGMDR behandelt wurde, wieder aufleben lassen. Der letzte hat zu einer Änderung des Umweltgesetzbuches geführt, um das Recycling von VLLW-Metallen zu regeln (PNGMDR, 2022). Das Projekt Technocentre, das von Oktober 2024 bis Februar 2025 öffentlich diskutiert wird, wird von EDF als eine rationellere Lösung für die Entsorgung von VLLW und die Wiederverwendung des Standorts vorgeschlagen (CNDP, 2024). Nur prospektive LCA-Studien, die alle Behandlungsszenarien vergleichen, werden es jedoch ermöglichen, die Umweltkosten und -nutzen genau zu bewerten.

Um die öffentliche Entscheidungsfindung zu unterstützen und die fehlende gesetzliche Verpflichtung zur Veröffentlichung solcher Studien durch EDF auszugleichen, haben wir eine Ökobilanz der Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim durchgeführt, um quantitative Antworten auf Fragen im Zusammenhang mit den Herausforderungen der Wiederaufbereitung (im Vergleich zur Lagerung) radioaktiver Abfälle zu liefern.

3) Auf dem Weg zu einer akademischen Beobachtungsstelle für die Auswirkungen des Rückbaus

Der Rückbau des Kernkraftwerks Fessenheim ist der erste Fall einer ganzen Reihe von Rückbauten dieser Art von Kraftwerken. Er bietet daher eine einmalige Gelegenheit, die sozioökologischen Auswirkungen eines solchen Rückbaus zu untersuchen, um daraus Lehren zu ziehen, Kompetenzen aufzubauen und die Auswirkungen eines Rückbaus auf andere sozioökologische Systeme besser vorhersagen zu können.
Ziel ist es, ein Weißbuch für eine künftige akademische Beobachtungsstelle für die Auswirkungen des Rückbaus zu verfassen, wobei insbesondere die Erfahrungen aus dem Projekt CO2InnO genutzt werden sollen. Da die potenziellen Auswirkungen vielfältiger Natur sind – von sozioökonomischen Auswirkungen im Zusammenhang mit der Stilllegung (z. B. Beschäftigung) bis hin zu Umweltauswirkungen (z. B. chemische Verschmutzung) –, besteht die Herausforderung darin, sich auf eine breite interdisziplinäre Gemeinschaft zu stützen, um diese Auswirkungen zu ermitteln und eine Methode zu ihrer Überwachung zu entwickeln. Dabei geht es darum:

- Indikatoren zur Überwachung der Auswirkungen zu definieren
- das Thema in einen zeitlichen und räumlichen Rahmen zu fassen: einen Zeitpunkt 0 zu beschreiben, ab dem die durch den Rückbau bedingten Umgestaltungen auf verschiedenen Ebenen abgelesen werden können
- die Reproduzierbarkeit der Methode an anderen Standorten zu Vergleichszwecken anzustreben
- die Besonderheiten jeder Stilllegungssituation zu erfassen, um die für den jeweiligen Fall spezifischen Verläufe und Determinanten zu ermitteln (z. B. Fall Fessenheim: Projekt Technocentre, grenzüberschreitende Aspekte)

Parallel dazu muss man sich mit den Aufgaben einer solchen Beobachtungsstelle befassen: Strukturierung der akademischen Gemeinschaft, Zusammenarbeit mit Partnern, Datenverwaltungspolitik (Erfassung, Speicherung, Zugriff), Animation und Verbindung zwischen Wissenschaft und Gesellschaft.
Mehrere Akteure interessieren sich für den Rückbau: öffentliche und private Institutionen aus dem Nuklearbereich (ANDRA, ASNR, CEA, EDF...), politische Akteure, Verbände. Diese Akteure führen bereits eine Reihe von Forschungsarbeiten und Maßnahmen durch. Die Herausforderung besteht daher darin, den spezifischen Beitrag der akademischen Forschung als Ergänzung zu den bestehenden Maßnahmen zu präzisieren.

VII.1.2. **Das Neue vorwegnehmen: Bewertung einer auf Wasserstoff (H_2) basierenden Energielösung**

Nach der Schließung des Kernkraftwerks Fessenheim haben die französische und die deutsche Regierung sowie die grenzüberschreitenden Gebietskörperschaften die Studie „Fessen-

heim Région Innovation" (EUCOR & URCforSR, 2022) in Auftrag gegeben. Diese empfiehlt mehrere Pilotprojekte für die regionale Energiewende, insbesondere im Bereich Wasserstoff in dezentralen Systemen. Wasserstoff stößt auf wachsendes Interesse, sowohl hinsichtlich der Dekarbonisierung seiner derzeitigen industriellen Produktion als auch hinsichtlich seiner Anwendungen in der Schwerlastmobilität, in Fernwärmenetzen oder bei der saisonübergreifenden Speicherung von Strom. Allerdings gibt es zwischen den beiden Ländern eine strategische Divergenz: Frankreich, dessen Strommix bereits kohlenstoffarm ist, konzentriert sich auf die Dekarbonisierung von industriellem Wasserstoff, während in Deutschland vielfältige industrielle Interessen eine breitere Nutzung fördern (Quitzow & Zabanova, 2024).
Das grenzüberschreitende Projekt CO2InnO bewertet den Nutzen von Wasserstoff in einem dezentralen Energiesystem, das auf einem Blockheizkraftwerk basiert, mit Anwendungsszenarien, die gemeinsam mit der Stadt Offenburg (Deutschland) definiert wurden. Der Nutzen dieser Lösungen muss im Hinblick auf ihre Einbindung in die territoriale Strategie analysiert werden, insbesondere unter technisch-wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten. Der integrierte Ansatz, der den territorialen Metabolismus, die technisch-wirtschaftliche Analyse (TEA) und die Lebenszyklusanalyse (LCA) kombiniert, ist in der Forschung unerlässlich, um situative multikriterielle Bewertungen zu ermöglichen, bleibt jedoch schwierig umzusetzen, insbesondere aufgrund des mangelnden Zugangs zu Daten und operativen Instrumenten (Ferdous, Bensebaa, Pelletier, 2023; Mahmud et al., 2021; Ribon, 2020). Darüber hinaus basieren die vorgeschlagenen Lösungen häufig auf proprietärer Software (Sharma et al., 2023). Im Arbeitspaket Nr. 7 wurden daher mögliche Synergien der im Rahmen von CO2InnO entwickelten *Open-Source-Tools* untersucht, um der Gemeinde ein umfassendes Tool zur Verfügung zu stellen, mit dem verschiedene Energiekonfigurationen getestet werden können.

VII.2. Methoden und Material:

VII.2.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

VII.2.1.1. Rechtliche Analyse

Wir stützten uns auf eine Analyse des geltenden Rechts und der Rechtsprechung auf EU-, französischer und deutscher Ebene. Die rechtlichen Perspektiven für die Wiederverwendung von Bestandsmaterialien im Rahmen der Stilllegung einer alten Kernkraftanlage wurden bewertet. Es wurde nach rechtlichen Möglichkeiten und Hindernissen für die Wiederverwendung von Materialien im Rahmen der Stilllegung einer Kernkraftanlage gesucht.

VII.2.1.2. Lebenszyklusanalyse

Auf der Grundlage der Daten zu den Abfällen pro Phase des Rückbaus aus dem ursprünglichen Plan von EDF (2020) haben wir eine Pilot-LCA-Studie mit der proprietären Software Simparo durchgeführt, um die Lücken in dieser Phase des Lebenszyklus eines französischen

Kernkraftwerks zu schließen (Anhänge, Abbildungen A.1-4). Um noch weiter zu gehen, wurde in Zusammenarbeit mit EDF auf der Grundlage des aktualisierten Stilllegungsplans und der Studie zu den regulatorischen Auswirkungen (EDF, 2024a; 2024b) eine annualisierte Bestandsaufnahme der Abfallströme erstellt. Ziel ist es, diese Bestandsaufnahme mit den neuesten Methoden der prospektiven Ökobilanzierung zu verknüpfen, die Datenbanken durch die Einbeziehung soziotechnischer Entwicklungen nach verschiedenen Szenarien „zukunftsfähig" machen (Arvidsson et al., 2024; Sacchi et al., 2022 – Anhänge, Abbildungen A.11-12) mithilfe von Open-Source-Tools wie Brightway (Mutel, 2017) zu „futurisieren". Darüber hinaus wurden die radiologischen Auswirkungen in der Ökobilanz lange Zeit vernachlässigt, im Gegensatz zu ihrer Berücksichtigung im HERA-Ansatz (Paulillo et al., 2018). Unter Verwendung der Daten zu radioaktiven Emissionen aus der Umweltverträglichkeitsprüfung des Kernkraftwerks Fessenheim (EDF, 2024b) haben wir zwei Methoden zur Bewertung der Auswirkungen von Ökobilanzen verglichen: UCrad, das für globale Technologievergleiche konzipiert wurde, und CGM, das sich besser für spezifische Bewertungen von Industriestandorten eignet (Paulillo et al., 2020a; 2020b; 2023 – Anhänge, Abbildungen A.5-10).

Beobachtungsstelle für die Auswirkungen der Stilllegung

Um zu definieren, wie ein Observatorium für Stilllegungen aussehen könnte, haben wir eine qualitative Umfrage durchgeführt, die auf 70 halbstrukturierten Interviews mit verschiedenen Arten von Akteuren basiert. Zunächst haben wir Forscher befragt, die mit dem OHM zusammengearbeitet oder in Fessenheim gearbeitet haben. Anschließend wurde die Umfrage auf nationale und internationale Forscher ausgeweitet, die in den Bereichen Kernenergie, Stilllegung oder verwandten Themenbereichen tätig sind, die im Laufe der Gespräche identifiziert wurden.

Es wurden Wissenschaftler angesprochen, die in großen Netzwerken und Programmen engagiert sind (Projekt DEMAIN, Zone Atelier Territoire Uranifère, Réseau Becquerel…). Wir haben auch Vertreter akademischer Einrichtungen (CNRS Nucléaire et Particules, CNRS Écologie et Environnement, Labex DRIIHM) getroffen, um die aktuellen Finanz- und Forschungsstrategien zu präzisieren.

Außerdem haben wir Akteure aus dem Nuklearbereich (ANDRA, ASNR, EDF), nationale Verbände (ANCCLI – Association Nationale des Comités et Commissions Locales d'Information –, GSIEN – Groupement de Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire –, CRIIRAD – Commission de Recherche et d'Information Indépendantes sur la Radioactivité) und lokale Verbände (CLI - Commission Locale d'Information), politische Akteure und Techniker der Gebietskörperschaften und ihrer Ableger (Gemeindeverbände, Gemeinden, Agence de Développement d'Alsace (l'ADIRA), Industrie- und Handelskammer) befragt.

Der Interviewleitfaden umfasste folgende Themen:

- Vorstellung des Befragten (Profil, Forschungsgebiete, Verbindung zu Fessenheim und zum Rückbau)
- Indikatoren und Daten (Definition von Indikatoren, Zugänglichkeit der Daten, Datenerstellung)
- die Kollektive (Rollen einer Beobachtungsstelle, Art der Partnerschaften mit den verschiedenen Akteursbereichen).

Wir haben die Umfrage durch Besichtigungen vor Ort ergänzt (Kernkraftwerk Fessenheim, CIRES-Lagerstätte der ANDRA, Observatoire Pérenne de l'Environnement der ANDRA).

VII.2.2. Auf H_2 basierende Energielösung

VII.2.2.1. Lebenszyklusanalyse

Das modellierte Energiesystem wird im Bericht zum Arbeitspaket Nr. 2 beschrieben. Wir haben eine Reihe von *Python-Skripten* entwickelt, die in ein *Jupyter Notebook* integriert sind, um die Ergebnisse des Modells auszuwerten. Anhand der Kontrollsequenzen des Energiesystems können wir so die Strom-, Wärme- und Wasserstoffflüsse zwischen den Teilsystemen über ein ganzes Jahr hinweg rekonstruieren – Abbildung VII-1.

