ABSCHLUSSBERICHT

Studie zur Nutzung von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien sowie zu den Potenzialen für den Einsatz von Wärme- und Kältespeichern in Rheinland-Pfalz (Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz)

Aachen/Wuppertal, März 2021

Bearbeiter/in:

Dr. Nina Bartelt (B E T)
Jan Kaselofsky (Wuppertal Institut)
Sabine Nanning (Wuppertal Institut)
Jörg Ottersbach (B E T)
Sebastian Seier (B E T)
Clemens Schneider (Wuppertal Institut)
Maximilian Sondermann (B E T)
Ansgar Taubitz (Wuppertal Institut)
Oliver Wagner (Wuppertal Institut)

INHALTSVERZEICHNIS

1 Zusammenfassung 9

2 Einleitung und Hintergrund 19
2.1 Hintergrund und Ziele des Vorhabens 20
2.2 Aufgabenstellungen des Vorhabens 21
2.3 Inhaltliche Beschreibung des Vorgehens 23

3 Bestandaufnahme und Status quo 26
3.1 Handlungsfeld Erneuerbare Energien 26
3.2 Handlungsfeld Mobilität 42
3.3 Entwicklung der CO_2-Emissionen 45

4 Entwicklung Infrastruktur, Erzeugung und Verbrauch 47
4.1 Energiemarktszenarien und Emissionsreduktion 47
4.2 Methodik 50
4.3 Entwicklungspfade Deutschland und Zentraleuropa 73
4.4 Entwicklungspfade Rheinland-Pfalz 80

5 Marktsimulation 90
5.1 Methodik 90
5.2 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Europa 92
5.3 Erzeugungsüberschüsse 97
5.4 Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet 100

6 technische Potenzialanalyse von Flexibilitätsoptionen 103
6.1 Chemie: Dampferzeugung 105
6.2 Chemie: Wasserstoffherstellung 107
6.3 Chemie: Kunststoffherstellung 111
6.4 Zementherstellung 115
6.5 Papierherstellung 118
6.6 Gewerbekühlung 120
6.7 Fernwärme und Nahwärme 123
6.8 ÖPNV: Umstellung des Busverkehrs 126

7 Systemoptimierung und Innovationsstrategien 129
7.1 Modellierung der Use-Cases 129

7.1.1 Dampferzeugung ... 131
7.1.2 Wasserstoffherstellung ... 135
7.1.3 Fernwärme ... 140
7.2 Metamodell: Optimierung des Gesamtsystems ... 144
7.2.1 Kostenoptimierung des Gesamtsystems ... 146
7.2.2 Emissionsoptimierung des Gesamtsystems ... 149
7.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse des Meta-Modells ... 152

8 CO_2-Einsparung und Energiebilanz ... 155
8.1 Zielstellung ... 155
8.2 Methodisches Vorgehen ... 155
8.3 Ergebnisse ... 156
8.3.1 Unterschiede zwischen dem RLP-Flex-Szenario und den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes von Rheinland-Pfalz ... 156
8.3.2 Kompatibilität der Use-Cases mit den Klimaschutzzielen von RLP ... 158
8.3.3 Analyse der Kosten und der Emissionsminderung der Use-Cases ... 161
8.3.4 Übersetzung der Ergebniswerte ... 162
8.4 Schlussfolgerung mit Schwerpunkt auf dem Klimaschutz ... 164

9 Geschäftsmodelle und Handlungsempfehlungen ... 166
9.1 Zielstellung ... 166
9.2 Methodisches Vorgehen ... 166
9.3 Betrachtete Geschäftsmodelle ... 170

10 Resultierende Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Überschussstrom ... 177
10.1 Chancen ... 177
10.2 Herausforderungen ... 178

11 Anhang ... 181
11.1 Anlage Mobilität ... 181
11.2 Kunststoffherstellung ... 184
11.3 Papierherstellung ... 187
11.4 Zementherstellung ... 189
11.5 ÖPNV ... 191
11.6 Technische und ökonomische Parameter des Use-Case Dampferzeugung ... 192
11.7 Technische und ökonomische Parameter des Use-Case Wasserstofferzeugung ... 193

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anzahl der Stunden mit Strompreisen nahe dem Nullniveau 11
Abbildung 2: Übersicht der untersuchten Use-Cases 12
Abbildung 3: Entwicklung der Zusammensetzung der untersuchten Fernwärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050 13
Abbildung 4: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen im untersuchten Fernwärmeerzeugung 13
Abbildung 5: Entwicklung der CO_2-Emissionen in den untersuchten Use-Cases 15
Abbildung 6: Installierte Leistung Erneuerbare Energien und Anteil an Bruttostromerzeugung in Rheinland-Pfalz für 2017 19
Abbildung 7: Überblick Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung 21
Abbildung 8: Vorgehensweise und Projektstruktur 23
Abbildung 9: Workflow-Chart zum Projektvorgehen 24
Abbildung 10: Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbare Energien in Rheinland-Pfalz von 2007 bis 2018 27
Abbildung 11: Darstellung des Energieträgermix bei der Bruttostromerzeugung 29
Abbildung 12: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Rheinland-Pfalz und in Deutschland 1990-2017 30
Abbildung 13: Darstellung elektrische Netto-Nennleistung der Kraftwerke in Rheinland-Pfalz nach Energieträgern 31
Abbildung 14: Darstellung der diskreten Wachstumsrate Windenergie, Vergleich Rheinland-Pfalz zu Deutschland 32
Abbildung 15: Darstellung Zubau Windenergie 33
Abbildung 16: Darstellung der diskreten Wachstumsrate Solarenergie in Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland 34
Abbildung 17: Darstellung Zubau Solarenergie 35
Abbildung 18: Darstellung der diskreten Wachstumsrate Biomasse Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland 36
Abbildung 19: Darstellung Zubau Biomasse 37
Abbildung 20: Darstellung Potenzialausnutzung Windenergie 38
Abbildung 21: Darstellung Potenzialausnutzung Photovoltaik 39
Abbildung 22: Darstellung Potenzialausnutzung Wasserkraft 39
Abbildung 23: Darstellung Potenzialausnutzung Biomasse 40
Abbildung 24: Darstellung des Zubaus geförderter Wärmepumpen 41
Abbildung 25: Darstellung geförderte Wärmepumpen im Bestand 41
Abbildung 26: Darstellung der Energiearten bei der Wohnungsbeheizung in Deutschland und Rheinland-Pfalz 42
Abbildung 27: Darstellung der Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen pro Kopf und pro Mio. EUR BIP 45
Abbildung 28: Szenarioebenen 48
Abbildung 29: Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Energiemarktszenario Deutschland) 51

Abbildung 30: Fortschreibung des Endenergieverbrauchs ... 52
Abbildung 31: Ableitung stundenscharfer Verbrauchsstrukturen ... 55
Abbildung 32: Angenommene Entwicklung des Verkehrsaufwandes für Personenverkehr ... 61
Abbildung 33: Bestand an Pkw nach Antriebstechnologien ... 62
Abbildung 34: Güterverkehrsleistung in der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes ... 64
Abbildung 35: Bestand schwerer Nutzfahrzeuge in der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes nach Technologien ... 65
Abbildung 36: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in der Fortschreibung ... 70
Abbildung 37: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung im ambitionierteren Zubaupfad ... 71
Abbildung 38: Installierte Leistung Erdgas-Kraftwerke in der Fortschreibung ... 72
Abbildung 39: Entwicklung des Nettostromverbrauchs inkl. Netzverlusten (Energiemarktszenario Deutschland) ... 74
Abbildung 40: Flexibilitätspotenziale in Deutschland ... 75
Abbildung 41: Entwicklung des Kraftwerksparks (Energiemarktszenario Deutschland) ... 77
Abbildung 42: Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung (Energiemarktszenario Deutschland) ... 78
Abbildung 43: Entwicklung der Commodity- und CO_2- Preise ... 80
Abbildung 44: Endenergieverbrauch des Sektors Private Haushalte in der Fortschreibung ... 81
Abbildung 45: CO_2-Emissionen des Sektors Private Haushalte in der Fortschreibung ... 82
Abbildung 46: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in der Fortschreibung ... 83
Abbildung 47: CO_2-Emissionen des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in der Fortschreibung ... 83
Abbildung 48: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in der Fortschreibung ... 84
Abbildung 49: CO_2-Emissionen des Verkehrssektors in der Fortschreibung ... 85
Abbildung 50: Endenergieverbrauch des Industriesektors in der Fortschreibung ... 86
Abbildung 51: CO_2- Emissionen nach Industriesektoren ... 87
Abbildung 52: Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom in der Fortschreibung ... 88
Abbildung 53: Abschätzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Ausbaupfad der Fortschreibung ... 89
Abbildung 54: Überblick B E T - EuroMod ... 91
Abbildung 55: Entwicklung der Stromerzeugung Energiemarktszenario Deutschland ... 92
Abbildung 56: Entwicklung der Emissionsfaktoren der inländischen Stromerzeugung für Zentraleuropa ... 94
Abbildung 57: Entwicklung der Handelsposition je Marktgebiet in Zentraleuropa ... 95
Abbildung 58: Strombezug Elektrolyse und Entwicklung der Überschusserzeugung für das deutsche Marktgebiet ... 96
Abbildung 59: Regionalisierung der abgeregelten Energiemengen ... 98
Abbildung 60: Strukturverlauf abgeregelter Einspeisung aus Erneuerbaren Energien für Rheinland-Pfalz ... 99

Abbildung 61: Entwicklung des Strompreises (Jahresbase) für das deutsche Marktgebiet 100
Abbildung 62: Entwicklung der Preisvolatilität für das deutsche Marktgebiet 101
Abbildung 63: Entwicklung der niedrigsten und höchsten Strompreise für das deutsche Marktgebiet 102
Abbildung 64: Übersicht der Flexibilitätsoptionen zur Verwertung von überschüssigem Windstrom 103
Abbildung 65: Übersicht der untersuchten Use-Cases 104
Abbildung 66: Auswahl der Use-Cases zur Bereitstellung von Dampf und Strom 105
Abbildung 67: Dampferzeugung mittels Gas- und Dampfkraftwerk und Dampfkessel 106
Abbildung 68: Dampferzeugung mittels Gas- und Dampfkraftwerk und Elektrodenkessel 107
Abbildung 69: Auswahl von Use-Cases für zur Herstellung von Wasserstoff 108
Abbildung 70: Wasserstofferzeugung über Dampfreformierung (eigene Darstellung) 108
Abbildung 71: Wasserstofferzeugung via Methan-Pyrolyse 109
Abbildung 72: Wasserstofferzeugung über Dampfreformierung und Elektrolyse (eigene Darstellung) 110
Abbildung 73: Wasserstofferzeugung ausschließlich über Elektrolyse (eigene Darstellung) 111
Abbildung 74: Auswahl von Use-Cases für die Kunststoffherstellung 112
Abbildung 75: Referenzprozess zur Herstellung von HVC durch Steamcracking (eigene Darstellung) 113
Abbildung 76: Bivalenter Crackingprozess mit thermisch und elektrisch beheiztem Cracker (eigene Darstellung) 113
Abbildung 77: Ausschließlich elektrisch beheizter Steamcracker (eigene Darstellung) 114
Abbildung 78: Auswahl von Use-Cases für die Herstellung von Zement 115
Abbildung 79: Referenzprozess der Zementherstellung (eigene Darstellung) 116
Abbildung 80: Teilweise elektrifizierte Klinkerherstellung (eigene Darstellung) 117
Abbildung 81: Elektrische Wärmebereitstellung im Calcinator (eigene Darstellung) 117
Abbildung 82: Referenzprozess der Papierherstellung (eigene Darstellung) 118
Abbildung 83: Erweiterung der Trockenpartie um eine Infrarotheizung (eigene Darstellung) 119
Abbildung 84: Elektrodenkessel zur Dampferzeugung für die Papierherstellung (eigene Darstellung) 120
Abbildung 85: Auswahl von Use-Cases für die Kühlung von Produkten im Supermarkt 121
Abbildung 86: Bereitstellung von Gefrierkälte im Supermarkt (eigene Darstellung) 122
Abbildung 87: Temperaturabsenkung der Gefrierkühlung fungiert als Kältespeicher (eigene Darstellung) 122
Abbildung 88: Auswahl von Use-Cases für die Fernwärmeversorgung 123
Abbildung 89: Fernwärmeversorgung im Referenz-Case (eigene Darstellung) 124
Abbildung 90: Fernwärmeversorgung mit Elektrokessel und Solarthermie (eigene Darstellung) 125
Abbildung 91: Wärmepumpe für thermische Grundlast (eigene Darstellung) 126
Abbildung 92: Auswahl von Use-Cases für den ÖPNV – Umstellung des Busverkehrs 127
Abbildung 93: Dieselbusse dominieren im ÖPNV (eigene Darstellung) 127
Abbildung 94: Batterien und Brennstoffzellen statt Dieselmotor (eigene Darstellung) 128

Abbildung 95: Zusammensetzung der jährlichen Dampferzeugung zwischen 2020 und 2050 131

Abbildung 96: Grenzemissionen der Dampferzeugung je Technologie in den Jahren 2020 und 2030 133

Abbildung 97: Zusammensetzung der jährlichen CO_2- Emissionen der Dampferzeugung zwischen 2020 und 2050 134

Abbildung 98: Entwicklung der Kosten- und Erlösbestandteile der Dampferzeugung zwischen 2020 und 2050 135

Abbildung 99: Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung zwischen 2020 und 2050 136

Abbildung 100: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der Wasserstoffherstellung von 2020 bis 2050 138

Abbildung 101: Entwicklung der Kosten- und Erlösbestandteile der Wasserstoffherstellung zwischen 2020 und 2050 139

Abbildung 102: Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050 141

Abbildung 103: Zusammensetzung der spezifischen CO_2-Emissionen der Wärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050 142

Abbildung 104: Entwicklung der Kosten- und Erlösbestandteile der Wärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050 143

Abbildung 105: Metamodell Schema 145

Abbildung 106: Entwicklung der Einsatzvariablenkosten, Emissionen und Integration von Stromüberschüssen durch den Einsatz von Flexibilisierungsoptionen 147

Abbildung 107: Entwicklung der Einsatzvariablenkosten, der Emissionen und Integration von Stromüberschüssen bei einem emissionsminimierten Einsatz 149

Abbildung 108: Entwicklung der Emissionen in einem emissionsoptimierten System 150

Abbildung 109: Auswahl und Einsatz der Technologievarianten nach Optimierungsziel 152

Abbildung 110: Emissionsreduktion vs. Anstieg Nutzung Überschussstrom gegenüber dem Referenzsystem 153

Abbildung 111: Strombedarf in Rheinland-Pfalz und dessen Anstieg durch Umgestaltung der Use-Cases 154

Abbildung 112: Kumulierte PV- und Onshore-Windkraft Kapazitäten, als wesentliche erneuerbare Energiequellen in Rheinland-Pfalz, der KSK-Szenarien und des RLP-Flex-Szenarios 158

Abbildung 113: Systemkosten (nur Einsatzkosten) in Mrd. € der Use-Cases - kostenminimale Optimierung (rot) und emissionsminimale Optimierung (grau), eigene Darstellung 162

Abbildung 114: Vergleich der günstigsten konventionellen Variante mit der günstigsten Alternativvariante für das Jahr 2050 168

Abbildung 115: Angepasstes Business-Model-Canvas zur Beschreibung der exemplarischen Geschäftsmodelle 170

Abbildung 116: Geschäftsmodellsteckbrief Wasserstoff 172

Abbildung 117: Geschäftsmodellsteckbrief Wärmeerzeugung 174

Abbildung 118: Geschäftsmodellsteckbrief Prozesswärme und Dampf 176

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Überschussstrom 18
Tabelle 2: Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs und der -Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz 28
Tabelle 3: Angenommene Entwicklung der Wohnbevölkerung von Rheinland-Pfalz 57
Tabelle 4: Raumwärmeklassen sanierter und neu-gebauter Wohngebäude 59
Tabelle 5: Produktionsmengen ausgewählter Industrieprodukte in Rheinland-Pfalz (in Millionen Tonnen pro Jahr) 67
Tabelle 6: Elektrische Leistung der Industrie-KWK in den Branchen „chemische Grundstoffe“ und „Papier und Pappe“ 68
Tabelle 7: Technologievarianten des Use-Case Dampf 131
Tabelle 8: Technologievarianten des Use-Case Wasserstoffherstellung 136
Tabelle 9: Technologievarianten des Use-Case Fernwärme 140
Tabelle 10: Lastannahmeprognosen für Rheinland-Pfalz 146
Tabelle 11: Gewählte Varianten für den Vergleich konventioneller Technologien und klimafreundlicher Alternativvarianten für das Jahr 2050 167
Tabelle 12: Potenzielle Kosteneinsparungen in den Use-Cases über Zehnjahreszeiträume 169
Tabelle 13: Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Überschussstrom 180
Tabelle 14: Use-Case Dampf: ökonomische und technische Parameter 192
Tabelle 15: Use-Case Dampf: Aufschläge auf Strompreis 192
Tabelle 16: Use-Case Wasserstoff: Aufschläge auf Strompreis 193
Tabelle 17: Use-Case Wasserstoff: weitere ökonomische und technische Parameter 193

1 ZUSAMMENFASSUNG

Nicht erst seit dem Klimaabkommen von Paris, welches im Kern eine Begrenzung der menschengemachten globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten vorsieht, ist offensichtlich, dass eine umfassende Transformation der meisten Wirtschaftssektoren erforderlich ist, um die gesteckten Ziele zu erreichen. Die Transformation erfolgt dabei zum einen durch Steigerung der Energieeffizienz und zum anderen durch eine Dekarbonisierung der bestehenden Prozesse, bei denen heute noch ein hoher Anteil fossiler Energien eingesetzt wird – dies kann gelingen durch eine weitreichende Sektorkopplung, Flexibilisierung und Elektrifizierung bei vollständiger Nutzung Erneuerbarer Energien.

Letzteres stellt auch die Energieversorgung in Rheinland-Pfalz vor einen Paradigmenwechsel: Die schrittweise Transformation eines von konventionellen Energieträgern geprägten Versorgungsystems zu einem durch Erneuerbare Energien dominierten System. Als eines der ersten Bundesländer hat sich Rheinland-Pfalz bereits im Jahr 2014 ein eigenes Klimaschutzgesetz gegeben sowie erstmals im Jahr 2015 ein Landesklimaschutzkonzept (LKSK) erarbeitet, welches energiepolitische Leitplanken für den angestoßenen Transformationsprozess setzt. Die vorliegende Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz beleuchtet die Auswirkungen eines weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz und der damit verbundenen Flexibilisierung und Dekarbonisierung unterschiedlicher Anwendungsfelder, insbesondere in der Industrie aber auch im ÖPNV und zentraler Wärmeversorgung.

Der erste Schwerpunkt der Studie umfasst die Darstellung des künftigen Stromerzeugungssystems in Deutschland und in Rheinland-Pfalz bis 2050 und die Analyse der Auswirkungen insbesondere auf den Strommarkt. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Erarbeitung und Bewertung von Anwendungsfällen (im Folgenden „Use-Cases“ genannt) zur Dekarbonisierung von repräsentativen Sektoren in Rheinland-Pfalz. Mit Hilfe einer umfassenden Modellierung wird der Einsatz der erstellten Use-Cases abgebildet und deren Wirtschaftlichkeit und Emissionsminderungsbeitrag für Rheinland-Pfalz bewertet. Darauf aufbauend werden heute bestehende Hemmnisse für Geschäftsmodelle mit diesen Use-Cases aufgezeigt und mögliche Weiterentwicklungen der Regulatorik skizziert.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz führt zu einer wachsenden Anzahl von Stunden, in denen Überschussstrom vorhanden ist

Das größte Potenzial zur regenerativen Stromerzeugung ist in Rheinland-Pfalz bei der Windenergie und Photovoltaik zu verorten. Im Jahr 2018 machten sie einen Anteil von über 90 Prozent der installierten erneuerbaren Leistung aus. Wettergetriebene Einspeisefluktuationen dieser Erzeuger erschweren jedoch den regionalen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch, weshalb

Erzeugungspotenziale Erneuerbarer Energien ohne einen massiven Ausbau der Netzinfrastruktur zeitweise nicht genutzt werden können. In der Konsequenz wurden 2019 ca. 38 GWh erneuerbare Stromeinspeisung in Rheinland-Pfalz abgeregelt[1]. Im Kontext des Ziels, bis zum Jahr 2030 bilanziell 100 Prozent des Stromverbrauchs des Landes aus regenerativen Quellen zu decken, ist eine Verschärfung dieser Situation zu erwarten.

Für eine langfristige Untersuchung von Stromerzeugung und -verbrauch erfolgt vor diesem Hintergrund eine szenariogetriebene Modellierung des Strommarktes. Entwicklungsprojektionen auf der Ebene von Rheinland-Pfalz sind so in den Kontext einer gesamtdeutschen und europäischen Entwicklung gesetzt (siehe Kapitel 4.3 und 4.4).

Das in der Studie genutzte Strommarktmodell greift die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems (unter anderem konventionelle Erzeugungsanlagen, Erneuerbare Energien, Speicher, Nachfrageflexibilität) auf und verwendet für ein Szenario eine Reihe von Prämissen zu den zukünftigen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Mit diesen Prämissen erfolgt eine Simulation des europäischen Strommarktes für einen Vorschauzeitraum bis 2050. Als wesentliche Ergebnisse liefert das Strommarktmodell für das betrachtete Szenario den Erzeugungsmix und die stündlichen Strompreise bis zum Jahr 2050. Das gebildete Entwicklungsszenario reflektiert bereits die Nutzung von Systemflexibilität zum Ausgleich der volatilen erneuerbaren Einspeisung (siehe Kapitel 4.3). Dabei wird auf bundesdeutscher Ebene von einem engpassfreien Netz ausgegangen. Mangels der zeitweisen Verfügbarkeit von Speicher- oder Flexibilitätsoptionen, ausgelasteten Kuppelkapazitäten zu benachbarten Marktgebieten sowie zu geringer Stromnachfrage kann es im Zeitverlauf dennoch zu Situationen kommen, in denen die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nicht vollumfänglich in den Systembetrieb integrierbar ist. Diese Erzeugungsüberschüsse werden zunächst für das deutsche Marktgebiet quantifiziert. In einem zweiten Schritt erfolgt anhand der spezifischen Ausbaupfade sowie der regionalisierten Modellierung der Stromeinspeisung regenerativer Erzeuger die bilanzielle Ableitung von Erzeugungsüberschüssen in Rheinland-Pfalz (ca. 2,7 TWh Stunden im Jahr 2050, siehe Kapitel 5.3). Die Anzahl der Stunden, in denen das System stark von der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien dominiert wird, steigt im Rahmen des gebildeten Szenarios erheblich an. Marktseitig resultiert die langfristige Dominanz der erneuerbaren Einspeisung in Strompreisen nahe dem Nullniveau. Abbildung 1 führt die erläuterte Entwicklung im Zeitverlauf über die Stützstellen der Modellierung auf.

[1] Monitoringbericht 2020: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5

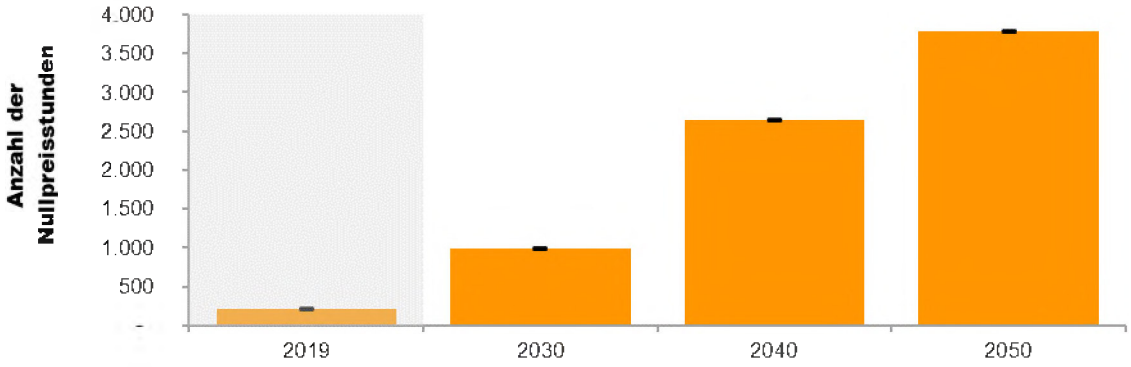


Abbildung 1: Anzahl der Stunden mit Strompreisen nahe dem Nullniveau

Im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele ergibt sich der Bedarf zur flexiblen Nutzung von erneuerbarem Strom. Dies gilt insbesondere für die Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen, in denen das System von erneuerbarem Strom dominiert wird und damit geringe CO_2-Emissionen aufweist.

Zahlreiche Optionen insbesondere in der Industrie zur Nutzung des Überschussstromes und somit zur Dekarbonisierung in verschiedenen Anwendungsfeldern wurden identifiziert und abgebildet

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit der Untersuchung von Nutzungsmöglichkeiten von regionalen Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien bzw. mit der Nutzung von EE-Strom in den Stunden, in denen er das Erzeugungssystem dominiert. Neben den überregionalen Ausgleichsmöglichkeiten durch das Übertragungsnetz oder der Stromspeicherung bietet die Flexibilisierung des Stromverbrauchs Ansatzpunkte, erneuerbare Einspeisung ins System zu integrieren, regional nutzbar zu machen und Emissionen einzusparen. Insbesondere der energieintensiven Industrie in Rheinland-Pfalz – wie z. B. der Chemieindustrie, der Zementindustrie und der Papierindustrie – kommt dabei eine hohe Bedeutung zu. Ferner liefert die Flexibilisierung von Mobilitätskonzepten für den ÖPNV, die Bereitstellung von Kälte im Gewerbe sowie die Wärmeversorgung mittels Fernwärme weitere wichtige Ansatzpunkte. Eine Übersicht über die in der Studie untersuchten Use-Cases zeigt Abbildung 2.

Insbesondere Industrie und ÖPNV greifen heute auf fossile Energieträger bzw. Rohstoffe zurück. Dieser Status quo bildet in den untersuchten Use-Cases jeweils den Referenzfall. Daneben wurden

klimafreundliche Alternativtechnologien beschrieben, die eine Dekarbonisierung des Anwendungsfalles erlauben. Die Alternativtechnologien enthalten neben strombasierten Lösungen zum Teil auch nicht-strombasierte Technologien wie bspw. die Solarthermie zur Wärmeerzeugung. Dies ermöglicht den Vergleich verschiedener Lösungsansätze untereinander, wobei jedoch die Nutzung von Überschussstrom nur mit den strombasierten Varianten möglich ist (siehe Kapitel 6). Besonders vielversprechende Anwendungsfälle sind dabei die Use-Cases Wasserstoff, ÖPNV und Fernwärme.

Abbildung 2: Übersicht der untersuchten Use-Cases

Die Einsatzweise der untersuchten Use-Cases verändert sich im Zeitverlauf mit zunehmenden Überschussstrom merklich - der Einsatz von Überschussstrom nimmt deutlich zu

Die Use-Cases wurden mit Hilfe eines Optimierungsansatzes abgebildet, um deren ökonomischen und ökologischen Nutzen zu quantifizieren. Die Ergebnisse der Analyse zeigen im Kontext eines durch Erneuerbare Energien geprägten Energieversorgungssystems bereits bis zum Jahr 2030 weitreichende Anreize für eine Elektrifizierung der Prozesse und so mittelbar zur Reduktion von CO_2-Emissionen. So zeigt Abbildung 3 beispielhaft drei Optionen eines kostenoptimierten Einsatzes eines Fernwärmesystems[2], bei dem sich eine deutliche Zunahme der elektrischen Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen und Elektrokessel im Laufe der Jahre ergibt. Option 1 stellt die Referenzvariante dar, bei welcher die Wärme mittels einem konventionellen Erdgas-BHKW, unterstützt von einem Erdgaskessel und einem kleinen Wärmespeicher, bereitgestellt wird. Bei der zwei-

[2] Bei der Einsatzsimulation werden nur variable Kosten betrachtet, Invest- und Fixkosten finden hier keine Berücksichtigung.

ten Option wird das bestehende System um eine Solarthermieanlage und einen Elektrokessel erweitert und die Kapazität des Wärmespeichers erhöht. In der dritten Option wird zusätzlich eine Wärmepumpe ergänzt und der Speicher nochmals vergrößert.

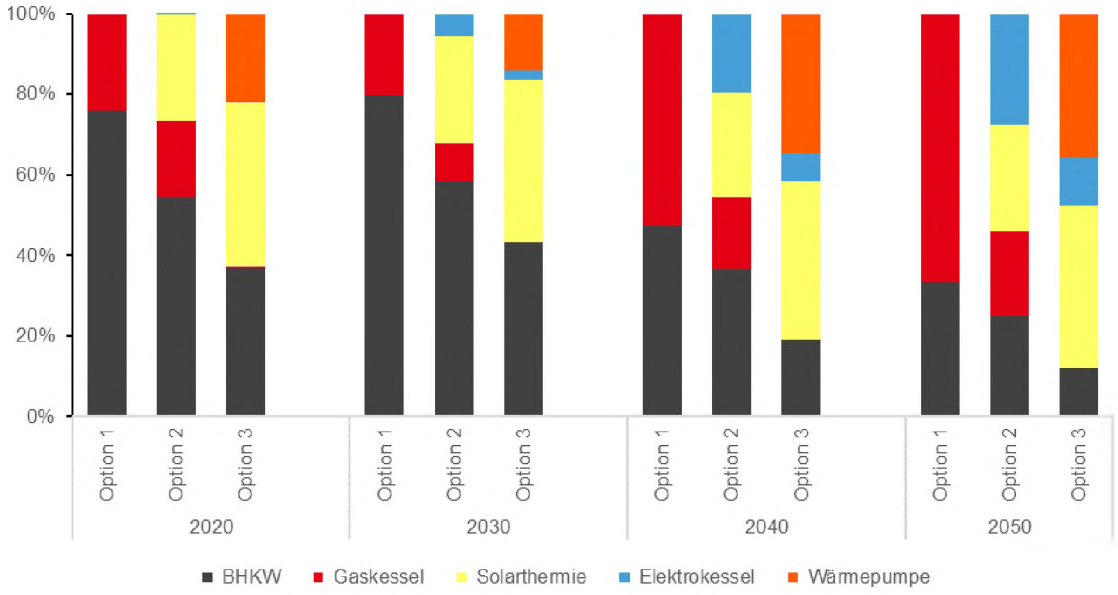


Abbildung 3: Entwicklung der Zusammensetzung der untersuchten Fernwärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050

Abbildung 4 zeigt beispielhaft die damit einhergehende Reduzierung der spezifischen CO_2-Emissionen pro bereitgestellte Wärmemenge.

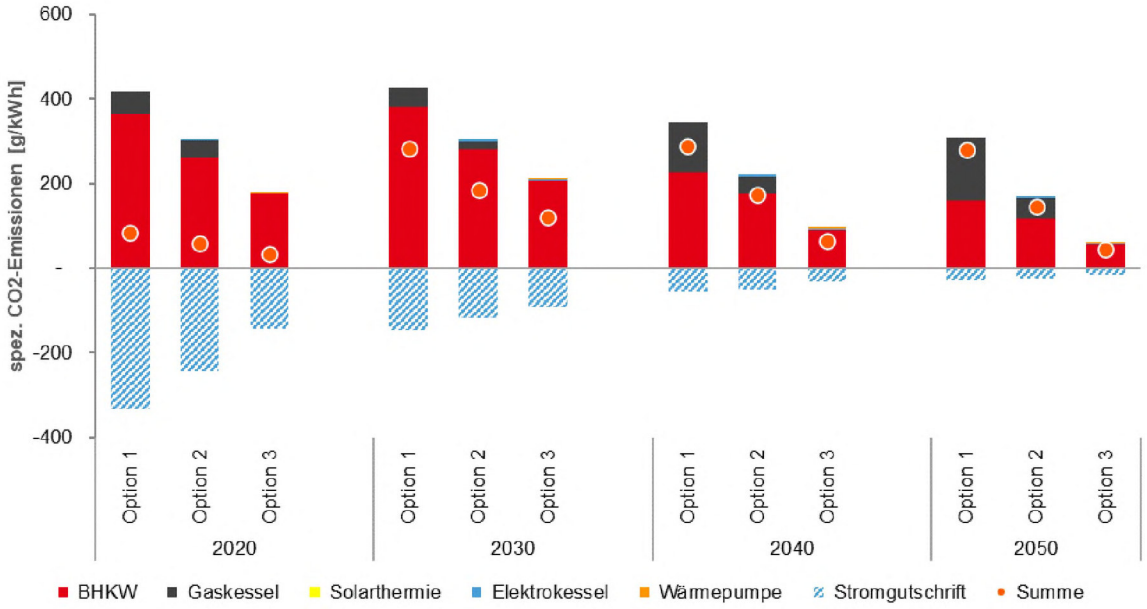


Abbildung 4: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen im untersuchten Fernwärmeerzeugung

Des Weiteren zeigt sich, dass innovative Konzepte bereits mittelfristig hinsichtlich der Einsatzkosten konkurrenzfähig gegenüber konventionellen Verfahren werden können (Kapitel 7). Dem gegenüber stehen Umrüstungsinvestitionen, die nur zum Teil mit den Betriebskosteneinsparungen refinanziert werden können (Kapitel 9).

Die Modellierung verschiedener Anwendungsfälle zeigt, dass die Dampferzeugung und Wasserstoffherstellung die größten Beiträge zur Dekarbonisierung leisten können

Basierend auf den Modellierungen verschiedener Einzelprozesse wurde eine integrierte Betrachtung für Rheinland-Pfalz über ein Metamodell vorgenommen. Dabei erfolgte eine Komposition der betrachteten Einzelprozesse zu einem Gesamtsystem und eine Einsatzoptimierung für die Use-Cases in diesem System. Die Optimierung wurde getrennt nach den Kriterien „Minimierung der Einsatzkosten“ und „Reduktion von Emissionen“ vorgenommen. Mit der Modellierung der Prozesse konnte die Frage beantwortet werden, inwiefern eine Elektrifizierung von Einzelprozessen zur Integration von EE-Stromüberschüssen und zu signifikanten Emissionsreduzierungen beitragen kann. Wie hoch die dann noch entstehenden Emissionen ausfallen, ist vor allem an den künftig vorherrschenden Strommix geknüpft.

Niedrige Strompreise, welche durch einen hohen Anteil von erneuerbarem Strom hervorgerufen werden, setzen langfristig bereits geeignete Anreize, diesen kostengünstigen EE-Strom in Use-Cases mit Stromanwendungen zu nutzen und diese auf die Weise zu dekarbonisieren. Allerdings bestehen in beiden Fällen damit verbunden auch Effekte aus einem zusätzlichen Anstieg des Strombedarfs, welcher bei Umgestaltung und Elektrifizierung der Einzelprozesse entsteht und ebenso durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien abgedeckt werden muss.

Aus Abbildung 6 wird ersichtlich, dass vor dem Hintergrund der Reduktion von Treibhausgasemissionen von allen untersuchten Prozessen die Dampferzeugung und die Wasserstoffwirtschaft den größten Beitrag leisten können.

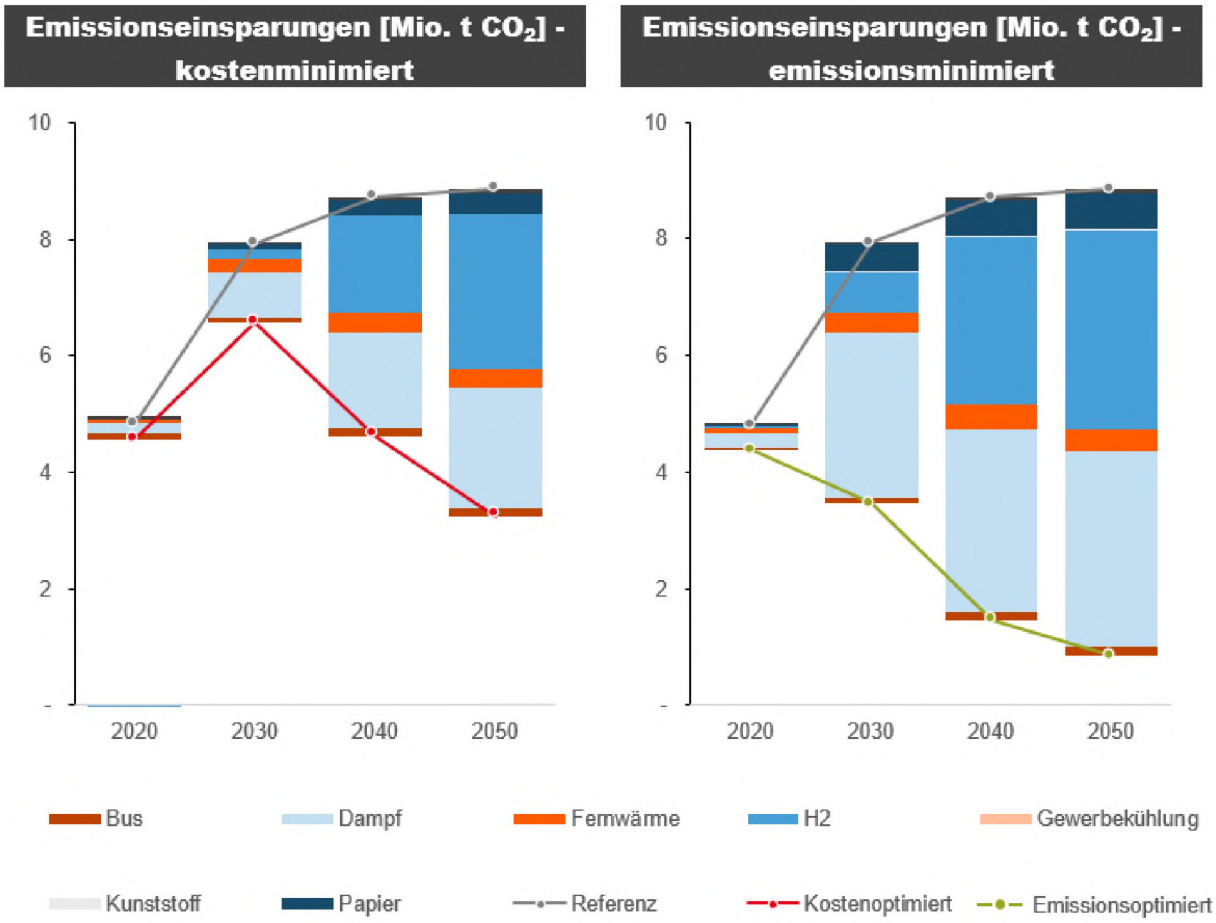


Abbildung 5: Entwicklung der CO_2-Emissionen in den untersuchten Use-Cases

Durch eine Dekarbonisierung der untersuchten Use-Cases kann ein großer Beitrag zur Minimierung der Treibhausgasemissionen in Rheinland-Pfalz geleistet werden

Das aktuelle Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz aus dem Jahr 2020[3] zielt darauf ab, die gesamten THG-Emissionen des Bundeslandes bis zum Jahr 2050 um 100 %, mindestens aber um 90 %, gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken[4]. In Bezug auf das Mindestziel von 90 % Minimierung dürften im Jahr 2050 insgesamt nur noch 5,3 Mio. t CO_2 pro Jahr emittiert werden.

[3] Quelle: Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz (2020), abrufbar unter: https://mueef.rlp.de/en/themen/klima-und-ressourcenschutz/klimaschutz/klimaschutzkonzept

[4] Quelle: Klimaschutzbericht des Landes Rheinland-Pfalz – Zusammenfassende Berichterstattung 2017, abrufbar unter: https://dokumente.landtag.rlp.de/landtag/drucksachen/6963-17.pdf

Im kostenminimierenden Optimierungsansatz der untersuchten Use-Cases werden durch diese noch etwa 3,2 Mio. t CO_2 emittiert. Unter der Annahme, dass das Land Rheinland-Pfalz sein selbstgestecktes Klimaschutzziel erreichen möchte, würden die Use-Cases über 60 % der maximal zu emittierenden THG-Emissionsmenge von 5,3 Mio. t CO_2 im Jahr 2050 ausmachen.

Im emissionsminimierenden Optimierungsansatz der untersuchten Use-Cases sinken die jährlichen THG-Emissionen der Use-Cases auf 0,9 Mio. t CO_2.

Für die Umsetzung der erfolgversprechenden Anwendungsfälle bedarf es tragfähiger Geschäftsmodelle

Um die mit der Umgestaltung von Prozessen und Anwendungen entstehende Flexibilität nutzen und damit die notwendigen Mengen an Überschussstrom volkswirtschaftlich sinnvoll in das Energiesystem integrieren zu können, müssen für die Anwendungsfälle möglichst profitable Geschäftsmodelle entwickelt werden. Nur so werden Unternehmen, Kommunen, Investoren und Privatpersonen bereit sein, notwendige Investitionen in den Aufbau und Einsatz neuer Technologien zu tätigen und so einen Beitrag zur Nutzung von CO_2-freiem EE-Strom zu leisten.

Bereits heute verfügen viele klimafreundliche, auf (Überschuss-)Strom basierende Technologien über niedrigere Einsatzkosten für den Betrieb der Anlagen als die konventionellen Varianten. So sind bspw. die Stromkosten für E-Busse geringer als die Brennstoffkosten für Diesel. In fast allen untersuchten Anwendungsfällen werden zukünftig die klimafreundlichen Technologien bezogen auf die Betriebskosten auch ökonomisch von Vorteil sein. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass Strom zu Nullpreis-Stunden (Überschussstrom) im Gegensatz zu heute von Abgaben und Umlagen entlastet und seine Nutzung damit wirtschaftlich wird. Unabhängig von den Betriebskosten erfordert ein Energieträgerwechsel in allen untersuchten Anwendungsfeldern zeitnahe, massive Investitionen in Erzeugungsanlagen, Verteilinfrastruktur sowie Energieverbraucher. So müssen bspw. in der Industrie Anlagen für die Nutzung von Wasserstoff ertüchtigt oder im ÖPNV Elektro- und Wasserstoffbusse angeschafft und die zughörige Tank- oder Ladeinfrastruktur errichtet werden. Der daraus entstehende, anfängliche Finanzierungsbedarf stellt für die betroffenen Unternehmen eine große Herausforderung dar – insbesondere da eine Amortisierung über die niedrigeren Einsatzkosten erst langfristig zu erwarten ist. Im Rahmen der Untersuchungen (Kapitel 9) wird ausgewiesen, welche Investitionskosten über die eingesparten variablen Betriebskosten refinanzierbar wären.

Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist zur Senkung von Emissionen und damit zum Erreichen der Klimaschutzziele notwendig und führt zudem zu einer Stärkung der regionalen Wertschöpfung. Eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs entsprechend der betrachteten Use-Cases

ermöglicht nicht nur die Nutzung von EE-Überschussstrom, sondern trägt signifikant zur erforderlichen Reduzierung der CO_2-Emissionen in den entsprechenden Sektoren bei. Die Flexibilisierung in der Industrie, dem ÖPNV sowie der Kälte- und Wärmebereitstellung kann dazu einen wertvollen Beitrag leisten.

Insbesondere bestehende regulatorische Hemmnisse und hohe Investitionskosten stellen noch Hindernisse zur Umsetzung dar

Ein wesentliches Hindernis für nachhaltige Geschäftsmodelle stellt die aktuelle Systematik von Umlagen, Entgelten, Steuern und Abgaben für Strom dar (v. a. Netzentgelte und EEG-Umlage). Selbst wenn der Börsenstrompreis auf oder unter null sinkt, ist der Strom mit den genannten Umlagen und Abgaben belastet, was dessen Nutzung unwirtschaftlich macht. Insbesondere in Anwendungsfällen, die nicht von existierenden Entlastungsregelungen (Stromsteuerermäßigung, Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden, reduzierte EEG-Umlage, Befreiung oder Minderung von Netzentgelten etc.) profitieren können, machen diese staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP) nahezu 70 % der Industriestromkosten aus.[5] Hier ist insbesondere der Bundesgesetzgeber gefordert, die genannten Hemmnisse durch Umgestaltung der bestehenden Umlagesysteme abzubauen und darüber hinaus weitere (regulatorische oder monetäre) Anreize zur Nutzung von Überschussstrom zu schaffen. Mit der Befreiung von Elektrolyseuren von der EEG-Umlage im EEG 2021 hat die Bundesregierung bereits einen ersten Schritt in diese Richtung unternommen.

Ein weiteres Hemmnis ist der anstehende Investitionsbedarf zur Umrüstung auf klimafreundliche, strom- bzw. wasserstoffbasierte Technologien in der Industrie, im Verkehrs- und Wärmebereich. Insbesondere zu Beginn des Markthochlaufs dieser Technologien sind Pilot- und Initiierungsprojekte notwendig, um einerseits erste Erfahrungen sammeln und andererseits trotz noch verhältnismäßig geringer Anzahl von Nullpreis-Stunden bereits mit der Umsetzung beginnen zu können. Marktanreizprogramme auf Bundes- oder Landesebene würden die damit verbundenen wirtschaftlichen Risiken minimieren.

Eine Herausforderung stellt zudem die Verfügbarkeit von erneuerbarem (Überschuss-)Strom für grüne Power-to-X-Anwendungen dar. Nur wenn ausreichende Mengen an günstigem EE-Strom zur Verfügung stehen, lohnt es sich, Produktionsverfahren, Antriebstechnologien oder Wärmeerzeugung auf nachhaltige, strombasierte Technologien umzustellen und dadurch die Dekarbonisierung des Energiesystems voranzutreiben. Hierfür ist ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig, um für Planungssicherheit zu sorgen. Mit der Zunahme des erneuerbaren

[5] BDEW (2020): BDEW-Strompreisanalyse. Juli 2020. https://www.bdew.de/media/documents/201013_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2020-Haushalte_und_Industrie.pdf [11.11.2020]

Stroms muss auch die Flexibilität der Verbraucher steigen, um Strom zu Nullpreis-Stunden nutzen bzw. vermeiden zu können.

Tabelle 1: Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Überschussstrom

CHANCEN	HEMMNISSE
› **Nutzung von Strom zu Nullpreis-Stunden (Überschussstrom)** wird ermöglicht	› **Umlagen und Abgaben** machen Wirtschaftlichkeit auch in Nullstunden zunichte
› Hochlauf klimafreundlicher Alternativvarianten begünstigt durch **Einführung der Non-ETS-Zertifikate** und Klimaziele	› **Stromeinkauf am Spotmarkt** muss für Anbieter der Geschäftsmodelle möglich sein, um tatsächlich von Nullpreisen profitieren zu können
› Klimafreundliche Alternativtechnologien haben durchgehend **niedrigere Einsatzkosten** als konventionelle Referenztechnologien	› Wirtschaftliche Nutzung der Power-to-X-Anlagen setzt einen **starken Zubau Erneuerbarer Energien** und damit einhergehende Nullpreise durch überschüssige Strommengen voraus – dieser ist gemäß vorliegender Randbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien derzeit nicht ausreichend gegeben
› **Preisaufschlag** für nachhaltigere Produkte möglich, die auf Basis von grünem Strom zunehmend CO_2-ärmer erzeugt werden	› Mindestens kurz- und mittelfristig reicht mit Überschussstrom produzierte Menge an Wasserstoff, Fernwärme bzw. Dampf nicht aus, um Bedarf zu decken (**zusätzlich Zukauf oder konventionelle Produktion notwendig**)
› Ggf. zusätzlicher **Aufpreis für regionale Erzeugung** des Überschussstroms etwa durch regionale Grünstromprodukte (positiver Marketingeffekt)	› Ohne Zubau an Erneuerbaren Energien wird **keine ausreichende Dekarbonisierung** von Wasserstoff/Fernwärme/Dampf erreicht und folglich kein Mehrwert generiert
› Mögliche **Vergütung für netzorientierte Betriebsweise** von Power-to-X-Anlagen erhöht die Wirtschaftlichkeit und kann Netze (lokal) entlasten	› Initiativ **hohe Investitionskosten** zur Umrüstung der Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur
› **Vermarktung der Flexibilität** und der Speicherkapazität	› **Langwierige Genehmigungsverfahren** in Genehmigungsbehörden und Kommunalverwaltungen
› **Skalierbarkeit** vieler Technologien mit zunehmender Produktion von Überschussstrom	

2 EINLEITUNG UND HINTERGRUND

Die Förderung des Klimaschutzes ist in der Landesgesetzgebung Rheinland-Pfalz seit Mitte 2014 fest verankert. Neben der Steigerung der Energieeffizienz und der Förderung eines suffizienteren Verbrauchsverhaltens im Sinne der Energieeinsparung bildet der Ausbau von Erneuerbaren Energien eine weitere der drei wesentlichen Säulen der Klimapolitik des Landes.

Vor diesem Hintergrund hat sich die Landesregierung das Ziel gesetzt, den Stromverbrauch im Land bis zum Jahr 2030 bilanziell zu 100 % aus Erneuerbaren Energien zu decken. Maßgebliche Technologien für diesen Ausbau sind die landnutzungsbedeutsamen und fluktuierenden Erneuerbaren Energien Windenergie und Photovoltaik. Abbildung 6 gibt den Status dieser Zielerreichung für das Jahr 2017 wieder.

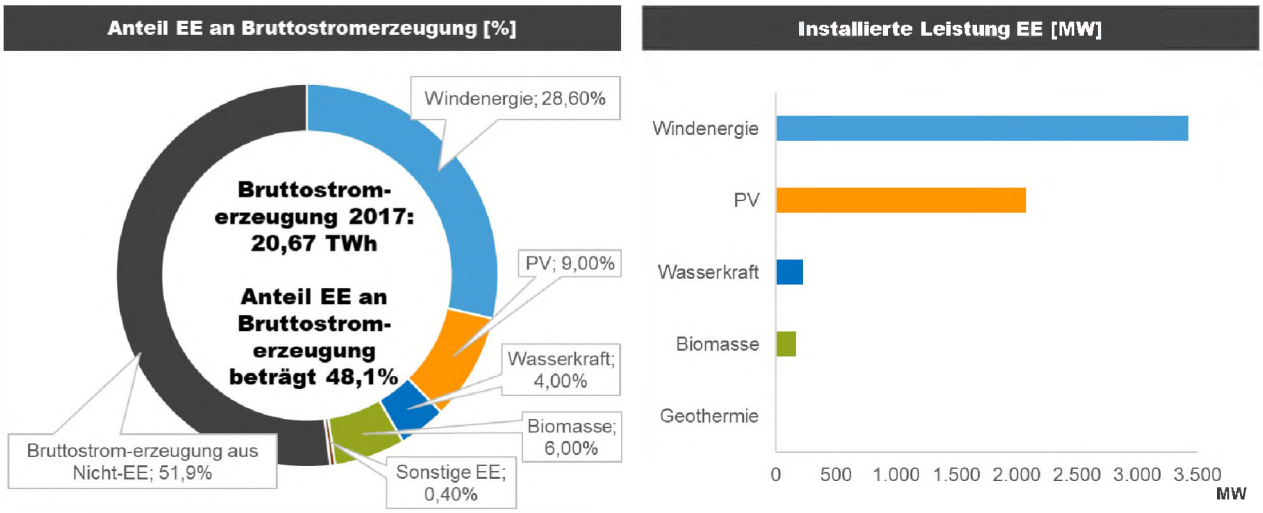


Abbildung 6: Installierte Leistung Erneuerbare Energien und Anteil an Bruttostromerzeugung in Rheinland-Pfalz für 2017[6]

Um langfristig die Weichen für die Energiewende zu stellen und weg von den konventionellen Energieträgern Atom und Kohle zu kommen, bedarf es neben dem Ausbau von dezentralen Erneuerbaren Energien, einem Ausbau und Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur, wie auch einer weiteren Flexibilisierung von Erzeugungs- und Nachfragestrukturen durch Speichersysteme und Flexibilitätsoptionen. Nur auf diese Weise wird eine Integration der zunehmend dargebotsabhängigen und mit starken Erzeugungsspitzen verbundenen EE-Stromerzeugung möglich sein.

Durch die zusätzliche Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Transport, die mit einer Flexibilisierung der Erzeugungsstrukturen gleichermaßen ermöglicht wird, können auch weitere Bereiche von einer grünen Stromerzeugung profitieren. Die grüne Stromerzeugung ist dabei der Katalysator für die Verdrängung von konventionellen Ressourcen, die heute noch maßgeblich als Brenn- bzw.

[6] Quelle: Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz, abrufbar unter: https://mueef.rlp.de/de/themen/energie-und-strahlenschutz/energiebericht/

Kraftstoff in diesen Sektoren eingesetzt werden und Hauptursache derzeitiger Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren sind.

Einige zentrale Fragestellungen kommen jedoch unweigerlich im Rahmen des eigenen Energiesystems auf. Die Fragen betreffen zum einen den Punkt, welche Speichersysteme und Flexibilitätsoptionen hierfür zum Einsatz kommen sollen, zum anderen aber auch in welcher Reihenfolge entsprechend des Ausbaus von Erneuerbaren Energien und dem Fortschritt des Landes bei der Umsetzung der Klimaschutzziele diese Flexibilitätsoptionen in welchem Umfang benötigt werden und ökologisch wie ökonomisch den sinnvollsten Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten.

2.1 Hintergrund und Ziele des Vorhabens

In der vorliegenden Studie werden im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz (MUEEF RLP) die Nutzung von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien sowie die Potenziale für den Einsatz von Wärme- und Kältespeichern in Rheinland-Pfalz untersucht (kurz: Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz).

Mit der Erstellung der Studie werden zwei Maßnahmen des Klimaschutzkonzepts des Landes Rheinland-Pfalz aus dem Jahr 2015 umgesetzt. Konkret handelt es sich um die Maßnahmen KSK-S/N-2 „Nutzungsoption für Windstrom-Überkapazitäten“ sowie KSK-S/N-3 „Potenzialstudie Wärme- und Kältespeicher“. Die beiden Maßnahmen leisten dabei einen direkten Beitrag zur Erreichung der rheinland-pfälzischen Klimaschutzziele zur Verminderung von Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % bis 2020 sowie um mindestens 90 % bis zum Jahr 2050 (im Vergleich zum Jahr 1990).

Als Flexibilitätspotenziale zur Integration der Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien werden in diesem Zusammenhang in der vorliegenden Studie insbesondere die Technologien Power-to-Gas, Power-to-Heat, wie auch weitere Wärme- und Kältespeicher sowie zuschaltbare Lasten bzw. Lastmanagement untersucht. Die konkret hierunter zu fassenden Technologien zeigt Abbildung 7 im Überblick:

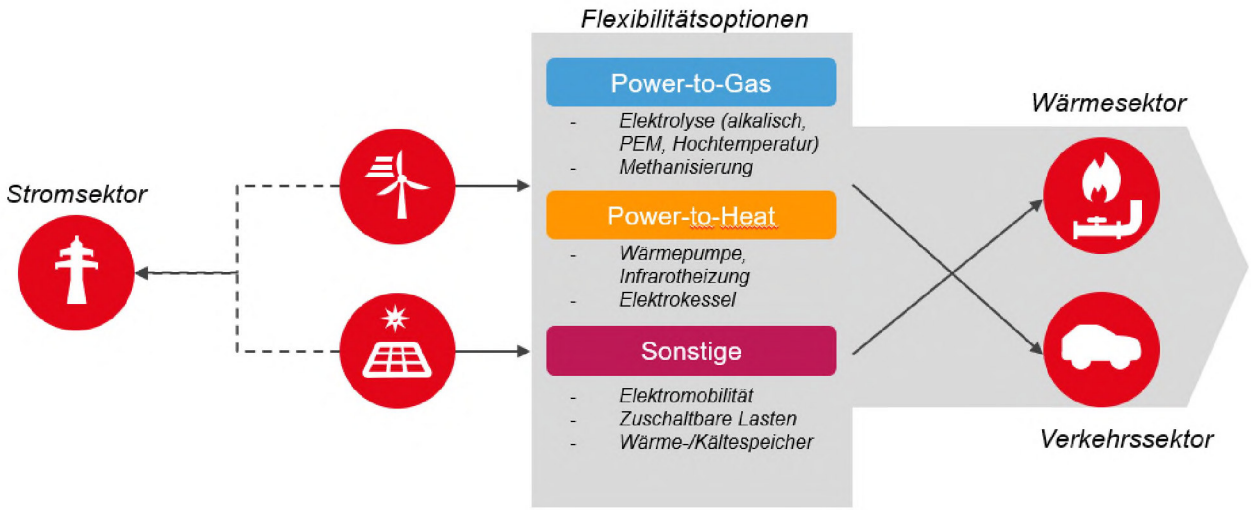


Abbildung 7: Überblick Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplung

Die zugehörigen Klimaschutzmaßnahmen KSK-S/N-2 benennen das Lastmanagement als zu untersuchende Flexibilitätsoption nicht explizit. Nicht zuletzt für die Bestimmung der künftigen Residuallast[7] in Rheinland-Pfalz sind jedoch die künftigen Potenziale zu berücksichtigen, die zu einer zeitlichen und dargebotsabhängigen Verschiebung der Stromnachfrage unterschiedlicher Verbraucher führen. Daher werden im Rahmen der Studie auch die Lastmanagement-potenziale innerhalb von definierten Anwendungsfällen (vgl. Kapitel 6) untersucht und abgeschätzt.

2.2 Aufgabenstellungen des Vorhabens

Das Ziel des Vorhabens stellt die Umsetzung der beiden, bereits einführend genannten Maßnahmen des Klimaschutzkonzepts des Landes Rheinland-Pfalz im Handlungsfeld 4 „Strom und Wärmeerzeugung, Netze“ dar. Auf Basis des Status quo aus (erneuerbarer) Energieerzeugung, Transport, Verteilung und Verbrauch in Rheinland-Pfalz sowie der Fortschreibung und weiteren Entwicklung von Energieerzeugungspark und Infrastruktur bis zum Jahr 2050 im Zusammenspiel mit Deutschland wird ermittelt:

a) in welcher Häufigkeit und welchem Umfang positive und negative Residuallasten in Rheinland-Pfalz für verschiedene Stützjahre bis 2050 auftreten und

[7] Unter Residuallast wird die Verbrauchslast abzüglich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verstanden. Sie kann positive (Stromnachfrage > Stromerzeugung aus EE) oder negative (Stromerzeugung aus EE > Stromnachfrage) Werte annehmen.

b) durch welche zu nutzende Flexibilitätsoptionen und Energiespeicher im Bereich Power-to-Heat, Power-to-Gas, Abwärme als auch Lastmanagementmaßnahmen sinnvoll ausgeglichen werden können.

c) Es soll aufgezeigt werden, wie eine Systemoptimierung durch eine möglichst hohe Nutzung von Überschussstrom (auf stündlicher Ebene für ein ganzes Jahr für verschiedene Stützjahre bis 2050) aussehen kann,

d) welche Verwertungswege aus den unterschiedlichen, oben genannten Möglichkeiten zur erneuerbaren Stromintegration zu priorisieren (bspw. aus volkswirtschaftlicher und ökologischer[8] Sicht) und in welche Reihenfolge zu bringen sind,

e) welchen Beitrag die verstärkte Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf die Senkung der Treibhausgasemissionen des Landes Rheinland-Pfalz und hinsichtlich der Erreichung der Klimaschutzziele entfaltet,

f) wie die dahinterliegenden Geschäftsmodelle und Anwendungen der Verwertungswege für die Akteure zur Umsetzung aussehen sowie

g) wie heute bestehende Hemmnisse in der Umsetzung dieser Geschäftsmodelle politisch durch welche Maßnahmen beseitigt werden können.

[8] Ökologisch meint hier in Bezug auf die Senkung der Treibhausgasemissionen durch die Verdrängung konventioneller Brenn- oder Kraftstoffe.

2.3 Inhaltliche Beschreibung des Vorgehens

Zur Bearbeitung dieser umfassenden Fragestellung erfolgt eine Unterteilung in verschiedene Arbeitspakete und Kapitel. Diese ist so gewählt, dass daraus ein in sich geschlossener und aufeinander aufbauender Arbeitsplan resultiert (Abbildung 8).

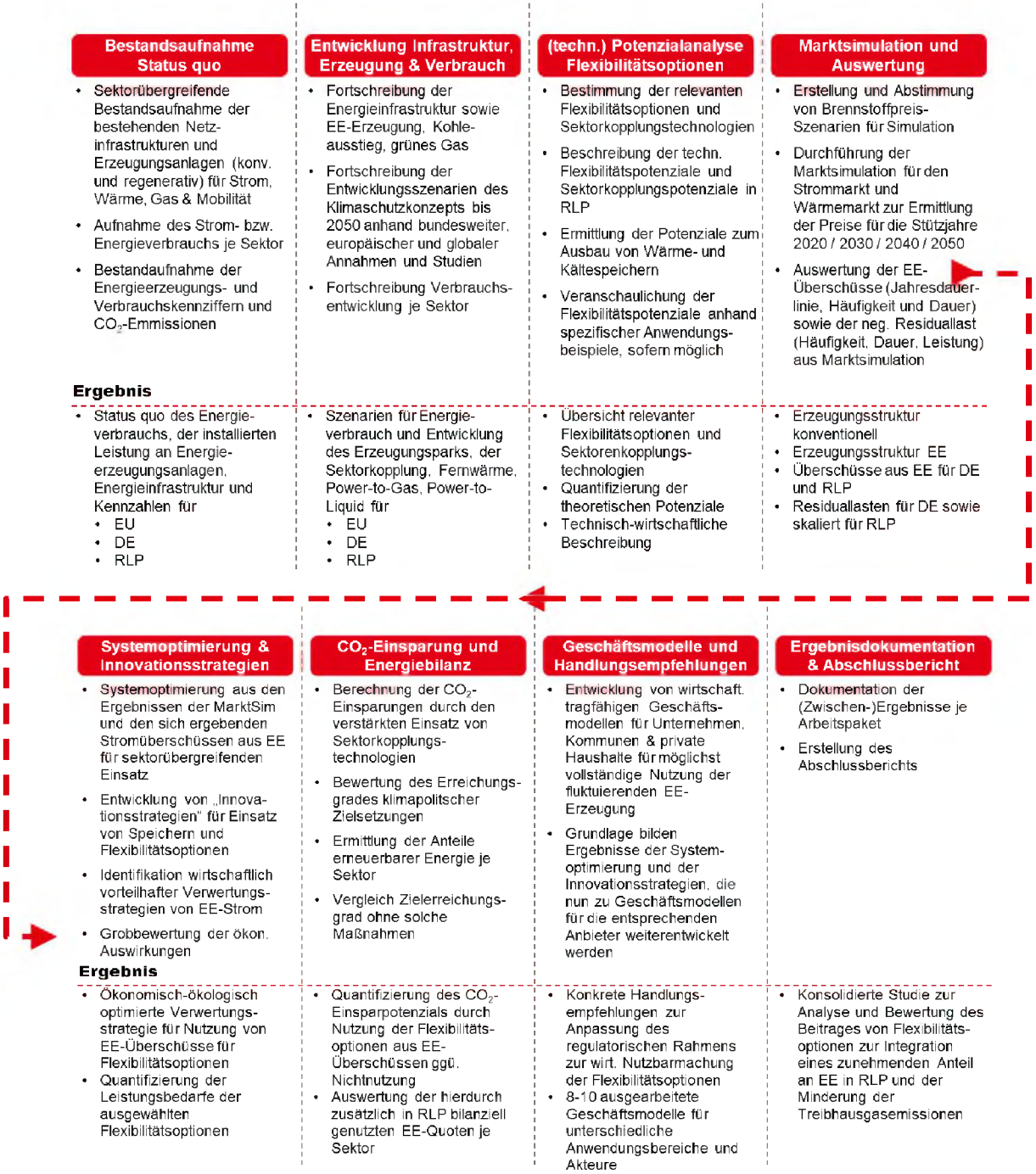


Abbildung 8: Vorgehensweise und Projektstruktur

Um den angewandten methodologischen Ansatz besser nachvollziehen zu können, ist vereinfacht in Abbildung 9 ein Workflow-Chart mit den Zusammenhängen aus Modellinput, Modellierung, Modelloutput sowie der Weiterverwertung der Modellierungsergebnisse dargestellt.

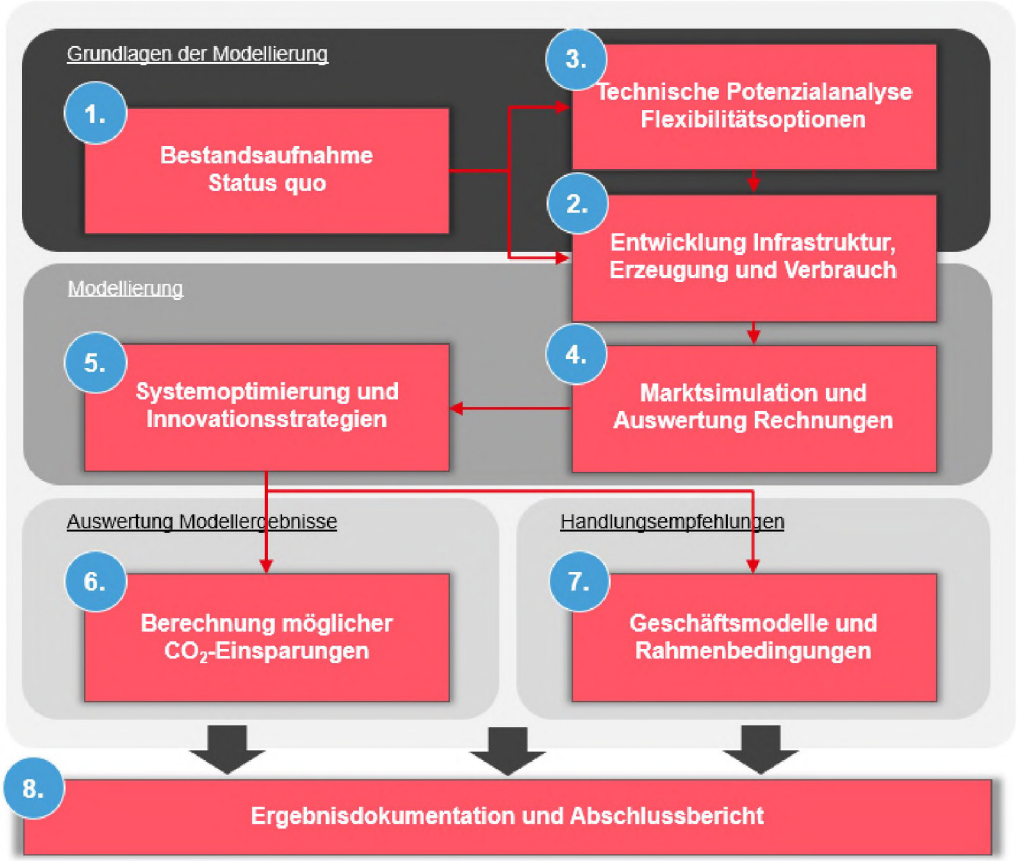


Abbildung 9: Workflow-Chart zum Projektvorgehen

Die Kapitel 3 und 4 schaffen die Grundlagen und den Input für die Modellierungsarbeiten deren Ergebnisse in den Kapiteln 5 und 7 aufgeführt sind. Während Kapitel 3 zunächst den Status quo an Erzeugungsanlagen, Verbrauchsstrukturen und Energiekennziffern zusammenträgt, werden diese Strukturen entsprechend der für die Modellierung benötigten Stützjahre in Kapitel 4 bis 2050 fortgeschrieben. Die Arbeitsinhalte aus Kapitel 4 sind dabei bewusst zwischen den beiden grauen Feldern in Abbildung 9 positioniert worden, da bereits kleinere Modellierungsarbeiten für die Fortschreibung durch das Wuppertal Institut ausgeführt werden. Die Modellierungen basieren auf Arbeiten des Wuppertal Instituts für das Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz aus dem Jahr 2015. Die damals getroffenen Annahmen werden im Rahmen dieses Vorhabens im Lichte aktueller Trends geprüft und entsprechend angepasst. Eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens kann dem Dokument aus 2015 sowie in der Beschreibung ab Seite 58 entnommen werden.

Im Zentrum von Kapitel 6 steht die technisch-wirtschaftliche Beschreibung der im Rahmen der Studie betrachteten Flexibilitätsoptionen und Energiespeicher und die Beschreibung und Ableitung von Use-Cases. Dabei wird jeweils ein Referenzfall und verschiedene Alternativen betrachtet.

In Kapitel 5 und 7 folgt anschließend die Markt- und Einsatzsimulation. Zunächst werden Residuallasten und Strommarktpreise für verschiedene Stützjahre bis 2050 bestimmt, um auf dieser Basis den konkreten Einsatz unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen gemäß den technisch-wirtschaftlichen Beschreibungen aus Kapitel 6 zu simulieren. Ergebnis dieser Einsatzsimulation sind Aussagen, welche Technologien bzw. Flexibilitätsoptionen in welchem Umfang für jedes der Stützjahre sich hinsichtlich der zuvor abgestimmten ökonomisch-ökologischen Zielkriterien am besten eignen.

Aus den ermittelten Ergebnissen werden anschließend in Kapitel 8 die CO_2-Einsparpotenziale bestimmt, indem die Nutzung der zuvor identifizierten Flexibilitätsoptionen in dem identifizierten Umfang einer Welt gegenübergestellt wird, in der eine solche Nutzung nicht stattfindet, Flexibilitätsoptionen also nicht bevorzugt zur Glättung von residualen Lasten herangezogen werden. In Kapitel 9 werden schließlich die passenden Geschäftsmodelle, zu den bevorzugten Verwertungsstrategien von EE-Strom zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen bzw. Sektorenkopplungstechnologien beschrieben. Ein weiterer Bestandteil von Kapitel 9 stellt die Ausarbeitung von Handlungsempfehlungen dar, wie die in Kapitel 7 ermittelten, prioritär zu verfolgenden Verwertungsstrategien samt Flexibilitätsoptionen auch regulatorisch „gefördert“ werden können, um eine Umsetzung im ermittelten Umfang sicherzustellen. Unter Fördern ist nicht zwingend die explizite finanzielle Förderung einzelner Flexibilitätsoptionen analog dem EEG zu verstehen. Vielmehr wird bereits der Abbau von Hemmnissen oder die Anpassung der Abgaben- und Umlagensystematik als Maßnahmen zum verstärkten Einsatz dieser Technologien verstanden.

3 BESTANDAUFNAHME UND STATUS QUO

Im Rahmen dieses Kapitels werden die Netz-, Erzeugungs- und Laststrukturen der relevanten Energieverbrauchssektoren sowie Mobilität von Rheinland-Pfalz analysiert. Dabei erfolgt eine Bestandsaufnahme der Energieerzeugungs- und Verbrauchskennziffern. Diese Darstellung des Status quo bildet eine Ausgangsbasis für die nachfolgenden Modellierungsarbeiten. Für die Modellierungsarbeiten musste ein einheitliches Bezugsjahr festgelegt werden, zu dem alle erforderlichen Daten vollständig vorliegen. Folgend werden daher die Entwicklungen bis 2017 dargelegt, auch wenn im Laufe der Erstellung dieses Berichtes aktuellere Zahlen verfügbar wurden. In der Gesamtübersicht zum Handlungsfeld Erneuerbare Energien haben wir dem Rechnung getragen und auch das Jahr 2018 (siehe Abbildung 10) dargestellt. In den dann folgenden Einzelbetrachtungen enden die Zeitreihen entsprechend einheitlich mit dem Jahr 2017.

Zunächst werden die für die nachfolgenden Modellierungsarbeiten statistischen Angaben zu Erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz untersucht und ausgewertet.

Darauf aufbauend werden landesspezifische Besonderheiten im Vergleich zu Deutschland dargestellt. Dazu werden die Energieträger in Bezug auf Wachstumsraten und Zubau analysiert sowie deren Potenzialausnutzung hergeleitet. Ergänzend wird die Entwicklung des Zubaus von Wärmepumpen sowie deren Anteil bei der Wohnungsbeheizung dargestellt.

Für das Handlungsfeld Mobilität wird der derzeitige Stand der Nutzung elektrischer Mobilität erhoben. Dies umfasst zum einen den Bestand an teil- und vollelektrisch betriebenen Fahrzeugen (Hybrid, Batterie, Brennstoffzelle) und den aktuellen Ausbaustand der Versorgungsinfrastruktur im öffentlichen und halb-öffentlichen Raum.

Abschließend wird der CO_2-Ausstoß pro Kopf und bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt zwischen Rheinland-Pfalz mit Deutschland verglichen.

3.1 Handlungsfeld Erneuerbare Energien

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht jährlich einen Bericht mit einem umfassenden Überblick zu den Kernaspekten Erneuerbarer Energien in Deutschland[9]. Betrachtet wird zuerst die Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger in Rheinland-Pfalz in der Zeitreihe von 2007 bis 2018 (siehe Abbildung 10). Zu den durch das EEG geförderten Anlagen kommen alte Bestandsanlagen im Bereich der Wasserkraft hinzu. Die insgesamt installierte Leistung konnte den Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik beim Umweltbundesamt entnommen werden.

[9] Bundesnetzagentur 2017: EEG in Zahlen 2017

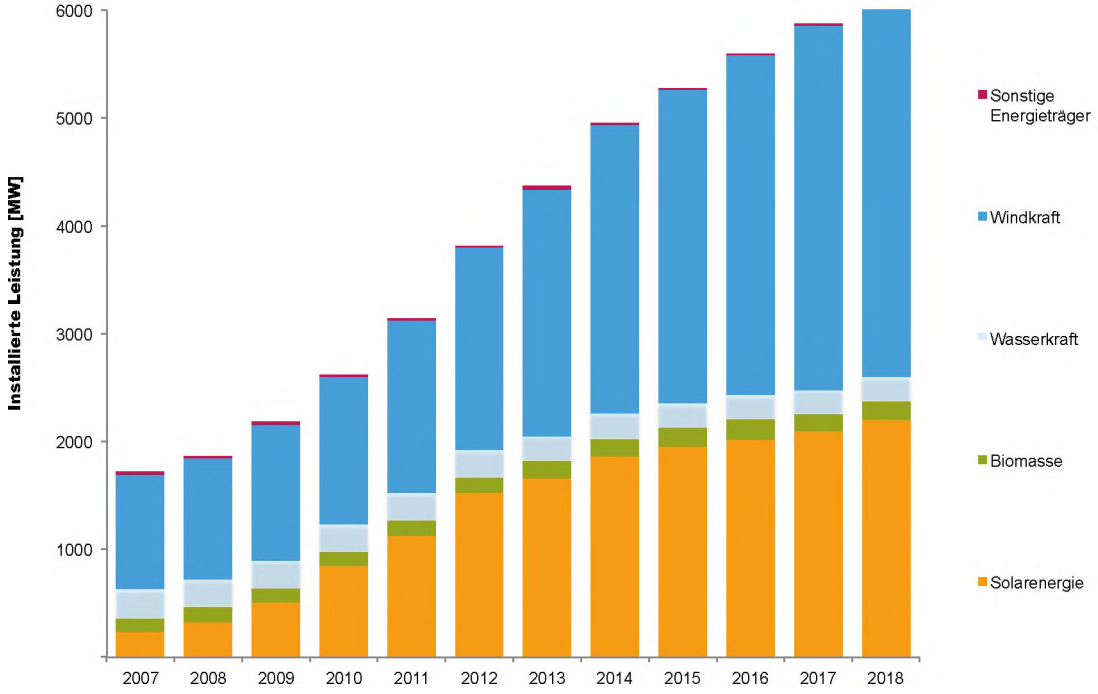


Abbildung 10: Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbare Energien in Rheinland-Pfalz von 2007 bis 2018

Erkennbar ist, dass Solar- und Windenergie den größten Anteil Erneuerbarer Energien hinsichtlich der installierten Leistung in Rheinland-Pfalz ausmachen. Es zeigt sich, dass bei Windkraft eine deutliche Zunahme der installierten Leistung von 1.069 MW im Jahr 2007 auf 3.384 MW im Jahr 2017 erfolgte, wobei sich besonders ab dem Jahr 2012 der Anstieg deutlich erhöht. Bei der Solarenergie ist bis zum Jahr 2012 ein deutlicher Anstieg der installierten Leistung ersichtlich, danach fällt der Anstieg weniger stark aus, nämlich von 1.528 MW im Jahr 2012 bis 2.196 MW im Jahr 2018. Betrug die durchschnittliche jährliche Zubaurate zwischen 2009 und 2012 noch 342 MW, liegt sie danach nur noch bei etwas über 111 MW. Bei Biomasse ist ein leichter Anstieg der installierten Leistung von 132 MW im Jahr 2007 zu 173 MW im Jahr 2016 zu verzeichnen, 2017 verringert sich dann die installierte Leistung auf 164 MW, um dann mit 171 MW fast wieder das Niveau von 2016 zu erreichen. Bei Wasserkraft ist über die Zeitreihe nur eine geringe Schwankung der installierten Leistung zu verzeichnen, im Jahr 2018 verringert sie sich gegenüber 2007 um 41 MW (von 270 MW im Jahr 2007 auf 229 MW im Jahr 2018). Bei weiteren Energieträgern, welche unter „sonstige Energieträger“ zusammengefasst werden, beträgt die installierte Leistung 22 MW im Jahr 2007, nimmt dann in den Jahren 2010 und 2011 auf 14 MW ab und steigt dann wieder bis auf 18 MW im Jahr 2018 an.

Die Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs[10] in Rheinland-Pfalz wird in der folgenden **Tabelle 2** dargestellt. 1990 wurden 27,23 TWh Strom verbraucht und bis zum Jahr 2017 stieg der Brutto-Stromverbrauch auf 29,06 TWh an. Der in Rheinland-Pfalz selbst erzeugte Stromanteil erhöhte sich von 27 % (7,469 TWh) im Jahr 1990 auf 71 % (20,676 TWh) im Jahr 2017. Damit konnte Rheinland-Pfalz seine Stromerzeugung erheblich ausbauen, bleibt jedoch nach wie vor von Stromimporten - wenn auch in geringerem Umfang - abhängig.

Tabelle 2: Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs und der -Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz

	1990	2000	2010	2017
Brutto-Stromverbrauch (TWh)	27,23	29,72	28,90	29,06
Brutto-Stromerzeugung (TWh)	7,469	8,538	16,534	20,676

Der Zuwachs des heimisch erzeugten Stroms ist hauptsächlich auf den geförderten Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern zurückzuführen. Dies zeigt sich auch in der Veränderung der Zusammensetzung des Strommixes in Rheinland-Pfalz. So betrug der Anteil regenerativer Energieträger an der Stromproduktion 2005 weniger als 20 % und konnte bis 2017 auf fast die Hälfte (48,1 %) gesteigert werden. Die Stromerzeugung (absolut) aus fossilen Energieträgern blieb annähernd gleich (2005: 9,7 TWh; 2017: 10,7 TWh), während die Erzeugung aus regenerativen Energieträgern von 2,4 TWh (2005) auf 9,9 TWh (2017) sehr deutlich gesteigert wurde. In der folgenden Abbildung 11 ist der Energieträgermix der Bruttostromerzeugung dargestellt, aus welcher die hier beschriebene Entwicklung gut abzulesen ist.