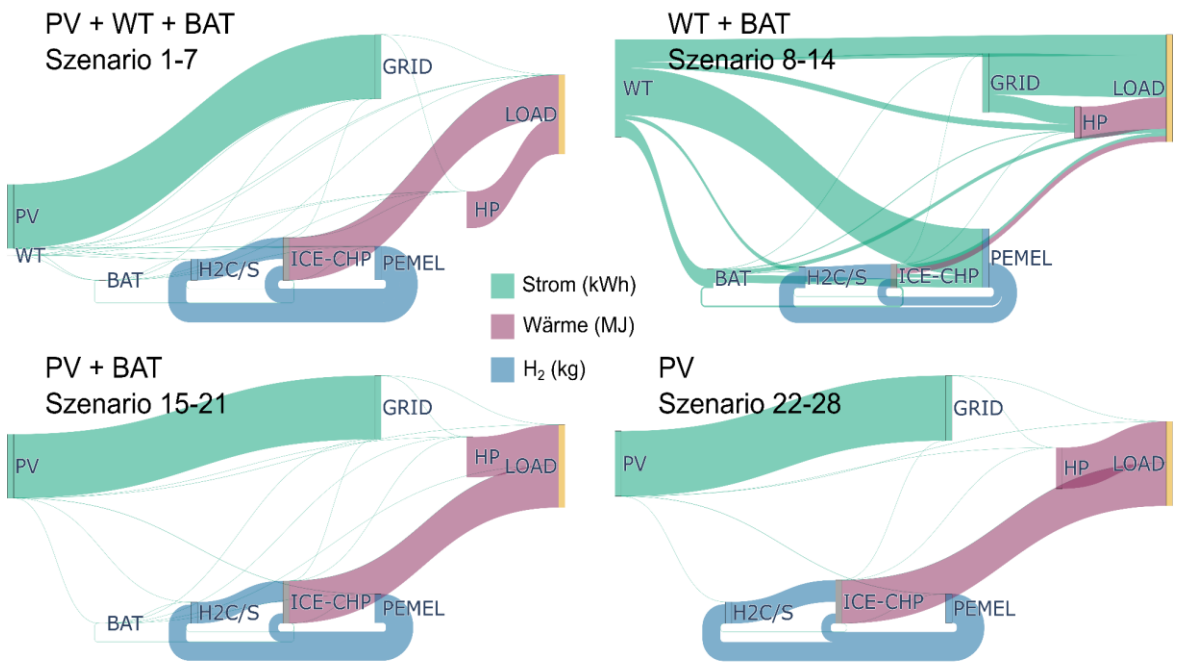


Abbildung VII-1: Überblick über das Gleichgewicht der Ströme im System für die verschiedenen Szenarienfamilien, basierend auf dem Fall H2S = 50 m3 .
Die Breite der Ströme wird nach Strömungskategorien skaliert, um die Anteile innerhalb einer bestimmten Kategorie besser lesbar zu machen. PV: Photovoltaik, WT: Windkraft, BAT: Batterie, ICE-CHP: Verbrennungsmotor für die Kraft-Wärme-Kopplung, GSHP: Erdwärmepumpe, PEMEL: Protonenaustauschmembran-Elektrolyseur, H2C/S: Kompression und Speicherung von H(2) ,LOAD: Bedarf von Gebäuden, GRID: Stromnetz.

Dieser Detaillierungsgrad ist für relevante Umweltverträglichkeitsberechnungen in der Ökobilanz unerlässlich und bietet gleichzeitig zusätzliche Einblicke in das in *OpenModelica* entwickelte TEA-Modell, insbesondere hinsichtlich der Schwankungen der Stromüberproduktion je nach Dimensionierung – Anhänge, Abbildung A.14. Die Produktions- und End-of-Life-Phasen der Infrastrukturen wurden durch Skalierung von Subsystemen aus der Datenbank ecoinvent (v3.10) modelliert. Die LCA-Modellierung und die Wirkungsberechnungen (LCIA) wurden über den Activity Browser (v2.11.1), die Schnittstelle des Open-Source-Frameworks Brightway2 (Steubing et al., 2020), durchgeführt. Die Auswirkungen wurden mit der von der EU empfohlenen EF-Methode (v3.1) bewertet, die 16 Umweltindikatoren umfasst (Andreasi Bassi et al., 2023). Wir haben fünf davon ausgewählt, da sie für das untersuchte System relevant sind und klar dargestellt werden können. Diese Indikatoren sind in Tabelle VII detailliert aufgeführt. Tabelle VII .1

Tabelle VII .1: Ausgewählte Umweltindikatoren für die Bewertung der wasserstoffbasierten Energielösung.

Umweltkategorie	**Indikator**
Klimawandel	Treibhauspotenzial (GWP100)
Ökotoxizität: Süßwasser	USEtox / Ökotoxizität: Süßwasser (ECOTOX-FW)
Toxizität für den Menschen: Karzinogene	USEtox / Toxizität für den Menschen: Karzinogene (HT-C)
Nutzung mineralischer Ressourcen	Abiotisches Erschöpfungspotenzial: endgültige Reserven (ADP-UR)
Wassernutzung	Nutzungsentzugspotenzial (UDP-WU)

VII.2.2.2. Ansatz über den territorialen Metabolismus

Der Ansatz über den territorialen Metabolismus untersucht Gebiete, Organisationen oder Projekte anhand der von ihnen mobilisierten Energie- und Materialflüsse sowie ihrer Wechselwirkungen mit dem Rest des Gebiets. Diese multidisziplinäre Methode verbindet wirtschaftliche (Wert der Ströme), logistische (Infrastrukturen, Transport), geografische (räumliche Organisation, Einzugsgebiete), ökologische (Umweltverschmutzung, Ressourcen), historische (Entwicklung der Volumina) und soziale (Akteure, politische Ausrichtung) Aspekte (Athanassiadis, 2025; Ribon, 2020). Sie beleuchtet die Faktoren, die zur territorialen Verankerung der Akteure und Projekte beitragen, und hilft bei der Ausarbeitung von Szenarien für eine nachhaltige Entwicklung.

Der Begriff des territorialen Metabolismus kann somit als systemisches und systematisches Analyseraster verwendet werden, um die Ströme, ihre Merkmale und ihren Kontext zu untersuchen. In diesem Sinne wurde er verwendet, um das Projekt der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu hinterfragen.

Diese Studien erfordern einen hohen Datenbedarf und eine gute Beherrschung der Informationskette, um territoriale Strategien zu unterstützen. Um dazu beizutragen, haben wir die verfügbaren Datensätze zu Energie und Mobilität im Oberrheingebiet inventarisiert und eine öffentlich zugängliche Visualisierungsplattform auf Basis der Open-Source-Bibliothek *Sinamet* (Ribon 2018) entwickelt. Diese Plattform strukturiert und analysiert die Flussdaten nach zeitlichen, räumlichen, quantitativen und qualitativen Dimensionen und macht die territorialen Informationen visuell besser zugänglich. Diese Arbeit hat auch den Teil 3 des Projekts bereichert, der sich mit nachhaltiger Mobilität und Ladeinfrastrukturen befasst.

VII.3. Ergebnisse

VII.3.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

VII.3.1.1. Rechtlicher Rahmen

VII.3.1.1.1. Möglichkeiten der Wiederverwendung bestehender Anlagen beim Rückbau eines Kernkraftwerks

Die Wiederverwendung steht im Einklang mit dem Vorsorgeprinzip und entspricht dem Abfallrecht, das vorsieht, „der Vermeidung und Verringerung der Abfallerzeugung Vorrang einzuräumen" (Umweltschutzgesetz, Art. L541-1). Rechtlich gesehen besteht ein direkter Zusammenhang zwischen dem Vorsorgeprinzip, der Wiederverwendung und der Erhaltung von Ressourcen, was die Wiederverwendung von Bestandsmaterialien begünstigt.

Die Wiederverwendung ist auch im Recht für kerntechnische Anlagen verankert. Unter den Vorschriften für den Rückbau und die Stilllegung von kerntechnischen Anlagen (INB) gibt es keine Verpflichtung, die Gebäude einer kerntechnischen Anlage, die rückgebaut wird, zu zerstören. Die Wiederverwendung eines alten Gebäudes kann im Rückbauplan einer kerntechnischen Anlage vorgesehen werden, wenn sie mehr Vorteile als Risiken mit sich bringt (Russo, 2024).

Die Notwendigkeit der Risikokontrolle stellt jedoch ein Hindernis für die Wiederverwendung bestimmter Elemente einer ehemaligen kerntechnischen Anlage dar. Die Entscheidung, ein Gebäude zu erhalten, kann jedoch im Falle versteckter oder vergessener Radioaktivität ein zusätzliches Risiko mit sich bringen. Das Umweltgesetzbuch schreibt darüber hinaus den sofortigen Rückbau vor (Umweltgesetzbuch Art. L593-25) vor, was ein Hindernis für die Wiederverwendung darstellen kann, da die Vorbereitung eines Gebäudes für die Wiederverwendung länger dauern kann als ein Abriss.

Fazit: Die Umnutzung von Gebäuden einer ehemaligen kerntechnischen Anlage ist möglich, wenn sie an sich kein zu hohes Risiko darstellt und mit vertretbaren Kosten und innerhalb eines angemessenen Zeitraums durchgeführt werden kann.

VII.3.1.1.2. Das Recycling von sehr schwach radioaktiven Abfällen: ein Gleichgewicht zwischen Risikoprävention und Ressourcenschonung

Das von EDF auf dem Gelände von Fessenheim geplante Technocentre-Projekt (Recycling von sehr schwach radioaktiven Abfällen (TFA), die insbesondere aus stillgelegten Kernkraftwerken stammen) geht mit einer Rechtsänderung einher, die auf ein neues Gleichgewicht zwischen Risikoprävention und Ressourcenschonung abzielt.

Das Problem der TFA-Abfälle im Hinblick auf das französische Recht. In Frankreich gilt ein Abfall als radioaktiv, sobald er in einem Gebiet erzeugt wurde, in dem die Produktion von nuklearen Abfällen möglich ist (Louis, Deproit, 2018). Dieses räumliche Kriterium (Martinais, 2021) ist aus Sicht der Risikoprävention das strengste, hat jedoch den Nachteil, dass es zu erheblichen Abfallmengen führt.

Die Entwicklung des Rechtsrahmens für das Recycling von TFA-Abfällen. Die am 14. Februar 2022 verabschiedeten Dekrete Nr. 2022-174 und Nr. 2022-175 sehen die Einführung einer Ausnahmeregelung innerhalb des CSP vor, die es der Verwaltung ermöglicht, von Fall zu Fall die Verwertung von TFA-Materialien aus der Nuklearindustrie in der konventionellen Industrie zu genehmigen.

Die Bestätigung dieses ausnahmerechtslichen Rahmens durch die Justiz. Diese neue Regelung wurde am 27. März 2023 vom Staatsrat auf der Grundlage des Rechtfertigungsprinzips bestätigt, wodurch das Interesse an der Wiederverwendung von Materialien und damit an der Erhaltung von Ressourcen im Namen der Kreislaufwirtschaft bekräftigt wurde (Staatsrat, 27.03.2023, *Réseau sortir du nucléaire,* Nr. 463186)..

Rechtlich gesehen darf die Wiederverwendung von Materialien jedoch nicht zu Lasten der Kontrolle des Strahlenrisikos erfolgen. Aus diesem Grund legt die neue Regelung die Modalitäten für die Kontrolle radioaktiver TFA-Stoffe beim Ein- und Ausgang des künftigen Verwertungsstandorts, die Höchstwerte für die Radioaktivität der recycelten Stoffe und die Grenzwerte für die Exposition von Personen sowie eine Verpflichtung zur Rückverfolgbarkeit der ausgehenden verwerteten Stoffe fest (CSP Art. R1333-6-3).

VII.3.1.2. Lebenszyklusanalyse

Die Aktivitäten vor Ort (elektromechanischer Rückbau, Sanierung, Abriss) und der Transport von Abfällen wurden separat bewertet, um den Fall radioaktiver Abfälle herauszugreifen. Obwohl sie nur 5 % der Gesamtmasse ausmachen, ist die Auswirkung radioaktiver Abfälle 1,8- bis 6,6-mal höher als die konventionellen Abfälle – Anhänge, Abbildungen A.3. Dies lässt sich durch ihre spezielle Verpackung erklären, die die Transportlasten erhöht, sowie durch die gesetzlich vorgeschriebenen langen Transportwege: VLLW zum CIRES (~300 km), ILLW-SL zum CSA (~300 km), ILW-LL zum ICEDA (~400 km).

Im Gegensatz zu früheren Studien haben wir die Beiträge zu den Auswirkungen der Aktivitäten vor Ort detailliert analysiert und dabei die wichtige Rolle des Metallschneidens aufgezeigt –

Anhänge, Abbildung A.2. Ursprünglich zu 100 % durch thermisches Schneiden (Sauerstoff und Acetylen) modelliert, macht es je nach Umweltkategorie zwischen 62,6 % und 99,5 % der Auswirkungen aus – Anhänge, Abbildung A.4. Dieser vorrangige Schwachpunkt kann gemildert werden: Unsere Sensitivitätsstudie (Abbildung VII-2) zeigt, dass eine 50-prozentige Umstellung auf mechanisches Schneiden die Auswirkungen um 45 bis 48 % reduziert und eine vollständige Umstellung auf mechanisches Schneiden die Auswirkungen um 89 bis 96 % verringern würde.

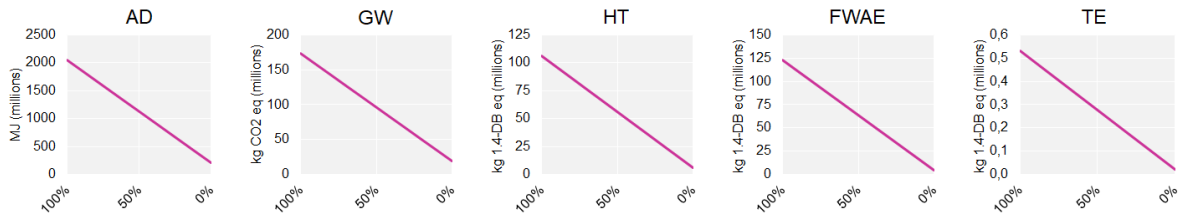


Abbildung VII-2: Darstellung der Verringerung der Auswirkungen (alle bewerteten Kategorien) durch den Ersatz des thermischen Metallschneidens durch mechanisches Schneiden. Die Prozentsätze auf der Abszisse stellen den Anteil des thermischen Schneidens dar. Indikatoren: (AD) abiotische Erschöpfung, fossile Brennstoffe; (GW) globale Erwärmung; (HT) Humantoxizität; (FWAE) ökotoxische Wirkung auf Süßwasserorganismen; (TE) ökotoxische Wirkung auf Landorganismen.