[10] Strombilanz Rheinland-Pfalz 1990 bis 2018, www.statistik.rlp.de/de/wirtschaftsbereiche/energie/zeitreihen-land/tabelle-4/

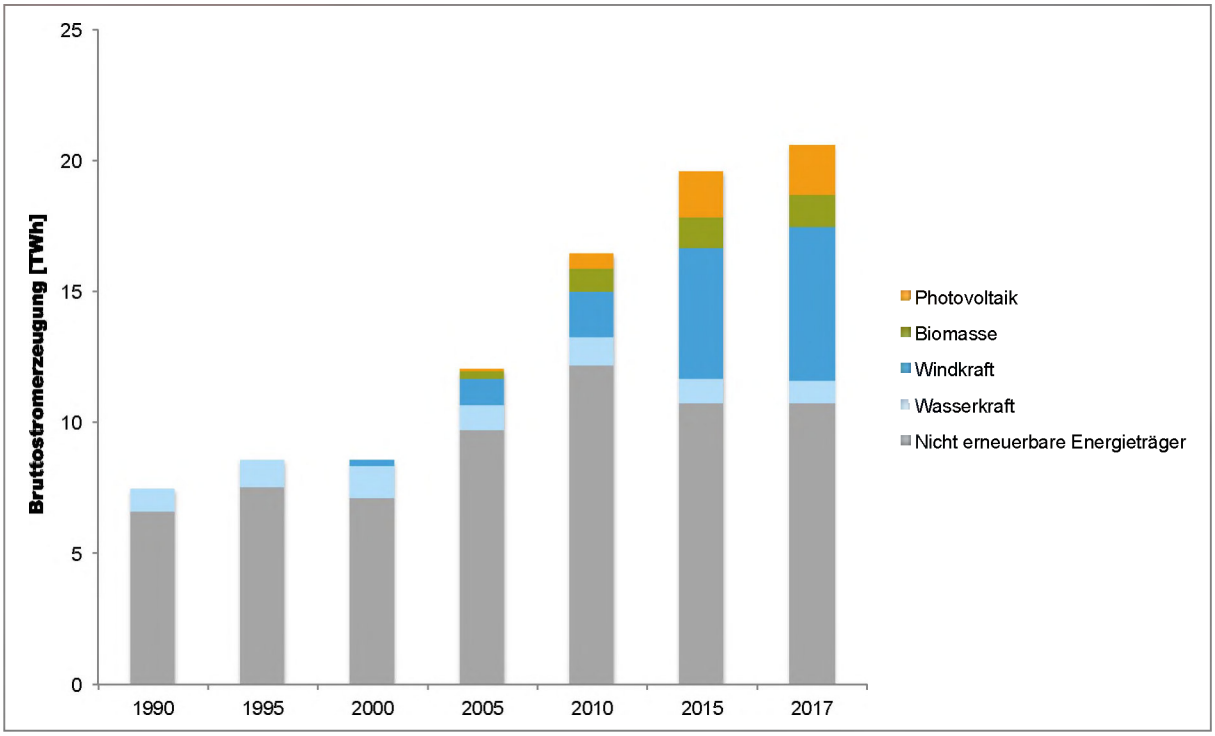


Abbildung 11: Darstellung des Energieträgermix bei der Bruttostromerzeugung

Der Vergleich zwischen Rheinland-Pfalz und Deutschland[11] bei der Stromproduktion macht die unterschiedlichen Entwicklungen deutlich. Der Anteil erneuerbarer Energieträger war in der gesamten Zeitreihe von 1990 bis 2017 in Rheinland-Pfalz erheblich höher als im Bundesdurchschnitt. Im Jahr 2017 war der Anteil in Rheinland-Pfalz mit 48 % mehr als doppelt so hoch wie in Deutschland (21 %). Die beiden Entwicklungen beim Ausbau Erneuerbarer Energieträger an der Stromproduktion ist in der folgenden Abbildung 12 dargestellt.

[11] AG Energiebilanzen e.V.2019: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html

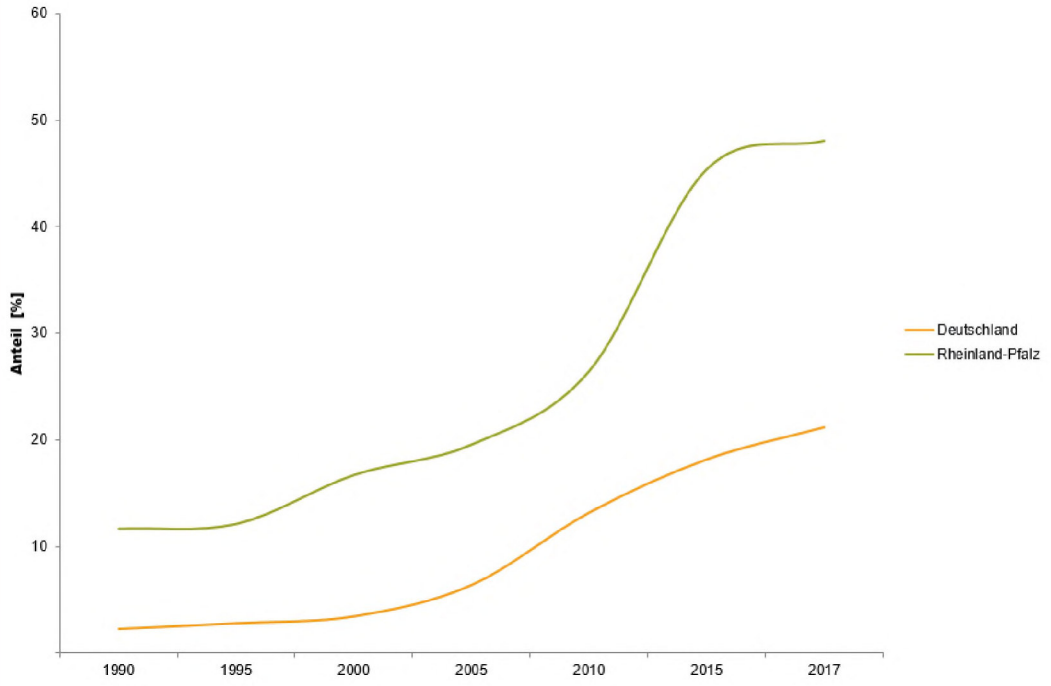


Abbildung 12: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Rheinland-Pfalz und in Deutschland 1990-2017

In der folgenden Abbildung 13 sind die elektrischen Netto-Nennleistungen (ab 10 MW) der Kraftwerke, die in das deutsche Stromnetz einspeisen, sowie der Kraftwerke zur industriellen Eigenstromversorgung in Rheinland-Pfalz dargestellt. Basis dieser Darstellung ist die Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur[12].

[12] Bundesnetzagentur 2019: Auswertung Kraftwerksliste Bundesnetzagentur nach Bundesland/ausländischer Einspeisungen und Energieträger ohne stillgelegte Anlagen, Stand 11.11.2019

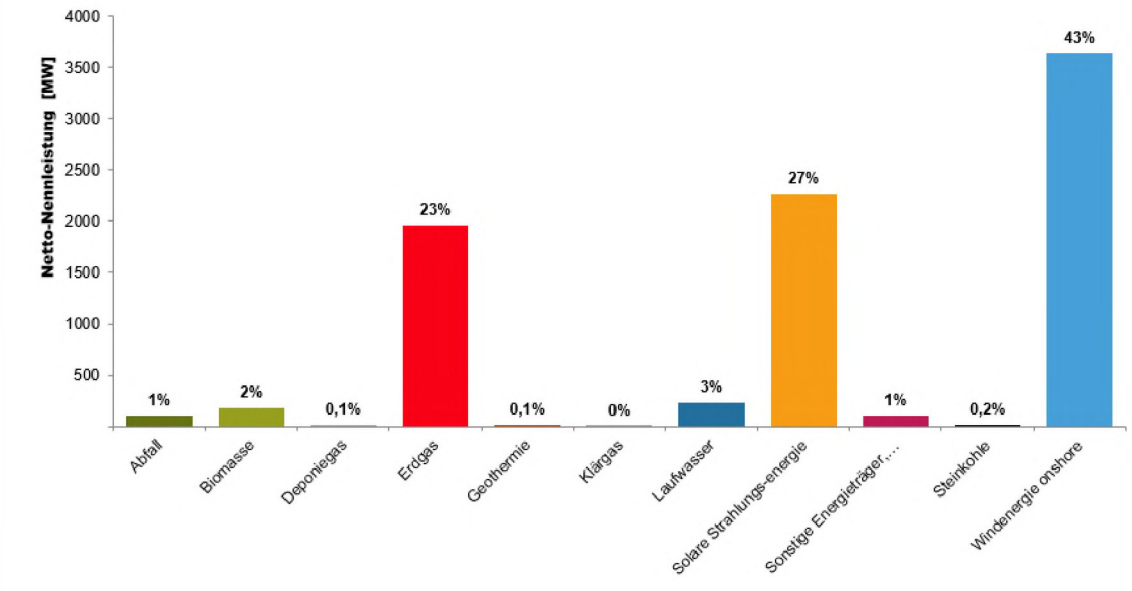


Abbildung 13: Darstellung elektrische Netto-Nennleistung der Kraftwerke in Rheinland-Pfalz nach Energieträgern

Die gesamte Nennleistung der Kraftwerke in Rheinland-Pfalz, die Strom in das deutsche Netz einspeisen, beträgt 8.496 MW. Davon haben mit 43 % Windkraftanlagen den größten Anteil, gefolgt von Photovoltaikanlagen mit 27 % und Gaskraftwerken mit 23 %. Geringe Anteile entfallen mit 3 % auf Laufwasser, 2 % auf Biomasse und jeweils 1 % auf Abfall sowie Sonstige nicht erneuerbare Energieträger.

Im Folgenden werden die einzelnen Energieträger bezüglich verschiedener Parameter genauer untersucht. Basis hierfür sind auch die veröffentlichten Daten der Bundesnetzagentur[13].

Windenergie

Die folgende Abbildung 14 zeigt die jährliche Wachstumsrate von Windenergie in Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland.

[13] Bundesnetzagentur 2017: EEG in Zahlen 2017

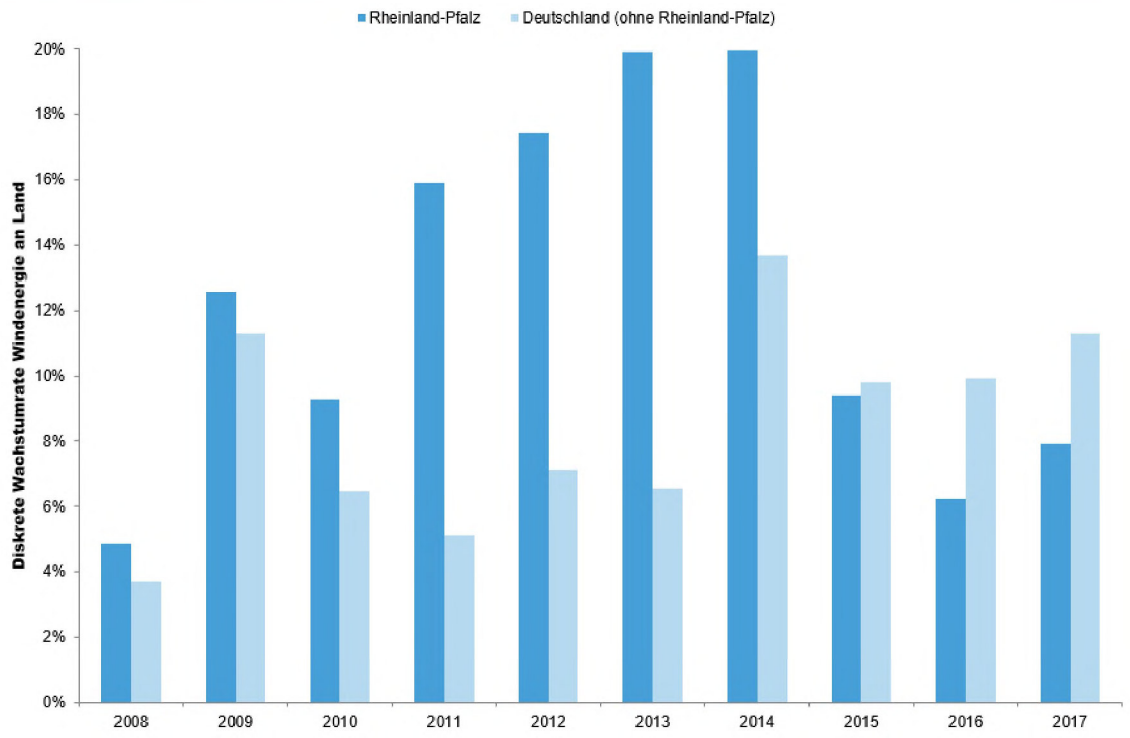


Abbildung 14: Darstellung der diskreten Wachstumsrate Windenergie, Vergleich Rheinland-Pfalz zu Deutschland

Die relative Wachstumsrate bei Windenergie steigt von 4,9 % im Jahr 2008 auf 20 % im Jahr 2014 in Rheinland-Pfalz deutlich an und fällt danach wieder erheblich ab. Im Vergleich der Wachstumsrate bei Windenergie von Rheinland-Pfalz zu Deutschland zeigt sich, dass bis zum Jahr 2015 die Wachstumsrate in Rheinland-Pfalz mit 20 % deutlich über dem restlichen bundesdeutschen Durchschnitt (13,7 %) liegt. Ab 2015 geht der Zubau in Rheinland-Pfalz merklich zurück auf 7,9 % im Jahr 2017 und fällt damit sogar hinter die relativen Zubauraten im Rest der Republik zurück (11,3 %).

In Abbildung 15 ist der jährliche Zubau absolut (installierte Leistung) bei Windenergie dargestellt. In der Zeitreihe zeigt sich eine deutliche Zunahme des Zubaus von 52 MW im Jahr 2008 bis zum Jahr 2014 auf 449 MW, ab dem Jahr 2015 vermindert sich der Zubau auf 184 MW im Jahr 2016 und steigt bis 2017 wieder leicht auf 248 MW an. Damit ist erkennbar, dass die Dynamik beim Ausbau der Onshore-Windenergie merklich abgenommen hat. Ein Trend, der sich derzeit bundesweit zeigt. So wurden beispielsweise im ersten Halbjahr 2019 lediglich 86 neue Onshore-Windkraftanlagen errichtet (287 MW), so wenig wie noch nie seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000. Nach Einschätzung verschiedener Verbände und Experten sind die Gründe dafür vor allem fehlende Flächen und Klagen von Windkraftgegnern. Nach Angaben des Bundesverbandes Windenergie sind derzeit im Umfang von 11.000 Megawatt Genehmigungsverfahren anhängig, die sich über mehrere Jahre hinziehen. 4000 Megawatt sind aus anderen Grün-

den (etwa wegen Flugsicherung) blockiert und gegen 800 Megawatt bereits erteilter Genehmigungen laufen Klagen. Zudem hat sich seit 2017 der bundesweite Ordnungsrahmen des EEG erheblich geändert. Demnach wird die anzulegende Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen an Land (mit Ausnahme kleinerer Windkraftanlagen) im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt. Einen Paradigmenwechsel stellt zudem die jährliche Ausschreibungshöchstmenge dar, die für jede Technologie zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien festgelegt ist und unter der vor allem der Windenergieausbau an Land gelitten hat. De facto handelt es sich dabei im Bereich der Windenergie um eine Obergrenze für die Installation neuer Anlagen.

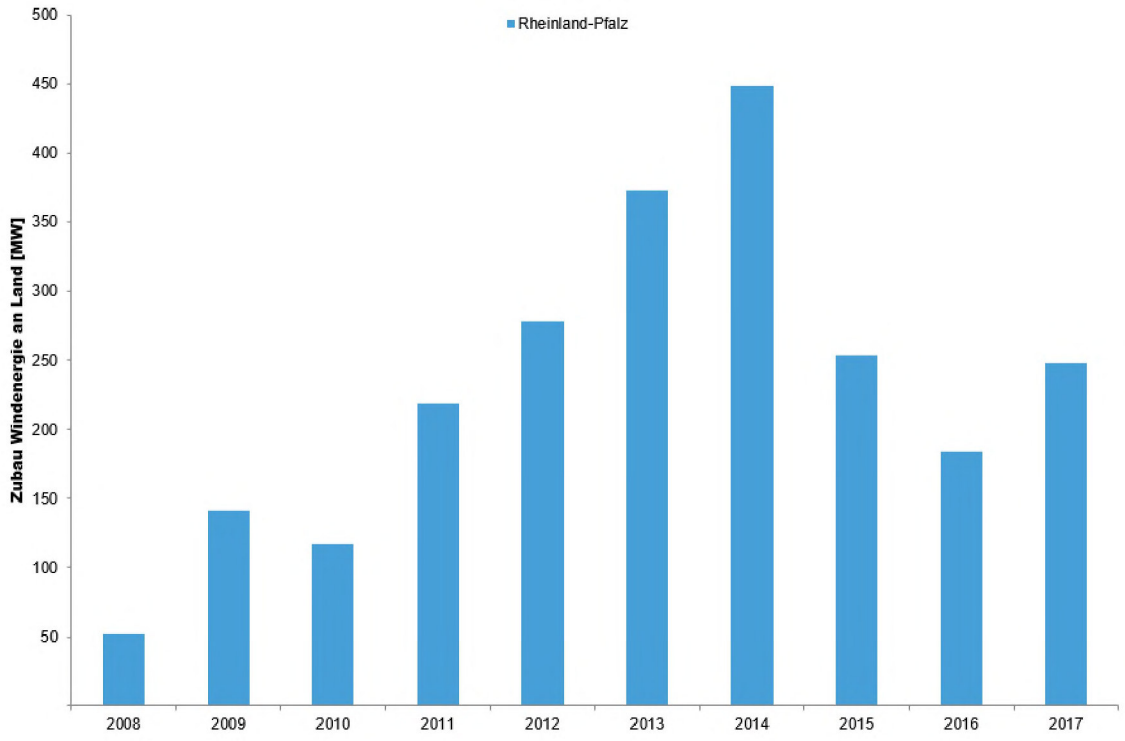


Abbildung 15: Darstellung Zubau Windenergie

Solarenergie

In der folgenden Abbildung 16 ist die diskrete Wachstumsrate bei Solarenergie von Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland dargestellt.

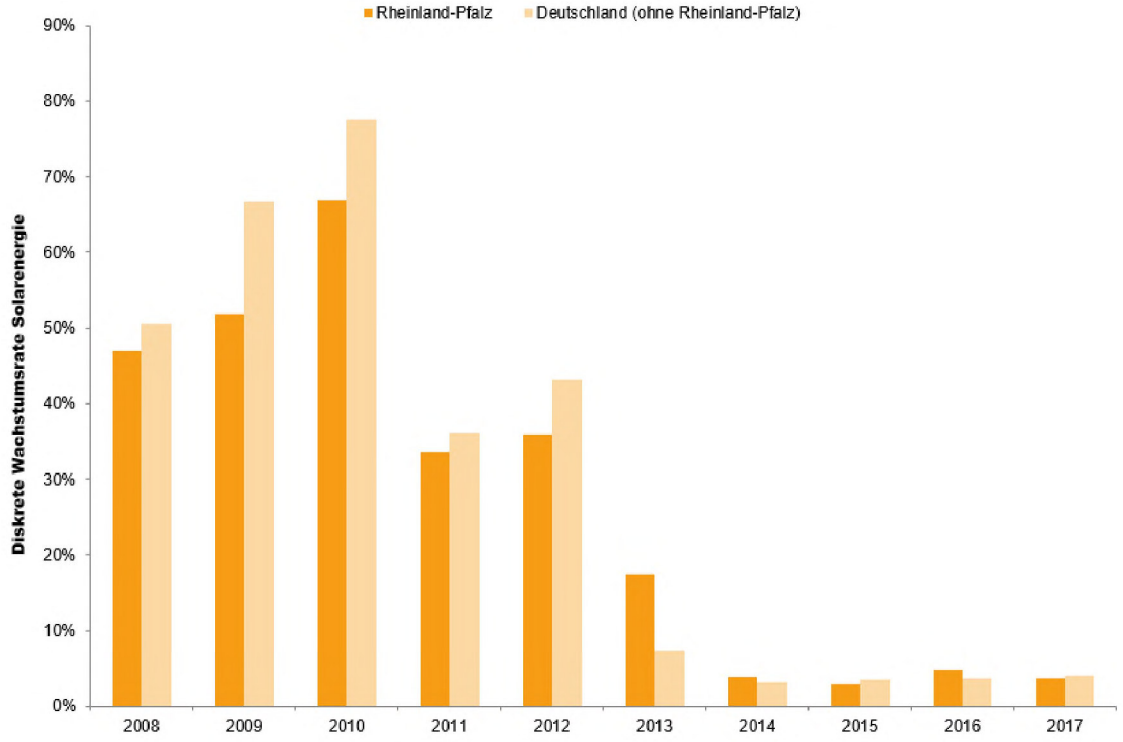


Abbildung 16: Darstellung der diskreten Wachstumsrate Solarenergie in Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland

Es zeigt sich, dass die Wachstumsrate in Rheinland-Pfalz von 2008 bis 2010 deutlich ansteigt, nämlich von fast 50 % bis knapp 67 %, ab 2011 aber auch wieder erheblich von 36 % bis nur noch 3,7 % im Jahr 2017 abfällt. In Deutschland zeigt sich ein ähnliches Bild, jedoch ist die Wachstumsrate im Vergleich zu Rheinland-Pfalz von 2008 bis 2010 etwas höher. Ab 2011 nimmt die Wachstumsrate im Vergleich zu den Vorjahren deutlich ab, im Jahr 2017 beträgt sie nur noch gut 4 %. Der Grund für diese Entwicklungen ist weder ökonomischer Natur, noch sind sie ein spezielles Problem des Ordnungsrahmens von Rheinland-Pfalz. Es sind vielmehr bundesweite Regelungen, wie bürokratische Hürden und steuerliche Vorschriften, die dazu führen, dass große Potenziale verschenkt werden. Bei Dachflächen von Mietwohnungen zeigt sich beispielsweise, dass zentrale Umsetzungsakteure, wie Wohnungsbaugesellschaften und Energiedienstleister, vor Photovoltaik-Mieterstrommodellen zurückschrecken.

In der folgenden Abbildung 17 ist im Vergleich zur vorigen Abbildung der absolute Zubau, also die jährlich installierte Leistung bei Solarenergie in Rheinland-Pfalz dargestellt.

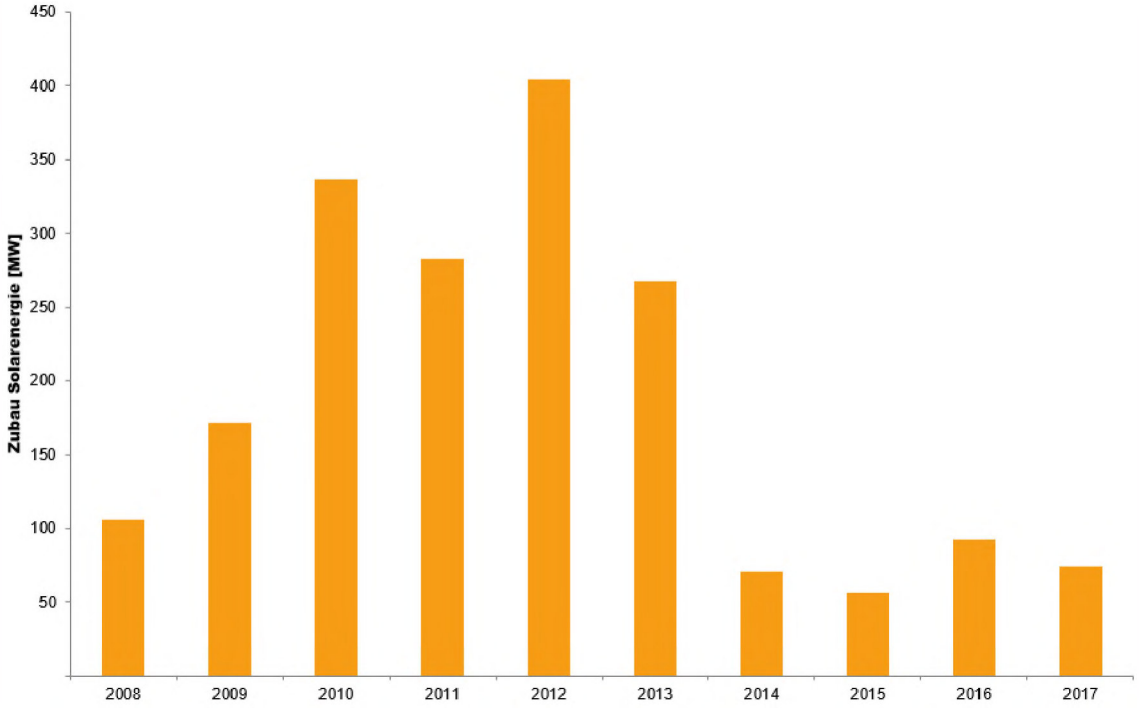


Abbildung 17: Darstellung Zubau Solarenergie

Bis zum Jahr 2012 steigt der Zubau von 106 MW im Jahr 2008 auf 404 MW stark an, danach fällt er deutlich geringer aus. 2015 ist das Jahr mit dem niedrigsten Zubau von 57 MW. Im Jahr 2017 beträgt der Zubau 74 MW.

Biomasse

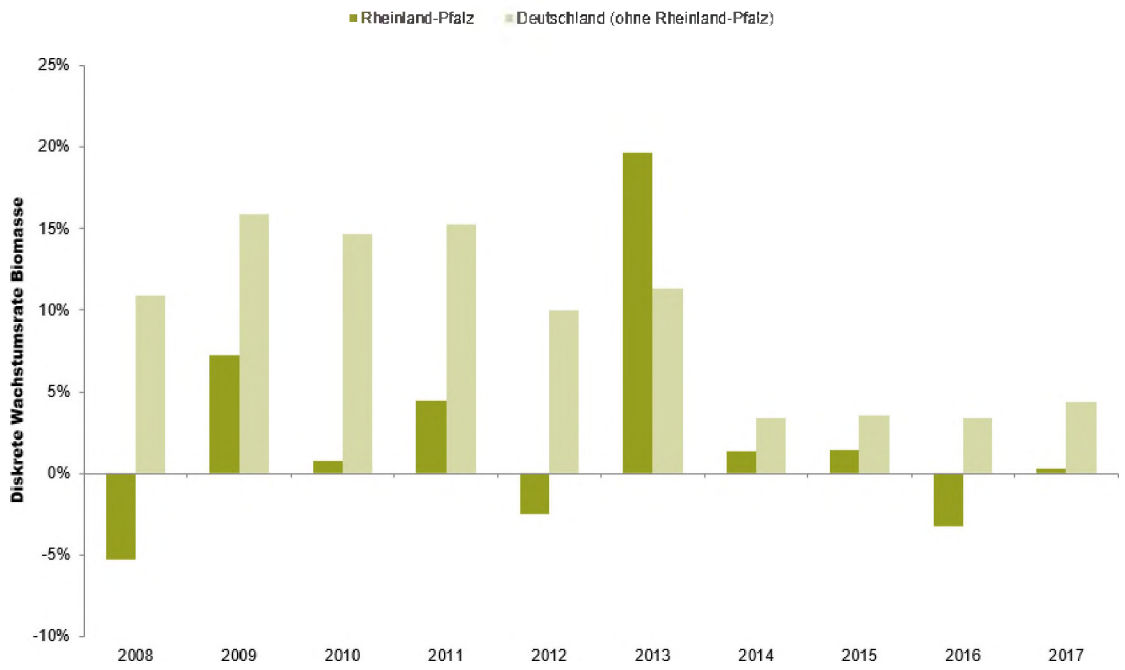


Abbildung 18: Darstellung der diskreten Wachstumsrate Biomasse Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland

In der betrachteten Zeitreihe stellt sich im Vergleich zum restlichen Deutschland in Rheinland-Pfalz die relative Wachstumsrate bei Biomasse teilweise deutlich anders dar. So ist die Wachstumsrate im Jahr 2008 in Rheinland-Pfalz aufgrund stillgelegter Anlagen im negativen Bereich, in Deutschland dagegen beträgt die Wachstumsrate über 10 %. Ein ähnliches Bild zeigt sich in den Jahren 2012 und 2016. Im Jahr 2013 ist die Wachstumsrate in Rheinland-Pfalz deutlich höher als in Deutschland, nämlich fast 20 % gegenüber gut 11 % in Deutschland.

In der nächsten Abbildung (Abbildung 19) ist im Vergleich zur vorigen Darstellung der absolute Zubau bei Biomasse dargestellt. Bei dieser Darstellung zeigt sich, dass im Jahr 2008 Anlagen mit einer installierten Leistung von 7 MW_{el} außer Betrieb genommen wurden. Danach erfolgte z. T. ein Zuwachs der installierten Leistung, der im Jahr 2013 mit 27 MW am höchsten war, danach fällt er deutlich geringer bzw. auch negativ aus.

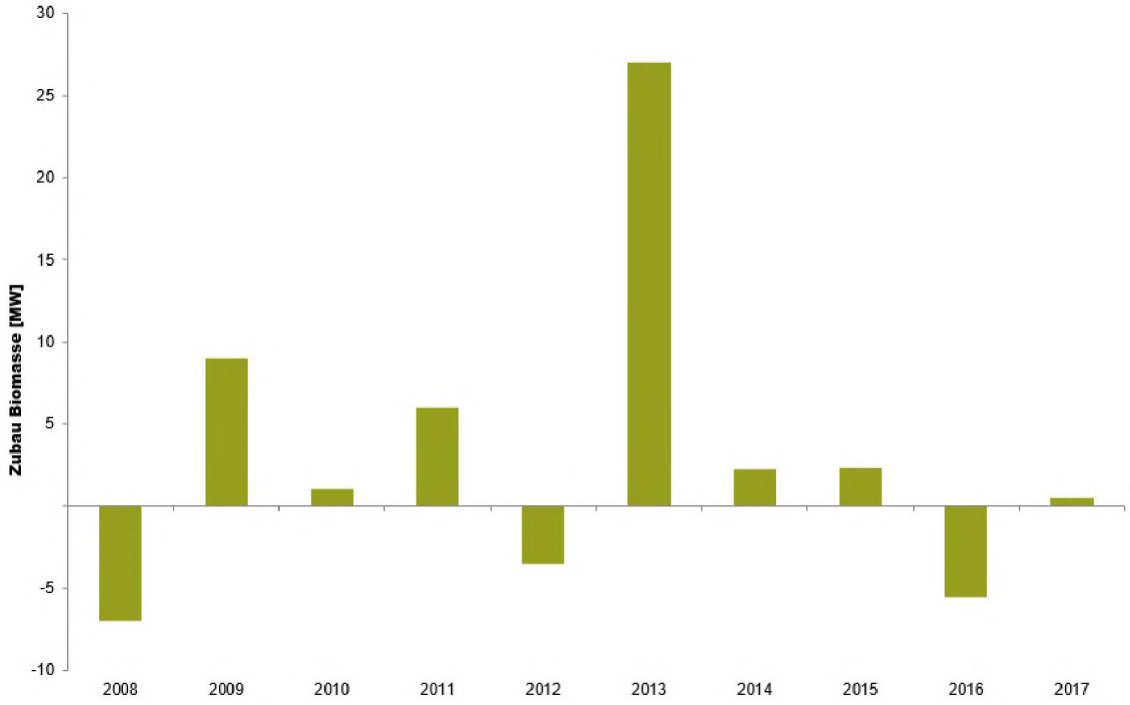


Abbildung 19: Darstellung Zubau Biomasse

Potenzialausnutzung

Ein weiterer relevanter Parameter zur Darstellung des Status quo ist die Potenzialausnutzung erneuerbarer Energieträger. Um dies darzustellen, wird auf eine Veröffentlichung des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur zu Potenzialen Erneuerbarer Energien in Deutschland zurückgegriffen[14][15]. Die hier dargestellten technischen Potenziale von Windenergie, Photovoltaik und Biomasse für Rheinland-Pfalz werden mit den realisierten Potenzialen aus der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur[16] verglichen[17]. Es ist zu berücksichtigen, dass das jeweils *tatsächlich realisierbare* Potenzial deutlich geringer sein kann als das technische Potenzial, da hierbei noch zusätzliche Faktoren wie z. B. landschaftsästhetische Gesichtspunkte oder Akzeptanz der Bevölkerung zu berücksichtigen sind.

[14] Eine wichtige Grundlage für die Analyse von Potenzialen stellt die Definition der verwendeten Potenzialbegriffe dar. Diese Veröffentlichung ist eine Metastudie, die hier ausgewerteten Studien verwenden z. T. nicht genau identische Definitionen für „technisches Potenzial". Um einen Überblick über die Potenzialausnutzung in Rheinland-Pfalz zu erhalten, werden diese Unterschiede hier vernachlässigt. „Technisches Potenzial" wird hier übergreifend als das theoretisch mögliche Potenzial unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der Technik der Nutzbarmachung verstanden.

[15] BMVI 2015: BMVI (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVI-Online-Publikation 08/2015

[16] Bundesnetzagentur 2017: EEG in Zahlen 2017

[17] Bei den Daten der Bundesnetzagentur ist zu berücksichtigen, dass nur Netzeinspeisungen, aber nicht die Erzeugung berücksichtigt wird.

Die folgende Abbildung stellt die Potenzialausnutzung der Windenergie, bezogen auf den Ertrag und die installierte Leistung (siehe Abbildung 20) im Vergleich von Rheinland-Pfalz zu Deutschland dar.

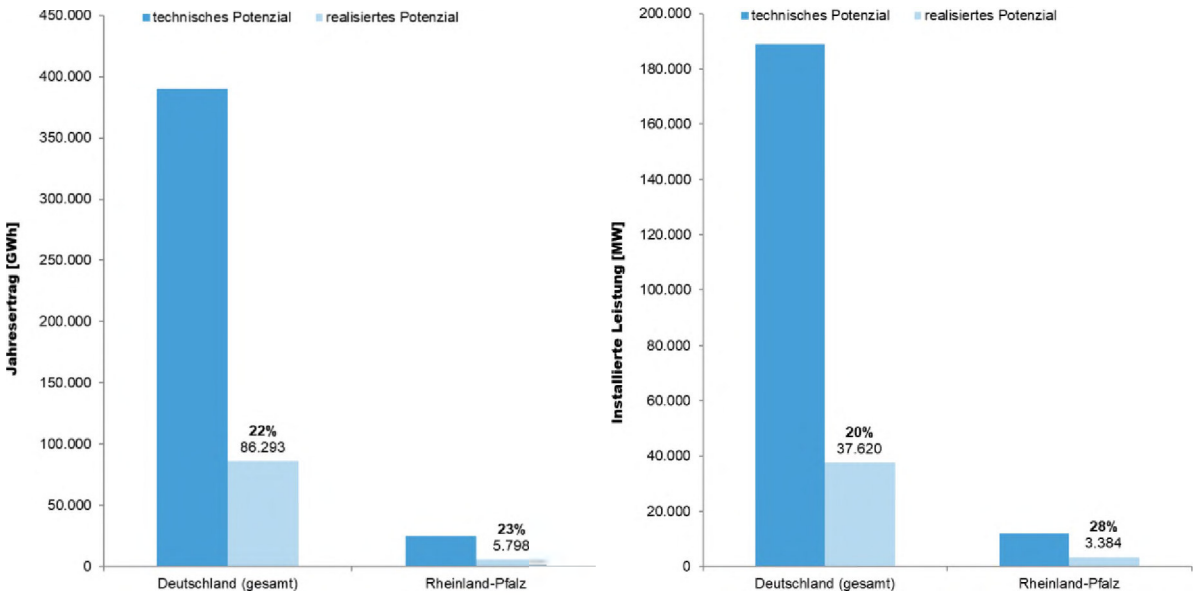


Abbildung 20: Darstellung Potenzialausnutzung Windenergie

In Rheinland-Pfalz sind 23 % des theoretisch möglichen technischen Windenergie-Potenzials bezüglich des Ertrags erschlossen, womit der Erschließungsgrad nur geringfügig 1 % über dem Bundesdurchschnitt liegt.

Die folgende Abbildung 21 stellt die Potenzialausnutzung Photovoltaik bezüglich des Ertrags und der installierten Leistung dar.

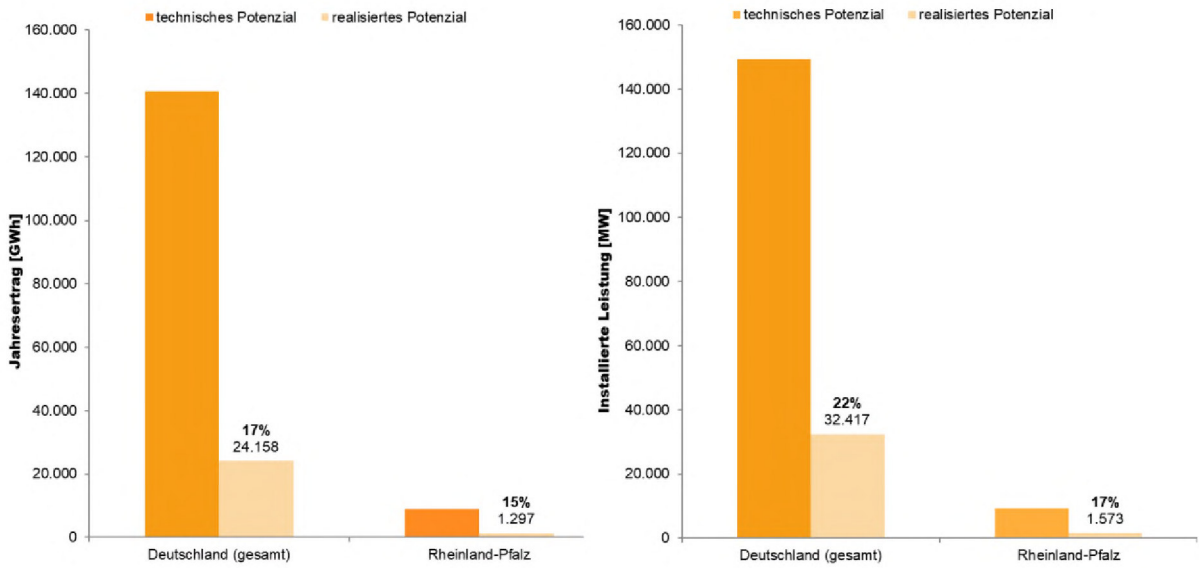


Abbildung 21: Darstellung Potenzialausnutzung Photovoltaik

Das technische Potenzial der Photovoltaik bezogen auf die installierte Leistung wird in Rheinland-Pfalz zu lediglich 17 % genutzt und liegt damit unter dem Bundesdurchschnitt von 22 % (siehe obige Abbildung rechts). Entsprechend stellt sich das Bild bei der Ausschöpfung des möglichen Ertrags dar. Bei der Photovoltaik werden in Rheinland-Pfalz bezogen auf den Ertrag 15 % des technischen Potenzials genutzt, in Deutschland ist der Anteil mit 17 % nur unwesentlich höher.

In der nächsten Abbildung 22 ist die Ausnutzung des insgesamt realisierbaren Potenzials von Wasserkraft bezogen auf Ertrag und installierte Leistung im Vergleich von Rheinland-Pfalz zu Deutschland dargestellt. Für diese Darstellung wurde zusätzlich zu den o. g. Quellen eine Veröffentlichung des Landesamts für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Reinland-Pfalz verwendet (LUWG 2008)[18].

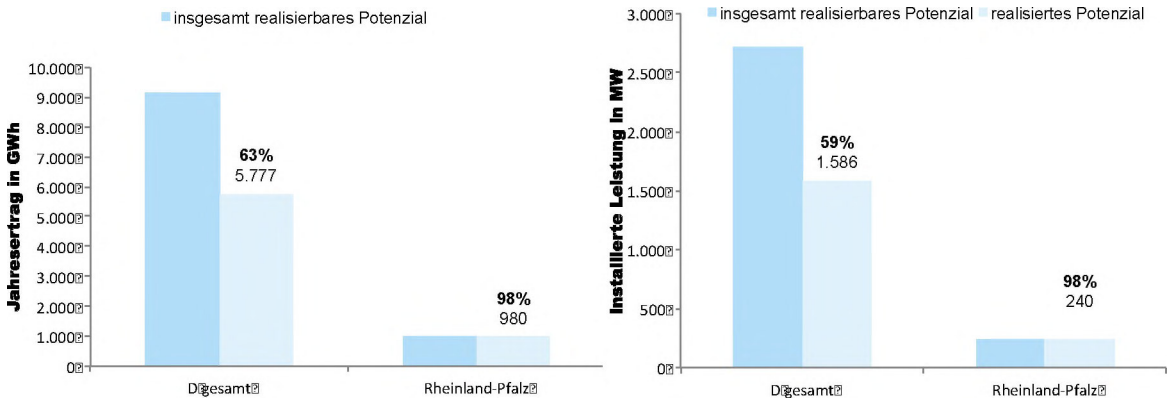


Abbildung 22: Darstellung Potenzialausnutzung Wasserkraft

Es zeigt sich, dass in Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland die Potenzialausnutzung deutlich höher ist, sowohl bezüglich des Ertrags als auch der installierten Leistung werden 98 % des insgesamt realisierbaren Potenzials bereits ausgeschöpft. In Deutschland werden bezüglich des Ertrags 63 % und bezüglich der installierten Leistung nur 59 % des realisierbaren Potenzials genutzt.

[18] Quelle: Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG) 2008: Durchgängigkeit und Wasserkraftnutzung in Rheinland-Pfalz. LUWG-Bericht 2/2008, Mainz

Die folgende Abbildung 23 stellt die Potenzialausnutzung Biomasse von Rheinland-Pfalz im Vergleich zu Deutschland dar.

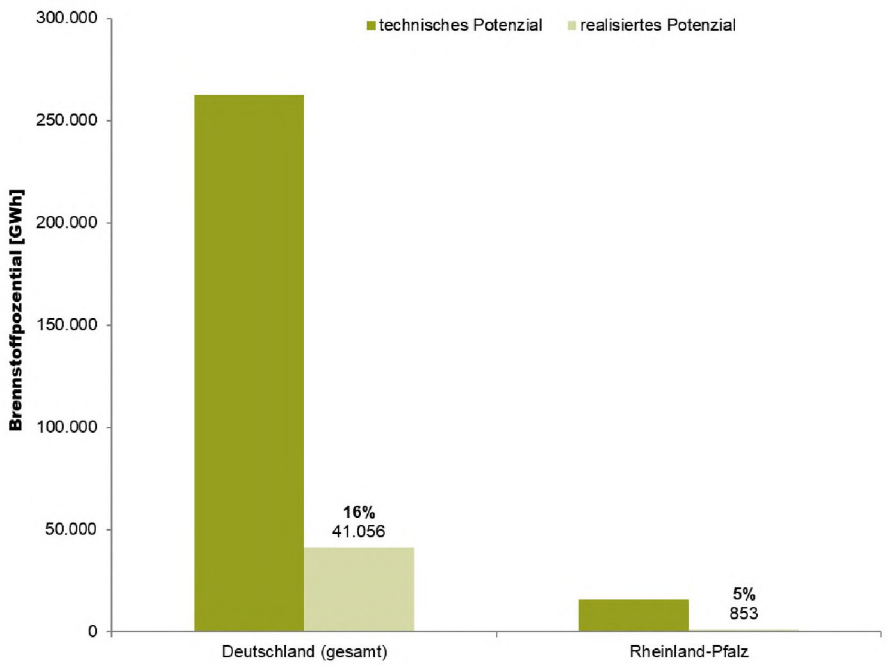


Abbildung 23: Darstellung Potenzialausnutzung Biomasse

Es zeigt sich, dass in Rheinland-Pfalz nur 5 % des möglichen Brennstoffpotenzials aus Biomasse genutzt werden, in Deutschland ist der Anteil mit 16 % höher.

In der für diese Darstellung verwendeten Untersuchung (s. o.) wird davon ausgegangen, dass die Biomassepotenziale der Forstwirtschaft (Waldholz, Waldrestholz) überwiegend für die Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen und bei den übrigen Energieträgern (Bio-, Grünabfall, Exkremente, Industrierestholz, Stroh, Landschaftspflegematerial) davon auszugehen ist, dass diese in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung in Strom und Wärme umgewandelt werden und bei diesem Prozess der Wärme- vor dem Stromertrag dominiert.

Zusätzlich wird die Nutzung von Wärmepumpen in Rheinland-Pfalz analysiert. Dazu wird zunächst der Zubau geförderter Wärmepumpen betrachtet. Die folgenden Abbildungen stellen den Zubau geförderter Wärmepumpen bzgl. der Anzahl (siehe Abbildung 24) sowie im Vergleich dazu die Anzahl der geförderten Wärmepumpen im Bestand in Rheinland-Pfalz dar (siehe Abbildung 25).

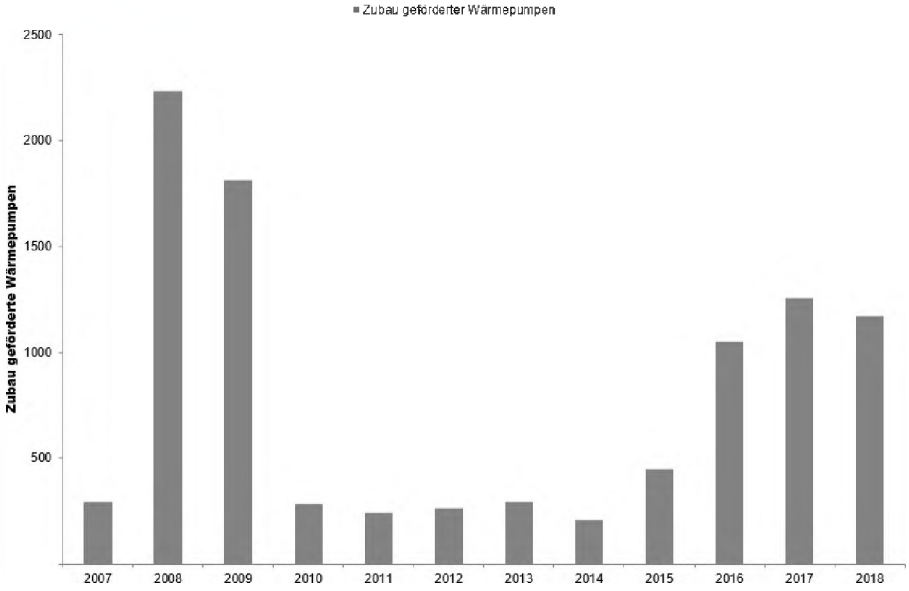


Abbildung 24: Darstellung des Zubaus geförderter Wärmepumpen

Es zeigt sich, dass besonders in den Jahren 2008 und 2009 der Zubau geförderter Wärmepumpen mit 2.235 und 1.814 Stück am höchsten war. Danach wurden deutlich weniger geförderte Wärmepumpen jährlich zugebaut Hierbei ist zu berücksichtigen, dass mit Einführung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) im Jahr 2009 für den Neubaubereich die anteilige Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs durch Nutzung Erneuerbarer Energien zur Pflicht wurde. Wärmepumpen stellen dabei eine Erfüllungsoption dar. Geförderte Wärmepumpen beschränken sich daher vor allem auf Maßnahmen im Bestand. Seit 2015 steigt der Zubau aber wieder moderat an und betrug im Jahr 2018 1.172 Stück.

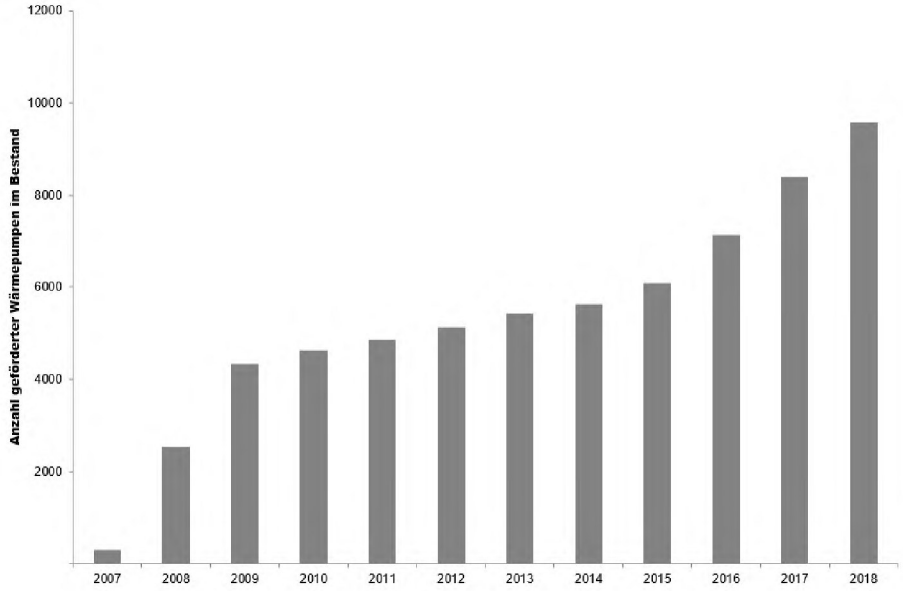


Abbildung 25: Darstellung geförderte Wärmepumpen im Bestand

Der Zubau geförderter Wärmepumpen spiegelt sich im Bestand wider (siehe Abbildung 25): In der Zeitreihe zeigt sich die Zunahme geförderter Wärmepumpen von 294 Stück im Jahr 2007 bis auf 9.563 Stück in 2018. Ergänzend dazu zeigt sich der Einsatz von Wärmepumpen bei der Wohnungsbeheizung. Dafür werden die Anteile der Energiearten bei der Wohnungsbeheizung in Deutschland im Vergleich zu Rheinland-Pfalz analysiert, siehe die folgende Abbildung 26. Basis dieser Darstellung sind Daten des Statistischen Bundesamtes[19].

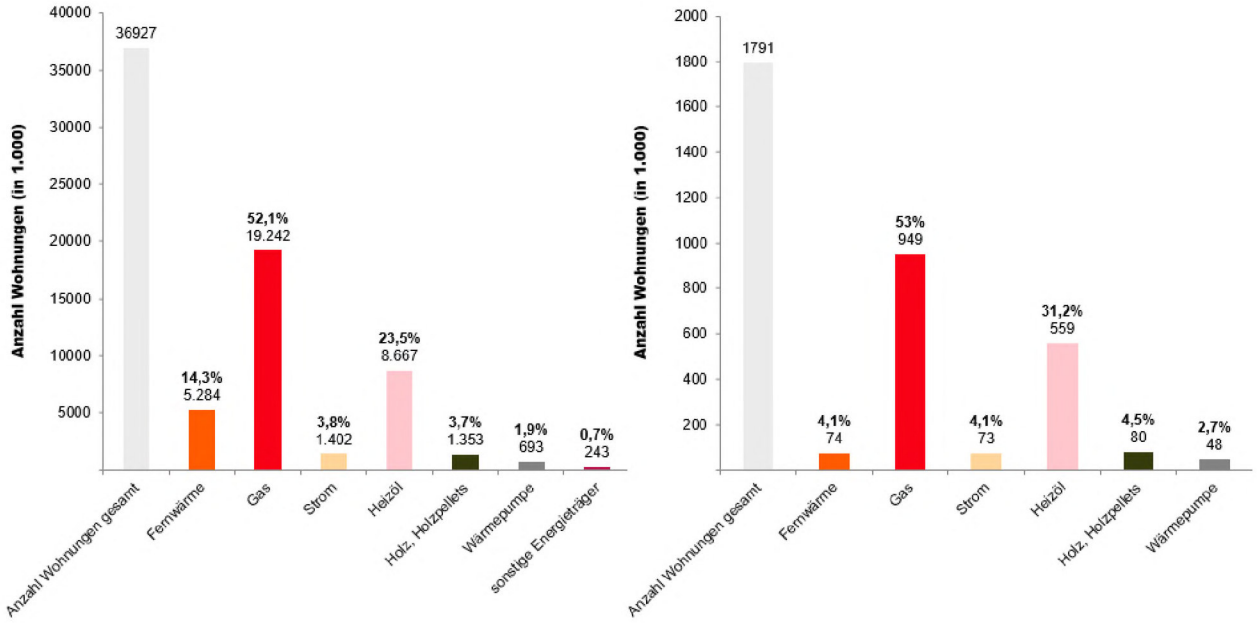


Abbildung 26: Darstellung der Energiearten bei der Wohnungsbeheizung in Deutschland und Rheinland-Pfalz

Es zeigt sich, dass in Rheinland-Pfalz wie auch in Gesamtdeutschland Gas und Heizöl die dominierenden Energieträger im Raumwärmebereich sind. Der Anteil Fernwärme bei der Wohnungsbeheizung ist in Rheinland-Pfalz deutlich kleiner als im Bundesdurchschnitt, Gas ungefähr gleich und Heizöl deutlich höher, Holz und Holzpellets sowie Wärmepumpen werden in Rheinland-Pfalz etwas mehr eingesetzt. Der Grund für diese Unterschiede ist vor allem in der geringeren Bedeutung urban verdichteter Räume zu vermuten.

3.2 Handlungsfeld Mobilität

Straßengebundene Elektromobilität

[19] destatis 2019: Statistisches Bundesamt: Wohnen in Deutschland. Bereich „Haushaltserhebungen, Wohnen“, Oktober 2019, abgerufen am 7.10.2019 unter www.destatis.de

Für den Projektbaustein Verkehr ist der Status quo der elektrischen straßengebundenen Mobilität in Rheinland-Pfalz erhoben worden. Erfasst wurden die nach Fahrzeugklasse differenzierte Zahl der in Rheinland-Pfalz zugelassenen elektrischen Fahrzeuge, die Anzahl der Ladepunkte im öffentlichen und halb-öffentlichen Raum sowie der Stand der Aktivitäten zur Förderung elektrischer Mobilität in Rheinland-Pfalz.

Im Jahr 2019 betrug der Anteil der batterie-elektrischen Pkw in Rheinland-Pfalz an der Pkw-Gesamtflotte 0,14 Prozent, der Anteil der (teil-elektrischen) Hybridfahrzeuge 0,62 Prozent. Bei beiden Antriebsarten lag der Flottenanteil in Rheinland-Pfalz damit etwas unter dem Bundesdurchschnitt (Anteil Elektrofahrzeuge 0,18 Prozent, Hybridfahrzeuge 0,72 Prozent). Die meisten Elektrofahrzeuge in Rheinland-Pfalz sind in Ludwigshafen (247), im Zulassungsbezirk Mainz-Bingen (184) und im Zulassungsbezirk Mainz Stadt (148) zugelassen.

Die durchschnittliche Jahresfahrleistung privat genutzter Hybrid-Pkw betrug 13.600 Kilometer, bei gewerblichen Fahrzeugen 22.800 Kilometer[20]. Bei batterie-elektrischen Fahrzeugen betrug die durchschnittliche Jahresfahrleistung bei privaten Fahrzeugen 10.800 Kilometer, bei gewerblichen Fahrzeugen 7.800 Kilometer[21].

Die Gesamtfahrleistung der privat und gewerblich genutzten batterie-elektrischen Pkw[22] betrug 2019 rund 36.352.000 Fahrzeugkilometer. Hieraus resultierte ein Gesamtenergieverbrauch der batterie-elektrischen Pkw[23] von etwa 6,5 MWh.

Leichte Nutzfahrzeuge

Der Anteil der Elektrofahrzeuge an der Flotte der in Rheinland-Pfalz zugelassenen leichten Nutzfahrzeuge betrug 2019 0,24 Prozent. Er lag damit deutlich unter dem Bundesdurchschnitt von 0,56 Prozent. Mengenmäßig keine Rolle spielen in dieser Fahrzeugklasse die Hybridfahrzeuge. Ihr Anteil lag in Rheinland-Pfalz 2019 bei lediglich 0,01 Prozent, jedoch immer noch über dem Bundes-

[20] BAST 2014: Bundesamt für Straßenwesen: Fahrleistungserhebung 2014, zuletzt abgerufen am 15.12.2020 unter https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Publikationen/DaFa/2018-2017/2017-04.html

[21] BAST 2014: Bundesamt für Straßenwesen: Fahrleistungserhebung 2014, zuletzt abgerufen am 15.12.2020 unter https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Publikationen/DaFa/2018-2017/2017-04.html

[22] Statista 2019: Anteil gewerblicher Pkw in Deutschland nach ausgewählten Haltergruppen, zuletzt aufgerufen am 23.09.2019 unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154574/umfrage/anteil-gewerblicher-pkw-in-deutschland-nach-ausgewaehlten-halter-gruppen/: Anteil gewerblicher Pkw 12 Prozent, privater 88 Prozent

[23] Zu Grunde gelegter Verbrauch. 0,18 kW/h pro Fzkm, Quelle Erfahrungswert Modellprojekte Hamburg

durchschnitt von nur 0,004 Prozent. Die durchschnittliche Jahresfahrleistung der batterie-elektrischen leichten Nutzfahrzeuge betrug 19.661 Kilometer[24], woraus ein Gesamtenergieverbrauch elektrischer leichter Nutzfahrzeuge[25] von rund 1,4 MWh resultiert.

Schwere Nutzfahrzeuge, das heißt Nutzfahrzeuge mit mehr als 2.000 kg Nutzlast, sind derzeit weder in RLP noch bundesweit mengenmäßig für Elektromobilität relevant.

Omnibusse

Viele kommunale Verkehrsunternehmen planen derzeit die Umstellung ihrer Busflotte von Dieselbussen auf batterie-elektrische Busse oder Wasserstoffbrennstoffzellenbusse. Mengenmäßig relevant sind diese Antriebsarten derzeit bei den in Rheinland-Pfalz zugelassenen Bussen noch nicht. Lediglich zwei batterie-elektrische Busse und 26 Hybridbusse waren 2019 zugelassen. Der Anteil batterie-elektrischer Busse an der Gesamtflotte betrug somit 0,04 Prozent (Bund 0,28 Prozent), bei Hybridbussen waren es 0,46 Prozent (Bund 0,71 Prozent). Die durchschnittliche Jahresfahrleistung der batterie-elektrischen Busse betrug 57.580 Kilometer[26]. Hiermit war ein Gesamtenergieverbrauch bei den batterie-elektrischen Bussen[27] von etwa 0,14 MWh verbunden.

Ausbaustand der Ladeinfrastruktur

Der Ausbaustand öffentlich und halb-öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur betreffend bewegt sich Rheinland-Pfalz im Bundesvergleich etwa im bundesdeutschen Mittelfeld. Mit 628 Ladepunkten im öffentlichen und halb-öffentlichen Raum lag Rheinland-Pfalz 2019 bundesweit auf Rang 8, mit 154 Ladepunkten pro einer Million Einwohnerinnen und Einwohnern auf Rang 9. Bei den Flächenländern lag Rheinland-Pfalz 2019 mit 32 Ladepunkten pro 1.000 km^2 auf Rang 6. Die Ladeinfrastruktur in Rheinland-Pfalz ist jedoch geprägt durch eine ungleiche Verteilung innerhalb des Landes. Sie konzentriert sich auf die Großstädte und größeren Mittelstädte, während in den ländlichen Räumen ein flächendeckendes Netz öffentlicher und halb-öffentlicher Lademöglichkeiten noch weitgehend fehlt. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass in eher ländlich geprägten Regionen die Möglichkeiten zur Einrichtung von Lademöglichkeiten auf Privatgrundstücken aufgrund des in der Regel größeren Platzangebotes oftmals besser sind als in verdichteten urbanen Räumen. Daher hat die Bereitstellung öffentlicher Ladeinfrastruktur in ländlichen Räumen nicht die gleiche Bedeutung beziehungsweise Wichtigkeit wie in Städten.

[24] Kraftfahrt-Bundesamt 2019: Verkehr in Kilometern – Inländerfahrleistung, zuletzt abgerufen am 15.12.2020 unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.htm

[25] StreetScooter 2019: StreetScooter WORK Performance, zuletzt abgerufen am 15.12.2020 unter https://www.streetscooter-bonn.de/work-l/: Energieverbrauch LNFz: 19,2 kW/h je 100 Kilometer

[26] Kraftfahrt-Bundesamt 2019: Verkehr in Kilometern – Inländerfahrleistung, zuletzt abgerufen am 15.12.2020 unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.htm

[27] vgl. https://www.edda-bus.de/de/Praxiseinsatz.html: Praxistest des Fraunhofer Instituts ermittelt einen durchschnittlichen Stromverbrauch von 1,2 kWh/km

Aktivitäten in Rheinland-Pfalz zur Förderung der Elektromobilität (2020)

2020 waren in Rheinland-Pfalz mindestens 14 Elektromobilitätskonzepte bereits fertiggestellt oder in Erstellung. Dabei handelt es sich um die Städte Ingelheim, Neuwied, Kaiserslautern, Ludwigshafen, Mainz, Neustadt, Trier, Worms, die Landkreise Altenkirchen, Alzey-Worms, Mayen-Koblenz und die Verbandsgemeinden Enkenbach-Alsenborn, Linz am Rhein und Monsheim[28].

3.3 Entwicklung der CO_2-Emissionen

Abschließend wird die Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen betrachtet. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der CO_2-Pro-Kopf-Emissionen sowie der Emissionen pro Mio. Euro Bruttoinlandsprodukt, jeweils im Vergleich von Rheinland-Pfalz zu Deutschland. Die Herleitung der CO_2-Pro-Kopf-Emissionen basiert auf Daten zur Bevölkerungsentwicklung des statistischen Bundesamtes[29], veröffentlichten Daten des Umweltbundesamtes zur Emissionsentwicklung Deutschlands[30] sowie Daten der Energiebilanz Rheinland-Pfalz[31]. Zur Darstellung der Entwicklung der Emissionen bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt wurden zusätzlich zu den oben verwendeten Quellen Daten zum Bruttoinlandprodukt[32] verwendet.

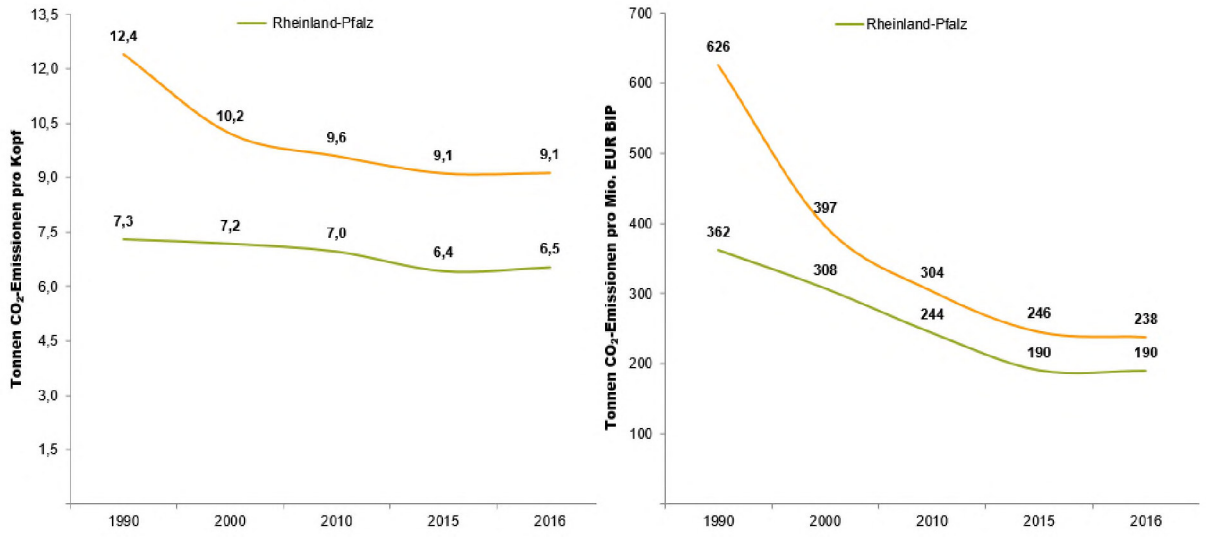


Abbildung 27: Darstellung der Entwicklung der energiebedingten CO_2-Emissionen pro Kopf und pro Mio. EUR BIP

[28] Auskunft des Ministeriums für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten

[29] Statistisches Bundesamt 2019: Bevölkerung – Zahl der Einwohner in Deutschland., Einwohnerzahl in Rheinland-Pfalz

[30] Umweltbundesamt 2019: Emission trends for Germany since 1990, Veröffentlichung des Umweltbundesamts 2019 unter https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1, abgerufen am 18.10.2019

[31] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz 2017: http://www.statistik.rlp.de/de/publikationen/statistische-berichte

[32] Statistikportal 2019: Bruttoinlandsprodukt 1991 bis 2018 nach Bundesländern. Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Statistikportal.de

Die energiebedingten Pro-Kopf-CO_2-Emissionen in Rheinland-Pfalz nahmen zwischen 1990 und 2015 von 7,3 auf 6,4 Tonnen ab, 2016 stiegen sie wieder leicht auf 6,5 Tonnen an. Damit sind die durchschnittlichen CO_2-Emissionen in Rheinland-Pfalz deutlich niedriger als in Deutschland insgesamt. Dort werden Pro-Kopf 1990 12,4 Tonnen und 2016 9,1 Tonnen an CO_2-Emissionen verursacht. Die niedrigeren Pro-Kopf-Emissionen in Rheinland-Pfalz sind vermutlich zum großen Teil auf die strukturellen Unterschiede des Kraftwerksparks im Vergleich zu Deutschland zurückzuführen: Bezogen auf die Nennleistung ist der Anteil der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Rheinland-Pfalz deutlich höher als in Deutschland, fast drei Viertel der Energie wird in Rheinland-Pfalz regenerativ erzeugt, in Deutschland ist es nur gut die Hälfte und entsprechend ist der Anteil der fossil erzeugten Energie in Deutschland deutlich höher als in Rheinland-Pfalz.

Die Entwicklung der Emissionen bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt zeigt: In Rheinland-Pfalz wurden 1990 362 Tonnen CO_2 pro einer Mio. EUR Bruttoinlandsprodukt (BIP) emittiert, bis 2016 sanken die Emissionen auf 190 Tonnen pro Mio. EUR BIP. Dies ist deutlich geringer als in Deutschland insgesamt, wo 1990 626 Tonnen pro einer Mio. EUR BIP emittierten und bis 2016 die Emissionen auf 238 Tonnen pro einer Mio. EUR BIP sanken.

4 ENTWICKLUNG INFRASTRUKTUR, ERZEUGUNG UND VERBRAUCH

Ausgehend von dem im vorangegangenen Abschnitt analysierten Status quo der Erzeugungs- und Laststrukturen werden im Kontext verschiedener ökonomischer und klimapolitischer Rahmenbedingungen Entwicklungsprojektionen bis zum Jahr 2050 vorgenommen. Hierzu werden sowohl für Rheinland-Pfalz als auch übergeordnet im Zuge einer detaillierten Energiemarktsimulation Entwicklungspfade für Deutschland und Zentraleuropa abgeleitet. Der gebildete Entwicklungsrahmen setzt somit die Projektionen für Rheinland-Pfalz in den Kontext einer gesamtdeutschen- und -europäischen Entwicklung. Erst der Blick auf das Gesamtsystem ermöglicht die Identifikation und Berücksichtigung weiterer Interdependenzen im Zusammenhang mit regionaler Stromerzeugung.

4.1 Energiemarktszenarien und Emissionsreduktion

Aufgrund des sehr langen Betrachtungsbereichs birgt eine Projektion möglicher Entwicklungen sowohl auf deutscher Ebene als auch für Rheinland-Pfalz ein hohes Maß an Unsicherheit. Eine szenariogetriebene Betrachtung erlaubt die Analyse der Spannweite möglicher Entwicklungen entlang einer Vielzahl verschiedener Einflussfaktoren. Der Inhalt dieser Energiemarktszenarien ist maßgeblich gekennzeichnet durch politische, technische, ökologische, soziologische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Dabei definieren die folgenden wesentlichen Kenngrößen das Makroumfeld der Marktszenarien:

(1) Klimaziele und erzielte CO_2-Reduktion im Jahr 2050

(2) Entwicklung des Stromverbrauchs

(3) Sektorenkopplung Transport und Wärme

(4) Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

(5) Systemeinbindung erneuerbarer Energieträger

(6) Entwicklung politischer Steuerungselemente (bspw. ETS- Handel)

(7) Entwicklung der Rohstoffmärkte und Commodity-Preise

Auf Ebene der Beschlusslage klimapolitischer Festlegungen, Zielsetzungen und angekündigter Maßnahmen dient der 31.12.2019 als Stichtag und Status quo der Szenarioableitungen und Parametrierungen. Weitere Konkretisierungen quantitativer Zielsetzungen wie im Rahmen der nationa-

len Wasserstoffstrategie[33], des Kohleausstiegs[34] oder auch der Anpassung und Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes[35] erfolgten zwar zeitlich nach der Erstellung der Energiemarktszenarien, die Szenarien reflektieren jedoch vom Grunde her bereits diese Konkretisierungen.

Die quantitative Ausgestaltung der Energiemarktszenarien erfolgt vor dem Hintergrund verschiedener geographischer Aggregationsstufen (siehe Abbildung 28). Der Detailgrad der Szenarioausgestaltung nimmt dabei je Betrachtungsebene in Anbetracht der Energieversorgung in Rheinland-Pfalz zu.

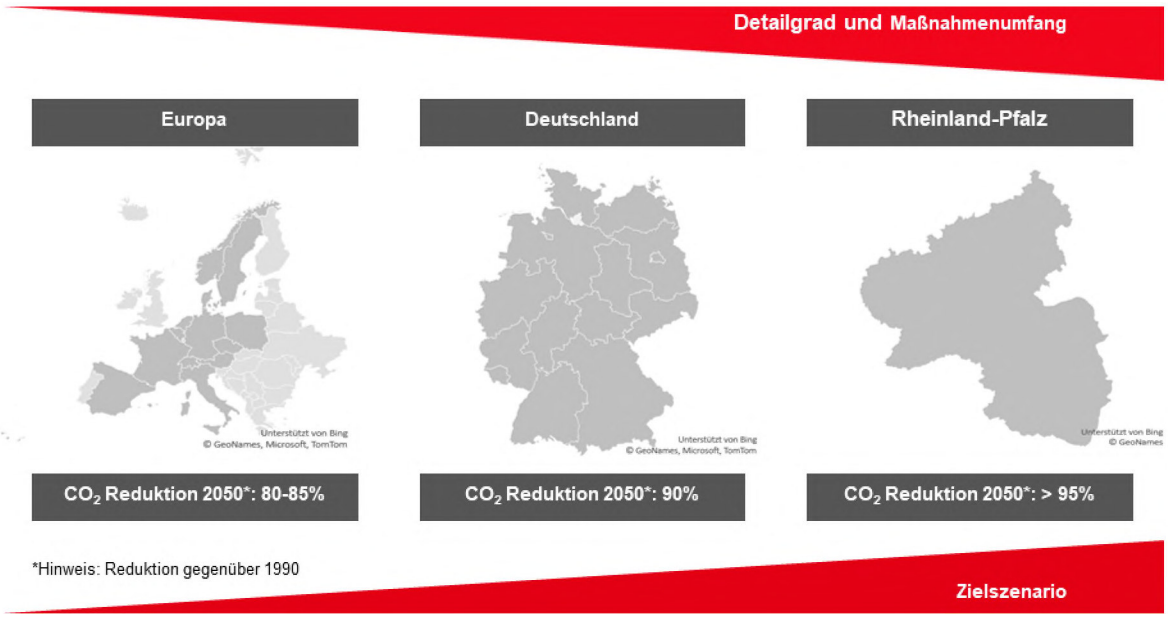


Abbildung 28: Szenarioebenen

In der Literatur existiert eine Vielzahl von Energiemarktszenarien, welche insbesondere auf Ebene von Deutschland und Europa die Transformation des Energiesektors in Abhängigkeit klimapolitischer Festlegungen beschreiben[36]. Solche Zielszenarien bilden Maßnahmenbündel und infrastrukturelle Anpassungen ab, die erforderlich sind, um die jeweils studienspezifisch definierten Klimaziele vollumfänglich einzuhalten. Mit steigendem Niveau der Emissionsreduktion können insbesondere aus technologischer Perspektive sehr fokussierte Entwicklungen resultieren, welche in der

[33] Quelle: Die nationale Wasserstoffstrategie, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16

[34] Quelle: Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) vom 08.08.2020, abrufbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27725219%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1

[35] Quelle: Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2021) vom 15.12.2020, abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf

[36] Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien, Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende, März 2018, S. 4, abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/3981.AEE_Metanalyse_Erneuerbare_Gase_Langfassung_mrz18.pdf

langfristigen Projektion nur noch ein geringes Maß an „Technologieoffenheit“ zulassen[37]. Anhand der Kategorisierung verschiedener Szenarien auf Basis des unterstellten Emissionsreduktionsniveaus können aber auch grundlegende Gemeinsamkeiten in der Ausprägung von Szenarien festgemacht werden. Angesichts klimapolitischer Zielsetzungen für Deutschland, Europa und Rheinland-Pfalz wird die Betrachtung entlang der folgenden Kategorien vorgenommen[38] [39]:

(1) Szenarien mit **80 - 85 %** Treibhausgasreduktion im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990

(2) Szenarien mit **90 %** Treibhausgasreduktion im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990

(3) Szenarien mit mehr als **95 %** Treibhausgasreduktion im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990

Szenarien mit einer Treibhausgasreduktion von 80 - 85 % sind in der Regel bereits gekennzeichnet durch einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsektor. Der Stromsektor wird somit bereits in Ansätzen das Rückgrat für die Versorgung der Sektoren Transport und Wärme mit Erneuerbaren Energien. Die Nutzung von synthetischen Gasen oder Kraftstoffen spielt im Zeitbereich bis zum Jahr 2030 oft nur eine untergeordnete Rolle[40]. In der Konsequenz resultieren vergleichsweise homogene Projektionen der Entwicklung von Infrastruktur, Erzeugung und Verbrauch.

Szenarien mit einer Treibhausgasreduktion von 90 % bedingen den priorisierten Zubau Erneuerbarer Energien. Resultierende Einspeisemengen der Erneuerbaren Energien übersteigen häufig bereits mittelfristig den konventionellen Stromverbrauch (ohne Berücksichtigung von neuen Verbrauchern und Sektorenkopplung). Hohe Überschusserzeugungsmengen erneuerbarer Einspeisung werden häufig durch verschiedene Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Power-to-X, Stromspeicher oder Demand Side Management in den Szenarien adressiert und teilweise in den Systembetrieb integriert. Die Technologiewahl dominiert an dieser Stelle jedoch noch nicht die Szenarioausgestaltung.[41]

Mit einer angestrebten Reduktion der Treibhausgasemissionen von 95 % oder mehr bis zum Jahr 2050 nehmen Abweichungen in den Projektionen verschiedener Studien und Szenarien für

[37] Vgl. ebd., S. 4

[38] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Klimaschutzprogramm 2030, Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030, Oktober 2019, S.14f., abrufbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutzprogramm_2030_bf.pdf

[39] Vgl. Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften § 3 vom 12.12.2019, abrufbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27725645%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1

[40] Vgl. Ecofys, Metaanalyse aktueller Studien zum Thema Sektorenkopplung, 11.07.2018, S.40, abrufbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/ecofys-metaanalyse-langfassung-dvgw-pi-gat.pdf

[41] Vgl. Ecofys, Metaanalyse aktueller Studien zum Thema Sektorenkopplung, 11.07.2018, S.40, abrufbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/ecofys-metaanalyse-langfassung-dvgw-pi-gat.pdf

Deutschland erheblich zu[42]. Der Stand der Forschung sieht mit den immer extremer werdenden Erzeugungsüberschüssen aus Erneuerbaren Energien für diese Szenarien eine starke Systemeinbindung von Power-to-X Technologien.[43]

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung der Studie zur Untersuchung möglicher technologischer Settings zur Aufnahme von Erzeugungsüberschüssen aus Erneuerbaren Energien wird die Zielgröße der Treibhausgasreduktion auf Ebene von Zentraleuropa, Deutschland und Rheinland-Pfalz differenziert betrachtet. Für die Strommarktsimulation (siehe Kapitel 5) werden nachfolgend Zielszenarien abgeleitet, welche eine Emissionsreduktion von 80 - 85 % für Europa und 90 % für Deutschland im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 vorsehen[44]. Die gebildeten Marktszenarien für Deutschland und Europa erlauben somit die Analyse von potenziellen Erzeugungsüberschüssen in einem Energiesystem mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien ohne dabei bereits den Fokus für den Einsatz oder die Implementierung von Flexibilitätsoptionen bereits exogen vollumfänglich festzulegen und einzuschränken. Zielsetzungen des Klimaschutzkonzeptes Rheinland-Pfalz werden kontrastierend auf untergeordneter lokaler Ebene über ein Zielszenario mit mindestens 95 % Emissionsreduktion aufgegriffen.

4.2 Methodik

Wie im vorangegangenen Abschnitt bereits beschrieben, sind die zentralen Elemente des Szenario-designs gekennzeichnet durch einen ambitionierten Klimaschutz innerhalb Deutschlands sowie des EU-Auslands. Die nachfolgend beschriebene Methodik zur Ableitung und Projektion wesentlicher Kenngrößen des Energiesektors orientiert sich somit primär an den gesetzten Zielgrößen der Emissionsreduktion bis zum Jahr 2050. In Zehnjahresintervallen gesetzte Fotojahre liefern jeweils die Stützstellen der Projektion. Die quantitative Ableitung einzelner Treibergrößen des Energiesektors erfolgt anhand von aktuell verfügbaren Szenariostudien, Datenbanken, politischen Zielsetzungen sowie eigenen Annahmen und Modellierungen.

Deutschland und Europa

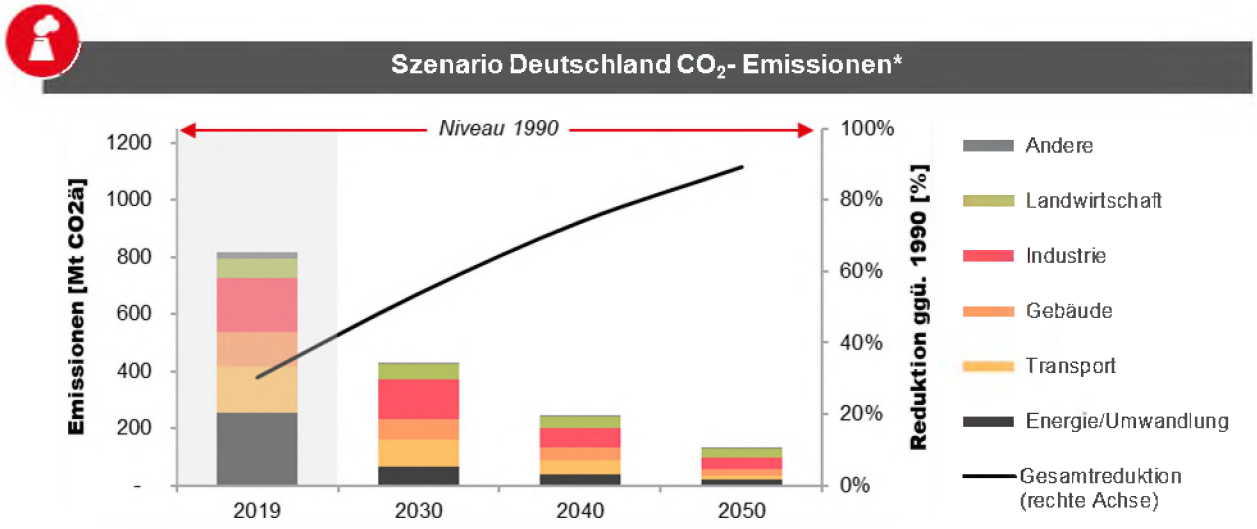
Die Methodik zur Projektion von Entwicklungspfaden ist für Deutschland und Europa einheitlich. Als globale Grundlage und Datenbasis in der Vorgabe von Emissionsreduktionszielen dienen das

[42] Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien, Metaanalyse: Klimaschutz und Treibhausgasemissionen in Deutschland, März 2015, S. 14, abrufbar unter: https://www.energiewende-sta.de/wp-content/uploads/2015/04/AEE_Metaanalyse_Treibhausgase_mrz15.pdf

[43] Vgl. Ecofys, Metaanalyse aktueller Studien zum Thema Sektorenkopplung, 11.07.2018, S.41, abrufbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/ecofys-metaanalyse-langfassung-dvgw-pi-gat.pdf

[44] Hinweis: Stichtag der Szenarioerstellung ist der 31.12.2019 (Kapitel 4.1).

EU-Referenzszenario der europäischen Kommission[45] und die „Integrated Database of the European Energy System“ der europäischen Union (JRC - IDEES)[46]. Abbildung 29 führt die sektorspezifischen Emissionsreduktionsziele bis zum Jahr 2050 für Deutschland auf. Fortschreibungen der Sektoren Landwirtschaft, Industrie, Gebäude, Transport und Andere orientieren sich bis zum Jahr 2030 an den Sektorzielen des Klimaschutzgesetzes sowie langfristig an der Studie Klimapfade für Deutschland [47] [48]. Für den Industriesektor müssen somit energiebezogene Emissionen langfristig weitgehend vermieden werden. Starke Emissionsreduktionen in den Sektoren Transport und Gebäude bedingen Verlagerungen des Energieverbrauchs in den Energie- und Umwandlungssektor. Dies setzt eine ambitionierte Dekarbonisierung des deutschen und europäischen Kraftwerksparks voraus. Abgeleitete Emissionsbilanzen des Energie- und Umwandlungssektors sind bereits Bestandteil der Modellierung und des ermittelten Kraftwerkseinsatzes (siehe Kapitel 5.2).



*Hinweis: Die Emissionsbilanzen außerhalb des Stromsektors setzen auf der „Integrated Database of the European Energy system“ der gemeinsamen Forschungsstelle der europäischen Kommission auf und orientieren sich in weiterer Fortschreibung am Klimaschutzgesetz sowie der Studie „Klimapfade für Deutschland“.