Abbildung VII-3 die beiden Aspekte dieser Arbeit zusammen.

- Der Vergleich der Ergebnisse und die Interpretation ihrer Unterschiede auf *Midpoint*-Risikoniveau in Sievert (Sv)
- Der Nachweis der Notwendigkeit einer dynamischen Modulation der Charakterisierungsfaktoren auf *Endpunktniveau* – Schaden, in Disability-Adjusted Lost Years (DALYs)

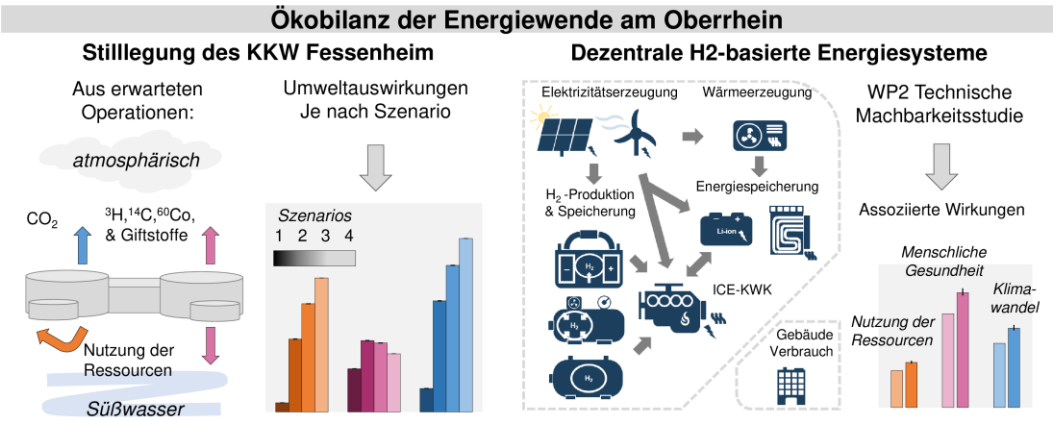


Abbildung VII-3: Grafische Zusammenfassung der Vergleichsstudie zu den radiologischen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit beim Rückbau des Kernkraftwerks Fessenheim.

Auf der Ebene des Mittelpunkts überschätzt die CGM-Methode die Auswirkungen systematisch, wobei CGM 1 km Ergebnisse liefert, die 6,5-mal höher sind als die HERA-Studie von

EDF, die genauer lokalisiert ist (Anhänge, Abbildungen A.6-7). Etwa 40 % dieser Abweichung sind auf die Behandlung der Emissions-Expositions-Entfernung zurückzuführen, wobei HERA die Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung in 2-3 km Entfernung vom Kernkraftwerk bewertet. Trotzdem schätzt CGM 1 km ein Gesamtrisiko von 11 µSv, was 400-mal niedriger ist als die durchschnittliche jährliche Exposition in Frankreich (4,5 mSv) (IRSN, 2021). Die beiden LCA-Methoden und der HERA-Ansatz identifizieren dieselben wichtigen Radionuklide (Tritium-3, Kohlenstoff-14, Kobalt-60), wobei die Beiträge je nach Modellierung des Verbleibs der Radionuklide nach der Emission variieren (Anhänge, Abbildung A.9).
Auf Endpunktniveau zeigen wir, dass es für eine lang andauernde Aktivität wie den Rückbau von Kernkraftwerken (mindestens 15 Jahre) entscheidend ist, die zeitliche Variation der Exposition der Bevölkerung zu berücksichtigen – Anhänge, Abbildung A.8. Dieses Ergebnis hat allgemeine methodische Bedeutung, da alle LCIA-Methoden für die menschliche Gesundheit einen ähnlichen Formalismus aufweisen. Wir haben mehrere Annahmen zur Bevölkerungsverteilung verglichen (Anhänge, Abbildung A.10) und vorgeschlagen, kontinuierliche räumliche Charakterisierungsfaktoren als potenziell relevantere Lösung zu verwenden. Die zugehörige Datenbank ist in den Anhängen der veröffentlichten Artikel verfügbar.

VII.3.1.3. Observatoire des Impacts du Démantèlement

Im Allgemeinen zeigt die Umfrage zur Charakterisierung eines Observatoriums für die Auswirkungen der Stilllegung ein gemeinsames Interesse an Interdisziplinarität, der Vernetzung von Forschern, der Vernetzung mit anderen Akteursbereichen, der Sichtbarmachung von Forschungsarbeiten, der Unterstützung bei der Suche nach Finanzmitteln und dem Zugang zu Daten und Informationen.
Aus der Umfrage gehen zwei wichtige Ideen hervor, die wir im Folgenden näher erläutern:

- Forschungsbereiche (Birnbaum *et al.*, 2025), um die herum die Gemeinschaft organisiert werden kann
- Förderung des Zugangs zu bestehenden Daten anstelle der Erhebung neuer Daten

VII.3.1.3.1. Die Forschungsbereiche

Wir identifizieren fünf große, miteinander verbundene „Bereiche", die Forscher und andere Akteure rund um den Rückbau mobilisieren:

- Bereich „Sozio-territoriale Auswirkungen" (wo es um Fragen des territorialen Metabolismus, die Bewertung öffentlicher Politiken, die Untersuchung der lokalen Besteuerung usw. geht)
- Bereich „Gesundheit" (von der Soziologie der Arbeit im Kontext von Unsicher-

heit und Strahlen- und Schadstoffbelastung bis hin zur Untersuchung chemischer und radioaktiver Schadstoffe in der Umwelt)

- Bereich „Erinnerungen und Kulturerbe“ (Erinnerungen in der Arbeitsorganisation zur Förderung der Ergonomie beim Rückbau bis hin zu militanten Erinnerungen)
- Bereich „Techniken des Rückbaus” (einschließlich LCA, Vergleich von Methoden zur Messung der Radioaktivität im Zusammenhang mit dem Rückbau)
- Bereich „Endings”: übergreifende Überlegungen zum Ende von Organisationen, zum Erbe, zum Umgang mit „negativen Gemeingütern” (Joly, Barbier und Turnheim, 2022; Landivar, Bonnet und Monnin, 2021)).

VII.3.1.3.2. Daten: Zugänglichkeit und Erstellung

Die Überwachung von Variablen und die Datenverwaltung ist ein Thema, das wir in unserer Umfrage ausführlich behandelt haben. Eine Beobachtungsstelle kann die Aufgabe haben, eine Reihe von Indikatoren zu identifizieren, die zur Charakterisierung von Phänomenen im Zeitverlauf herangezogen werden können, in diesem Fall die Auswirkungen des Rückbaus. Dabei gibt es zwei sich ergänzende Ansätze: die Nutzung vorhandener Daten und die Erhebung neuer Daten. Die Umfrage zeigt, dass der Bedarf in erster Linie in der Zugänglichkeit zu bestehenden Daten und weniger in der Erfassung neuer Daten liegt.

Die Forscher äußern in der Tat den Wunsch nach einem leichteren Zugang zu Daten, die von anderen Akteuren erstellt wurden und sich in deren Besitz befinden. Dabei kann es sich um Daten handeln, die von Akteuren erhoben wurden, die deren Verbreitung vermeiden wollen (z. B. Daten von EDF, die die Genauigkeit von LCA-Modellen verbessern könnten), oder um öffentliche Daten, deren Zugang für Nicht-Fachleute jedoch schwierig ist (z. B. Grundstücksdaten des CEREMA). Diese beiden Arten von Hindernissen (Zurückhaltung und Komplexität) können durch den Einsatz geeigneter Instrumente beseitigt werden. So könnte sich zunächst jeder Akteur an die Beobachtungsstelle für die Auswirkungen der Stilllegung wenden, um den Zugang zu Daten zu erleichtern, über die er nicht verfügt.

Das Problem der Datenretention lässt sich teilweise überwinden, indem eine gegenseitige Akkulturation zwischen Akteuren verschiedener Institutionen gefördert wird, insbesondere durch die Kommunikation über laufende Forschungsarbeiten und die Formulierung von Bedürfnissen. Das Problem des komplexen Zugangs zu Daten lässt sich durch die Entwicklung einer internen Technik innerhalb der Beobachtungsstelle lösen. Die Aufgabe bestünde darin, die verfügbaren Daten, die Betreiber, die sie produzieren, und die Bedingungen, unter denen diese Daten von der akademischen Gemeinschaft und anderen Akteuren genutzt werden können, zu erfassen. Eine Annäherung ist möglich mit den dedizierten Forschungsinfrastrukturen (IR) (z. B. IR* PROGEDO für INSEE-Daten), mit öffentlichen und halböffentlichen Institutionen (z. B. Handelskammern), mit thematischen Observatorien (z. B. AtmoGrandEst für Daten zum

Bereich Luft) und mit Laboratorien für Messtechnik (z. B. LEREN – Laboratoire d'étude et d'expertise sur la radioactivité de l'environnement – der ASNR) hergestellt werden.
Mehrere Befragte erwähnen auch eine Arbeit zur Sammlung von Erinnerungen, die in Form eines „Archivs der Erinnerungen" erfolgen könnte. Das Ziel wäre, alle Arten von Erinnerungen (bevor sie verschwinden) in Form von Audioaufnahmen und/oder Transkripten für verschiedene Formen zukünftiger quantitativer und qualitativer Analysen zu speichern. Dies ist ein Beispiel für ein Thema, für das technische Lösungen und die Unterstützung durch spezielle Dienste (z. B. Dienste des CNRS) erforderlich sind und um das sich die interessierte Gemeinschaft im Rahmen von gemeinsamen Diskussionen mobilisieren könnte.

VII.3.2. Auf H_2basierende Energielösung

VII.3.2.1. Lebenszyklusanalyse

Das Open-Source-Tool zur Erstellung und Visualisierung von Flüssen ist auf GitHub verfügbar. Die Visualisierung der Szenarien dieser Studie ist auf einer speziellen Seite der Website CO2InnO integriert. Alle LCIA-Ergebnisse können auch über ein bereitgestelltes Jupyter-Notebook eingesehen werden – siehe Anhänge.
Abbildung VII-3 fasst die Ergebnisse der berechneten Auswirkungen für die verschiedenen Szenarien zusammen. Es sei daran erinnert, dass sich die H_2-Speicherkapazitäten innerhalb jeder Szenariofamilie entsprechend diesen Werten entwickeln: [1000, 500, 100, 50, 30, 10, 1] m^3 .

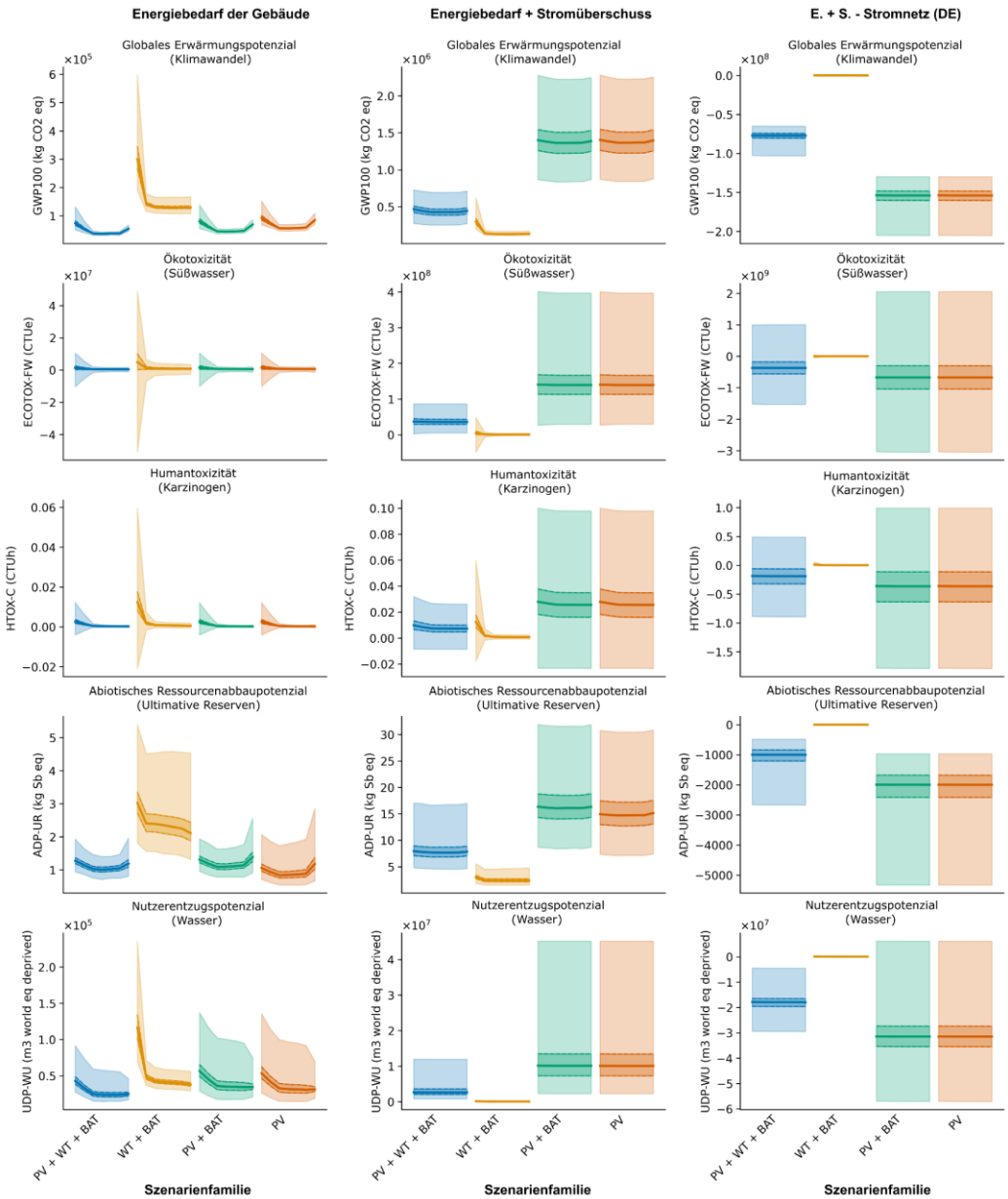


Abbildung VII-3: Umweltauswirkungen mit Unsicherheiten des wasserstoffbasierten Energiesystems, nach Szenariofamilien. In jeder Familie erfolgt die Progression nach abnehmender H2-Speicherkapazität. Die Linien stellen die getestete Umweltkategorie dar. Die Spalten stellen die Grenze für die Berücksichtigung der Auswirkungen dar. Die durchgezogene Linie stellt den Medianwert der Monte-Carlo-Simulationen dar. Die gepunktete Linie begrenzt die Quartile ± 25 % um den Median.