Abbildung 29: Entwicklung der Treibhausgasemissionen (Energiemarktszenario Deutschland)[49]

[45] EU-Kommission, EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050. EU Reference Scenario 2016, 20.07.2016, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016_en

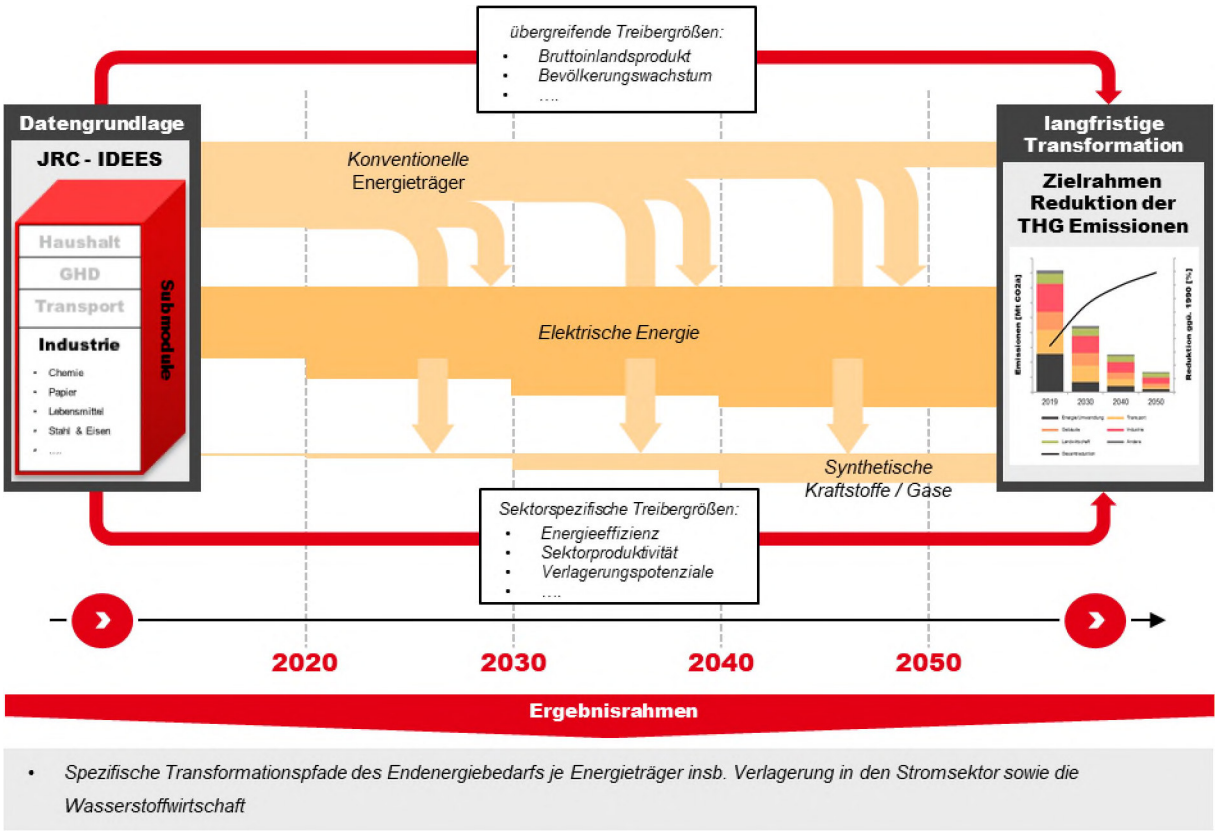
[46] Europäische Union, Integrated Database of the European Energy System, 2017, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/jrc/en/potencia/jrc-idees

[47] Vgl. Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, Anlage 2, Dezember 2019, abrufbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id=%27bgbl119s0010.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D__1606382574311

[48] BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf

[49] Quelle Historie 2019: Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland (Stand 09.03.2020), abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent

Die Orientierung anhand sektorspezifischer Emissionsreduktionen stellt im Umfeld des Energiemarktszenarios fortlaufend die Konsistenz in der Ableitung der weiteren Szenarioparametrierung sicher. Im Zuge einer angestrebten Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren spielt die Substitution und Verlagerung des Einsatzes konventioneller Energieträger durch Strom auf Basis von Erneuerbaren Energien und langfristig auch synthetischen Kraftstoffen und Gasen eine entscheidende Rolle. Bedeutenden Einfluss auf die Entwicklung von Stromverbrauch und Laststruktur zeigt damit einhergehend die Einbindung neuer Verbraucher, insbesondere aus den Bereichen Wärme und Mobilität. Vor diesem Hintergrund sind sowohl generelle Veränderungen in der Höhe des Stromverbrauchs sowie Verschiebungen in der Laststruktur im Zeitverlauf zu adressieren. Für die Ableitung sektorspezifischer Kenngrößen und Jahresenergiemengen wird das Modell B E T – LoadMod herangezogen. B E T – LoadMod erlaubt eine Betrachtung sektorspezifischer Entwicklungspfade. Durch einen modularen Aufbau werden die Spezifika und charakteristischen Unterschiede der Hauptsektoren Gebäude, Industrie und Transport aufgegriffen. Ausgehend vom Status quo und bestehenden Versorgungsstrukturen, Anwendungen und Endenergieverbräuchen wird je Sektor eine Transformation bzw. Migration des Energieträgereinsatzes im Kontext der gesetzten Klima- und Emissionsziele abgeleitet. Abbildung 30 verdeutlicht die beschriebene Vorgehensweise beispielhaft für den Industriesektor. Im Fokus der Analysen steht die Entwicklung des Stromverbrauchs beziehungsweise wesentliche Verlagerungen des Energieträgereinsatzes in den Energie- und Umwandlungssektor infolge von Sektorenkopplung.



- *Spezifische Transformationspfade des Endenergiebedarfs je Energieträger insb. Verlagerung in den Stromsektor sowie die Wasserstoffwirtschaft*

Abbildung 30: Fortschreibung des Endenergieverbrauchs

Als wesentlicher Input des Modells bietet die „Integrated Database of the European Energy System“ der europäischen Union (JRC - IDEES)[50], in Übereinstimmung mit den EUROSTAT-Energiebilanzen, einen disaggregierten Datensatz von Energie-, Wirtschafts- und Umweltdaten. Das Jahr 2015 bildet jeweils den Startpunkt für die weitergehende Transformation der sektorspezifischen Verbrauchsstrukturen. Neben der beschriebenen langfristigen Orientierung an klimapolitischen Zielsetzungen im Jahr 2050 bilden übergreifende Treibergrößen, wie Bevölkerungsentwicklung und Bruttoinlandsprodukt, den globalen Rahmen der Transformationspfade [51] [52].

Für den Industriesektor setzen prozessbezogene Restriktionen Grenzen in der Verlagerung des Energieträgereinsatzes[53]. Die generelle Projektion der Entwicklung des Endenergiebedarfs für den Industriesektor ist wesentlich an Annahmen zur Entwicklung der Produktivität sowie der Erschließung von Effizienzpotenzialen geknüpft. Durch eine stärkere Elektrifizierung des Industriesektors nimmt der Stromverbrauch dennoch im Zeitverlauf zu (siehe Abbildung 39).

Charakteristika des Transportsektors sind vor allem durch Trends in den Bereichen der Individualmobilität sowie des Schwerlasttransports geprägt. Von herausstehender Bedeutung ist vor diesem Hintergrund die Entwicklungstendenz von Personen- und Frachtkilometern. Dabei werden Verlagerungen aus dem Straßenverkehr auf die Schiene sowie ein vermehrtes Car-Sharing und Fahrgemeinschaften beispielsweise über spezifische Auslastungsgrade aufgegriffen. Ausgehend vom jeweiligen Fahrzeugbestand sowie in Abhängigkeit der Effizienzentwicklung verschiedener Antriebstechnologien erfolgt innerhalb dieses Korridors eine Ableitung des fortlaufenden Energieträgereinsatzes.[54] Der wachsende Anteil der Elektromobilität bedingt einen deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs durch den Transportsektor (siehe Abbildung 39).

Für den Gebäudesektor spielt auf der einen Seite eine zunehmende Elektrifizierung eine wichtige Rolle für die Entwicklung des Strombedarfs. Die Weiterentwicklung von Effizienzstandards (insb. für weiße Ware, Querschnittsanwendungen, Beleuchtung, IKT) steht diesem Trend in der Fortschreibung entgegen. Andererseits bedingen potenzielle Veränderungen in der Bereitstellung von Räumwärme und Warmwasser eine weitere Verlagerung des Energieträgereinsatzes in den Stromsektor. Entwicklungen des Wärmebedarfs sind entscheidend durch demographische Trends

[50] Quelle: Europäische Union, Integrated Database of the European Energy System, 2017, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/jrc/en/potencia/jrc-idees

[51] Vgl. EU-Kommission, EU Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050. EU Reference Scenario 2016, 20.07.2016, S. 35 f., abrufbar unter: https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016_en

[52] Vgl. ebd., S. 86, abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff1

[53] Eigene Annahmen und vgl. BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, S. 133 ff., abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf

[54] Eigene Annahmen und vgl. BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, S. 169 ff., abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf

aber auch Veränderungen des Gebäudebestands (Haushalts- und Betriebsgröße, Sanierungsrate- und tiefe) bedingt und liefern neben den Einsatzmöglichkeiten verschiedener Technologien zur Wärmebereitstellung die Grenzen der Entwicklung.[55]

Im Ergebnis resultieren je Submodul die abgeleiteten Veränderungen des Energieträgermix in sektorspezifischen Jahresenergiemengen für Strom sowie synthetische Kraftstoffe und Gase. Zur Abbildung der Entwicklung der Laststruktur der Stromnachfrage wird auf die ermittelten Jahresenergiemengen zurückgegriffen. Die sektorspezifische Analyse ermöglicht insbesondere auch die Identifikation sektorenkoppelnder, neuartiger Anwendungen und Verbraucher, welchen im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems sowie der Projektion von Verbrauchsstrukturen eine gesonderte Rolle zukommt. Herauszustellen sind an dieser Stelle insbesondere resultierende Veränderungen in der Wärmebereitstellung (z. B. Wärmebedarf, Anzahl Wärmepumpen, großtechnische PtH-Anlagen) und im Transportsektor (z. B. Anzahl Elektrofahrzeuge, Nutzung von Second-Life-Cycle Batteriespeichern, Ladestrategien, Brennstoffzellenantriebe). Abbildung 31 visualisiert die Vorgehensweise zur Ableitung der stundenscharfen Laststruktur. Für die Bestimmung der stündlichen Last durch Elektromobilität werden unterschiedliche Ladestrategien, wie beispielsweise ankunftsabhängiges Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz, Laden im öffentlichen Raum oder verteilnetzverträgliches Laden in der Nacht berücksichtigt[56]. Auf Basis eines sich über die Jahre ändernden Verteilungsschlüssels der Aufteilung angenommener Ladestrategien für den betrachteten Fahrzeugpark, findet eine Kombination der resultierenden Ladeverläufe zu einem durchmischten Gesamtprofil statt[57]. Unter Ableitung dieses Profils wird die jeweilige Jahreslast des Transportsektors auf einen stündlichen Strukturverlauf ausgerollt.

[55] Eigene Annahmen und vgl. BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, S. 207 ff., abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf

[56] Eigene Annahmen und in Anlehnung an Europäische Kommission, Effect of electromobility on the power system and the integration of RES, Juni 2018, S. 48 f., abrufbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_s13_final_report_electromobility_201806.pdf

[57] Eigene Annahmen

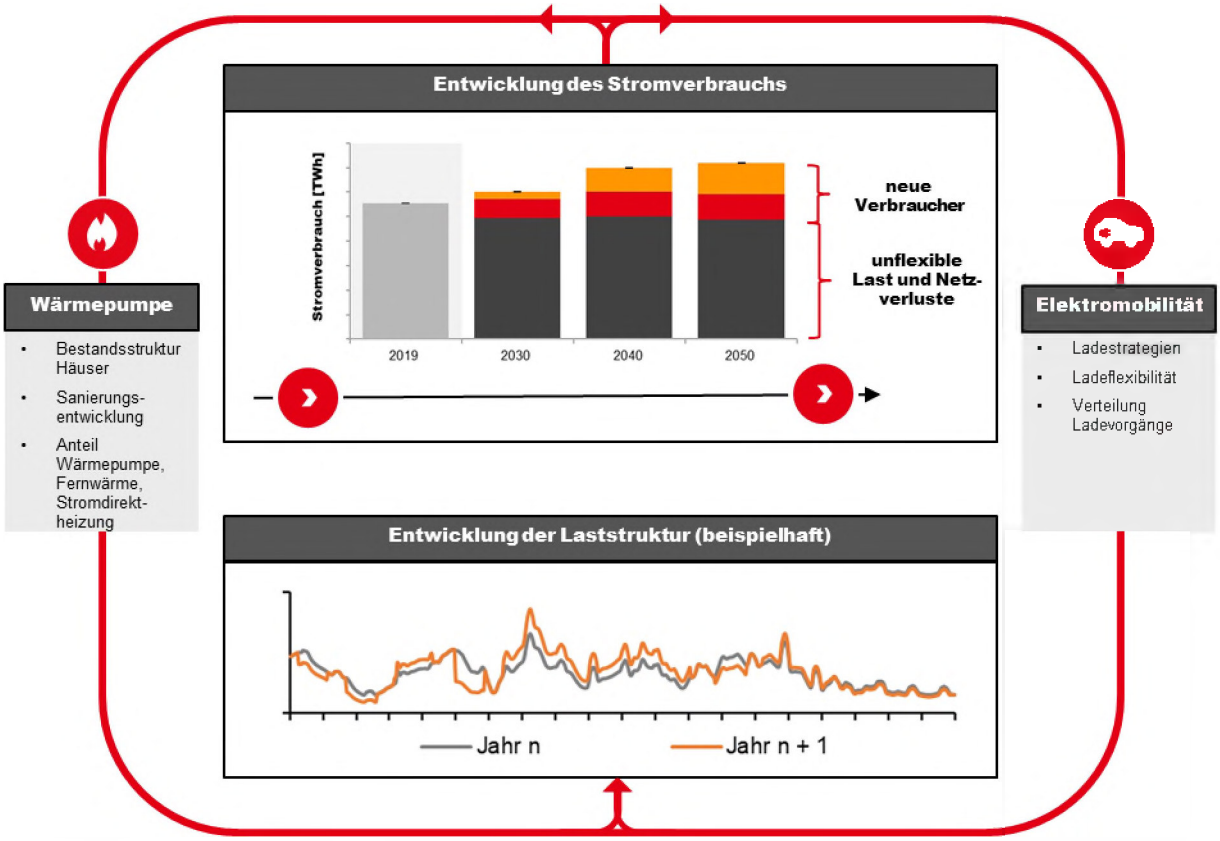


Abbildung 31: Ableitung stundenscharfer Verbrauchsstrukturen

Um die Einflüsse in der Elektrifizierung der Wärmebereitstellung des Gebäudesektors zu berücksichtigen werden temperaturabhängige, stündliche Wärmelastprofile für verschiedene standardisierte Gebäudetypen generiert (beispielsweise saniertes Mehrfamilienhaus, Altbauten oder neugebaute Einfamilienhäuser). Passend zu der abgeleiteten Entwicklung in der Wärmebereitstellung wird ein entsprechender Mix aus stromgeführten Technologien zur Deckung dieser Lasten unterstellt (Wärmepumpen oder elektrifizierte Fernwärme). Durch Verschneidung der Entwicklungen im Wohnbestand (d. h. Sanierungsraten und Anteil der Neubauten am Häuserbestand) wird eine passende Kombination der unterschiedlichen Stromverbrauchskurven erzeugt, welche den stündlichen Stromverbrauch zur Wärmelastdeckung liefert[58].

Neben der zunehmenden Elektrifizierung der Sektoren kommt auch synthetischen Gasen und Kraftstoffen eine Schlüsselrolle zu. Zentrale Rückwirkungen der Wasserstoffwirtschaft auf den Stromsektor ergeben sich vor allem in der Bereitstellung von sogenanntem „grünem Wasserstoff“, welcher durch Elektrolyse und den Einsatz von erneuerbarem Strom gewonnen wird. B E T - LoadMod erlaubt die Quantifizierung des im Zuge der abgeleiteten Sektorentransformation resultierenden Wasserstoffbedarfs.

[58] Eigene Annahmen

Den Entwicklungen des Stromverbrauchs steht die Stromerzeugung auf Basis der Projektion des Kraftwerksparks gegenüber. Insbesondere die Entwicklung fluktuierender erneuerbarer Einspeisung liefert einen maßgeblichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energie- und Umwandlungssektors. Mit Hilfe des Modells B E T - ResMod werden stündliche Einspeisezeitreihen Erneuerbarer Energien in hoher geographischer Auflösung (20 x 20 km) für Deutschland und Europa erzeugt[59]. Ausgangslage der Modellierung bildet die Entwicklung der installierten Leistung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Wind). Zudem hängt die Entwicklung der Erzeugung von Erneuerbaren Energien insbesondere von der technologischen Zusammensetzung sowie den gewählten Standorten zukünftiger Anlagen ab. Dabei werden Potenzialflächenanalysen, Windzonen, Standortgüten und weitere Kenngrößen zur Positionierung herangezogen[60]. Unter Berücksichtigung von technologischen Entwicklungen findet somit europaweit ein Zubau von idealisierten Wind- und PV-Parks statt. Anschließend erfolgt die rasterpunktscharfe Bestimmung der Erzeugungsmengen in stündlicher Auflösung. Für die PV-Anlagen wird dabei auf Temperatur, Globalstrahlung, Ausrichtung und Geoposition der Anlagen zurückgegriffen. Für Windkraftanlagen werden Windgeschwindigkeit, Nabenhöhe und Leistungskennlinientyp berücksichtigt. Abschließend findet eine Aggregation der Erzeugung für die jeweiligen Modellregionen statt. Mit dem Modell können somit die Ausgestaltung der EE-Ausbaupfade sowie die zugehörigen stündlichen und regionalen Erzeugungsmengen unter verschiedenen politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für Europa analysiert werden.

Rheinland-Pfalz

Die Arbeiten zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in Rheinland-Pfalz setzen auf die 2015 für das Klimaschutzkonzept entwickelten Szenarien auf und schreiben diese im Lichte der oben beschriebenen Entwicklungen Deutschlands und Europas fort. Wesentlicher Orientierungsrahmen für diese Fortschreibung ist dabei die Studie Klimapfade für Deutschland. Die Auswahl der Studie Klimapfade für Deutschland basiert darauf, dass diese zum Zeitpunkt der Festlegung der Rahmenbedingung der Szenarienfortschreibung 2019 eine breit rezipierte Studie ist, die einen ambitionierten Klimaschutzpfad skizziert. Die Auswahl erfolgte in Abstimmung mit dem Auftraggeber.

Die aus der Energiebilanz bekannten Sektoren Industrie, Private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen werden wie bereits für das Klimaschutzkonzept einzeln modelliert. Für den Umwandlungssektor werden Annahmen zum Zubau Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sowie zur Zukunft der gasbasierten Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung getroffen.

[59] Quelle: Anemos Wetterdatenbank

[60] Quellen: Corina Land Cover 2012, cDDA v13, Natura 2000

Der erste Arbeitsschritt besteht in einem Abgleich der für die Klimaschutzkonzept-Szenarien getroffenen Annahmen mit den Annahmen seit 2015 veröffentlichter Szenariostudien, und hierbei insbesondere die Klimapfade für Deutschland. Die Orientierung der Szenariofortschreibung für Rheinland-Pfalz an den Klimapfaden für Deutschland ermöglicht eine Konsistenz der für Rheinland-Pfalz getroffenen Annahmen mit den für Deutschland und Europa getroffenen Annahmen (s. o.). Der Abgleich identifiziert einen je nach Sektor unterschiedlich starken Fortschreibungsbedarf. Zusammenfassend lässt sich jedoch sagen, dass die in Szenariostudien angenommene Bedeutung der Elektrifizierung von Anwendungen seit 2015 deutlich zugenommen hat. Entsprechend gibt die Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes der Elektrifizierung in allen Sektoren ein größeres Gewicht.

Es gibt Treibergrößen, die für mehrere der modellierten Sektoren Relevanz haben. Hier ist die Wohnbevölkerung des Bundeslandes zuvorderst zu nennen. Die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes basieren auf der Annahme, dass die Wohnbevölkerung von Rheinland-Pfalz bis 2050 gegenüber dem Ist im Jahr 2015 um mehr als 16 Prozent abnimmt. Dies war zum Zeitpunkt der Szenarioerstellung die mittlere Variante der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Landesamtes. Für die Fortschreibung der Szenarien wurde wiederum die 2019 aktuelle mittlere Variante der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Landesamtes genutzt, die im Vergleich zur für die Klimaschutzkonzeptszenarien angenommenen Entwicklung einen weniger ausgeprägten Rückgang der Wohnbevölkerung bedeutet.[61] Die für die Fortschreibung angenommene Entwicklung der Wohnbevölkerung von Rheinland-Pfalz ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Angenommene Entwicklung der Wohnbevölkerung von Rheinland-Pfalz

	2020	2030	2040	2050
Wohnbevölkerung	4.093.126	4.054.610	3.968.076	3.840.190

Weitere zentrale Annahmen für die Szenarien werden bei der Vorstellung der Methode für den jeweils modellierten Sektor benannt.

Der Endenergieverbrauch des Sektors Private Haushalte ist im Wesentlichen durch den Energiebedarf zur Beheizung von Wohngebäuden und die Bereitung von Warmwasser bestimmt. Daneben tragen Stromverbraucher wie Weiße Ware, Unterhaltungselektronik und Beleuchtung zum Endenergieverbrauch privater Haushalte bei. Dieser Stromverbrauch ergibt sich im Szenario unter Berücksichtigung der Zahl an Haushalten, der Ausstattungsraten dieser Haushalte mit einzelnen Elektrogeräten (d. h. Geräte pro Haushalte) sowie der Energieeffizienz dieser Geräte. Die Fort-

[61] Vgl. Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, Demografischer Wandel in Rheinland-Pfalz, Statistische Analysen 48 2019

schreibung der Entwicklungsszenarien beruht dabei auf der oben genannten veränderten Bevölkerungsvorausberechnung. Außerdem wird angenommen, dass sich – analog zu den in der Studie Klimapfade für Deutschland getroffenen Annahmen – die Haushaltsgröße (d. h. die Zahl der Personen je Haushalt) geringfügig reduziert und ab 2040 unter 2 Personen je Haushalt liegt. Daher steigt in der Fortschreibung die Zahl der Haushalte trotz rückläufiger Bevölkerung noch an, bevor sie zum Ende des Betrachtungszeitraums wieder abnimmt.

Die Bevölkerungsvorausberechnung stellt ebenfalls eine zentrale Eingangsgröße für das Szenario für den Endenergieverbrauch der Wohngebäude dar. Die Modellierung basiert auf der gleichen Methodik, die für die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes angewendet wurden. Die Erreichung der Klimaschutzziele ist im Szenario nur dann möglich, wenn der Energiebedarf der Wohngebäude über höhere Energieeffizienz reduziert und zugleich der verbleibende Energiebedarf über CO_2-freie oder zumindest CO_2-ärmere Energieträger gedeckt wird. Zugleich ist auch im Modell darauf zu achten, dass ausreichend Wohnraum für die Wohnbevölkerung von Rheinland-Pfalz zur Verfügung steht. Der Wohnraumbedarf ergibt sich aus der Wohnbevölkerung und der durchschnittlichen Pro-Kopf-Wohnfläche. Hier geht die Fortschreibung im Vergleich zu den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes von einem etwas geringeren Anstieg der Pro-Kopf-Wohnfläche aus. Diese Annahme orientiert sich dabei wiederum an der für die Klimapfade für Deutschland getroffenen Annahme. Dennoch bedeutet auch diese Annahme, dass die Pro-Kopf-Wohnfläche in Rheinland-Pfalz bis 2050 um rund 10 m^2 zunimmt.

Zur Deckung des Wohnraumbedarfs nutzt das Modell Bestandsbauten und Neubauten. Der Bestand an Wohnflächen in Rheinland-Pfalz ist über eine Gebäudetypologie abgebildet. Hierfür werden Gebäude zum einen danach differenziert, wie viele Wohneinheiten sie enthalten (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, großes Mehrfamilienhaus, Hochhaus), zum anderen Baualtersklassen zugeordnet. Eine Sanierung von Bestandsgebäuden führt zu einer Reduktion deren Energiebedarfs. Für die Wirkung der Sanierungen ist einerseits deren Zahl (d. h. die Sanierungsrate), andererseits der nach Sanierung angestrebte Energiestandard entscheidend. Die Fortschreibung orientiert sich hinsichtlich der Sanierungsrate wiederum an der für die Klimapfade für Deutschland getroffenen Annahme. Die Sanierungsrate beträgt über den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2050 im Durchschnitt rund 1,9 Prozent und liegt damit deutlich höher als heute. Im Modell wird diese durchschnittliche Sanierungsrate dabei nach Gebäudetyp und Dekade aufgeschlüsselt. Eine Sanierung kann sowohl als Voll-sanierung, als auch im Rahmen eines Sanierungsfahrplans mit über mehrere Jahre durchgeführten Einzelmaßnahmen erfolgen. In beiden Fällen wird jedoch letztendlich ein vordefinierter Energiestandard erreicht. Diese Energiestandards entsprechen in der Fortschreibung den bereits für die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes genutzten Werten. Die Klassendurchschnitte für die Raumwärmeklassen sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Raumwärmeklassen sanierter und neu-gebauter Wohngebäude

	Nutzenergiebedarf
Raumwärmeklasse 67	67 kWh/m²a
Raumwärmeklasse 47	47 kWh/m²a
Raumwärmeklasse 37	37 kWh/m²a
Passivhaus	15 kWh/m²a

Ein gewisser Anteil bestehender Wohngebäude wird im Modell zurückgebaut. Mit dafür erfolgendem Ersatz-Neubau sowie weiterem Neubau stellt das Modell sicher, dass der Wohnflächenbedarf gedeckt ist. So entsteht im Modell ein Neubaubedarf von rund 72 Millionen m², der zu 56 Prozent aus Ersatzneubau und zu 44 Prozent aus gestiegenem Wohnflächenbedarf resultiert. Das Modell nimmt an, dass bereits ab 2020 im Neubau ein sehr hoher Energiestandard erreicht wird, der im Durchschnitt zwischen der Raumwärmeklasse 37 und dem Passivhaus-Standard liegt. Bereits Mitte der 2030er Jahre unterstellt das Modell, dass der Neubau im Durchschnitt den Passivhausstandard erfüllt. Insofern ist festzuhalten, dass auch die im Rahmen dieses Projektes erfolgte Fortschreibung hinsichtlich Sanierungsrate und Energiestandards ein hohes Ambitionsniveau aufweist und entsprechende Anstrengungen voraussetzt.

Die sich im Szenario ergebenden Emissionen hängen neben dem Energiebedarf wesentlich vom Energieträgermix ab. Hier findet das fortgeschriebene Szenario gegenüber den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes angepasste Annahmen. Basierend auf den Szenarien der Klimapfade für Deutschland wird von einer stärkeren Bedeutung einer Elektrifizierung, d. h. der Bereitstellung von Wärme mit Wärmepumpen ausgegangen. Die Solarthermie behält eine Rolle im Energiemix, die deutlich kleiner ist als noch in den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes. Neben Szenariostudien jüngeren Datums berücksichtigt der für das Szenario angenommene Energiemix auch die Einschätzung einzelner Expertinnen und Experten aus dem Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten. Der unterstellte Energiemix ist in der Ergebnisdarstellung zu entnehmen.

Im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) differenziert das Modell nach verschiedenen Branchen. Jede Branche zeichnet sich dabei durch spezifische Energiebedarfe aus. Auf Basis einer angenommenen Entwicklung der Zahl Beschäftigter in den jeweiligen Branchen wird zunächst ein Bedarf an Flächen in Nicht-Wohngebäuden abgeleitet. Dieser Bedarf an Nicht-Wohngebäudeflächen induziert dann wiederum einen Bedarf an Raumwärme und Klimatisierung. Analog zu den Annahmen für Wohngebäude wird hier davon ausgegangen, dass auch der Nutzenergiebedarf von Nicht-Wohngebäuden in Zukunft deutlich reduziert werden kann. Der Energiebedarf für andere Anwendungen wie Beleuchtung, Kühlung oder Prozesswärme wird über branchenspezifische Energieverbräuche je Beschäftigten ermittelt. Vom Ansatz orientiert sich die Modellierung somit an

der Methodik der für die AG Energiebilanzen erstellten Anwendungsbilanzen.[62] Diese Modellierungsmethode entspricht der für die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes verwandten. Zur Deckung der Nutzenergiebedarfe können im Modell verschiedene Technologien genutzt werden, die dann jeweils zu einem bestimmten Endenergiebedarf eines bestimmten Energieträgers führen. Die Fortschreibung passt die Annahmen der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes dabei vor allen Dingen in den für die einzelnen Anwendungen genutzten Technologiemixen an. Dabei wird auch in diesem Sektor ein stärkeres Gewicht auf die Elektrifizierung gelegt.

Für den Verkehrssektor unterscheidet das Modell zwischen Personenverkehr und Güterverkehr. Im Falle des Personenverkehrs ist der Verkehrsaufwand bzw. die Beförderungsleistung wesentliche Treibergröße für den Energiebedarf. Hier berücksichtigt die Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes die geänderten Erwartungen der neuen Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Landesamtes. Neben der Bevölkerungszahl ist die Entwicklung der Pro-Kopf-Personenverkehrsleistung für die Ableitung des gesamten Verkehrsaufwandes im Personenverkehr entscheidend. Hier wurden die Annahmen an die für die Klimapfade für Deutschland getroffenen Annahmen angeglichen. Zunächst steigt die Pro-Kopf-Verkehrsleistung geringfügig an, bevor sie ab 2030 wieder rückläufig ist. In Verbindung mit dem leichten Rückgang der Wohnbevölkerung in Rheinland-Pfalz ergibt sich dann das von Abbildung 32 gezeigte Bild einer leichten Zunahme des Verkehrsaufwandes in 2030 mit nachfolgendem Rückgang.

[62] Vgl. z. B. Kleeberger, H., Hardi, L., Geiger, B., Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2017 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), September 2016.

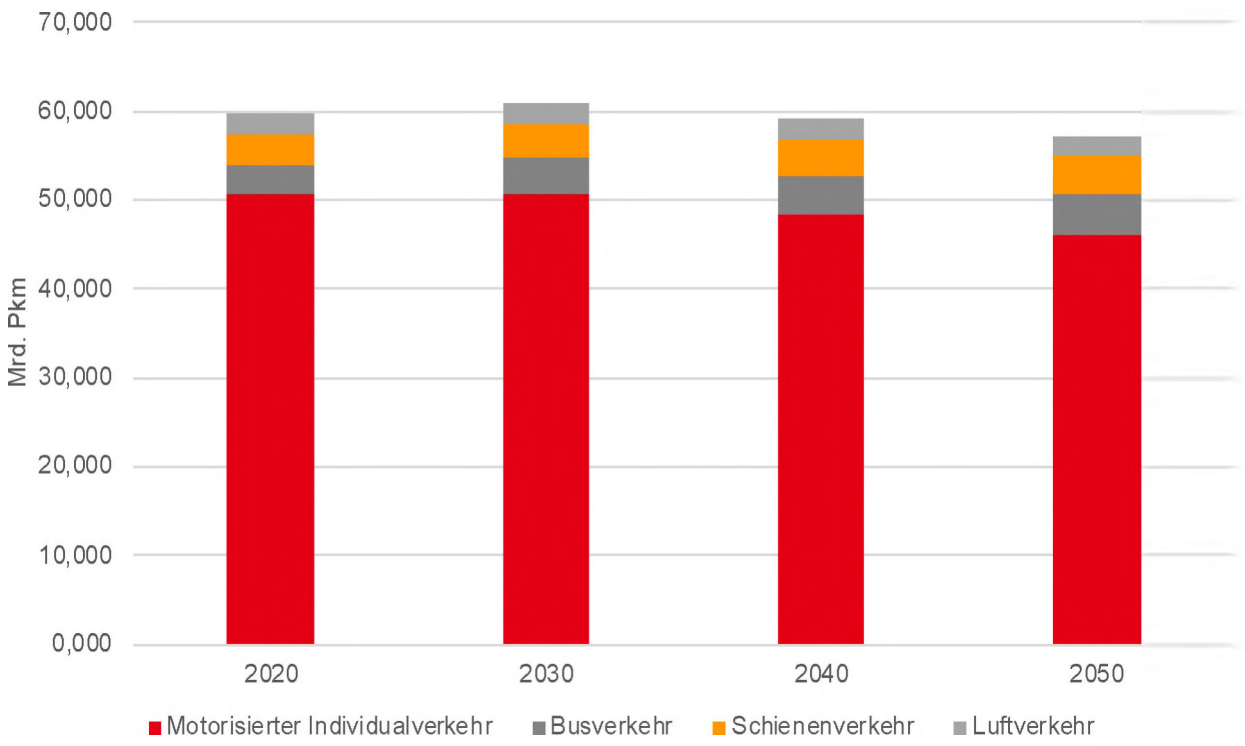


Abbildung 32: Angenommene Entwicklung des Verkehrsaufwandes für Personenverkehr

Wie Abbildung 32 ebenfalls zeigt, wird auch in der Fortschreibung des Klimaschutzszenarios angenommen, dass der motorisierte Individualverkehr den überwiegenden Anteil des Verkehrsaufwandes leistet – trotz einer angenommenen Verlagerung von motorisiertem Individualverkehr auf Schienenverkehr. Im Vergleich zu den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes nimmt die Fortschreibung jedoch an, dass eine viel umfassendere Elektrifizierung des Pkw-Bestandes stattfindet. Hier orientiert sich die Fortschreibung am 95-Prozent-Pfad der Klimapfade für Deutschland. Abbildung 33 zeigt den angenommenen Fahrzeugbestand in den Stützjahren. Der Fahrzeugbestand wird hierbei unter Berücksichtigung durchschnittlicher Lebensdauern von Fahrzeugen modelliert. Es ist also zu beachten, dass der Anteil alternativer Antriebe an den Neuzulassungen in den einzelnen Stützjahren höher ist als der Anteil im Bestand. Der Anteil der einzelnen Antriebstechnologien an den Neuzulassungen orientiert sich dabei an den für den 95%-Pfad getroffenen Annahmen.

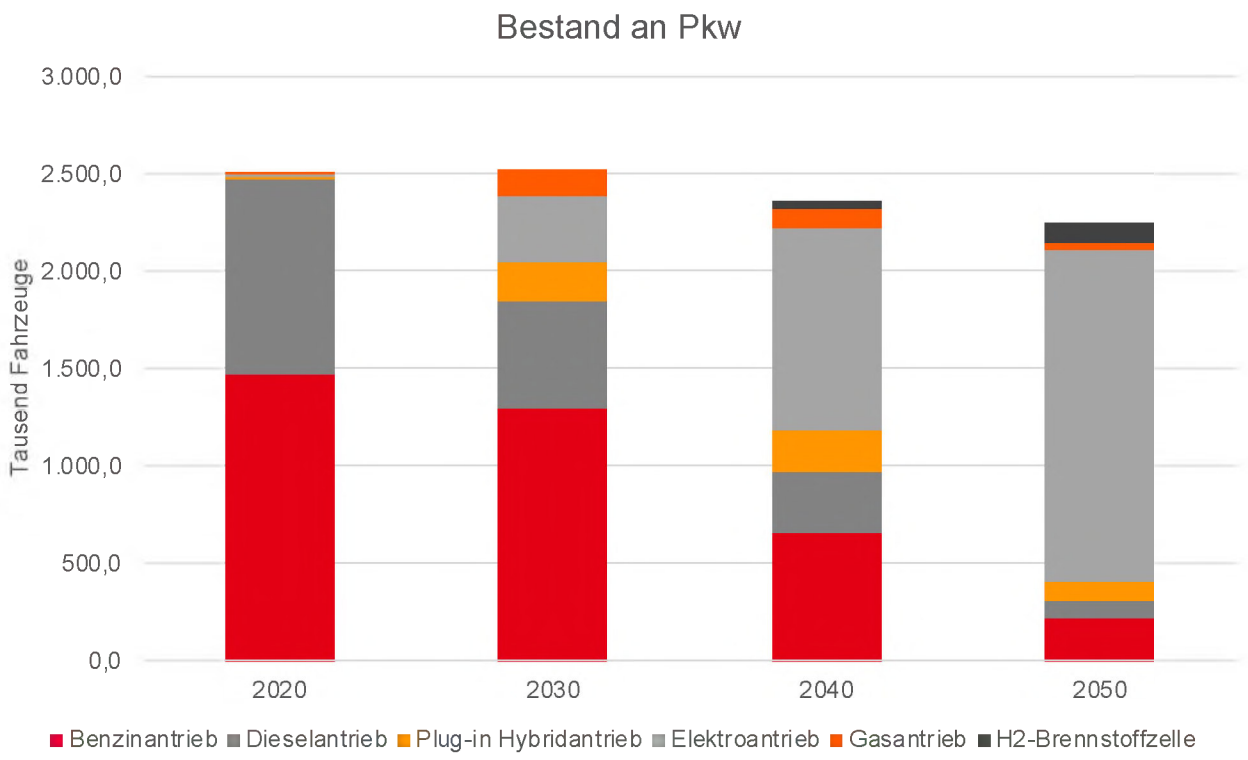


Abbildung 33: Bestand an Pkw nach Antriebstechnologien

Es zeigt sich, dass batterieelektrische Fahrzeuge einen immer größeren Anteil am Pkw-Bestand einnehmen, der 2050 rund 75 Prozent erreicht. Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb spielen auch in 2050 eine vergleichsweise geringe Rolle, während Plug-in-Hybride vor allen Dingen in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums einen höheren Anteil haben, Richtung 2050 der Anteil am Bestand aber schon wieder sinkt. Pkw mit Verbrennungsmotor verschwinden bis 2050 weitgehend aus dem Bestand. Nicht-Plug-in Hybride werden im Modell nicht gesondert betrachtet. Auf Basis der unterstellten Entwicklung spezifischer Kraftstoffverbräuche ist jedoch davon auszugehen, dass Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor in den späteren Stützjahren überwiegend Hybride sind.

Die Berechnung des Energiebedarfs für den motorisierten Individualverkehr erfolgt dabei in zwei Schritten. Zunächst werden auf Basis des Verkehrsaufwandes und eines durchschnittlichen Besetzungsgrades Fahrleistungen abgeleitet. Aus den Fahrleistungen und spezifischen Verbräuchen der jeweiligen Technologien errechnet das Modell dann einen Energiebedarf. Die spezifischen Verbräuche des Bestandes beziehen hierbei die Effizienz in Abhängigkeit vom Jahr der Erstzulassung ein und stellen somit einen technologiespezifischen Flottendurchschnitt dar. Für die spezifischen Verbräuche neu zugelassener Fahrzeuge werden die Annahmen des 95-Prozent-Pfades der Klimapfade für Deutschland herangezogen.

Neben dem Pkw-Verkehr berücksichtigt das Modell im Personenverkehr auch weitere Verkehrsträger: Krafträder, Busverkehr sowohl im öffentlichen Personennahverkehr als auch im Gelegenheits- und Fernverkehr, Schienenverkehr sowie Luftverkehr. Die für alle im Modell abgebildeten Verkehrsträger gültige Grundannahme ist dabei, dass die Elektrifizierung bis 2050 deutlich voranschreitet. Das gilt für Krafträder und Busse, bei denen batterieelektrische Fahrzeuge 2050 einen Anteil am Bestand von 75 Prozent und mehr haben, aber auch für den Schienenverkehr. Im Schienenverkehr steigt der Anteil der in elektrischer Traktion zurückgelegten Personenkilometer deutlich an. Hinsichtlich des Luftverkehrs orientiert sich die Fortschreibung des Szenarios an den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes: Keine vollständige Schließung von Frankfurt-Hahn, aber ein Rückgang des internationalen und ein Ende des innerdeutschen Flugverkehrs.

Für die wenigen im Jahr 2050 im Bestand verbleibenden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor wird unterstellt, dass der Anteil biogener Kraftstoffe am Kraftstoffverbrauch bis 2050 kontinuierlich steigt – wenn auch nicht mehr so stark wie in den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes.

Die wesentliche Treibergröße für Endenergieverbrauch des Güterverkehrs ist die Transportleistung in Tonnenkilometern. Hier unterstellt die Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes basierend auf den für den 80- und 95-Prozent-Pfad der Klimapfade für Deutschland getroffenen Annahmen, dass die Transportleistung bis 2050 weiterhin deutlich ansteigt. Dabei steigen die auf der Schiene bzw. Wasserstraßen zurückgelegten Tonnenkilometer auf 178 Prozent bzw. 188 Prozent des Ist-Wertes von 2015 an, während die auf der Straße zurückgelegten Tonnenkilometer sich nur auf 134 Prozent erhöhen. Abbildung 34 zeigt die im Modell angenommene Entwicklung der Transportleistung nach Verkehrsträger.

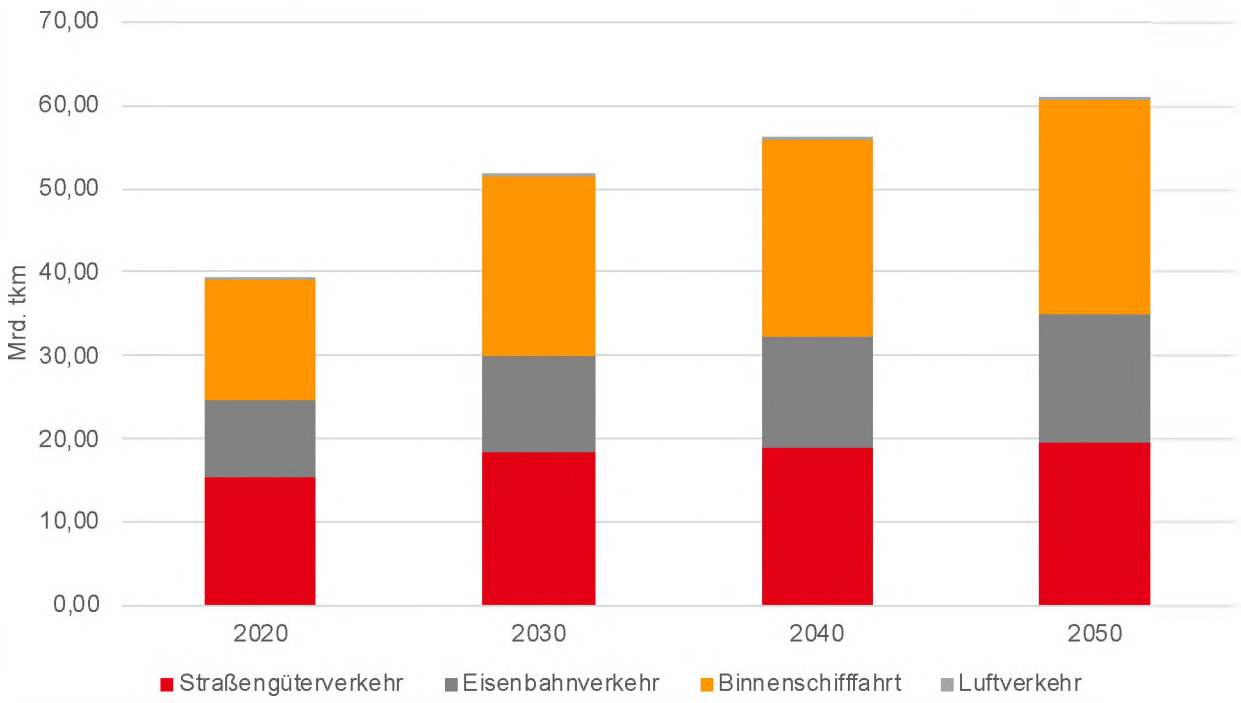


Abbildung 34: Güterverkehrsleistung in der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes

Dies impliziert jedoch, dass trotz einer erfolgreichen Verlagerungsstrategie auf Schiene und Binnenschifffahrt dennoch mehr Güter per Lkw transportiert werden müssen. Die Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes sehen daher auch im Straßengüterverkehr eine deutlich stärkere Elektrifizierung. Das Modell unterscheidet dafür zwischen leichten Nutzfahrzeugen, schweren Nutzfahrzeugen und Sattelzugmaschinen. Insbesondere bei den leichten Nutzfahrzeugen wird in der Fortschreibung bis 2050 eine weitgehende Elektrifizierung des Bestandes erreicht. Der Anteil batterieelektrischer leichter Nutzfahrzeuge am Bestand beträgt so im Jahr 2050 über 85 Prozent. Bei schweren Nutzfahrzeugen und Sattelzugmaschinen besteht hingegen ein stärkerer Technologiemix aus batterieelektrischen Fahrzeugen, Oberleitungs-Hybriden, Brennstoffzellen-Lkw, Gasmotoren und Verbrennungsmotoren. Die für den Technologiemix getroffenen Annahmen orientieren sich wiederum an den für die Klimaschutzszenarien der Klimapfade für Deutschland getroffenen Annahmen. Abbildung 35 zeigt beispielhaft den im Modell angenommenen Technologiemix bei den schweren Nutzfahrzeugen.

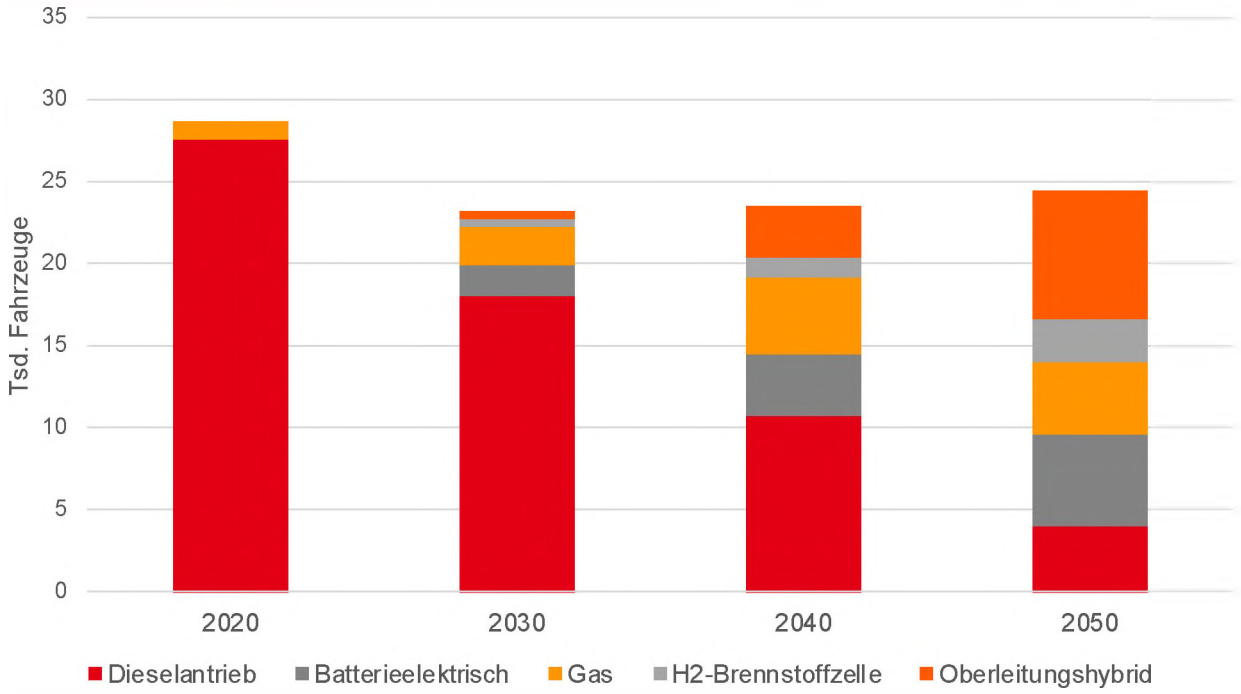


Abbildung 35: Bestand schwerer Nutzfahrzeuge in der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes nach Technologien

Die Ermittlung der Endenergieverbräuche erfolgt im Modell über die Aufteilung der Tonnenkilometer auf die einzelnen Arten von Nutzfahrzeugen und anschließende Umrechnung der Tonnenkilometer in Fahrzeugkilometer. Hierbei wird unterstellt, dass die von jedem schweren Nutzfahrzeug und Sattelzug je Fahrzeugkilometer transportierten Tonnen bis 2050 ansteigen. Ursache hierfür können sowohl höhere Transportkapazitäten als auch Reduzierung von Leerfahrten sein. In einem weiteren Schritt wird der Endenergieverbrauch auf Basis der Fahrzeugkilometer über spezifische Energieverbräuche berechnet. Die Annahmen zu den spezifischen Verbräuchen der Nutzfahrzeuge stützen sich hierbei teils auf weitere Studien neben den Klimapfaden für Deutschland.[63]

Obwohl der Anteil der elektrischen Traktion im Schienengüterverkehr bereits hoch ist, geht die Fortschreibung davon aus, dass dieser nochmals geringfügig gesteigert werden kann. In der Binnenschifffahrt unterstellt das Szenario, dass der Anteil biomasse-basierter Kraftstoffe am Verbrauch angehoben werden kann.

Die aus diesen Annahmen resultierenden Endenergieverbräuche sind im Ergebnisteil zusammengefasst.

[63] Vgl. Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Group, MFive, Technische Universität Hamburg-Harburg, Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw, Februar 2017.

Zur Modellierung des Sektors ***Industrie*** wurde das am Wuppertal Institut entwickelte WISEE-Industrie-Modell eingesetzt, das beispielsweise auch bei der Szenarienerstellung in der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ eingesetzt wurde.[64]

Das Industrie-Modul des Modells WISEE-EDM gehört zu den technologisch differenzierten bottom-up Modellen. Folgende Sektoren wurden dabei im Wesentlichen technologie- und standortscharf abgebildet, d. h. es wurden wesentliche Produktionskapazitäten in Deutschland mit ihrem Standort, ihrem Alter sowie zentralen technischen Parametern einzeln betrachtet und modelliert:

- Eisen- und Stahlindustrie (NACE[65] 24.1)
- Nicht-Eisen-Metalle (NACE 24.4) – ohne Gießereien
- Auswahl chemischer Grundstoffe (NACE 20.1)
- Zellstoff, Papier und Pappe (NACE 17.1 und 17.2)
- Zementindustrie (NACE 23.51)
- Kalkindustrie (NACE 23.52)
- Glasindustrie (NACE 23.1)

Im Hinblick auf Rheinland-Pfalz sind in der Datenbank des WISEE-Modells beispielsweise ca. 40 Einzelanlagen am Standort Ludwigshafen mit deren Energiebedarfen sowie die Anlagen der Industrie-KWK abgebildet. So konnte bei der Analyse auch die Stellung des Standorts Ludwigshafen im Produktionssystem der petrochemischen Industrie in Nordwesteuropa und seine Stellung in Bezug auf die Versorgung mit Feedstocks und Energie berücksichtigt werden.

Die technologiescharfe Abbildung der entsprechenden Prozesse deckt für Deutschland in etwa 66 Prozent des Brennstoffbedarfs, 27 Prozent des Strombedarfs und 77 Prozent der direkten THG-Emissionen des gesamten verarbeitenden Gewerbes ab. Für die verbleibenden Prozesse bzw. Sektoren wurden ökonometrische Fortschreibungen verwendet, d. h. die Brennstoff- und Stromintensitäten sowie die Energieträgersplits wurden auf Basis der historischen Entwicklung und zusätzlichen Annahmen zur zukünftigen Effizienzentwicklung und zum Energieträgerwechsel fortgeschrieben. Für das Szenario wurden die Annahmen zur Effizienzentwicklung und zum Energieträgersplit gegenüber dem Trend erheblich modifiziert und damit deutlich höhere Effizienzfortschritte bei den Querschnittstechnologien gegenüber der Trendentwicklung unterstellt.

[64] Vgl. Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität

[65] NACE: Die Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft ist die Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Union (EU)

Da WISEE-EDM im Hinblick auf eine langfristige treibhausgasneutrale Produktion in der energieintensiven Industrie entwickelt wurde, nehmen die Low-Carbon-Breakthrough-Technologien eine zentrale Rolle im Modell ein. WISEE-EDM ist somit einerseits geeignet, mögliche langfristige Lock-ins durch frühzeitige Technologiefestlegungen bis 2030 aufzuzeigen. Andererseits veranschaulicht es auch mittel- und langfristige Verbesserungen der Wettbewerbsfähigkeit, die sich durch die frühzeitige Entwicklung von Low-Carbon-Breakthrough-Technologien ergeben.

Da für die Entwicklung der energieintensiven Produktion physische Einheiten als Aktivitätsindikator zugrunde gelegt werden, besteht im Rahmen der hier zugrunde liegenden Modellierung nicht die Gefahr, dass in der Vergangenheit beobachtbare Entkopplungsentwicklungen zwischen Bruttowertschöpfung und Energieeinsatz einfach fortgeschrieben werden, die zumindest teilweise auf Struktureffekte zuungunsten der energieintensiven Produktion zurückgeführt werden konnten.

Die Entwicklung der angenommenen Produktion energieintensiver Güter ist als Auswahl in der folgenden Tabelle für das Szenario dargestellt. Die zugrundeliegenden Annahmen wurden für Deutschland insgesamt getroffen, und die in Rheinland-Pfalz stehenden Anlagen wurden dabei gemäß ihrem Anteil an der Gesamtkapazität in Deutschland ausgelastet. Im Falle der chemischen Industrie wurden die Anlagen mit einem gesonderten Modul sogar im Kontext der gesamten EU untersucht.[66]

Tabelle 5: Produktionsmengen ausgewählter Industrieprodukte in Rheinland-Pfalz (in Millionen Tonnen pro Jahr)

	2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HVC*)	1.3	1.4	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4
Kunststoffe**)	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.6
Ammoniak	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Papier	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Zement	2.2	2.4	2.3	2.2	2.1	1.9	1.8
Zementklinker	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7

*) Olefine (Ethylen, Propylen, Butadien) + Aromaten (Benzol, Toluol, p-Xylol)

**) 7 für Rheinland-Pfalz relevante Polymere (ABS, EPS, PMMA, Polyamid, Polystyrol, SAN, PUR), ab 2040 zusätzlich PP

[66] S. hierzu näher Schneider/Saurat (2020).

Im Folgenden werden die Annahmen zum Energieträgereinsatz der Industrie dargestellt.

Zunächst ist in der folgenden Tabelle der industrielle Kraftwerkspark in Rheinland-Pfalz für die Branchen „chemische Grundstoffe“ und „Papier und Pappe“ dargestellt.

Tabelle 6: Elektrische Leistung der Industrie-KWK in den Branchen „chemische Grundstoffe“ und „Papier und Pappe“

		2015	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Papier & Pappe	GW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-
chemische Grundstoffe	GW	1,0	1,1	1,1	1,1	0,7	0,2	0,2

Bis Mitte der 2020er Jahre finden noch Ersatzinvestitionen in die KWK statt, so dass die elektrische Leistung bis Mitte der 2030er Jahre konstant bleibt. Die mittlere Auslastung der KWK sinkt jedoch qua Annahme bis 2030 auf 4.500 Volllaststunden pro Jahr und bis zum Jahr 2050 bis auf 2.000 Stunden ab. Nach 2040 wird die verbleibende KWK der chemischen Industrie nur noch mit Wasserstoff betrieben, in der Papierindustrie wird die KWK dann nicht mehr eingesetzt.

Die *Dampfbereitstellung* in den beiden Branchen bleibt zunächst weitgehend auf der Basis der KWK und Erdgaskessel. Ab 2035 kommt Wasserstoff jedoch als Energieträger am Standort Ludwigshafen hinzu. Auch Strom gewinnt an Bedeutung hinzu, und zwar beim Einsatz in Elektrodenkessel und Hochtemperaturwärmepumpen. In der chemischen Industrie werden die Co-Produkte der Steam Cracker auch 2050 noch zur Dampferzeugung genutzt. In der Papierindustrie kommen dann neben Strom auch biomassegefeuerte Dampfkessel zum Einsatz. In der Zementindustrie verdrängen Ersatzbrennstoffe die Kohlen bis Mitte der 2040er Jahre vollständig, Biomasse wird zur Beifeuerung verwendet. In den weniger energieintensiven Industrien, die in Rheinland-Pfalz vielfach in ländlichen Räumen angesiedelt sind, kommen die direkte Elektrifizierung sowie Biogas als Substitute für Erdgas bis 2050 zum Einsatz.

Als Feedstock[67] für die chemische Industrie kommt weiterhin Naphtha[68] aus Rohöl in den Steam Crackern der BASF zum Einsatz, ab 2040 ergänzt um Pyrolyseprodukte aus dem chemischen Recycling[69] von Kunststoffabfällen. Hierfür sind voraussichtlich Modifikationen an den beiden Crackern im Rahmen eines „revamp“ der Cracker erforderlich.

Carbon Capture and Storage (CCS) wurde in diesem Szenario nicht als Strategie berücksichtigt.

[67] In Praxis häufig genutzter Begriff für Ausgangsmaterial

[68] auch Rohbenzin ist die Bezeichnung für eine relativ leichte Erdölfraktion, die in einer Raffinerie aus Rohöl durch fraktionierte Destillation gewonnen wird

[69] Mögliche Verfahren sind hier die Pyrolyse und Gasifizierung, die eine mögliche Alternative zur konventionellen „thermischen“ Recyclingverfahren darstellen

Für den Umwandlungssektor sind zwei Fragen von übergeordneter Bedeutung: Wie entwickelt sich die installierte Leistung Erneuerbarer Energien und welche Bedeutung hat die Nutzung von Erdgas – ggf. in Kraft-Wärme-Kopplung – im Szenario.

Die Fortschreibung der für die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes angenommene Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien orientiert sich an drei Eckpunkten: Für das Jahr 2020 erfolgt ein Abgleich des Zubaus bis 2019 und eine Prüfung, ob die für die Szenarien für das Klimaschutzkonzept angenommene installierte Leistung vor diesem Hintergrund noch realistisch erscheint. Hier zeigt sich, dass der Zubau bis 2019 leicht unter dem im Klimaschutzkonzept angenommenen Pfad liegt und die Werte für 2020 daher geringfügig nach unten angepasst werden. Des Weiteren unterstellt die Fortschreibung, dass das für 2030 formulierte Ausbauziel Gültigkeit behält und erreicht wird. Dies bedeutet einerseits, dass in den 2020er Jahren ein massiver Ausbau der installierten Leistung von Windenergie und Photovoltaik stattfinden muss, vor dem Hintergrund der Ergebnisse der Marktsimulation andererseits, dass in den 2020er Jahren in Rheinland-Pfalz im Vergleich zu anderen Bundesländern Deutschlands überproportional viel Leistung zugebaut wird. Konkret müssen in den 2020er Jahren 3,6 GW Windenergie und 3 GW Photovoltaik allein in Rheinland-Pfalz installiert werden. Im Fall der Photovoltaik bedeutet das mehr als eine Verdopplung, im Fall der Windenergie fast eine Verdopplung. Die Annahmen für die Stützjahre 2040 und 2050 orientieren sich an den Ergebnissen der Marktsimulation für Deutschland. Hier wird davon ausgegangen, dass die Anreize und Marktsignale für einen Zubau in Rheinland-Pfalz zum einen nicht grundsätzlich anders sind als im Rest Deutschlands, zum anderen Rheinland-Pfalz auch nicht über einen gegenüber dem Rest Deutschlands außergewöhnlich abweichenden Anteil besonders geeigneter Flächen verfügt. Somit erfolgt der Zubau dann ungefähr proportional zum Zubau im Rest Deutschlands. Außerdem erfolgt ein Abgleich des angenommenen Zubaus mit Potenzialstudien.[70]

Daraus ergibt sich der in Abbildung 36 gezeigte Zubaupfad an installierter Leistung Erneuerbarer Energien.

[70] Vgl. z. B. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland, BMVI-Online-Publikation Nr. 08/2015, August 2015.

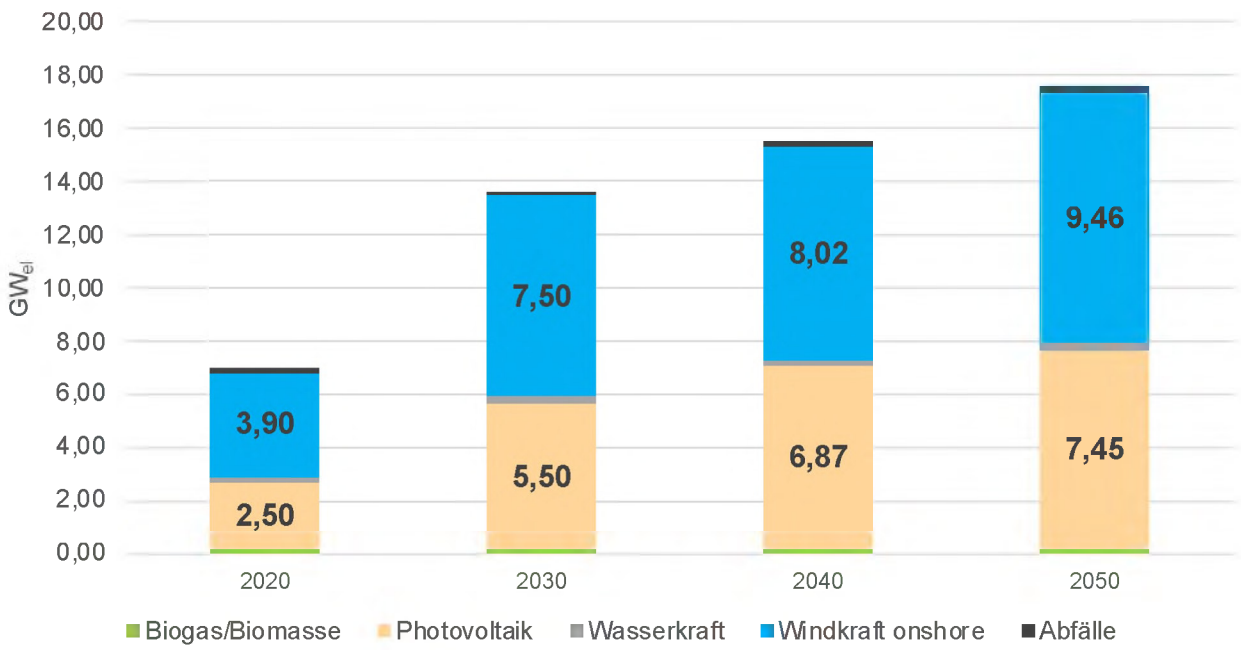


Abbildung 36: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in der Fortschreibung

Neben der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes wird noch ein zweiter Zubaupfad definiert, der einen ambitionierteren Zubau vorsieht. Vor dem Hintergrund der Potenziale des Landes ist dieser darstellbar, impliziert jedoch, dass die Rahmenbedingungen für einen Zubau Erneuerbarer Energien in Rheinland-Pfalz gegenüber anderen Bundesländern so viel besser sind, dass dort überproportional zugebaut wird. Insbesondere im Fall der Photovoltaik bedeutete dieser, dass der Anteil von Rheinland-Pfalz an der in Deutschland installierten Leistung von heute rund 5 Prozent auf rund 11 Prozent ansteigt. Abbildung 37 zeigt die installierte Leistung Erneuerbarer Energien in diesem ambitionierteren Pfad.

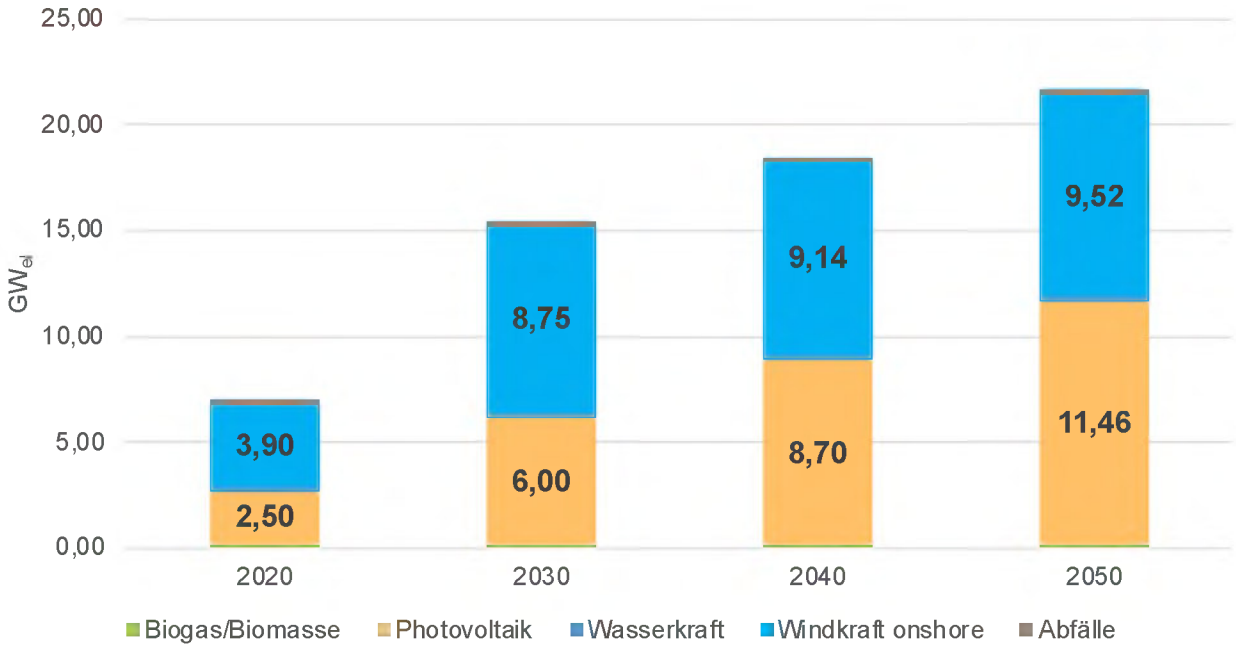


Abbildung 37: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung im ambitionierteren Zubaupfad

Alle weiteren Berechnungen und Ergebnisdarstellungen erfolgen auf Basis der in Abbildung 36 dargestellten installierten Leistung. Die in der Fortschreibung angenommene Entwicklung installierter Leistung von Erdgas-Kraftwerken orientiert sich ebenfalls an den Ergebnissen der Marktsimulation für Deutschland. Nach Daten der Bundesnetzagentur beträgt die installierte Leistung an Erdgas-Kraftwerken 2020 rund 1.716 MW. In dieser Zahl ist das KW 5 der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden enthalten, das gesetzlich an der Stilllegung gehinderte KW 2 der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden jedoch nicht. Alle in Rheinland-Pfalz bestehenden Erdgas-Kraftwerke können Wärme auskoppeln. Rund 1 GW dieser Kraftwerke sind Industriekraftwerke.

Überwiegend sind diese Kraftwerke Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (CCGT). Diese machen rund 85 % der in Rheinland-Pfalz installierten Leistung aus. Darüber hinaus werden in der hier betrachteten Leistungsklasse in geringem Umfang Gasturbinen und Verbrennungsmotoren (BHKW) genutzt.

Eine Fortschreibung der installierten Leistung an Erdgas-Kraftwerken muss auf den Ergebnissen der von B E T durchgeführten Marktsimulation aufsetzen. Dies ist darin begründet, dass grundsätzlich davon auszugehen ist, dass Investitionsentscheidungen hinsichtlich der Neu- und Reinvestition in Erdgas-Kraftwerke in Rheinland-Pfalz unter ähnlichen Annahmen getroffen werden wie in Gesamtdeutschland. Lokale und regionale Faktoren, welche Investitionsentscheidungen im Einzelfall beeinflussen, können im Rahmen der aggregierten Betrachtungsweise im Projekt nicht berücksichtigt werden.

Analog zum Szenariorahmen Strom für den Netzentwicklungsplan, wie er von der Bundesnetzagentur genehmigt wurde, nehmen wir für das Szenario an, dass nur das KW 2 der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden bis 2030 endgültig stillgelegt wird. Für die Zeit nach 2030 ergibt die von BET durchgeführte Marktsimulation, dass bei Investitionen in Erdgas-Kraftwerke vorwiegend Gasturbinenkraftwerke (OCGT) statt Gas- und Dampfkraftwerke (CCGT) zugebaut werden. Dies kann mit den höheren spezifischen Investitionsausgaben von GuD-Kraftwerken begründet werden. Die Zahl der Vollbenutzungsstunden der Erdgas-Kraftwerke nimmt zur Jahrhundertmitte immer weiter ab. Entsprechend wird in die Technologie mit den geringsten spezifischen Investitionsausgaben investiert. Für das RLP-Flex-Szenario wird der in Abbildung 38 gezeigte Pfad für die installierte Leistung an Erdgas-Kraftwerken angenommen.

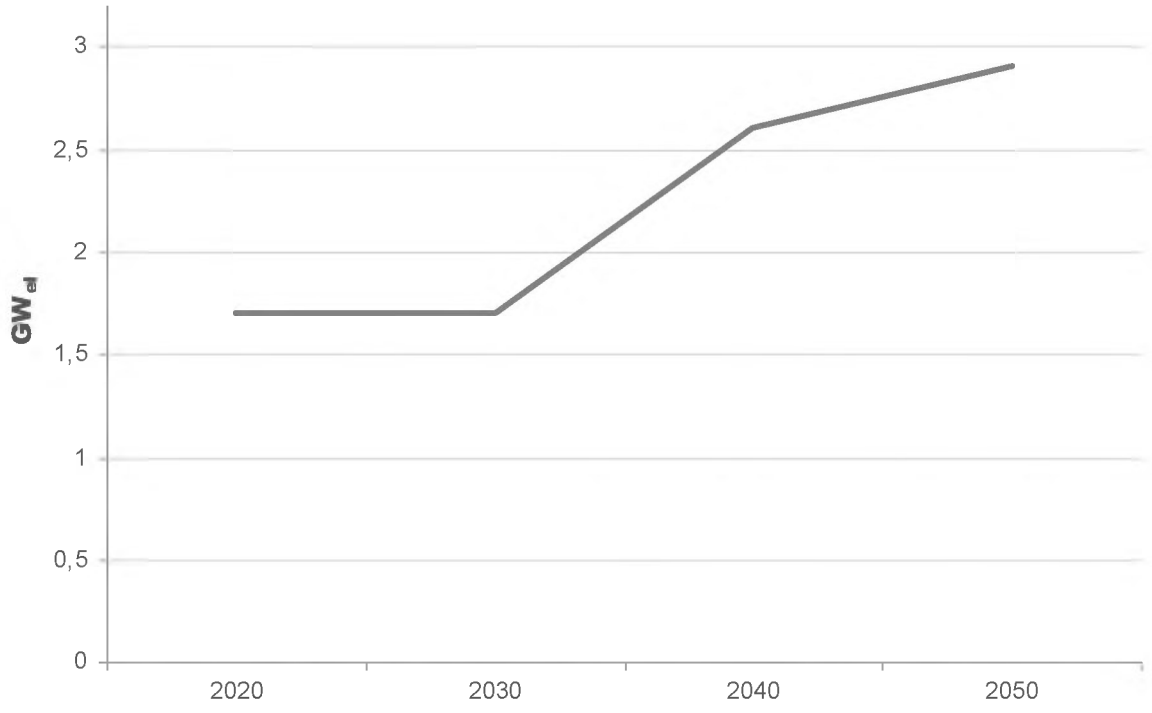


Abbildung 38: Installierte Leistung Erdgas-Kraftwerke in der Fortschreibung

Eine Auswertung der Daten im Marktstammdatenregister für Rheinland-Pfalz hat ergeben, dass auf Basis des bisherigen Datenstandes keine fundierten quantitativen Aussagen zur installierten Leistung an KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von kleiner 10 MW gemacht werden können. Die ist einerseits darin begründet, dass die Registrierungsfrist für KWK-Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Juli 2017 erst am 31. Januar 2021 abläuft. Andererseits sind viele bestehende Einträge noch ungeprüft und weisen Inkonsistenzen auf. Entsprechend fehlt die Basis für ein quantitatives Szenario der installierten KWK-Leistung in diesem Bereich.

Die Frage, in wie weit und wie lange in der Zukunft ein Zubau mit fossilem Erdgas gefeuerter Objekt-KWK noch sinnvoll ist, kann pauschal nicht beantwortet werden. Hier ist insbesondere die Frage nach der im Einzelfall alternativ nutzbaren Technologie wichtig. Diese Notwendigkeit nach einer differenzierten Betrachtung sollte unseres Erachtens in der Ausgestaltung von Förderprogrammen und anderer Politikmaßnahmen ihren Niederschlag finden. Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf die sehr detaillierte Diskussion der Zukunft der dezentralen KWK in der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie beauftragten Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung und auf die untenstehenden Anmerkungen zu Nah- und Fernwärmenetzen.[71]

Für eine Erreichung der Klimaziele ist eine zunehmende Dekarbonisierung des Fernwärmemix erforderlich. Dies gilt auch für das zu erreichende Klimaschutzziel, das Grundlage der Fortschreibung des Klimaschutzszenarios im Rahmen der Flexibilitätsstudie ist. Dementsprechend sinkt der Anteil der Nah- bzw. Fernwärme, die mit fossilem Erdgas produziert wurde, im Szenario bis 2050 deutlich. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, Investitionen in Nah- und Fernwärmenetze so zu tätigen, dass die Voraussetzungen für einen steigenden Anteil auf Erneuerbaren Energien basierender Technologien (z. B. Biomasse, Großwärmepumpen, Solarthermie) bzw. Power-to-Heat erfüllt sind. Eine Substitution von fossilem Erdgas durch synthetisches Erdgas erfolgt in vielen Szenariostudien aus Kostengründen nur in sehr geringem Umfang. Dies gilt auch für die Klimapfade für Deutschland, an denen sich die Fortschreibung des Klimaschutzszenarios für Rheinland-Pfalz sowie die Marktsimulation in diesem Projekt orientieren.

4.3 Entwicklungspfade Deutschland und Zentraleuropa

Anknüpfend an die beschriebene Methodik erfolgt eine Ableitung der Entwicklung des Stromverbrauchs für Deutschland und Europa. Ausgangsbasis liefern diesbezüglich Bilanzierungen der AG Energiebilanzen sowie der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für das Jahr 2019[72] [73] [74]. Um den wachsenden Einflüssen einer zunehmenden Sektorenkopplung Rechnung zu tragen sind die Projektionen unterteilt nach der Entwicklung der konventionellen Last sowie zusätzlichen Verbräuchen aus den Sektoren Transport und Wärme. Konventionelle Last fasst in diesem Zusammenhang die Entwicklung abseits der Einbindung neuer Verbraucher, wie beispielsweise Elektromobilität und Wärmepumpen, zusammen. In Abbildung 39 sind die resultierenden Projekti-

[71] Vgl. Prognos, Fraunhofer IFAM, Öko-Institut, BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht, Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, 2019, S. 135 ff.

[72] Vgl. AG Energiebilanzen e.V., Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, März 2020, S. 25 ff., abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf

[73] Vgl. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Statistical Factsheet 2018, 05.06.2019, S. 2 ff., abrufbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf

[74] Rückwirkungen der Corona Pandemie auf die Höhe des Stromverbrauchs sind langfristig nicht unterstellt.

onen des Stromverbrauchs für Deutschland abgebildet. Bei den Angaben handelt es sich um Nettogrößen zuzüglich Übertragungs- und Verteilnetzverlusten ohne die Berücksichtigung von Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpstrom.

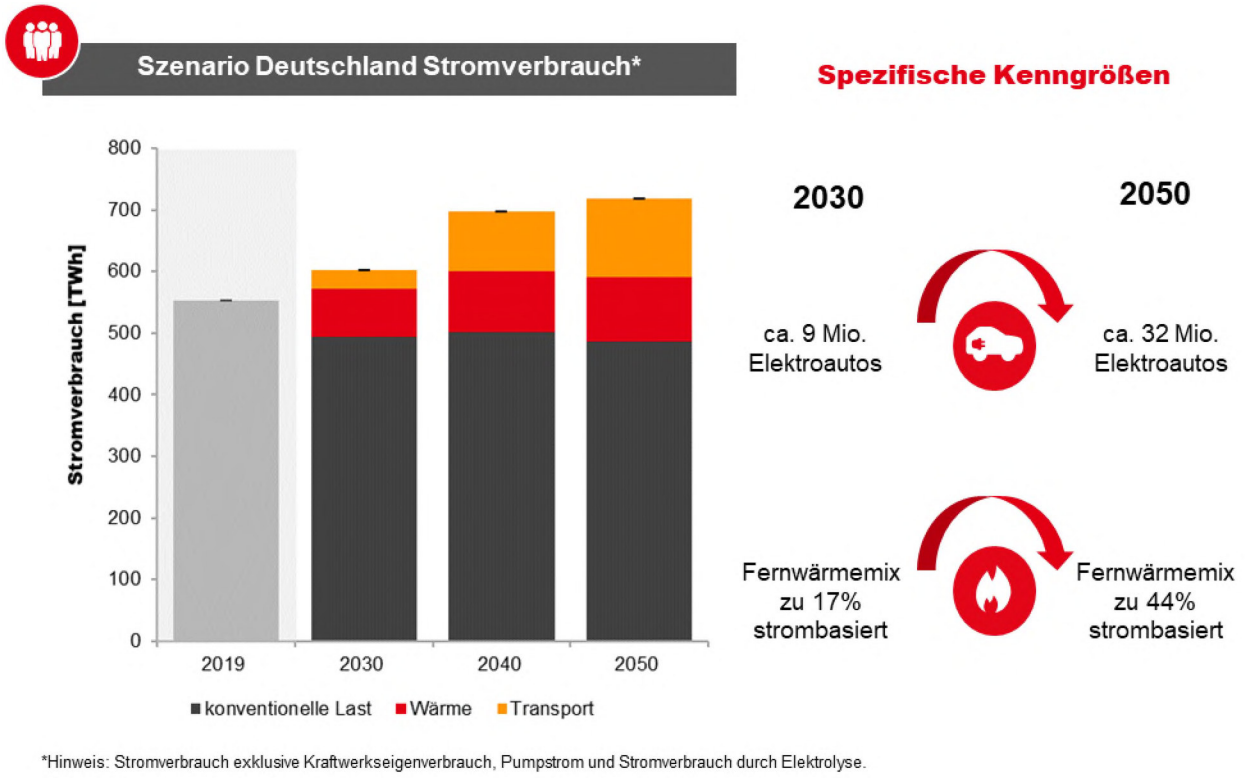


Abbildung 39: Entwicklung des Nettostromverbrauchs inkl. Netzverlusten (Energiemarktszenario Deutschland)

Trotz zunehmender Effizienzbemühungen kommt es bis zum Jahr 2030 aufgrund steigender Sektorenkopplung und Elektrifizierung zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. So bedingt die Einhaltung der Klimaziele in den Sektoren Transport und Wärme einen deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs, welcher sich bereits bis zum Jahr 2040 in Richtung der Marke von 700 TWh bewegt.

Mit dem Anstieg des Stromverbrauchs und der Einbindung neuer Verbraucher werden vor allem zusätzliche Flexibilitätspotenziale wie industrielles Lastmanagement, Batteriespeicher und die Systemeinbindung von Elektrolyseuren weiter erschlossen und forciert. Abbildung 40 fasst die angenommene Entwicklung last- und speicherbezogener Flexibilitätspotenziale auf Ebene von Deutschland zusammen.

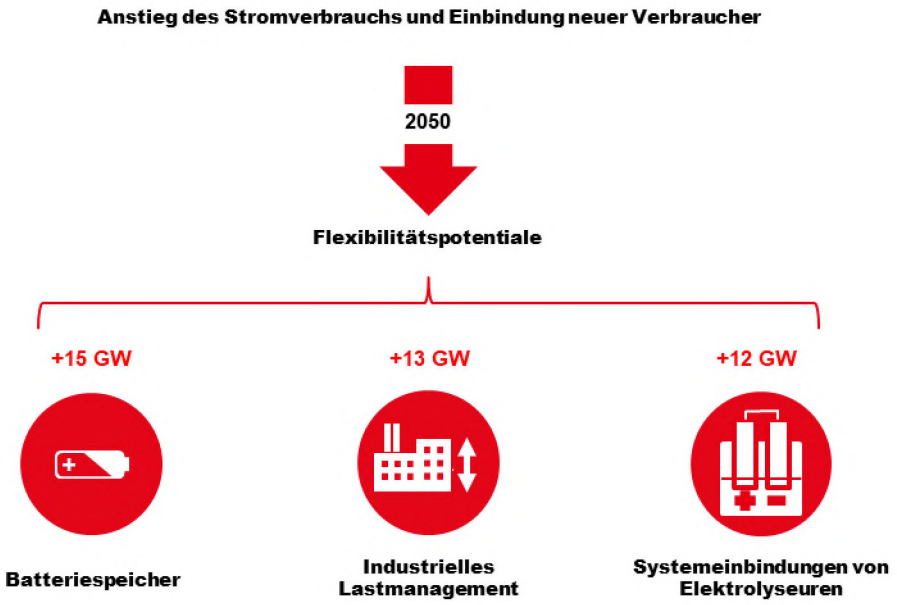


Abbildung 40: Flexibilitätspotenziale in Deutschland

Aus ökonomischer Perspektive stellt eine zunehmende Flexibilisierung bisher preisunelastischer Stromnachfragestrukturen vor allem für Industrieunternehmen eine lukrative Möglichkeit dar, sich künftig gegen extreme Preisspitzen abzusichern. Weiterhin können insbesondere Lastverzicht und Lastverschiebungen innerhalb des Industriesektors die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Einspeisung deutlich verbessern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Einsatzmöglichkeiten von industriellem Lastmanagement einerseits an prozessbezogene Restriktionen geknüpft sind, welche einen beliebigen Abruf unterbinden oder einzelne Industrieprozesse gar für eine Flexibilisierung ausschließen. Andererseits bilden Marktmechanismen in Form von hohen Preisspitzen die Grundlage für die Erschließung bestehender Potenziale. Eine Ableitung industrieller Lastmanagementpotenziale wird auf Ebene von Deutschland und Europa approximativ anhand der Entwicklung der Jahreshöchstlast vorgenommen[75].

Dezentrale Batteriespeicher liefern künftig zusätzliche Speicherkapazität und damit Potenziale zur Flexibilisierung der Stromnachfrage. Die angenommene Entwicklung dezentraler Batteriekapazitäten ist grundlegend an die Entwicklung der Elektromobilität und den Einsatz von Batteriekapazitäten im Rahmen eines second-lifecycle am Strommarkt gekoppelt. So stehen im angenommenen Szenario bis zum Jahr 2050 15 GW an zusätzlicher Batteriekapazität für den Strommarkt zur Verfügung[76]. Ein zusätzliches Flexibilisierungspotenzial ergibt sich durch die Verwendung von regenerativem Überschussstrom im Rahmen der Elektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff sowie

[75] Prozentualer Abschlag auf die Entwicklung der Jahreshöchstlast in Anlehnung an Energieagentur NRW, Lastmanagement in Nordrhein-Westfalen: Potenziale, Hemmnisse, Handlungsoptionen, 18.08.2016

[76] Annahme: Private Kleinspeicher werden zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet, Netzbooster stellen lediglich Systemdienstleistungen bereit und agieren außerhalb des Strommarktes.

darauf aufbauenden synthetisierten Gasen und Kraftstoffen. Aus heutiger Perspektive ist zu erwarten, dass Teile des entstehenden Bedarfs für synthetische Kraftstoffe/Gase auch aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Gewinnung von Erneuerbaren Energien importiert werden müssen.[77]. Vor diesem Hintergrund wird für den mithilfe von B E T – LoadMod quantifizierten Bedarf an synthetischen Gasen und Kraftstoffen für Deutschland eine Importquote von circa 80 % zur Deckung des anfallenden Bedarfs unterstellt[78]. Für die Bereitstellung des restlichen Bedarfs werden die inländischen Elektrolysekapazitäten bis zum Jahr 2050 auf circa 12,5 GW ausgebaut[79].

Zur Deckung des Stromverbrauchs tragen nicht steuerbare erneuerbare Erzeuger, steuerbare Erzeuger und die angeführten Flexibilitäten bei. Langfristig dominieren die Erneuerbaren Energien den europäischen Kraftwerkspark. Abbildung 41 zeigt die im Rahmen des Energiemarktszenarios angenommene Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks. Gegenüber dem Jahr 2019 nimmt die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 um das 2,3-fache zu. Die Technologien Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See dominieren dabei maßgeblich den Anlagenpark. Potenziale der Windenergie auf See werden für Deutschland bis zum Jahr 2050 mit einer installierten Leistung von über 50 GW weitgehend genutzt [80,81]. Dem Ausbau der Photovoltaik sowie der Windenergie an Land steht im Zeithorizont bis zum Jahr 2030 der Rückbau von Altanlagen entgegen, welche aus der Förderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes fallen. Für die Photovoltaik werden schätzungsweise bis zu 27 GW der installierten Leistung von einem Auslaufen der Förderung bis zum Jahr 2030 betroffen sein[82]. Langfristig wird die installierte Leistung von Photovoltaik und Windenergie jedoch gegenüber dem Jahr 2019 mehr als verdoppelt.

[77] Vgl. Ecofys, Metaanalyse aktueller Studien zum Thema Sektorenkopplung, 11.07.2018, S.26, abrufbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/ecofys-metaanalyse-langfassung-dvgw-pi-gat.pdf

[78] Vgl. EWI Energy Research & Scenarios gGmbH, Energiemarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO_2-Minderung, November 2017, S. 33, abrufbar unter: https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf und vgl. BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, S. 18 f., abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf

[79] Hinweis: Stichtag der Szenarioerstellung ist der 31.12.2019 (siehe Kapitel 4.1). Weiterführende Zielsetzungen der nationalen Wasserstoffstrategie sind vor diesem Hintergrund nicht vollumfänglich berücksichtigt.

[80] Vgl. Fraunhofer IWES, Energiewirtschaftliche Bedeutung der offshore Windenergie für die Energiewende, S. 13 f., abrufbar unter: https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf

[81] Der Potenzialbegriff umfasst hier das unter gesellschaftlichen und ökonomischen Gesichtspunkten maximal erschließbare Potenzial.

[82] Eigene Auswertungen und Annahmen auf Basis des Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, abrufbar unter: https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR

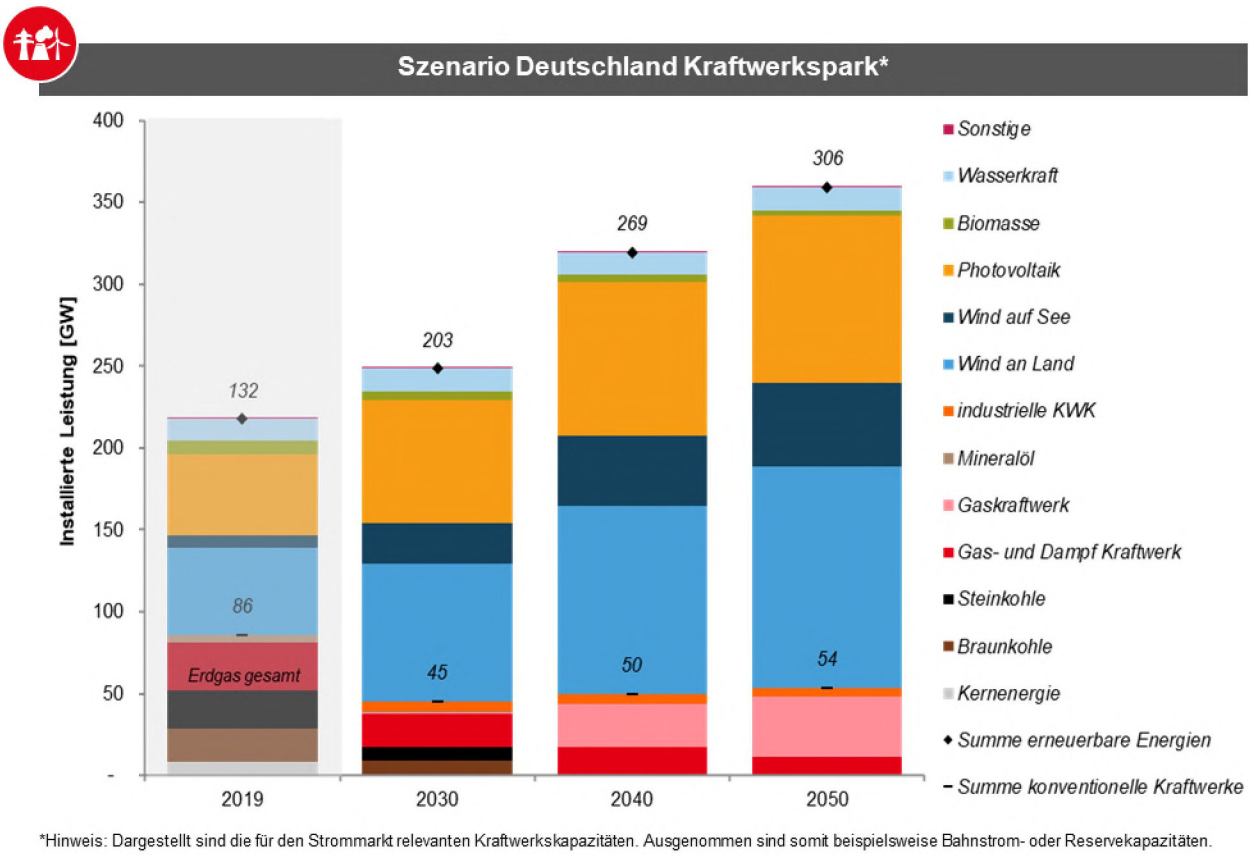


Abbildung 41: Entwicklung des Kraftwerksparks (Energiemarktszenario Deutschland)[83]

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks richtet sich nach Fortschreibungen der B E T - Kraftwerksdatenbank basierend auf Daten von S&P Global Platts sowie der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [84] [85]. Durch regelmäßige Aktualisierungen werden Inbetriebnahmen neuer Anlagen sowie geplante Kraftwerksneubauten fortlaufend berücksichtigt. Die Entwicklungsprojektion von Bestandsanlagen erfolgt auf Basis des Inbetriebnahmedatums einzelner Assets sowie Annahmen zur grundlegenden technischen Lebensdauer[86]. Politische Zielsetzungen sind weiterhin integraler Bestandteil angenommener Entwicklungen. Bereits mittelfristig kommt es in Deutschland zu einem signifikanten Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten. So ist die Abschaltung und der Strommarktaustritt der verbleibenden rund 9,5 GW Kernenergie bis zum Ende des Jahres 2022

[83] Quelle für die Historie des Jahres 2019: Fraunhofer ISE, Energy-Charts, abrufbar unter: https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE; weitere Fortschreibung auf Basis eigener Annahmen

[84] Quelle: S&P Global Platts, World Electric Power Plants Database (WEPP)

[85] Quelle: Kraftwerksliste, Bundesnetzagentur, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

[86] Eigene Annahmen

im Rahmen des deutschen Kernenergieausstiegs bereits berücksichtigt[87]. Auch für das europäische Ausland sind bereits angekündigte oder beschlossene Ausstiegsszenarien aus der Kernenergie in den Entwicklungen des jeweiligen nationalen Kraftwerksparks berücksichtigt (Schweiz, Belgien etc. [88]). Hinsichtlich gesetzter Klimaziele spielt insbesondere die Entwicklung der installierten Leistung der Kohlekraftwerke eine herausragende Rolle. Auf Ebene des deutschen Energiemarktes wird der Ausstieg aus der Kohleverstromung durch Beratungen und Empfehlungen der „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" begleitet. Der Ausstieg erfolgt dabei gestaffelt nach drei Phasen[89]:

1. Phase (2018 – 2022): 5 GW Braunkohle und 7,7 GW Steinkohle
2. Phase (2022 – 2030): 5,9 GW Braunkohle und 7 GW Steinkohle
3. Phase (2030 – 2038): 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle

Im Rahmen des Energiemarktszenarios sind die Stilllegungszeitpunkte anhand dieser Rahmenbedingungen sowie auf Basis von Wirkungsgraden, Laufzeiten und Braunkohleabbaugebieten festgelegt. Abbildung 42 zeigt den für die deutschen Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten angenommenen Ausstiegspfad.

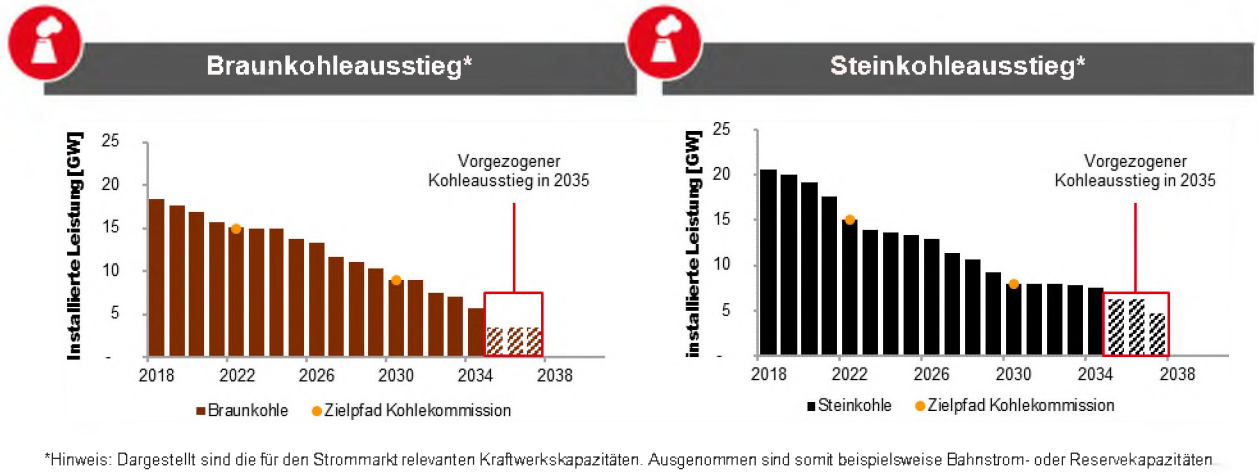


Abbildung 42: Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung (Energiemarktszenario Deutschland)

[87] Quelle: Sechzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (16. AtGÄndG), vom 10.07.2018, abrufbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27726423%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1

[88] In Anlehnung an International Atomic Agency (IAEA), Nuclear Power Reactors in the World – Reference Data Series No. 2, 2019 Edition, abrufbar unter: https://www.iaea.org/publications/13552/nuclear-power-reactors-in-the-world

[89] In Anlehnung an Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", Abschlussbericht, Januar 2019, S. 62 ff., abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

Längerfristig verbleibende Kohlekapazitäten zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade und KWK-Fähigkeit aus. Das Kohleausstiegsgesetz sieht einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung spätestens bis zum Jahr 2038 vor mit der Option, diesen auf 2035 vorzuziehen. Angesichts der Zielsetzung einer gesamtdeutschen Reduktion der Treibhausgasemissionen von 90 % gegenüber dem Jahr 1990 wird die Erreichung eines vorgezogenen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2035 unterstellt. Auf europäischer Ebene ist der beschlossene Ausstieg weiterer Länder aus der Kohleverstromung ebenso berücksichtigt (beispielsweise Niederlande, Großbritannien etc.)[90].

Der Rückbau von Kernenergie und Kohlekapazitäten wird neben dem starken Zubau erneuerbarer Energieträger auch durch den Zubau von Gaskraftwerken kompensiert, welche langfristig auch den Einsatz synthetisch erzeugter Energieträger ermöglichen (beispielsweise Wasserstoff)[91]. Langfristig liefern diese Kraftwerkskapazitäten das erforderliche Maß an Flexibilität und gesicherter Leistung innerhalb eines Energiesystems mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien.

Projektionen des konventionellen Kraftwerksparks sind weiterhin unmittelbar an die Entwicklungen der Rohstoff- und Energiemärkte gekoppelt. Alle ökonomischen Rahmendaten, Energiepreise, CO_2-Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2019 ausgewiesen. Das Szenario „Sustainable Development“ aus dem World Energy Outlook (WEO) 2019 der International Energy Agency (IEA) liefert die zentrale Grundlage für die langfristige Prognose der Commodity-Preise[92]. In der kurzen- bis mittleren Frist (Zeitbereich bis 2025) liefern die Futurenotierungen der Terminmärkte für die liquiden Frontjahre der Commodities die Möglichkeit auch aktuelle Marktbewegungen in die Prognose einzubeziehen[93,94]. Durch die Verschneidung der Futurenotierungen mit den langfristigen Annahmen des WEO ergeben sich die in Abbildung 43 aufgeführten Entwicklungspfade für den Steinkohle-, Gas- und CO_2-Preis.

[90] In Anlehnung an Europe Beyond Coal, European Coal Plant Database, 12 Jul 2019, abrufbar unter: https://beyond-coal.eu/database/

[91] Der resultierende Zubau von Gaskapazitäten ist weiterhin Ergebnis der volkswirtschaftlichen Optimierung im Rahmen des Energiemarktmodells.

[92] Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2019, unterstellter Inflationsausgleich für die Fortschreibungswerte des WEO 1,5%/a

[93] Quelle: Refinitiv (vormals Thomson Reuters), EEX und Eurostat

[94] Als Stichtag der Futurenotierungen dient der 27.11.2019.

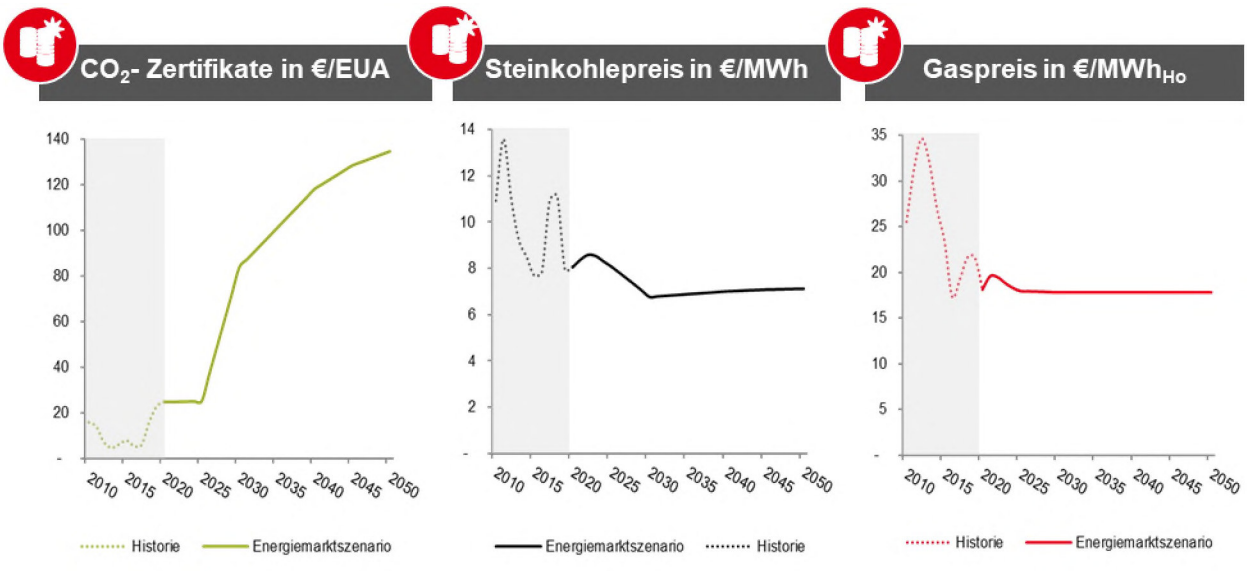


Abbildung 43: Entwicklung der Commodity- und CO_2- Preise

Regulatorische Anpassungen am Emissionshandelssystem führen zu einer Verknappung des Angebots und einer Präzisierung des Instruments. Daraus resultieren langfristig steigende Preise für die CO_2-Zertifikate. In Abhängigkeit des abgesteckten Zielrahmens einer starken Reduktion der Treibhausgasemissionen auf Ebene von Deutschland und Europa ist ein drastischer Anstieg des Preises für das Emissionshandelssystem erforderlich. Die Bedeutung der Kohle für die fossile Stromerzeugung nimmt europaweit wie vorangehend beschrieben stark ab, so dass die Preise langfristig ab 2030 konvergieren und nicht über die historischen Höchstpreise steigen. Erdgas nimmt in seiner Bedeutung stark zu und wird mittelfristig der primäre fossile Energieträger der Stromerzeugung. Im Kontext der Dekarbonisierung des Energiesektors tritt fossiles Erdgas zunehmend auch in Konkurrenz zu synthetischen Energieträgern. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der Erneuerbaren kommt es jedoch auch langfristig zu keinem Preisanstieg.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Rahmenentwicklungen für Deutschland und Europa werden nachfolgend die Entwicklungspfade auf Ebene von Rheinland-Pfalz abgeleitet.

4.4 Entwicklungspfade Rheinland-Pfalz

Die Darstellung der Ergebnisse der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes Rheinland-Pfalz werden wiederum nach den einzelnen Sektoren aufgegliedert.

Die Darstellung des Endenergieverbrauchs der privaten Haushalte erfolgt in aggregierter Form. D. h. die Darstellung in Abbildung 44 umfasst die Endenergieverbräuche für die Beheizung der Wohngebäude, die Bereitung von Warmwasser sowie die Stromverbräuche für Weiße Ware, Unterhaltungselektronik, Beleuchtung usw. und deren Deckung aus unterschiedlichen Quellen.

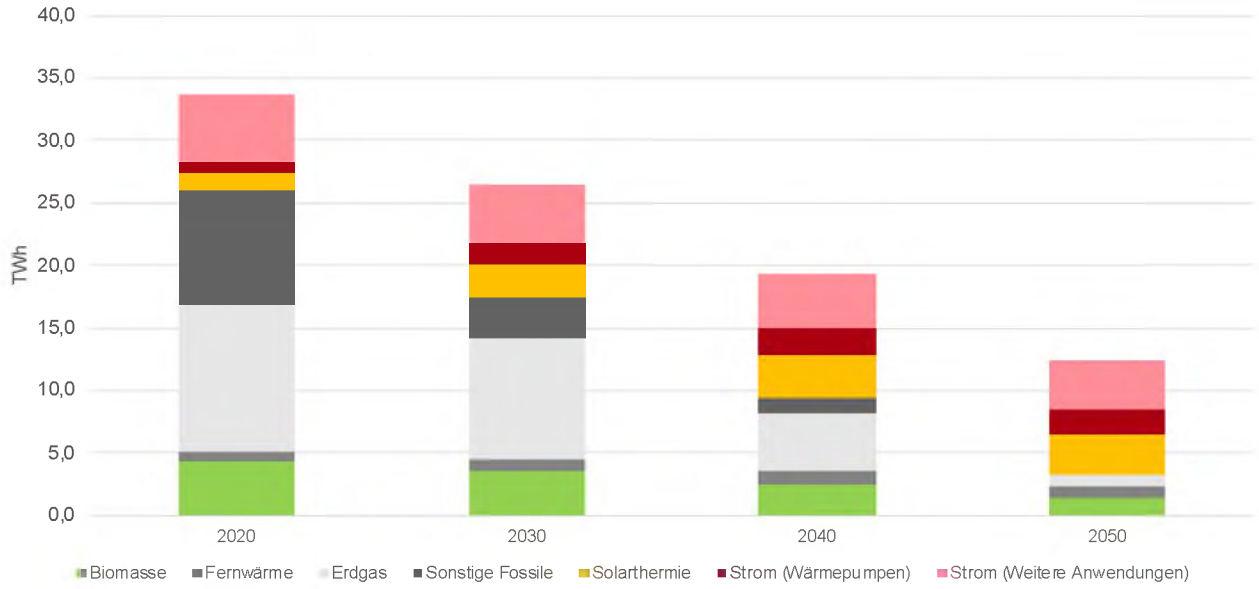


Abbildung 44: Endenergieverbrauch des Sektors Private Haushalte in der Fortschreibung

Abbildung 44 macht deutlich, dass der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte in der Fortschreibung bis 2050 erheblich zurückgeht. Liegt er im Stützjahr 2020 noch bei knapp 34 TWh, sinkt er bis 2050 auf nur noch gut 12 TWh und reduziert sich somit um rund 63 Prozent. Dies ist insbesondere den Anstrengungen zur Sanierung des Gebäudebestandes zu verdanken, welche den Nutzenergiebedarf erheblich reduzieren. Einen weiteren Beitrag zu dieser Entwicklung leisten die hohen Neubaustandards sowie allgemeine Effizienzsteigerungen bei den eingesetzten Technologien. Im Szenario geht der Verbrauch fossiler Energieträger sehr deutlich zurück. Heizöl und sonstige fossile Energien werden 2050 gar nicht mehr verbraucht, der Erdgasverbrauch beträgt nur noch rund 10 Prozent des Wertes im Jahr 2020. Der Verbrauch an mit solarthermischen Anlagen gewonnener Wärme steigt bis 2050 deutlich, auch wenn die Solarthermie einen geringeren Anteil zur Wärmeversorgung von Wohngebäuden beiträgt als in den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes. Die Biomasse behält einen Anteil von knapp 10 Prozent an der Beheizungsstruktur. Aufgrund der gestiegenen Effizienz resultiert dennoch ein Rückgang des Endenergieverbrauchs an Biomasse. Trotz einer umfassenden Elektrifizierung – der Anteil von Wärmepumpen beträgt im Neubau über 60 Prozent, im sanierten Altbau rund 50 Prozent – bleibt der Stromverbrauch der privaten Haushalte relativ konstant und sinkt nach 2040 sogar leicht. Hier zeigt sich die Wirkung der stark auf Effizienz setzenden Strategie.

Bei den CO_2-Emissionen differenzieren wir in der Ergebnisdarstellung zwischen der Quellen- und Verursacherbilanzierung. Die wesentliche Unterscheidung liegt in der Behandlung der mit der Erzeugung von Strom verbundenen CO_2-Emissionen.[95] Bei der Quellenbilanzierung werden diese im Umwandlungssektor und damit am Ort des Entstehens, d. h. am Kraftwerksstandort bilanziert. Der Stromverbrauch selbst ist dann rechnerisch nicht mit CO_2-Emissionen verbunden. Bei der Verursacherbilanzierung werden die durch die Stromerzeugung verursachten CO_2-Emissionen über einen Emissionsfaktor den stromverbrauchenden Sektoren zugeschlagen. Entsprechend der beispielsweise auch vom Länderarbeitskreis Energiebilanzen genutzten Methodik wird ein deutschlandweit einheitlicher Emissionsfaktor verwendet. Dieser Emissionsfaktor ergibt sich hierbei aus den Ergebnissen der Marktsimulation. Abbildung 45 zeigt die CO_2-Emissionen, die sich für den Sektor Private Haushalte bei Quellen- und Verursacherbilanzierung ergeben.

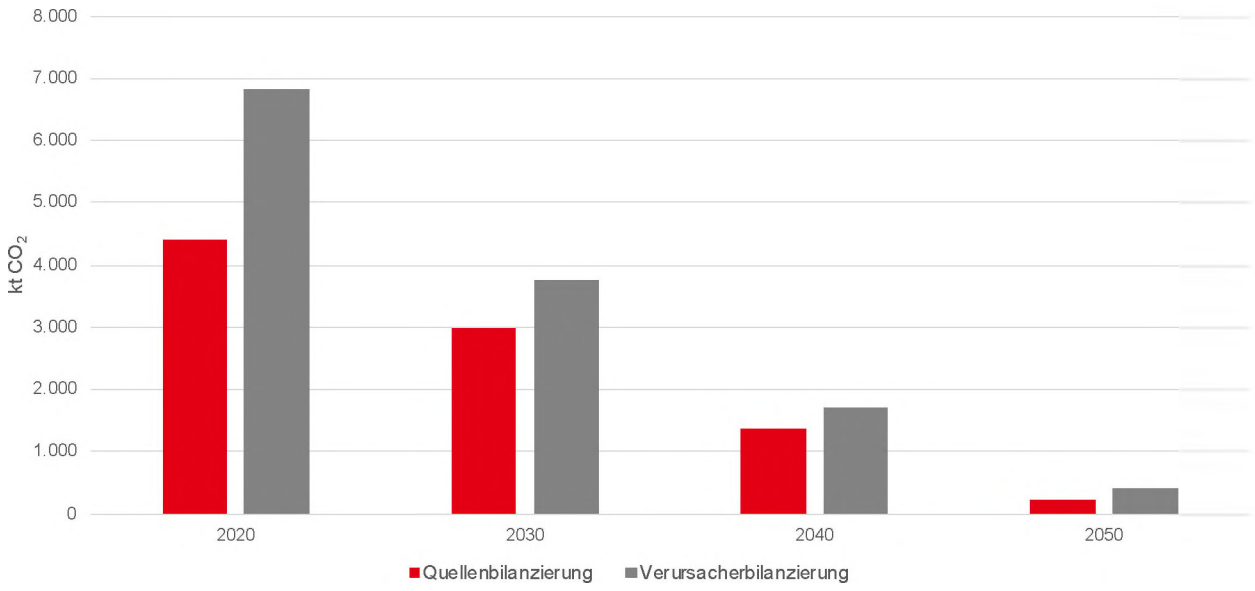


Abbildung 45: CO_2-Emissionen des Sektors Private Haushalte in der Fortschreibung

Abbildung 46 zeigt den Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Auch hier zeigt sich aufgrund der Steigerung der Energieeffizienz ein Rückgang des Endenergieverbrauchs. Der Anteil fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch sinkt deutlich, während der Anteil von Biomasse und Solarthermie steigt. Am deutlichsten ist jedoch hier erneut die Wirkung der Elektrifizierung zu sehen. Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch steigt deutlich. Auch der absolute Stromverbrauch nimmt trotz Effizienzgewinnen zwischen 2020 und 2050 um rund 0,8

[95] Für die Fernwärme wird vereinfachend angenommen, dass die in Rheinland-Pfalz verbrauchte Fernwärme in Rheinland-Pfalz erzeugt wird.

TWh zu. Ursächlich hierfür ist die verstärkte Nutzung stromverbrauchender Technologien wie Wärmepumpen, Elektromotoren und Bürogeräten.

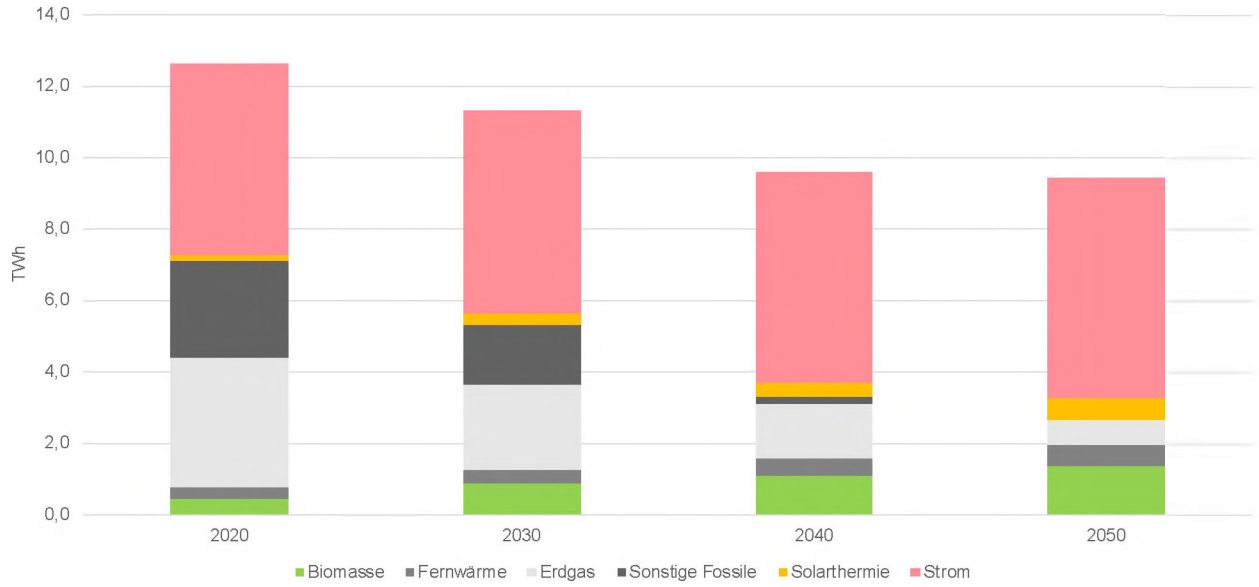


Abbildung 46: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in der Fortschreibung

Abbildung 47 zeigt die CO_2-Emissionen des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Bilanzierungsart.

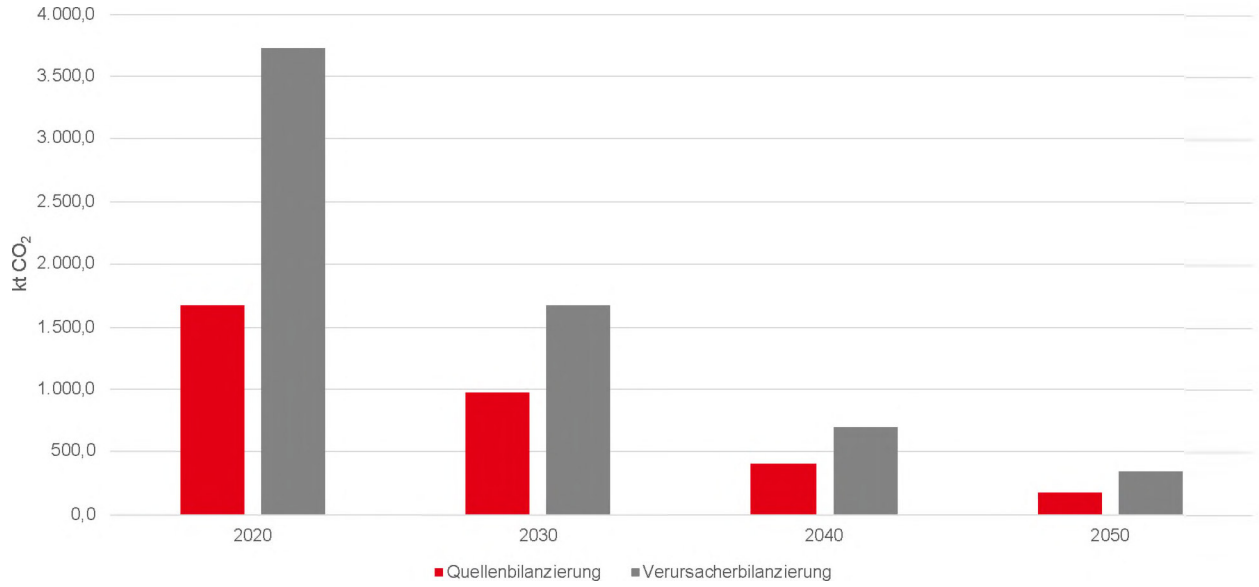


Abbildung 47: CO_2-Emissionen des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in der Fortschreibung

Der Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr ist in der Fortschreibung der Szenarien des Klimaschutzkonzeptes deutlich rückläufig. Insgesamt geht dieser um mehr als 60 Prozent zurück. Die

klassischen Energieträger des Verkehrssektors wie Diesel- und Ottokraftstoff werden im Jahr 2050 kaum noch verbraucht. Dafür zeigt sich eine deutliche Wirkung der umfassenden Elektrifizierung im Verkehrssektor. Der Stromverbrauch nimmt um mehr als den Faktor 10 zu. Von etwas mehr als 0,6 TWh im Jahr 2020 steigt dieser bis 2050 auf über 7 TWh. Hinsichtlich der Nutzung von Biomasse ist die Fortschreibung im Rahmen dieses Projektes konservativer als die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes. Dadurch steigt der absolute Verbrauch an Biomasse zunächst, bevor der Rückgang der Zahl an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor bewirkt, dass dieser wieder rückläufig ist. Potenziell sind hier aber weitere CO_2-Minderungen durch eine weitere Erhöhung des Biokraftstoffanteils denkbar. Abbildung 48 stellt diese Ergebnisse des Szenarios zusammen.

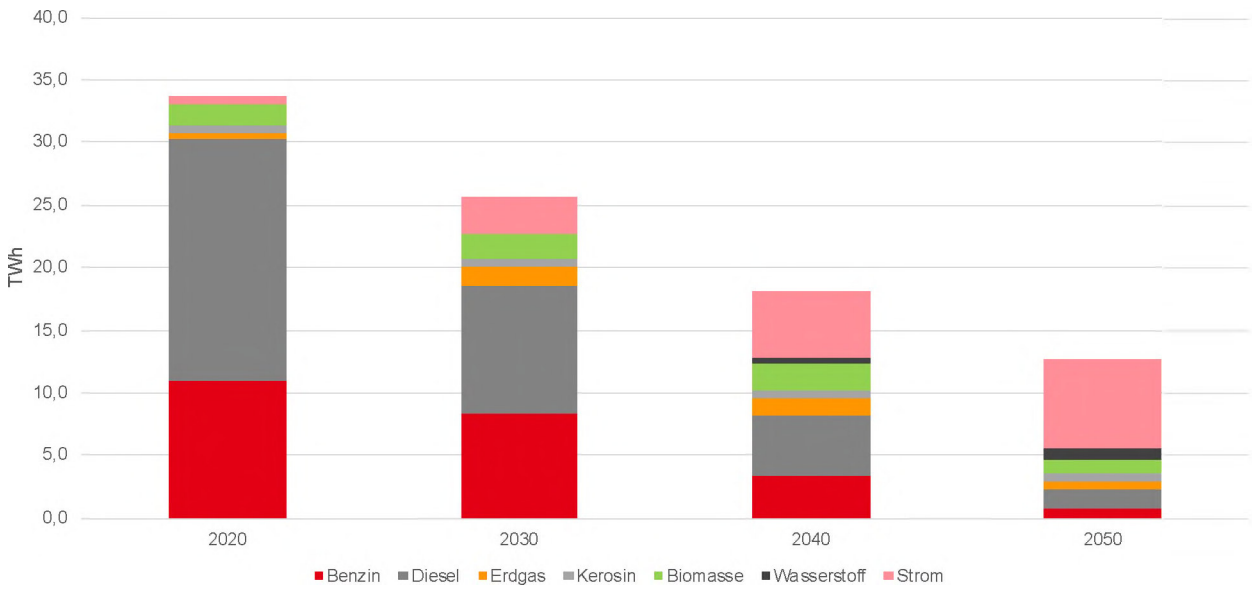


Abbildung 48: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in der Fortschreibung

Abbildung 49 fasst die Entwicklung der CO_2-Emissionen des Verkehrssektors in der Fortschreibung nach Bilanzierungsart zusammen.

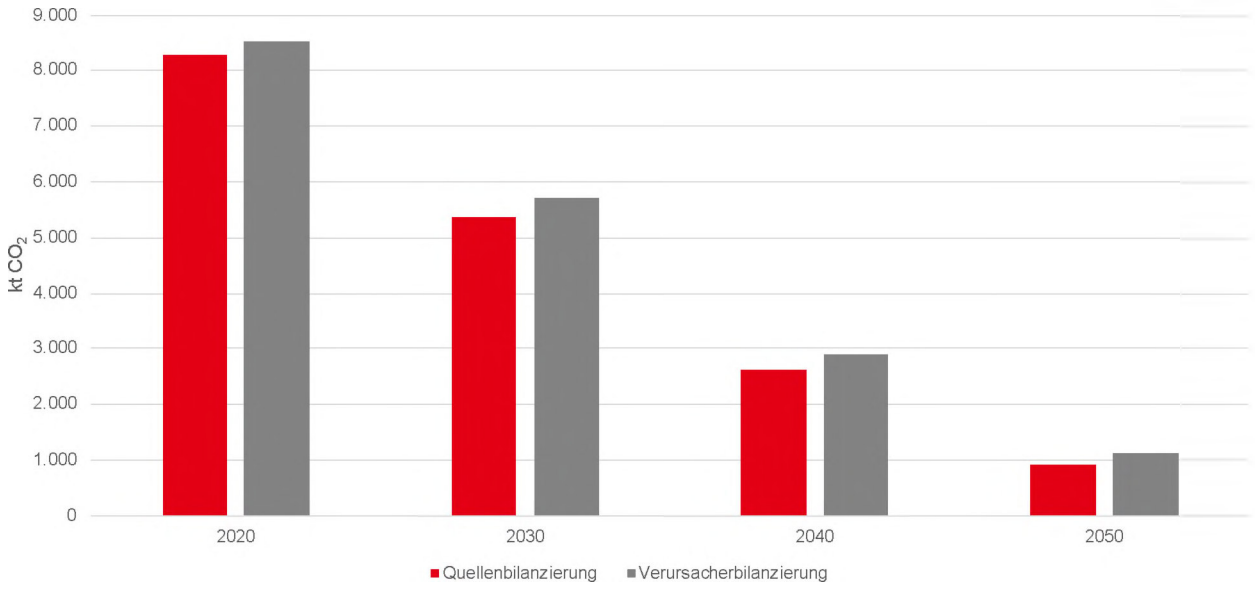


Abbildung 49: CO_2-Emissionen des Verkehrssektors in der Fortschreibung

Der industrielle Energiebedarf wie auch die CO_2-Emissionen sind in Rheinland-Pfalz durch die chemische Industrie dominiert. Im untersuchten Szenario ist die Energieversorgung im Jahr 2050 annähernd treibhausgasneutral, die verbleibenden Einsätze fossiler Energieträger sind auf die Verwendung fossiler Rohstoffe in der chemischen Industrie mit ihrer Co-Produktion von Reststoffen zurückzuführen sowie auf die Verwendung von Ersatzbrennstoffen auf Basis von Abfällen in der Zement- und Kalkindustrie. Die folgende Abbildung 50 zeigt die Entwicklung dahin auf: Bis 2030 wirken vor allem Effizienzfortschritte, mit denen es gelingt, den Strombedarf um 3 TWh zu senken. Auch der stoffliche Wasserstoffbedarf geht mit einer sinkenden Ammoniakproduktion zurück. Nach 2030 wird dann ein Erdgasausstieg eingeleitet, der mit einem umfassenden Energieträgerwechsel verbunden ist. Strom, Biomasse und Wasserstoff nehmen die Rolle von Erdgas ein. Der größte Einsatzbereich ist die Dampferzeugung mit der industriellen KWK sowie die sonstige ungekoppelte Dampferzeugung. Bis 2050 ist der Erdgasausstieg fast abgeschlossen: Nur wenige Betriebe der Mineralindustrie, die in Kreisen mit nicht ausreichenden Biogaspotenzialen liegen und nicht an die Wasserstoffpipeline angeschlossen werden können, verbleiben als Erdgasnachfrager.

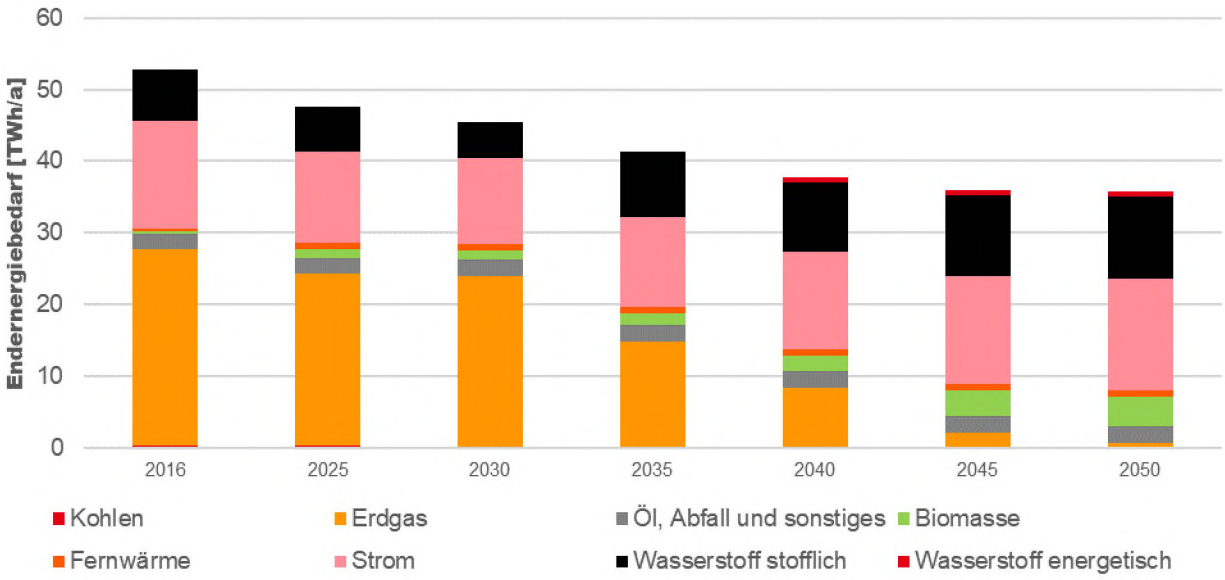


Abbildung 50: Endenergieverbrauch des Industriesektors in der Fortschreibung

Auf der Emissionsseite könnte sich in der Periode bis 2030 eine energetische Modernisierung der beiden Steam Cracker emissionsmindernd auswirken. Im Rahmen dieser Maßnahme werden die beiden Cracker auch teilweise flexibilisiert in Bezug auf ihren Einsatzstoff, so dass die Cracker auch gasförmige und schwere Pyrolyseöl-Fraktionen aus dem chemischen Recycling von Kunststoffabfällen verarbeiten können. Nach 2030 wird die Wasserstoff-Erzeugung aus der Dampfreformierung schrittweise abgelöst durch zunehmende Wasserstoffimporte nach Rheinland-Pfalz per Pipeline. 2035 werden 25 % des Bedarfs importiert, der Anteil steigt bis 2045 auf 100 % an. In dem hier angelegten Szenario mit 90 % THG-Minderung ist davon auszugehen, dass diese relativ großen Mengen eher „blauer“ Wasserstoff von der Küste sind und nur in geringerem Umfang Elektrolyse-Wasserstoff aus „Überschuss-Strom“. Durch diese Importe werden die prozessbedingten Emissionen der Wasserstoff- und Synthesegaserzeugung im Rahmen der hier vorgenommenen territorialen Quellenbilanzierung langfristig vollständig vermieden. Die verbleibenden Emissionen der chemischen Industrie in den Jahren 2045 und 2050 sind auf die Verbrennung der weiterhin fossilen Co-Produkte der Steam Cracker in den Spaltöfen selbst sowie in der Dampferzeugung zurückzuführen.

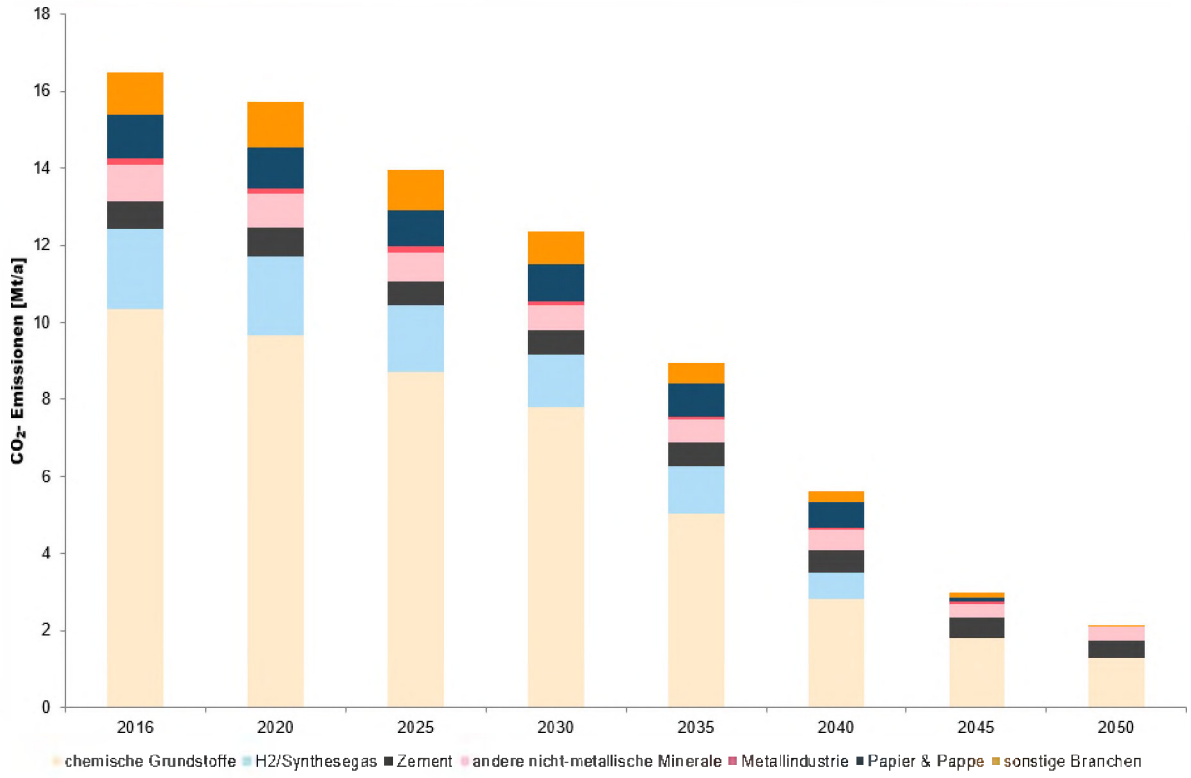


Abbildung 51: CO_2- Emissionen nach Industriesektoren

Ein weiterer bestehender Emissionsblock im Jahr 2050 sind die Emissionen der Zementindustrie. Zwar gelingt es in diesem Szenario, die emissionsintensive Zementklinkerproduktion durch einen effizienteren Einsatz von Zement zu senken, doch entstehen in den beiden Zementwerken des Landes neben den prozessbedingten Emissionen auch Emissionen aus der Verbrennung von Ersatzbrennstoffen, die aufgrund einer fehlenden Abscheidung aus den Ofenabgasen in die Atmosphäre entlassen werden.

Mit einer Treibhausgasminderung um 87 % zwischen 2016 und 2050 erbringt die Industrie in diesem Szenario einen deutlichen Beitrag zur Erreichung des Zielwertes, gegenüber 1990 liegt die Minderung sogar über 90 %. Eine annähernde Klimaneutralität bis 2050 wäre mit der Verwendung von grünen Feedstocks in der chemischen Industrie und/oder einer Elektrifizierung der Cracker sowie CCS als weiterer Maßnahme zu erreichen.

Abschließend stellt Abbildung 52 den sich aus den Szenarien über alle Verbrauchssektoren hinweg insgesamt ergebenden Endenergieverbrauch an Strom zusammenfassend dar.

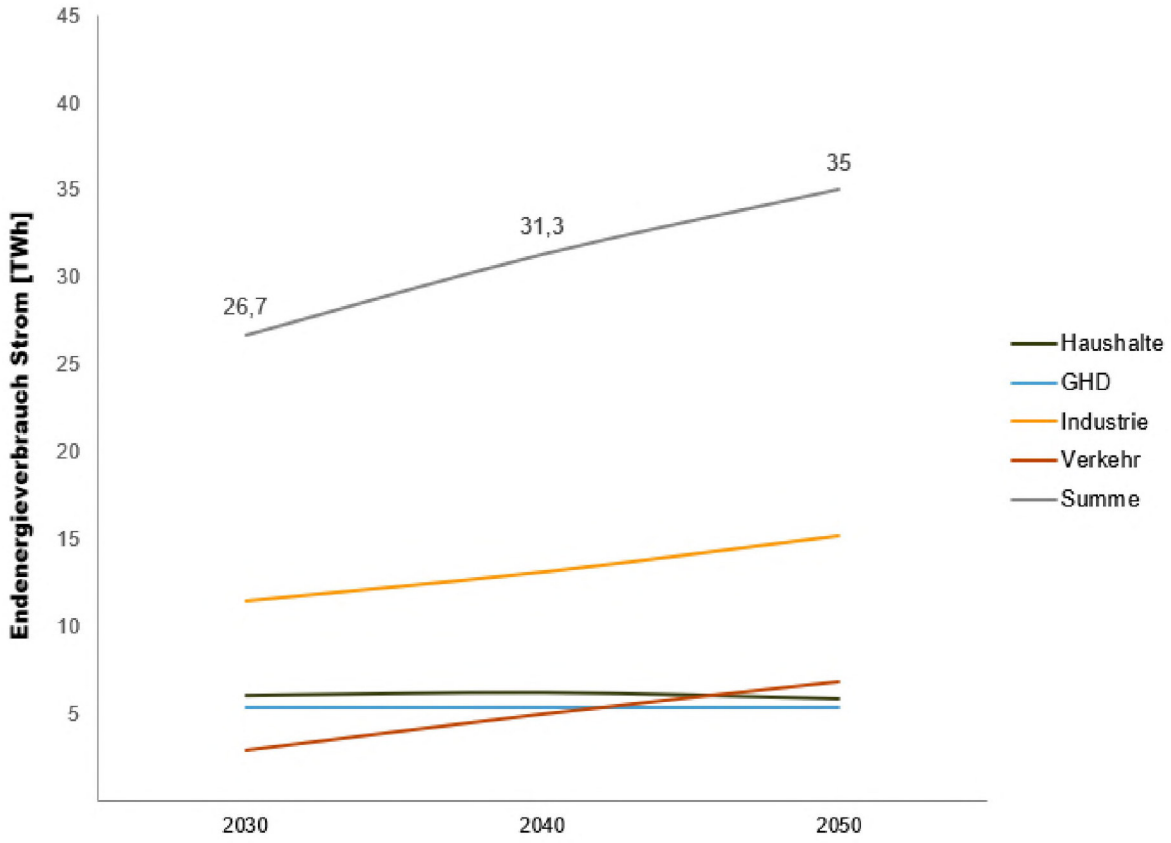


Abbildung 52: Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom in der Fortschreibung

Abbildung 52 zeigt, dass es in der Fortschreibung der Szenarien bis 2050 zu einem deutlichen Anstieg des Endenergieverbrauchs an Strom kommt. Zum Vergleich: 2018 beträgt der Endenergieverbrauch an Strom laut Energiebilanz des Landes Rheinland-Pfalz knapp 28 TWh[96]. Hieran wird deutlich, dass im Szenario zwei gegenläufige Trends wirken: Energieeffizienz wirkt stromverbrauchsmindernd, Elektrifizierung stromverbrauchssteigernd. Bis 2030 dominiert in der Fortschreibung die Effizienzsteigerung. In den folgenden Dekaden wird diese dann durch die Elektrifizierung überkompensiert. Auffällig ist ebenfalls, dass der Anstieg des Stromverbrauchs insbesondere in den Sektoren Industrie und Verkehr erfolgt. Dies ist im Wesentlichen Resultat der oben beschriebenen äußerst ambitionierten Effizienzsteigerungen bei den Gebäuden durch Sanierung. Abbildung 53 zeigt zum Vergleich eine Abschätzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die sich auf Basis des in Abbildung 36 dargestellten Ausbaupfades ergibt.

[96] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, Energie- und CO_2-Bilanz 2018, Statistische Berichte E IV – j/18, 2020, online verfügbar: http://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/E/4123/E4123_201800_1j_L.pdf (letzter Aufruf: 15. Januar 2021).

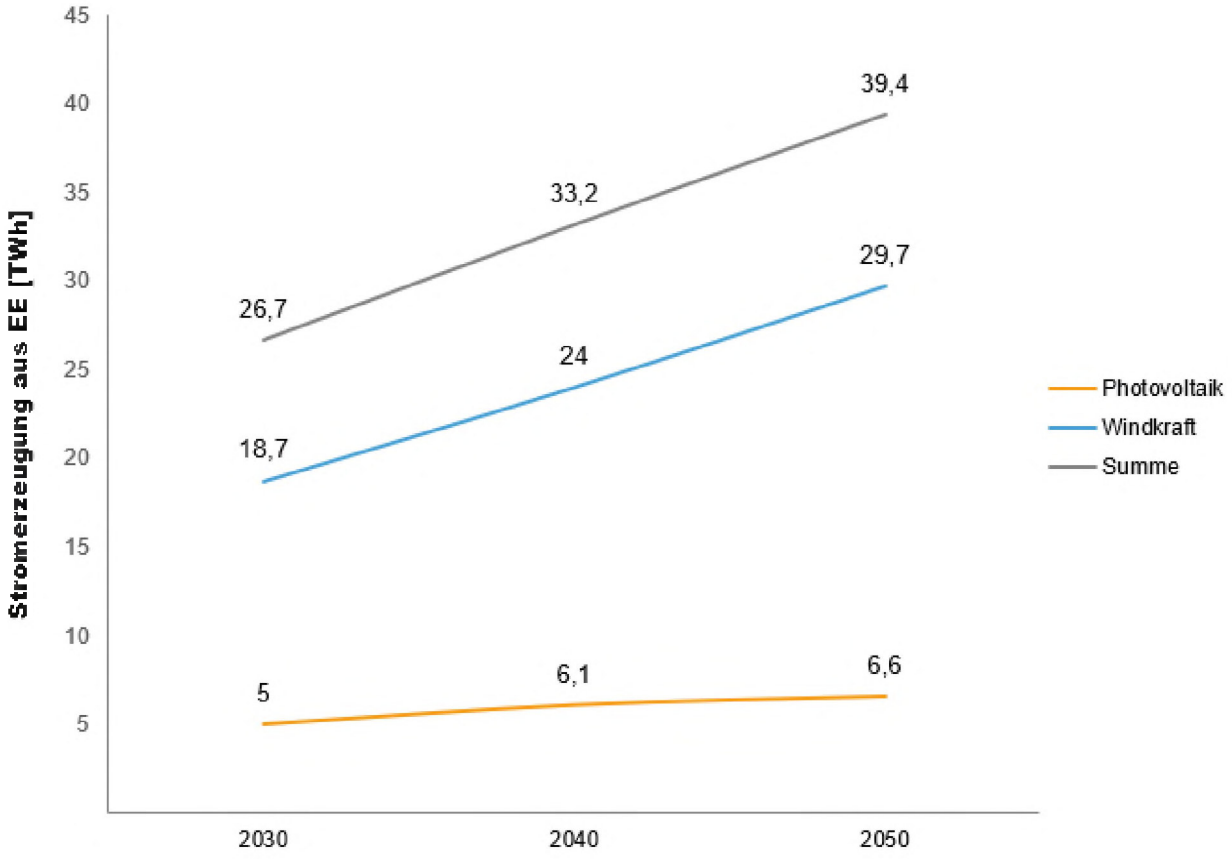


Abbildung 53: Abschätzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Ausbaupfad der Fortschreibung

5 MARKTSIMULATION

Zielstellung des nachfolgenden Kapitels ist die Durchführung einer Simulation des Strommarktes für Deutschland und Zentraleuropa. Die in Kapitel 4 abgeleiteten Rahmendaten liefern dabei die Grundlage und Ansatzpunkte für die weiteren Ausführungen. Folglich sind die Interpretation und Auswertung des Ergebnisrahmens in Verknüpfung zu den festgelegten Prämissen zu setzen und mit Unsicherheit behaftet. Kein Parameter sollte losgelöst vom beschriebenen Szenariorahmen interpretiert werden. Die Vorstellung der Modellergebnisse und Projektionen bezieht sich demnach einheitlich auf die in dieser Studie vorgestellten Szenarien und Annahmen.

5.1 Methodik

Für die Strommarktsimulation dienen die in Kapitel 4.3 abgeleiteten Entwicklungen von Infrastruktur, Erzeugung und Verbrauch als wesentliche Grundlage. Die Modellierung der europäischen Strommärkte erfolgt mit dem Modell B E T – EuroMod. Dabei handelt es sich um ein fundamentales Marktmodell zur Analyse des europäischen Strommarktes und der langfristigen Entwicklung des Energiesystems in Europa. Das Modell bildet die strukturellen und technischen Eigenschaften der zentralen Bestandteile des Energiesystems (unter anderem konventionelle Erzeugungsanlagen, Erneuerbare Energien, Speicher, Nachfrageflexibilität) ab und modelliert auf dieser Basis die Marktmechanismen im liberalisierten europäischen Binnenmarkt für Strom.

Die Optimierung mit B E T – EuroMod folgt einem fundamentalen Ansatz. Im ersten Schritt werden für die gewählten Stützjahre die kostenminimierenden Kraftwerkszubauten/-stilllegungen unter Berücksichtigung der Einsatzkosten in den Stützjahren bestimmt. Im zweiten Schritt erfolgt eine stündliche Strompreisprojektion, die sich grundsätzlich aus der Merit Order der Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen auf Basis ihrer Grenzkosten ergibt und damit einen effizienten Energy-Only-Markt unterstellt. Bei Knappheit können somit auch Flexibilitäten auf der Nachfrageseite wie Lastmanagementprozesse preissetzend sein.

Abbildung 54 gibt einen Überblick über die wesentlichen Input-Parameter der Modellierung sowie die zentralen Modellergebnisse.

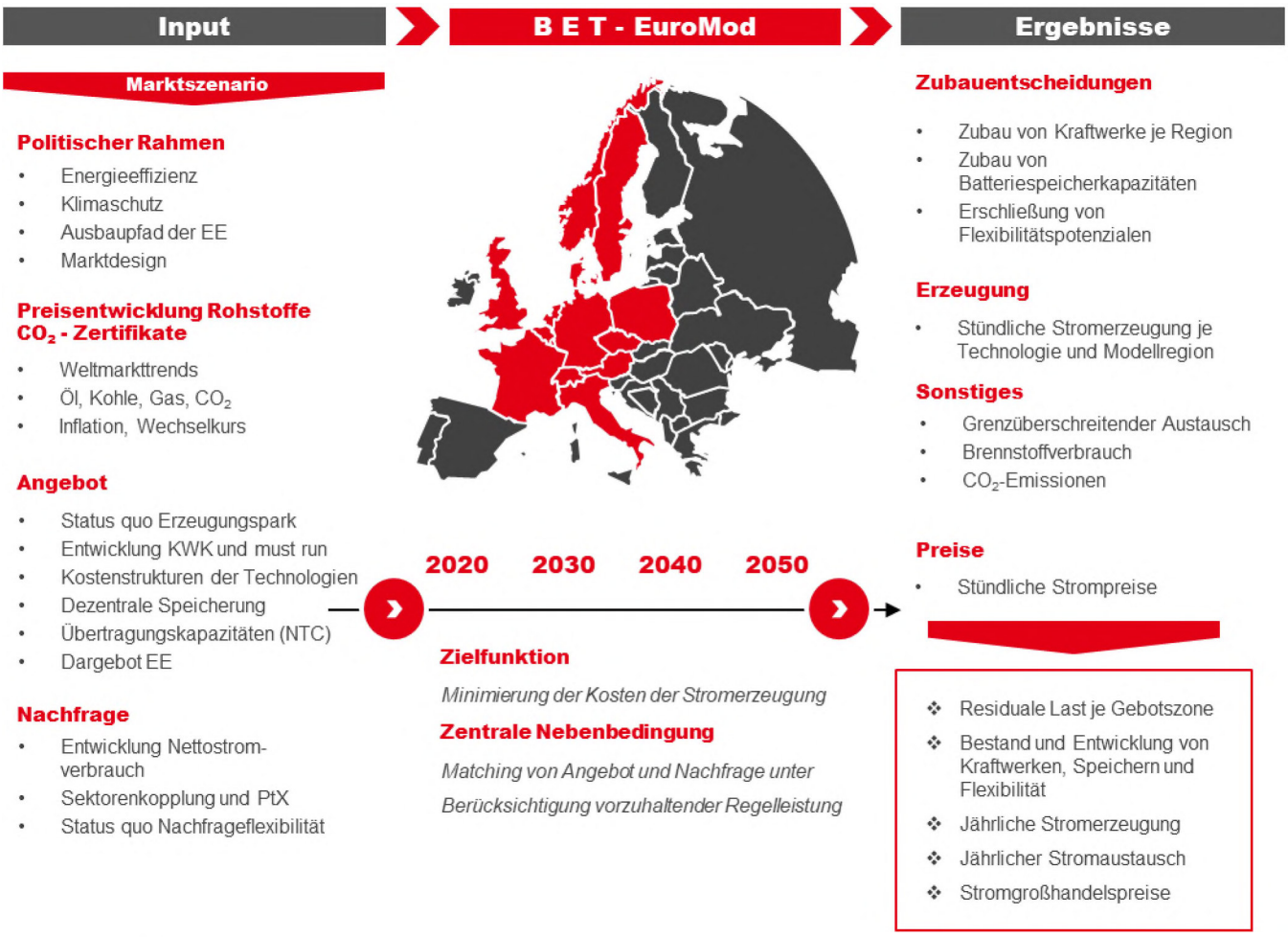


Abbildung 54: Überblick B E T - EuroMod

Als geographischen Betrachtungsbereich modelliert B E T - EuroMod den Strommarkt in Zentraleuropa im Rahmen von 13 Kernregionen. Die Hauptregionen sind Deutschland/Luxemburg, Schweiz, Italien, Österreich, Frankreich, Niederlande, Belgien, Schweden, Norwegen, Dänemark, Großbritannien, Tschechien und Polen (siehe Abbildung 54 markierter Bereich). Angrenzende Regionen, wie die Iberische Halbinsel oder das Baltikum, finden als Satellitenregionen im Modell über aggregierte Austauschflüsse vereinfacht Berücksichtigung. Die Transportkapazitäten zwischen den Regionen werden über NTC-Werte[97] modelliert.

Gegenstand des Ergebnisrahmens der Marktsimulation ist unter anderem die zu erwartende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und die zu erwartende positive bzw. negative Residuallast

[97] Net Transfer Capacity: Der NTC-Wert ist in diesem Fall als das erwartete maximale Erzeugungsvolumen zu interpretieren, das durch die Schnittstelle zwischen zwei Systemen geleitet werden kann, was in beiden Systemen nicht zu Netzbeschränkungen führt, wobei einige technische Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Netzbedingungen zu berücksichtigen sind. Vgl. ENTSO-E, Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the internal Market of Electricity in Europe (IEM), März 2000, S. 6, abrufbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/ntc/entsoe_NTCusersInformation.pdf

des Energiebedarfs in stündlicher Auflösung je Gebotszone[98]. Im Kontext eines wachsenden Anteils fluktuierender, wetterabhängiger Stromerzeugung wird ebenso der Einsatz von Speichern, Elektrolyseuren, Demand Side Management sowie der Stromaustausch zwischen den Gebotszonen ermittelt. Als weiterer wesentlicher Modelloutput werden für die Bewertung von Flexibilitätsoptionen auch die Marktpreise für Strom in stündlicher Auflösung für die einzelnen Fotojahre ermittelt.

5.2 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland und Europa

Wie vorangehend angeführt, zählt die Simulation des Einsatzes verschiedener Kraftwerke zur Deckung des Stromverbrauchs auf Basis der Entwicklung des Kraftwerksparks (siehe Kapitel 4.3) sowie der Modellierung des Dargebotes erneuerbarer Einspeisung (siehe Kapitel 4.2) zum zentralen Ergebnisrahmen der Marktsimulation. Abbildung 55 zeigt die Entwicklung der inländischen Stromerzeugung für das Marktgebiet Deutschland (Nettostromerzeugung). Für das Jahr 2019 verzeichnen die konventionellen Kraftwerke noch einen hohen Anteil an der Stromerzeugung. Insbesondere die Erzeugung aus Kernenergie sowie Stein- und Braunkohle liefert einen signifikanten Beitrag. Infolge des Kernenergie- und Kohleausstiegs sinkt die Erzeugung aus diesen Technologien im Zuge der Marktsimulation bereits bis zum Jahr 2030 erheblich ab. Die konventionelle Erzeugung wird mittelfristig durch den Energieträger Erdgas dominiert, geht aber fortlaufend stark zurück.

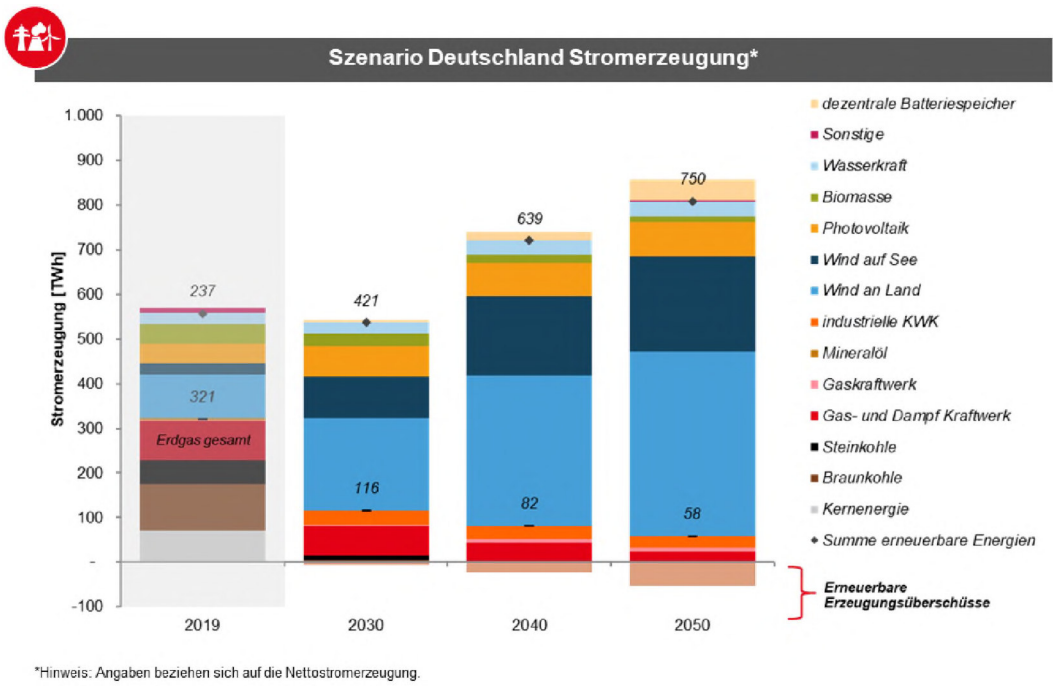


Abbildung 55: Entwicklung der Stromerzeugung Energiemarktszenario Deutschland[99]

[98] nach Abzug der im Marktmodell optimierten Flexibilität aus Speichern, Importen und Exporten der betrachteten Modellregionen

[99] Quelle für die Historie des Jahres 2019: Fraunhofer ISE, Energy-Charts, abrufbar unter: https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE, Angaben für die Jahre 2030, 2040 und 2050 sind Ergebnis der Marktsimulation

Einhergehend mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien dominiert mittelfristig die wetterabhängige Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik die Stromerzeugung. Der Rückbau der Erzeugung aus Kernenergie und Kohle kann bis zum Jahr 2030 nicht vollumfänglich durch Gaskraftwerke und erneuerbare Einspeisung aufgefangen werden. Folglich kommt es in Deutschland zu einem leichten Rückgang der Stromerzeugung bei gleichzeitigem Anstieg der Stromimporte bis zum Jahr 2030. Für den Folgezeithorizont kann die Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie, analog zu einem Anstieg des Stromverbrauchs, weiter gesteigert werden. Wesentliche politische Zielsetzungen, den Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 auf 65 % am nationalen Bruttostromverbrauch zu erhöhen, werden knapp erfüllt[100] [101]. Langfristig erreichen die Erneuerbaren Energien einen Anteil von circa 90 % am Bruttostromverbrauch. Gaskraftwerke spielen eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung flexibler Leistung, wenngleich die Betriebsstunden der Kraftwerke im Zeitverlauf erheblich rückläufig sind. Mit den beschriebenen Veränderungen von Kraftwerkspark und inländischer Stromerzeugung werden ebenso Veränderungen des Emissionsfaktors des Strommixes hervorgerufen. Über den Strommix wird der prozentuale Anteil verschiedener Energieträger an der Stromerzeugung beschrieben. Der Emissionsfaktor setzt die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom ins Verhältnis zu den damit verbundenen Treibhausgasemissionen (in CO_2 Äquivalenten). Abbildung 56 führt die resultierenden Entwicklungen des Emissionsfaktors mengengewichtet nach dem jeweiligen Anteil konventioneller Energieträger an der Stromerzeugung für Deutschland und Zentraleuropa auf.

[100] Vgl. Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) § 1 vom 01.01.2017, abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf

[101] Hinweis: Stichtag der Szenarioerstellung ist der 31.12.2019 (Kapitel 4.1). Daher wird hinsichtlich des genannten 65 % Ziels noch auf das EEG 2017 referenziert

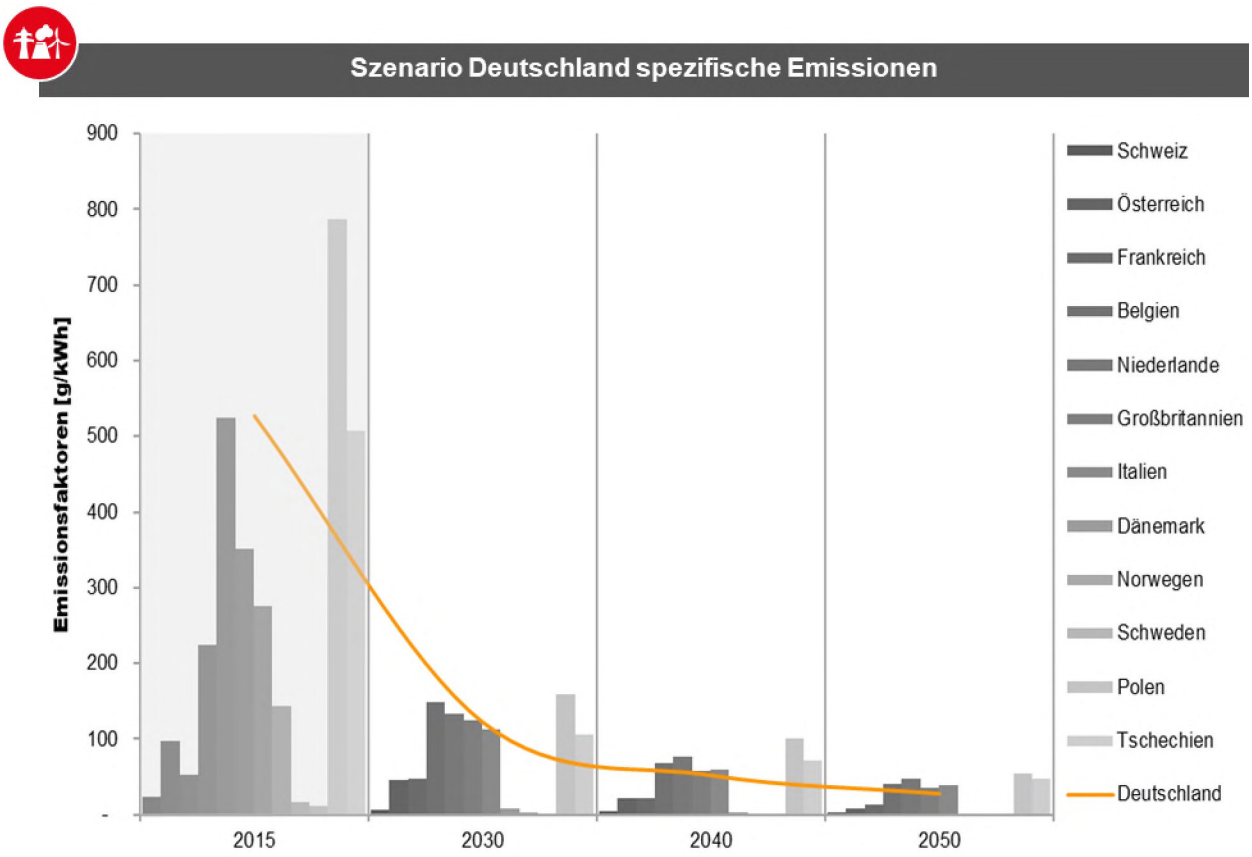


Abbildung 56: Entwicklung der Emissionsfaktoren der inländischen Stromerzeugung für Zentraleuropa[102]

Der Anteil der fossilen Energieträger am Erzeugungsmix hat wesentlichen Einfluss auf die konkrete Höhe des Emissionsfaktors der Stromerzeugung. Im europäischen Kontext fällt der Emissionsfaktor vor diesem Hintergrund besonders in Polen, Tschechien und Deutschland mit einem hohen Anteil der Kohleverstromung an der Stromversorgung am höchsten aus. Effekte des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2035 wirken sich auf Ebene von Deutschland positiv auf die Emissionen des Energiesektors aus. Auch in Polen und Tschechien stellt sich aufgrund der Stilllegung von Kohlekapazitäten ein langfristig rückläufiger Trend ein. Die für Deutschland ermittelte Entwicklung des Emissionsfaktors des Strommixes fließt weiterhin in die nachfolgenden Analysen der Kapitel 6 und 7 ein.

Aufgrund einer zunehmenden Zeitgleichheit in der Erzeugung Erneuerbarer Energien kann ein Teil des durch B E T - ResMod (siehe Kapitel 4.2) ermittelten theoretischen Potenzials der erneuerba-

[102] Quelle Historie 2015: Umweltbundesamt, Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid Emissionen des deutschen Strommix 1990-2018 und erste Schätzungen 2019 im Vergleich zu CO_2- Emissionen der Stromerzeugung, April 2020, abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom und European Environment Agency, CO_2 emission intensity, Dezember 2018, abrufbar unter: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-

ren Erzeugung dennoch nach Ergebnissen der Marktsimulation nicht voll ausgenutzt werden. Zentrale Nebenbedingung der Optimierung ist der fortlaufende Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Die Flexibilisierung von konventioneller und erneuerbarer Erzeugung, des Stromverbrauchs sowie die überregionale Marktintegration liefern zusätzliche Chancen aber auch Restriktionen in der Systemeinbindung erneuerbarer Einspeisung. Aus Marktperspektive steigt der Anteil nicht nutzbarer erneuerbarer Einspeisung im Rahmen des gebildeten Szenarios auf über 50 TWh im Jahr 2050 an (siehe Abbildung 55). Innerhalb der mit dem Fundamentalmodell erfassten Bereiche werden dabei bereits bestehende Flexibilisierungs- und Ausgleichspotenziale weitgehend ausgenutzt. Im Zuge der voranschreitenden europäischen Marktintegration sowie eines wachsenden Anteils dezentraler Einspeisung ist der Stromaustausch zwischen verschiedenen Marktgebieten neben der inländischen Stromerzeugung wie bereits angeführt von hoher Relevanz. Regionale Ungleichgewichte aus Erzeugung und Verbrauch können so auch über verschiedene Marktgebiete hinweg überregional ausgeglichen werden. Abbildung 57 zeigt die Entwicklung der Handelsposition des deutschen Marktgebietes. In der Vergangenheit überstiegen die Stromexporte die Stromimporte vor allem in den Marktgebieten Frankreich, Deutschland und Schweden.

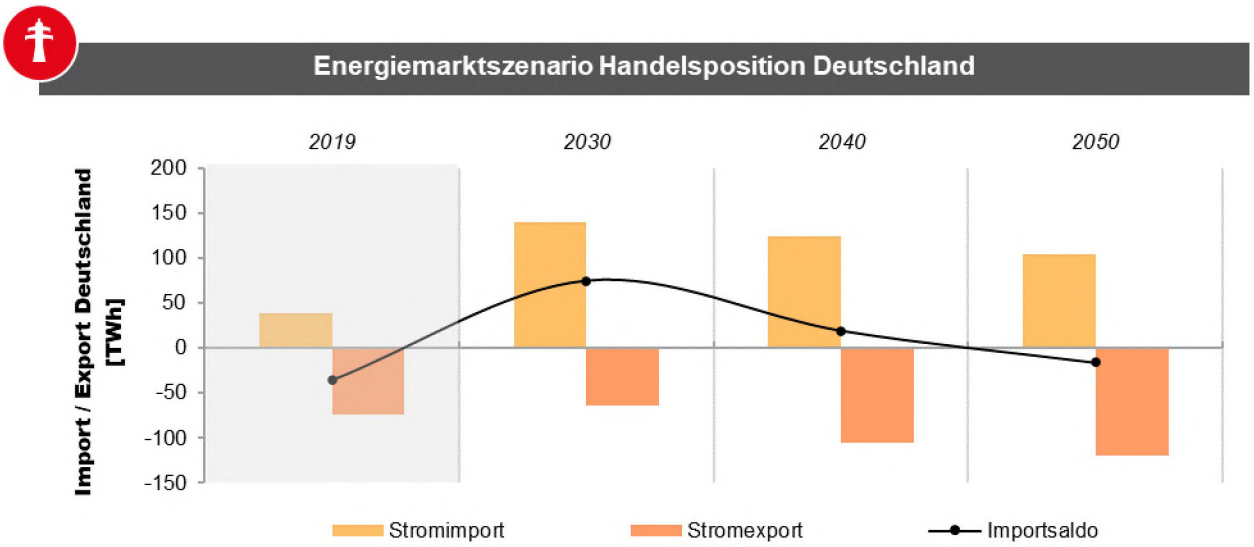


Abbildung 57: Entwicklung der Handelsposition je Marktgebiet in Zentraleuropa[103] [104]

Aufgrund des europaweiten Rückbaus konventioneller Kraftwerke nimmt die Importabhängigkeit einzelner Marktgebiete stark zu. Deutschland wird somit innerhalb des gebildeten Szenarios mittelfristig vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Strom, um den Rückgang der inländischen

[103] Quelle für die Historie des Jahres 2019: Fraunhofer ISE, Energy-Charts, abrufbar unter: https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE; für die Jahre 2030, 2040 und 2050 sind die Ergebnisse der Marktsimulation dargestellt.