Innerhalb der Bewertungsgrenze „Last" werden nur die Ströme berücksichtigt, die den Wärme- und Strombedarf der Gebäude in Offenburg decken. Aufgrund der Unsicherheiten lassen sich unabhängig vom Szenario keine Schlussfolgerungen hinsichtlich der Toxizität oder Ökotoxizität (Süßwasser) ziehen. Bei den anderen Indikatoren zeigen die WT + BAT-Szenarien eine höhere Auswirkung auf den Klimawandel. Die geringsten Auswirkungen ergeben sich bei H2-Speicherkapazitäten zwischen 10 und 100 m³, ohne nennenswerte Unterschiede innerhalb dieses Bereichs. Da diese Werte realistisch sind, lässt sich daraus schließen, dass die H2-Speicherkapazität nur geringe Auswirkungen auf die Bilanz hat, da die Szenarienfamilien aus-

schlaggebender sind. Im Fall „Load + Excess" kommt die nicht für Gebäude genutzte Stromüberproduktion hinzu. Hier kehrt sich die Rangfolge um: Die WT + BAT-Szenarien haben über alle Kategorien hinweg die geringsten Umweltauswirkungen.

Abbildung 5, die die Analyse nach Beiträgen zu den Auswirkungen darstellt, erklärt dieses Phänomen. Tatsächlich sind diese WT + BAT-Szenarien diejenigen, bei denen die Überproduktion von Strom am geringsten ist und maximal 20-25 % der Auswirkungen ausmacht. Die anderen Szenariengruppen, die durch das Vorhandensein einer Photovoltaikanlage definiert sind, produzieren sehr große Mengen an Strom, die für den direkten Bedarf der Gebäude nicht benötigt werden und aus dieser Perspektive bis zu 99 % der Auswirkungen ausmachen können.

Diese Überproduktion von Strom wird als in das Netz eingespeist betrachtet. Man kann davon ausgehen, dass sie die Produktion aus dem deutschen Strommix ersetzt, wodurch sich die vermiedenen Auswirkungen berechnen lassen, indem man die Auswirkungen dieser Strommenge, wenn sie aus dem nationalen Mix stammt, von der Bilanz „Load + Excess" abzieht. Der Fall „Load + Excess – Grid (DE)" kehrt die Rangfolge der Szenarien erneut um: Aufgrund der aktuellen Umweltauswirkungen des deutschen Strommixes führen Szenarien, die PV und damit eine starke Überproduktion beinhalten, *letztendlich* zu vielen vermiedenen Auswirkungen. Abbildung VII-4 zeigt schließlich ein Verhältnis von Systemauswirkungen zu vermiedenen Auswirkungen von 120 bis 200 für den Klimawandel, 4 bis 10 für die Ökotoxizität von Süßwasser, 14 bis 23 für die krebserregende Toxizität für den Menschen, 130 bis 160 für mineralische Ressourcen und 3 bis 7 für den Wasserverbrauch.

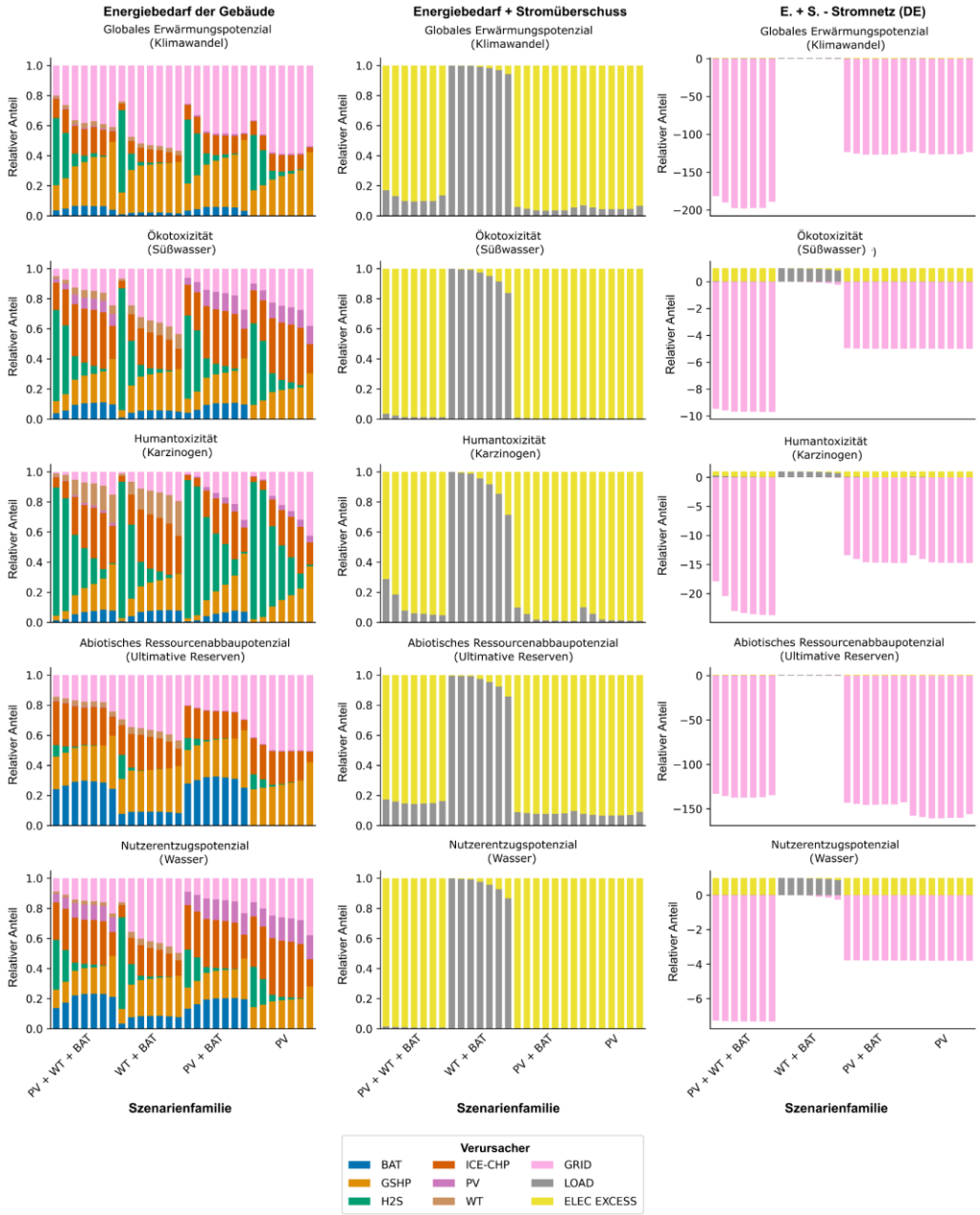


Abbildung VII-4: Beiträge der Teilsysteme zur Auswirkung des wasserstoffbasierten Energiesystems, nach Szenariofamilien. In jeder Familie erfolgt die Progression nach abnehmender Speicherkapazität von $H_{(2)}$. Die Zeilen stellen die getestete Umweltkategorie dar. Die Spalten stellen die Grenze für die Berücksichtigung der Auswirkungen dar. In der Spalte „Load + Excess - Grid (DE)" werden die vermiedenen Auswirkungen (negative Werte) von GRID im Verhältnis zur Summe „Load + Excess" normiert. PV: Photovoltaik, WT: Windkraft, BAT: Batterie, ICE-CHP: Verbrennungsmotor für die Kraft-Wärme-Kopplung, GSHP: Erdwärmepumpe, PEMEL: Protonenaustauschmembran-Elektrolyseur, H2C/S: Kompression und Speicherung von $H_{(2)}$,LOAD: Bedarf von Gebäuden, GRID: Stromnetz.

Diese Ergebnisse sind jedoch mit Vorsicht zu interpretieren:

- Die vermiedenen Auswirkungen hängen vom derzeit starken Einfluss des deutschen Strommixes ab. Im Rahmen der Dekarbonisierungsstrategie soll dieser Einfluss im Laufe der Zeit abnehmen, wodurch gleichzeitig auch die Bedeutung der vermiedenen Auswirkungen abnimmt.
- Eine erhebliche Überproduktion von Strom kann zu Problemen hinsichtlich der

Stabilität des Stromnetzes führen, wenn zum Zeitpunkt der Übertragung keine entsprechende Nachfrage besteht. Da die hier vorgestellte Analyse eine jährliche Integration darstellt, geht sie von der Annahme aus, dass eine Übertragung über das gesamte Jahr hinweg möglich ist, ohne dies jedoch zu garantieren.

VII.3.2.2. Ansatz über den territorialen Metabolismus

Der Ansatz des territorialen Metabolismus ermöglicht es, mehrere Punkte hervorzuheben, die bei dem CHP-Projekt zu beachten sind. Mangels genauer Daten bleiben diese Analysen explorativ und lassen keine endgültigen Schlussfolgerungen zu.

VII.3.2.2.1. Herausforderungen der Speicherung in Energienetzen

Die EUCOR-Studie URCforSR (2022) unterstreicht die Bedeutung der Kopplung der Wasserstofferzeugung an kohlenstoffarmen Strom. Obwohl dies teilweise außerhalb des Rahmens des CHP-Projekts liegt, bleibt diese Anforderung entscheidend. Die Studie empfiehlt, vorrangig industrielle Anwendungen anzustreben, die ökologisch und wirtschaftlich effizienter sind, bevor man sich mit Schwerlastmobilität oder saisonübergreifender Speicherung befasst. Letztere ist zwar technisch mit Wasserstoff möglich, bleibt jedoch kostspielig und wird nur in stark intermittierenden Netzen entscheidend (Shirizadeh et al. 2022), was noch nicht auf den europäischen Kontext zutrifft. Es gibt weitere konkurrierende Optionen (Staudämme, thermische/chemische Speicherung, Methanisierung) mit unterschiedlichem Reifegrad.

VII.3.2.2.2. Wirtschaftliche Analyse

Die wirtschaftliche Bewertung von Wasserstoff bleibt ungewiss. Während einige Studien optimistisch sind (Vartiainen et al., 2021), weisen andere (Gorbatko, 2023; Pécout, 2024) auf Grenzen hin. Die hohen Investitionskosten erfordern einen intensiven Betrieb der Anlagen (≈8000 h/Jahr), was mit einer intermittierenden Nutzung unvereinbar ist. Die für die Bewertung von Wasserstoff als Flexibilitätsinstrument erforderlichen Marktdaten sind noch zu rar. Darüber hinaus ist die Elektrolyse nach wie vor drei- bis fünfmal teurer als die Dampfreformierung. Vor diesem Hintergrund erscheint die Verbreitung kleiner Anlagen verfrüht; es wäre wahrscheinlich besser, die Anstrengungen auf gut ausgestattete Demonstrationsanlagen zu konzentrieren und dabei die Kosten (Elektrolyseur-Ausgang, Kompression, Lieferung) zu klären.

VII.3.2.2.3. Logistische Analyse

Für die Versorgung sind drei Konfigurationen möglich: Produktion vor Ort, Verteilung über ein Netz oder Lieferung auf der Straße. Die Produktion vor Ort maximiert die Autonomie, schränkt jedoch die gemeinsame Nutzung ein. Umgekehrt ermöglicht die zentralisierte Produktion Skaleneffekte, insbesondere ab einer bestimmten kritischen Größe (Vartiainen et al., 2021). Die logistische Entscheidung muss sich auf eine technisch-wirtschaftliche Analyse stützen, die

Nutzung, Standort und Grenzkosten berücksichtigt, die jedoch noch nicht ausreichend entwickelt ist.

VII.3.2.2.4. Räumliche Analyse

Die Installation der CHP-Engine mit einer Leistung von 1 MW pro Einheit unterliegt erheblichen Standortbeschränkungen. Diese Art von Anlage ist nur in Umgebungen sinnvoll, in denen die Wärme- und/oder Stromnachfrage ausreichend und stabil ist, wie z. B. in Industriegebieten oder bestimmten großen Dienstleistungszentren (Verwaltungszentren, Hochschulen, Schwimmbäder). Die Integration in Wärmenetze würde die territoriale Relevanz der KWK stärken, indem die im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme effizient genutzt wird. Eine räumliche Analyse, die Nachfrage, Zugänglichkeit und Verbundpotenzial miteinander verknüpft, ist daher unerlässlich.

VII.3.2.3. Schlussfolgerungen

Der Ansatz des territorialen Metabolismus zeigt die zahlreichen Hindernisse für die Wasserstoffbranche auf, insbesondere in wirtschaftlicher und infrastruktureller Hinsicht. Trotz seiner vielversprechenden Aussichten im Bereich der Dekarbonisierung bleibt die Verwendung von Wasserstoff in der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung ungewiss. Vorrang sollte der Forschung und Entwicklung eingeräumt werden, und zwar durch gut ausgestattete Demonstrationsanlagen und eine bessere Verbreitung der technisch-wirtschaftlichen Daten. Die derzeitige mangelnde Transparenz behindert die Entwicklung solider territorialer Strategien und kann zu unangemessenen Investitionen führen.

VII.3.2.4. Daten und Kenntnisse über Energie- und Mobilitätsströme im Oberrheinraum

Bestandsaufnahme der Datensätze

Die Datenbestandsaufnahme ermöglichte es, 59 Datenquellen zu identifizieren, um die Herausforderungen im Bereich Energie und Mobilität im Oberrheingebiet zu beschreiben. Wie bereits in früheren Arbeiten (Ribon et al., 2021) hervorgehoben wurde, stellen wir auch eine starke Heterogenität der verfügbaren Daten auf beiden Seiten der Grenze fest. Dies macht die grenzüberschreitende Analyse besonders komplex. Letztendlich sind von den inventarisierten Quellen nur die Daten zu den Ladestationen für Elektrofahrzeuge wirklich nutzbar, um einen homogenen Datensatz zu erstellen, der das gesamte Gebiet des Oberrheins abdeckt. Diese Arbeiten werden im Arbeitspaket Nr. 3 näher beschrieben.

In einem anderen Zusammenhang erweisen sich neben den institutionellen Daten auch die Daten von OpenStreetMap (OSM) als besonders interessant. Diese freie, weltweite und kollaborative geografische Datenbank weist eine Qualität auf, die mit der von institutionellen Quellen vergleichbar ist. Im Oberrheingebiet sind bestimmte Ladestationen in OSM vorhanden,

aber nicht in den offiziellen Daten enthalten, und umgekehrt. Die von den Produzenten öffentlicher Daten anerkannten Grenzen der Zuverlässigkeit verstärken das Interesse an OSM als ergänzende, grenzüberschreitende und wiederverwendbare Ressource für die Analyse von Territorial- und Energiesystemen (Wided et al., 2017; Arderne et al., 2020; Xiong et al., 2024).

Sinamet-Webplattform

Ergänzend zur Bestandsaufnahme haben wir eine Webplattform zur Datenvisualisierung eingerichtet, die auf der Open-Source-Softwarebibliothek *Sinamet* basiert. Die Plattform ist unter folgender Adresse zugänglich: https://app.sinamet.tech/environ/co2inno/. Einige Screenshots sind im Anhang zu finden.

Die Plattform wertet einige der im Inventar erfassten Datensätze durch verschiedene konfigurierbare Visualisierungen auf. Wie bereits erwähnt, war es aufgrund der Heterogenität der Daten nicht möglich, Visualisierungen zu erstellen, die das gesamte Gebiet des Oberrheins abdecken. Stattdessen haben wir eher ein Patchwork, das je nach Thema Teile des Gebiets abdeckt.

VII.4. Probleme & Risiken

VII.4.1. Transversal

Prospektive Lebenszyklusanalyse

Die für die „Zukunftsprognose" der Ökobilanzdaten verwendeten IAM-Modelle verfügen nicht über eine nationale Auflösung, die jedoch von entscheidender Bedeutung ist, da der nationale Strommix den untersuchten Lebenszyklus stark beeinflusst. Das Tool „Premise" ermöglicht die Integration nationaler Szenarien in prospektive Ökobilanzen, wie beispielsweise für die Schweiz (Hahn Menacho et al., 2025). RTE arbeitet an einer Anpassung für Frankreich, die jedoch noch nicht veröffentlicht wurde, und in Deutschland gibt es keine ähnliche Initiative. Um Frankreich und Deutschland in der Ökobilanz zu vergleichen, sind wir daher auf eine statische, nicht prospektive Studie mit den verfügbaren nationalen Strommixen beschränkt.

VII.4.2. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

VII.4.2.1. Erstellung des Material- und Energieflussinventars für die Lebenszyklusanalyse

Die größte Schwierigkeit des Projekts bestand darin, eine zuverlässige Bestandsaufnahme der Material- und Energieflüsse während des Rückbaus zu erstellen. Dem ursprünglichen Bericht von EDF (2020) fehlten Zahlenangaben, sodass wir für unsere Pilot-LCA-Studie auf grobe Schätzungen zurückgreifen mussten. Die aktualisierte Fassung, die zusammen mit einer während der öffentlichen Anhörung zugänglichen Folgenabschätzung vorgelegt wurde, enthält zwar mehr Details, ist aber nach wie vor unzureichend. Die aktuelle annualisierte Bestandsaufnahme für die 15 Jahre dauernde Stilllegung basiert daher auf mehreren Annahmen, was

die Ergebnisse der bevorstehenden prospektiven Studie zusätzlich mit Unsicherheit behaftet.

VII.4.2.2. Rechtliche Aspekte

Da es keinen expliziten rechtlichen Rahmen für die Wiederverwendung von Bestandsmaterialien bei einem Rückbau gibt, mussten die Leitprinzipien verschiedener Rechtsordnungen und die Hinweise aus einer Vielzahl technischer Normen analysiert werden. Was das Recycling von radioaktiven Abfällen (TFA) betrifft, gibt es im französischen Recht nur wenig Erfahrung. Die Frage der Haftung der beteiligten Parteien im Falle von Schäden durch Radioaktivität im Rahmen der Wiederverwendung von Materialien wird Gegenstand einer künftigen Veröffentlichung sein.

VII.4.2.3. Observatoire des Impacts du Démantèlement

Die Rolle als Schnittstelle und Vertrauensbildner erfordert eine gewisse Organisation, um die Diskussionsräume, die entstehen können, zu moderieren. Dies wirft die Frage nach der Sicherung der Arbeitsplätze innerhalb der Beobachtungsstelle auf, die im Kontext der Haushaltslage im Bereich der Hochschulbildung und Forschung schwer zu garantieren ist. Allerdings haben die Befragten, die Mandate in Forschungsförderungsorganisationen innehaben, Interesse an einer Beobachtungsstelle für den Rückbau gezeigt.

VII.4.2.4. Integration zwischen Lebenszyklusanalyse und technisch-ökonomischer Analyse

Mehrere Hindernisse bremsen die Integration von LCA- und TEA-Ansätzen in Open Source. Einerseits gibt es technische Schwierigkeiten: *OpenModelica* hat Probleme mit der Verwaltung von Python-Frameworks oder Excel-Dateien, die aus LCA-Ergebnissen stammen, und die Optimierung des nichtlinearen Modells erfordert intensive Berechnungen. Andererseits gibt es praktische Hindernisse: Die LCA vergleicht oft einfache Funktionen (z. B. 1 kWh Strom, 1 MJ Wärme, 1 kg Wasserstoff) mit typischen Infrastrukturen, während die TEA ein bestimmtes lokales System analysiert. Die Verbindung von LCA und TEA erfordert daher eine erhebliche Anpassung zwischen den typischen Inventaren in der LCA und den tatsächlichen Dimensionierungen des Systems in der TEA.

VII.4.2.5. Kenntnis des territorialen Stoffwechsels

Die größte Schwierigkeit bei der Untersuchung des territorialen Stoffwechsels besteht darin, ausreichend detaillierte Daten zu den in den Gebieten mobilisierten Material- und Energieflüssen zu sammeln. Diese Daten werden von verschiedenen Akteuren (Kommunen, private Betreiber, staatliche Stellen) erstellt, sind in ihrem Format heterogen und teilweise vertraulich. Die verfügbaren Daten weisen in der Regel eine geringe räumliche und zeitliche Granularität auf und ermöglichen es nicht, die für die Analyse spezifischer Anlagen erforderliche Genauig-

keit zu erreichen. Dieser Mangel an Granularität beeinträchtigt nicht nur das genaue Verständnis der territorialen Wechselwirkungen, sondern auch die Möglichkeit, Transformationsszenarien zu simulieren oder die systemischen Auswirkungen der untersuchten Projekte zu messen.

VII.5. Abweichungen

VII.5.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

VII.5.1.1. Weiterentwicklung der Ökobilanzforschung auf der Grundlage der tatsächlich gewonnenen Daten

Das Projekt zielte zunächst darauf ab, die beim Rückbau anfallenden VLLW/TFA-Abfälle und ihren Zusammenhang mit dem Technocentre de transition industrielle de Fessenheim (Technologiezentrum für industriellen Wandel in Fessenheim) im Detail zu untersuchen. Da jedoch keine aussagekräftigen Daten rechtzeitig vorlagen, konnte die LCA-Studie vor Projektende nicht abgeschlossen werden. s selbst ist die Quantifizierung der durch die Wiederverwendung der Gebäude des Kernkraftwerks vermiedenen Auswirkungen aufgrund der Zeit, die für die Erstellung einer zuverlässigen jährlichen Bestandsaufnahme der Material-/Energieflüsse über 15 Jahre erforderlich ist, und der Schwierigkeiten bei der Zusammenarbeit mit EDF noch unvollständig. Diese Studien werden jedoch in den Monaten nach Abschluss des Projekts fertiggestellt werden.

Umgekehrt konnte die ursprünglich nicht vorgesehene Analyse der radiologischen Auswirkungen und deren Modellierung in LCA und HERA dank der Beschaffung relevanter Daten, die Fallstudien und methodische Fortschritte kombinieren, durchgeführt werden.

VII.5.1.2. Beobachtungsstelle für die Auswirkungen der Stilllegung

Die Schwierigkeit des Zugangs zu Daten für LCA-Studien sowie der Mangel an Fachliteratur zum rechtlichen Rahmen der Stilllegung haben im Laufe des Projekts Überlegungen zur Relevanz der Schaffung einer akademischen Beobachtungsstelle für Stilllegungen angeregt. Eine solche Einrichtung würde die – äußerst wichtige – Komplementarität zwischen den Akteuren (Wissenschaft, Industrie, Regulierungsbehörden, Kommunen usw.) stärken, um die mit der Stilllegung verbundenen sozioökologischen Veränderungen langfristig zu charakterisieren und die Strategien für den Übergang von Kernkraftwerksstandorten zu steuern. Dieser Teil ergänzt das ursprüngliche Projekt, ohne dessen ursprüngliche Ziele zu beeinträchtigen. Er ist als Meta-Analyse der im Rahmen von CO2InnO geleisteten Arbeit zu verstehen, die es ermöglicht, sowohl die im Laufe dieses Projekts gewonnenen Erkenntnisse zu valorisieren als auch dessen Kontinuität zu gewährleisten.

VII.5.2. Auf H_2 basierende Energielösung

VII.5.2.1. Reduzierung des Umfangs der Lebenszyklusanalyse

Dieser Teil unserer Arbeit ergänzt das ursprüngliche Projekt des Loses Nr. 7, das sich auf die Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim konzentriert. Unser Ziel, das sich aus dem Austausch mit den anderen CO2InnO-Gruppen (insbesondere Los Nr. 2) ergab, war die Durchführung einer prospektiven parametrischen LCA-Studie, deren Ergebnisse in das *OpenModelica-Modell* einfließen könnten, um mehrere ökologische und technisch-wirtschaftliche Parameter zu optimieren. Letztendlich haben wir uns für den umgekehrten Ansatz entschieden: Berechnung der Umweltauswirkungen durch LCA in Python auf der Grundlage von Flusssimulationen aus dem TEA-Modell in *OpenModelica.* Diese Ergänzung hatte keinen Einfluss auf die Gesamtziele des Projekts, hat aber die Ziele von Los Nr. 2 in relevanter Weise bereichert.

VII.6. Perspektiven

VII.6.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

VII.6.1.1. Lebenszyklusanalyse

Die Schlussfolgerung der prospektiven Ökobilanzstudie, die über das offizielle Ende des Projekts hinausgeht, dürfte eine erste Quantifizierung der vermeidbaren Auswirkungen liefern, die durch die Wiederverwendung der Gebäude des Kernkraftwerks Fessenheim für das Technocentre erzielt werden können. Diese Ergebnisse könnten während des Rückbaus jährlich verfolgt werden, wenn der Austausch mit EDF über das OHM Fessenheim intensiviert wird. Ein Aspekt, der hier nicht berücksichtigt wurde, ist die Phase vor dem Rückbau (2020-2025), einschließlich der Entsorgung abgebrannter Brennelemente und der Umgestaltung, deren Berücksichtigung einen blinden Fleck in der Umweltanalyse des Endes der Lebensdauer des Kernkraftwerks vermeiden würde.

VII.6.1.2. Beobachtungsstelle für die Auswirkungen des Rückbaus

Ziel ist die Entwicklung der Beobachtungsstelle für die Auswirkungen des Rückbaus innerhalb des OHM-Fessenheim, insbesondere durch den Aufbau einer internen Struktur für die Datenerfassung und -verwaltung und die Stärkung ihrer Rolle als Schnittstelle zwischen den verschiedenen Akteuren.