[104] Der Importsaldo versteht sich als Differenz aller Stromimporte und -exporte je Marktgebiet. Bei einem positiven Importsaldo übersteigen die Stromimporte folglich die Exporte. Restriktionen der Übertragungs- und Verteilnetze liegen außerhalb der Systemgrenze des B E T – Energiemarktmodells und des dargestellten Ergebnisrahmens.

konventionellen Stromerzeugung zwischenzeitlich zu kompensieren (siehe Rückgang der Erzeugungsmengen im Jahr 2030 Abbildung 55). Erst mit dem weiteren Anstieg der Erzeugungsmengen aus Erneuerbaren Energien kehrt sich die Situation wieder um, so dass Deutschland bis zum Jahr 2050 wieder zum Nettoexporteur wird. Frankreich verbleibt auch langfristig der größte Stromexporteur, wenngleich mit der Abschaltung einiger Kernkraftwerke ab dem Jahr 2040 die Exporte zurückgehen.

Neben dem Stromaustausch zwischen verschiedenen Marktgebieten liefern Speicherung und Lastmanagement weitere Ausgleichsmöglichkeiten für fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung. Dezentrale Batteriespeicher erlauben bis zum Jahr 2050 eine zunehmende Verlagerung der wettergetriebenen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Langfristig steigt die Einspeisung aus dezentralen Batteriespeichern auf knapp 45 TWh an und liefert einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Stromverbrauchs (siehe Abbildung 55) und auch zur Aufnahme von Stromüberschüssen bei starker EE-Einspeisung. Trotz eines angenommenen Anstiegs verfügbarer Lastmanagement Potenziale im Zeitverlauf (siehe Kapitel 4.3) beschränkt sich der an hohe Preisspitzen oberhalb von 450 €/MWh gekoppelte Abruf verfügbarer Potenziale nur auf wenige Stunden im Jahr. Die Marke von Strompreisen oberhalb eines Niveaus von 100 €/MWh wird für das Jahr 2050 in knapp 10 % der Stunden des Jahres überschritten. Die ansteigende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann ebenso durch einen Ausbau der inländischen Wasserstoffwirtschaft gezielter genutzt werden. Abbildung 58 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung und des Strombezugs von Elektrolyseuren im Marktgebiet Deutschland[105].

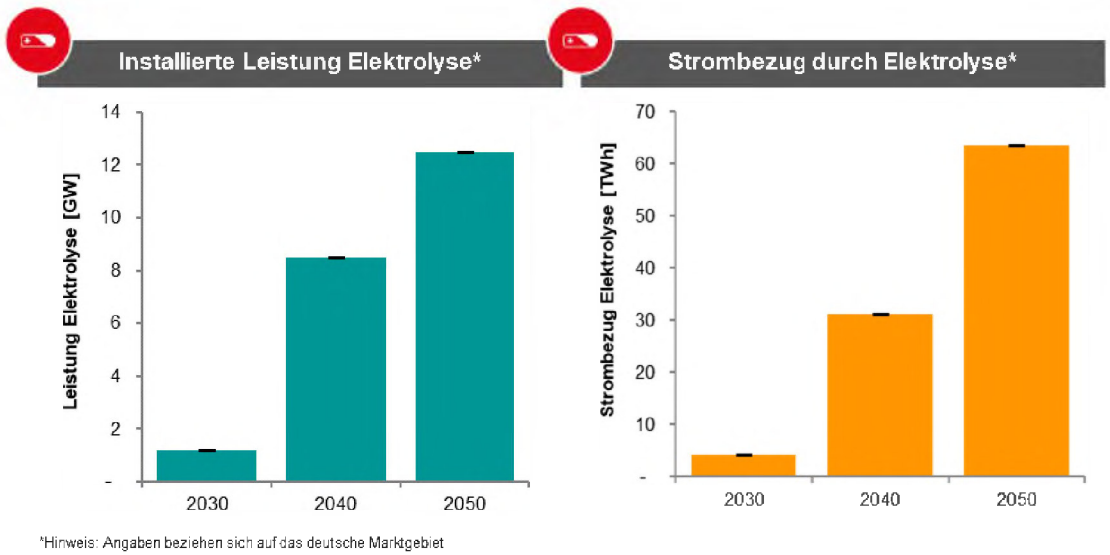


Abbildung 58: Strombezug Elektrolyse und Entwicklung der Überschusserzeugung für das deutsche Marktgebiet[106]

[105] Die Entwicklung der installierten Leistung von Elektrolyseuren ist eine gesetzte Prämisse des Szenariodesigns. Der Einsatz und Strombezug der Elektrolyseure stellt das Ergebnis der Marktsimulation dar.

[106] Hinweis: Stichtag der Szenarioerstellung ist der 31.12.2019 (Kapitel 4.1). Weiterführende Zielsetzungen der nationalen Wasserstoffstrategie sind vor diesem Hintergrund nicht vollumfänglich berücksichtigt.

Deutlich wird nach Ergebnissen der Simulation an dieser Stelle ein erhebliches Wachstum des erneuerbaren Strombedarfs, welcher durch Elektrolyseure im Kontext einer Dekarbonisierung der Verbrauchssektoren erwächst. Die Vollbenutzungsstunden der Elektrolyseure steigen im Zeitverlauf auf knapp 5.000 Stunden an.

Abseits der über das Energiemarktszenario bereits erfassten Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Einspeisung ist die Analyse weiterer Integrationspfade erneuerbarer Einspeisung zentraler Anknüpfungspunkt der fortlaufenden Analysen. Die Ergebnisse der Simulation für das Marktgebiet Deutschland werden dazu insbesondere in den Kontext regionaler Entwicklungen in Rheinland-Pfalz gesetzt.

5.3 Erzeugungsüberschüsse

Basierend auf den Ergebnissen der Marktsimulation ist die Quantifizierung von Erzeugungsüberschüssen auf der Ebene von Deutschland und Rheinland-Pfalz Aufsatzpunkt für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie. Das Auftreten von Erzeugungsüberschüssen ist neben der wetterabhängigen und fluktuierenden Einspeisung der Erneuerbaren Energien unter anderem auch an Bedingungen einer weitgehend unelastischen Stromnachfrage und Restriktionen im Betrieb konventioneller Kraftwerke geknüpft. Vor dem Hintergrund der Fragestellung dieser Studie werden nachfolgend insbesondere Überschusserzeugungsmengen, welche auf die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen sind und die nicht von den im Systemmodell erfassten Flexibilitätsoptionen genutzt werden können, näher betrachtet. Abregelungseffekte, infolge von Verteilnetz- oder Übertragungsnetzengpässen liegen dabei außerhalb der Betrachtung, da das verwendete Fundamentalmodell nicht die Topologie von Verteilnetz- oder Übertragungsnetzengpässen berücksichtigt.

Anhand der Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzes der Marktsimulation und anhand des Stromverbrauchs können potenzielle Erzeugungsüberschüsse stundenscharf und technologiespezifisch auf Ebene des deutschen Marktgebietes zugeordnet werden. Vor diesem Hintergrund wird insbesondere das durch das Modell B E T - ResMod ermittelte stündliche Dargebot fluktuierender erneuerbarer Erzeuger herangezogen, welches das theoretische Potenzial erneuerbarer Einspeisung repräsentiert. Mangels der Verfügbarkeit von Speicher- oder Flexibilitätsoptionen, ausgelasteten Kuppelkapazitäten zu benachbarten Marktgebieten sowie fehlender Verbrauchslast kann die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zeitweise nicht vollumfänglich genutzt werden. Die auf diese Weise ermittelten Strommengen werden als Erzeugungsüberschüsse erfasst und nach den jeweiligen Technologien geschlüsselt. Die hohe geographische Auflösung des Modells B E T - ResMod sowie die in Kapitel 4.4 dargelegten Entwicklungspfade der installierten Leistung sowie der Stromlast für Rheinland-Pfalz setzen den Bezug zu regionalen Verhältnissen. Ähnlich wie für das Markt-

gebiet Deutschland resultieren die erhobenen Erzeugungsüberschüsse aus einer bilanziellen Gegenüberstellung der regionalen Stromerzeugung und der Lastentwicklung. Abbildung 59 führt die technologiespezifische Schlüsselung von Überschusserzeugungsmengen auf Ebene von Deutschland und Rheinland-Pfalz auf und stellt diese im Zeitverlauf gegenüber.

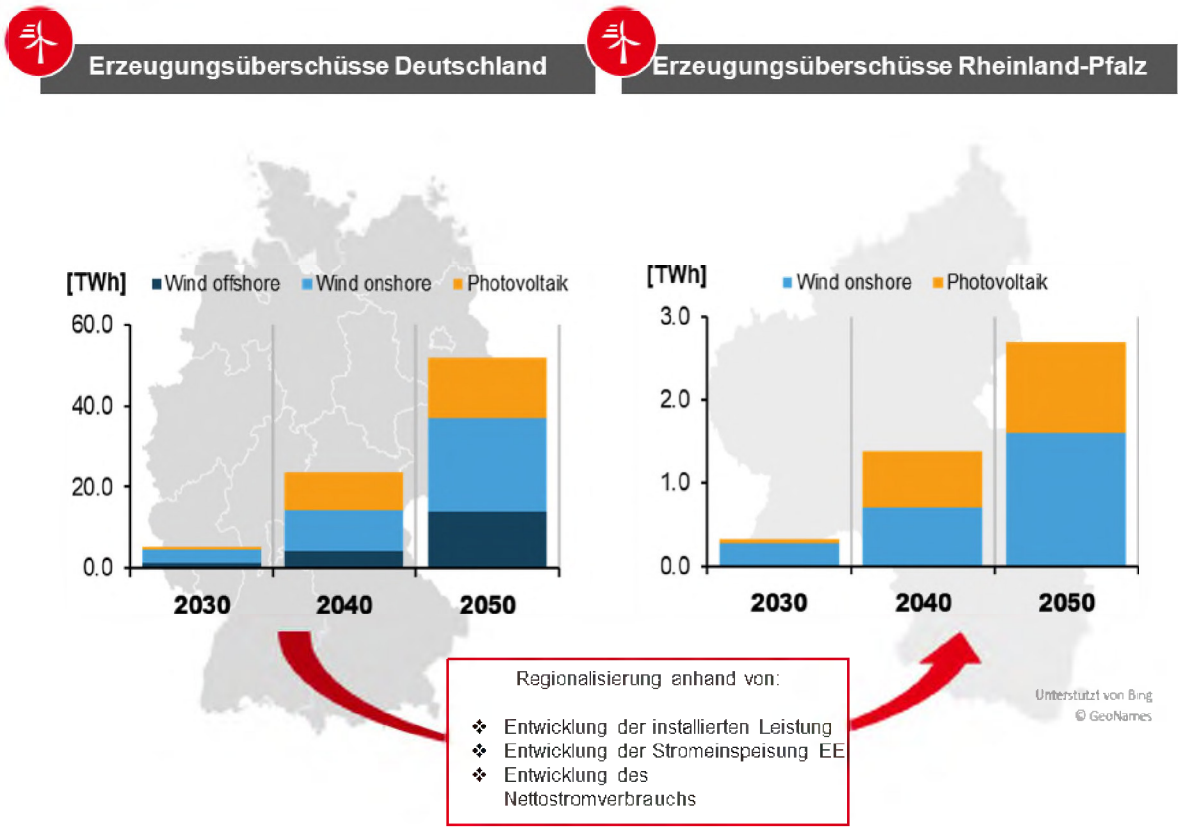


Abbildung 59: Regionalisierung der abgeregelten Energiemengen

Erzeugungsüberschüsse, welche auf die offshore-Windenergie zurückzuführen sind, sind dementsprechend für Rheinland-Pfalz ausgenommen. Aufgrund des innerhalb des Marktszenarios forcierten Ausbaus der Erneuerbaren Energien ab den 2040er Jahren steigt die Menge an nicht nutzbarer erneuerbarer Erzeugung im Zeitverlauf an. Bis zum Jahr 2050 nehmen die erhobenen bilanziellen Erzeugungsüberschüsse für Rheinland-Pfalz folglich auf knapp 2,7 TWh zu. Infolge der wettergetriebenen Einspeisecharakteristik von Windenergie und Photovoltaik zeigt sich neben dem generellen Anstieg von Überschusserzeugungsmengen auch eine ausgeprägte Verteilungsstruktur im Verlauf der Tages- und Jahreszeit. Abbildung 60 führt kumuliert über die Stunden eines Tages, geschlüsselt nach den Jahreszeiten, die Struktur des Auftretens erneuerbarer Erzeugungsüberschüsse auf Ebene von Rheinland-Pfalz auf. Da die Abbildung jeweils auf die Verwendung eines Standardwetterjahres referenziert, kann die Auswertung über die jeweiligen Stunden in Abhängigkeit der Betrachtung verschiedener Wetterjahre variieren.

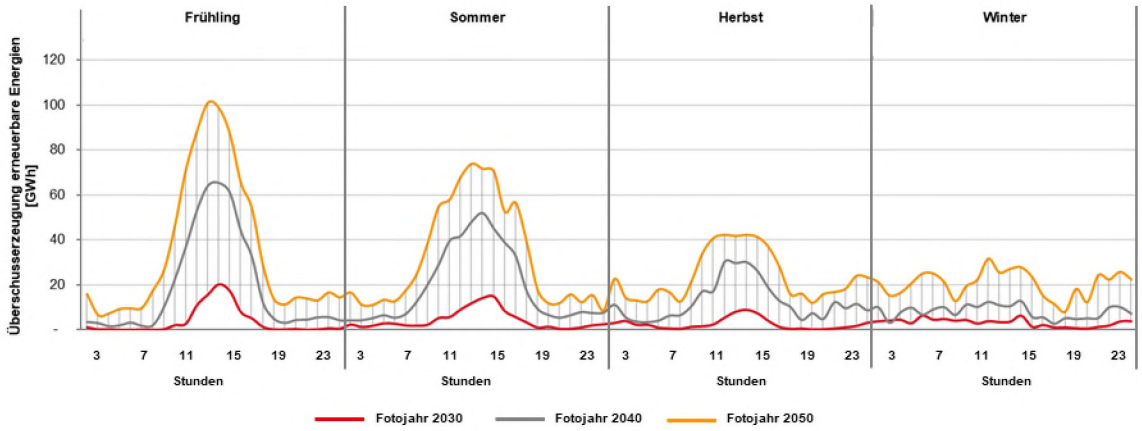


Abbildung 60: Strukturverlauf abgeregelter Einspeisung aus Erneuerbaren Energien für Rheinland-Pfalz

Ein hoher Anteil der überschüssigen Erzeugungsmengen ist in den Mittagsstunden im Sommer und Frühling zu verzeichnen und Resultat der im Zeitverlauf zunehmenden Zeitgleichheit der Photovoltaik Einspeisung. Angesichts der verringerten Einspeisung aus Photovoltaik ist für die Winter- und Herbstmonate eine weniger deutliche Struktur ersichtlich. Die Einspeisung aus Windenergieanlagen weist zwar eine weniger deutliche Einspeisestruktur im Tagesverlauf auf, führt jedoch insbesondere während der lastschwachen Nachtstunden zu einem Anstieg von Erzeugungsüberschüssen.

Wie an dieser Stelle bereits deutlich wird, resultieren infolge des gesetzten Szenariorahmens, welcher auf Ebene von Deutschland bereits eine breite Grundlage an Flexibilitätspotenzialen für die Systemintegration erneuerbarer Einspeisung berücksichtigt, im Zeitverlauf dennoch Erzeugungsüberschüsse aus der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Die erhobenen Überschusserzeugungsmengen auf Ebene von Rheinland-Pfalz sind in den Kontext einer Verlagerung der betrachteten Systemgrenze zu setzen. So sind potenzielle weitere überregionale Ausgleichsmöglichkeiten der erneuerbaren Stromerzeugung durch das Übertragungsnetz, weitere Lastzentren und Flexibilitätspotenziale an dieser Stelle zunächst ausgeblendet. Die ermittelten Strommengen repräsentieren in diesem Zusammenhang das bezogen auf das Bundesland Rheinland-Pfalz verfügbare Nutzungspotenzial von Erzeugungsüberschüssen und setzen einen vereinfachten Rahmen für die weiteren Untersuchungen. Die Analyse der zusätzlichen Freiheitsgrade für die Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Spannungsfeld ökonomischer und klimapolitischer Randbedingungen sind Gegenstand der weiteren Ausführungen.

5.4 Strompreisprojektion für das deutsche Marktgebiet

Basierend auf den gesetzten Szenarioprämissen (siehe Kapitel 4.2 und Kapitel 4.3) wird mit dem Fundamentalmodell für den Strommarkt die stundenscharfe Entwicklung der Strompreise für das deutsche Marktgebiet ermittelt. Abbildung 61 zeigt die Entwicklung des Jahresbasepreises für die gesetzten Fotojahre. Das Preisniveau nimmt ausgehend vom Jahr 2019 einen steigenden Verlauf, ehe die Preise bis zum Jahr 2050 wieder unter das historische Niveau aus dem Jahr 2019 fallen. Kurz- bis mittelfristig (Zeitbereich bis zum Jahr 2030) sind es vor allem noch konventionelle Kraftwerke am oberen Ende der Merit Order, die den Strompreis setzen (siehe Kapitel 5.1). Verbunden mit einem erheblichen Anstieg des Preises für CO_2-Zertifikate auf über 84 €/t CO_2 und einer weiter anwachsenden Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 kommt es zu einem Anstieg des Basepreises auf knapp 65 €/MWh im Jahr 2030. Für die Zeit danach entwickelt sich der Strompreis rückläufig.

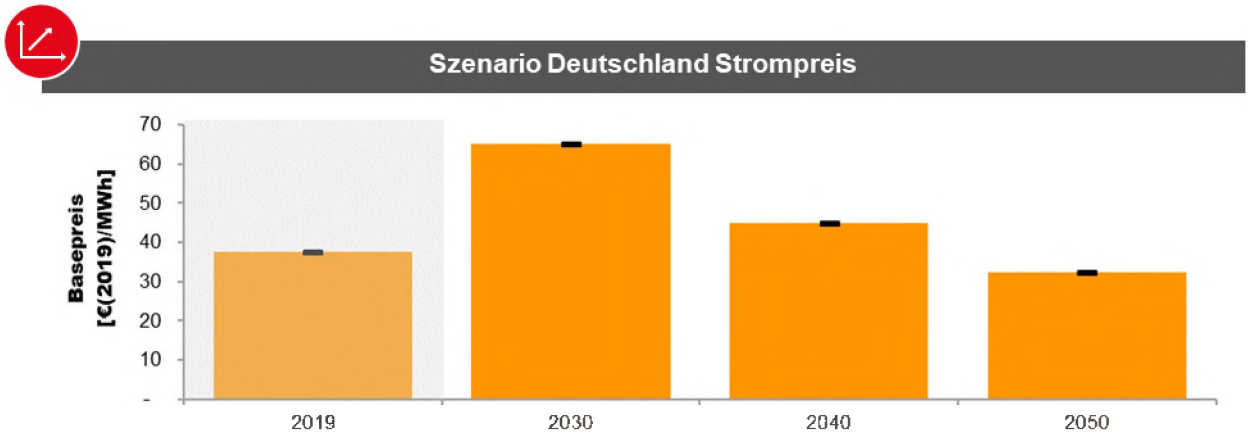
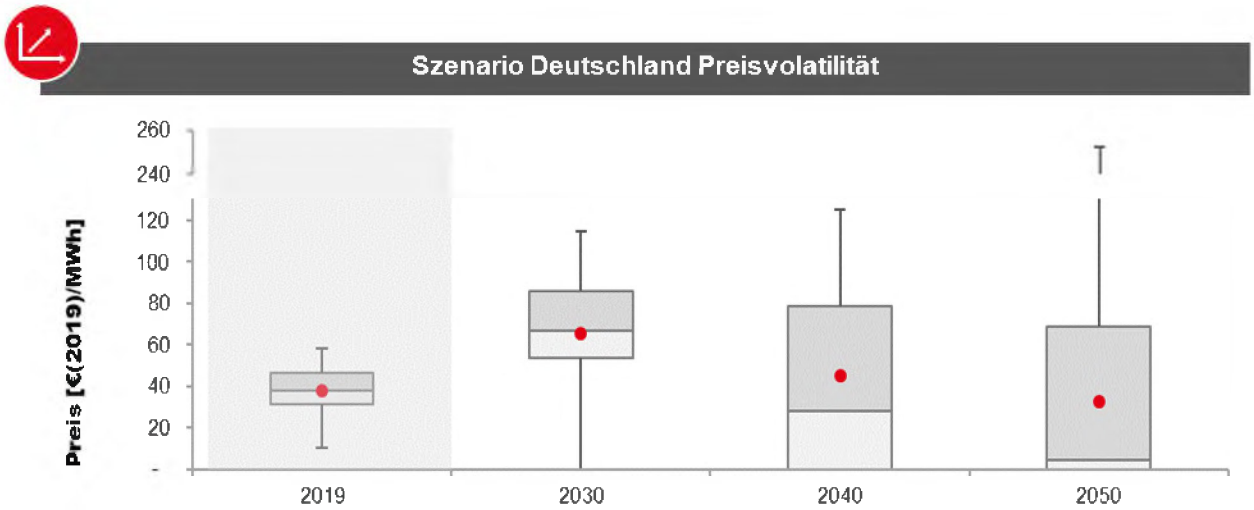


Abbildung 61: Entwicklung des Strompreises (Jahresbase) für das deutsche Marktgebiet

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien übt langfristig eine preisdämpfende Wirkung auf die Strompreisentwicklung aus. Mit dem Rückbau der konventionellen Stromerzeugung sind es immer häufiger die fluktuierenden Erneuerbaren Energien, mit Grenzkosten der Stromerzeugung nahe null, welche den Strompreis setzen.

Neben der generellen Höhe des Strompreisniveaus ziehen Veränderungen in den Stromverbrauchsstrukturen und der zunehmende Einfluss erneuerbarer Einspeisungen auch strukturelle Anpassungen des Preisgefüges nach sich. Klassische Verbrauchsspitzen in der Mittagszeit oder in den Abendstunden können vermehrt durch die netz- und marktdienliche Einbindung neuer Verbraucher wie Elektromobilität und Wärmepumpen ausgeglichen werden. Erzeugungsseitig erschwert eine Zunahme der fluktuierenden und wettergetriebenen Einspeisung den Ausgleich zwischen Last und Erzeugung. In der Folge wechseln sich im Zeitverlauf preissetzende konventionelle

Kraftwerke und Erneuerbare Energien immer häufiger ab. Abbildung 62 verdeutlicht in dieser Konsequenz die Entwicklung der Strompreisvolatilität im Zeitverlauf. Die abgebildeten Boxplots kennzeichnen die Spannweite der stündlichen Strompreisverteilung um den Jahresbasepreis (rot gekennzeichnet). Der Median beschreibt als Lageparameter die Mitte der Verteilung[107]. Die Whisker indizieren jeweils die oberen beziehungsweise unteren 5 % der Strompreisverteilung.



Erläuterung zu den Boxplots:

(1) Dargestellt ist der Jahresbasepreis (•) als Maß für die generelle Entwicklung des Preisniveaus im deutschen Strommarkt.

(2) Die Quantile der Verteilung der Strompreise geben eine Indikation zur Streuung der Preise um den Basepreis und sind somit ein Maß für die Volatilität der Strompreise.

(3) 95 % und 5 % Quantil der Strompreise (Whisker) geben einen Überblick über die Bandbreite der auftretenden Strompreise im deutschen Strommarkt.

(4) Aus Gründen der Lesbarkeit sind deutliche „Ausreißer" der Verteilung (bspw. Preisspitzen) nicht dargestellt.

(5) Die Preisverläufe sind nach unten auf das Nullniveau begrenzt.

Abbildung 62: Entwicklung der Preisvolatilität für das deutsche Marktgebiet

Ausgehend von der Historie des Jahres 2019 zeigt sich eine deutliche Zunahme der Spannweite der Boxplots als Indikator einer, mit dem Ausbau der Erneuerbaren, anwachsenden Preisvolatilität. Der Median der Verteilung und der Jahresbasepreis driften im Zeitverlauf immer weiter voneinander ab. Die Abweichung der teuersten und niedrigsten Strompreise nimmt im Resultat weiter zu. Abbildung 63 verdeutlicht in diesem Zusammenhang die fortlaufende Entwicklung des oberen und unteren Endes der Preiskurven. Mit wachsender Bedeutung erneuerbarer Stromeinspeisung und

[107] 50 % der Verteilung liegen oberhalb dieses Preisniveaus und 50 % unterhalb des Angabewertes.

analog zur Entwicklung von Stromüberschüssen verfünffacht sich die Anzahl von Strompreisen nahe dem Null- oder Negativniveau bereits in Richtung des Jahres 2030.

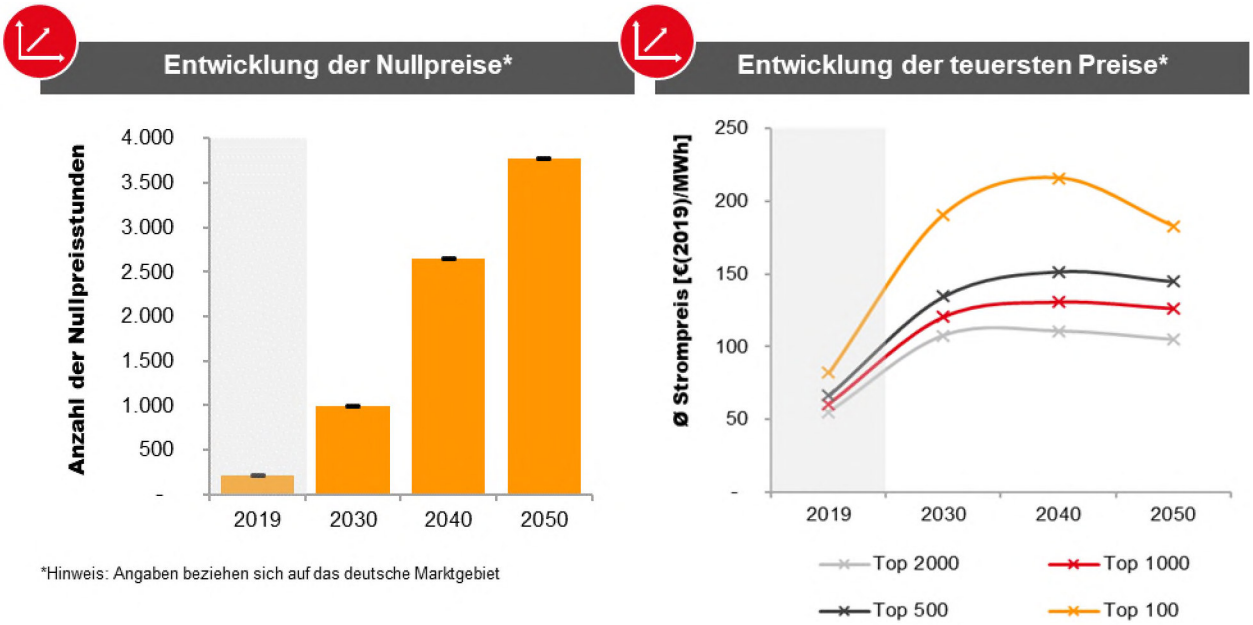


Abbildung 63: Entwicklung der niedrigsten und höchsten Strompreise für das deutsche Marktgebiet

Zugleich nehmen aber auch die Preisspitzen oberhalb eines Preisniveaus von 100 €/MWh zu. Während der Strompreis im Jahr 2019 nur in 7 Stunden oberhalb dieser Marke lag, steigt die Anzahl in der Entwicklungsprojektion bis zum Jahr 2050 auf 925 Stunden. Wie Abbildung 63 verdeutlicht, spiegelt sich dieser Trend auch im Durchschnittsniveau der jeweils höchsten Preisstunden eines jeden Jahres wider (Top Preise). Gegenüber dem Basepreis verbleibt der Durchschnittspreis der besten 500 und 1000 Stunden auf einem recht konstanten Niveau von knapp 150 bzw. 130 €/MWh. Die wachsende Volatilität der Strompreisentwicklung liefert zentrale Anreize für eine weitere Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch.

6 TECHNISCHE POTENZIALANALYSE VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben, wird auch in Rheinland-Pfalz die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger deutlich zunehmen. Da, wie schon zuvor angeführt, weder die Systemflexibilität noch die Teillastfähigkeit konventioneller Kraftwerke unbegrenzt ist, ist davon auszugehen, dass es durch den zunehmenden Ausbau nachhaltiger Erzeugungstechnologien mit fluktuierender Einspeisung regelmäßig in einer zunehmenden Anzahl von Stunden zu einem Überangebot an elektrischer Energie kommen wird. Vor diesem Hintergrund kommt unter anderem der Nachfrageflexibilisierung der energieintensiven Industrie am Standort Rheinland-Pfalz eine große Bedeutung zu, welche näher untersucht wird. Dabei gibt es unterschiedliche Wege zur Erhöhung der Flexibilität (Abbildung 64).

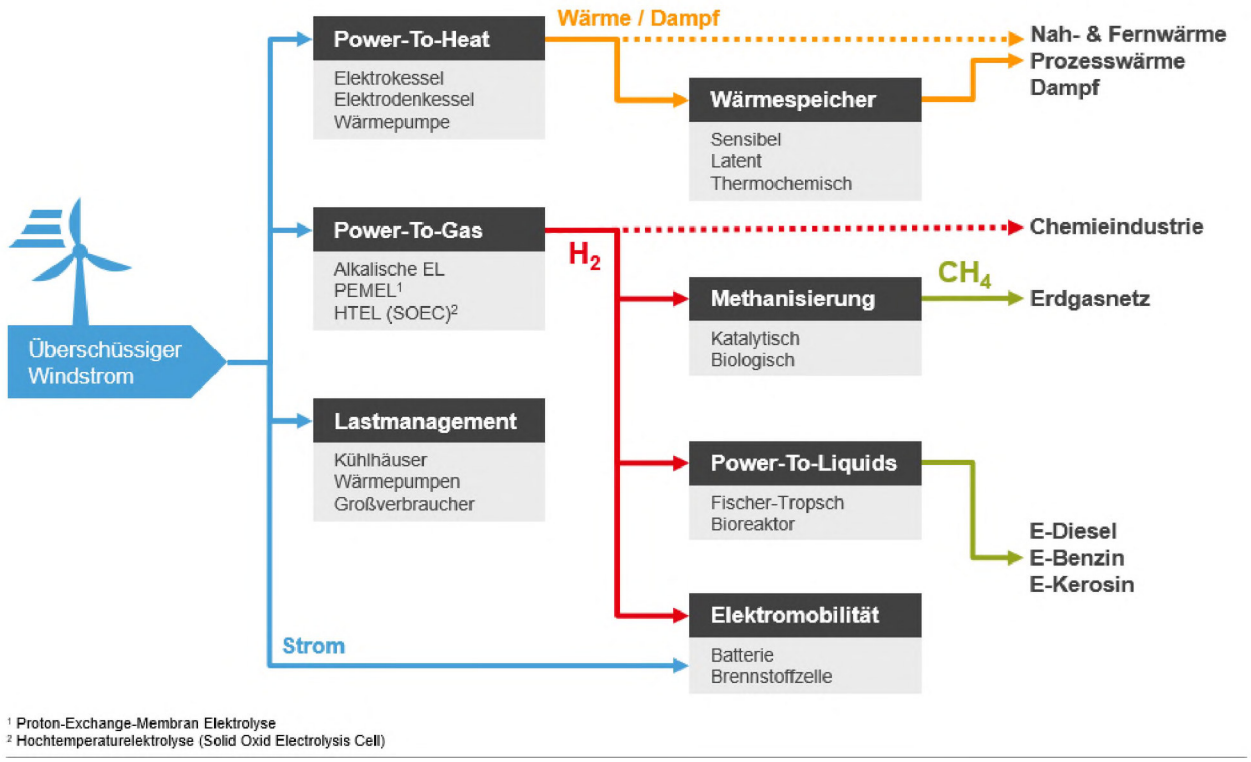


Abbildung 64: Übersicht der Flexibilitätsoptionen zur Verwertung von überschüssigem Windstrom

Der Fokus liegt dabei auf der Chemieindustrie, der Zementindustrie und der Papierindustrie. Anders als bei thematisch ähnlich gelagerten Studien und Untersuchungen erfolgt hier keine Betrachtung der Stahlindustrie, der für eine Flexibilisierung generell eine große Rolle zugesprochen wird, aber in Rheinland-Pfalz eine untergeordnete Rolle spielt – aus diesem Grund wird diese hier nicht betrachtet. Ferner werden die Flexibilisierungspotenziale von Mobilitätskonzepten für den ÖPNV,

aus der Bereitstellung von Kälte im Gewerbe und der Wärmeversorgung mittels Fernwärme begutachtet. Diese Prozesse werden im Folgenden als Use-Cases bezeichnet. In Abbildung 65 ist eine Übersicht der betrachteten Use-Cases aufgeführt.

D Chemie: Bereitstellung von **Dampf** und Strom	P **Papier**: Prozesswärme und Dampf
W Chemie: Herstellung von **Wasserstoff**	F Gewerbe / Haushalte: **Fernwärmeversorgung**
K Chemie: Herstellung von **Kunststoff**	Ö **ÖPNV**: Busverkehr
Z **Zement**: Entsäuerung und Klinkerherstellung	G **Gewerbe**: Produktkühlung im Supermarkt

Abbildung 65: Übersicht der untersuchten Use-Cases

Das Ziel der Untersuchung ist die Aufdeckung von Potenzialen hinsichtlich einer Flexibilisierung der Stromnachfrage, sodass überschüssige Strommengen möglichst effizient genutzt werden können und anfallende Emissionen eingesenkt werden können.

In einem ersten Schritt werden in den genannten Industrie- und Wirtschaftszweigen geeignete Prozesse zur Flexibilisierung des Stromeinsatzes identifiziert. Die Auswahl der Technologievarianten erfolgt für jeden Use-Case im Wesentlichen anhand dreier Kriterien:

- der Prozess muss eine hohe Energieintensität aufweisen,
- die technische Möglichkeit zur Koppelung mit dem Stromsektor muss gegeben sein und
- der gesamte Energieaufwand ist systemrelevant.

Im Folgenden werden die möglichen Technologien der untersuchten Use-Cases dargestellt und gezeigt, welche Technologienvarianten jeweils ausgewählt und weiterverfolgt werden. Dabei wird jeweils zwischen einem Referenzfall R unterschieden, welcher den heutigen Standard für die Bereitstellung des jeweiligen Endproduktes darstellt. Diesem werden dann alle möglichen Kombinationen aus verschiedenen Energieträgerinputs (z. B. (Überschuss-)Strom statt Erdgas) und einer zeitlichen Flexibilisierung durch Speicherung des jeweiligen Endproduktes gegenübergestellt. In Zusammenarbeit mit dem Wuppertal Institut und durch die Befragung von Branchenexperten

wurde jeweils eine Auswahl der zu untersuchenden Varianten getroffen. Diese wurde mit dem Auftraggeber abgestimmt und zum Teil erweitert und ergänzt.

6.1 Chemie: Dampferzeugung

Prozessdampf ist eine der grundlegenden Ressourcen innerhalb der Chemieindustrie, die in einer Vielzahl chemischer Prozesse als Treiber und Katalysator eingesetzt wird. Folglich werden ununterbrochen große Mengen an Prozessdampf benötigt.

Abbildung 66 zeigt den Möglichkeitenraum für diesen Use-Case und die Auswahl der weiter verfolgten Technologien

Möglichkeitenraum

	Technologien (Inputs)		
Nr.	Dampf (Energieträger)	Strom	Flexibilität (Speicher)
R	GuD Kraftwerk (Gas) Kessel (Gas)		
A1	GuD Kraftwerk (Gas) Elektrodenkessel (Strom)	Stromnetz	Flexibilität durch bivalentes System

Auswahl der weiter verfolgten Technologien

	Technologien (Inputs)		
Nr.	Dampf (Energieträger)	Strom	Flexibilität (Speicher)
R	GuD Kraftwerk (Gas) Kessel (Gas)	GuD Kraftwerk Stromnetz	
A1	GuD Kraftwerk (Gas) Elektrodenkessel (Strom)	GuD Kraftwerk Stromnetz	Flexibilität durch bivalentes System

Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 66: Auswahl der Use-Cases zur Bereitstellung von Dampf und Strom

Der Use-Case Dampferzeugung und dessen Technologievarianten werden im Folgenden beschrieben.

Referenz: Gas- und Dampfkraftwerk und Dampfkessel

Die Prozessdampfbereitstellung erfolgt in der Regel in einem Gas- und Dampfkraftwerk (GuD), welches im Betrieb sowohl thermische Energie (Dampf) als auch elektrische Energie liefert. Thermische Spitzenlasten werden üblicherweise über einen zusätzlichen erdgasbetriebenen Dampfkessel abgedeckt, sodass die Dampflast jederzeit gedeckt werden kann. Der Referenzprozess zur Dampferzeugung ist vereinfacht in Abbildung 67 dargestellt.

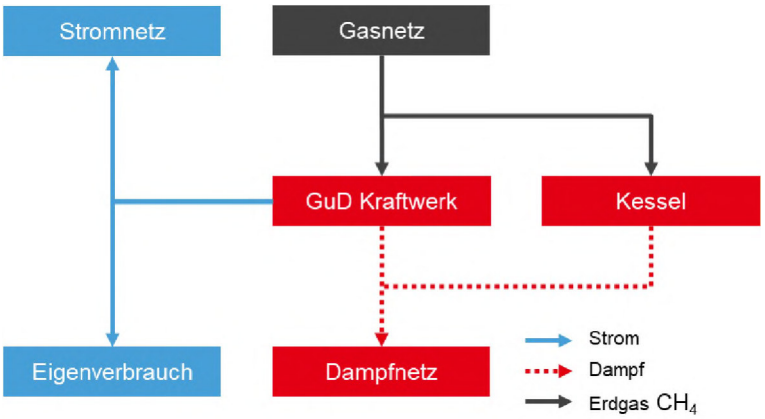


Abbildung 67: Dampferzeugung mittels Gas- und Dampfkraftwerk und Dampfkessel

Durch die Verbrennung von Erdgas entsteht Kohlenstoffdioxid (CO_2), welches an die Umwelt abgegeben wird. Da im GuD-Prozess neben Dampf auch elektrische Energie erzeugt und in das allgemeine Stromnetz eingespeist wird, werden die spezifischen CO_2-Emissionen der Dampferzeugung unter Anwendung der Stromgutschriftmethode berechnet. Dazu werden die CO_2-Emissionen, die sich als Produkt aus der eingespeisten Strommenge und dem zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden spezifischen CO_2-Emissionsfaktor der deutschen Stromerzeugung ergeben, von den CO_2-Emissionen des GuD-Kraftwerks abgezogen. Auf diese Weise wird eine doppelte Bilanzierung von CO_2-Emissionen vermieden. Für den Strom zur Eigenbedarfsdeckung wird keine Gutschrift angerechnet.

Alternative 1: Dampfkessel wird durch Elektrodenkessel ergänzt

Neben dem in der Referenzvariante eingesetzten erdgasbetriebenen Dampfkessel wird in dieser Alternative zusätzlich ein Elektrodenkessel zur Dampferzeugung genutzt. Dieser ermöglicht eine strombasierte Dampferzeugung. Zudem zeichnet sich der Elektrodenkessel durch einen außerordentlich hohen Wirkungsgrad von 99 % aus. Die Nutzung eines Elektrodenkessels stellt dabei eine deutliche Erhöhung der Flexibilität dar, da auf diese Weise eine einfache Nutzung von Überschussstrom ermöglicht wird. Der alternative Prozess zur Dampferzeugung wird in der Abbildung 68 dargestellt.

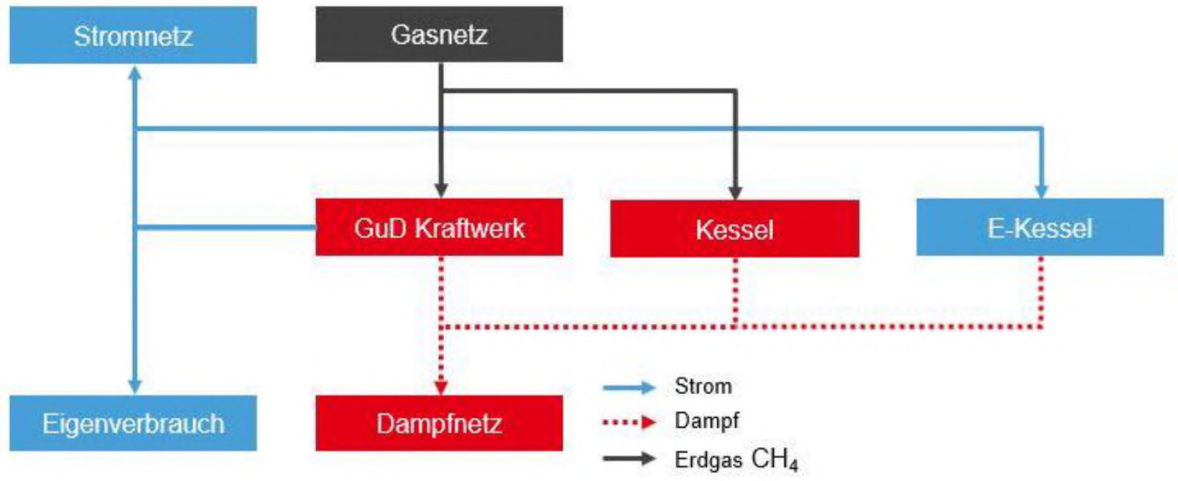


Abbildung 68: Dampferzeugung mittels Gas- und Dampfkraftwerk und Elektrodenkessel

Die CO_2-Emissionen setzen sich je nach Betriebsweise anteilig aus den verbrennungsbedingten Emissionen des GuD-Kraftwerks, des Dampfkessels und den indirekten CO_2-Emissionen des Elektrodenkessels zusammen. Letzterer verursacht im Betrieb keine direkten CO_2-Emissionen, jedoch muss das CO_2 berücksichtigt werden, das bei der Stromerzeugung des eingesetzten Stroms ausgestoßen wird.

6.2 Chemie: Wasserstoffherstellung

Die Herstellung von Wasserstoff ist ein zentraler Prozess in der chemischen Industrie. Das Gas wird als Grundstoff und Reaktionspartner in diversen Herstellungsprozessen eingesetzt, die benötigten Mengen sind entsprechend hoch. Zudem handelt es sich um einen Grundlastprozess.

Abbildung 69 zeigt den Möglichkeitenraum für diesen Use-Case und die Auswahl der weiter verfolgten Technologien.

	Technologien (Inputs)			
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Wasserstofferzeugung	Flexibilität (Speicher)
R	Kessel (Erdgas)		Dampfreformer	
A3		Stromnetz	Elektrolyse	Wasserstoffspeicher
B2	Kessel (Erdgas)		Dampfreformer, Methan-Pyrolyse	Wasserstoffspeicher
B6	Elektrokessel (Strom)	Stromnetz	Methan-Pyrolyse	Wasserstoffspeicher

	Technologien (Inputs)			
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Wasserstofferzeugung	Flexibilität (Speicher)
R	Kessel (Erdgas)		Dampfreformer	
A1	Kessel (Erdgas)	Stromnetz	Dampfreformer, Elektrolyse	
A2	Kessel (Erdgas)	Stromnetz	Dampfreformer, Elektrolyse	Wasserstoffspeicher
A2		Stromnetz	Elektrolyse	
A3		Stromnetz	Elektrolyse	Wasserstoffspeicher
B1	Kessel (Erdgas)		Dampfreformer, Methan-Pyrolyse	
B2	Kessel (Erdgas)		Dampfreformer, Methan-Pyrolyse	Wasserstoffspeicher
B3	Kessel (Erdgas)		Methan-Pyrolyse	
B4	Kessel (Erdgas)		Methan-Pyrolyse	Wasserstoffspeicher
B5	Elektrokessel (Strom)	Stromnetz	Methan-Pyrolyse	
B6	Elektrokessel (Strom)	Stromnetz	Methan-Pyrolyse	Wasserstoffspeicher

Flexibilitätsoption
Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 69: Auswahl von Use-Cases für zur Herstellung von Wasserstoff

Referenz: Dampfreformierung

Derzeit wird Wasserstoff üblicherweise mittels Dampfreformierung hergestellt. Bei diesem Verfahren reagiert Erdgas unter Hochdruck mit Wasserdampf. Da es sich bei der Dampfreformierung um einen endothermen Prozess handelt, muss Wärme zugeführt werden. Die Bereitstellung der Prozesswärme erfolgt in diesem Fall durch die Verbrennung von Erdgas. Grundsätzlich wird bei der Wasserstoffherstellung via Dampfreformierung mehr Dampf erzeugt, als tatsächlich genutzt wird. Der überschüssige Dampf wird daher exportiert und in anderen Prozessen eingesetzt. Der so erzeugte Wasserstoff wird als „grauer Wasserstoff" bezeichnet. Abbildung 70 zeigt die Stoff- und Energieströme des Prozesses.

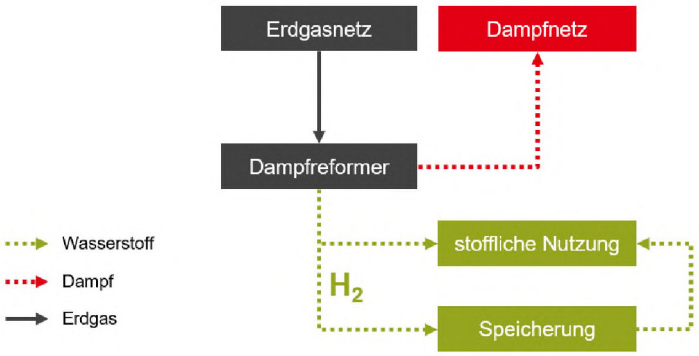


Abbildung 70: Wasserstofferzeugung über Dampfreformierung (eigene Darstellung)

Neben Wasserstoff (H_2) wird bei der Dampfreformierung CO_2 freigesetzt. Das CO_2 stammt einerseits aus der Verbrennung des Erdgases zur Bereitstellung der Prozesswärme und andererseits aus der stofflichen Nutzung des Erdgases zur Herstellung des Wasserstoffs. Indirekt wird CO_2 über den elektrischen Energiebedarf emittiert, jedoch fällt dieser Anteil vergleichsweise gering aus, da sich der Strombezug auf periphere Geräte beschränkt.

Alternative 1: Methan-Pyrolyse und Dampfreformer

In dieser Technologievariante des Use-Case Wasserstoff erfolgt die Herstellung des Wasserstoffs durch eine Methan-Pyrolyseanlage. Der auf diese Weise hergestellte Wasserstoff wird auch als „türkiser Wasserstoff" bezeichnet. Wie auch bei der Dampfreformierung wird bei der Methan-Pyrolyse Erdgas als Grundstoff zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt. Im Unterschied zur konventionellen Variante wird die notwendige Prozesswärme für die Methan-Pyrolyse elektrisch bereitgestellt. Zudem liegt der Kohlenstoff nach der Aufspaltung des Erdgases nicht gasförmig, sondern als Feststoff vor. Abgesehen von einem geringen Schlupfanteil wird kein CO_2 an die Umwelt abgegeben. Abbildung 71 verdeutlicht schematisch die Methan-Pyrolyse.

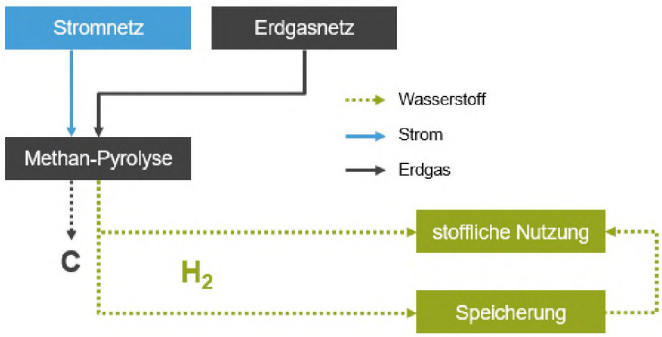


Abbildung 71: Wasserstofferzeugung via Methan-Pyrolyse

Durch die elektrische Wärmebereitstellung bei der Methan-Pyrolyse ergibt sich im Zusammenspiel mit einem Wasserstoffspeicher eine Möglichkeit zur Flexibilisierung des ansonsten kontinuierlichen Strombezuges (Grundlast).

Die CO_2-Emissionen der Methan-Pyrolyse beschränken sich auf den indirekten Anteil durch den Strombezug. Der Kohlenstoff, der aus dem aufgespaltenen Erdgas anfällt, liegt in fester Form vor und kann für diverse Herstellungsprozesse eingesetzt werden. Sofern der bezogene Strom keine Emissionen aufweist, ist auch eine emissionsfreie Wasserstoffherstellung mittels Methan-Pyrolyse möglich.

Alternative 2: Zusätzlicher Elektrolyseur zur Wasserstoffherstellung

In dieser Technologievariante des Use-Case Wasserstoff wird parallel zur Dampfreformierung ein zusätzlicher Elektrolyseur installiert, sodass die Wasserstofferzeugung auf zwei unterschiedlichen, getrennten Wegen stattfinden kann. Die schematische Anordnung wird in Abbildung 72 deutlich. Im Gegensatz zur konventionellen Erzeugungsweise bedarf die Wasserstoffelektrolyse kein Erdgas als Ausgangsstoff zur Herstellung von Wasserstoff. Mittels elektrischer Energie wird Wasser (H_2O) in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt.

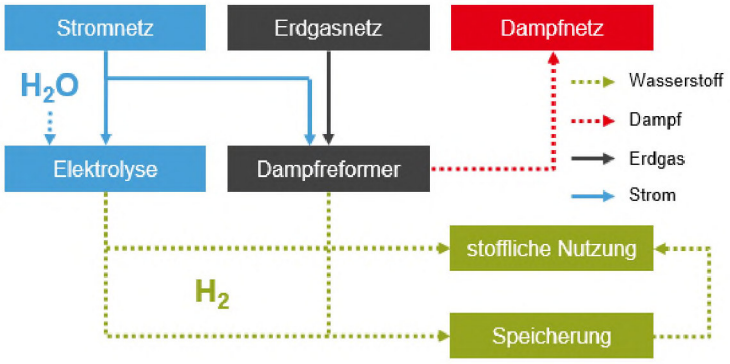


Abbildung 72: Wasserstofferzeugung über Dampfreformierung und Elektrolyse (eigene Darstellung)

Durch die bivalente Wasserstofferzeugung ergibt sich eine erhöhte Flexibilität des Systems. In Abhängigkeit der Erzeugungskosten wird der Wasserstoff entweder über die Elektrolyse oder über die Dampfreformierung erzeugt. Bei einem temporären Überangebot an elektrischer Energie sinken der Strompreis und in der Folge auch die Kosten der Elektrolyse. Durch die Einbindung eines Wasserstoffspeichers kann die Wasserstofferzeugung sowie die -nachfrage zeitlich entkoppelt werden. Niedrige Strompreise können so für die Wasserstofferzeugung gezielt genutzt werden und auf diese Weise die Gesamtkosten optimiert werden.

Die CO_2-Emissionen der Elektrolyse werden direkt durch den eingesetzten Strom gesteuert. Je geringer der Emissionsfaktor der Stromerzeugung, desto geringer werden die spezifischen CO_2-Emissionen der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse.

Alternative 3: Wasserstoffherstellung ausschließlich über Elektrolyse

Eine Möglichkeit ist die vollständige Umstellung der Wasserstofferzeugung auf Elektrolyse. In diesem Fall wird auf den Einsatz fossiler Ressourcen (hier Erdgas) verzichtet. Da in dieser Technologievariante auf einen einzigen Energieträger gesetzt wird, ergibt sich keine Flexibilität durch bivalente Erzeugungsstrukturen. Durch die elektrische Wasserstofferzeugung zur Elektrolyse ergibt sich im Zusammenspiel mit einem Wasserstoffspeicher eine Möglichkeit zur Flexibilisierung des ansonsten kontinuierlichen Strombezuges (Grundlast). Allerdings muss die Wasserstofferzeugung

auch bei hohen Strompreisen stattfinden, sofern der Speicher die Last für diesen Zeitraum nicht decken kann. Das reduzierte System ist in Abbildung 73 dargestellt.

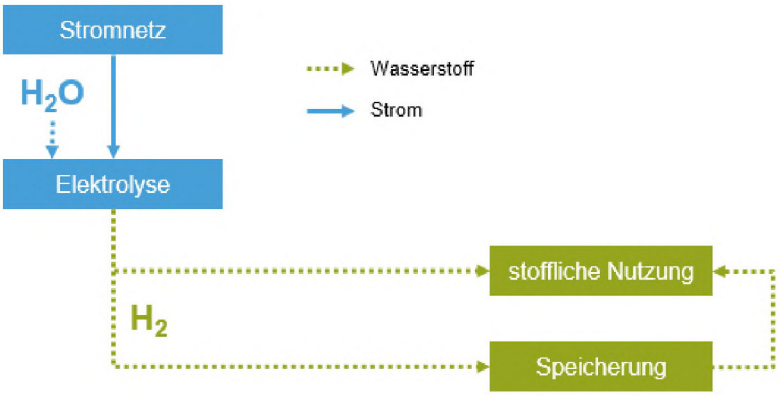


Abbildung 73: Wasserstofferzeugung ausschließlich über Elektrolyse (eigene Darstellung)

Durch die einseitige Wasserstofferzeugung innerhalb dieser Technologievariante reduziert sich das Flexibilitätspotenzial. Bei einer großzügigen Auslegung des Wasserstoffspeichers ergibt sich ein größerer Spielraum für mögliche Lastverschiebungen. In diesem Fall kann jedoch nur Wasserstoff eingespeichert werden, wenn die anliegende Wasserstofflast unterhalb der Nennleistung des Elektrolyseurs liegt. Darüber hinaus wird kein Dampf erzeugt, der in weiteren Prozessen verwertet werden kann.

Die anfallenden CO_2-Emissionen sind proportional zu dem CO_2-Emissionsfaktor der eingesetzten elektrischen Energie. Im Gegensatz zur Dampfreformierung kommt es bei der Elektrolyse nicht zu stofflich bedingten Emissionen. Bei einem Energiemix, der vollständig auf nachhaltigen Erzeugungstechnologien basiert, sind die CO_2-Emissionen des produzierten Wasserstoffs folglich nahezu nicht vorhanden.

6.3 Chemie: Kunststoffherstellung

Eine große Rolle insbesondere am Standort Ludwigshafen nimmt die Herstellung von Kunststoff bzw. der dafür nötigen Grundstoffe ein.

Für den dritten Use-Case werden die in Abbildung 74 gezeigten Technologien weiterverfolgt, die sich durch einen Zwischenproduktspeicher von den anderen möglichen Technologien unterscheiden.

Möglichkeitenraum

Nr.	Technologien (Inputs): Wärme (Energieträger)	Technologien (Inputs): Strom	Kunststoffherstellung	Flexibilität (Speicher)
R	Ofen		Cracker	
A1	Ofen	Stromnetz	Cracker, El. beheizter Cracker	
A2	Ofen	Stromnetz	Cracker, El. beheizter Cracker	Zwischenproduktspeicher
A3		Stromnetz	El. beheizter Cracker	
A4		Stromnetz	El. beheizter Cracker	Zwischenproduktspeicher

Auswahl der weiter verfolgten Technologien

Nr.	Technologien (Inputs): Wärme (Energieträger)	Technologien (Inputs): Strom	Kunststoffherstellung	Flexibilität (Speicher)
R	Ofen		Cracker	
A2	Ofen	Stromnetz	Cracker, El. beheizter Cracker	Zwischenproduktspeicher
A4		Stromnetz	El. beheizter Cracker	Zwischenproduktspeicher

Flexibilitätsoption
Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 74: Auswahl von Use-Cases für die Kunststoffherstellung

Die betrachteten Technologievarianten des Use-Cases Kunststoff werden im Folgenden beschrieben.

Referenz: Herstellung von High Value Chemicals durch Steamcracking

In der Chemieindustrie werden sogenannte High Value Chemicals (HVC) in großen Mengen als Ausgangsprodukt für die Herstellung von Kunststoffen benötigt. Die Produktion von HVC erfolgt klassischerweise mit Hilfe eines Steamcrackers. Bei diesem Verfahren wird in einem ersten Schritt ein meist erdölbasiertes Destillat (in diesem Fall Naphtha) mit Wasserdampf gemischt. Das Stoffgemisch wird anschließend stark erhitzt, sodass der Crackingprozess angeregt wird. Durch die Aufspaltung der Kohlenstoffketten entstehen sowohl die erwünschten HVC sowie brennbare Nebenprodukte. Letztere werden dem Crackingprozess zum Teil wieder zugeführt, um die notwendige Prozesswärme bereitzustellen. Ein Teil der brennbaren Nebenprodukte wird darüber hinaus anderweitig eingesetzt. Abbildung 75 zeigt den Prozess in vereinfachter Darstellung.

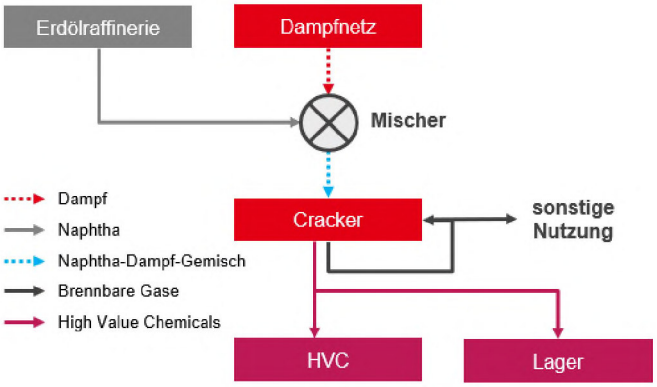


Abbildung 75: Referenzprozess zur Herstellung von HVC durch Steamcracking (eigene Darstellung)

Während ein Teil des Kohlenstoffs, der im Naphtha gebunden ist, auch nachfolgend in den HVC stofflich gebunden bleibt, wird der andere Teil durch die Verbrennung der brennbaren Nebenprodukte emittiert. Zusätzlich sind die Emissionen, die bei der Herstellung des notwendigen Prozessdampfs entstehen, zu berücksichtigen. Der elektrische Energiebedarf des Referenzprozesses ist gering und wird in diesem Fall vernachlässigt.

Alternative 1: Bivalentes System mit elektrisch beheiztem Steamcracker

Im vorliegenden Anwendungsfall wird parallel zu dem bestehenden konventionellen Cracker ein elektrisch beheizter Cracker betrieben, der die gleiche Funktion wie ein konventioneller Cracker aufweist. Durch die bivalente Auslegung des Gesamtsystems wird eine Flexibilisierung hinsichtlich der eingesetzten Energieträger erreicht. Der elektrisch beheizte Cracker reagiert dabei marktorientiert, sodass er bei auftretenden Stromüberschussmengen und damit verbundenen Niedrigstrompreisen vorranging eingesetzt wird (s. Abbildung 76).

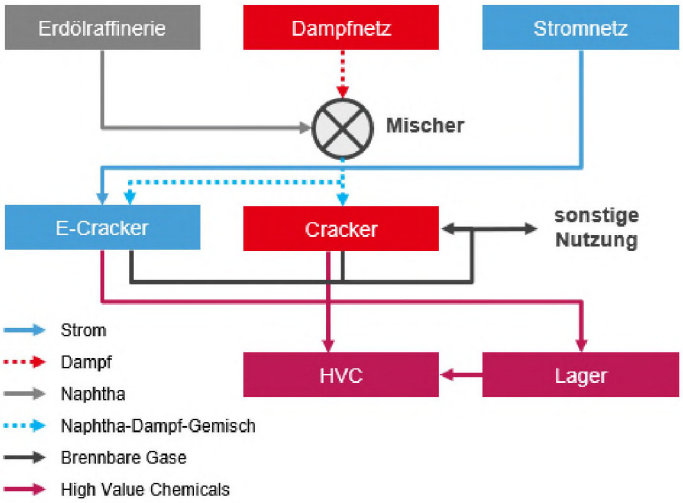


Abbildung 76: Bivalenter Crackingprozess mit thermisch und elektrisch beheiztem Cracker (eigene Darstellung)

Wie auch im konventionellen Prozess entstehen beim elektrisch beheizten Cracken des Naphthas HVC und brennbare Nebenprodukte. Die brennbaren Nebenprodukte können jedoch anschließend nicht zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden, da der elektrisch beheizte Cracker sinngemäß auf elektrische Energie setzt. Da der herkömmliche Cracker bereits überschüssige brennbare Nebenprodukte im laufenden Betrieb produziert, kann er die Reststoffe des elektrisch beheizten Crackers nicht zusätzlich aufnehmen. In der Folge müssen die brennbaren Nebenprodukte des elektrisch beheizten Crackers in weiteren Prozessen genutzt oder im ungünstigsten Fall abgefackelt werden. Sofern die brennbaren Nebenprodukte nicht ausschließlich stofflich genutzt werden, wird das enthaltene CO_2 durch das Abfackeln freigesetzt. Vor dem Hintergrund einer maximalen

Emissionsminimierung sollte dies möglichst vermieden werden. Zusätzlich entstehen indirekte Emissionen über die Nutzung der elektrischen Energie, sofern (anteilig) Strom aus konventioneller Erzeugung eingesetzt wird.

Alternative 2: Ausschließlich elektrisch beheizter Steamcracker

Eine Möglichkeit zur konventionellen HVC-Erzeugung ist die vollständige Elektrifizierung der Wärmebereitstellung. In diesem Fall finden keine Verbrennungsprozesse zur Bereitstellung der Prozesswärme statt. Die brennbaren Nebenprodukte können im Crackingprozess nicht weiterverwendet werden. Sie werden nach Möglichkeit zur stofflichen Nutzung in anderen Prozessen eingesetzt oder im ungünstigsten Fall abgefackelt. Abbildung 77 zeigt den alternativen Anwendungsfall.

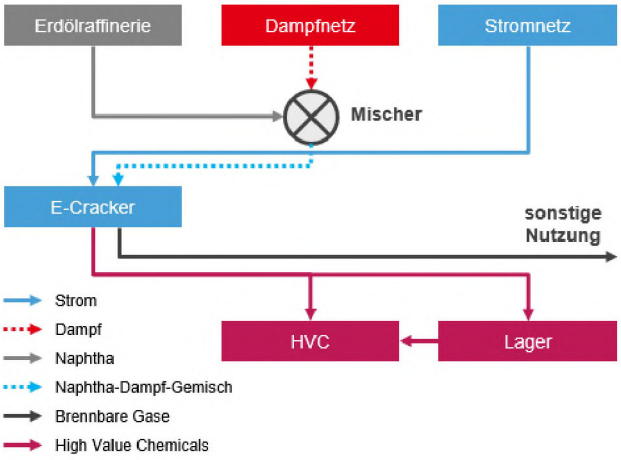


Abbildung 77: Ausschließlich elektrisch beheizter Steamcracker (eigene Darstellung)

Durch die Umstellung auf eine rein elektrische Betriebsweise entfällt die Flexibilität des bivalenten Systems. Die Wärmebereitstellung findet in diesem Fall unabhängig von der Entwicklung des Strompreises in jedem Fall elektrisch statt. Um dennoch eine Möglichkeit zu schaffen, auf volatile Strompreise reagieren zu können, muss das System überdimensioniert werden und über ausreichende Lagermöglichkeiten verfügen.

Die CO_2-Emissionen setzen sich in diesem Anwendungsfall aus den indirekten Emissionen des Strombezugs und den Emissionen, die sich aus dem Abfackeln der brennbaren Nebenprodukte ergeben, zusammen. Dabei ist zu beachten, dass selbst ein vollständig regenerativer Erzeugungsmix erst dann zu einer emissionsfreien HVC-Erzeugung führt, wenn alle brennbaren Nebenprodukte auch stofflich genutzt werden können.

6.4 Zementherstellung

Die Zementindustrie ist weltweit einer der größten Emittenten von CO_2 – dabei entstehen ca. 55 % der Emissionen als sogenannte Prozess-Emissionen und weitere 45 % durch den Einsatz von fossilen Brennstoffen. Während die Prozessemissionen aufgrund der ablaufenden chemischen Reaktion kaum zu beeinflussen sind, kann durch die Substitution von fossilen Brennstoffen eine erhebliche CO_2-Einsparung erreicht werden. Heute erfolgt dies im Wesentlichen durch die Beimischung von Ersatzbrennstoffen oder der thermischen Verwertung von Altreifen – diese Stoffe basieren allerdings auch auf fossilen Rohstoffen, sodass deren Einsatz zumindest kritisch gesehen werden muss.

Im Falle von Use-Case 4 wird sich gegen Technologie A1 entschieden, beide weiteren Möglichkeiten werden weiterverfolgt.

Möglichkeitenraum

	Technologien (Inputs)		
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Flexibilität (Speicher)
R	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger)	Stromnetz	
A1	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger) Plasmabrenner (Strom)	Stromnetz	Elektrische Wärmebereitstellung
A2	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger) Plasmabrenner (Strom)	Stromnetz	Elektrische Wärmebereitstellung Feststofflager
A3	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger) Plasmabrenner (Strom) Elektro-Ofen (Strom)	Stromnetz	Elektrische Wärmebereitstellung Feststofflager

Auswahl der weiter verfolgten Technologien

	Technologien (Inputs)		
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Flexibilität (Speicher)
R	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger)	Stromnetz	
A2	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger) Plasmabrenner (Strom)	Stromnetz	Elektrische Wärmebereitstellung Feststofflager
A3	Ofen (Fossile & Alternative Energieträger) Plasmabrenner (Strom) Elektro-Ofen	Stromnetz	Elektrische Wärmebereitstellung Feststofflager

Flexibilitätsoption
Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 78: Auswahl von Use-Cases für die Herstellung von Zement

Die betrachteten Technologievarianten des Use-Case Zement werden im Folgenden beschrieben.

Referenz: Fossile und alternative Brennstoffe als Basis der Wärmebereitstellung

Bei der Herstellung von Zement stehen zwei Teilprozesse im Fokus der Betrachtung, die durch ihren hohen Bedarf an Prozesswärme besonders energieintensiv sind. Dabei handelt es sich um den Prozess der Entsäuerung im sogenannten Calcinator und um den Prozess des Klinkerbrennens im

Rohrofen. Während der Energiebedarf des Rohrofens durch das Verbrennen fossiler und alternativer Brennstoffe gedeckt wird, bedient sich der Calcinator zusätzlich am heißen Abgasstrom des Rohrofens. Unter Berücksichtigung der Abwärmenutzung beträgt der Anteil des Calcinators am gesamten Brennstoffbedarf bis zu 60 %. Die Energie- und Materialflüsse werden vereinfacht in Abbildung 79 dargestellt. Der hier eingesetzte Strom deckt den Energiebedarf der benötigen Transport-infrastruktur und der mechanischen Bearbeitung der Vor- und Zwischenprodukte.

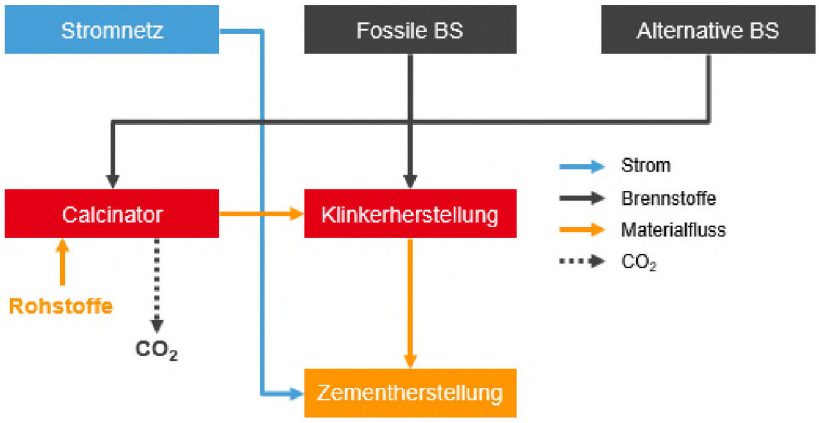


Abbildung 79: Referenzprozess der Zementherstellung (eigene Darstellung)

Bei der Herstellung von Zement wird im Rahmen von verschiedenen Prozessschritten CO_2 emittiert. Neben energetischen Emissionen, die durch die Verbrennung der eingesetzten Brennstoffe entstehen, kommt es bei der Entsäuerung der Rohstoffe zu stofflich bedingten CO_2-Emissionen. Darüber hinaus wird indirekt CO_2 über den Strombezug emittiert.

Alternative 1: Plasmabrenner ermöglicht teilweise elektrische Wärmeerzeugung

Eine mögliche Alternative zu dem oben beschriebenen Referenz-Case ist die partiell elektrische Wärmebereitstellung über einen Plasmabrenner. Dieser kann in den Teilprozess der Klinkerherstellung eingebunden werden und einen Teil der notwendigen Prozesswärme für den Rohrofen erzeugen. Derzeit befindet sich diese Technologie jedoch noch in der Entwicklung, sodass der Use-Case seine gesamte Kapazität schätzungsweise erst 2040 erreichen wird. Die elektrische Wärmeerzeugung wird in Abbildung 80 durch den zusätzlichen Strombezug der Klinkerherstellung angedeutet.

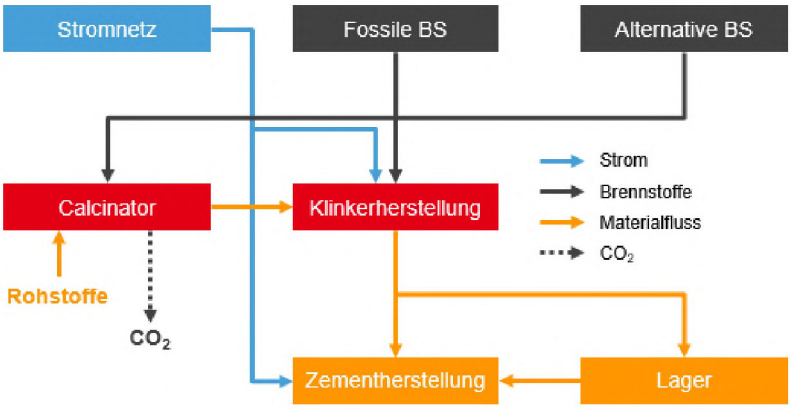


Abbildung 80: Teilweise elektrifizierte Klinkerherstellung (eigene Darstellung)

Sofern der Plasmabrenner die technische Reife vorweisen kann, wird durch den hier abgebildeten Use-Case eine flexiblere Betriebsweise bezüglich der Wahl des Energieträgers ermöglicht. Eine elektrische Wärmebereitstellung wird insbesondere infolge niedriger Strompreise angereizt.

Die CO_2-Emissionen ergeben sich auch hier einerseits aus den verbrannten, fossilen Brennstoffen, den indirekten Emissionen der elektrischen Energien sowie den stofflichen Emissionen der Entsäuerung der Rohstoffe.

Alternative 2: Calcinator und Rohrofen elektrisch beheizbar

Die Elektrifizierung der Rohstoffentsäuerung im Calcinator erscheint aus heutiger Sicht bereits technisch umsetzbar. Zu diesem Zweck wird die Prozesswärme für die Entsäuerung nicht mehr über die Verbrennung fossiler und alternativer Brennstoffe, sondern über einen Elektroofen bereitgestellt. Der oben erwähnte Plasmabrenner wird auch in diesem Use-Case weiter eingesetzt. Abbildung 81 zeigt die weitere Elektrifizierung der Teilprozesse.

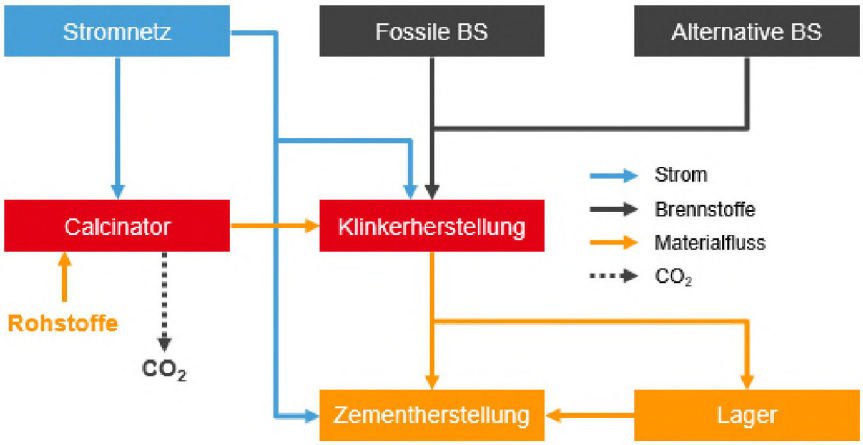


Abbildung 81: Elektrische Wärmebereitstellung im Calcinator (eigene Darstellung)

Die Elektrifizierung des Calcinators erhöht in erster Linie die elektrische Grundlast der gesamten Zementherstellung. Gleichzeitig wird der Bedarf an fossilen Brennstoffen reduziert. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energieerzeugung sinken demnach die CO_2-Emissionen der Zementherstellung. Da jedoch weiterhin stofflich induzierte CO_2-Emissionen entstehen, wird ein vollständig emissionsfreier Prozess in der vorliegenden Konstellation auch bei 100 % Ökostrom nicht erreicht.

6.5 Papierherstellung

Neben der Zementherstellung ist die Papierindustrie eine sehr energieintensive Industrie, da bei der Herstellung insbesondere der Grundstoffe große Mengen Dampf und Strom benötigt werden. Der Use-Case Papier und seine Technologievarianten werden im Folgenden beschrieben.

Referenz: Wärmebereitstellung über Gas und Dampf Kraftwerk und Dampfkessel

Üblicherweise werden Prozesswärme respektive Prozessdampf zur Herstellung der verschiedenen Papiersorten über ein eigenes Gas und Dampf (GuD) Kraftwerk bereitgestellt. Hauptabnehmer des erzeugten Prozessdampfs ist die Trockenpartie. Dabei handelt es sich um einen Abschnitt einer Papiermaschine, der für die Trocknung der Papierbahnen sorgt. Die noch feuchten Papierbahnen werden über mehrere mit Dampf beheizte Trockenzylinder gezogen, sodass die Feuchtigkeit nach und nach ausgetragen wird. Etwa 60 % des thermischen Energiebedarfs werden für die Trocknung aufgebracht. Die übrigen 40 % verteilen sich auf die weiteren Produktionsschritte. Abbildung 82 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Energieflüsse für den Prozess der Papierherstellung.

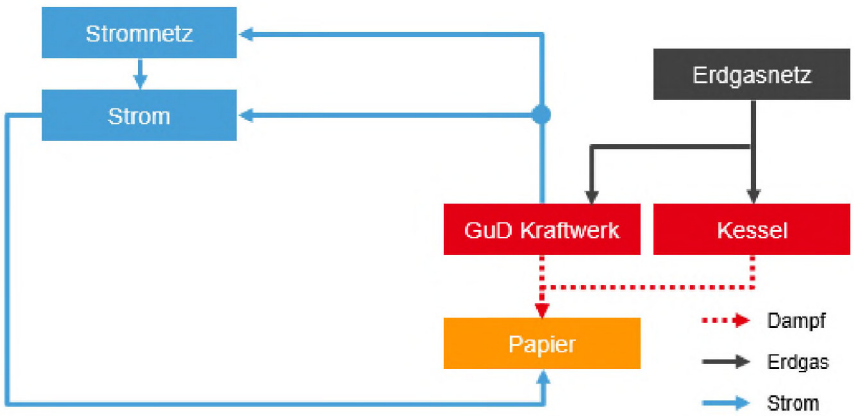


Abbildung 82: Referenzprozess der Papierherstellung (eigene Darstellung)

Der durch das Kraftwerk erzeugte Strom kann in das allgemeine Stromnetz eingespeist oder direkt zur Deckung des eigenen Strombedarfs bei der Papierherstellung genutzt werden. Reicht die Eigenerzeugung nicht aus, kann der Strom alternativ auch aus dem Stromnetz bezogen werden. Die

spezifischen CO_2-Emissionen pro produzierter Einheit Papier setzen sich aus den Emissionen der Erdgasverbrennung im GuD Kraftwerk sowie im Kessel und den indirekten Emissionen des Strombezugs zusammen.

Alternative 1: Erweiterung der Trockenpartie um eine Infrarotheizung

In der folgenden Technologievariante des Use-Case Papier wird die Trockenpartie der Papiermaschine mit einer Infrarotheizung ausgestattet. Diese wandelt elektrische Energie in langwellige, thermische Strahlung um und ersetzt einen Teil des konventionellen Trocknungsverfahrens. Die angepassten Energieströme des Prozesses sind in Abbildung 83 zu erkennen.

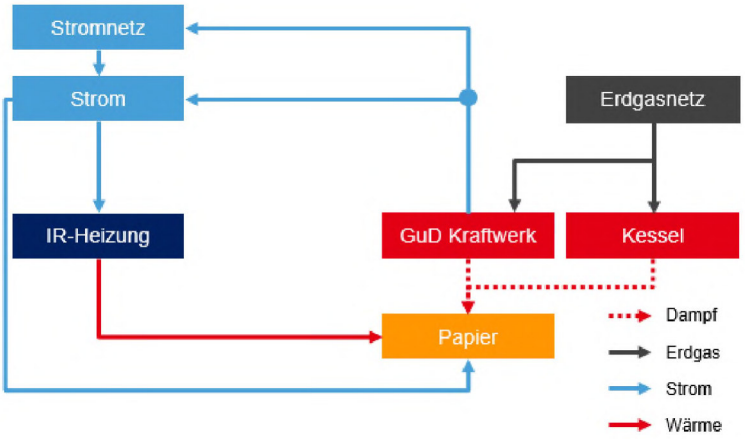


Abbildung 83: Erweiterung der Trockenpartie um eine Infrarotheizung (eigene Darstellung)

Durch den Einbau der Infrarotheizung wird ein partieller Energieträgerwechsel erreicht, da die notwendige Prozesswärme nun teilweise auch elektrisch bereitgestellt werden kann. Nach dem aktuellen Stand der Technik kann durch die Infrarotheizung jedoch nur ein geringer Anteil des Energieträgereinsatzes durch elektrische Energie substituiert werden, sodass die Flexibilität hinsichtlich der Auswahl der Energieträger weiterhin stark limitiert ist. Die CO_2-Emissionen des Use-Cases setzen sich weiterhin aus den direkten Emissionen der Erdgasverbrennung und den indirekten Emissionen der elektrischen Energie zusammen.

Alternative 2: Zusätzlicher Elektrodenkessel zur Dampferzeugung

Um die Flexibilität des gesamten Prozesses weiter zu erhöhen, wird neben der konventionellen Anlagentechnik ein hocheffizienter Elektrodenkessel installiert. Prozessdampf kann auf diesem Weg rein elektrisch erzeugt werden. Die bereits erwähnte Infrarotheizung bleibt in diesem Use-Case erhalten. Abbildung 84 zeigt alle relevanten Energieströme.

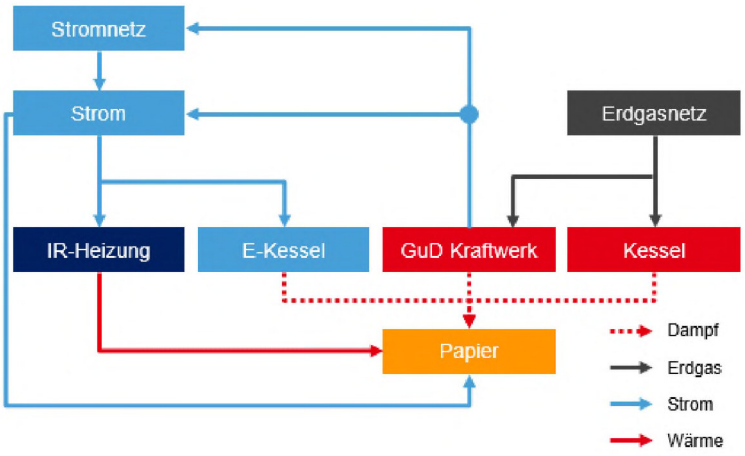


Abbildung 84: Elektrodenkessel zur Dampferzeugung für die Papierherstellung (eigene Darstellung)

Durch den zusätzlichen Elektrodenkessel kann die gesamte Prozesswärme nun elektrisch bereitgestellt werden. Die Technologie ist bereits heute soweit ausgereift, dass die üblichen Dampfparameter im Prozess der Papierherstellung mit Hilfe des Elektrodenkessels erreicht werden können. Vorteilhaft sind darüber hinaus die kurzen Aktivierungszeiten des Dampfkessels, die auch kurzfristige Energieträgerwechsel bei der Dampferzeugung erlauben.