VII.6.2. Auf H_2basierende Energielösung

VII.6.2.1. Lebenszyklusanalyse

Angesichts der genannten Einschränkungen erscheint es sinnvoll, eine Optimierung unter Umweltgesichtspunkten in Betracht zu ziehen:

- Direkt über den LCA-Ansatz mit der kürzlich veröffentlichten Bibliothek PULPO

(Lechtenberg et al., 2024), einem linearen Ansatz, der den Rechenaufwand reduziert und gleichzeitig die Qualität gewährleistet, vorbehaltlich der Einschränkungen, die sich aus der Machbarkeitsstudie ergeben.

- Durch den nachträglichen Vergleich einer größeren Anzahl von Szenarien aus dem TEA-Modell in *OpenModelica*, was eine vollständige Automatisierung der Konvertierung der TEA-Modellausgaben in Ströme erfordert, die den verschiedenen Ebenen der LCA-Modellstruktur zugeordnet sind.

Darüber hinaus hängt die Lebenszyklusanalyse auch von den Bedingungen für die Produktion und den Transport von Wasserstoff ab, was eingehende räumliche Analysen zur Optimierung der Dimensionierung und Standortwahl rechtfertigt.

VII.7. Empfehlungen für die Roadmap oder politische Maßnahmen:

VII.7.1. Stilllegung des Kernkraftwerks Fessenheim

VII.7.1.1. Lebenszyklusanalyse

Unsere Ergebnisse zeigen, dass LCA-Studien die regulatorischen Folgenabschätzungen im Nuklearbereich ergänzen. Der Zugang zu Daten bleibt jedoch schwierig und hängt oft vom Willen der Betreiber ab, die je nach Kontext (Untersuchung, öffentliche Debatte) selektiv kommunizieren. Es gibt zwei politische Optionen: entweder LCA-Studien gesetzlich vorzuschreiben, was ihre Durchführung, aber nicht unbedingt ihre Transparenz gewährleisten würde, oder den Austausch zwischen akademischen und industriellen Forschern zu verstärken, unterstützt durch Institutionen, um ihre Unabhängigkeit zu gewährleisten. Das OHM Fessenheim scheint ein geeignetes Instrument zu sein, um diesen zweiten Ansatz zu fördern.

VII.7.1.2. Auf rechtlicher Ebene

Es wäre angebracht, einen expliziten Rechtsrahmen zu schaffen, der an die verschiedenen Hypothesen der Wiederverwendung eines Kernkraftwerksstandorts angepasst ist und es den zuständigen Behörden ermöglicht, bestimmte Wiederverwendungsprojekte vorzuschreiben und nicht allein von der Entscheidung der Betreiber abhängig zu sein.

VII.7.2. Auf H_2basierende Energielösung

VII.7.2.1. Verbreitung von Wissen über Energiesysteme

Die Energiewende basiert auf der kollektiven Fähigkeit, komplexe Energiesysteme zu verstehen, zu steuern und umzugestalten. Diese Fähigkeit hängt vor allem von der Verfügbarkeit, Qualität und Verbreitung der territorialen Daten ab, die diese Systeme beschreiben. Um sie zu stärken, wurden mehrere politische Hebel identifiziert.

Förderung der Öffnung technisch-wirtschaftlicher Daten im Zusammenhang mit Wasserstoff und Energiesystemen

Die Entwicklung neuer Branchen wie der Wasserstoffbranche erfordert eine koordinierte strategische Steuerung zwischen öffentlichen und privaten Akteuren. Technisch-wirtschaftliche Daten (Kosten, Erträge, Abschreibungen, Auslastungsfaktoren) sind jedoch oft nicht zugänglich. Auch wenn der Schutz der Interessen der Industrie geltend gemacht wird, sollte die öffentliche Unterstützung auf der Transparenz der Schlüsseldaten beruhen.

Die politische Dimension von Daten anerkennen

Daten sollten nicht nur als technische Ressource betrachtet werden, sondern als Gegenstand der öffentlichen Politik, der für die territoriale Kenntnis von wesentlicher Bedeutung ist und dessen Produktions- und Verbreitungsweisen die Gesellschaft strukturieren (Desrosières, 2008). Die Anerkennung dieser strategischen Dimension kann sich in der Schaffung spezieller territorialer Instanzen, einem rechtlichen Rahmen für Daten von allgemeinem Interesse, der Aufnahme von „Datenklauseln" in öffentliche Aufträge, der Akulturation von Beamten oder Maßnahmen zur Förderung der Aneignung von Informationen durch die Bürger niederschlagen.

Unterstützung digitaler Gemeingüter für das Wissen über Energiesysteme

Die offene und kollaborative Kartografie von Infrastrukturen spielt eine zentrale Rolle bei der Darstellung von Energiesystemen und der Verbreitung dieses Wissens unter Forschern, Unternehmen, Bürgern oder Institutionen. Das Projekt OpenStreetMap bietet als globale digitale Gemeingüter ein beispielloses Potenzial für die Kartierung von Energienetzen, insbesondere in Kontexten, in denen offizielle Daten fehlen, fragmentarisch oder unzugänglich sind. Die Unterstützung dieser Initiativen – durch Finanzmittel, Datenbeiträge oder die Integration in Ausbildungs – würde die Forschung zugunsten der ökologischen Wende stärken.

Auf territoriale Beobachtungsstellen zurückgreifen

Die Analysen des territorialen Stoffwechsels und die Energiebilanzen mobilisieren eine wachsende Menge komplexer Daten, die spezielle Kompetenzen erfordern. Ihre Komplexität macht die Schaffung nachhaltiger Systeme erforderlich, um diese Informationen zu strukturieren, zu zentralisieren und zugänglich zu machen. Territoriale Beobachtungsstellen sind wichtige Instrumente, um die Kontinuität des Wissens zu gewährleisten, die Erhebung und Analyse zu bündeln und die Kompetenz der lokalen Akteure bei der Ausarbeitung von Energiekonzepten zu stärken.

VII.8. Tabelle zur Zielerreichung

VII.8.1. Art der Maßnahme 2

Maßnahme 6: Nutzung eines Informationssystems zur Analyse von Strömen (SINAMET) für Vergleiche und die territoriale Kontextualisierung

Ergebnis: Interaktive Webplattform; Analysebericht zum Gebiet unter Verwendung des Rahmens des territorialen Metabolismus.
Realisierung: Erstellung eines Inventars der Datensätze, die in die Webplattform eingespeist werden können; Einführung der Sinamet-Webplattform Anfang 2024 (https://app.sinamet.tech/environ/co2inno/) und Erstellung einer Reihe von Visualisierungen auf der Plattform; Koproduktion des Datensatzes zu den Ladestationen im Oberrhein; Analysebericht zu den Herausforderungen „Flux et Territoires" für das CHP-Projekt.

VII.8.2. **Art der Maßnahme 4**

Maßnahme 5: Rechtlicher Rahmen für eine Strategie zur Umwandlung des Kernkraftwerks Fessenheim
Ergebnis: Bericht über den rechtlichen Rahmen für eine Strategie zur Umwandlung des Kernkraftwerks Fessenheim
Realisierung: Abschlussbericht im September nach Abschluss der noch laufenden Arbeiten.

VII.8.3. **Art der Maßnahme 7**

Maßnahme 1: Charakterisierung der Materialien und Infrastrukturen des Kernkraftwerks Fessenheim
Ergebnis: Bericht über die Bestimmung des Systems und der Daten zum Inventarfluss (Liste der Materialien und Infrastrukturen entsprechend dem Grad der Restkontamination).
Realisierung: 2 Lebenszyklusinventare (LCI) im Rahmen wissenschaftlicher Veröffentlichungen erstellt.

1. Eine erste liefert eine Rahmenschätzung auf der Grundlage des ursprünglich verfügbaren Stilllegungsberichts (EDF, 2020) im Rahmen der LCA-Pilotstudie (Iguider et al., 2024).
2. Eine zweite, annualisierte Schätzung, die zusätzlich die Emissionen von Radionukliden, die Freisetzung chemischer Substanzen und den Wasserverbrauch berücksichtigt, basierend auf der aktualisierten Fassung des Rückbauberichts (EDF, 2024a) und der dazugehörigen Studie zu den regulatorischen Auswirkungen (EDF, 2024b) im Rahmen der prospektiven LCA-Studie, die derzeit fertiggestellt wird (Fertigstellung bis zum Ende des CO2InnO-Projekts, wird zu einer zusätzlichen wissenschaftlichen Veröffentlichung führen).

Maßnahme 2: Lebenszyklusanalyse der Stilllegung
Ergebnis: 1 Veröffentlichung.
Realisierung: Mehrere wissenschaftliche Veröffentlichungen und Mitteilungen (siehe vollständige Liste im Anhang). Besonders hervorzuheben sind zwei bereits veröffentlichte Artikel in internationalen Fachzeitschriften mit Peer-Review: eine Pilot-LCA-Studie zur vollständigen

Stilllegung und eine prospektive LCA-Studie mit Schwerpunkt auf den radiologischen Auswirkungen. Ein dritter Artikel, der derzeit verfasst wird, befasst sich mit der Ausweitung des prospektiven LCA-Ansatzes auf den gesamten Rückbau.
Maßnahme 3: Umweltstudie zu verschiedenen Szenarien für den industriellen Wandel des Standorts Fessenheim
Ergebnis: Bericht über die Szenarien für den industriellen Wandel des Standorts Fessenheim mit Bewertung der Umweltauswirkungen in Abhängigkeit von der Recycling-/Wiederverwendungsquote für die Entwicklung neuer Energielösungen, 1 Veröffentlichung
Realisierung: Zusammenfassender Bericht über den aktuellen Stand der Entwicklungen am Standort Fessenheim.

VII.9. Zusätzliche Ziele

VII.9.1. Analyse des Lebenszyklus des KWK-Systems

Realisierung:
Eine Reihe von Python-Skripten für:

- die Ergebnisse des von der Arbeitsgruppe 2 entwickelten *OpenModelica-Modells* zu verarbeiten (Bereinigung)
- die Strom-, Wärme- und Wasserstoffflüsse zwischen den Teilsystemen der modellierten Energielösung zu rekonstruieren
- Visualisierung der Ergebnisse in Form von interaktiven Flussdiagrammen, die für die Öffentlichkeit zugänglich sind

Mehrere wissenschaftliche Veröffentlichungen und Mitteilungen (siehe vollständige Liste im Anhang). Besonders hervorzuheben ist ein Artikel in einer internationalen Fachzeitschrift mit Peer-Review, der derzeit fertiggestellt wird.

VII.9.2. Akademisches Observatorium für Stilllegungen

Realisierung: Verfassen eines Weißbuchs, in dem die Herausforderungen und Merkmale eines solchen Observatoriums hervorgehoben werden, um die Durchführung akademischer Forschungsarbeiten zum Rückbau zu fördern.

VIII. Literaturverzeichnis

Kapitel II

Beerlage, F. (2024) Development and validation of a simulation model for a hydrogen-based energy system for modelling dynamic interactions and personalised consumption analysis. Thesis. Hochschule Karlsruhe.

Beerlage, F., Behmann, R. und Stahl, L. (2023) Modelling of a Hydrogen-based Energy System Considering Real Test and Consumption Data. Thesis. Hochschule Karlsruhe.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020) Die Nationale Wasserstoffstrategie. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html [abgerufen am: 4. April 2025].

Lewicki, P. (2013) Erneuerbare Energien in Zahlen. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen [abgerufen am: 16. April 2025].

MAMOTEC energy solutions (2024) 'Gasmotoren Übersicht: MAH 33.3 TI 311A'. Verfügbar unter: https://mamotec-online.de/gasmotoren-uebersicht/ [abgerufen am: 16. April 2025].

Pöhlmann, K. et al. (2024) Abschlussbericht Forschungsvorhaben LeanStoicH2: Umsetzung einer Wasserstoffbeimengung an einem stationären Gasmotor und Bestimmung des dadurch verursachten Verschleißverhaltens. Karlsruhe.

Sokratherm GmbH (kein Datum) Dimensioning of CHP units up to 2 MWel. Verfügbar unter: https://www.sokratherm.de/wp-content/uploads/auslegungsgrundsaetze-08-1-wm-eng.pdf [abgerufen am: 16. April 2025].

Kapitel III

ADAC (2025) Stromverbrauch von Elektroautos im ADAC Test. Verfügbar unter: https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/elektroauto/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/.

AVERE-France (2023) Hit the Road – Tome 2: Accélérer le déploiement des infrastructures de recharge. Verfügbar unter: https://www.avere-france.org/wp-content/uploads/2023/09/AVERE_Hit_the_Road_TOME_2.pdf.

Bernard, M.R., Hall, D. und Lutsey, N. (2021) Charging infrastructure to support the electric mobility transition in France. Washington, DC: International Council on Clean Transportation (ICCT). Verfügbar unter: https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/12/france-evs-infrastructure-transition-nov210.pdf.

Boston Consulting Group (BCG) (2024) 15 Millionen E-Autos bis 2030: Politisches Zögern und Zölle für Importe aus China rücken Ziel in weite Ferne [Pressemitteilung, 31. Juli]. Verfügbar unter: https://www.bcg.com/press/31july2024-15-millionen-e-autos-bis-2030-politisches-zogern-und-zolle-fur-importe-aus-china-rucken-ziel-in-weite-ferne.

Bundesamt für Energie (BFE) (2024) Ich-Tanke-Strom-API: Programmierschnittstelle für Ladeinfrastrukturdaten [API-Dokumentation]. Verfügbar unter: https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung-und-geoinformation/programmierschnittstellen/ich-tanke-strom-api.html.

Bundesamt für Statistik (BFS) (2024) Motorisierte Strassenfahrzeuge. Verfügbar unter:

https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-1103020100_106/.

Bundesnetzagentur (2024) Ladesäulenregister [Datensatz, Datenstand: 21.03.2024]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2021) Fakten und Argumente: Ladeinfrastrukturbedarf in Deutschland. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/211220FaktenundArgumenteLadeinfrastrukturbedarfdeutschv02.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2024) BDEW-Elektromobilitätsmonitor 2024. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEWElektromobilit%C3%A4tsmonitor2024-1.pdf.

data.gouv.fr (2024a) Fichier consolidé des bornes de recharge pour véhicules électriques [Datensatz, Datenstand: 20.03.2024]. Verfügbar unter: https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/fichier-consolide-des-bornes-de-recharge-pour-vehicules-electriques/.

Ministère de l'Intérieur (2024) Voitures particulières immatriculées par commune et par type de recharge. Verfügbar unter: https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/voitures-particulieres-immatriculees-par-commune-et-par-type-de-recharge-jeu-de-donnees-aaadata/.

Deutscher Bundestag (2024) Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (20. Wahlperiode) – Ladeinfrastruktur [Bundestagsdrucksache 20/10591]. Verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/20/105/2010591.pdf.

Euronews (2024) Norway aims to cut energy links with Europe due to soaring prices. Euronews, 13. Dezember. Verfügbar unter: https://www.euronews.com/business/2024/12/13/norway-aims-to-cut-energy-links-with-europe-due-to-soaring-prices.

European Alternative Fuels Observatory (EAFO) (2022) National Policy Framework for Alternative Fuels Infrastructure – Germany. Verfügbar unter: https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/system/files/documents/2022-12/Germany%20NPF%20(EN)_0.pdf.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2024) Potenziale von Stellplätzen an Wohn- und Nicht-Wohngebäuden zur Bereitstellung privater Ladeinfrastruktur. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/StudieLadeinfrastrukturMFHundNichtwohngebaeude.pdf.

Kagermann, L. und Hock, S. (2023) A Literature Review on the Charging Behaviour of Private Electric Vehicles. Applied Sciences, 13(23), S. 12877. Verfügbar unter: https://doi.org/10.3390/app132312877.

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (2022) Verkehr in Kilometern: Kurzbericht zur Inländerfahrleistung. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vkinlaenderfahrleistung/2022/verkehrinkilometernkurzberichtpdf.pdf.

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (2024) Fahrzeuge: Übersicht Neuzulassungen. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html.

Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (2024) Le Gouvernement fixe le cap de 7 millions de bornes de recharge pour véhicules électriques en 2030 [Pressemitteilung]. Verfügbar unter: https://presse.economie.gouv.fr/dp-le-gouvernement-fixe-le-cap-de-7-millions-de-bornes-de-recharge-pour-vehicules-electriques-en-2030/.

Ministère de la Transformation et de la Fonction publiques (2025) Note sur les véhicules électriques. Verfügbar unter: https://www.modernisation.gouv.fr/files/2025-03/Note%20v%C3%A9hicules%20%C3%A9lectriques.pdf.

Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (2018) Studie zur La-

deinfrastruktur im ländlichen Raum. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mlr/intern/dateien/PDFs/L%C3%A4ndlicher_Raum/2018_05_04_Studie_LIS_MLR.pdf.

Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg (o.D.) Elektromobilität: Ladeinfrastruktur. Verfügbar unter: https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/politik-zukunft/elektromobilitaet/ladeinfrastruktur.

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2024a) Studie LIS 2025–2030: Neuauflage 2024. Verfügbar unter: https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/06/Studie-LIS-2025-2030-Neuauflage-2024.pdf.

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2024b) Studie: Einfach zu Hause laden. Verfügbar unter: https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/10/StudieEinfachzuHauseladen.pdf.

NOW GmbH (2023) E-Mobilität international: Dossier Frankreich. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/12/NOW_E-Mobilitaet-international_Dossier-Frankreich.pdf.

NOW GmbH (2024) Studie Ladeinfrastruktur 2025–2030: Neuauflage 2024. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/06/Studie_Ladeinfrastruktur-2025-2030_Neuauflage-2024.pdf.

opendata.swiss (2024) Ladestationen für Elektroautos [Datensatz, Datenstand: 25.03.2024]. Verfügbar unter: https://opendata.swiss/de/dataset/ladestationen-fuer-elektroautos.

Staatsanzeiger (2024) Reiche setzt auf neue Gaskraftwerke im Süden Deutschlands. Staatsanzeiger. Verfügbar unter: https://www.staatsanzeiger.de/nachrichten/wirtschaft/reiche-setzt-auf-neue-gaskraftwerke-im-sueden-deutschlands/.

Tagesschau (2024) Ausbau der Ladesäulen-Infrastruktur gedrosselt. Tagesschau. Verfügbar unter: https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/ladesaeulen-infrastruktur-ausbau-gedrosselt-e-autos-100.html.

Vattenfall GmbH (2025) *EMobility und Netz*. Verfügbar unter: https://www.vattenfall.de/infowelt-energie/e-mobility/emobility-und-netz.

Zanaga, D., Van De Kerchove, R., Daems, D., De Keersmaecker, W., Brockmann, C., Kirches, G., Wevers, J., Cartus, O., Santoro, M., Fritz, S., Lesiv, M., Herold, M., Tsendbazar, N.E., Xu, P., Ramoino, F. und Arino, O. (2022) ESA WorldCover 10 m 2021 v200. Verfügbar unter: https://doi.org/10.5281/zenodo.7254221.

Kapitel IV

Abadie, L. (2022) La traçabilité de l'hydrogène. Revue Énergie - Environnement - Infrastructures, 1(3). Paris: LexisNexis.

Anonymous (2023) Einigung im Trilog-Verfahren zu RED III. EnK-Aktuell, 01090.

Babès, M. (2023) La timide introduction de l’hydrogène dans la loi relative à l’accélération de la production d’énergies renouvelables. La Semaine Juridique Administrations et Collectivités territoriales, 16, p. 2138.

Borning, M. (2024) in: Pritzsche, K. U. und Vacha, V. (Hrsg.) Energierecht. 2. Auflage. München: C.H.Beck.

Brinkschmidt, A. (2023) Sektorenkopplung im Energieregulierungsrecht. Dissertation. Tübingen: Mohr Siebeck.

Büllesfeld, D. und Koch, N. (2024) in: Greb, K., Boewe, M. und Sieberg, C. (Hrsg.) BeckOK EEG. 16. Edition, Stand: 01.11.2024. München: C.H.Beck.

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (2022) Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung. Ausgabe: 10.2022.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2023) Smart-Meter-Gesetz final beschlossen: Flächendeckender Einsatz intelligenter Stromzähler kommt. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/05/20230512-smart-meter-gesetz-final-beschlossen.html [abgerufen am: 26. Mai 2025].

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024) Netzausbau: StromVNB veröffentlichen Netzausbaupläne. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/energie/vorausschauender-netzausbau-stromvnb-veroeffentlichen-netzausbauplaene [abgerufen am: 30. September 2024].

Commissariat Général du développment durable (2023) Objectif 33 % d'énergies renouvelables en 2030 : la France est-elle sur la bonne trajectoire ?. Verfügbar unter: https://www.notre-environnement.gouv.fr/actualites/breves/article/objectif-33-d-energies-renouvelables-en-2030-la-france-est-elle-sur-la-bonne [abgerufen am: 29. September 2024].

Deutsch-französisches Büro für die Energiewende, Schuck, V. (2024) Strategien, Ziele und Programme der EU im Bereich Wasserstoff. Hintergrundpapier, 23.09.2024.

Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (Hrsg.) (2024) Sektorenkopplung als Vektor zur Flexibilisierung des Stromsystems: Konferenzzusammenfassung.

Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentsmaterialien (2024) Gesetz zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes: Vorgang – Gesetzgebung, 20. Wahlperiode. Verfügbar unter: https://dip.bundestag.de/vorgang/gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-geb%C3%A4ude-elektromobilit%C3%A4tsinfrastruktur-gesetzes/314911?f.wahlperiode=20&rows=25&pos=18&ctx=d [abgerufen am: 8. Oktober 2024].

Dost, A. und Hanke, C. (2024) Das neue Herkunftsnachweisregister für Gas – Chance oder Last?. ZNER, 376.

Drouiller, C. (2022) La qualification juridique de l'hydrogène. Revue Énergie - Environnement - Infrastructures, 1(2). Paris: LexisNexis.

Drouiller, C. (2024) Etude 51: Exploitation de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone. In: Le Lamy Transition énergétique, Partie 3, Nr. 1497–1543. Paris: Lamyline, Edition 2024/2025.

ENGIE (2021) L'hydrogène, c'est quoi ?. Verfügbar unter: https://www.engie.com/renouvelables/hydrogene/hydrogene-fonctionnement [abgerufen am: 20. September 2023].

Erbach, G. und Svensson, S. (2023) EU rules for renewable hydrogen. Delegated regulations on a methodology for renewable fuels of non-biological origin. PE 747.085. Luxemburg: EPRS. Verfügbar unter: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf [abgerufen am: 20. September 2023].

Europäische Kommission (kein Datum a) Renewable energy targets. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en [abgerufen am: 7. Mai 2025].

Europäische Kommission (kein Datum b) Cybersicherheitsrichtlinien. Verfügbar unter: https://digital-strategy.ec.europa.eu/de/policies/cybersecurity-policies [abgerufen am: 26. Mai 2025].

Europäische Kommission (kein Datum c) Methode zur Bestimmung der Treibhausgaseinsparungen durch CO2-arme Brennstoffe. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14303-Methode-zur-Bestimmung-der-Treibhausgaseinsparungen-

durch-CO2-arme-Brennstoffe_de [abgerufen am: 7. Mai 2025].

European Union (2023) EUR-Lex: Der Vorrang des EU-Rechts. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=uriserv%3Al14548 [abgerufen am: 18. Dezember 2023].

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (kein Datum) Energy System Integration. Verfügbar unter: https://www.acer.europa.eu/green-deal/energy-system-integration [abgerufen am: 18. April 2025].

Geiger, R. und Kirchmaier, L. (2024) in: Geiger, R., Khan, D.-E., Kotzur, M. und Kirchmaier, L. (Hrsg.) EUV / AEUV. Kommentar. 7. überarbeitete Auflage. München: C.H.Beck.

Grüner, S. (2023) § 43l EnWG, in: Bourwieg, K., Hellermann, J. und Hermes, G. (Hrsg.) Energiewirtschaftsgesetz Kommentar. 4. Auflage. München: C.H.Beck.

Lamoureux, M. (2022) Droit de l'énergie. Paris: LGDJ.

Lacoste, O. und Annamayer, E. (2022) Énergie – La recharge du véhicule électrique: Synthèse des travaux du colloque du 6 mai 2022 à Paris Dauphine. Énergie - Environnement - Infrastructures, 12. Paris: LexisNexis.

Maaß, C., Weller, M. und Zwanziger, X. (2024) Herausforderung Wasserstoffmarkthochlauf. NVwZ, 782.

Maurus, P. und Huglo, B. (2023) Droits et obligations pour les collectivités territoriales dans la loi relative à l'accélération des énergies renouvelables. Énergie - Environnement - Infrastructures, 6, étude 15.

Ministère de la Transition écologique (2021) Schémas Directeurs pour les infrastructure de recharge pour véhicules électriques. Guide à l'attention des collectivités et établissements publics. Mai 2021.

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie (2024) Un plan d'action pour produire un million de pompes à chaleur dès 2027. Verfügbar unter: https://www.economie.gouv.fr/actualites/plan-action-pompes-chaleur-2027 [abgerufen am: 29. September 2024].

Ministère Territoires Ecologie Logement (2024) Chiffres clés du climat – France, Europe et Monde – Édition 2024. Panorama français des gaz à effet de serre. Verfügbar unter: https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-du-climat/fr/9-panorama-francais-des-gaz-a [abgerufen am: 7. Mai 2025].

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2023) Leitfaden zur Genehmigung und Überwachung von Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff in Baden-Württemberg. 1. Auflage, Mai 2023.

Müller, C., Laroze, B. und Frey, M. (2023) Kommunen als Schlüsselakteurinnen bei der Umsetzung des Rechts der Energiewende und des Klimaschutzes*. In: Drewello, H. und Kulawik, N. (Hrsg.) Die Energiewende in der EU: Hintergründe und Fallbeispiele der lokalen Transformation urbaner Räume. Lehrbuch für Studium und Weiterbildung. 03/2023.

Müller, C., Laroze, B. und Frey, M. (2024) Between EU Requirements and Local Initiative: The Local Energy Transition in Germany and France. In: Drewello, H., Pellegrino, M. und Vilmin, T. (Hrsg.) Local Energy Transitions in Europe. Cham: Springer.