In Abhängigkeit der Betriebsweise setzen sich die CO_2-Emissionen im vorliegenden Use-Case aus den Emissionen der Erdgasverbrennung und den indirekten Emissionen der genutzten elektrischen Energie zusammen. Eine vollständig auf Erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung kann unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte einen emissionsfreien Herstellungsprozess ermöglichen.

6.6 Gewerbekühlung

Unter dem Use-Case der Gewerbekühlung werden nachfolgend vor allem Tiefkühlaggregate in Supermärkten hinsichtlich ihrer Eignung zur Bereitstellung von Flexibilitäten untersucht.

Für den sechsten Use-Case werden die in Abbildung 85 dargestellten Technologien favorisiert.

Möglichkeitenraum

	Inputs			
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Kälteerzeugung	Flexibilität (Speicher)
R		Stromnetz	Kompressionskälte-maschine	
A1		Stromnetz	Kompressionskälte-maschine	Pufferspeicher (Kälte)
B1	Fernwärmenetz	Stromnetz	Kompressionskälte-maschine Absorptionskältemaschine	
B2	Fernwärmenetz	Stromnetz	Kompressionskälte-maschine Absorptionskältemaschine	Pufferspeicher (Kälte)
B3	Fernwärmenetz Solarthermie	Stromnetz	Absorptionskältemaschine	
B4	Fernwärmenetz Solarthermie	Stromnetz	Absorptionskältemaschine	Pufferspeicher (Kälte)

Auswahl der weiter verfolgten Technologien

	Inputs			
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Kälteerzeugung	Flexibilität (Speicher)
R		Stromnetz	Kompressionskälte-maschine	
A1		Stromnetz	Kompressionskälte-maschine	Pufferspeicher (Kälte)
B4	Fernwärmenetz Solarthermie	Stromnetz	Absorptionskältemaschine	Pufferspeicher (Kälte)

Flexibilitätsoption
Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 85: Auswahl von Use-Cases für die Kühlung von Produkten im Supermarkt

Referenz: Kompressionskälte

In der Regel erfolgt die Gefrierkühlung in Supermärkten über Kompressionskälteanlagen. Diese Anlagen funktionieren reziprok zu einer Wärmepumpe. Mit Hilfe eines Kältemittels wird dem Kühlaggregat dabei die Wärme entzogen. Das Kältemittel verdampft dabei und wird anschließend durch einen Kompressor verdichtet. Die Kompression führt zu einem Temperaturanstieg. Ein Teil der Wärme wird über einen Wärmetauscher an die Außenluft abgeführt. Abschließend wird das abgekühlte Kältemittel durch Expansion verflüssigt und der Kreislauf wird erneut durchlaufen. Der Kühlungsprozess wird vereinfacht in Abbildung 86 gezeigt.

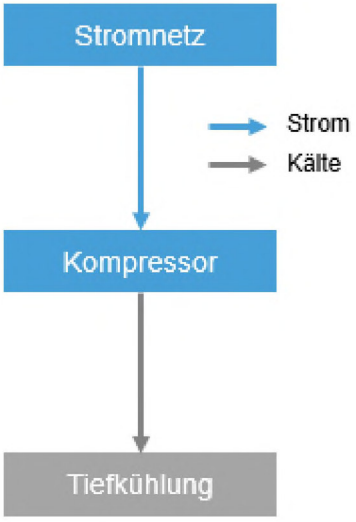


Abbildung 86: Bereitstellung von Gefrierkälte im Supermarkt (eigene Darstellung)

Der Kältekompressor arbeitet ausschließlich mit elektrischer Energie. Bei der Kühlung kommt es daher nur zu indirekten Emissionen, die je nach Erzeugungsmix in jeder Stunde variieren.

Alternative 1: Absenkung der Kühllast

Die Gefrierkühlung in Supermärkten eignet sich ohne weitere Anpassung bereits als Kältespeicher. Die Temperatur kann ohne Beeinträchtigung der zu kühlenden Ware von -18°C auf -23°C abgesenkt werden. Überschüssige Strommengen können auf diese Weise aus dem Stromnetz abgegriffen und eingespeichert werden. Anschließend kann der Kältekompressor für einen begrenzten Zeitraum (wenige Stunden) abgeschaltet werden, bis die Kühltemperatur über die Soll-Temperatur steigt. In Abbildung 87 wird die alternative Betriebsweise dargestellt.

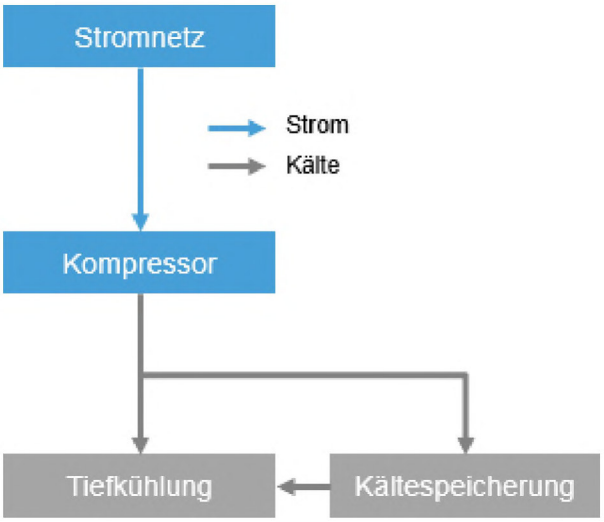


Abbildung 87: Temperaturabsenkung der Gefrierkühlung fungiert als Kältespeicher (eigene Darstellung)

Die CO_2-Emissionen verhalten sich analog zur oben genannten Ausgangsvariante, da sich die Technologie zur Kälteerzeugung innerhalb der beiden Anwendungsfälle nicht unterscheidet.

6.7 Fernwärme und Nahwärme

Wesentlicher Vorteil der Fern- und Nahwärme gegenüber einer dezentralen Wärmeversorgung (etwa in Form von Erdgas- oder Ölkesseln) stellt die Möglichkeit der Nutzung von Technologien dar, die mit zunehmender Anlagengröße deutlich effizienter und günstiger werden (Nutzung der sog. „Economy of Scale"). Von diesen Effekten profitieren Technologien zur effizienten Strom- und Wärmeerzeugung mit BHKW, aber auch die Nutzung Erneuerbarer Energien aus Biomasse und Solarthermie sowie die Nutzung von Abwärme. Dem gegenüber stehen Nachteile der nötigen Betriebs- und Investitionskosten für den Bau der dafür benötigten Wärmenetze und deren Wärmeverluste. Fern- und Fernwärmenetze sind insbesondere im urbanen Raum geeignete Mittel zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, da hier hohe Wärmeabsatzdichten die Nutzung der mit zunehmender Größe günstiger werdenden Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen wirtschaftlich ermöglichen.

Bei der Fernwärmeversorgung werden alle zur Auswahl stehenden Technologien weiterverfolgt.

Möglichkeitenraum

	Inputs		
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Flexibilität (Speicher)
R	BHKW (Erdgas) Kessel (Erdgas)		Wärmespeicher (klein)
A1	BHKW (Erdgas) Kessel (Erdgas) Solarthermie Elektrokessel (Strom)	Stromnetz Erdgas Solarstrahlung	Wärmespeicher (mittel)
A2	BHKW (Erdgas) Kessel (Erdgas) Wärmepumpe (Strom) Solarthermie Elektrokessel (Strom)	Stromnetz Erdgas Abwärme Solarstrahlung	Wärmespeicher

Auswahl der weiter verfolgten Technologien

	Inputs		
Nr.	Wärme (Energieträger)	Strom	Flexibilität (Speicher)
R	BHKW (Erdgas) Kessel (Erdgas)		Wärmespeicher (klein)
A1	BHKW (Erdgas), Kessel (Erdgas), Solarthermie Elektrokessel (Strom)	Stromnetz Erdgas Solarstrahlung	Wärmespeicher (mittel)
A2	BHKW (Erdgas) Kessel (Erdgas) Wärmepumpe (Strom) Solarthermie Elektrokessel (Strom)	Stromnetz Erdgas Abwärme Solarstrahlung	Wärmespeicher (groß)

Flexibilitätsoption
Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 88: Auswahl von Use-Cases für die Fernwärmeversorgung

Referenz: Wärmebereitstellung über BHKW und Spitzenlastkessel

Für den Referenz-Case der Fernwärmeversorgung wird eine konventionelle Erzeugungsstruktur auf Basis eines Erdgas-BHKWs herangezogen. Zur Abdeckung auftretender Lastspitzen dient ein zusätzlicher Spitzenlastkessel, welcher ebenfalls mit Erdgas befeuert wird. Abbildung 89 stellt eine Vereinfachung des Wärmesystems dar. Darüber hinaus steht ein Wärmespeicher als weiteres Flexibilitätsinstrument zur Verfügung. Er ermöglicht eine zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und Wärmebereitstellung.

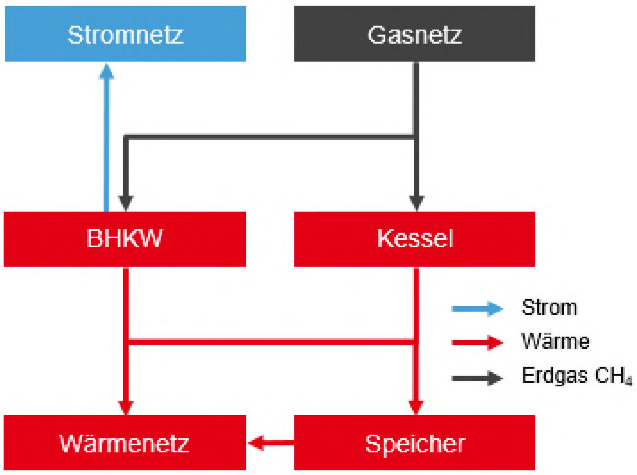


Abbildung 89: Fernwärmeversorgung im Referenz-Case (eigene Darstellung)

Durch die Verbrennung des Erdgases wird CO_2 emittiert. Da sich der CO_2-Gehalt des Erdgases auch in Zukunft nicht merklich ändern wird, kann für diesen Anwendungsfall von konstanten Emissionen je erzeugter Wärmeeinheit ausgegangen werden.

Alternative 1: Erweiterung des Fernwärmesystems um einen Elektrokessel und eine Solarthermieanlage

Zusätzlich zu den Komponenten des Referenz-Cases werden in diesem Anwendungsfall ein Elektrokessel und eine Solarthermieanlage betrachtet. Während die Solarthermieanlage in Abhängigkeit der verfügbaren Solarstrahlung Wärme erzeugt, kann der Elektrokessel nach Bedarf beliebig eingesetzt werden. Dafür kann er den Strom aus dem Netz beziehen oder den erzeugten Strom des BHKWs nutzen. Abbildung 90 stellt die alternative Zusammenstellung des Fernwärmesystems grafisch dar.

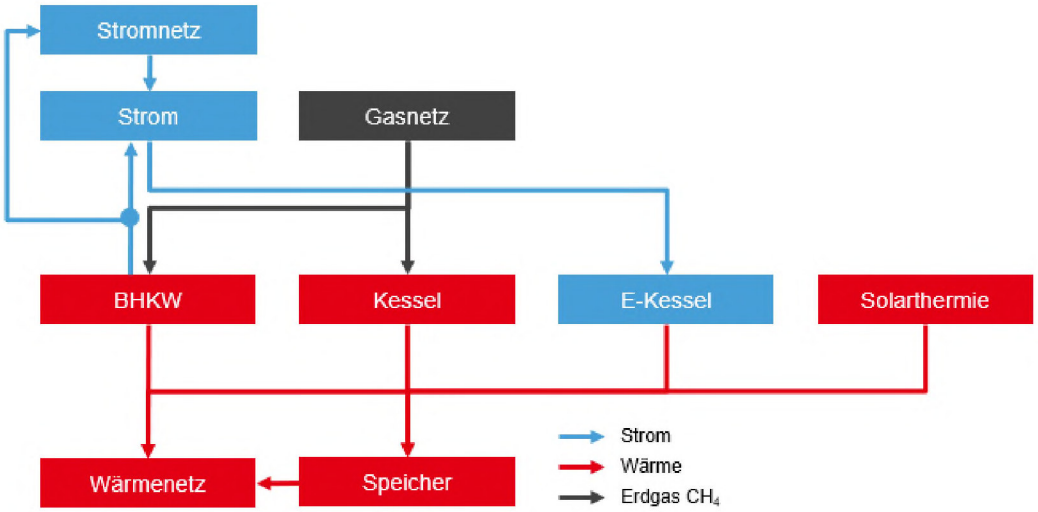


Abbildung 90: Fernwärmeversorgung mit Elektrokessel und Solarthermie (eigene Darstellung)

Der elektrische Heizkessel bietet durch besonders kurze Aktivierungszeiten ein hohes Maß an Flexibilität in der Wärmeerzeugung. Kurzfristige Preisschwankungen am Strommarkt können durch den Elektrokessel genutzt werden, sodass Kostenoptimierungspotenziale für die Wärmebereitstellung aufgegriffen werden können.

Die CO_2-Emissionen setzen sich für diesen Anwendungsfall einerseits aus der Verbrennung des Erdgases und andererseits durch den Strombezug des Elektrokessels aus dem Netz zusammen. Während die spezifischen Erdgas-induzierten Emissionen wie erwähnt konstant bleiben, resultieren die Emissionen der elektrischen Wärmeerzeugung aus dem anliegenden Strommix.

Alternative 2: Wärmepumpe

In einem weiteren Schritt wird das Fernwärmesystem um eine Wärmepumpe ergänzt, die die Nutzung von Umweltwärme ermöglicht. Mögliche Umweltwärmequellen können z. B. die im Abwasser enthaltene Wärmeenergie, geothermische Wärme und Umgebungsluft sein. Diese werden mithilfe der Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebracht, sodass diese in das Fernwärmenetz eingespeist werden können. Dies erfolgt unter Zugabe elektrischer Energie. Die Wärmepumpe zeichnet sich dadurch aus, dass ihr Nutzungsgrad in der Regel oberhalb von 100 % liegt. Daher spricht man bei Wärmepumpen nicht von Wirkungsgraden, sondern von einer Leistungszahl (engl. *Coefficient of Performance, COP*). Die Leistungszahl gibt an, wie viele Kilowattstunden thermischer Energie je eingesetzter Kilowattstunde elektrischer Energie erzeugt werden.

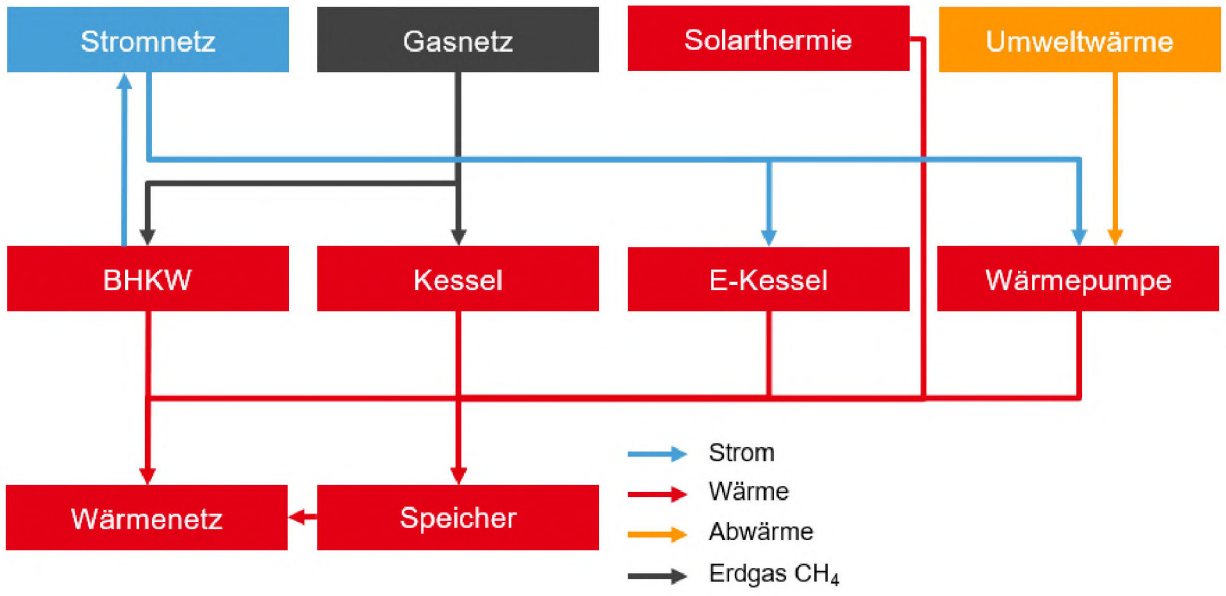


Abbildung 91: Wärmepumpe für thermische Grundlast (eigene Darstellung)

Die Wärmepumpe liefert neben dem Elektrokessel weitere Freiheitsgrade zur elektrischen Wärmebereitstellung im Fernwärmesystem. In Abhängigkeit der Temperatur der Wärmequelle und des geforderten Temperaturniveaus auf der Fernwärmeseite eignet sich die Wärmepumpe jedoch nicht ausschließlich zur Spitzenlastdeckung. Hintergrund ist, dass insbesondere die hohen Investitionskosten die Produktion von signifikanten Wärmemengen erfordern.

Die Gesamtemissionen ergeben sich für den vorliegenden Anwendungsfall aus den Emissionen der Erdgasverbrennung und den indirekten Emissionen des Elektrokessels und der Wärmepumpe. Mit Blick auf das Jahr 2050 ist für dieses System davon auszugehen, dass die Wärmeversorgung zunehmend elektrisch betrieben wird – in welchem Ausmaß, zeigen die späteren Modellierungen und Analysen. Durch den Zubau erneuerbarer Energieträger nehmen gleichsam die verursachten Emissionen pro Wärmeeinheit ab.

6.8 ÖPNV: Umstellung des Busverkehrs

Im Zuge der Entlastung der Innenstädte von den Folgen des motorisierten Individualverkehrs (MIV) in Form von lokalen Lärm- und Schadstoffemissionen nimmt ein attraktiver und umweltfreundlicher ÖPNV eine zentrale Rolle ein. In Anwendungsbereichen, in denen aufgrund zu geringer Auslastung und/oder mangelndem Platz keine Nutzung oder Ausbau von Straßenbahnsystemen möglich ist, werden heute und in Zukunft Busse zum Einsatz kommen.

Im Falle des letzten Use-Cases wird die Technologie A3 favorisiert, welche als Antrieb, Energieträger und Flexibilität immer zwei Optionen nutzen kann. Dies wird in Abbildung 92 deutlich.

Möglichkeitenraum

	Inputs		
Nr.	Antrieb	Energieträger	Flexibilität (Speicher)
R	Dieselmotor	Dieselkraftstoff	
A1	Elektromotor	Strom	Schwarmspeicher
A2	Brennstoffzelle	Wasserstoff	Power-To-X
A3	Elektromotor, Brennstoffzelle	Strom, Wasserstoff	Schwarmpeicher, Power-To-X

Auswahl der weiter verfolgten Technologien

	Inputs		
Nr.	Antrieb	Energieträger	Flexibilität (Speicher)
R	Dieselmotor	Dieselkraftstoff	
A3	Elektromotor, Brennstoffzelle	Strom, Wasserstoff	Schwarmpeicher, Power-To-X

Flexibilitätsoption

Energieträgerwechsel / bivalentes System

Abbildung 92: Auswahl von Use-Cases für den ÖPNV – Umstellung des Busverkehrs

Referenz: Dieselbusse

Der Personentransport im öffentlichen Nahverkehr erfolgt 2020 überwiegend mittels konventioneller Dieselbusse. Alternative Antriebsarten sind derzeit nur in geringer Zahl vertreten und werden daher in der Betrachtung des Referenzfalles nicht weiter berücksichtigt. Der klassische ÖPNV wird in Abbildung 93 vereinfacht dargestellt.

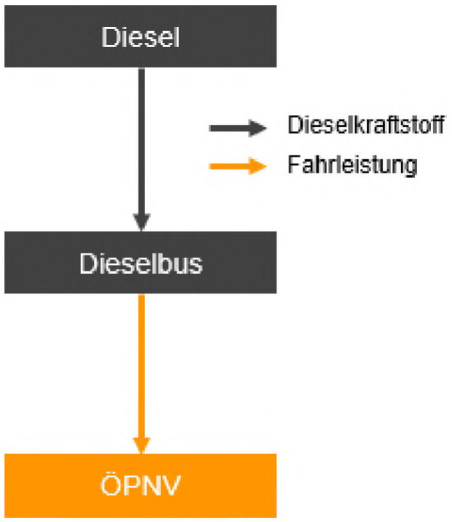


Abbildung 93: Dieselbusse dominieren im ÖPNV (eigene Darstellung)

Durch die Verbrennung des Kraftstoffs wird CO_2 emittiert. Darüber hinaus werden bei der Herstellung des Kraftstoffs an verschiedenen Stellen (Rohstoffförderung, Import, Raffinerie) Treibhausgase freigesetzt, die bei einer ganzheitlichen Bilanzierung der CO_2-Emissionen berücksichtigt werden müssen.

Alternative 1: Elektrobusse oder Wasserstoffbusse ersetzen den Dieselmotor

Der folgende Anwendungsfall sieht die Substitution von konventionellen Dieselmotoren durch batteriebetriebene Elektromotoren oder wasserstoffbefeuerte Brennstoffzellen vor. Während batteriebetriebene Fahrzeuge eine direkte Nutzung elektrischer Energie ermöglichen, muss der Strom für den Einsatz in einer Brennstoffzelle in einem Zwischenschritt umgewandelt werden. Geeignete Umwandlungsverfahren sind beispielsweise die Wasserstoffelektrolyse oder die Methan-Pyrolyse (siehe dazu Kapitel 6.2). Diese Technologievariante des Use-Case Bus wird in Abbildung 94 dargestellt.

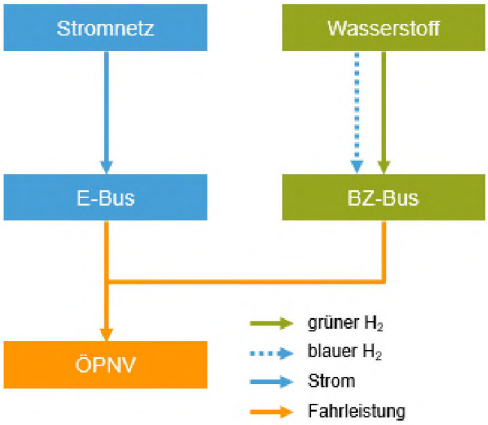


Abbildung 94: Batterien und Brennstoffzellen statt Dieselmotor (eigene Darstellung)

Der gleichzeitige Einsatz von batteriebetriebenen Elektrobussen und Wasserstoffbussen begünstigt die Flexibilität des gesamten Use-Cases. Während Wasserstoffbusse zu Zeiten höherer Strompreise von zuvor gespeichertem Treibstoff profitieren können, eignen sich batteriebetriebene Busse zur kurzfristigen Kompensation überschüssiger Strommengen – letztere setzt allerdings die Möglichkeit voraus, dass Nachladen außerhalb der Betriebszeiten erfolgt (während der Stand-Wartezeiten und/oder nachts).

Diese Technologievarianten verursachen keine direkten CO_2-Emissionen, da weder der direktelektrische Antrieb noch die Wasserstoffbrennstoffzelle CO_2 emittieren. Indirekt entstehen CO_2-Emissionen über die Nutzung elektrischer Energie.

7 SYSTEMOPTIMIERUNG UND INNOVATIONSSTRATEGIEN

Die in Abschnitt 6 beschriebenen Use-Cases mit ihren Technologievarianten werden mit Hilfe eines Optimierungsansatzes abgebildet, um deren ökonomischen und ökologischen Nutzen zu quantifizieren. Dies wird in zwei Schritten umgesetzt. Im ersten Schritt wird jede Technologievariante mit Hilfe einer Einsatzoptimierung abgebildet (siehe Kapitel 7.1). Hier findet jeweils die Optimierung eines Einzelsystems statt (z. B. Papierfabrik, Fernwärmenetz). Um nun Aussagen für das Bundesland Rheinlad-Pfalz generieren zu können wird in einem zweiten Schritt ein weiterer Optimierungsansatz gewählt, welcher auf die Bedarfsdeckung bezogen auf die jeweiligen Endprodukte der einzelnen Use-Cases auf Bundeslandebene sowie deren Zusammenspiel abzielt. Im Zentrum der Betrachtung sind auf dieser Ebene nicht die Einzelprozesse, sondern die Gesamtheit der Use-Cases. Das hierfür entwickelte Metamodell wird in Abschnitt 7.2 beschrieben und ausgewertet.

7.1 Modellierung der Use-Cases

Die Modellierung der untersuchten Use-Cases erfolgt mittels eines Gemischt-Ganzzahligen Linearen Programms. Dazu wird die bei B E T entwickelte und flexibel konfigurierbare Softwarelösung B E T SysMod verwendet (siehe Anhang. B E T SysMod ist ein flexibles Werkzeug zur Abbildung, Einsatzoptimierung und Analyse sowohl einzelner Assets als auch komplexer Strukturen. Energiesysteme können dabei detailliert als Netzwerk von Prozessen und Gütern abgebildet werden. Dabei wird eine Fahrweise der abgebildeten Systeme in stündlicher Auflösung bestimmt, welche unter Vorgabe einer Zielfunktion optimiert wird. Im Rahmen der Studie werden unter Einbezug relevanter Nebenbedingungen und Eingabegrößen die folgenden Zielfunktionen festgelegt:

- Minimierung der Kosten
- Minimierung der Emissionen

Für die Kostenoptimierung wird nur der Deckungsbeitrag I (DB I) berücksichtigt, der sich aus den Einsatzvariablenkosten und -erlösen berechnet. Fixkosten und Investitionskosten finden bei der Einsatzoptimierung hingegen keine Beachtung. In Kapitel 9 erfolgt eine Abschätzung der maximal möglichen Investitionskosten, welche sich aus der später ermittelten Differenz der variablen Kosten als Einsparungen gegenüber dem jeweiligen Referenzfall) innerhalb der verschiedenen Use-Cases ergeben.

Zu den Einsatzvariablenkosten und -erlösen gehören neben den notwendigen Betriebskosten und Kosten für Rohstoffe, CO_2 und Strom auch Steuern, Netzentgelte und Umlagen. Zusätzlich zum Gaspreis fallen noch Strukturierungskosten und Netzentgelte (AP), ebenso wie die Energiesteuer an – hierbei ist der reduzierte Energiesteuersatz für das verarbeitende Gewerbe berücksichtigt. Für

etwaigen Stromeigenverbrauch der Use-Cases wurden einheitlich 40 % EEG-Umlage gemäß aktueller Gesetzeslage nach EEG berücksichtigt. Anfallende Kosten für den Strombezug aus dem Netz sind neben dem generellen Niveau des Stromgroßhandelspreises noch weitere Umlagen und Abgaben – hierfür wurden Annahmen auf Basis der geltenden Werte für das Jahr 2020 getroffen. In diesem Kontext wurde der regulatorische Rahmen für die Entwicklung von Stromsteuer, Netzentgelten (AP), EEG-Umlage und sonstige Umlagen vereinfachend bis 2050 fortgeschrieben. In der Modellierung wurde angenommen, dass ab dem Jahr 2030 in Stunden mit Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien, die Stromsteuer, EEG-Umlagen und sonstige Umlagen entfallen und die Netzentgelte nur noch zu 10 % gezahlt werden müssen. Die Annahme beruht auf der Erwartung, dass ab dem Jahr 2030 deutliche Anreize zur Nutzung von Strom aus Stromüberschüssen seitens des Bundesgesetzgebers u. a. zur Verbesserung der Sektorkopplung geschaffen werden, die aktuell noch nicht bestehen.

Diese oben genannte Annahme betrifft im Jahr 2030 1.971 Stunden, im Jahr 2040 1.555 Stunden und im Jahr 2050 2.337 Stunden. Im Kontext des im Zeitverlauf anwachsenden Anteils erneuerbarer Stromerzeugung und den damit verbundenen Stromüberschüssen und niedrigen Strompreisen, führt diese Annahme zu einer bevorzugten Nutzung des Stroms in diesen Stunden.

Neben einer Kostenminimierung, was einer Maximierung des Deckungsbeitrages 1 entspricht, wird auch der Einsatz des Systems jeweils in einem zweiten Optimierungslauf bestimmt, der im Zeitverlauf die geringsten Emissionen nach sich zieht. Für die Einspeisung von Strom ins Netz wird die Stromgutschrift berücksichtigt. Dazu werden die CO_2-Emissionen, die sich als Produkt aus der eingespeisten Strommenge und dem zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden spezifischen CO_2-Emissionsfaktor der deutschen Stromerzeugung ergeben, von den CO_2-Emissionen der Erzeugungsanlage abgezogen. Der emissionsoptimierte Einsatz kann vom betriebswirtschaftlichen Optimum abweichen. Zusätzliche technische oder ökonomische Restriktionen werden in allen Optimierungsvarianten ebenso berücksichtigt wie die zu deckende Lasten.

Die stündlichen Ergebnisse jedes Use-Cases werden auf jährlicher Ebene aggregiert ausgewertet und über einen Querverweis der jeweiligen Technologievarianten (siehe Kapitel 6) je Use-Case gegenübergestellt. Repräsentativ für die ermittelten Ergebnisse werden die Use-Cases Dampferzeugung, Wasserstoffherstellung und Fernwärme detailliert beschrieben und dargestellt. Die weiteren Ergebnisse sind in Ergänzung im Anhang Kapitel 11 zu finden. In Kapitel 7.2 erfolgt abschließend eine integrierte Betrachtung und Optimierung aller Use-Cases auf Ebene von Rheinland-Pfalz.

7.1.1 Dampferzeugung

Der Use-Case Dampferzeugung modelliert die Deckung von Dampflasten innerhalb der Chemieindustrie. Hierfür wurde ein prototypisches Dampferzeugungssystem abgebildet mit einer jährlichen Dampflast von 887 GWh. Klassischerweise erfolgt die Dampfversorgung anhand eines Gas- und Dampfkraftwerks (GuD), welches zur Absicherung und für aufkommende Spitzenlasten von einem konventionellen Dampfkessel unterstützt wird. Diese Erzeugungsstruktur stellt den Referenzfall dar (vgl. Kapitel 6.1). Eine alternative Anwendung zur Dampferzeugung ist der Elektrodenkessel. Dieser nutzt elektrische Energie zur Dampferzeugung und zeichnet sich zusätzlich durch seine hohe Effizienz (Wirkungsgrad 99 %) sowie seine flexible Betriebsweise aus. Die modellierten Varianten sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Technologievarianten des Use-Case Dampf

Bezeichnung	Abkürzung	Beschreibung
Referenz	D	Gas- und Dampfturbine + Dampfkessel
Alternative 1	D1	Gas- und Dampfturbine + Dampfkessel + Elektrodenkessel

Eine detaillierte Beschreibung der weiteren technischen und ökonomischen Parameter ist Anhang 11.6 zu entnehmen.

Abbildung 95 führt die Ergebnisse der Optimierung nach Technologievariante und Optimierungsvorgaben auf. Dargestellt ist jeweils mit welchen Assets in der jeweiligen Technologievariante die Dampflast im optimalen Fall gedeckt wird.

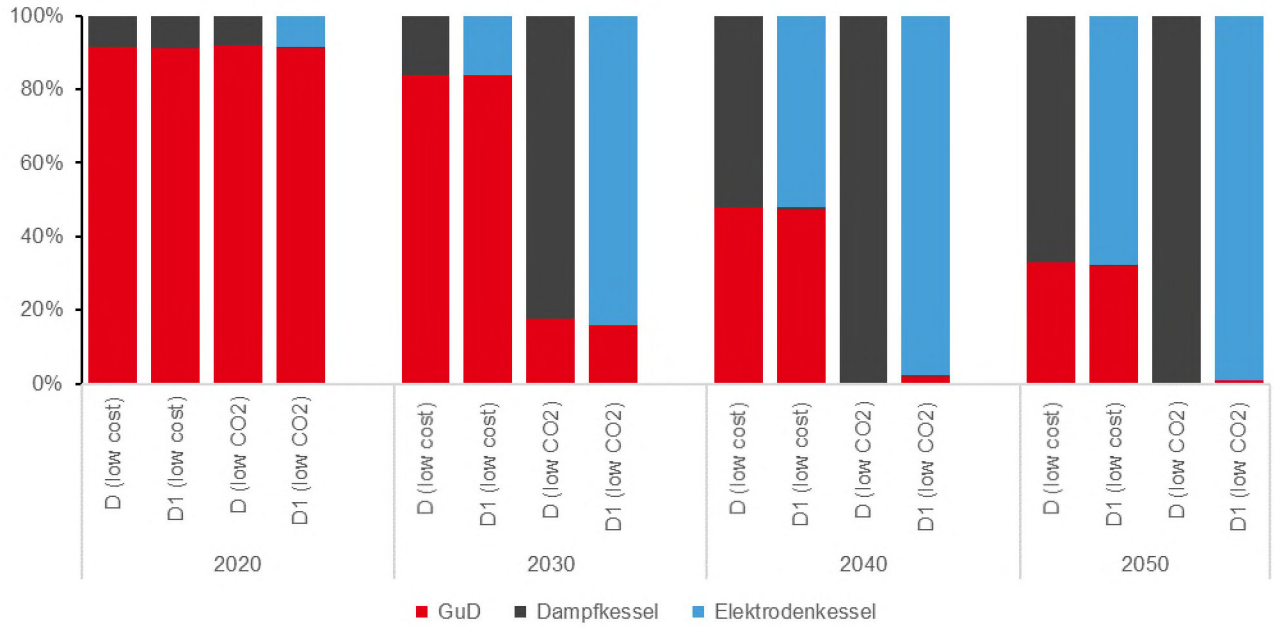


Abbildung 95: Zusammensetzung der jährlichen Dampferzeugung zwischen 2020 und 2050

Beide Technologievarianten des Use-Cases Dampferzeugung sind jeweils hinsichtlich des Deckungsbeitrags 1 (*low cost*) sowie der Minimierung auftretender CO_2-Emissionen (*low* CO_2) optimiert. Auffällig ist, dass das Gas- und Dampfkraftwerk in beiden kostenoptimierten Varianten zwischen 2030 und 2050 einen größeren Anteil zur Dampferzeugung beiträgt als in den emissionsoptimierten Varianten, wobei der Anteil des GuD-Dampfes im Zeitverlauf sinkt. Für diese Entwicklungen sind zwei Hauptgründe anzuführen.

Einerseits profitiert das Gas- und Dampfkraftwerk von der Vermarktung des erzeugten Stroms. Obwohl der thermische Wirkungsgrad des Gas- und Dampfkraftwerks schlechter ausfällt als der Wirkungsgrad des Dampfkessels, kann das Gas- und Dampfkraftwerk durch die Erlöse der Stromvermarktung günstiger betrieben werden. Durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien in dem zugrundeliegenden Energiemarktszenario nimmt die Anzahl der Stunden mit niedrigen Strompreisen bis 2050 kontinuierlich zu. In der Folge ist eine Einspeisung in das öffentliche Netz und der Stromverkauf in vielen Stunden nicht wirtschaftlich. In diesen Stunden ist es günstiger, den Ersatzkessel zu betreiben. Der Anteil des Gas- und Dampfkraftwerks an der Dampferzeugung nimmt in Konsequenz bis 2050 ab. Auch der im Modell angenommene starke Anstieg des CO_2-Preises von 25 €/t im Jahre 2020 auf 85 €/t im Jahr 2030 führt dazu, dass das Gas- und Dampfkraftwerk gegenüber dem Gaskessel wirtschaftlich schlechter zu bewerten ist.

Bei der emissionsoptimierten Auslegung der Dampferzeugung werden die variablen Einsatzkosten und -erlöse nur sekundär betrachtet. Die Minimierung der entstehenden CO_2-Emissionen hat in diesem Fall Vorrang. Unter der zugrundeliegenden Stromgutschriftmethode für die Berechnung der Emissionen von KWK-Kraftwerken und aufgrund der Tatsache, dass das Gas- und Dampfkraftwerk unter den drei betrachteten Technologien über den geringsten Wirkungsgrad bezüglich der Dampferzeugung verfügt, zeigt sich in der Entwicklung bis 2050 ein starker Rückgang der Nutzung des Gas- und Dampfkraftwerks. Für jede erzeugte Einheit Prozessdampf mit dem Gas- und Dampfkraftwerk wird aufgrund des Wirkungsgrades mehr Energie benötigt als mit den Technologiealternativen und folglich werden auch mehr Treibhausgase emittiert. Für den vermarkteten Strom wird jedoch eine Stromgutschrift berücksichtigt, und somit die Emissionen des Gas- und Dampfkraftwerks reduziert. Die Emissionen des deutschen Strommixes nehmen jedoch durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien über die Jahre ab (siehe Abbildung 56), sie sinken im Mittel von ursprünglichen 380 g/kWh im Jahr 2020 auf 122 g/kWh im Jahr 2030. Dadurch verliert die Stromgutschrift im Zeitverlauf an Bedeutung und somit werden bei einer emissionsoptimierten Fahrweise die anderen Technologien zur Dampferzeugung bevorzugt genutzt. Dieser Unterschied in den

Grenzemissionen[108] für den Dampferzeuger und das Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) verdeutlicht die Auswirkung der Stromgutschrift zwischen den Jahre 2020 und 2030 (s. Abbildung 96).

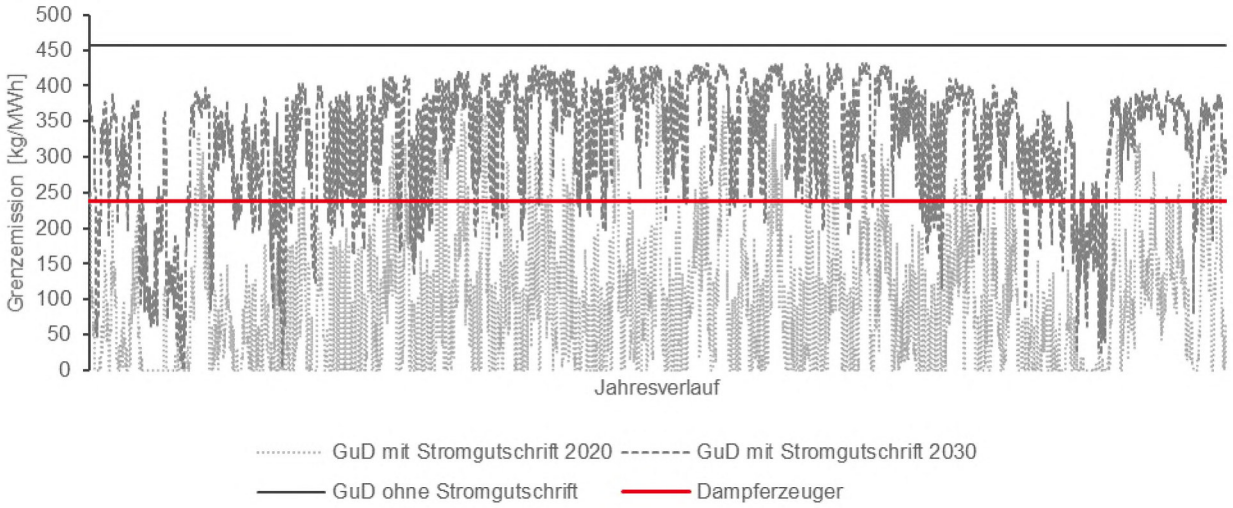


Abbildung 96: Grenzemissionen der Dampferzeugung je Technologie in den Jahren 2020 und 2030

Während im Jahr 2020 die Grenzemissionen des Gas- und Dampfkraftwerks bei Einspeisung des erzeugten Stroms ins Netz in 8045 Stunden unter denen des Dampferzeugers liegen, reduziert sich die Anzahl im Jahr 2030 auf 1474 Stunden, was den starken Rückgang im Einsatz des GuD-Kraftwerks unter der angewendeten Stromgutschriftmethode und des zugrundeliegenden Energiemarktszenarios im Jahr 2030 erklärt. Diese Tendenz setzt sich in den Folgejahren fort.

Bereits ab 2030 ersetzt der E-Kessel auch in der Kostenminimierungsvariante den Dampferzeuger nahezu komplett. Im zugrundeliegende Energiemarktszenario tragen die Erneuerbaren Energien 2030 auf Bundesebene nahezu 65 % zur Bruttostromerzeugung bei, was ca. 1000 Stunden mit Nullpreisen nach sich zieht. Der Basepreis mit 65,30 €/MWh liegt allerdings deutlich über dem Niveau des Jahres 2020 (44,90 €/MWh). Durch diese hohe Volatilität der Strompreise und den starken Rückgang der EEG-Umlage (von 67,24 €/MWh in 2020 auf 0,97 €/MWh in 2030) sinken die Grenzkosten des Elektrodenkessels in 1426 Stunden unter die des Dampferzeugers. Diese Stunden entsprechen den Betriebsstunden des Elektrodenkessels. Ab 2040 fällt zudem noch die Modellierung des regulatorischen Rahmens zur Reduktion der Umlagen in Überschussstromstunden ins Gewicht. Im Jahr 2040 sinken die Grenzkosten in 4.541 unter die Grenzkosten des Dampferzeugers und im Jahr 2050 in 5.914 Stunden. Die Stunden mit Stromüberschüssen betragen in 2040 1.555 und im Jahr 2050 2.337 Stunden, sie sind komplett in den Zeitpunkten der geringeren Grenzkosten integriert.

[108] Als Grenzemissionen werden die Emissionen je erzeugter Einheit Dampf bezeichnet.

Abbildung 97 zeigt die Entwicklung der jährlichen CO_2-Emissionen der Dampferzeugung innerhalb der vier Technologievarianten des Use-Cases.

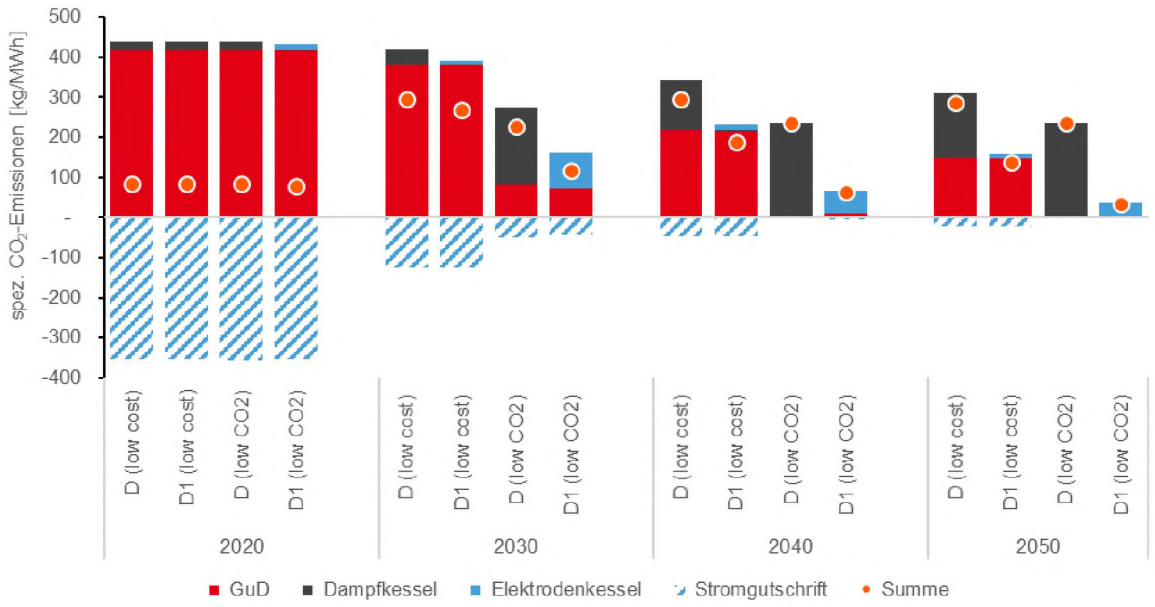


Abbildung 97: Zusammensetzung der jährlichen CO_2- Emissionen der Dampferzeugung zwischen 2020 und 2050

Durch den Einsatz des Elektrodenkessels können in Abhängigkeit einer Dekarbonisierung des Strommixes bis zum Jahr 2050 die umfangreichsten Emissionsreduktionen erzielt werden. Diese Entwicklung ist vor allem auf den forcierten Einsatz des Elektrodenkessels zurückzuführen, der bereits ab 2030 bei einer emissionsoptimierten Fahrweise mehr als 80 % der jährlichen Menge des Prozessdampfs liefert (siehe Abbildung 95). Gleichzeit sinken die spezifischen Emissionen der deutschen Stromerzeugung. Die Korrelation der fortschreitenden Dekarbonisierung der deutschen Stromerzeugung und den jährlichen CO_2-Emissionen der nahezu rein elektrischen Dampferzeugung tritt an dieser Stelle klar in Erscheinung.

Die Reduzierung der CO_2-Emissionen innerhalb des Referenzfalls ist auf den vermehrten Einsatz des Dampfkessels zurückzuführen. Dieser benötigt aufgrund seines höheren Wirkungsgrades weniger Erdgas pro erzeugter Einheit Dampf. Für dieselbe Menge an Dampf werden demnach weniger CO_2-Emissionen verursacht und der Stromgutschrift kommt wie bereits angeführt, zunehmend weniger Bedeutung zu. Mit sinkender Bedeutung und durch den Rückgang der Stromgutschrift steigen die absoluten Emissionen von 2020 bis zum Jahr 2030 jedoch in allen Varianten zunächst an.

Die Entwicklung der spezifischen Kosten und Erlöse der einzelnen Technologievarianten zeigt, dass strombasierte und emissionsoptimierte Verfahren zur Dampferzeugung im Rahmen der ge-

setzten Prämissen langfristig auch preislich bezogen auf ihre Einsatzkosten konkurrenzfähig werden. Die Zusammensetzung der Kosten- und Erlösbestandteile zwischen 2020 und 2050 ist in Abbildung 98 dargestellt.

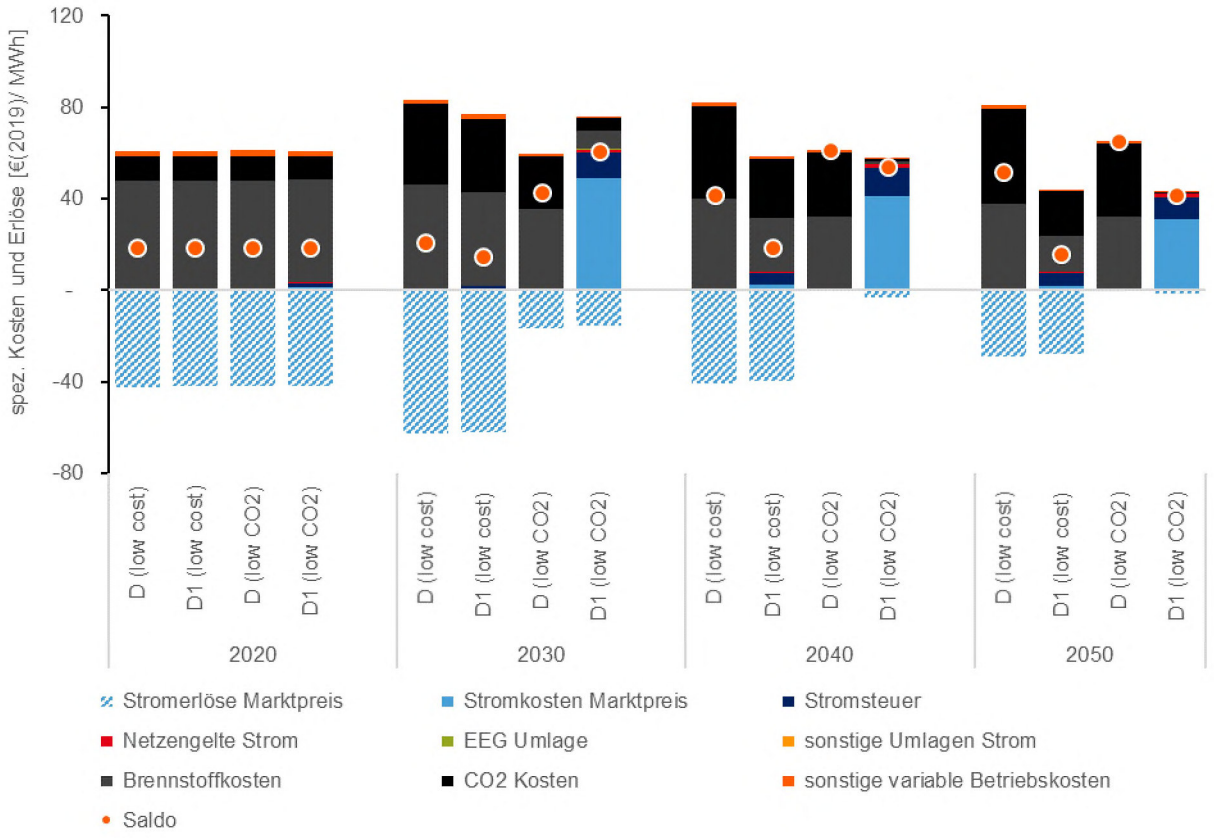


Abbildung 98: Entwicklung der Kosten- und Erlösbestandteile der Dampferzeugung zwischen 2020 und 2050

Erzielte Erlöse aus der Vermarktung der Stromerzeugung des Gas- und Dampfkraftwerks sind als negative Zahlungsströme eingezeichnet. Während die intensive Nutzung des Elektrodenkessels im Jahr 2030 durch hohe Strombezugskosten im wirtschaftlichen Vergleich signifikant teurer ausfällt, erreicht dieselbe Variante (D1 (low CO_2)) im Jahr 2050 den zweitniedrigsten Wert hinsichtlich ihres erzielbaren Deckungsbeitrags. Am besten schneidet dieselbe Variante mit einem deckungsbeitragsmaximierenden Einsatz ab (D1 (low cost)). In Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen wird hier der Dampfbedarf über den Elektrodenkessel gedeckt. Steigt der Strompreis, so erfolgt die Dampfproduktion des Gas- und Dampfkraftwerks mit gleichzeitiger Vermarktung des erzeugten Stroms.

7.1.2 Wasserstoffherstellung

Neben der konventionellen Dampfreformierung werden im Rahmen des Use-Case Wasserstoffherstellung auch innovative, stromgeführte Alternativen untersucht (siehe Kapitel 6.2). Hierfür

wurde ein standardisiertes Wasserstofferzeugungssystem modelliert mit einer zu deckenden Last von 912 GWh. Zu den abgebildeten Technologievarianten gehören die Wasserstoffelektrolyse und das Methan-Pyrolyse-Verfahren. Während die Wasserstoffelektrolyse vollständig auf fossile Energieträger – sowohl stofflich als auch energetisch – verzichten kann, benötigt die Methan-Pyrolyse weiterhin Erdgas, respektive Methan (CH_4), um Wasserstoff zu erzeugen. In allen Technologievarianten fließt Strom in den Erzeugungsprozess und die Speicherung mit ein, wenngleich der Umfang stark variieren kann. Weiterhin besteht variantenübergreifend in den Jahren 2040 und 2050 die Option „grünen" Wasserstoff zu importieren, um die angenommene Last zu einem gewissen Anteil zu decken. Dieser Anteil beträgt im Jahr 2040 75 % und im Jahr 2050 100 % (für weitere Annahmen siehe Tabelle 17 im Anhang). Der importierte Wasserstoff wird in der Modellierung emissionsfrei bilanziert, da hier unterstellt wird, dass die CO_2-Emissionen der Herstellung bereits in den Herkunftsländern angerechnet werden bzw. die Herstellung CO_2-neutral erfolgt. Die modellierten Technologievarianten sind in Tabelle 8 aufgelistet.

Tabelle 8: Technologievarianten des Use-Case Wasserstoffherstellung

Bezeichnung	Abkürzung	Beschreibung
Referenz	W	Dampfreformer + Speicher + Import
Alternative 1	W1	Methan-Pyrolyse + Speicher + Import
Alternative 2	W2	Dampfreformer + Elektrolyse + Speicher + Import
Alternative 3	W3	Elektrolyse + Speicher + Import

Abbildung 99 zeigt, wie sich die Struktur der jährlichen Wasserstofferzeugung innerhalb der einzelnen Varianten des Use-Cases Wasserstoffherstellung bis zum Jahr 2050 verändert.

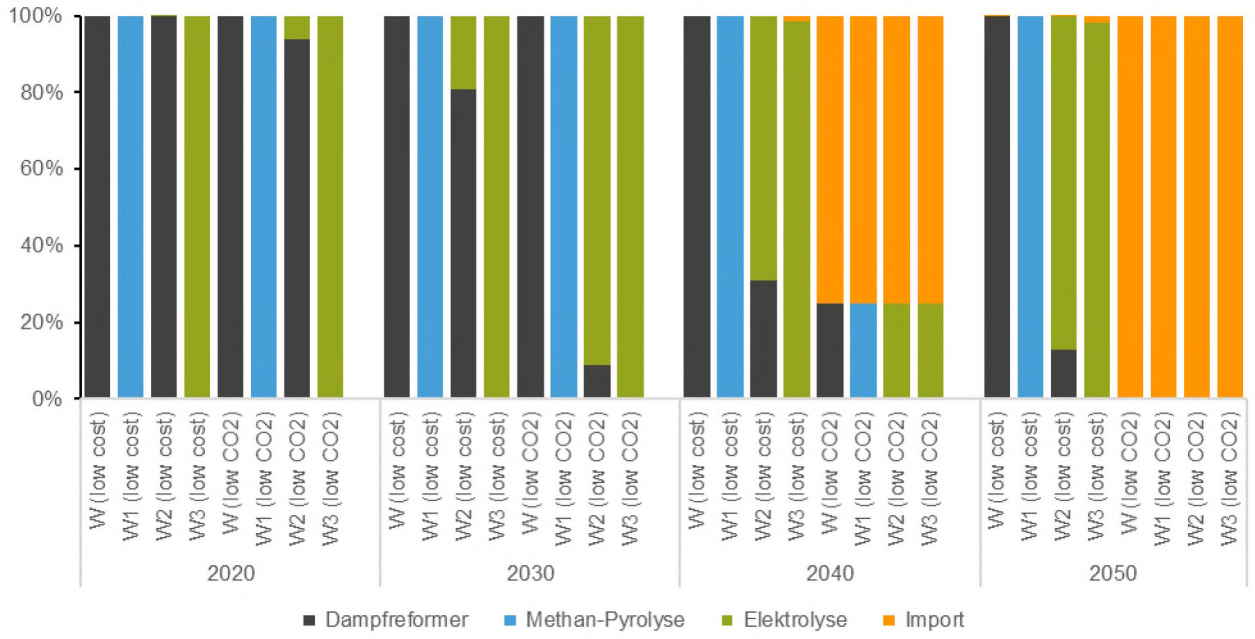


Abbildung 99: Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung zwischen 2020 und 2050

Da sowohl die Referenzvariante W (nur Dampfreformer) als auch die Alternativen W1 (nur Methan-Pyrolyse) und W3 (nur Elektrolyse) monovalente Systeme darstellen und der Wasserstoffimport mit hohen Kosten belegt ist (vergl. Tabelle 17 auf Seite 193), verändert sich die Wasserstoffherstellung innerhalb der ersten zwei Varianten zwischen 2020 und 2050 bei einem kostenminimierenden Ansatz nicht, bei der Elektrolyse wird nur ein sehr geringer Anteil Wasserstoff importiert. Im Gegensatz dazu bildet die Variante W2 eine bivalente Lösung mit weiteren Freiheitsgraden zur Deckung der Wasserstofflast durch Dampfreformer und Elektrolyse ab. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Wasserstoffherstellung via Elektrolyse innerhalb dieser Variante infolge einer Kostenoptimierung bis zum Jahr 2050 stetig zunimmt. Dieser Umstand korreliert mit der ansteigenden Zahl von Stunden, in denen Erzeugungsüberschüsse auftreten und die resultierenden Strompreise nahe des Nullniveaus liegen. Da die Strompreise der wesentliche Treiber der spezifischen Kosten der Elektrolyse sind, reduzieren sich die Erzeugungskosten der Elektrolyse entsprechend.

Die emissionsoptimierten Varianten zeichnen sich ab 2040 durch einen hohen Importanteil aus. Da der importierte Wasserstoff bilanziell gesehen emissionsfrei ist, können auf diese Weise die größten CO_2-Einsparungen erreicht werden. Dies wird bis an die modellierten Importgrenzen ausgereizt (vgl. Tabelle 17). Während hier vereinfachend angenommen wird, dass der Importanteil im Jahr 2040 maximal 75 % beträgt, wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 theoretisch die gesamte modellierte Wasserstofflast des Use-Cases über importierte Wasserstoffmengen gedeckt werden könnte.

Auch bei der Betrachtung der spezifischen CO_2-Emissionen der Wasserstoffherstellung in Abbildung 100 zeigt sich der Einfluss des bilanziell emissionsfreien Import-Wasserstoffs. Da beim Strombezug nicht explizit nach Strommix und potenziellen Überschussstrom unterschieden wird, fallen in der Modellierung für die Stromnutzung noch sehr geringe Emissionen an, die sich an dem Strommix des zugrundeliegenden Energiemarktszenarios orientieren, wodurch der heimische Elektrolyseur gegenüber dem Wasserstoffimport auch in Überschussstromstunden emissionstechnisch schlechter abschneidet. Diese Unterscheidung nach Überschussstrom und Strommix wird bei der Einzelbetrachtung der Use-Cases nicht vorgenommen, da nicht sichergestellt ist, dass die tatsächliche Menge an Überschussstrom für alle Use-Cases in Rheinland-Pfalz ausreicht und die Aufteilung an dieser Stelle nicht möglich ist. Eine Gutschrift der Emissionen des hier falsch bilanzierten Überschussstroms wird im Metamodell vorgenommen.

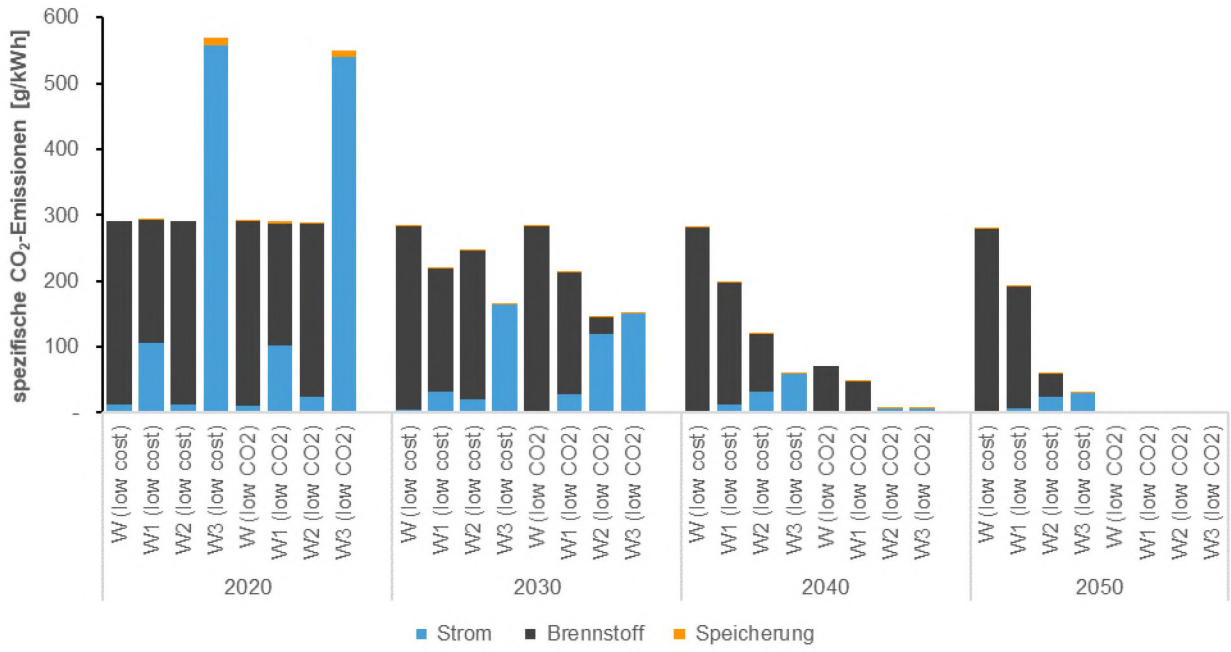


Abbildung 100: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der Wasserstoffherstellung von 2020 bis 2050

Alle emissionsoptimierten Varianten der Wasserstofferzeugung können im Jahr 2050 eine vollständige Dekarbonisierung vorweisen, da der Wasserstoff vollumfänglich importiert wird. Hier sei auch nochmal angemerkt, dass bei reinem Bezug von Überschussstrom auch durch einen heimischen Elektrolyseur dasselbe Ergebnis erzielt werden würde. Im Jahr 2050 könnte der Elektrolyseur 38 % zur Lastdeckung mit reinem Überschussstrom beitragen. In der kostenoptimierten Variante W3 (low cost) zeichnet sich die nachhaltige Entwicklung der deutschen Stromerzeugung ab. Die hier eingesetzte Elektrolyse bedarf ausschließlich elektrischer Energie, sodass die entstehenden CO_2-Emissionen dieser Variante direkt an die spezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung gekoppelt sind. Die kostenoptimierte Referenzvariante W (low cost) kann ihre spezifischen CO_2-Emissionen bis 2050 nur marginal reduzieren, da der Anteil der elektrischen Energie bei der Dampfreformierung verhältnismäßig gering ist. Ähnlich verhält es sich bei der kostenoptimierten Methan-Pyrolyse W1 (low cost), deren CO_2-Emissionen trotz überwiegender Feststoff-Abscheidung weiter durch den Einsatz fossiler Energieträger dominiert werden.

In Abbildung 101 ist die Entwicklung und Zusammensetzung der Kosten- und Erlösbestandteile zwischen 2020 und 2050 dargestellt.

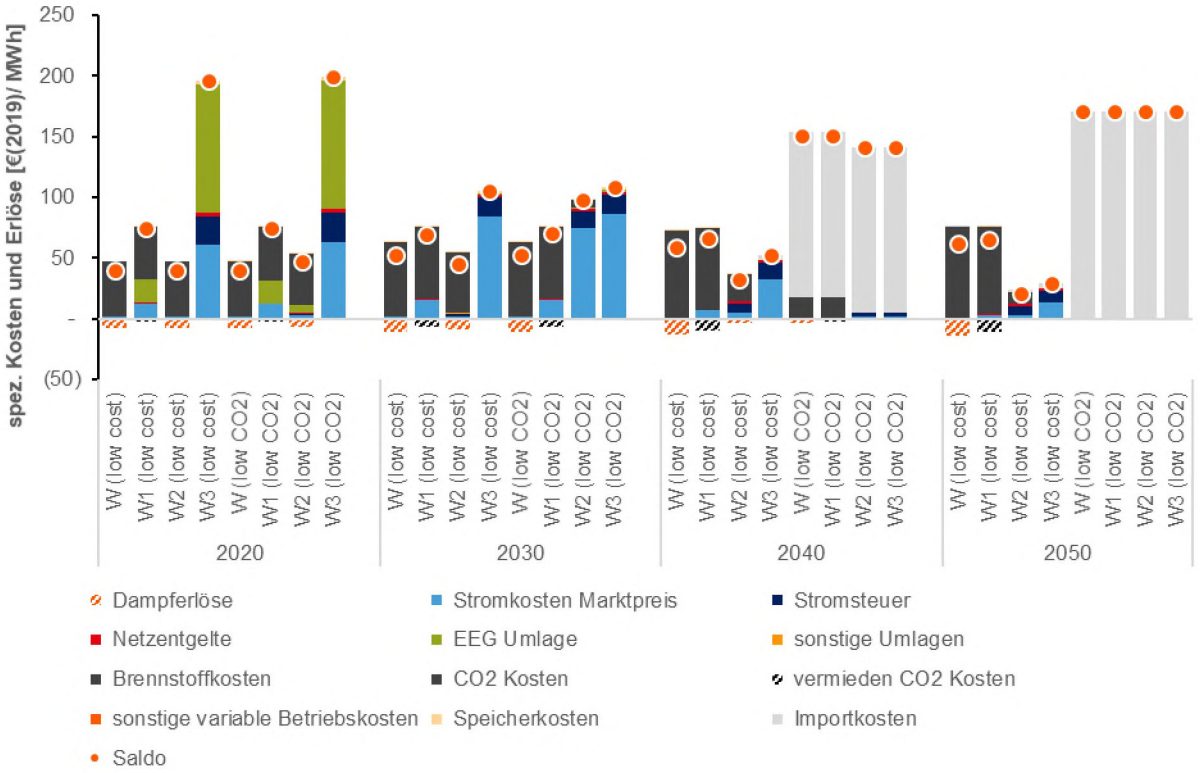


Abbildung 101: Entwicklung der Kosten- und Erlösbestandteile der Wasserstoffherstellung zwischen 2020 und 2050

Bezüglich der sich einstellenden Deckungsbeiträge zeigt sich, dass die kostenoptimierte Variante W2 (low cost) bis 2050 die geringsten Kosten aufweist. Das bivalente System aus konventionellem Dampfreformer und Wasserstoffelektrolyseur kann dank seiner zweigleisigen Versorgungsstruktur und der hohen Flexibilität der Elektrolyse einerseits von den zunehmenden Nullpreisen am Strommarkt, als auch von den geringen Erzeugungskosten der Dampfreformierung profitieren. Stark steigende CO_2-Preise, die sich vor allem in der Referenzvariante W (low cost) und bei der Methan-Pyrolyse W1 (low cost) bemerkbar machen, können in der Variante W2 (low cost) durch vermehrten Einsatz der Elektrolyse vermieden werden. Der prognostizierte Wegfall der EEG-Umlage sowie der modellierte regulatorische Rahmen sorgt ab 2030 bei der stromintensiven Elektrolyse zusätzlich für einen sichtlichen Rückgang der bei der Erzeugung anfallenden Kostenkomponenten. Die Emissionen bei der Methanpyrolyse sind zum Großteil durch die noch vorhandenen Emissionen des Stromsektors bedingt, da nicht nur in den wenigen Stunden mit Stromüberschüssen dieser bezogen werden muss. In den emissionsoptimierten Varianten dominieren ab 2040 die hohen Importkosten[109] für Wasserstoff. Durch den Ersatz von Importwasserstoff durch heimische Elektrolyseure in Überschussstromstunden könnten die spez. Kosten in der Variante W2 (low CO_2) und W3

[109] Quelle: Prognos AG, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, Mai 2020, abzurufen unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile

(low CO_2) um 64 €/MWh im Jahr 2050 reduziert werden. Die angenommenen Kostenparameter sind im Anhang auf Seite 193 in Tabelle 16 zu finden.

7.1.3 Fernwärme

Der Use-Case Fernwärme wird durch drei Technologievarianten repräsentiert, die jeweils eine unterschiedliche Ausbaustufe des Anteils der Erneuerbaren Energien in der Erzeugungsstruktur abbilden sollen. Es werden hier jeweils die Erzeuger und Wärmespeicher modelliert, welche den Wärmebedarf eines typischen Fernwärmenetzes mit einer Jahreslast von angenommenen 50 GWh bereitstellen. In der Referenzvariante (F) erfolgt die Bereitstellung der Wärme mittels konventionellem Erdgas-BHKW, welches zu Spitzenlastzeiten von einem Erdgaskessel unterstützt wird. Zusätzlich verfügt die Referenzvariante über einen kleinen Wärmespeicher zur Speicherung der Wärme über wenige Stunden. In der ersten Ausbaustufe (F1) wird das bestehende System um eine Solarthermieanlage und einen Elektrokessel erweitert. Der Wärmespeicher wird zudem vergrößert und ist in der Lage den Wärmebedarf über einen oder mehrere Tage zu speichern. Die zweite Ausbaustufe (F2) verfügt darüber hinaus über eine Wärmepumpe. Sowohl die Leistung der Solarthermieanlage als auch die Kapazität des Wärmespeichers werden in der zweiten Ausbaustufe nochmals erhöht.

Tabelle 9: Technologievarianten des Use-Case Fernwärme

Bezeichnung	Abkürzung	Beschreibung
Referenz	F	BHKW + Gaskessel + kleiner Speicher
Alternative 1	F1	BHKW + Gaskessel + Solarthermie + Elektrokessel + Speicher
Alternative 2	F2	BHKW + Gaskessel + Solarthermie + Elektrokessel + Wärmepumpe + großer Speicher

Abbildung 102 stellt die Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmeerzeugung innerhalb der Technologievarianten bis zum Jahr 2050 dar.

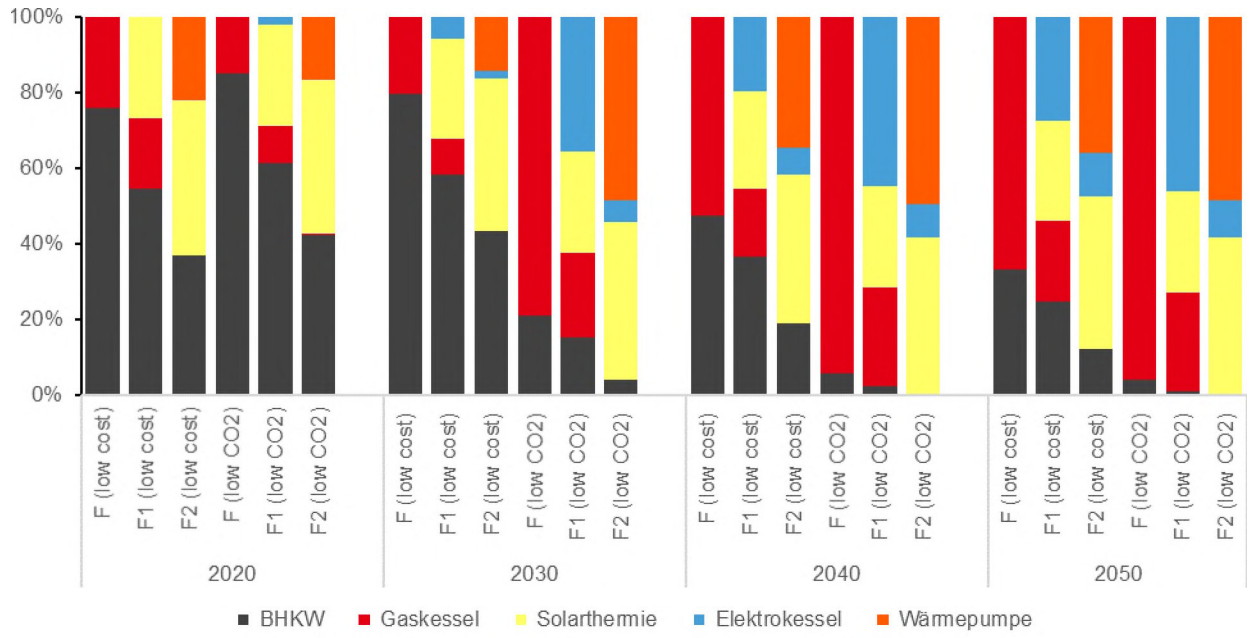


Abbildung 102: Entwicklung der Zusammensetzung der Wärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050

Bei der Referenzvariante (F (low cost)) ist auffällig, dass die KWK-Wärmeerzeugung aus dem BHKW zwischen 2020 und 2030 leicht ansteigt und danach stetig und deutlich abnimmt. Der Anstieg bis 2030 ist darauf zurückzuführen, dass die Strompreise mittelfristig ansteigen (siehe Kapitel 5.4), sodass die Vermarktung des BHKW-Stroms einen wirtschaftlichen Vorteil einbringt. In den Folgejahren ab 2030 kippt dieser Effekt, da vermehrt Nullpreise am Strommarkt auftreten. Ohne die zusätzliche Vermarktung der elektrischen Energie entfällt die finanzielle Vorteilhaftigkeit gegenüber dem Gaskessel, sodass dieser häufiger eingesetzt wird. In der emissionsoptimierten Fahrweise der Referenzvariante (F (low CO2)) sorgt der Gaskessel bereits ab 2030 für das Gro der notwendigen Wärme im Fernwärmenetz. Die Stromgutschrift, die dem BHKW emissionstechnische Vorteile einbringt, verliert durch den drastischen Rückgang der spezifischen Emissionen der deutschen Stromerzeugung zwischen 2020 und 2030 in diesem Szenario ihre Wirkung (vgl. Kapitel 7.1.1).

Der Abbildung 102 lässt sich zudem entnehmen, dass die Ergänzung des Systems um die Solarthermie, die in Variante F1 und in Variante F2 eingesetzt wird, bezogen auf die variablen Kosten sowohl zur kostengünstigen als auch zur emissionsarmen Wärmeerzeugung dient. Aufgrund der zunehmenden Anzahl von Überschussstunden tragen Elektrokessel und Wärmepumpe zunehmend stärker zur Wärmeerzeugung bei. Weiterhin ist für Variante F2 zu erkennen, dass die Wärmepumpe aufgrund ihrer wärmeseitigen Effizienzvorteile dem Elektrokessel vorgezogen wird. In

der emissionsminimierten Variante erfolgt die Wärmebereitstellung bereits ab 2030 fast ausschließlich durch Solarthermie, Elektrokessel und Wärmepumpe, sodass ein BHKW oder ein Gaskessel nur noch als Backup zur Verfügung stehen muss.

Auch die Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der unterschiedlichen Ausbaustufen des Fernwärmenetzes verdeutlicht die signifikante Auswirkung einer Stromgutschrift.

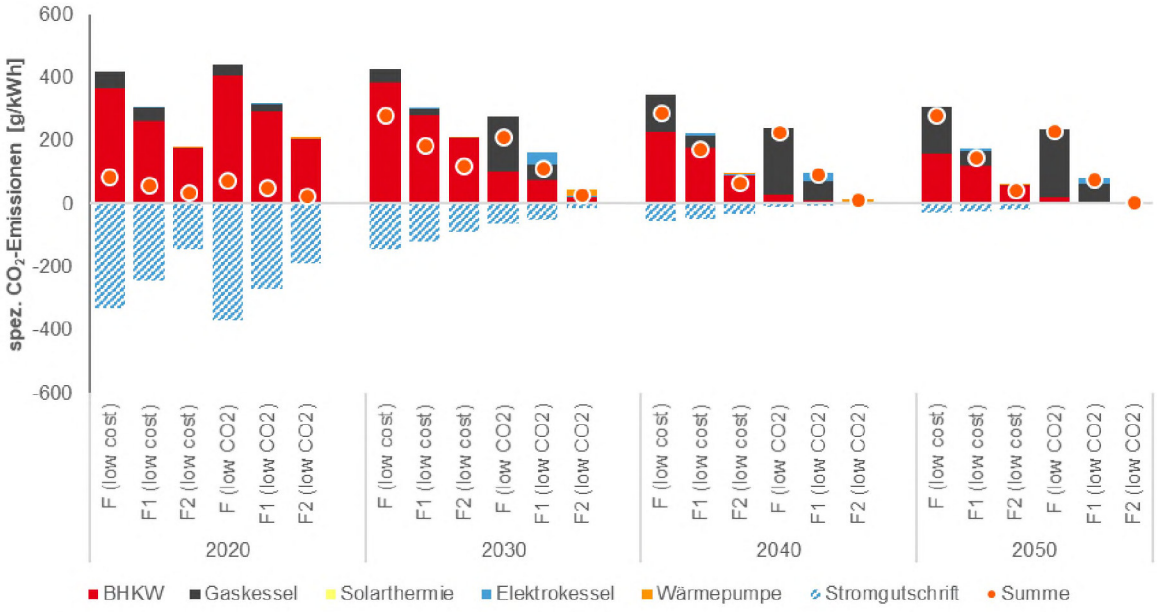


Abbildung 103: Zusammensetzung der spezifischen CO_2-Emissionen der Wärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050

Wie in Abbildung 103 zu erkennen ist, steigen die spezifischen CO_2-Emissionen zwischen 2020 und 2030 in allen Varianten – sogar in F2 (low CO2) – aufgrund der stark sinkenden Stromgutschrift an. Die spezifischen Emissionen in den Varianten F und F1 sinken danach bis 2050 nur geringfügig. In der Variante F2 findet durch den zunehmenden Anteil der Wärmepumpen eine deutliche Reduzierung statt. Die Variante F2 (low CO2) erreicht bis 2050 eine nahezu emissionsfreie Wärmeerzeugung, da die Wärme zu 99 % durch Solarthermie, Wärmepumpe und Elektrodenkessel bereitgestellt wird.

Eine nähere Betrachtung der Entwicklung der Einsatzvariablenkosten und -erlöse der Fernwärmeerzeugung zeigt, dass die Kosten für CO_2-Emissionen in den kommenden Jahrzehnten durch steigende CO_2-Zertifikatspreise zunehmen, ebenso die Brennstoffkosten. Dazu kommt die Reduktion der Stromerlöse durch sinkende Großhandelspreise. Die EEG-Umlage fällt bei der Fernwärme im Gegensatz zur Wasserstoffproduktion nicht so ins Gewicht, da die stromintensiven Technologien

erst 2030 genutzt werden. Je flexibler das System ausgestaltet ist, desto geringer fallen die saldierten Einsatzkosten aus. Abbildung 104 führt die entsprechende Ergebnisauswertung auf.

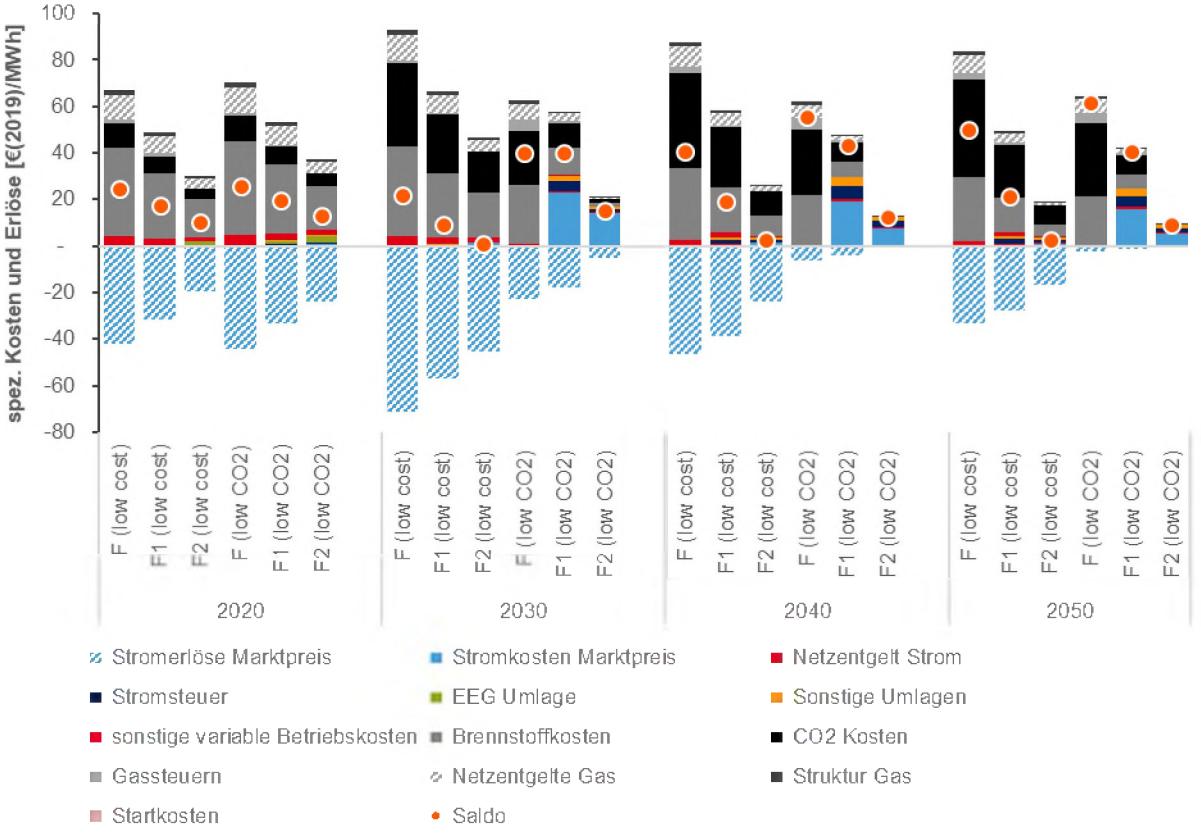


Abbildung 104: Entwicklung der Kosten- und Erlösbestandteile der Wärmeerzeugung zwischen 2020 und 2050

Die Referenzvariante F weist über die Jahre hinweg steigende spezifische variable Kosten durch steigende CO_2-Kosten und sinkende Stromerlöse auf. Die Variante F1 weist in der emissionsoptimierten Fahrweise stets höhere Kosten auf als in der kostenoptimierten Fahrweise. Die variablen Einsatzkosten, die sich zum Großteil aus den Strombezugskosten zusammensetzen, sind zwar geringer, allerdings entfallen die Stromerlöse aufgrund des reduzierten BHKW-Betriebs.