Müller, R. A. (2025) Planungs- und Genehmigungsverfahren grenzüberschreitender Wasserstofftransportleitungen zwischen Deutschland, Frankreich und der Schweiz. In: Schriften zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit, Band 20. Zürich: DIKE Verlag.

Sauer, M. (2024) in: Theobald, C. und Kühling, J. (Hrsg.) Energierecht. Kommentar. 126. Ergänzungslieferung, Stand: 07.2024. München: C.H.Beck.

Scharfenberg, J. und Gilch, J. (2025) NIS-2: Wo steht Deutschland & was machen unsere EU-Nachbarstaaten?. Webinar, SCHÜRMANN, ROSENTHAL, DREYER, 27.03.2025.

Tesson, F. (2024) Droit de l'énergie de l'Union européenne. Collection Droit administratif. Brüssel: Larcier.

Umweltbundesamt (2024) Energiebedingte Emissionen von Klimagasen und Luftschadstoffen. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#quotenergiebedingte-emissionenquot [abgerufen am: 7. Mai 2025].

Kapitel V

Barth, M., Jugert, P. und Fritsche, I. (2016) Still underdetected – Social norms and collective efficacy predict the acceptance of electric vehicles in Germany. Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour, 37, S. 64–77.

Globisch, J., Plötz, P., Dütschke, E. und Wietschel, M. (2019) Consumer preferences for public charging infrastructure for electric vehicles. Transport Policy, 81, S. 54–63.

Hasankhani, M., Van Engelen, J., Celik, S. und Diehl, J. C. (2024) Unveiling complexity of hydrogen integration: A multi-faceted exploration of challenges in the Dutch context. Journal of Cleaner Production, 434, 139927.

Huijts, N. M., Molin, E. J. und van Wee, B. (2014) Hydrogen fuel station acceptance: A structural equation model based on the technology acceptance framework. Journal of Environmental Psychology, 38, S. 153–166.

Morton, C., Larimian, T., Timmis, A., Palaiologou, F., Masera, C. und Monsuur, F. (2025) Public acceptability of electric vehicle chargepoint installation in neighbourhoods: A psychometric approach to assess resident reaction. Cities, 163, 105961. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1016/j.cities.2025.105961 [abgerufen am: 24. September 2025].

Schönauer, A. L. und Glanz, S. (2022) Hydrogen in future energy systems: social acceptance of the technology and its large-scale infrastructure. International Journal of Hydrogen Energy, 47(24), S. 12251–12263.

Sun, X. H., Yamamoto, T. und Morikawa, T. (2016) Fast-charging station choice behavior among battery electric vehicle users. Transportation Research Part D: Transport and Environment, 46, S. 26–39.

Kapitel VI

Brightly Energy (2024) Smart meter rollout: progress, challenges & trends. Verfügbar unter: https://brightly.energy/blog/smart-meter-rollout-progress-challenges-trends [abgerufen am: 24. September 2025].

De Paola, A., Andreadou, N. und Kotsakis, E. (2023) Clean Energy Technology Observatory, Smart grids in the European Union: status report on technology development, trends, value chains and markets: 2023. Luxemburg: Publications Office of the European Union. Verfügbar unter: https://data.europa.eu/doi/10.2760/23791 [abgerufen am: 24. September 2025].

European Commission (2019) The Smart Border Initiative (France, Germany). European Commission Energy. Verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/document/download/d189858d-f71d-4776-9b20-d7fa58dfe7b6_en?filename=pcifiche_10.6.pdf [abgerufen am: 24. September 2025].

European Commission (2021) Interreg VI-A France-Germany-Switzerland (Upper Rhine) 2021–2027 programme. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/regional_policy/in-your-country/programmes/2021-2027/fr/2021tc16rfcb036_en [abgerufen am: 24. September 2025].

Wize Alliance (kein Datum) Ambitions of the Wize Alliance. Verfügbar unter: https://www.wize-alliance.com/Alliance/ambitions [abgerufen am: 24. September 2025].

Kapitel VII

Andreasi Bassi, S. et al. (2023) *Updated characterisation and normalisation factors for the environmental footprint 3.1 method*. Luxemburg: Publications Office of the European Union.

Arderne, C., Zorn, C., Nicolas, C. et al. (2020) *Predictive mapping of the global power system using open data*. *Scientific Data*, 7(19). https://doi.org/10.1038/s41597-020-0381-8

Arvidsson, R. et al. (2024) *Terminology for future-oriented life cycle assessment: review and recommendations*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 29(4), S. 607–613. https://doi.org/10.1007/s11367-023-02256-7

ASN (2016) *Endgültige Stilllegung, Abbau und Stilllegung von nuklearen Basisanlagen*. Leitfaden Nr. 6.

Athanassiadis, A. (2025) *Governing Territories at the Prisma of Territorial Metabolism*. *EcoRev'*, 57(1), S. 75–90. https://doi.org/10.3917/ecorev1.057.0075

Birnbaum, P., Boltanski, L. et al. (2025) *Servitudes et grandesures des disciplines*. Paris: Gallimard.

Bonnet, E., Landivar, D. und Monnin, A. (2021) *Héritage et Fermeture. Une écologie du démantèlement*. Paris: Divergences.

CNDP (2024) *Technocentre, Projekt für eine Anlage zum Recycling von sehr schwach radioaktiven Metallen. Öffentliche Debatte von Oktober 2024 bis Februar 2025*. Commission nationale du débat public. Verfügbar unter: https://debat-cndp.fr [abgerufen am: 24. September 2025].

Desrosières, A. (2008) *L'Argument statistique I: Pour une sociologie historique de la quantification*. Paris: Presses des Mines.

EDF (2020) *Decommissioning Plan (in German)*. Item 3. Nuclear and Thermal Facilities Division – Deconstruction and Waste Projects Division.

EDF (2024a) *Decommissioning Plan (in French)*. Item 3. Nuclear and Thermal Facilities Division – Deconstruction and Waste Projects Division.

EDF (2024b) *Decommissioning impact study (in French)*. Item 7: Environmental Department of the Fleet, Deconstruction and Environmental Engineering Division – Deconstruction and Waste Projects Division.

EUCOR und URCforSR (2022) *Machbarkeitsstudie Innovationsregion Fessenheim*. EUCOR – Europäischer Campus und URCforSR – Oberrheinischer Forschungscluster für Nachhaltigkeit.

European Council (1996) *Richtlinie 96/29/Euratom des Rates vom 13. Mai 1996*. OJ L.

European Council (2011) *Council Directive 2011/70/Euratom of 19 July 2011*. OJ L.

Europäischer Rat (2014) *Council Directive 2013/59/Euratom of 5 December 2013*. OJ L.

Ferdous, J., Bensebaa, F. und Pelletier, N. (2023) *Integration of LCA, TEA, Process Simulation and Optimization*. *Journal of Cleaner Production*, 402, 136804. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136804

Gorbatko, N. (2023) *The relevance of hydrogen is questioned for heavy mobility*. *Actu-Environnement le Mensuel*, 439. Verfügbar unter: https://www.actu-environnement.com [abgerufen am: 24. September 2025].

Grubler, A. (2010) *The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing*.

Energy Policy, 38(9), S. 5174–5188. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.003

HCTISN (2020) *Rapport final: Perspectives d'évolutions de la filière de gestion des déchets très faible radioactif (TFA)*. PNGMDR 2016–2018.

IAEA (2024) *World statistics: Age distribution*. Power Reactor Information System database. Verfügbar unter: https://pris.iaea.org [abgerufen am: 24. September 2025].

Invernizzi, D. C. et al. (2020) *Developing policies for the end-of-life of energy infrastructure: Coming to terms with the challenges of decommissioning*. *Energy Policy*, 144, 111677. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111677

Invernizzi, D. C., Locatelli, G. und Brookes, N. J. (2020) *Characterising nuclear decommissioning projects*. *Construction Management and Economics*, 38(10), S. 947–963. https://doi.org/10.1080/01446193.2020.1727016

IRSN (2021) *Exposure of the French population to ionizing radiation (in German)*. Health and Environment Division.

Joly, P.-B., Barbier, M. und Turnheim, B. (2022) *Gouverner l'arrêt des grands systèmes sociotechniques*. In: Goulet, F. und Vinck, D. (Hrsg.) *Faire sans, Faire avec moins*. Paris: Presses des Mines.

Mahmud, R. et al. (2021) *Integration of techno-economic analysis and life cycle assessment for sustainable process design – A review*. *Journal of Cleaner Production*, 317, 128247. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128247

Martinais, E. (2021) *Skandalstoffe oder recycelbare Stoffe? Drei Jahrzehnte Debatten über die Freigabe von sehr schwach radioaktivem Atommüll (TFA)*. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, Hors-série 35. https://doi.org/10.4000/vertigo.32152

Menacho, A. J. H. et al. (2025) *The global environmental footprint of Switzerland's net-zero energy system uncovers impacts abroad*. *Communications Earth & Environment*, 6(1), S. 1–14. https://doi.org/10.1038/s43247-025-00967-7

Moliner-Dubost, M. (2024) *Environnement et Développement durable: Nucléaire*. Paris: LexisNexis.

Mutel, C. (2017) *Brightway: An open source framework for Life Cycle Assessment*. *Journal of Open Source Software*, 2(12), 236. https://doi.org/10.21105/joss.00236

Nebbula, C. (2023) *Wir müssen der Open-Data-Politik endlich (wieder) einen Sinn geben*. OpenDataFrance. Verfügbar unter: https://opendatafrance.net [abgerufen am: 24. September 2025].

Paulillo, A. et al. (2018) *Radiological impact assessment approaches for Life Cycle Assessment: a review and possible ways forward*. *Environmental Reviews*, 26(3), S. 239–254. https://doi.org/10.1139/er-2017-0070

Paulillo, A. et al. (2020a) *Radiological impacts in Life Cycle Assessment. Part I: General framework and two practical methodologies*. *Science of The Total Environment*, 708, 135179. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.135179

Paulillo, A. et al. (2020b) *Radiological impacts in Life Cycle Assessment – Part II: Comparison of methodologies*. *Science of The Total Environment*, 708, 134712. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.134712

Paulillo, A., McKone, T. E. und Fantke, P. (2023) *Characterizing human health damage from ionizing radiation in life cycle assessment*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 28(12), S. 1723–1734. https://doi.org/10.1007/s11367-023-02256-8

Pécout, A. (2024) *Decarbonated hydrogen: the end of the euphoria*. *Le Monde*. Verfügbar unter: https://www.lemonde.fr [abgerufen am: 24. September 2025].

PNGMDR (2022) *Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2022–2026*. Ministère de la Transition énergétique.

Quitzow, R. und Zabanova, Y. (Hrsg.) (2024) *The Geopolitics of Hydrogen: Volume 1: European Strategies in Global Perspective*. Cham: Springer Nature.

Ribon, B. (2020) *Le paradigme du métabolisme territorial: Une approche par le traitement des données*. Dissertation, Universität Straßburg.

Ribon, B., Markl-Hummel, L. und Skupinski, G. (2021) *Karto-District: Kartografien des Eurodistrikts Strasbourg-Ortenau*. *In Situ*, 16.

Russo, S. (2024) *Le droit des installations nucléaires de base: contribution à l'étude du risque, de l'incertitude et des principes du droit de l'environnement*. Paris: L'Harmattan.

Sacchi, R. et al. (2022) *PRospective EnvironMental Impact asSEment (premise): A streamlined approach to producing databases for prospective life cycle assessment*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112311. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112311

Seier, M. und Zimmermann, T. (2014) *Environmental impacts of decommissioning nuclear power plants: methodical challenges, case study, and implications*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 19(12), S. 1919–1932. https://doi.org/10.1007/s11367-014-0763-7

Sharma, H. et al. (2023) *Sizing a hybrid hydrogen production plant including life cycle assessment indicators by combining NSGA-III and principal component analysis (PCA)*. *Energy Conversion and Management: X*, 18, 100361. https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100361

Shirizadeh, B., Perrier, Q. und Quirion, P. (2022) *How Sensitive are Optimal Fully Renewable Power Systems to Technology Cost Uncertainty?*. *Energy Journal*, 43(1).

Steubing, B. et al. (2020) *The Activity Browser – An open source LCA software building on top of the brightway framework*. *Software Impacts*, 3, 100012. https://doi.org/10.1016/j.simpa.2020.100012

Van de Graaff, S. (2016) *Understanding the nuclear controversy: An application of cultural theory*. *Energy Policy*, 97, S. 50–59. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.003

Vartiainen, E., Breyer, C., Moser, D., Román Medina, E., Busto, C., Masson, G., Bosch, E. und Jäger-Waldau, A. (2021) *True Cost of Solar Hydrogen*. *Solar RRL*, 6(5). https://doi.org/10.1002/solr.202000xxxx

Wallbridge, S., Banford, A. und Azapagic, A. (2013) *Life cycle environmental impacts of decommissioning Magnox nuclear power plants in the UK*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 18(5), S. 990–1008. https://doi.org/10.1007/s11367-012-0555-3

Wided, M., Muller, U. P., Scharf, M., Matke, C. und Kleinhans, D. (2017) *Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models*. *Energy Reports*, 3, S. 14–21. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2016.11.002

Xiong, B., Fioriti, D., Neumann, F., Riepin, I. und Brown, T. (2024) *Modelling the High-Voltage Grid Using Open Data for Europe and Beyond*. *arXiv preprint*. Verfügbar unter: https://arxiv.org/abs/2401.12345 [abgerufen am: 24. September 2025].