Die kostenoptimierte Variante F2 (low cost) zeichnet sich bis 2050 durch die geringsten spezifischen variablen Kosten aus. Die gegenüber der Variante F2 (low CO2) höheren Ausgaben für Brennstoff und CO_2-Emissionen werden hier durch Einnahmen aus der Stromvermarktung kompensiert, sodass das Fernwärmenetz in der Summe günstiger betrieben werden kann. Gegenüber der Variante F2 (low cost) führt die emissionsoptimierte Variante F2 (low CO2) bis 2050 trotz deutlich geringerer CO_2-Emissionen und damit verbundenen geringeren Kosten nur zu etwas höheren spezifischen variablen Kosten. Die emissionsoptimierte Fahrweise der Variante F2 dient folglich

als klimafreundlicher Kompromiss zwischen kosteneffizienter und nachhaltiger Fernwärmeerzeugung. In einem Fernwärmenetz, das zum Großteil auf stromintensive Technologien baut, sind zukünftig neben dem Strompreis auch immer mehr die Umlagen und Netzentgelte die Kostentreiber.

7.2 Metamodell: Optimierung des Gesamtsystems

Basierend auf den Modellierungen der verschiedenen Use-Cases wird eine integrierte Betrachtung der Einzel Use-Cases über ein Metamodell vorgenommen.

Dazu werden die aus den Use-Cases resultierenden spezifischen Ergebnisse je Einheit Last auf die jeweiligen Energiebedarfe in Rheinland-Pfalz angewendet, um so die Übertragung auf die dortigen Verhältnisse sicherzustellen. Wie auch schon zuvor angeführt, werden auch in diesem Metamodell nur die Einsatzvariablenkosten berücksichtigt. Sämtliche Investitions- und Finanzierungskosten, die beispielsweise im Zuge einer technischen Umrüstung der Use-Cases anfallen, sind nicht expliziter Gegenstand der Bewertung.

In Kapitel 9 wird eine Analyse der potenziellen Kosteneinsparungen durchgeführt, welche eine erste Einschätzung hinsichtlich der Amortisierung der Investitionen zur Umstellung der Technologien ermöglicht.

In Abhängigkeit der übergeordneten Optimierungsstrategien (Kostenoptimierung, Emissionsminimierung und Maximierung der Nutzung Überschussstrom) erfolgt die optimale Rekombination der abgebildeten Use-Cases und Technologievarianten auf Ebene des Gesamtsystems. Die Fotojahre werden jeweils unabhängig voneinander bewertet, d. h. die Wahl einer Technologievariante in einem Jahr hat keine Auswirkung auf die Wahl im nachfolgenden Fotojahr. Abbildung 105 zeigt den schematischen Aufbau des Metamodells.

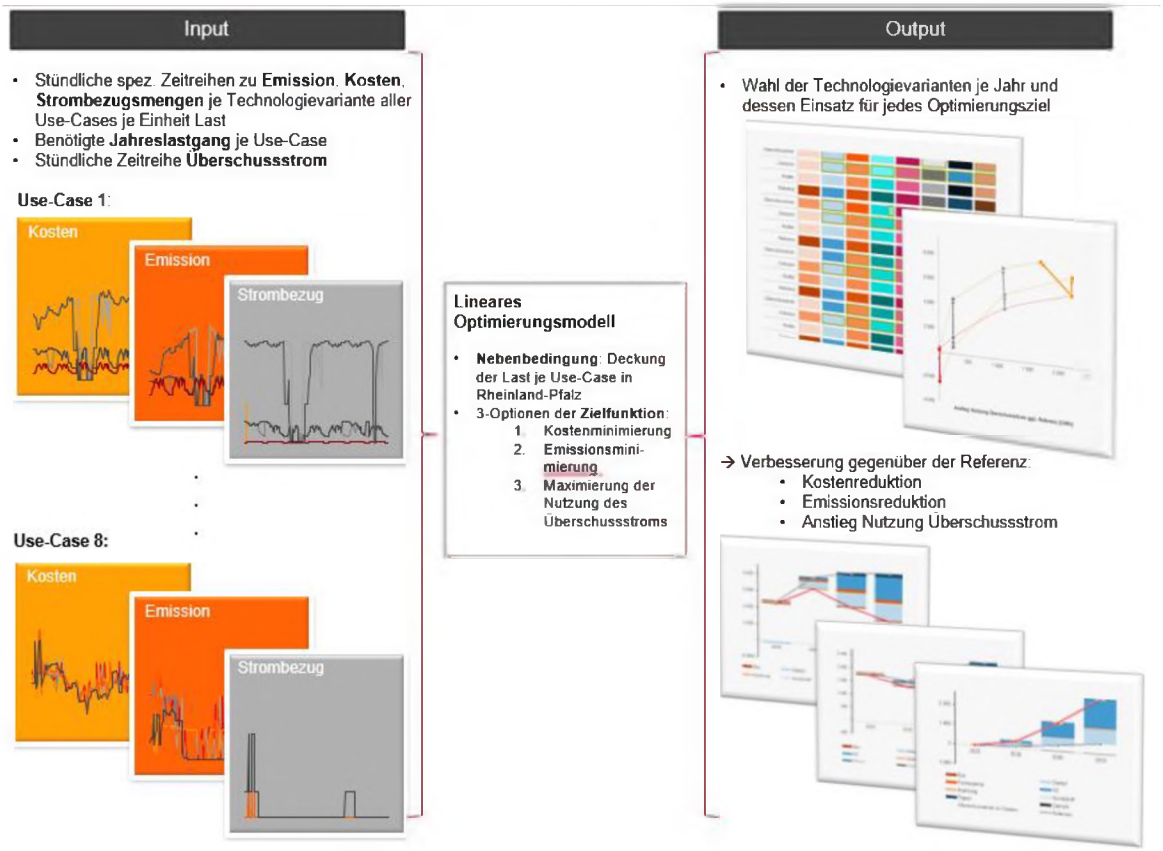


Abbildung 105: Metamodell Schema

Für das Metamodell werden die Ergebnisse der Use-Cases wie spezifische Emissionen, spezifische Kosten und die spezifischen Strombezugsmengen in stündlicher Auflösung als Eingangsgrößen herangezogen. Ebenso fließen die aus dem Energiemarktszenario abgeleiteten und auf Rheinland-Pfalz übertragenen Überschussstrommengen in das Modell mit ein. Allerdings findet hier keine Rückkopplung der Ergebnisse des Metamodells mit dem Energiemarktszenario statt, d. h. es wird nicht weiter untersucht, welche Auswirkungen der sich einstellende Mehrbedarf an Strom durch die Umgestaltung der Use-Cases auf die Erzeugungsseite hat. Projektionen der Use-Case spezifischen Entwicklung von Verbrauchslasten bilden auf Ebene von Rheinland-Pfalz weitere Restriktionen ab. Tabelle 10 fasst die wesentlichen Entwicklungsprojektionen zusammen.

Tabelle 10: Lastannahmeprognosen für Rheinland-Pfalz

Use-Case	Einheit	2020	2030	2030	2050
Papier	kt	1.600	1.634	1.638	1.588
Zement	kt	973	800	785	672
Kunststoff	kt	1.329	1.460	1.410	1.410
Wasserstoff	GWh	7.160	5.074	10.477	12.153
Dampf	GWh	16.937	15.691	13.371	13.171
Kühlung	Zyklenanzahl	1.000	1.000	1.000	1.000
Fern und Nah-wärme	GWh	1.045	1.330	1.499	1.417
ÖPNV	km	107.800.000	125.500.000	134.100.000	142.200.000

Neben den oben erwähnten Kosten, Emissionen und Strombezugsmengen finden weitere Parameter in die Modellierung Einzug. So sind die Use-Cases Wasserstoff und ÖPNV über die Wasserstoffmengen gekoppelt, d. h. die Einführung von Wasserstoffbussen führt entsprechend zu einer Erhöhung des prognostizierten Wasserstoffbedarfs in Rheinland-Pfalz. Gleiches gilt für die Dampfmengen der Use-Cases Kunststoff, Dampferzeugung und Wasserstofferzeugung. Wird für die Wasserstoffproduktion bspw. die Dampfreformierung gewählt, so können die dabei anfallenden Dampfmengen die Dampfbilanz schmälern, wohingegen die benötigten Dampfmengen der Kunststoffindustrie die Dampfbilanz erhöhen.

Die Zielfunktion der Optimierung des Metamodells wird in drei unterschiedlichen Ausprägungen durch die Kostenminimierung, Emissionsminimierung sowie Maximierung der Nutzung von Stromüberschüssen gebildet. Bei dem Ansatz der Emissionsminimierung werden die Technologievarianten und deren Fahrweise so gewählt, dass die Gesamtemissionen des betrachteten Systems über alle Use-Cases hinweg minimal sind, unabhängig des damit einhergehenden Kostenniveaus, und bilden damit eine Untergrenze der erreichbaren Emissionsreduktionen unter den modellierten Rahmenbedingungen ab. Gleiches gilt für den Ansatz der Maximierung der Nutzung von Stromüberschüssen, welcher auf eine Systemintegration potenziell nicht nutzbarer erneuerbarer Einspeisung abzielt. Abseits dieser jeweiligen Ausprägungsextrema bildet die Kostenoptimierung die ökonomisch sinnvollste Rekombination der Use-Cases ab. Da die Kostenoptimierung den Überschussstrom schon gänzlich integriert, liefern die Ergebnisse des Ansatzes der Maximierung der Nutzung von Stromüberschüssen keinen Mehrwert, auf deren Auswertung wird folglich in dieser Studie verzichtet.

7.2.1 Kostenoptimierung des Gesamtsystems

Bei einer Kostenoptimierung des Gesamtsystems werden aus den Technologievarianten und deren Fahrweise diejenigen gewählt, welche in Summe über modellierten Fotojahre und alle acht

abgebildeten Use-Cases die geringsten Kosten aufweisen. Nachfolgend werden Potenziale zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Nutzung von Erzeugungsüberschüssen aus Erneuerbaren Energien übergreifend quantifiziert. Dazu wird zunächst ein Referenzsystem festgelegt, welches den Entwicklungspfad der Use-Cases ausgehend vom Status quo und unter Ausblendung der Nutzung weiterer Technologievarianten je Use-Case beschreibt. Basierend auf einem Vergleich mit dem Referenzsystem kann die Wirkung der Einbindung flexibler und innovativer neuer Technologievarianten im Hinblick auf anfallende Emissionen und die Nutzung von Erzeugungsüberschüssen gezielt bewertet werden.

Abbildung 106 fasst die erhobenen Ergebnisse der Kostenoptimierung im Hinblick auf resultierende Kosten, Emissionen und der Integration von Überschussstrom zusammen. Dargestellt sind jeweils die absoluten Emissionen, Kosten und integrierten Strommengen für Referenz und Optimierungsfall als Linien. Des Weiteren wird über die gestapelten Balken die Zuordnung der Reduktionsmengen bzw. der Anstiege gegenüber der Referenz auf die Use-Cases gezeigt.

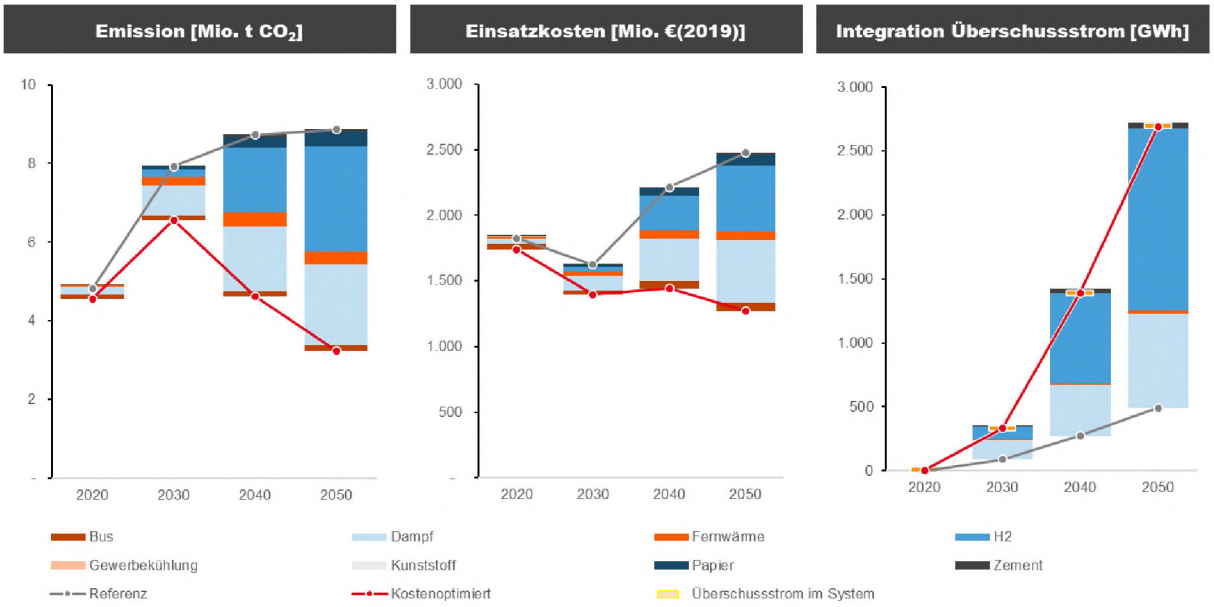


Abbildung 106: Entwicklung der Einsatzvariablenkosten, Emissionen und Integration von Stromüberschüssen durch den Einsatz von Flexibilisierungsoptionen

Durch die Umgestaltung der Use-Cases hin zur Integration von Flexibilitätsoptionen sinken die variablen Einsatzkosten gegenüber der Referenz (siehe Abbildung 106). Im Referenzfall sinken die Kosten bis 2030 zunächst ab, langfristig kommt es jedoch zu einem starken Anstieg. Durch den Einsatz von flexiblen Erzeugungskomponenten können die Kosten auch langfristig relativ konstant gehalten werden. Bei den flexibilisierten Technologievarianten, als Ergebnis der Kostenminimierung, handelt es sich um:

- ÖPNV Ö1/Ö2: Batterie- bzw. Brennstoffzellenbusse
- Dampf D1: GuD mit Dampf- und E-Kessel
- Fernwärmenetz F2: mit großem Speicher, WP und Solarthermie und E-Kessel
- Wasserstoff W2: Bivalentes System mit Dampfreformer und Elektrolyse
- Gewerbekühlung G1: mit Demand-Side-Management
- Kunststoff K1: Bivalentes System mit Steam Cracker und elektrisch beheiztem Cracker
- Papier P3/P1: mit E-Kessel und Infrarotheizung
- Zement Z2: Plasmaofen und elektrischer Ofen

Der Einsatz der gewählten Systeme ist stets kostenoptimal (vgl. hierzu auch Abbildung 109).

Das größte Einsparpotenzial zeichnet sich bei der Dampf- und Wasserstoffproduktion ab. Da hier durch die Ergänzung des bestehenden Referenzsystems mit E-Kessel bzw. Elektrolyseur die Strompreisschwankungen optimal ausgenutzt werden können und zudem die prognostizierten Lasten im Vergleich zu den anderen Use-Cases sehr hoch sind und damit mehr ins Gewicht fallen.

Neben den Kosten nehmen auch die Emissionen stark ab, sie können im Jahr 2050 um 63 % gegenüber der Referenz reduziert werden. Den größten Beitrag leistet auch hier die Industrie mit der Wasserstoff- und Dampferzeugung (s. Abbildung 106 (links)), da sie durch den erhöhten Elektrifizierungsgrad ein hohes spezifisches Einsparpotenzial aufweisen und bedingt durch die hohen Lastprognosen relativ viel Einfluss haben. Bis 2030 steigen die Emissionen des betrachteten Gesamtsystems sowohl in der Referenz als auch bei der Kostenminimierung an, was auf die Use-Cases Fernwärme, Dampf und Papier zurückzuführen ist. In diesen Use-Cases wurden Stromerzeuger (GuD, BHKW) modelliert, deren Strom nicht nur zur Eigennutzung verwendet wird, sondern alternativ auch in das Stromnetz eingespeist werden kann. Für den eingespeisten Strom ist eine Emissionsgutschrift veranschlagt. Da die Emissionen des deutschen Strommixes im Zeitverlauf rückläufig sind, sinkt auch die Gutschrift, was seinerseits in einem bilanziellen Anstieg der Emissionen resultiert (siehe dazu Abbildung 56).

Durch die technische Umgestaltung der Use-Cases kann mehr Überschussstrom integriert werden (s. Abbildung 106 (rechts)). Dies wird insbesondere über die oben beschriebene Modellierung des festgelegten regulatorischen Rahmens forciert. Ermittelte Erzeugungsüberschüsse des Strommarktes können auf Ebene von Rheinland-Pfalz nahezu vollumfänglich in den modellierten Use-Cases integriert werden (siehe 5.3). Damit einhergehend ist aber ein deutlicher Anstieg des Strom-

bedarfs in Rheinland-Pfalz, verbunden auch außerhalb der Stunden mit EE-Überschüssen. Würden die anderen Bundesländer ähnlich agieren, führte dies zu einem Anstieg des Strombedarfs von Deutschland und damit zu einem veränderten Strommix und somit zu anderen Strompreisen und Emissionen. Die Aufteilung des Überschussstroms auf die Use-Cases erfolgt auf Stundenbasis. Dabei wird der Überschussstrom einer Stunde prozentual auf den Strombezugsanteil des jeweiligen Use-Cases angerechnet. Je mehr Use-Cases in einer solchen Stunde Strom beziehen, desto kleiner wird der Anteil, der einem speziellen Use-Case zugerechnet wird. Die Use-Cases Dampf und Wasserstoff liefern auch hier einen starken Beitrag.

7.2.2 Emissionsoptimierung des Gesamtsystems

Analog zur vorangehend beschriebenen Vorgehensweise erfolgt nachfolgend die Auswertung für den emissionsoptimierten Ansatz. Bei der Wahl der Technologievarianten und deren Einsatz spielen die Kostenkomponenten hier nur eine sekundäre Rolle. Gegenüber einer Kostenminimierung können somit zusätzliche Emissionsreduktionspotenziale aufgezeigt werden. Die Ergebnisse dieses Ansatzes sind in Abbildung 107 visualisiert. Die Auswahl der Technologievarianten ist größtenteils dieselbe wie bei der Kostenminimierung nur mit emissionsoptimierter Fahrweise (zur Auswahl der Varianten siehe auch Abbildung 109) .

Gegenüber der Referenz können die Emissionen bis zum Jahr 2050 um 8 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalente eingesenkt werden, d. h. um 2,4 Mio. t mehr als bei der Kostenminimierung. Den größten Beitrag leisten auch hier die Use-Cases der Wasserstoff- und Dampferzeugung, gefolgt von den Use-Cases Papier und Fernwärme (s. Abbildung 107 (links)). Im Gegensatz zu dem kostenminimierenden Ansatz sinken die Emissionen bereits 2030 gegenüber dem Startjahr 2020.

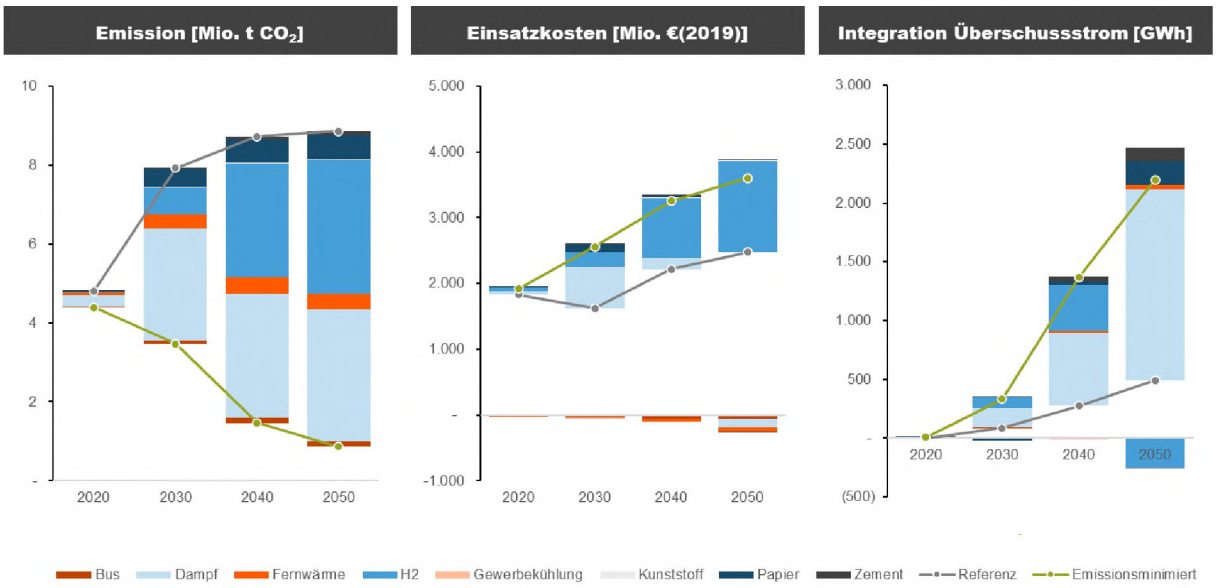


Abbildung 107: Entwicklung der Einsatzvariablenkosten, der Emissionen und Integration von Stromüberschüssen bei einem emissionsminimierten Einsatz

Eine emissionsmindernde Technologiewahl und Fahrweise zieht allerdings auch einen Anstieg der variablen Kosten gegenüber dem Referenzsystem nach sich (s. Abbildung 107 (Mitte)). Die Use-Cases, die höhere Kosten als in der Referenz aufweisen, sind zwischen den Linien im positiven Bereich der Abbildung dargestellt, die Use-Cases die gegenüber der Referenz geringere Kosten aufweisen, im negativen Bereich. Im Jahr 2030 ist v. a. die Dampferzeugung der Kostentreiber. Langfristig sind die Dampferzeugungskosten jedoch geringer als in der Referenz, da auf ein flexibleres System umgestellt wird und der sinkende Strompreis den ansteigenden Gas- und CO_2-Preisen in der Referenzvariante gegenübergestellt wird (vergleiche hierzu Abbildung 98). Im Jahr 2040 und 2050 führt die Wasserstoffproduktion bzw. der Import zu höheren Kosten. Die hohen Importkosten könnten durch Erzeugung des Wasserstoffs mit heimischen Elektrolyseuren in Überschussstromstunden von 2.151 Mio. € im Jahr 2050 auf 1.344 Mio.€ reduziert werden, ohne einen Emissionsanstieg zu erhalten. Dies entspräche einem Kostenanstieg des Use-Case Wasserstoff gegenüber der Referenz von 584 Mio. €, statt hier ausgewiesenen 1.391 Mio. €. Der ÖPNV und die Fernwärme weisen in allen Jahren eine Kostenreduktion gegenüber der Referenz aus. Ihr Anteil an der Summe der Einsatzvariablenkosten ist allerdings relativ niedrig, so dass Rückwirkungen als relativ gering einzustufen sind.

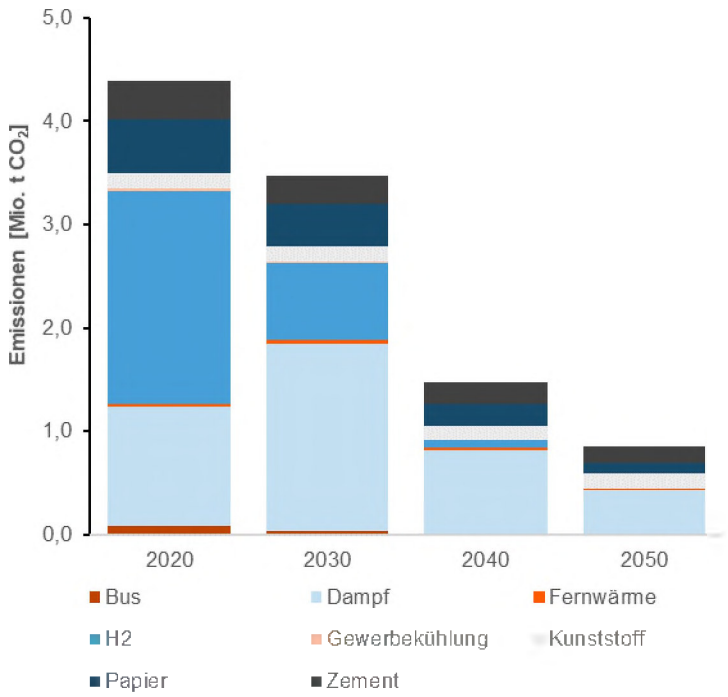


Abbildung 108: Entwicklung der Emissionen in einem emissionsoptimierten System

Wie die obigen Auswertungen zeigen, können die Emissionen stark reduziert werden, allerdings verbleiben noch Emissionen im System; deren Verteilung und Zuordnung zu den Use-Cases ist in Abbildung 108 dargestellt. Durch die Möglichkeit, im Jahr 2050 grünen Wasserstoff zu importieren, anstatt ihn selbst zu erzeugen, sind dessen Emissionen mit null bilanziert und folglich die Emissionen des ÖPNV Use-Cases durch die Wahl der Brennstoffzellen Busse ebenso. Fernwärme und Kühlung weisen nur noch sehr geringe Emissionen auf. Bei einer weitreichenderen Umgestaltung des Stromsektors könnte hier ebenso CO_2-Neutralität erreicht werden.

94 % der Emissionen in der Dampferzeugung im Jahr 2050 gehen auf den Elektrodenkessel und den anzulegenden Emissionsfaktor des Strommixes zurück. Die restlichen Emissionen in der Dampferzeugung werden durch den Einsatz von Gas- und Dampfkraftwerk und Dampfkessel hervorgerufen, die weiterhin 1 % der Dampflast decken, da der Grenzemissionsfaktor[110] des Gas- und Dampfkraftwerks in ca. 80 Stunden unterhalb der Grenzemissionen des Elektrodenkessels liegt (vergleiche hierzu auch Abbildung 95 und Abbildung 98). Entsprechendes gilt für die Papierproduktion (vergl. Anhang 8 im Anhang), in der im Jahr 2050 noch 1 % des benötigten Dampfes durch ein Gas- und Dampfkraftwerk bereitgestellt werden.

Weitere geringe Restemissionen werden in den unterschiedlichen Industriezweigen emittiert. Hier sind vor allen Dingen die prozessimmanenten CO_2-Emissionen in der Zement- und Kalkindustrie zu nennen, welche im bzw. durch den Herstellungsprozess selbst entstehen, 87 % der Emissionen in 2050 in der Zementherstellung werden durch den Calcinator verursacht, 12 % durch Strom, und die restlichen Emissionen durch sonstige Brennstoffe, vergleiche hierzu Kapitel 6.4 auf Seite 115.

Die Nutzung des Überschussstroms in einem emissionsoptimierten System kann ebenso weiter gesteigert werden. Freiheitsgrade in der inländischen Herstellung von „grünem“ Wasserstoff entfallen jedoch mit dem weitreichenden Import der benötigten Mengen. Aufgrund der Zuordnung des Überschussstroms nach den Strombezugsanteilen der einzelnen Use-Cases, kann es passieren, dass in dem emissionsoptimierten Szenario einem Use-Case beispielsweise weniger Überschussstrom zugeteilt wird als bei der Referenz. Dafür gibt es zwei Gründe: Zum einem es gibt mehr Konkurrenz, der Überschussstrom wird auf mehr Use-Cases aufgeteilt, zum anderen ein Use-Case verbraucht weniger Strom, als in der Referenz und bekommt dadurch weniger Überschussstrom zugewiesen.

Im Resultat können so im Jahr 2040 nur 98 % und im Jahr 2050 nur 81 % der überschüssigen Strommengen integriert werden. Da über 50 % des Strombedarfs auf die Dampferzeugung zurückgehen, sind hier Potenzial und Ansatzpunkte am größten.

[110] Als Grenzemissionsfaktor wird der Emissionsfaktor je erzeugter Einheit Last (hier: Dampf) mit der jeweiligen Technologie bezeichnet.

7.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse des Meta-Modells

Eine Zusammenfassung der Wahl und des Einsatzes der Technologievarianten je Optimierungsansatz ist in Abbildung 109 dargestellt. Mit Ausnahme von der Gewerbekühlung wird in keinem Use-Case und mit keinem der drei Optimierungsansätze die Referenz als optimal gewählt. Dies deutet darauf hin, dass eine Fortführung des Status-quo weder aus ökonomischer noch ökologischer Sicht erstrebenswert ist. In dem kostenminimierenden Ansatz werden Technologievarianten mit einem kostenoptimalen Einsatz gewählt, bei einem emissionsminimierenden Ansatz Technologievarianten mit emissionsminimierendem Einsatz.

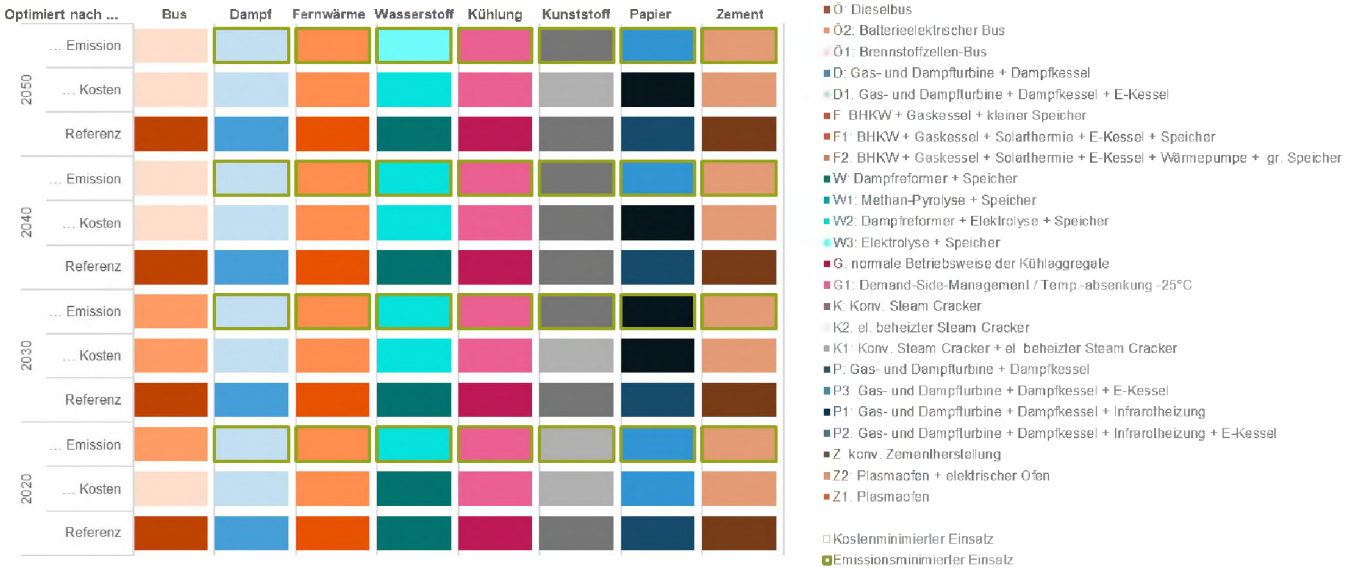


Abbildung 109: Auswahl und Einsatz der Technologievarianten nach Optimierungsziel

Abbildung 110 stellt die Einsparpotenziale an Emissionen und den Anstieg der Nutzung des Überschussstroms im abgebildeten System dar. Je nach Optimierungsziel variieren die resultierenden Potenziale.

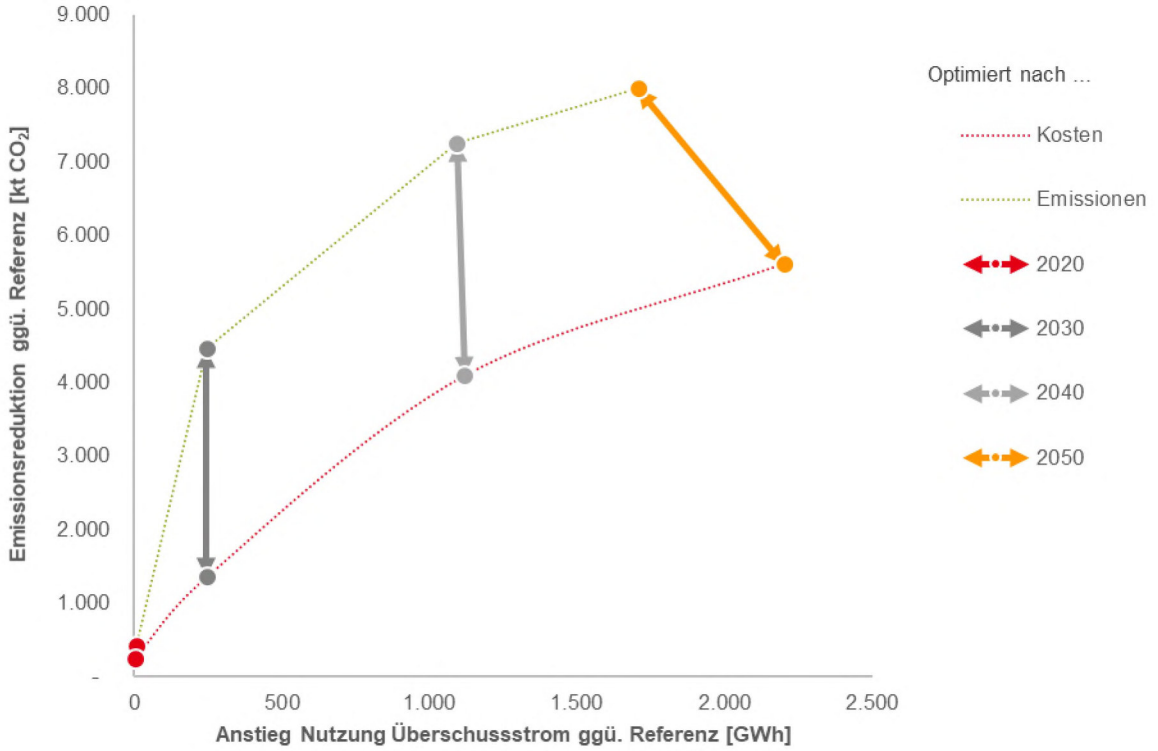


Abbildung 110: Emissionsreduktion vs. Anstieg Nutzung Überschussstrom gegenüber dem Referenzsystem

Der Kostenminimierungspfad (rote Linie) stellt die wirtschaftlichste Variante dar, wohingegen der Emissionsminimierungspfad (grüne Linie) als maximale Emissionsreduktionsgrenze interpretiert werden kann. Das Einsparpotenzial an Emissionen nimmt optimierungsübergreifend über die Jahre zu. Gleiches gilt im Kontext des Marktszenarios auch für die Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom. Das Einsparpotenzial durch eine emissionsoptimierte Fahrweise gegenüber einer kostenoptimierten Fahrweise beträgt in den Jahren 2030, 2040 und 2050 jeweils ca. 3.000 kt CO_2. Gegenüber dem Referenzsystem bedeutet dies eine Reduktion der Emissionen um 56 % im Jahr 2030, um 83 % im Jahr 2040 bzw. um 90 % im Jahr 2050. Die im System verbliebenen Emissionen sind, wie in den vorangegangenen Auswertungen beschrieben, zum Großteil auf die Emissionen des Stromsektors zurückzuführen und können nur durch eine vollumfängliche Dekarbonisierung des Stromsektors eliminiert werden (vgl. auch Abbildung 108). Der erzielbare Anstieg der Nutzung des Überschussstroms ist in der kostenminimierenden bereits ausgereizt. Weitreichende Potenziale können bereits durch Korrelationen des Residuallastverlaufs mit dem Strompreis und durch Umlagenbefreiung von Strombezügen in Stunden mit Erzeugungsüberschüssen gehoben werden.

Der Strombedarf für Rheinland-Pfalz sowie die modellierten Stromüberschüsse durch nicht nutzbaren EE-Strom für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 sind in Abbildung 111 dargestellt.

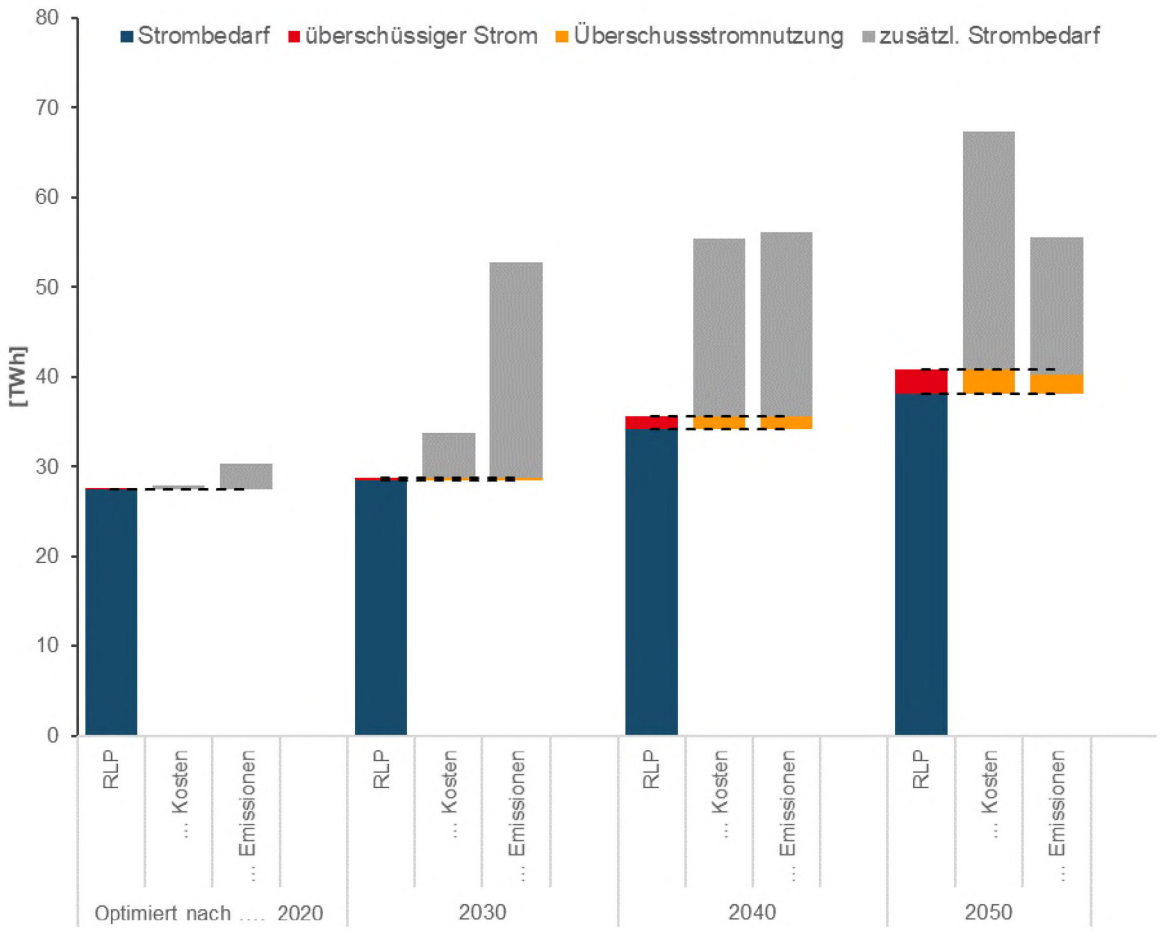


Abbildung 111: Strombedarf in Rheinland-Pfalz und dessen Anstieg durch Umgestaltung der Use-Cases

Dem gegenübergestellt ist der integrierbare Überschussstrom und der damit verbundene Anstieg des Strombedarfs im Falle einer Nutzung der Technologievarianten zur Flexibilisierung. Da der Überschussstrom in einzelnen Stunden bzw. über einzelne Zeiträume verteilt auftritt, bedeutet ein grundlegender Anstieg des jährlicher Strombedarfs nicht, dass die überschüssigen Stromerzeugungsmengen auch unmittelbar und vollumfänglich genutzt werden können (siehe dazu auch Abbildung 60). In der Konsequenz zieht eine vollumfängliche Integration von erneuerbarer Überschussstromerzeugung auch einen sehr starken Anstieg des Strombedarfs nach sich, da die strombasierten Technologievarianten den Strom auch in Zeiten ohne Überschüsse beziehen müssen. Dieser Anstieg ist ein Vielfaches der integrierten Überschussmenge. Je nach Optimierungsziel steigt der zusätzlich benötigte Strom in unterschiedlichem Maße. In einem kostenoptimierten System ist der Anstieg am größten, hier werden bis zu 70 % mehr Strom in Rheinland-Pfalz benötigt. In einem emissionsoptimierten System fällt der zusätzliche Strombedarf aufgrund des importierten Wasserstoffs etwas geringer aus als in den übrigen Optimierungsvarianten, allerdings können

dadurch dann auch nicht 100 % des Stromüberschusses integriert werden. Die Auswirkungen dieses erhöhten Strombedarfs und damit die Rückkopplung auf das Energiemarktszenario und der damit verbundene Strompreis- und Emissionsanstieg werden in dieser Studie nicht untersucht.

Die Use-Cases können langfristig so umgestaltet werden, dass die verbliebenen Emissionen zum Großteil strombasiert sind, wie hoch diese Emissionen dann ausfallen, ist von dem dann vorherrschenden Strommix abhängig. Die Strompreise und deren Korrelation zur Residuallast und damit verbunden zu den Überschussstrommengen sowie die Anpassung des regulatorischen Rahmens entsprechend der in dieser Studie gewählten Prämissen zum Umgang mit Stromüberschüssen reicht aus, um den Überschussstrom zu integrieren.

8 CO_2-EINSPARUNG UND ENERGIEBILANZ

8.1 Zielstellung

Die in den vorherigen APs entwickelten Innovationsstrategien führen zu unterschiedlichen Entwicklungspfaden möglicher Flexibilitätsoptionen. Diesen Entwicklungen werden hier ihre CO_2-Einsparungen zugerechnet. Im Ergebnis werden so die CO_2-Einsparungen, welche sich aus der Verknüpfung von innovativen Speicherkonzepten mit anderen Energiesystemen (z. B. Strom, Nah- und Fernwärme, industrielle Abwärme, Gas) ergeben, dargestellt. Des Weiteren werden die Entwicklungspfade bzw. die Flexibilitätsoptionen aus dem in Kapitel 7.2 beschriebenen Metamodell beschrieben.

8.2 Methodisches Vorgehen

Die Bestimmung der möglichen Minderung von CO_2-Emissionen erfolgt durch einen Szenarienvergleich zwischen den verschiedenen Optimierungen des Metamodells. Dazu werden die Ergebnisse der Arbeitspakete 2, 4 und 5 herangezogen.

Mit Annahmen, für die aufgrund der verstärkten Nutzung von Flexibilitätsoptionen substituierbaren Primärenergieverbräuche lässt, sich dann jeweils ein Mengengerüst in Form einer Energiebilanz konstruieren. Aus der Energiebilanz und den Ergebnissen der Marktsimulation (z. B. für den Strommix) lassen sich dann für drei Vergleichsfälle bzw. Optimierungen die resultierenden CO_2-Emissionen berechnen. Daraus können die Beiträge von Sektorkopplung in Rheinland-Pfalz zur CO_2-Minderung und ihre Bedeutung zur Erreichung der Klimaschutzziele des Landes abgeschätzt werden. Hierbei wird zusätzlich zu den CO_2-Minderungspotenzialen auch auf die Kosten der optimierten Szenarioergebnisse eingegangen und diese miteinander verglichen.

Eine Ermittlung individueller CO_2-Minderungswirkungen für einzelne Technologieoptionen ist nur in ausgewählter Form vorgesehen. Des Weiteren wird die Bedeutung der Ergebnisse, hinsichtlich ihrer Kosten, der Entwicklung der Emissionsmengen, der THG-Minderungsziele von Rheinland-Pfalz, und hinsichtlich der Frage, was sie für reale Handlungsbedarfe bzw. Maßnahmen nach sich zieht, herausgestellt.

8.3 Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Use-Cases des RLP-Flex-Szenarios sowie ihrer Optimierungen im Hinblick auf die Zielsetzungen des Landes dargestellt und diskutiert (vgl. bei Bedarf Kapitel 6). Dazu werden zunächst kurz die wesentlichen Unterschiede des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten RLP-Flex-Szenarios gegenüber dem „alten" RLP-Szenario aus dem Klimaschutzkonzept von Rheinland-Pfalz aus dem Jahr 2015 aufgezeigt.

Im Anschluss wird erörtert, inwiefern die Ergebnisse der Optimierungen der Use-Cases kompatibel mit den Treibhausgaszielen (THG-Zielen) des Landes Rheinland-Pfalz sind. Anschließend wird in Unterabschnitt 8.3.4 an einigen Fallbeispielen die Ergebniswerte aus den Optimierungen in reale Mengen bzw. Anlagenkapazitäten umgerechnet und eingeordnet.

Die folgende Diskussion bezieht sich auf die Ergebnisse des Metamodells hinsichtlich einer Kostenminimierung und einer Emissionsminimierung. Der Referenzpfad des Metamodells wird hier nicht berücksichtigt, da er eine Fortschreibung des aktuellen Technologieportfolios darstellt und somit zu wenig Ambition und Wirkung auf die THG-Reduzierung besitzt. Die Beschreibung sowie die Ergebnisse der Optimierungen des Gesamtsystems sind in Abschnitt 7.2 dargestellt.

8.3.1 Unterschiede zwischen dem RLP-Flex-Szenario und den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes von Rheinland-Pfalz

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte RLP-Szenario für Rheinland-Pfalz baut auf den im Jahr 2015 für das Klimaschutzkonzept entwickelten Szenarien (KSK-Szenarien) für das Land Rheinland-Pfalz auf (vgl. Abschnitt 4.2). Im Kern beinhaltet es eine Szenariofortschreibung aufgrund der angenommenen Entwicklungen in Deutschland und Europa, welche im Wesentlichen auf die im Jahr 2018 veröffentlichte Studie „*Klimaschutzpfade für Deutschland*" vom Bundesverband der Deutschen Industrie beruht. Im Folgenden wird kurz auf die ausschlaggebenden Änderungen zwischen den Szenarien für das Klimaschutzkonzept aus dem Jahr 2015 und dem RLP-Flex-Szenario (im folgenden auch Szenariofortschreibung genannt) eingegangen. Einen umfassenderen Überblick über das Szenario und seine Ergebnisse bieten die Abschnitte 4.2 und 4.4.

Bezogen auf die Grunddeterminanten der Szenarien sind die Unterschiede in der Bevölkerungsentwicklung zu beachten. Während für die Bevölkerungsentwicklung zwischen dem Jahr 2020 und

dem Jahr 2050 in den KSK-Szenarien ein Rückgang von mehr als 16 % unterstellt wird, werden im gleichen Zeitraum in der Szenariofortschreibung lediglich 6 % angenommen (s. auch Tabelle 3). Andere Grundfaktoren weisen dagegen nur moderate Änderungen auf. An dieser Stelle ist z. B. die geringere Steigerung der Pro-Kopf-Wohnfläche in der Szenariofortschreibung zu nennen, welche mit 10 m^2 pro Person bis in das Jahr 2050 dennoch nicht zu vernachlässigen ist.

Bezogen auf die Sektorkopplung ist als zentraler Unterschied der deutlich höhere Grad an Elektrifizierung in allen Sektoren zu nennen. Die verstärkte Elektrifizierung spiegelt sich z. B. in der größeren Anzahl von elektrischen Endgeräten pro Haushalt und an dem 75 %-igen Anteil von batteriebetriebenen Pkw an der Gesamt-Pkw-Flotte in 2050 wieder (vgl. auch Abbildung 33). Ein weiteres Einsatzfeld der Elektrifizierung ist die Wärmebereitstellung in der Industrie durch den Einsatz von Elektrodenkessel und Hochtemperatur-Wärmepumpen, welche aber auch in den Haushalten durch den Einsatz von Niedertemperatur-Wärmepumpen zu finden ist.

Die deutliche Zunahme der Elektrifizierung im RLP-Szenario gegenüber den KSK-Szenarien bedeutet jedoch nicht eine signifikant gestiegene Stromnachfrage in der Zukunft. Die Stromnachfrage von Rheinland-Pfalz steigt im Vergleich zum heutigen Stand nur geringfügig bis zum Jahr 2050, was im Wesentlichen auf die ambitionierten Effizienzsteigerungen aller Technologien zurückzuführen ist – die Effizienzsteigerungen sind für jede Technologie unterschiedlich veranschlagt.[111] Beispielhaft sind in diesem Zusammenhang die ambitionierte Sanierungsrate und -tiefe sowie der hohe Anteil an Neubauten mit Passivhausstandard ab 2030 zu nennen. Die durchschnittliche Sanierungsrate beziffert sich auf 1,9 %/a, welche nahezu einer Verdopplung gegenüber dem heutigen Durchschnitt von etwa 1 %/a bedeutet. Ein deutlich effizienterer Gebäudebestand verringert den gesamten Strombedarf, da zukünftig vermehrt mit Niedertemperatur-Wärmepumpen geheizt wird. So kommt es, dass zwar der vermehrte Einsatz von strombetriebenen Wärmepumpen die Nachfrage nach Strom für den Anwendungsbereich Raumwärme und Warmwasserbereitung erhöht, diese Erhöhung jedoch nicht so stark ist, wie es der Fall wäre, wenn sich der Effizienzstandard im Gebäudebestand und bei Neubauten nicht verbessert.

Für eine erfolgreiche Transformation hin zu einer CO_2-neutralen Welt muss der zusätzliche Strombedarf nahezu vollständig aus erneuerbaren Energiequellen stammen – siehe auch die Entwicklung des deutschen Kraftwerkparks in Abbildung 41. Denn ansonsten würde eine Verdrängung anderer Energieträger (Gas und Öl) aus Klimaschutzgründen keinen Sinn ergeben. So ist in den nächsten 10 Jahren ein besonders starker Zubau an Erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz in der Szenariofortschreibung hinterlegt, welcher sich mit dem Zielwert der KSK-Szenarien deckt.

[111] Eigene Annahmen und vgl. BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, abrufbar unter: https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf

Laut Ausbaukorridor des Szenarios RLP-Flex müssten 3 GW Photovoltaik, aktuell mit einer Kapazität von 2,5 GW in 2019, und 3,6 GW Onshore-Windkraft (2019 3,9 GW) in den 2020ern in Rheinland-Pfalz hinzugebaut werden (s. auch Abbildung 36). Das bedeutet in etwa eine Verdopplung der Kapazität der Photovoltaik und Onshore-Windkraft von aktuell ca. 7 GW auf knapp 14 GW bis 2030, was angesichts der aktuell stagnierenden Ausbauzahlen beim Windkraftausbau in Deutschland eine Herausforderung darstellt (siehe Kapitel 4).

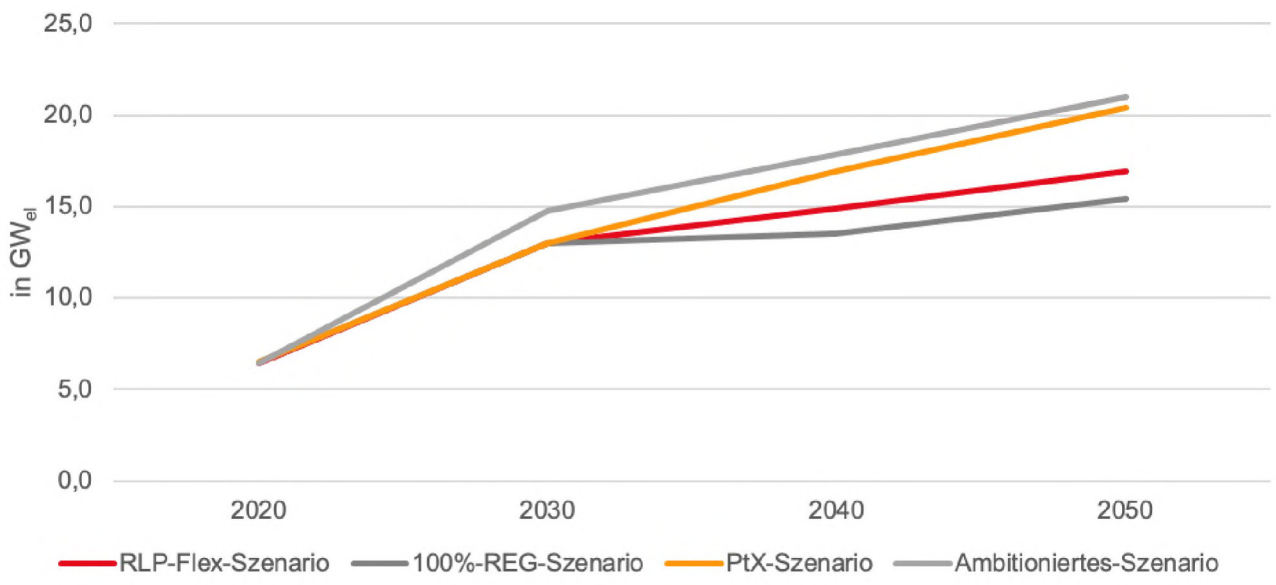


Abbildung 112: Kumulierte PV- und Onshore-Windkraft Kapazitäten, als wesentliche erneuerbare Energiequellen in Rheinland-Pfalz, der KSK-Szenarien und des RLP-Flex-Szenarios

Für das Stützjahr 2040 und das Zieljahr 2050 liegt der Ausbau der Erneuerbaren Energien im RLP-Flex-Szenario zwischen den veranschlagten Ausbaukapazitäten der beiden KSK-Szenarien. Dabei ist das PtX-Szenario aus dem KSK deutlich ehrgeiziger als das entsprechende 100%-REG-Szenario. Das RLP-Flex-Szenario kommt im Vergleich zum PtX-Szenario zu einem deutlich niedrigeren EE-Ausbau und liegt nur moderat über dem des 100%-REG-Szenarios (vgl. auch Abbildung 112).

8.3.2 Kompatibilität der Use-Cases mit den Klimaschutzzielen von RLP

In diesem Unterabschnitt wird darauf eingegangen, inwiefern die modellgestützt ermittelten THG-Emissionen der Use-Cases (s. Kapitel 7) kompatibel zu den Klimaschutzzielen des Landes Rheinland-Pfalz sind.

Das aktuelle Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz aus dem Jahr 2020[112] zielt darauf ab, die gesamten THG-Emissionen des Bundeslandes bis zum Jahr 2050 um 100 %, mindestens aber um 90 %, gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken[113]. Im Referenzjahr 1990 betrugen die jährlichen THG-Emissionen insgesamt 52,78 Mio. t CO_2. Im Jahr 2015 waren es ca. 33,2 Mio. t CO_2, was einer Reduzierung des Gesamtausstoßes von ca. 37 % entspricht. In Bezug auf das Mindestziel (minus 90 % der THG-Emissionen gegenüber 1990) dürften im Jahr 2050 folglich von allen Sektoren insgesamt maximal nur noch rd. 5,3 Mio. t CO_2 pro Jahr emittiert werden.

Um das Mindestziel zu erreichen muss, ausgehend vom Referenzjahr 1990, ab dem Jahr 2015 noch eine weitere Gesamtreduzierung um etwa 53 % (ca. 27,9 Mio. t CO_2), was einer jährlichen Minderungsrate von mindestens 1,5 % entspricht, erreicht werden. Die jährliche Minderungsrate liegt hierbei in etwa gleich hoch wie in den vorangegangenen 25 Jahren. Da für den Klimaschutz die kumulierten Emissionen (Budgetansatz) entscheidend sind, sollten die Minderungen zu Beginn allerdings deutlich stärker ausfallen, um die Klimaschutzziele sicher erreichen zu können.

Nach der **Kostenoptimierung** der Use-Cases werden im Jahr 2050 durch sie allein im Rahmen des zugrundeliegenden Energiemarktszenarios noch etwa 3,2 Mio. t CO_2 emittiert. Dieser Wert erscheint zunächst sehr hoch, es muss aber berücksichtigt werden, dass die Emissionsberechnung der Use-Cases in einer modellierten Welt mit verbliebenen Restemissionen im Stromsektor von durchschnittlich ca. 27,5 g CO_2/kWh und in einer Welt mit ausschließlich konventionellem Gas erfolgt. Eine Einbettung der Use-Cases in eine 100 % erneuerbaren Welt würde hier auch zu niedrigeren Emissionen führen. Unter der Annahme, dass das Land Rheinland-Pfalz sein selbstgestecktes Klimaschutzziel erreichen möchte, würden die Use-Cases in dem gewählten Energiemarktszenario über 60 % der maximal zu emittierenden THG-Emissionsmenge von 5,3 Mio. t CO_2 im Jahr 2050 ausmachen. Für alle übrigen Sektoren (z. B. die Land- und Forstwirtschaft und der Großteil des Verkehrssektors) würden noch 2,1 Mio. t CO_2 pro Jahr verbleiben. Vielmehr muss auch der komplette bundesweite Stromsektor umgestaltet werden. Darüber hinaus benötigt es weiterer politischer Maßnahmen und Anreize, um Industriezweige umzugestalten - ein rein betriebswirtschaftlicher Kostenanreiz reicht nicht aus. In den aktuellen ambitionierten Klimaschutzszenarien (z. B. die 95%-Pfade aus der Studie „*Klimapfade für Deutschland*" vom Bundesverband der Deutschen Industrie sowie der Studie „*Klimaneutrales Deutschland*" von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität) wird in der Regel von einer fast vollständigen Dekarbo-

[112] Quelle: Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz (2020), abrufbar unter: https://mueef.rlp.de/en/themen/klima-und-ressourcenschutz/klimaschutz/klimaschutzkonzept

[113] Quelle: Klimaschutzbericht des Landes Rheinland-Pfalz – Zusammenfassende Berichterstattung 2017, abrufbar unter: https://dokumente.landtag.rlp.de/landtag/drucksachen/6963-17.pdf

nisierung des dem Industrie- und Energiesektors im Jahr 2050 ausgegangen. Der kleine Restsockel an THG-Emissionen, welcher im Jahr 2050 noch ausgestoßen werden darf, findet sich vor allen Dingen in der Land- und Forstwirtschaft wieder.

In den Ergebnissen der **Emissionsminimierung** sinken die jährlichen THG-Emissionen der Use-Cases auf 0,9 Mio. t CO_2. Dies entspricht einer deutlichen Minderung gegenüber der kostenminimalen Optimierung um ca. 2,3 Mio. t CO_2. Die noch verbleibenden THG Emissionen der Use-Cases im Jahr 2050 entstehen durch:

- die nicht vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors, aufgrund eines verbleibenden Emissionsfaktors von durchschnittlich ca. 27,5 g CO_2/kWh in der Stromerzeugung (siehe Abbildung 56)
- die Verwendung von konventionellem Erdgas (vor allen Dingen in der Dampferzeugung) sowie
- die prozessbedingten THG-Emissionen aus der Zement- und Kalkindustrie.

Der im Energiemarktszenario auch langfristig noch verbleibende Emissionsfaktor führt aufgrund der hohen Elektrifizierung der Sektoren und Anwendungen in Rheinland-Pfalz noch bis in das Jahr 2050 zu THG-Emissionen.

Zudem entfällt etwa die Hälfte der THG-Emissionen im Jahr 2050 noch auf die Dampferzeugung. Diese THG-Emissionen sind zum einen auf den Einsatz von konventionellem Erdgas, welches weiterhin in GuD-Anlagen verfeuert wird, und zum anderen auf den Stromverbrauch von Elektrodenkesseln zurückzuführen (s. o.). Der Einsatz von synthetischen Gasen und/oder „grünem“ Wasserstoff zur Substitution von zu mindestens einem geringen Anteil des fossilen Erdgases, wie er teilweise in dem RLP-Flex-Szenario vorgesehen ist, wird in den Optimierungen nicht angenommen.

Weitere geringe Restemissionen werden in den unterschiedlichen Industriezweigen emittiert. Hier sind vor allen Dingen die prozessimmanenten CO_2-Emissionen in der Zement- und Kalkindustrie zu nennen, welche im bzw. durch den Herstellungsprozess selbst entstehen. Hier ist mittel- bis langfristig keine Substitution der Stoffe absehbar, so dass im Zweifel über eine CO_2-Abscheidung in diesen ausgewählten Industrieprozessen nachgedacht werden müsste.

Unter Berücksichtigung der hier erwähnten Punkte könnte in den modellierten Industriezweigen CO_2-Neutralität erzeugt werden und somit der Weg zur Erreichung des Klimaschutzziels von 90 % geebnet werden.

Es ist zu bedenken, dass wenn die THG-Ziele für 2050 erreicht werden, auch nach 2050 noch nicht Schluss ist und die weitere Reduktion auf Netto-Null-Emissionen noch aussteht. Daher ist es angezeigt, möglichst zeitnah einen ehrgeizigeren Klimaschutzpfad anzugehen und dann tatsächlich

zu beschreiten, um sich so früh wie möglich dem Mindestziel von 90 % anzunähern. So würde genug Zeit verbleiben, um sich den übrigen Themen bzw. Sektoren zu widmen. Dabei sollte vor den vermeintlich „hohen“ Kosten heute nicht zurückgeschreckt werden, da die Folgekosten für Nichterreichen der Ziele voraussichtlich höher sein werden als die möglichen Einsparungen durch einen zu wenig ambitionierten und damit unsichereren Weg. Vielleicht erscheinen uns nur aus heutiger Perspektive die Gesamtkosten für eine Transformation hin zu einem nachhaltigen Gesamtsystem als „zu teuer“. Aus einer zukünftigen Perspektive könnte es rückblickend genau umgekehrt sein.

8.3.3 Analyse der Kosten und der Emissionsminderung der Use-Cases

Betrachtet man die Entwicklung der Einsatzkosten der kostenminimalen Optimierung und der emissionsminimalen Optimierung – vgl. Abbildung 113, so stellt sich der kostenminimale Pfad über die gesamte Entwicklung bis in das Jahr 2050 als deutlich günstiger dar. Während die Einsatzkosten in der emissionsminimalen Optimierung in jeder Dekade steigen, sinken sie in der kostenminimalen Optimierung konstant über die Zeit. Die kumulierten Einsatzkosten der vier modellierten Stützjahre entsprechen mit 5,85 Mrd. € im kostenminimalen Fall in etwa der Hälfte gegenüber denen im emissionsminimalen Pfad, die mit 11,32 Mrd. € beziffert werden. Die kumulierten Gesamtkosten erscheinen relativ gering, da die nötigen Investitionen in der Modellierung nicht berücksichtigt werden. Bei einer Berücksichtigung der Investitionskosten in neue Technologien, wie z. B. Elektrolyseure und Elektrodenkessel, werden die Gesamtsystemkosten noch steigen.

Neben der reinen Betriebskostenbewertung ist die Entwicklung der CO_2-Emissionen als weiterer relevanter Indikator heranzuziehen. In der kostenminimalen Optimierung beträgt die Gesamtreduktion der THG-Emissionen, ausgehend vom Jahr 2020, bis zum Zieljahr 2050 nur 28,2 %. Dagegen fällt die Reduzierung in der emissionsminimalen bedingten Optimierung mit 79,2 % von 2020 bis 2050 deutlich höher aus (vgl. Abbildung 106 und Abbildung 107). Im Vergleich zur kostenminimalen Optimierung bedeutet das eine mehr als zweieinhalbfache Verbesserung hinsichtlich der THG-Reduzierung.

Abbildung 113: Systemkosten (nur Einsatzkosten) in Mrd. € der Use-Cases - kostenminimale Optimierung (rot) und emissionsminimale Optimierung (grau), eigene Darstellung

Durch die Verschneidung des ökonomischen und ökologischen Indikators ergeben sich die *spezifischen CO_2-Pfadreduktionskosten.* Die spezifischen CO_2-Pfadreduktionskosten sind nicht direkt vergleichbar mit den Vermeidungskosten. Hierbei stellen die Gesamt-CO_2-Mengen der kosten- und emissionsminimalen Pfade aus dem Jahr 2020 die Referenz ggü. der späteren CO_2-Budget-Entwicklung der beiden Pfade dar. Über die vier modellierten Fotojahre ergeben sich für den emissionsminimalen Pfad durchschnittliche Reduktionskosten von ca. 1.565 €/t CO_2. Während bzgl. des vermeintlich preiswerteren Pfades der kostenminimalen Optimierung keine relevante Aussage hinsichtlich der Pfadreduktionskosten getätigt werden kann, da im Zeitraum zwischen 2020 und 2050 die kumulierte Gesamtemissionsmenge nicht unter den Wert aus dem Jahr 2020 fällt. Es findet also effektiv keine CO_2-Minderung in der kostenminimalen Optimierung statt, da die emittierten CO_2-Mengen aus den Jahren 2030 und 2040 die Minderungen aus dem Jahr 2050 überdecken (vgl. auch Abbildung 106). Folglich ermöglicht der Pfad der emissionsminimalen Optimierung eine deutlich tiefere Dekarbonisierung zu niedrigeren spezifischen Pfadreduktionskosten – allerdings ohne die Investitionskosten zu berücksichtigen.

8.3.4 Übersetzung der Ergebniswerte

In diesem Unterabschnitt wird beispielhaft betrachtet, was für Voraussetzungen bzw. Konsequenzen mit einer Umgestaltung der Technologien der Use-Cases verbunden sind. Der Fokus dieser „Übersetzung“ der modellierten Mengenangaben wird hierbei auf das Thema Wasserstoff gelegt, da dieser zukünftig einen großen Teil in der Energienachfrage und -bereitstellung in den Use-

Cases ausmacht. Exemplarisch wird hierbei im Folgenden auf Batterie- und Brennstoffzellen-Kraftomnibusse (im Folgenden nur noch Bus/se) und die benötigte Elektrolyseleistung eingegangen.

Resultierende Brennstoffzellen und Kraftomnibusse in Rheinland-Pfalz

In der kosten- und emissionsminimalen Optimierung beträgt die modellierte kumulierte Fahrleistung der Busse in Rheinland-Pfalz 107.800.000 km im Jahr 2020. Beide Optimierungen stellen bereits für das Jahr 2020 einen 100%igen Wechsel des Antriebes als beste Alternative dar. Die kostenminimale Optimierung setzt zu 100 % auf batteriebetriebene Elektrobusse und die emissionsminimale Optimierung entsprechend auf 100 % wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen-Busse.

Unter Verwendung der durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung eines Busses in Deutschland, welche in den Jahren 1998 bis 2012 im Durchschnitt bei 43.200 km/a lag[114], ergibt sich ein geschätzter Bedarf von wahlweise mindestens[115] 2.495 neuen, mit Batterie oder Brennstoffzelle angetriebenen, Bussen für Rheinland-Pfalz. Diese damit verbundenen Ersatzbeschaffungen von Bussen müsste unmittelbar erfolgen, um hinlänglich auf die Use-Case Pfade einzuschwenken. Dieser radikale Schnitt kann im Gegensatz zu dem langsamen Ausbau der Busflotte in den nachfolgenden Jahrzehnten als ein „Schlüsselmoment“ eingeordnet werden.

Außerdem müsste dieser Antriebswechsel durch große Infrastrukturumbauten begleitet bzw. vorbereitet werden. Daher ist eine Entscheidung zum bevorzugten Antriebssystem zeitnah zu treffen. Im Szenario steigt die Fahrleistung der Busse kontinuierlich an, bis sie im Jahr 2050 ca. 142.200.000 km beträgt. Bei gleichbleibender Fahrleistung der Busse würden dann folglich 3.292 Busse im Jahr 2050 benötigt werden.

Benötigte Elektrolyseleistung in Rheinland-Pfalz

In den beiden betrachteten Optimierungen unterscheidet sich der Wasserstoffbezug. In der kostenminimalen Optimierung wird im Jahr 2020 noch die konventionelle Wasserstofferzeugung mittels der Dampfreformierung genutzt, während in der emissionsminimalen Optimierung schon von Beginn an auf einen Technologiemix gesetzt wird – Wasserelektrolyse und Dampfreformierung. Im weiteren Zeitverlauf ändert sich die Strategie der beiden Optimierungen: Die kostenminimale Optimierung setzt aufgrund des teureren Imports auf die Eigenproduktion in Rheinland-Pfalz mittels eines flexiblen bivalenten Systems mit Dampfreformierung und Wasserelektrolyse. Hierbei nimmt der Erzeugungsanteil der Dampfreformierung über die Zeit stetig ab, so dass der Großteil des erzeugten Wasserstoffs langfristig aus der Wasser-Elektrolyse stammt.

[114] Statista, Durchschnittliche Fahrleistung von Kraftomnibussen in Deutschland von 1998 bis 2012, abrufbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/251746/umfrage/durchschnittliche-fahrleistung-von-kraftomnibussen-in-deutschland/

[115] Aus logistischen Gründen und Vorsorge werden in der Praxis mehr Busse benötigt.

Die RLP-Flex-Szenarioergebnisse finden sich auch in den Use-Cases wieder. So setzt die emissionsminimale Optimierung bereits 2040 verstärkt auf Import – im Zieljahr 2050 werden 100 % des Wasserstoffbedarfs importiert. Diese Option wählt die emissionsminimale Optimierung, da der Stromsektor des zugrundeliegenden Energiemarktszenarios auch im Jahr 2050 noch nicht vollständig dekarbonisiert ist, somit wäre die inländische Wasserelektrolyse noch mit THG-Emissionen verbunden.

Wie schon erwähnt, sinkt in beiden Optimierungen der Einsatz der Dampfreformierung und es wird vermehrt die Elektrolyse genutzt. Folglich braucht es neue Elektrolysekapazitäten, welche den Wasserstoffbedarf decken. Hierzu wird in der kostenminimalen Optimierung zukünftig verstärkt auf die Niedertemperatur-Elektrolyse gesetzt, deren Wirkungsgrad ca. 65 % beträgt. Im Folgenden wird an einem kleinen Beispiel kurz aufgezeigt, wie viel Elektrolysekapazität Rheinland-Pfalz im Rahmen der verschiedenen Optimierungen der Use-Cases zukünftig in etwa brauchen würde. Als Volllaststunden (VLS) werden 4.000 Stunden im Jahr angesetzt. Daraus ergibt sich im kostenminimalen Szenario bereits für 2020 ein Bedarf an knapp 200 MW_{el} Niedertemperatur-Elektrolyse und für das Jahr 2030 schon ca. 1.800 MW_{el}. Dabei sollte eine gewisse zeitliche Verzögerung bei Bau, Planung und Inbetriebnahme solcher Anlagen berücksichtigt werden.

In der kostenminimalen Optimierung wird der direkte Einstieg in Produktion von grünem Wasserstoff durch die weitere intensive Nutzung der Dampfreformierung verschoben. Das bivalente System wird erst ab 2030 als beste Alternative gewählt. Die Nutzung der Elektrolyse wird über die Jahre stets intensiver, wobei die Dampfreformierung nur noch in einzelnen Stunden mit hohen Strompreisen herangezogen wird. Beträgt die modellierte Elektrolyseleistung in der kostenminimalen Optimierung im Jahr 2030 zunächst knapp 400 MW_{el}, so sind es im Jahr 2040 bereits 2900 MW_{el} und schließlich im Jahr 2050 4.200 MW_{el}, was eine deutliche Steigerung gegenüber der emissionsminimalen Optimierung bedeutet.

Es sollte also bedacht werden, dass in beiden Fällen die Elektrolysekapazität in Rheinland-Pfalz, welche bis dahin noch sehr gering ist, je nach Optimierung um ca. 1.600 MW_{el} bis 2.500 MW_{el} innerhalb von zehn Jahren ansteigt.

8.4 Schlussfolgerung mit Schwerpunkt auf dem Klimaschutz

Von zentraler Bedeutung ist, welchen Pfad das Land Rheinland-Pfalz zur Erreichung seiner Klimaschutzziele einschlägt. Denn der eingeschlagene Pfad wird sich nachträglich nur schwer korrigieren lassen. Der tatsächliche Pfad wird mit sehr großer Wahrscheinlichkeit nicht exakt den Ergebnissen des RLP-Flex-Szenarios und seiner Optimierungen entsprechen, sondern sich eher als Mittelweg zwischen der kosten- und emissionsminimalen Optimierung befinden. Auch eine Steigerung von Maßnahmen ist zu bedenken – z. B. Einsatz von synthetischem Gas und Kraftstoffen sowie

ausgewählter Einsatz von CO_2-Abscheidung in der Industrie, um das Mindest-Klimaschutzziel von -90 % bis 2050 gegenüber 1990 zu erfüllen.

Vordergründig erscheint die kostenminimale Optimierung als deutlich preiswerter gegenüber der emissionsminimalen Optimierung. Hierbei ist hervorzuheben, dass neben der reinen Einsatzkostenbetrachtung auch die spezifischen CO_2-Pfadreduktionskosten, der Dekarbonisierungsgrad sowie die Höhe der nötigen Investitionen als weitere Entscheidungskriterien herangezogen werden sollten. So fallen z. B. die CO_2-Pfadreduktionskosten in der emissionsminimalen Optimierung deutlich geringer aus als in der kostenminimalen Optimierung (s. auch 8.3.3).

Außerdem ist zu bedenken, dass eine ambitioniertere und schnellere klimaneutrale Transformation von Rheinland-Pfalz weitere positive Effekte nach sich zieht:

- Ein deutlich zukunftsfesteres System sowie Infrastruktur,
- deutlich höhere Chancen, das übergeordnete Mindest-Klimaschutzziel von 90 % auch tatsächlich zu erreichen und
- eine bessere Verteilung des Aufwandes und der Kosten über die Zeit. Alles was in den nächsten 30 Jahren nicht erreicht wird, wird als Aufwand und mit den damit verbundenen Kosten in die Zukunft verlagert. Was eventuell zukünftig viel kostenintensiver werden kann, da eine schnellere Umstellung gefordert ist.

Dabei wird schon jetzt ein schneller Einstieg in die Umstellung eines zukunftsfähigen Systems benötigt. Zum Beispiel wird für das Jahr 2020 in der kosten- und emissionsminimalen Optimierung die Umstellung der gesamten Kraftomnibusflotte auf Brennstoffzelle bzw. Batterie als Maßnahme umgesetzt (s. auch Unterabschnitt 8.3.4). Der Aufbau von genügend Elektrolyseleistung und die Verdopplung der Erzeugungsleistung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030 folgen unmittelbar.

9 GESCHÄFTSMODELLE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

9.1 Zielstellung

In Kapitel 6 dieses Berichts wird die technische Funktionsweise zahlreicher Anwendungsfälle (Use-Cases) beschrieben, welche die Nutzung von Überschussstrom ermöglichen. Um die mit den Use-Cases entstehende Flexibilität zu nutzen, müssen für die Anwendungsfälle möglichst profitable Geschäftsmodelle entwickelt werden. Nur so werden Unternehmen, Kommunen, Investoren und Privatpersonen bereit sein, notwendige Investitionen in den Aufbau und Einsatz neuer Technologien zu tätigen und somit einen Beitrag zur Nutzung von Überschussstrom und zur weiteren Reduzierung der CO_2-Emissionen zu leisten.

Im Folgenden werden deshalb ausgewählte Geschäftsmodelle beschrieben und die sich ergebenden Chancen und Hemmnisse für deren Umsetzung herausgearbeitet.

9.2 Methodisches Vorgehen

Um auszuwählen, für welche der oben betrachteten Use-Cases im Rahmen dieses Berichts exemplarisch ein Geschäftsmodell entwickelt werden soll, werden die Berechnungen zu den spezifischen Emissionen und den Einsatzkosten aus Kapitel 7 herangezogen. Ziel ist die Auswahl der Use-Cases, die im Vergleich zur heutigen Referenztechnologie zu besonders geringen Einsatzkosten bei gleichzeitig hoher Reduktion der CO_2-Emissionen führen. Die sich daraus ergebenden Geschäftsmodelle versprechen, Emissionen zu besonders geringen Kosten pro Emissionseinheit einsparen zu können.

Hierfür wird für das Jahr 2050 jeweils die hinsichtlich der Einsatzkosten günstigste der klimafreundlichen Alternativvarianten in den oben beschriebenen Use-Cases mit den spezifischen Einsatzkosten und CO_2-Emissionen der heutigen Referenztechnologie verglichen (Tabelle 11).

Tabelle 11: Gewählte Varianten für den Vergleich konventioneller Technologien und klimafreundlicher Alternativvarianten für das Jahr 2050

Technologie			Spezifische Einsatzkosten (2050)		Spezifische Emissionen (2050)	
Anwendungsbereich	Referenztechnologie	Alternativvariante mit geringsten Einsatzkosten	Referenztechnologie	Alternativvariante	Referenztechnologie	Alternativvariante
Dampf	Gas- und Dampfturbine + Dampfkessel (D cost)	Gas- und Dampfturbine + Dampfkessel + Elektrodenkessel (D1 cost)	52 €/MWh	16 €/MWh	0,287t/MWh	0,136 t/MWh
Wasserstoff	Dampfreformer + Speicher (W cost)	Dampfreformer + Elektrolyse + Speicher (W2 cost)	62 €/t	21 €/t	280 g/kWh	61 g/kWh
Kunststoff	Konv. Steam Cracker (K cost)	Konv. Steam Cracker + el. beheizter Steam Cracker (K1 cost)	517 €/t	517 €/t	0,235 t/t_{HVC}	0,235 t/t_{HVC}
Papier	Gas- und Dampfturbine + Dampfkessel (P cost)	Gas- und Dampfturbine + Dampfkessel + Elektrodenkessel (P3 cost)	99 €/t	45 €/t	0,46 t/t_{Papier}	0,23 t/t_{Papier}
Zement	Konventionelle Zementherstellung (Z CO_2)	Plasmaofen + elektrischer Ofen (Z2 cost)	57 €/t	44 €/t	0,370 t/t_{Zement}	0,278 t/t_{Zement}
ÖPNV	Dieselbus (Ö)	Batterieelektrischer Bus (Ö2)	0,42 €/km	0,08 €/km	0,988 kg/km	0,068 kg/km
Gewerbekühlung	Normale Betriebsweise der Kühlaggregate (G cost)	Demand-Side-Management / Temperaturabsenkung (G1 cost)	3.835 € pro Kühlaggregat	2.798 € pro Kühlaggregat	2.974 kg pro Kühlaggregat	2.509 kg pro Kühlaggregat
Fernwärme	BHKW + Gaskessel + kleiner Speicher (F cost)	BHKW + Gaskessel + Solarthermie + Elektrokessel + Wärmepumpe + großer Speicher (F2 cost)	50 $€/MWh_{th}$	2,3 $€/MWh_{th}$	0,3 t/MWh_{th}	0,05 t/MWh_{th}

Die Analyse zeigt, dass unter der Annahme eines zukünftig weiter steigenden CO_2-Preises die Einsparung von Emissionen und die Höhe der Einsatzkosten eines Use-Cases nicht widersprüchlich sind, sondern – im Gegenteil – Hand in Hand gehen: Ein steigender CO_2-Preis führt zu einer Verteuerung beim Einsatz der CO_2-intensiven Referenztechnologien, dass sich – bezogen auf die variablen Kosten – die Wirtschaftlichkeit zukünftig zugunsten von klimafreundlichen Geschäftsmodellen verlagern wird (Abbildung 114).

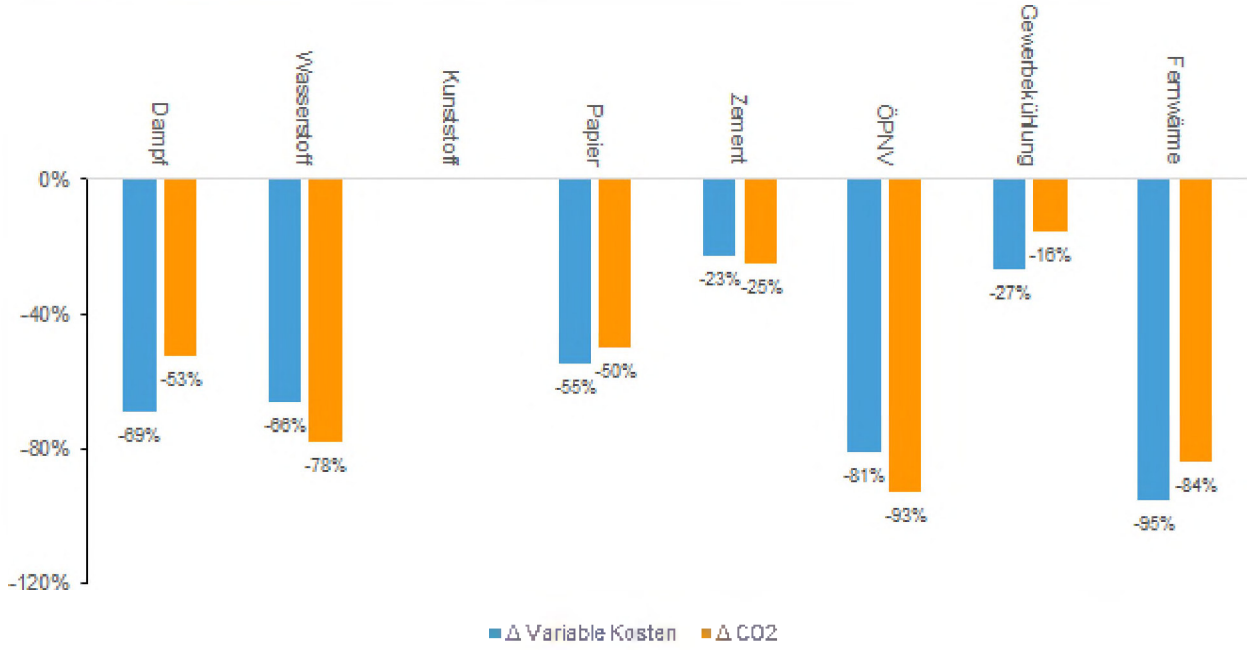


Abbildung 114: Vergleich der günstigsten konventionellen Variante mit der günstigsten Alternativvariante für das Jahr 2050

Die größten Kostenreduktionen – und gleichzeitig der größte Emissionsrückgang – durch einen Technologiewechsel ergeben sich in den Anwendungsfeldern der Dampferzeugung, der Wasserstofferzeugung, des ÖPNV und der Fernwärme. Diese Fälle werden deshalb ausgewählt, um exemplarische Geschäftsmodelle zu beschreiben. Dabei werden Wasserstofferzeugung und ÖPNV zusammengefasst, da der ÖPNV ein möglicher Abnehmer für den erzeugten Wasserstoff ist.

Eine weitere Analyse der potenziellen Kosteneinsparungen ermöglicht eine erste Einschätzung hinsichtlich der Amortisierung der Investitionen zur Umstellung der Technologien. In Tabelle 12 sind die Ersparnisse jeweils der kostenoptimierten Alternativvariante in jedem Use-Case über Zehnjahreszeiträume dargestellt. Hierfür wurden die Kosten der Alternativvariante von den Kosten der jeweiligen konventionellen Referenzvariante abgezogen und die jährliche Differenz jeweils für einen Zeitraum von zehn Jahren aufsummiert (die Werte wurden dabei nicht diskontiert). Wird vereinfachend für die einzelnen Technologien eine Abschreibungsdauer von zehn Jahren angenommen, ergibt sich eine erste Indikation hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit einer Investition in dem jeweiligen Use-Case.

Tabelle 12: Potenzielle Kosteneinsparungen in den Use-Cases über Zehnjahreszeiträume

Use-Case	System-erweiterung	Einheit	Einsparungen über Zehnjahreszeiträume [Mio. EUR]		
			2020-2029	2030-2039	2040-2049
Dampf	Elektrodenkessel	€/MW	0,2	1,2	2,5
Wasserstoff	Elektrolyseur	€/MW	0,2	1,0	2,0
Kunststoff	elektrischer Heizer	€/MW	0,0	0,0	0,0
Papier	Elektrodenkessel	€/MW	0,2	1,2	2,5
Zement	Elektro-Ofen	€/MW	0,1	0,3	0,7
Bus	Batteriebus	€/Bus	0,25	0,32	0,36
Gewerbekühlung	Keine	€/Aggregat	0,0067	0,0127	0,0123
Fernwärme	Solarthermie + Wärmepumpe	€/MW	0,5	0,8	1,2

Grundsätzlich zeigt sich, dass die Einsparungen – mit Ausnahme der Gewerbekühlung und der Kunststoffproduktion – mit der Zeit ansteigen. Dies hat zur Folge, dass sich Umrüstungsinvestitionen in den 2020er Jahren in den meisten Use-Cases noch nicht von selbst amortisieren, da die Kostenvorteile hier noch zu gering sind. So belaufen sich die Einsparungen bei der Dampf- und Wasserstofferzeugung sowie bei der Papier- und Zementproduktion in diesem Jahrzehnt auf maximal 200.000 EUR pro Megawatt, was die notwendigen Investitionskosten sowie die neben dem Energieträgereinsatz anfallenden Betriebskosten noch unterschreitet. Insbesondere bei den Use-Cases Dampf, Wasserstoff und Papier steigen die Einsparungen in den 2040er Jahren auf 2 bis 2,5 Millionen EUR pro Megawatt, wodurch entsprechende Investitionen in diesem Zeitraum das Potenzial haben, sich zu amortisieren – insbesondere bei weiter sinkenden Technologiekosten. Eine positive Ausnahme bildet der Use-Case „Bus“. Bei E-Bussen liegen die Einsparungen in den 2020er Jahren bereits bei ca. 250.000 EUR, was die Mehrkosten eines E-Busses im Vergleich zu einem Dieselbus abdecken kann.

Neue Geschäftsmodelle lassen sich anhand eines Business-Model-Canvas beschreiben. Für die Zwecke dieser Untersuchung wurde ein angepasstes Business-Model-Canvas entwickelt, um der Tatsache gerecht zu werden, dass die Geschäftsmodelle ausreichend generisch dargestellt werden müssen, um auf möglichst viele Akteure übertragbar zu sein (Abbildung 115).

Das hier angewandte Canvas stellt zunächst die Frage, wer mögliche Anbieter und Kunden des Geschäftsmodells sein können. Somit werden gedanklich der Anfangs- (der Anbieter) und Endpunkt (der Kunde) des Geschäftsmodells festgelegt. Anschließend wird die Wertschöpfungsarchitektur dargestellt, also welche Schritte notwendig sind, um das jeweilige Produkt herzustellen und dem Kunden zukommen zu lassen. Das Nutzenversprechen wirft aus Sicht des Kunden einen Blick

auf das zu erwartende Produkt und stellt die Frage, welchen Mehrwert das Produkt für den Kunden hat. Zur Abrundung des Geschäftsmodells werden jeweils mögliche Erlösmodelle dargestellt bzw. hierbei zu beachtende Rahmenbedingungen.

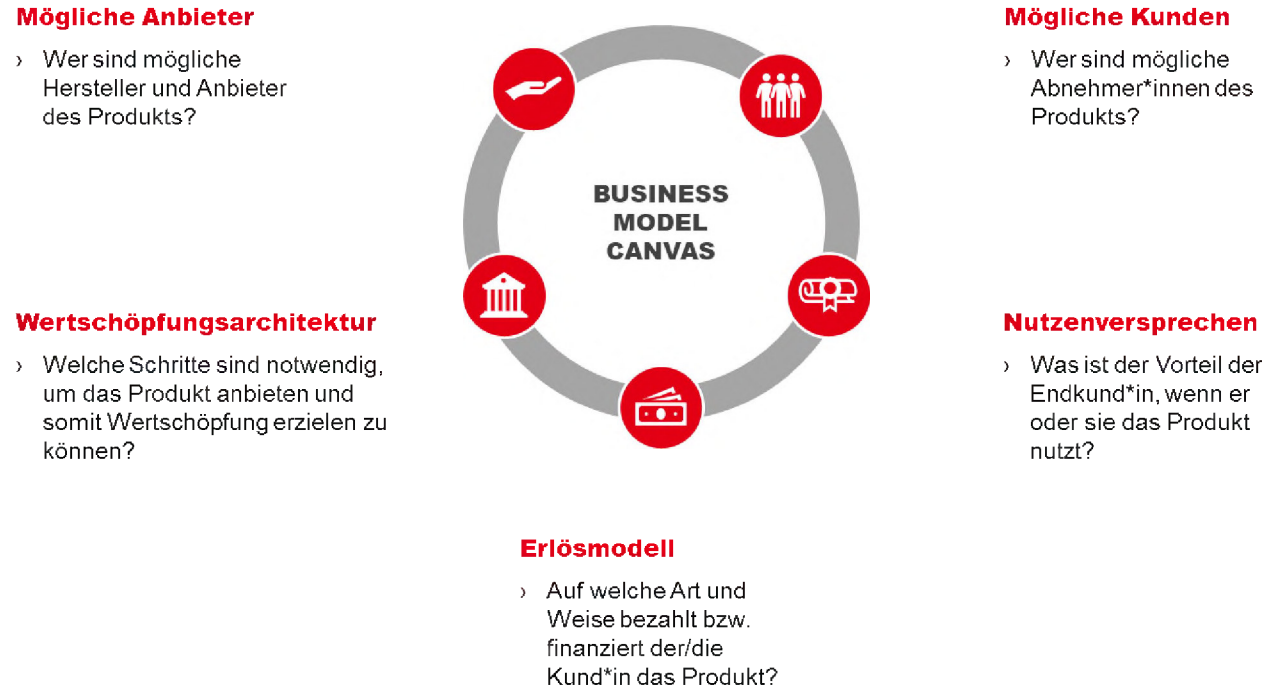


Abbildung 115: Angepasstes Business-Model-Canvas zur Beschreibung der exemplarischen Geschäftsmodelle

Im folgenden Abschnitt sind die drei ausgewählten Geschäftsmodelle nach der Logik des dargestellten Business-Model-Canvas beschrieben. Anschließend werden die sich ergebenden Chancen und Hemmnisse zur Umsetzung dieser Geschäftsmodelle näher beleuchtet.

9.3 Betrachtete Geschäftsmodelle

Um Überschussstrom systematisch und in ausreichendem Umfang wirtschaftlich nutzbar zu machen, sind Geschäftsmodelle erforderlich, die die Überschussstromverwendung bzw. eine Reduzierung der CO_2-Emissionen für Unternehmen betriebswirtschaftlich attraktiv machen. Exemplarisch wurden für diese Studie folgende drei Geschäftsmodelle konkretisiert, um auf dieser Basis Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Power-to-X-Anlagen ableiten zu können:

- Wasserstoffversorgung von Industrie und ÖPNV durch zentrale Erzeugung mit Hilfe des Elektrolyseverfahrens
- Elektrifizierte Wärmeerzeugung zur Einspeisung in ein (bestehendes) Fern- und Nahwärmenetz

- Bereitstellung von Prozesswärme und Dampf in der Industrie

Wasserstoffversorgung von Industrie und ÖPNV durch zentrale Erzeugung mit Hilfe des Elektrolyseverfahrens

Die Wasserstoffversorgung mithilfe der Elektrolyse kann für die Industrie, für Energieversorger oder Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen ein interessantes Geschäftsmodell sein. In der Industrie fußt dieses Geschäftsmodell in der Regel auf dem Prinzip der Eigenversorgung. Einzelne Unternehmen oder mehrere – idealerweise geografisch dicht beieinander liegende – Fabriken gemeinsam (z. B. innerhalb eines Industrieparks) können auf Basis von Überschussstrom Wasserstoff zur energetischen Verwendung (v. a. für den Ersatz von konventionellem Erdgas) oder zur stofflichen Verwertung, also als Ausgangsprodukt für chemische Prozesse, nutzen. Alternativ bzw. zusätzlich ist auch eine Fremdversorgung der Industrie mit Wasserstoff denkbar. Hierfür können Energieversorger oder Betreiber von EE-Anlagen Elektrolyseure installieren und betreiben.

Im Rahmen eines solchen Fremdversorgungsmodells ist der Transport des Wasserstoffs von der Erzeugungsquelle zum Abnehmer als signifikante Kostenposition zu beachten. Je nach zu überbrückenden Distanz zum Verbraucher und der zu liefernden Menge an Wasserstoff bieten sich fahrzeug- oder leitungsgebundene Transportwege an.

Mögliche Abnehmer von Wasserstoff in diesem Geschäftsmodell sind in Rheinland-Pfalz die Chemie- und Petroleumindustrie, die Glasindustrie, Unternehmen des öffentlichen Personennahverkehrs, die bspw. Busse auf Wasserstoff umstellen wollen, sowie Entsorgungsunternehmen (z. B. Stadtreinigungen), die ihre Müll- und sonstigen Nutzfahrzeuge dekarbonisieren möchten.

Der auf Basis von Überschussstrom gewonnene Wasserstoff ermöglicht es Unternehmen, Prozesse und Anwendungen, die nicht oder nur schwer zu elektrifizieren sind, zu dekarbonisieren. In der Folge können Kosten für Emissionszertifikate reduziert und steigende ökologische Anforderungen von Kunden erfüllt werden. Zudem führt die nachhaltige Aufstellung der Unternehmen zu einem zusätzlichen Imagegewinn.

Bei einem Experten-Workshop im Oktober 2020 mit Teilnehmer*innen aus der Industrie, von Energieversorgungsunternehmen, aus der Politik und der Forschung in Rheinland-Pfalz werden die Geschäftspotenziale im Bereich des Wasserstoffs grundsätzlich als hoch eingestuft. Insbesondere Wasserstoff als chemischer Ausgangsstoff ist demzufolge ein Anwendungsfall mit vielversprechendem Marktpotenzial in dem Bundesland.

Gleichzeitig wird jedoch auch auf spezifische Hemmnisse verwiesen, die einer Umstellung heutiger Produktionsverfahren auf Wasserstoff noch im Wege stehen. Insbesondere steht die Industrie vor der Herausforderung, dass Wasserstoff häufig nicht in beliebiger Skalierung zum Einsatz kommen

kann. Bei einer Entscheidung für Wasserstoff müssen in vielen Fällen Verfahren vollständig umgestellt werden – ein vorübergehender Mischeinsatz von Wasserstoff und bspw. konventionellen Gasen ist nicht in allen Fällen möglich. Daraus ergibt sich ein hoher initialer finanzieller Aufwand für die Beschaffung, Installation und Inbetriebnahme des Elektrolyseurs sowie für die Umstellung von Produktionsverfahren, der für viele Unternehmen ein Umsetzungshindernis darstellt.

Die zentralen Eckpunkte eines Geschäftsmodells zur Wasserstoffversorgung auf Basis des Elektrolyseverfahrens sind in dem Steckbrief in Abbildung 116 aufgeführt.

Wasserstoffversorgung von Industrie und ÖPNV durch zentrale Erzeugung mit Hilfe des Elektrolyseverfahrens

Mögliche Anbieter

- Chemie- und Petroleumindustrie (Eigen- und Fremdversorgung mit H_2)
- Industrieparks
- Energieversorger/Stadtwerke
- Betreiber von EE-Anlagen

Wertschöpfungsarchitektur

- Installation und Betrieb von großen Elektrolyseanlagen
- Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse, insb. während Nullpreis-Stunden
- Schließung von mittel- bis langfristigen Bezugsverträgen mit den Endkunden
- Verteilung des Wasserstoffs per LKW oder Mischgasleitung oder reiner H_2-Pipeline

Mögliche Kunden

- Industrielle Abnehmer von H_2 als chemischer Ausgangsstoff (z. B. Chemie- und Petroleumindustrie, u. a. BASF Ludwigshafen)
- Industrielle Abnehmer von H_2 für die Prozesswärmeerzeugung (z. B. Glasindustrie, u. a. Schott AG Mainz)
- ÖPNV & Entsorgungsunternehmen

Nutzenversprechen

- Zur Einhaltung von politischen und regulatorischen Vorgaben zwingend erforderlich
- Mittelfristig Kostenvorteil im Vergleich zu heute durch zunehmende Anzahl an Nullpreis-Stunden und steigender CO_2-Preise für konventionelle Energieträger
- Imagegewinn durch Nutzung einer ökologisch nachhaltigen und modernen Technologie

Erlösmodelle

- **Direktvertrieb:** Vereinbarung eines Wasserstoffpreises (€/kg) per langfristigem Bezugsvertrag
  - Festpreis (immer gleich)
  - Variabler Preis (tageszeitlich variabel, indexiert bspw. am Börsenstrompreis)
- **Handel:** Langfristig entsteht womöglich ein Commodity-Handel für Wasserstoff (ähnlich wie für Strom und Gas heute) → Verkauf des Wasserstoffs an lokalen und internationalen Handelsplätzen.
- **Projektfinanzierung:** H_2-Hersteller und Abnehmer bauen Wasserstoffverteilsystem (LKW, Leitung) gemeinsam auf und finanzieren es gemeinsam → vergünstigter Wasserstoffpreis für Abnehmer, die Projektpartner sind; Vollpreise für Drittabnehmer unter Nutzung derselben Verteilinfrastruktur

Spezifische variable Kosten

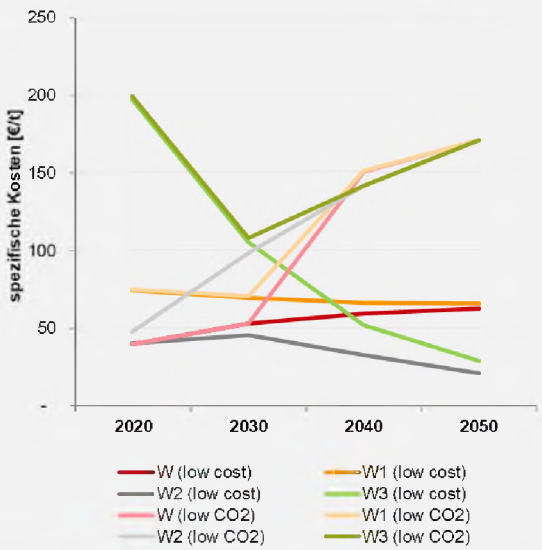


Abbildung 116: Geschäftsmodellsteckbrief Wasserstoff

Elektrifizierte Wärmeerzeugung zur Einspeisung in ein (bestehendes) Fern- und Nahwärmenetz

Ein zweites Geschäftsmodell ist die Erzeugung von Wärme über Großwärmepumpen und Elektrokessel zur anschließenden Einspeisung in ein Nah- oder Fernwärmenetz. Erzeuger und Abnehmer der Wärme sind identisch mit den heutigen Betreibern und Kunden der Fernwärmenetze. Energieversorger sind in diesem Bereich somit die dominierenden Anbieter von Wärme aus Überschussstrom, die – wie heute – v. a. private Haushalte, öffentliche Einrichtungen und Unternehmen mit Raumwärme versorgen.

Im Jahr 2019 wurden über 55 % der Wohnungen in Rheinland-Pfalz mit Erdgas beheizt. Nur 4 % nutzen Fernwärme, was v. a. daran liegt, dass urbane Siedlungsstrukturen – in denen Wärmenetze besonders geeignet sind – in Rheinland-Pfalz eine untergeordnete Rolle spielen. Die Fernwärmenutzung in dem Bundesland liegt damit unter dem deutschen Durchschnitt von knapp 14 % der Wohnungen.[116] Die Klimaschutzziele der Bundesregierung erfordern jedoch langfristig eine Abkehr von konventionellen Energieträgern, was im Wärmesektor grüner Nah- und Fernwärme insbesondere für Bestandsbauten und bei hoher Siedlungsdichte deutlichen Rückenwind verschaffen dürfte.

Somit ist dieses Geschäftsmodell auch stark regulatorisch beeinflusst. In Umsetzung der deutschen Klimaschutzziele verlangt das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz seit 2009 eine Nutzung von Erneuerbaren Energien im Neubaubereich. Die Regelungen aus dem EEWärmeG wurden 2020 in das neue Gebäudeenergiegesetz (GEG) übernommen. Der Einsatz von grünem Überschussstrom zur Wärmeerzeugung ermöglicht somit den Betreibern von Wärmenetzen die Erfüllung gesetzlicher Vorgaben und einen ökologisch orientierten Energieträgerwechsel. Nichtsdestotrotz können Unternehmen von den positiven Image- und Marketingeffekten, die von der Dekarbonisierung der Energieversorgung ausgehen, profitieren.

Die zentralen Eckpunkte eines Geschäftsmodells zur elektrifizierten Fernwärmeerzeugung sind in dem Steckbrief in Abbildung 117 aufgeführt.

[116] BDEW (2019): Wie heizt Rheinland-Pfalz? Regionalbericht. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_Regionalbericht_Rheinland-Pfalz.pdf [11.11.2020]

Elektrifizierte Wärmeerzeugung zur Einspeisung in ein (bestehendes) Fern- und Nahwärmenetz

Mögliche Anbieter

- Fern- und Nahwärmenetzbetreiber (Stadtwerke und andere EVU)
- Industrie mit werkseigenen Nahwärmenetzen
- Langfristig ggf. dritte Erzeuger zur Einspeisung in fremde Wärmenetze (Voraussetzung: Liberalisierung des Wärmemarkts)

Wertschöpfungsarchitektur

- Installation und Betrieb von Elektrokesseln oder Großwärmepumpen
- Erzeugung von Wärme und Einspeisung ins Wärmenetz (durch Angebotsabhängigkeit der EE-Erzeugung ggf. in Verbindung mit (saisonalen) Wärmespeichern)
- Endkunden erhalten wie gewohnt Wärmeenergie

Mögliche Kunden

- An das Fern-/Nahwärmenetz angeschlossene Wärmekunden
  - private Haushalte
  - Gewerbe
  - Quartiere
  - Industrie

Nutzenversprechen

- Aufbesserung der Ökobilanz des Wärmenetzes (Verbesserung des Primärenergiefaktors)
- Einhaltung von gesetzlichen Vorgaben nach neuem Gebäudeenergiegesetz (GEG)
- Langfristig niedrige und stabile Wärmegestehungskosten durch zunehmende Nullpreise

Erlösmodell

- Mögliche Erlösmodelle sind nach Heizkostenverordnung und AVB Fernwärmeverordnung reguliert
  - Periodische Abschlagszahlungen sind auf Wunsch des Kunden anzubieten
  - Grundpreis & verbrauchsabhängiger Arbeitspreis
  - i. d. R. müssen 50-70 % der Wärme in einem Gebäude verbrauchsabhängig auf die Wohneinheiten verteilt werden
- **Kurzfristig:** Aufpreis auf Grund- oder Arbeitspreis für CO_2-arme / CO_2-freie Wärme (v. a. aufgrund von Investitionskosten zur Umrüstung des Fernwärmesystems)
- **Mittel- bis Langfristig:** Klimaneutrale Wärme ersetzt konventionelle Wärmeerzeugung, niedrigere Betriebskosten führen zu sinkendem, später zu wegfallendem Aufpreis

Spezifische variable Kosten

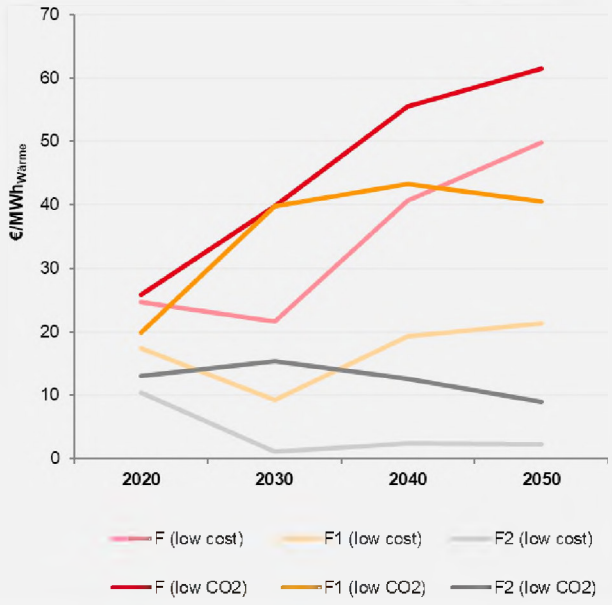


Abbildung 117: Geschäftsmodellsteckbrief Wärmeerzeugung

Bereitstellung von Prozesswärme und Dampf in der Industrie

Das dritte hier betrachtete Geschäftsmodell zielt speziell auf die Industrie als Abnehmer von Power-to-X ab. Das X steht in diesem Fall für Prozesswärme bzw. Dampf, die in verschiedenen Industriezweigen zum Trocknen, Schmelzen und Schmieden verschiedenster Produkte und Rohstoffe eingesetzt werden.

Bei den (potenziellen) Lieferanten von Prozesswärme und Dampf kann zwischen der industriellen Eigenerzeugung (bspw. in Blockheizkraftwerken oder durch die Nutzung von industrieller Abwärme) und der Fremdversorgung unterschieden werden. Als externe Lieferanten grüner Prozesswärme kommen v. a. Energieversorger und Betreiber von EE-Anlagen infrage, die mit Elektrokesseln unter Nutzung von Überschussstrom Prozesswärme und Dampf erzeugen und über dedizierte Leitungen an industrielle Abnehmer liefern.

Abnehmer sind Industriezweige, die für ihre Produktionsprozesse auf Temperaturen von bis zu 300° C angewiesen sind. In Rheinland-Pfalz ist hier die umsatzstärkste Branche die Chemieindustrie, gefolgt von der Pharma-, der Nahrungs- und Futtermittel- sowie der Papier- und Pappeindustrie. Die Abnehmer profitieren langfristig einerseits von günstigen Einsatzkosten bei der Nutzung von Prozesswärme aus grünem Überschussstrom und andererseits vom Imagegewinn durch die damit verbundene Emissionsreduktion.

Die zentralen Eckpunkte eines Geschäftsmodells zur Bereitstellung von Prozesswärme und Dampf sind in dem Steckbrief in Abbildung 118 aufgeführt.

Bereitstellung von Prozesswärme und Dampf in der Industrie

Mögliche Anbieter

- Eigenerzeugung (z. B. Chemie-, Pharmaindustrie)
- Fremderzeugung & Lieferung
  - Energieversorger/Stadtwerke
  - Betreiber von EE-Anlagen

Wertschöpfungsarchitektur

- Umrüstung von Erzeugungsanlagen für Prozesswärme oder -dampf auf Elektrokessel
- Erzeugung von CO_2-freier Prozesswärme und Prozessdampf
- Bei Fremderzeugung Errichtung einer Dampfverteilinfrastruktur (Rohrleitungen) & Lieferung

Mögliche Kunden

- Chemieindustrie (94 Betriebe in RLP, 30 Mrd. EUR Umsatz/a)*
- Pharmaindustrie (10 Betriebe, 9 Mrd. EUR Umsatz)
- Nahrungs- und Futtermittelindustrie (250 Betriebe, 5 Mrd. EUR Umsatz)
- Papier- und Pappeindustrie (67 Betriebe, 4 Mrd. EUR Umsatz)

Nutzenversprechen

- Nachhaltigere Industrieprodukte durch niedrigere CO_2-Emissionen
- Langfristig Kostenvorteil im Vergleich zu heute durch zunehmende Anzahl an Nullpreis-Stunden

* Quelle: Industriekompass 2019/20, https://mwvlw.rlp.de/fileadmin/mwkel/Abteilung_3/Industrie/Industriekompass_2019-20_web.pdf

Erlösmodell

- **Kurzfristig:** Aufpreis auf Grund- oder Arbeitspreis für CO_2-armen / CO_2-freien Prozessdampf (v. a. aufgrund von Investitionskosten zur Umrüstung des Erzeugungssystems)
- **Mittel- bis Langfristig:** Klimaneutraler Prozessdampf ersetzt konventionellen Dampf, niedrigere Betriebskosten führen zu sinkendem, später zu wegfallendem Aufpreis

Spezifische variable Kosten

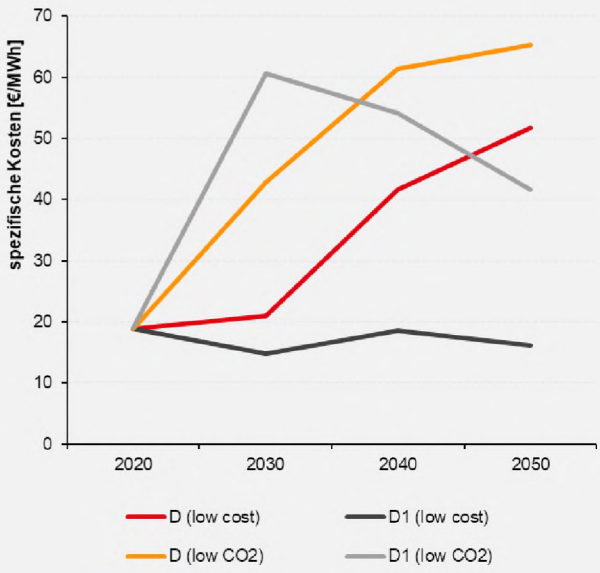


Abbildung 118: Geschäftsmodellsteckbrief Prozesswärme und Dampf

10 RESULTIERENDE CHANCEN UND HEMMNISSE FÜR DIE NUTZUNG VON ÜBERSCHUSSSTROM

Die Beschreibung und Analyse der Geschäftsmodelle sowie eine Expertendiskussion in einem Workshop im Oktober 2020 konnten einige Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Überschussstrom in Rheinland-Pfalz (und in vielen Punkten auch darüber hinaus) sichtbar machen.

10.1 Chancen

Auf der Habenseite ist zunächst zu verzeichnen, dass die untersuchten Use-Cases und zugehörigen Geschäftsmodelle grundsätzlich die Nutzung von Überschussstrom ermöglichen und damit eine zentrale Herausforderung eines im Wandel befindlichen und zunehmend volatilen Energiesystems adressieren. Gleichzeitig haben sich die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für klimafreundliche Power-to-X-Anwendungen durch steigende CO_2-Preise im europäischen Emissionshandel und durch die Einführung eines CO_2-Preises auf nationaler Ebene seit Anfang 2021 deutlich verbessert. Daraus ergeben sich folgenden Chancen: So führt der steigenden CO_2-Preis aus ETS und nationalem Emissionshandel zur Verteuerung von CO_2-intensiven Prozessen und stärken die Wettbewerbsfähigkeit der entsprechenden Use-Cases, zum anderen führt die zunehmende Anzahl von Stunden, in denen Erneuerbare Energien den Strompreis bestimmen, zu einem kostengünstigen Einsatz von Stromanwendungen auf Basis von grünem Strom. Dies wiederum führt dazu, dass mittel- und langfristig in allen untersuchten Use-Cases klimafreundliche Power-to-X-Technologien deutlich niedrigere Einsatzkosten haben als heutige konventionelle Technologien.

Mit dem Wandel hin zu nachhaltigen Technologien entsteht zudem ein ökologischer Mehrwert, für den bestimmte Kundengruppen – ähnlich wie bei Ökostrom – breit sind, einen Preisaufschlag zu bezahlen. Auch der Nachweis der Nutzung von regional erzeugtem EE-Strom kann einen zusätzlichen Aufpreis rechtfertigen.

Mit der steigenden Volatilität der Erzeugung im Strombereich steigt zudem der Marktwert flexibler Lasten und Speicherkapazitäten. Power-to-X-Anlagen können vor diesem Hintergrund gezielt vermarktet und zusätzlich für eine netzorientierte Betriebsweise vergütet werden.

In vielen (wenn auch nicht in allen) Anwendungsfällen ist zudem der Einsatz von Power-to-X mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit steigenden Überschussstrommengen skalierbar (z. B. Einspeisung von Wasserstoff in bestehende Erdgasleitungen).

10.2 Herausforderungen

Neben den zahlreichen Chancen existieren jedoch noch signifikante Hemmnisse, die kurz- bis mittelfristig abgebaut werden müssen, wenn eine stärkere Nutzung von Überschussstrom erreicht werden soll.

Zuvorderst betrifft dies die aktuelle Systematik von Umlagen, Entgelte, Steuern und Abgaben, der Strom unterliegt (v. a. Netzentgelte und EEG-Umlage). Selbst wenn der Börsenstrompreis auf oder unter null sinkt, ist der Strom mit den genannten Umlagen und Abgaben belastet, was dessen Nutzung unwirtschaftlich macht. Insbesondere in Anwendungsfällen, die nicht von existierenden Entlastungsreglungen (Stromsteuerermäßigung, Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden, reduzierte EEG-Umlage, Befreiung oder Minderung von Netzentgelten etc.) profitieren können, machen diese staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP) nahezu 70 % der Industriestromkosten aus.[117]

Ein zweites zentrales Hemmnis ist die Verfügbarkeit von Überschussstrom bzw. allgemein Strom aus Erneuerbaren Energien für grüne Power-to-X-Anwendungen. Nur wenn ausreichende Mengen an günstigem EE-Strom zur Verfügung stehen, lohnt es sich, Produktionsverfahren, Antriebstechnologien oder Wärmeerzeugung auf nachhaltige, strombasierte Technologien umzustellen und dadurch die Dekarbonisierung des Energiesystems voranzutreiben. Hierfür ist ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig, um für Planungssicherheit zu sorgen. Mit der Zunahme des erneuerbaren Stroms muss auch die Flexibilität der Verbraucher steigen, um „Überschussstrom“ nutzen bzw. vermeiden zu können.

Ein drittes Thema ist der anstehende Investitionsbedarf zur Umrüstung auf klimafreundliche, strom- bzw. wasserstoffbasierte Technologien in der Industrie, im Verkehrs- und Wärmebereich. Insbesondere zu Beginn des Markthochlaufs dieser Technologien sind Pilot- und Initiierungsprojekte notwendig, um einerseits erste Erfahrungen sammeln und andererseits trotz noch verhältnismäßig geringer Überschussstrommengen bereits mit der Umsetzung beginnen zu können. Bei diesen Projekten stehen möglicherweise geringere Einsatzkosten der alternativen Technologien in einem ungünstigen Verhältnis zu den zu tätigenden Anfangsinvestitionen, die insbesondere in der aktuellen Forschungs- und Entwicklungsphase noch deutlich höher sind als zu späteren Zeitpunkten des Markthochlaufs. In der Regel geht mit der Umstellung auf einen nachhaltigen Energieträger ein vollständiger Umbau der zugehörigen Infrastruktur bzw. Aufbau neuer Infrastruktur einher. Beispielsweise erfordert die Nutzung von Wasserstoff in der Entsorgungswirtschaft nicht nur die Anschaffung neuer Fahrzeuge und den Ersatz des Diesels durch Wasserstoff, sondern auch die Errichtung einer neuen Liefer- und Tankinfrastruktur sowie den Aufbau von neuem Know-how im

[117] BDEW (2020): BDEW-Strompreisanalyse. Juli 2020. https://www.bdew.de/media/documents/201013_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2020-Haushalte_und_Industrie.pdf [11.11.2020]

Umgang mit Wasserstoff. Dies führt zu massiven Mehrkosten, die kurz- und mittelfristig in den meisten Anwendungsfällen nicht wirtschaftlich abzubilden sein werden.

Zu guter Letzt erschweren häufig langwierige und teilweise – aufgrund der Neuheit der Technologien – unerprobte bzw. ungewisse Genehmigungsverfahren den Bau von Power-to-X-Anlagen. Dies kann z. B. Fragen des Baurechts und der gemeindlichen Bauleitplanung berühren oder Belange des Immissionsschutzes. Zudem ist zu prüfen, ob eine Pflicht zur Erstellung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht.[118] Allerdings zeigen z. B. das Beispiel des Energiepark Mainz[119], dass die Realisierung von Pilotprojekten zur Erprobung und Etablierung neuer Technologien durchaus möglich sind.

[118] Bringewat (2017): Rechtsfragen bei der Zulassung von Elektrolyseurprojekten. http://www.jurop.org/oeffbaurecht/aktuelle-rechtsfragen-bei-der-zulassung-von-elektrolyseurprojekten/ [12.11.2020]

[119] https://www.energiepark-mainz.de/

Tabelle 13: Chancen und Hemmnisse für die Nutzung von Überschussstrom

CHANCEN	HEMMNISSE
› **Nutzung von Strom zu Nullpreis-Stunden (Überschussstrom)** wird ermöglicht › Hochlauf klimafreundlicher Alternativvarianten begünstigt durch **Einführung der Non-ETS-Zertifikate** und Klimaziele › Klimafreundliche Alternativtechnologien haben durchgehend **niedrigere Einsatzkosten** als konventionelle Referenztechnologien › **Preisaufschlag** für nachhaltigere Produkte möglich, die auf Basis von grünem Überschussstrom zunehmend CO_2-ärmer erzeugt werden › Ggf. zusätzlicher **Aufpreis für regionale Erzeugung** des Überschussstroms etwa durch regionale Grünstromprodukte (positiver Marketingeffekt) › Mögliche **Vergütung für netzorientierte Betriebsweise** von Power-to-X-Anlagen erhöht die Wirtschaftlichkeit und kann Netze (lokal) entlasten › **Vermarktung der Flexibilität** und der Speicherkapazität › **Skalierbarkeit** vieler Technologien mit zunehmender Produktion von Überschussstrom	› **Umlagen und Abgaben** machen Wirtschaftlichkeit auch in Nullstunden zunichte › **Stromeinkauf am Spotmarkt** muss für Anbieter der Geschäftsmodelle möglich sein, um tatsächlich von Nullpreisen profitieren zu können › Wirtschaftliche Nutzung der Power-to-X-Anlagen setzt einen **starken Zubau Erneuerbarer Energien** und damit einhergehende Nullpreise durch überschüssige Strommengen voraus – dieser ist gemäß vorliegender Randbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien derzeit nicht ausreichend gegeben › Mindestens kurz- und mittelfristig reicht mit Überschussstrom produzierte Menge an Wasserstoff, Fernwärme bzw. Dampf nicht aus, um Bedarf zu decken (**zusätzlich Zukauf oder konventionelle Produktion notwendig**) › Ohne Zubau an Erneuerbaren Energien wird **keine ausreichende Dekarbonisierung** von Wasserstoff/Fernwärme/Dampf erreicht und folglich kein Mehrwert generiert › Initiativ **hohe Investitionskosten** zur Umrüstung der Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur › **Langwierige Genehmigungsverfahren** in Genehmigungsbehörden und Kommunalverwaltungen

11 ANHANG

11.1 Anlage Mobilität

Anhang 1: Pkw: Flottenzusammensetzung nach Antriebsart in Rheinland-Pfalz (2019)

Antriebsart	Anzahl der Fahrzeuge
Benzin	1.648.015
Diesel	832.524
LPG	17.662
CNG	3.188
Elektro	3.482
Hybrid	15.524
gesamt	2.520.546

www.kba.de

Anhang 2: Leichte Nutzfahrzeuge bis 2000 kg Nutzlast: Flottenzusammensetzung nach Antriebsart in Rheinland-Pfalz (2019)

Antriebsart	Anzahl der Fahrzeuge
Benzin	6.134
Diesel	142.032
LPG	702
CNG	564
Elektro	372
Hybrid	22
sonstige	22
gesamt	149.831

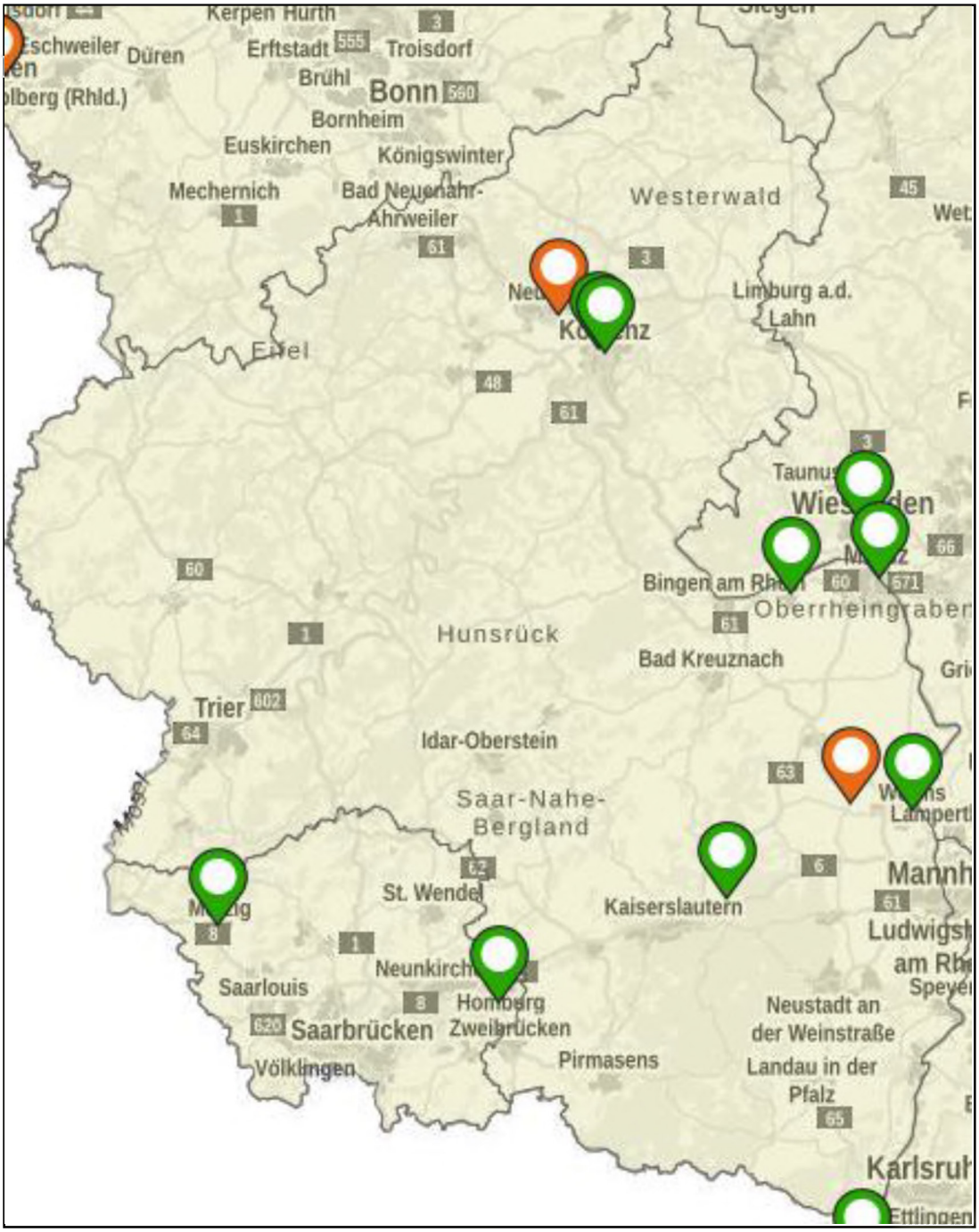
www.kba.de

Anhang 3: Busse: Flottenzusammensetzung nach Antriebsart in Rheinland-Pfalz (2019)

Antriebsart	Anzahl der Fahrzeuge
Benzin	6
Diesel	5.620
LPG	7
CNG	6
Elektro	2
Hybrid	26
gesamt	5.667

www.kba.de

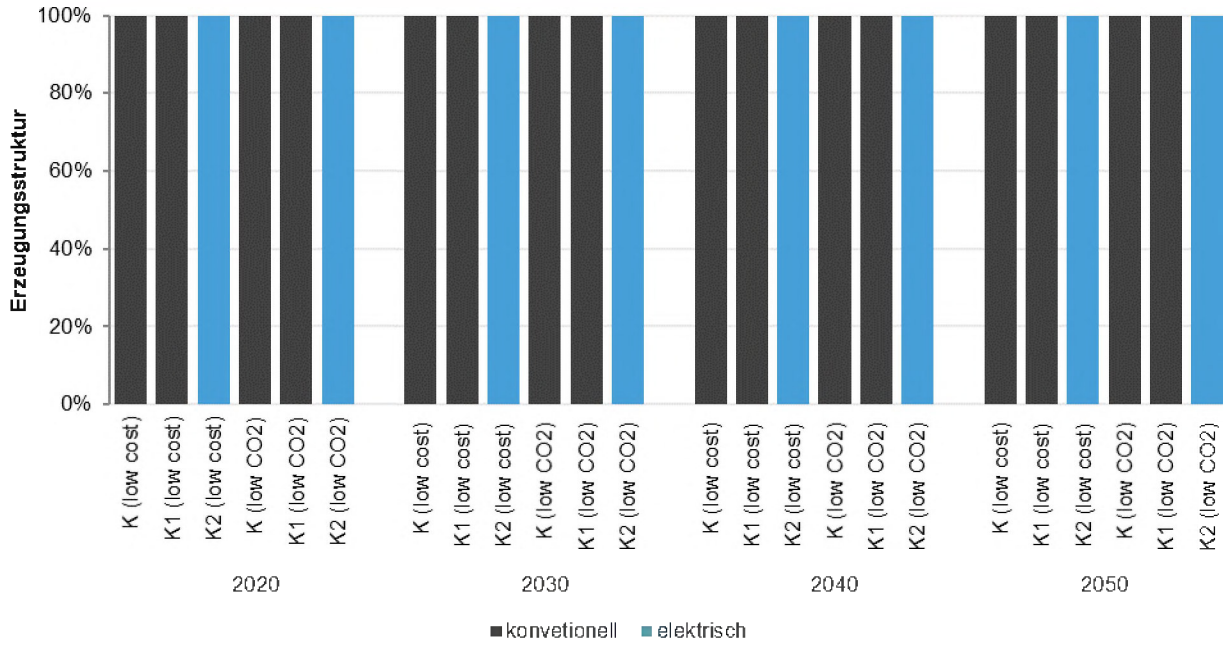
Anhang 4: Elektromobilitätskonzepte in RLP



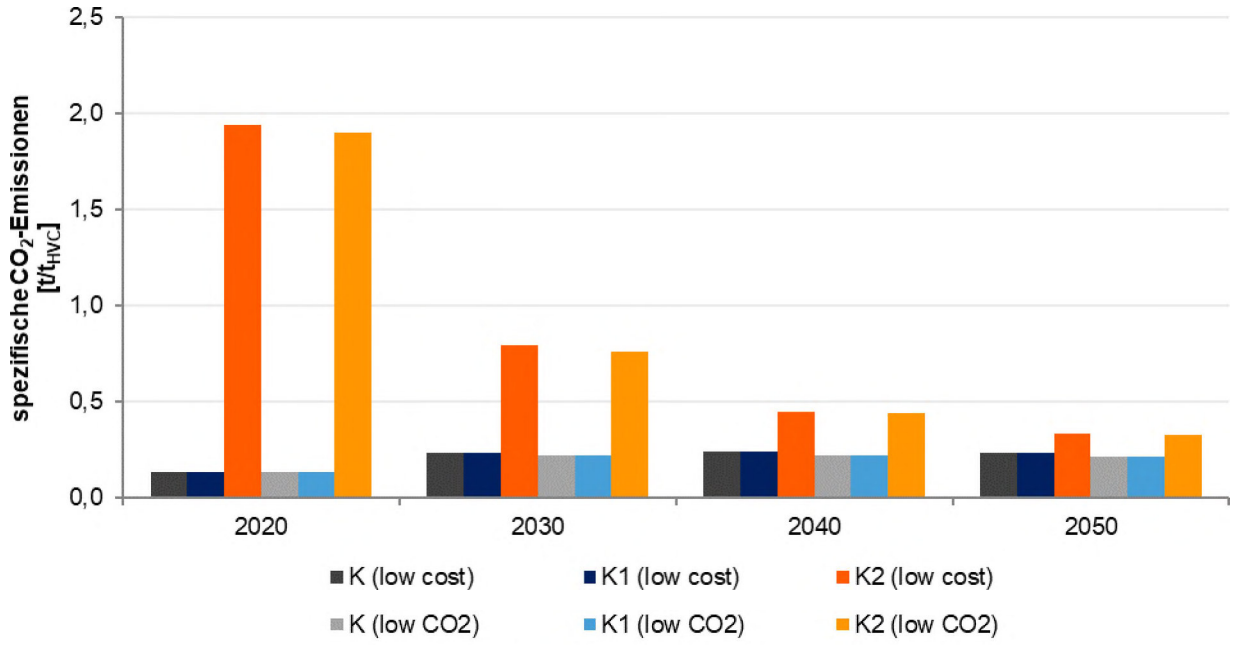
www.starterset-elektromobilität.de[120]

[120] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2019: Starterset Elektromobilität – Übersicht über die Elektromobilitätskonzepte in Deutschland, zuletzt abgerufen am 15.12.2020 unter https://www.starterset-elektromobilität.de/Infothek/elektromobilitaetskonzepte

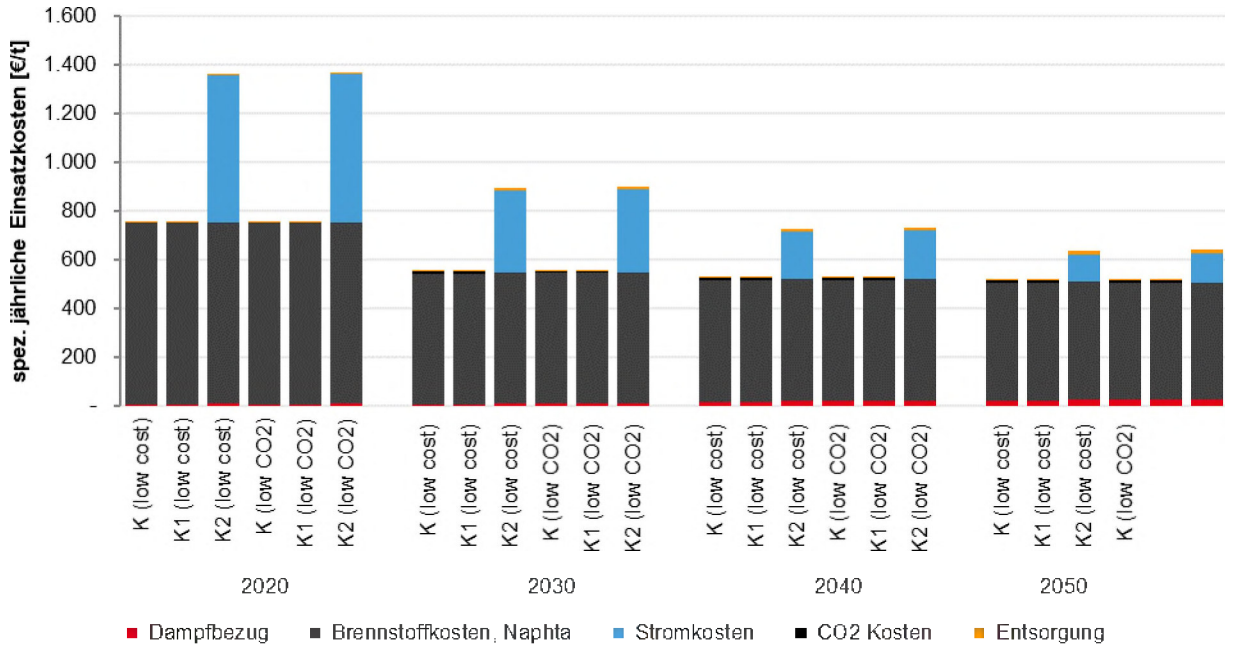
11.2 Kunststoffherstellung



Anhang 5: Entwicklung der Zusammensetzung der Kunststoffherstellung zwischen 2020 und 2050



Anhang 6: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der Kunststofferzeugung zwischen 2020 und 2050



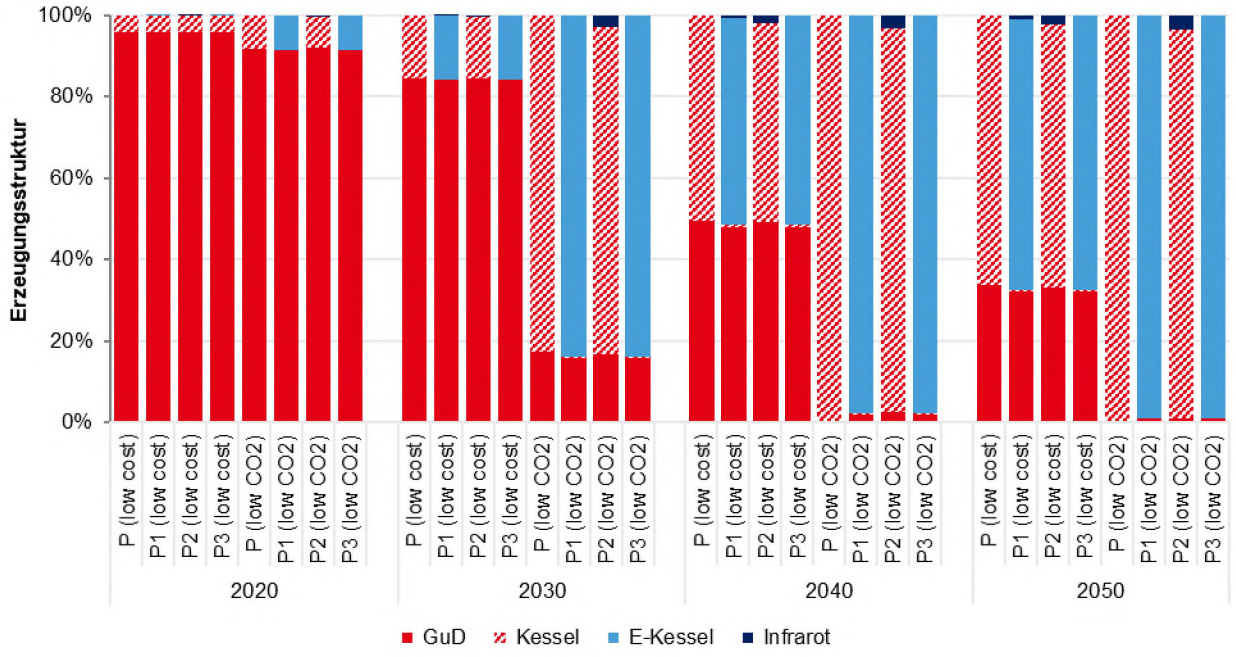
Anhang 7: Entwicklung der jährlichen sspezifischen Einsatzkosten der Kunststoffherstellung zwischen 2020 und 2050

Die wesentlichen Bestandteile eines Referenzenergiesystems (RES) bilden Assets und Commodities. Ein Asset wird dabei u. a. durch Eingabe- und Ausgabecommodities und einer zugehörigen Abbildung, welche die Umwandlung von Eingabe- in Ausgabegrößen beschreibt, definiert. Dies kann sowohl ein industrieller stromintensiver Prozess sein, ein konventionelles oder volatiles Kraftwerk zur Strom- oder Wärmeerzeugung oder auch ein stromverbrauchender Haushalt. Dabei kann

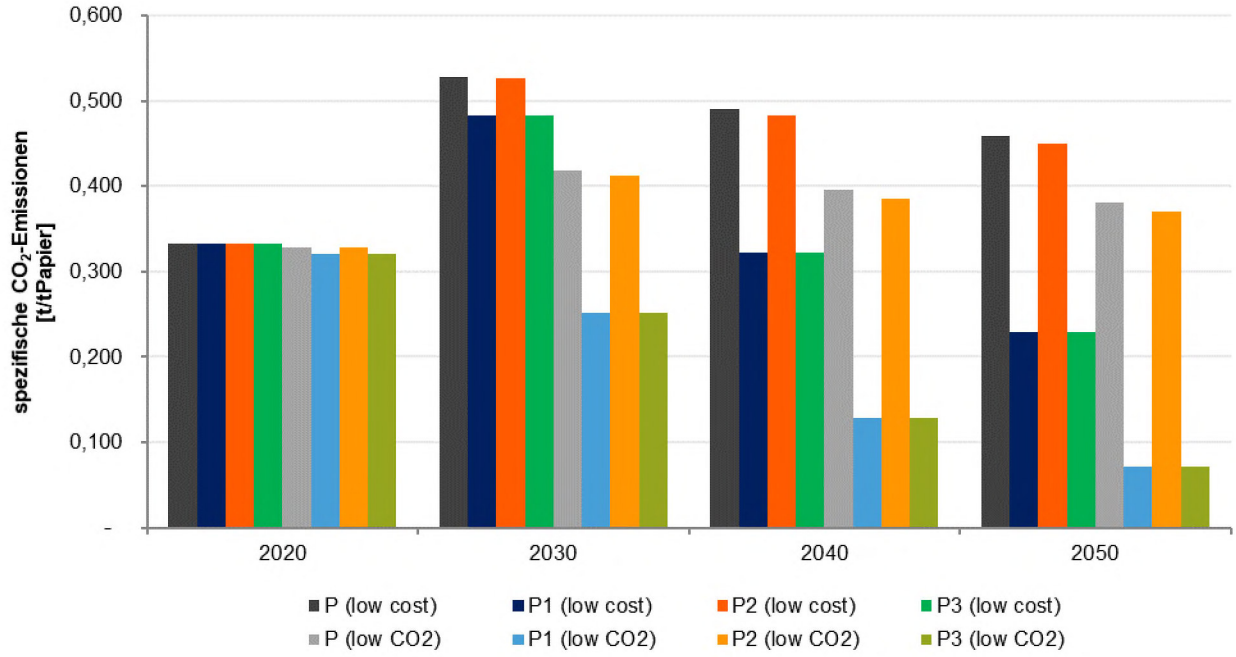
als „Ausgabe“ auch eine Energielastdeckung angenommen werden. Komplexe Prozesse lassen sich nun als Verkettung von Assets darstellen. Dabei können einzelne Commodities vermarktet werden. Ebenso werden Restriktionen aufgrund netztechnischer oder gesetzlicher Rahmenbedingungen (Netzentgelte, Umlagen, EEG-Umlagen, Emissionen) berücksichtigt.

Da die Modellierung als Gemischt-Ganzzahliges Lineares Programm erfolgt, wird auf lineare Zusammenhänge zwischen Ein- und Ausgabegrößen zurückgegriffen. Die Verwendungen von linearen Abbildungen zur Approximation von nicht-linearen Prozessen ist auch heute noch industrieller Standard.

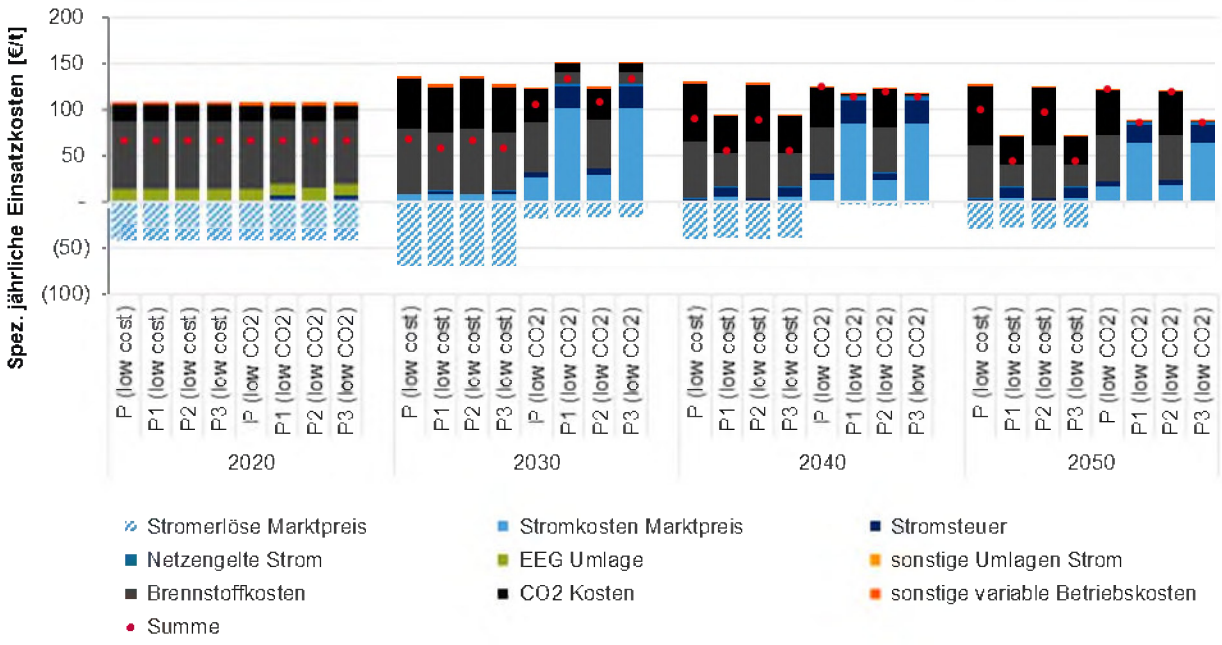
11.3 Papierherstellung



Anhang 8: Entwicklung der Zusammensetzung der Papiererzeugung zwischen 2020 und 2050

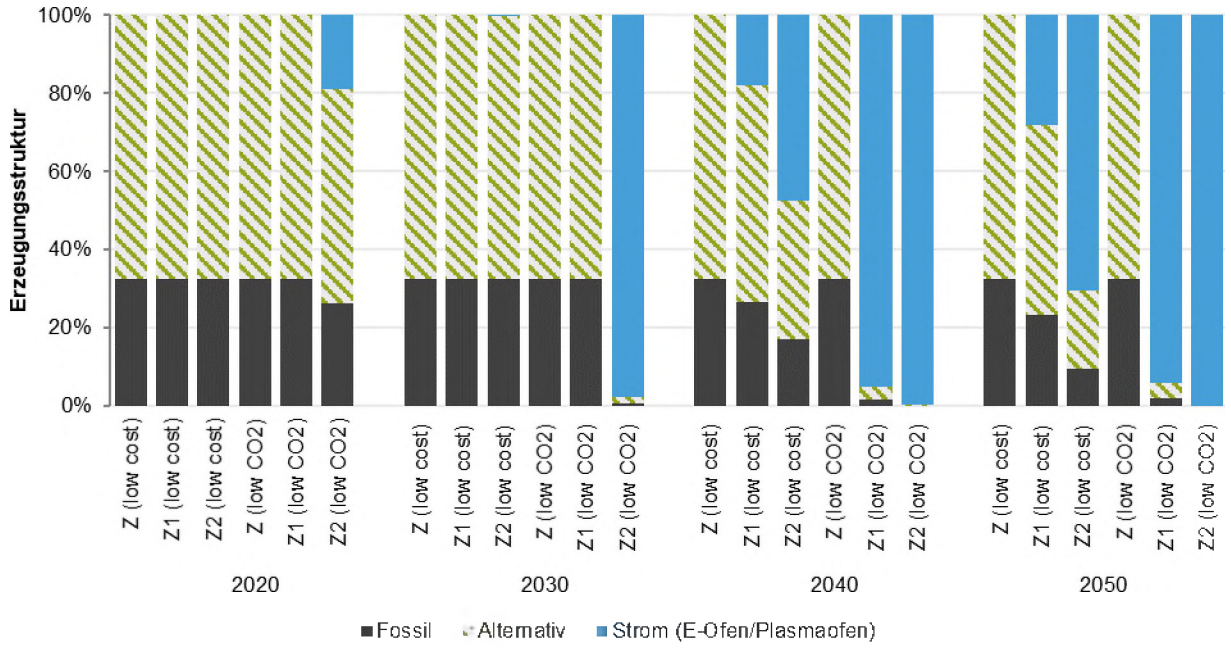


Anhang 9: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen der Papierherstellung zwischen 2020 und 2050

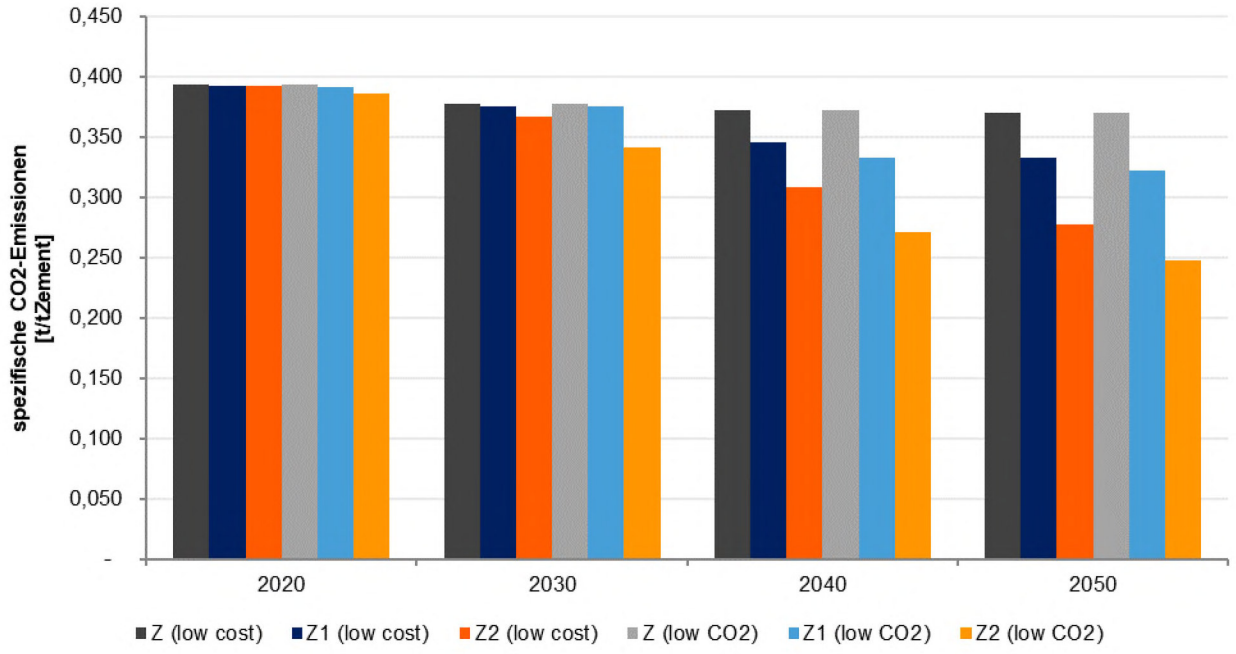


Anhang 10: Entwicklung der jährlichen spezifischen Einsatzkosten der Papierherstellung zwischen 2020 und 2050

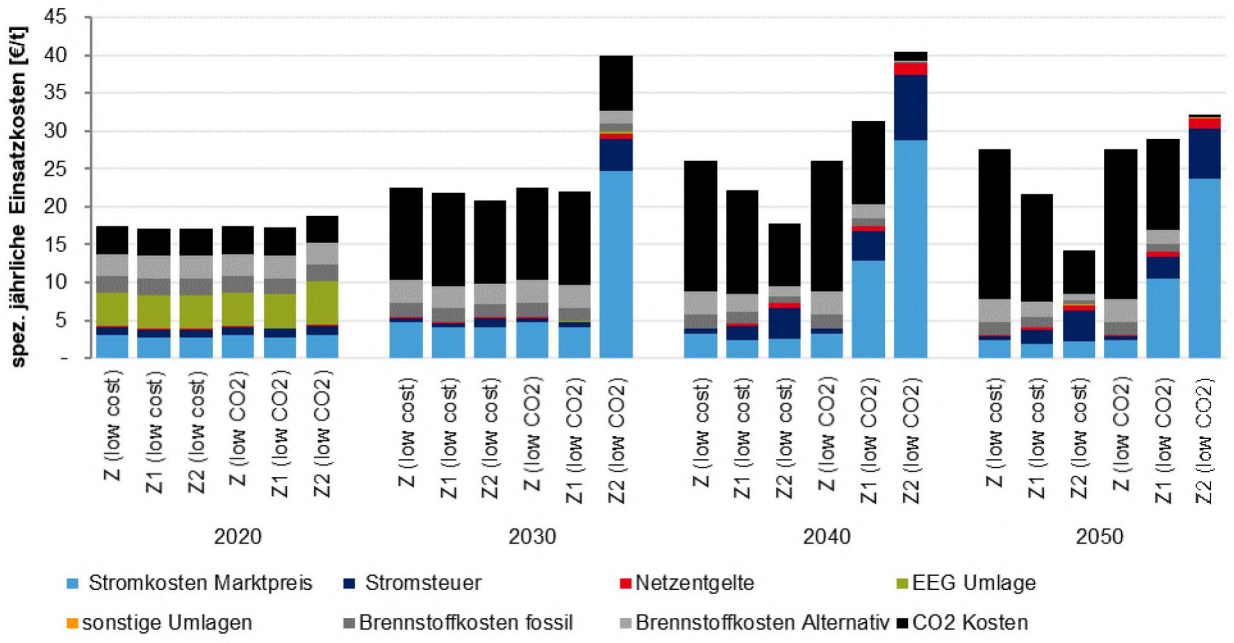
11.4 Zementherstellung



Anhang 11: Entwicklung des Brennstoffeinsatzes in der Zementherstellung zwischen 2020 und 2050

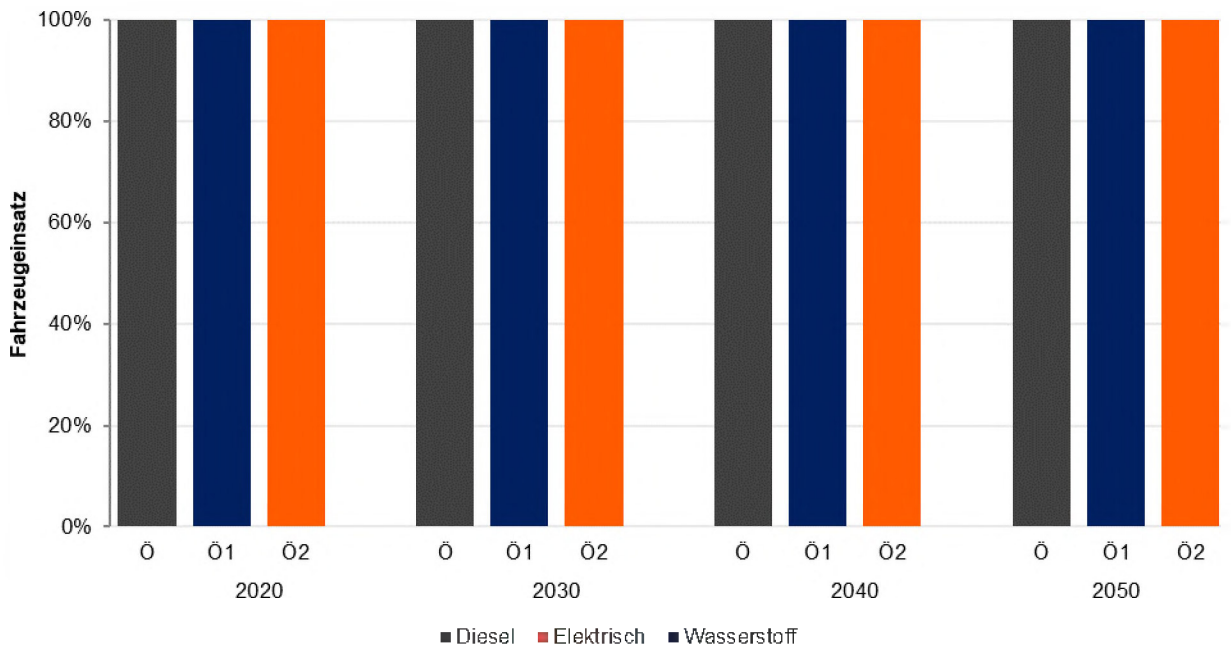


Anhang 12: Jährliche spezifische CO_2-Emissionen der Zementherstellung

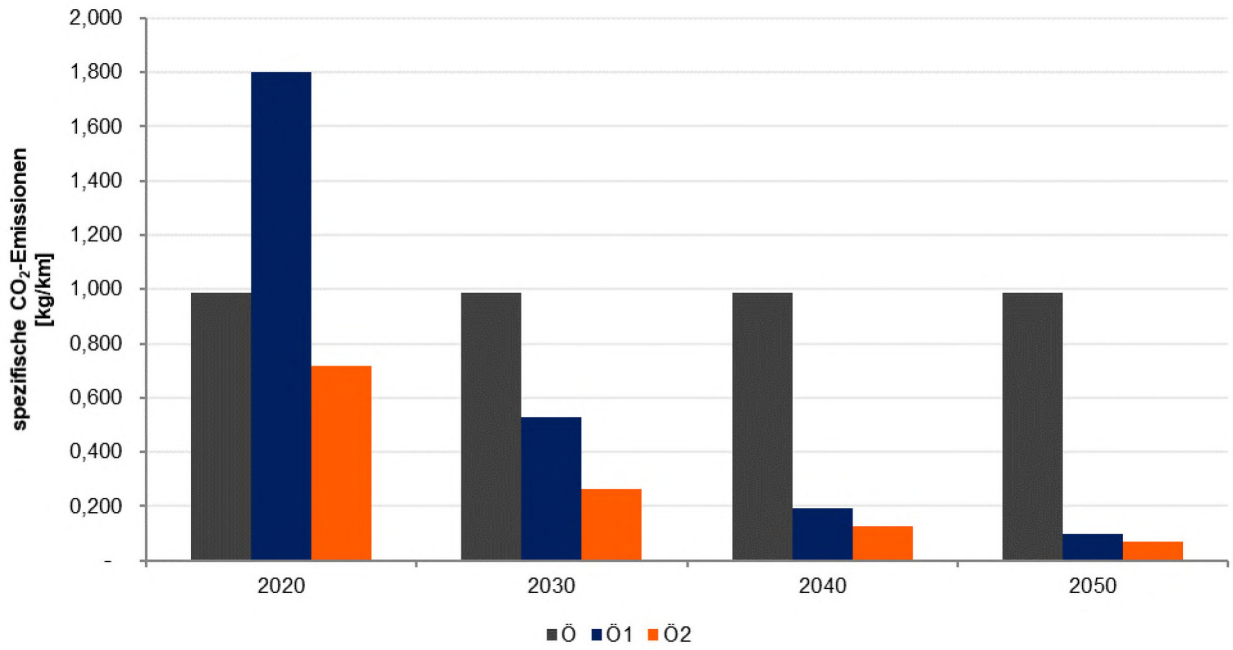


Anhang 13: Entwicklung der jährlichen spezifischen Einsatzkostender Zementherstellung zwischen 2020 und 2050

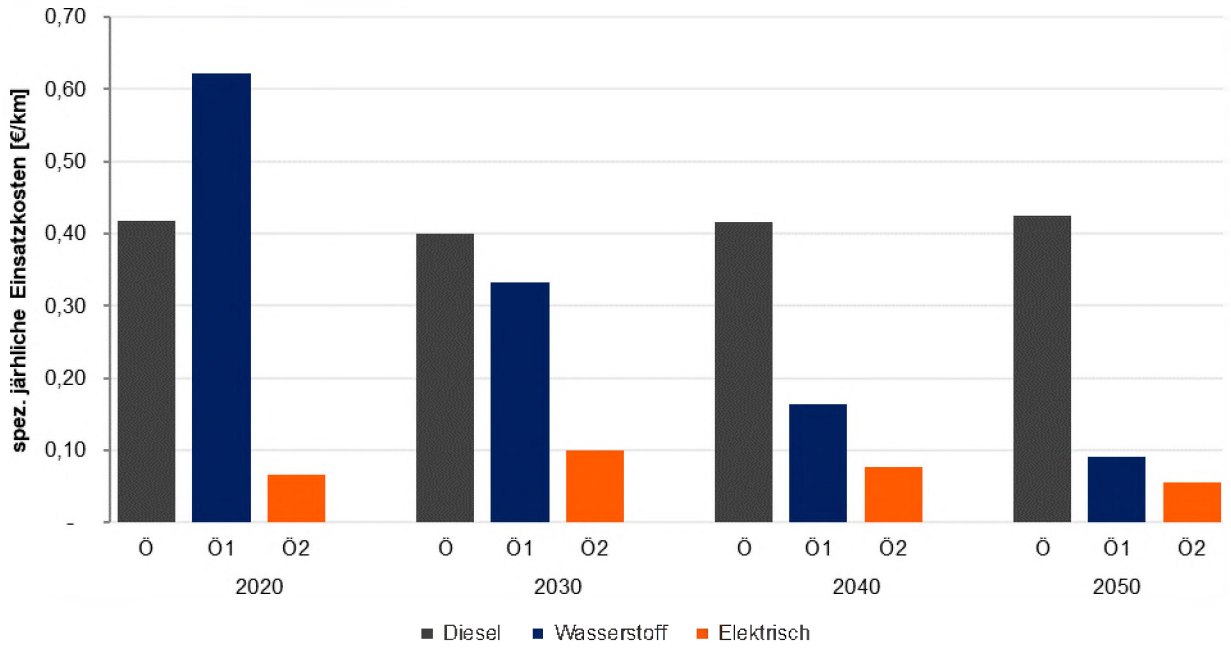
11.5 ÖPNV



Anhang 14: Entwicklung des Fahrzeugeinsatzes im ÖPNV zwischen 2020 und 2050



Anhang 15: Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen des ÖPNVs zwischen 2020 und 2050



Anhang 16: Entwicklung der spezischen jährlichen variablen Einsatzkosten des ÖPNVs zwischen 2020 und 2050

11.6 Technische und ökonomische Parameter des Use-Case Dampferzeugung

Anmerkung: Alle Euro-Beträge sind reale Werte in €(2019).

Tabelle 14: Use-Case Dampf: ökonomische und technische Parameter

Bezeichnung	Einheit	GuD	Dampferzeuger	Elektrodenkes-sel
eta_{el}		0,428		
eta_{th}		0,442	0,85	0,995
Mindeststillstand	h	3		
Mindestbetrieb	h	6		
Betriebskosten	€/MWh_{el}	3,00	1,00	
Netzentgelte Gas	€/MWh_{HU}	2,49	2,49	
Struktur Gas	€/MWh_{HU}	1,11	1,11	
Gassteuer	€/MWh_{HU}		6,10	

Bezieht der Elektrodenkessel Strom aus dem Netz fallen zusätzlich zu dem Strompreis noch Stromsteuer, Netzentgelte, EEG-Umlage uns sonstige Umlagen an, die Höhe der Aufschläge für die Dampferzeugung sind in **Tabelle 15** aufgelistet. Bezieht der Elektrodenkessel den Strom aus der eigenen GuD, fallen nur 40% der EEG-Umlage an. Es wurde mit einer Inflationsrate von 1,5% gerechnet. Sämtliche Kosten/Preise sind real in $€_{(2019)}$ angegeben.

Tabelle 15: Use-Case Dampf: Aufschläge auf Strompreis

Bezeichnung	Einheit	2020	2030	2040	2050
Stromsteuer	€/MWh	20,50	17,66	15,22	13,12
Netzentgelte AP	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00

EEG-Umlage	€/MWh	67,24	0,97	-	-
Sonstige Umlagen	€/MWh	0,05	0,05	0,05	0,05

Ab dem Jahr 2030 wurde in der Modellierung ein Regulatorischer Rahmen abgebildet. Dieser besagt, dass der Strombezug aus dem Netz in Stunden mit viel Überschussstrom von den Umlagen und Auflagen befreit ist, es müssen nur noch 10% der Netzentgelte gezahlt werden.

11.7 Technische und ökonomische Parameter des Use-Case Wasserstofferzeugung

Wird für die Wasserstofferzeugung Strom aus dem Netz bezogen, fallen zusätzliche zu dem Strompreis noch Stromsteuer, Netzentgelte, EEG-Umlage und sonstige Umlagen an, deren Höhe in **Tabelle 16** zusammengefasst ist. Es wurde mit einer Inflationsrate von 1,5% gerechnet. Sämtliche Kosten/Preise sind real in €$_{(2019)}$ angegeben. Da es sich hier um produzierendes Gewerbe handelt wird die Stromsteuer reduziert.

Tabelle 16: Use-Case Wasserstoff: Aufschläge auf Strompreis

Bezeichnung	Einheit	2020	2030	2040	2050
Stromsteuer	€/MWh	15,37	13,24	11,41	9,83
Netzentgelte AP	€/MWh	2,00	2,00	2,00	2,00
EEG-Umlage	€/MWh	67,24	0,97	-	-
Sonstige Umlagen	€/MWh	0,05	0,05	0,05	0,05

Ab dem Jahr 2030 wurde in der Modellierung ein Regulatorischer Rahmen abgebildet. Dieser besagt, dass der Strombezug aus dem Netz in Stunden mit viel Überschussstrom von den Umlagen und Auflagen befreit ist, es müssen nur noch 10% der Netzentgelte gezahlt werden.

Neben den üblichen Preisen für Gas, CO_2 und Strom aus dem Energiemarktszenario wurden zusätzlich die in **Tabelle 17** erfassten Kostenbestandteile bei der Modellierung berücksichtigt. Der hier angenommene Dampfpreis errechnet sich aus den anfallenden Gas- und CO_2-Kosten für die Erzeugung einer Einheit Dampf mit einem Gaskessel mit einem Wirkungsgrad von 92%. Dieser Dampfpreis wird als Erlöskomponente für den verkauften Dampf, der bei der Dampfreformierung anfällt, angenommen.

Tabelle 17: Use-Case Wasserstoff: weitere ökonomische und technische Parameter

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Importpreis Wasserstoff inkl. Transport[121]	ct/kWh	23,48	20,28	18,14	17,07
Maximaler Importanteil	%	0%	0%	75%	100%
Dampfpreis	€/MWh$_{th}$	25,19	37,76	45,26	48,87
Netzentgelte Gas	€/MWh$_{HU}$	2,49	2,49	2,49	2,49
Struktur Gas	€/MWh$_{HU}$	1,11	1,11	1,11	1,11
Gassteuer	€/MWh$_{HU}$	6,10	6,10	6,10	6,10

[121] Quelle: Prognos AG, Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger, Mai 2020, abzurufen unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile