

# Energiesystemanalyse – Bayern klimaneutral

Abschlussbericht

# Energiesystemanalyse – Bayern klimaneutral

Abschlussbericht



consentec

# Impressum

## Herausgeber



Am Blütenanger 71  
80995 München  
+49 (0)89 158121-0  
info@ffe.de  
www.ffe.de



Grüner Weg 1  
52070 Aachen  
info@consentec.de  
www.consentec.de

## Abschlussbericht zum Projekt

Energiesystemanalyse –  
Bayern klimaneutral

**01.03.2024**

## Projektleitung

Timo Kern (FfE)  
Stefan Schmidt (FfE)  
Andrej Guminski (FfE)  
Sebastian Willemsen (Consentec)

## Bearbeiter:innen

Nadja Helmer (FfE)  
Quirin Strobel (FfE)  
Stephan Kigle (FfE)  
Veronika Engwerth (FfE)  
Verena Pichler (FfE)  
Miguel Martinez Perez (FfE)  
Timo Limmer (FfE)  
Fabian Jetter (FfE)  
Konstantin Metzger (FfE)  
Tom Dröschler (Consentec)  
Alexander Ladermann (Consentec)  
Max Wertenbruch (Consentec)  
Jonas Derichs (Consentec)

## Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

## Geschäftsführer:innen

Dr.-Ing. Christoph Pellingner (FfE)  
Dr.-Ing. Serafin von Roon (FfE)  
Dr.-Ing. Anna Gruber (FfE)  
Dr.-Ing. Andrej Guminski (FfE)  
Dr.-Ing. Wolfgang Fritz (Consentec)  
Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Christoph Maurer (Consentec)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>1</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>6</b>
<b>1 Motivation für „Bayern klimaneutral“</b>	<b>13</b>
1.1 Status quo des bayerischen Energiesystems	13
1.2 Die bayerischen Klimaziele	15
1.3 Was ist seit 2019 bereits passiert?	17
1.4 Aufbau der Studie	18
<b>2 Die Bayernpfade – Auf dem Weg zur Klimaneutralität</b>	<b>21</b>
2.1 Szenarioprozess	21
2.2 Die Bayernpfade	21
<b>3 Modelllandschaft der Energiesystemanalyse und Parametrierung</b>	<b>26</b>
3.1 Endenergienachfrage	27
3.1.1 Industrie	28
3.1.2 Verkehr	34
3.1.3 Haushalte und GHD	40
3.1.4 Sonstige Sektoren	49
3.2 Energiebereitstellung	50
3.2.1 Erneuerbare Energien	51
3.2.2 Thermische Kraftwerke und Flexibilitäten	58
3.2.3 Handelskapazitäten	59
3.2.4 Emissionsreduktionsziele	60
3.2.5 Regionalisierung	60
3.3 Infrastruktur	61
3.3.1 Strom: Verteilungsnetze	61
3.3.2 Strom: Übertragungsnetze	67
3.3.3 Erdgas- und Wasserstoff: Verteilungsnetze	69
3.3.4 Erdgas- und Wasserstoff: Fernleitungsnetze	73
<b>4 Auswirkungen der Bayernpfade auf das Endenergiesystem</b>	<b>76</b>
<b>5 Sektorbetrachtung der Industrie</b>	<b>83</b>
5.1 Die Bayernpfade in der Industrie	83
5.2 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen	84
5.3 Exkurs: Endenergieverbrauch des Aufbereitungssektors	91



<b>6</b>	<b>Sektorbetrachtung des Verkehrs</b>	<b>95</b>
6.1	Die Bayernpfade im Verkehr	95
6.2	Endenergieverbrauch und THG-Emissionen	96
<b>7</b>	<b>Sektorbetrachtung der Gebäude</b>	<b>103</b>
7.1	Die Bayernpfade im Gebäudesektor	103
7.2	Endenergieverbrauch und THG-Emissionen	104
<b>8</b>	<b>Sektorbetrachtung Energiebereitstellung</b>	<b>110</b>
8.1	Bereitstellungssektor	110
8.2	Energiebilanz	111
8.3	Erneuerbare Energien	120
8.4	Thermische Kraftwerke und Flexibilitäten	124
<b>9</b>	<b>Notwendige Infrastruktur für die Bayernpfade</b>	<b>129</b>
9.1	Stromnetze	129
9.1.1	Verteilungsnetze	129
9.1.2	Übertragungsnetze	133
9.2	Erdgas- und Wasserstoffnetze	136
9.2.1	Verteilungsnetze	137
9.2.2	Fernleitungsnetze	139
<b>10</b>	<b>Die Bayernpfade entlang des energiepolitischen Zieldreiecks</b>	<b>147</b>
10.1	Wirtschaftlichkeit	147
10.1.1	Volkswirtschaftliche Kosten der Bayernpfade	147
10.1.2	Sektorale Verteilung von Kosten	157
10.1.3	Energieträgerkosten aus Nutzerperspektive	158
10.1.4	Wertschöpfung innerhalb der Bayerischen Volkswirtschaft	160
10.2	Umweltverträglichkeit	162
10.2.1	THG-Emissionen im System	162
10.2.2	Nicht internalisierte gesellschaftliche Kosten durch Umweltbelastungen	164
10.3	Versorgungssicherheit	165
10.3.1	Energieträgerimporte	165
10.3.2	Energiespeicherung, -flexibilisierung und -transport	167
10.4	Voraussetzungen	168
10.4.1	Flächenbedarf und Anzahl der Anlagen im Bereitstellungssektor	168
10.4.2	Verkehrsinfrastruktur	173
10.4.3	Ladeinfrastruktur	173
10.4.4	Bedarf an kritischen Rohstoffen	174
10.4.5	Fachkräfte	177
<b>11</b>	<b>Exkurs: Das bayerische Energiesystem nach 2040 im Mix-Pfad</b>	<b>179</b>
<b>12</b>	<b>Einordnung in die deutsche Studienlandschaft</b>	<b>184</b>
12.1	Analyse der deutschen Studien	184

12.2 Einordnung der Bayernpfade	189
<b>13 Bibliographie</b>	<b>194</b>
<b>14 Abbildungsverzeichnis</b>	<b>204</b>
<b>15 Tabellenverzeichnis</b>	<b>211</b>
<b>16 Anhang</b>	<b>213</b>
16.1 Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen	213
16.2 Anteile der Antriebsarten an den Neuzulassungen	214
16.3 Parametrierung der Industriemodellierung	216
16.4 Entwicklung der regionalen Endenergieverbräuche	219

# Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
AFIR	Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
BAU	Business-as-usual
BayKlimaG	Bayerisches Klimaschutzgesetz
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BCG	Boston Consulting Group
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BDL	Bidirektional ladende Elektrofahrzeuge
BECCS	Bioenergie mit CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung
BEV	Battery Electric Vehicle, Elektroauto mit Batterie
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CAPEX	Capital Expenditures, Investitionsausgaben
CCU	Carbon Capture and Utilization
COP	Coefficient of performance
CRF	Common Reporting Format
DAC	Direct Air Capture
DACCS	Direct Air Capture and Carbon Storage
DC	Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur
DERA	Deutsche Rohstoffagentur
DEwoBY	Deutschland ohne Bayern
difu	Deutsches Institut für Urbanistik
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EHK	Elektrodenheizkessel
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EU27+3	Mitgliedsstaaten der Europäischen Union plus Norwegen, Großbritannien und Schweiz
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug, Fuel Cell Electric Vehicles, Elektroauto mit Brennstoffzelle
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FREM	FfE-regionalisiertes Energiesystem-Modell
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssysteme
GLR	Gewichtetes Länderrisiko
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSL	Hochstromleiterseil

HTL	<i>Hochtemperaturleiterseil</i>
HVC	<i>High Value Chemical</i>
ISAAr	<i>Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz und -ausbauplanung mit Regionalisierung</i>
IuK	<i>Informations- und Kommunikationstechnik</i>
IWP	<i>Industriewärmepumpe</i>
KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
LFS	<i>Langfristszenarien</i>
LKW	<i>Lastkraftwagen</i>
LULUCF	<i>Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft</i>
MNA	<i>Modellnetzanalyse</i>
MS	<i>Mittelspannung</i>
MtA	<i>Methanol-zu-Aromaten</i>
MtO	<i>Methanol-zu-Olefinen</i>
NABEG	<i>Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz</i>
NE	<i>Netzebene, NE</i>
NS	<i>Niederspannung</i>
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i>
NUTS	<i>Nomenclature des unités territoriales statistiques (Gebietsstufenhierarchik)</i>
NUTS-0	<i>Gebietseinheit Nationalstaat</i>
NUTS-1	<i>Gebietseinheit Bundesländer</i>
NUTS-2	<i>Gebietseinheit Regierungsbezirke</i>
NUTS-3	<i>Gebietseinheit Kreisfreie Städte und Landkreise</i>
ONS	<i>Ortsnetzstationen</i>
OPEX	<i>Operational Expenditures, Betriebsausgaben</i>
ÖPNV	<i>Öffentlicher Personennahverkehr</i>
PEM	<i>Protonen-Austausch-Membran</i>
pHH	<i>private Haushalte</i>
PKW	<i>Personenkraftwagen</i>
PriHM	<i>Private Household Model</i>
PtH	<i>Power-to-Heat</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
rONT	<i>Regelbare Ortsnetztransformation</i>
SDK	<i>Solardachkataster</i>
SmInd	<i>Sector Model Industrie</i>
STAU	<i>Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte</i>
TEN-V	<i>Transeuropäisches-Verkehrsnetz</i>
TerM	<i>Tertiary Model</i>
THG	<i>Treibhausgas</i>
TraM	<i>Transport-Modell</i>
TYNDP	<i>Ten Year Network Development Plan</i>
UBA	<i>Umweltbundesamt</i>
ÜNB	<i>Übertragungsnetzbetreiber</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
WGI	<i>World-wide Governance Indicators</i>
WZ	<i>Wirtschaftszweig</i>

# Executive Summary

Gemäß des bayerischen Koalitionsvertrages vom 26. Oktober 2023 soll die vorliegende Studie „Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral“, die Grundlage für die Entwicklung eines Energieplans für Bayern 2040 darstellen. Kernziel der Studie ist die szenarienbasierte Analyse von Wegen in ein treibhausgasneutrales Bayern im Jahr 2040. Hierzu wurden sechs sogenannte „Bayernpfade“ entwickelt, in denen das bayerische Klimaziel durch Beschreitung unterschiedlicher Technologiepfade erreicht wird. Durch Bewertung der Bayernpfade entlang des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks – Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit – werden die Vor- und Nachteile der Bayernpfade analysiert, um eine umfassende Diskussionsgrundlage für die Ausgestaltung der Energiezukunft Bayerns zu liefern. Neben den Herausforderungen und Chancen in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft werden auch die Auswirkungen der Transformation auf die Strom- und Gasnetze analysiert. Nachfolgend werden einige der zentralen Aussagen der Studie kurz zusammengefasst.

## Kernaussagen der „Energiesystemanalyse Bayern klimaneutral“

1

### **Die Transformation reduziert die Abhängigkeit von Energieimporten.**

Im Jahr 2019 stammten 77 % des Primärenergiebedarfes aus Importen (vor allem Mineralöl, Erdgas und Uran). Dieser Wert sinkt im Bayernpfad-Mix auf 22 %. Grund hierfür ist insb. der hohe EE-Anteil sowie die Elektrifizierung.

2

### **Der Ausbau Erneuerbarer Energien muss stärker forciert werden.**

Der EE-Zubau muss technologieunabhängig weiter deutlich verstärkt werden. Zuviel Zubau von PV- und Windenergieanlagen gibt es dabei nicht. In Zahlen bedeutet dies im Mix-Pfad bis 2040 einen Zubau von: 51 GW an PV-Freiflächenanlagen, 27 GW an PV-Aufdachanlagen und 12 GW an Windenergieanlagen

3

### **Die Elektrifizierung ist ein Kernelement der Transformation und wird ergänzt durch die Nutzung von Wasserstoff, Bioenergie, grüner Fernwärme und synthetischen Energieträgern.**

Trotz starker Effizienzverbesserungen führt die Elektrifizierung und die Produktion von Wasserstoff zu einem Anstieg des Stromverbrauchs von 85 TWh im Jahr 2019 bis auf ~179 TWh im Jahr 2040 im Mix-Pfad. Bis zu weiteren 60 TWh können hinzukommen, wenn das für den internationalen Flugverkehr benötigte Kerosin und die stofflich genutzten Energieträger Naphtha und Methanol synthetisch und in Bayern hergestellt werden.

4

### **Bayern kann sich nicht zu jeder Stunde im Jahr selbst versorgen.**

Die wichtigste Flexibilitätsoption ist das Strom-Übertragungsnetz durch das der Stromaustausch innerhalb Bayerns und mit den angrenzenden Regionen ermöglicht wird. Bis 2040 müssen im Mix-Pfad jede Woche ca. 7 km Übertragungsnetz zugebaut oder verstärkt werden.

5

### **Die Investitionen in die Energiewende zahlen sich aus.**

Gegenüber dem BAU-Szenario, in dem Transformation im aktuellen Tempo erfolgt, können zwischen 2024 und 2040 ca. ~€ 100 Mrd. eingespart werden, da deutlich weniger kostspielige synthetische Brennstoffe importiert werden müssen. Die Einsparung bei den OPEX übersteigen die CAPEX-Mehrkosten deutlich.

Nachfolgend werden die fünf Kernaussagen näher beleuchtet und die wesentlichen Ergebnisse inkl. zentraler Grafiken zusammengefasst.

### Kernaussage 1: Die Transformation reduziert die Abhängigkeit von Energieimporten.

Die linke Hälfte von Abbildung I zeigt, dass im Basisjahr der Modellierungen der Anteil der importierten Primärenergieträger bei ca. 77 % liegt. Ausschlaggebend dafür sind insbesondere die Importe für Mineralöle inkl. Kerosin, Erdgas und Uran. Mit Ausnahme des Business-as-Usual Szenarios führt die Transformation der bayerischen Endenergiesektoren sowie der Energiewirtschaft in allen Zielszenarien zu einer deutlichen Verringerung der Abhängigkeiten von Energieimporten. In Abbildung I ist dies exemplarisch für den Mix-Pfad dargestellt, in dem der Importanteil bis 2040 auf ca. 22 % am Primärenergieverbrauch zurückgeht.

#### Primärenergiebedarf

in TWh inkl. Umweltwärme | Bayern | Mix-Pfad | 2019 & 2040

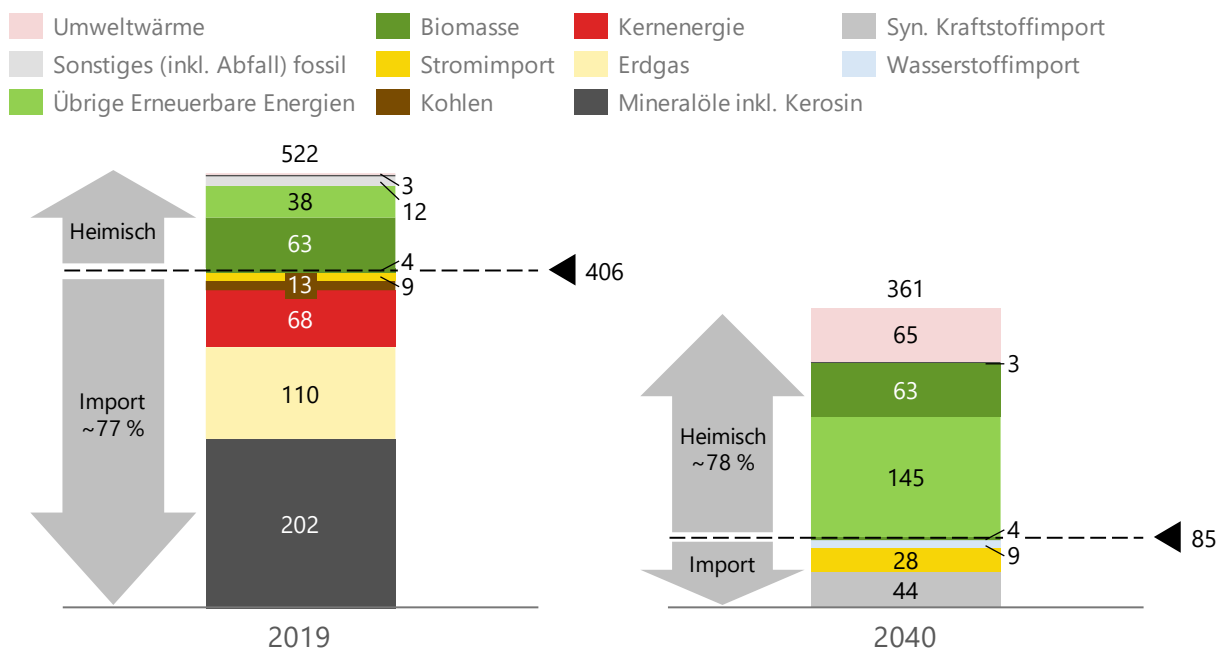


Abbildung I: Anteil bayerischer Energieimporte am Primärenergieverbrauch heute und 2040

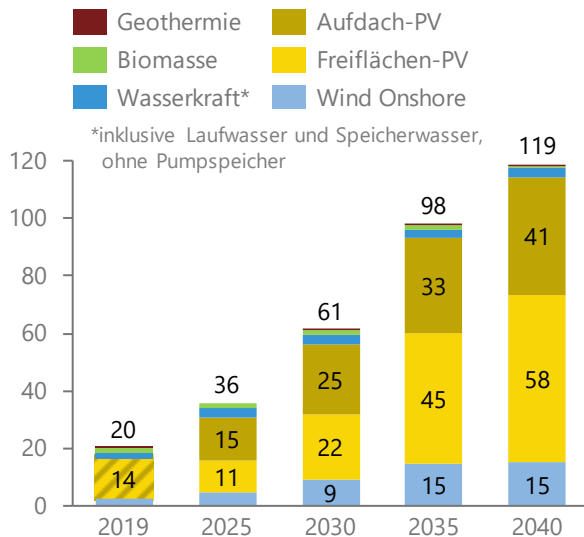
Im Jahr 2040 deckt Bayern im Mix-Pfad 78 % des Energiebedarfs aus eigener Erzeugung. Das Rückgrat der heimischen Energieversorgung sind die Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik sowie die heimische nachhaltige Biomasse. Die importierten Energieträger sind vor allem synthetische Brennstoffe, die in Anwendungen zum Einsatz kommen die grundsätzlich schwer oder aufgrund der kurzen verbleibenden Restzeit bis zur Erreichung der Klimaziele nicht mehr transformiert werden können. Hinzu kommen Strom- und Wasserstoffimporte. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass Bayern auch über das gesamte Betrachtungsjahr 2019 hinweg bereits Nettoimporteur von Strom war. Auch in Zukunft werden große Mengen Strom aus Bayern in die angrenzenden Regionen exportiert und zwar vor allem dann, wenn die hiesigen Erneuerbaren Energien ausreichend Strom produzieren. Nur in der Jahresbilanz stellt sich ein Nettoimport ein.

Durch die Transformation hin zu einem klimaneutralen bayerischen Energiesystem können die Abhängigkeiten von Energieimporten insgesamt deutlich reduziert werden. Je mehr dabei die Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik ausgebaut werden und in den Endenergiesektoren auf direkte strombasierte Verbrauchstechnologien gesetzt wird, desto stärker wird dieser Effekt sichtbar. Nichtsdestotrotz wird nach heutigem Erkenntnisstand das klimaneutrale Bayern auf Energieimporte angewiesen sein.

## Kernaussage 2: Der Ausbau Erneuerbarer Energien muss stärker forciert werden.

Kernaussage 1 zeigt, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung ein elementarer Eckpfeiler der Transformation ist. Aus heutiger Sicht gilt daher: der EE-Zubau muss technologieunabhängig weiter deutlich verstärkt werden. Zuviel Zubau von PV- und Windenergieanlagen gibt es dabei nicht.

### Installierte Erneuerbare Energien-Leistung in GW | Bayern | Mix



### Installierte Leistung thermischer Kraftwerke in GW | Bayern | Mix

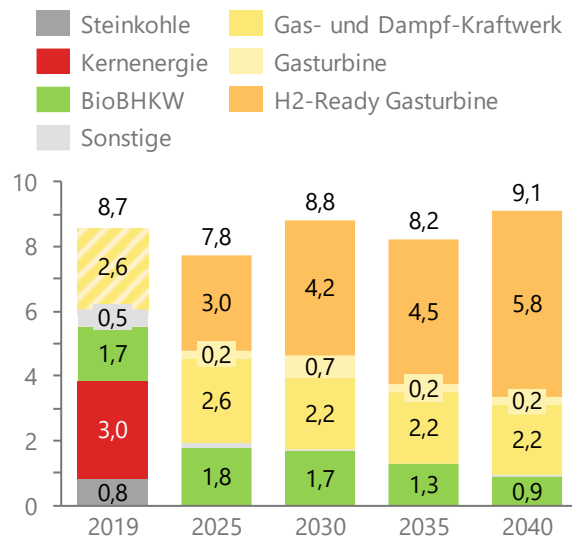


Abbildung II: Installierte Leistung Erneuerbarer Energien und thermischer Kraftwerke in Bayern

Die linke Hälfte von Abbildung II zeigt exemplarisch den Ausbau der installierten Leistung Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, der sich im Mix-Pfad einstellt. Bis 2040 kommt es zu einer Verfünfachung der installierten Leistung ggü. dem Basisjahr der Modellierungen. Dabei spielen insbesondere Photovoltaik und Windenergie eine zentrale Rolle. Übersetzt man diese Zahlen in wöchentliche Ausbauraten so bedeutet diese Entwicklung die Installation von **3.250** Aufdach-Anlagen der 10 kW-Leistungsklasse, die Installation von **86** Fußballfeldern Freiflächen-PV-Anlagen und **ca. 3** neuen 5,5 MW Windkraftanlagen zwischen 2024 und 2040.

Die rechte Hälfte von Abbildung II zeigt, dass auch im klimaneutralen Bayern 2040 thermische Kraftwerke als Backupkapazitäten benötigt werden. Bereits 2025 wird im kostenoptimalen System eine Verdopplung der Gaskraftwerk-Kapazitäten im Strommarkt von heute 2,7 GW auf 5,8 GW in Bayern sichtbar. Diese werden zukünftig zunehmend mit Wasserstoff betrieben, in den betrachteten Szenarien im Jahr 2040 jedoch nur zu wenigen Stunden im Jahr benötigt. Im Mix-Pfad ergeben sich ca. 700 Volllaststunden für H2-Ready Gasturbinen und ca. 250 Volllaststunden für Gaskraftwerke im Jahr 2040. Da die Kraftwerke sich in Zukunft voraussichtlich nicht am energy-only-Markt refinanzieren werden können bzw. die Unsicherheit darüber die Investitionen in neue Kraftwerke heute hemmt, bedarf es zusätzlicher Finanzierungsanreize, um den Bau dieser Kapazitäten jetzt anzureizen.

## Kernaussage 3: Die Elektrifizierung ist ein Kernelement der Transformation und wird ergänzt durch die Nutzung von Wasserstoff, Bioenergie, grüner Fernwärme und synthetischen Energieträgern.

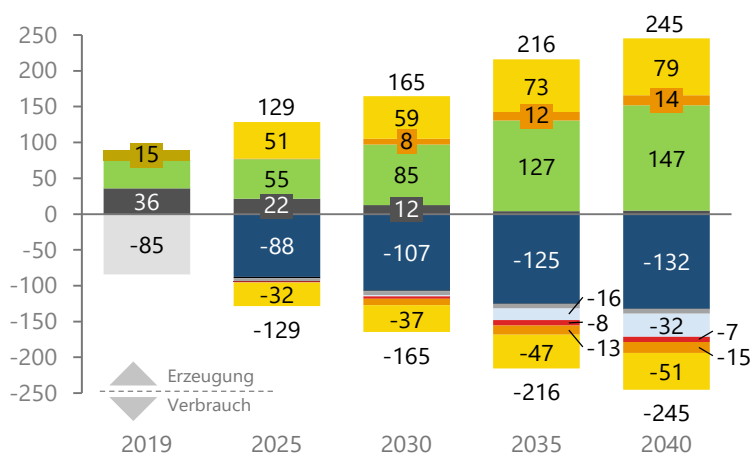
Über alle Szenarien hinweg kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage aus den Endenergiesektoren sowie für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Abbildung III zeigt die bayerische Strombilanz im Mix-Pfad sowie die Entwicklung der Last in den Endenergiesektoren nach Stützjahren. Die linke Hälfte der Grafik zeigt, dass die Transformation dazu führt, dass der Bruttostromverbrauch von 85 TWh im Jahr 2019 auf 179 TWh im Jahr 2040 ansteigt (Anmerkung: für die Größe „Bruttostromverbrauch“ werden aus der Grafik nur der Nettoimport und die Nettospeicherleistung berücksichtigt, weshalb der Bruttostromverbrauch in Summe geringer ist als die dargestellte Bilanzsumme i.H.v. 245 TWh). Haupttreiber für den Anstieg des Stromverbrauchs sind die

Elektrifizierung der Endenergiesektoren (132 TWh im Jahr 2040), der Strombedarf für die heimische Herstellung von Wasserstoff (32 TWh im Jahr 2040) und der Stromeinsatz für Power-to-Heat in der Fernwärme (7 TWh in 2040).

Ein weiterer möglicher Hebel auf den Stromverbrauch stellt die Produktion von synthetischem Kerosin für den internationalen Flugverkehr und für die in der Industrie stofflich genutzten Energieträger Naphtha und Methanol dar. Im Mix-Pfad könnte der Bruttostromverbrauch bis 2040 um weitere 60 TWh steigen, sofern der bayerische Bedarf für diese Energieträger vollständig durch heimische Produktion gedeckt wird.

### Bayerische Strombilanz

in TWh | Bayern | Mix



### Last der Endenergiesektoren

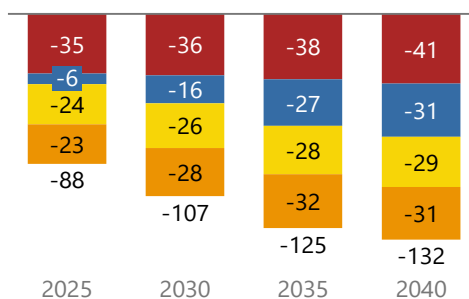
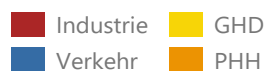


Abbildung III: Bayerische Strombilanz und Entwicklung der Last in den Endenergiesektoren im Mix-Pfad

Vor dem Hintergrund des in Kernaussage 2 aufgezeigten ambitionierten Ausbaubedarfs für Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung wird deutlich, dass die effiziente Nutzung von Strom von großer Bedeutung ist, da hierdurch der Ausbaudruck auf die Erneuerbaren eingegrenzt werden kann. Folglich ist die direkte Nutzung von Strom in Anwendungen, wo dies technisch möglich und sinnvoll ist, der Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen vorzuziehen. Primärenergetische Effizienz ist das Gebot der Stunde.

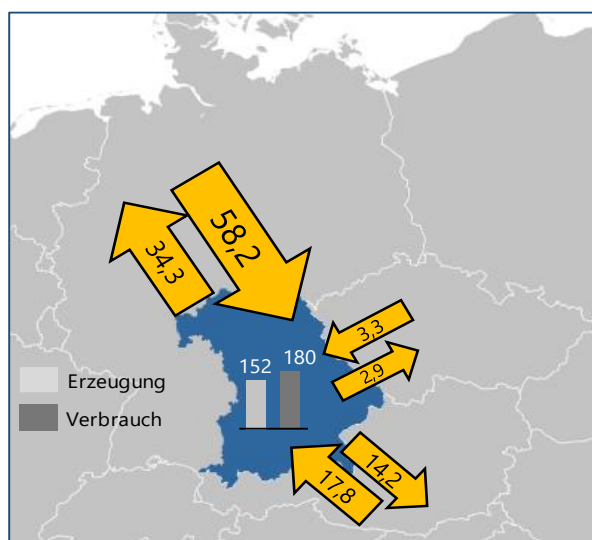
### Kernaussage 4: Bayern kann sich nicht zu jeder Stunde im Jahr selbst versorgen.

Der Import und Export von Strom und Wasserstoff ist die wichtigste Flexibilitätsoption im bayerischen Energiesystem der Zukunft. Der Ausbau des Stromnetzes sowie der Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur sollten folglich priorisiert werden. Abbildung IV zeigt die gehandelten Mengen an Strom und Wasserstoff für das Jahr 2040 in einer Karte dargestellt. Bayern hat 2040 einen Bruttostrombedarf von 179 TWh im Mix-Pfad. Insgesamt werden im selben Jahr 151 TWh Strom erzeugt. Die Differenz wird über ein Importsaldo von insgesamt 28 TWh gedeckt. Bayern ist somit in diesem Jahr wie auch in den Vorjahren ein Nettoimporteuer. Der größte Stromtausch findet zwischen Bayern und der Region „Deutschland ohne Bayern“ statt. Über das gesamte Jahr hinweg werden 58 TWh nach Bayern importiert und 34 TWh exportiert.

Für Wasserstoff sieht das Bild ähnlich aus. Wie auch in den Vorjahren werden im Jahr 2040 Nettoimporte zur Deckung der Nachfrage von 31 TWh im Mix-Pfad benötigt. Diese Importe stammen 2040 zum Großteil aus der Region „Deutschland ohne Bayern“. Insgesamt werden damit netto 70 % durch inländische Bereitstellung gedeckt. Dadurch, dass die Stromerzeugung durch inländische Elektrolyse einen so hohen Anteil ausmacht, lässt sich erkennen, dass die hohen Importe aus „Deutschland ohne Bayern“ nicht in dieser Höhe zur Deckung der bayerischen Wasserstoffnachfrage notwendig sind. Stattdessen werden diese durch hohe Exporte nach Österreich ausgeglichen und dienen dort zur Deckung der Nachfrage, die vor allem durch einen hohen Wasserstoffbedarf seitens der Industrie geprägt ist.



### Gehandelte Strommengen in TWh | Bayern | 2040 | Mix



### Gehandelte Wasserstoffmengen in TWh | Bayern | 2040 | Mix

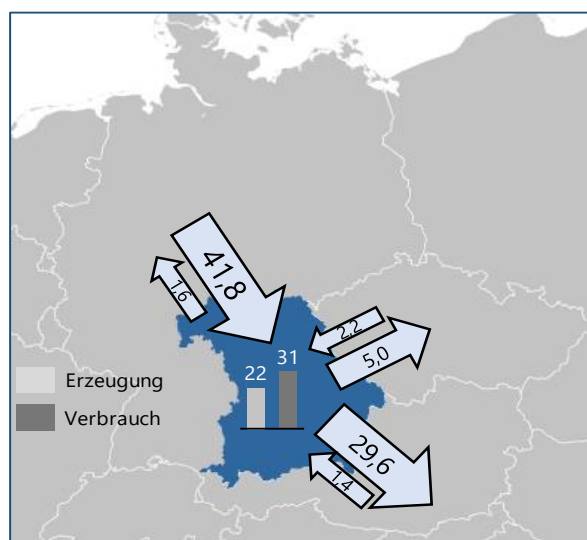


Abbildung IV: Gehandelte Strom- und Wasserstoffmengen im Mix-Szenario. Das Balkendiagramm in der Mitte zeigt den Gesamtverbrauch und die Gesamterzeugung von Strom und Wasserstoff in Bayern. Die Pfeile repräsentieren die Im- und Exporte, die zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten stattfinden.

### Kernaussage 5: Die Investitionen in die Energiewende zahlen sich aus.

In allen Bayernpfaden ist die Erreichung des bayerischen Klimaziels „Klimaneutralität bis spätestens 2040“ eine Grundvoraussetzung. Dabei unterscheidet sich der BAU-Pfad von den anderen Szenarien, da dort kaum aktive Transformation in den Endenergiesektoren stattfindet. Um die Klimaziele im BAU-Pfad dennoch zu erreichen, müssen im Zieljahr große Mengen teurer synthetischer Energieträger importiert werden. Abbildung V zeigt die kumulierten annuitätischen Differenzkosten des Gesamtsystems aus Systemsicht, für die Bayernpfade ggü. dem BAUPfad. Hieraus wird ersichtlich, dass eine aktive Transformation in allen Sektoren im Zeitraum 2024 bis 2040 zu Einsparungen von fast 100 Mrd. € ggü. dem BAU-Pfad führt. Zwar bedeutet eine aktive Transformation bereits ab dem Jahr 2024 Mehrinvestitionen in den einzelnen Sektoren, diese werden jedoch in allen Szenarien durch Einsparungen bei den Energieträgerkosten überkompensiert. Jede Verzögerung beim Start in die Transformation bedeutet in der langen Frist Mehrkosten, da die verbleibenden Mengen fossiler Energieträger im Zieljahr durch teure synthetische Alternativen ersetzt werden müssen. Frühzeitige Investitionen, insbesondere in strombasierte Technologien in den Endenergiesektoren (z.B. Wärmepumpen und Elektroautos), führen folglich langfristig zu Einsparungen.

Zusätzlich zum Netzausbau bedarf es eines Ausbaus der Stromspeicher-Flexibilitäten. Mit zunehmendem Hochlauf der Erneuerbaren Energien werden Stromspeicher wichtiger. Ab 2030 stellt sich ein massiver Zubau an Stromspeichern im kostenoptimalen Energiesystem ein. Bidirektionale Elektrofahrzeuge werden dabei als kostengünstigste Option bevorzugt und bieten im Jahr 2030 9 GW potenzielle Flexibilität an.

### Kumulierte Differenzkosten gegenüber dem BAU-Pfad 2024 - 2040

in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Bereitstellung | Pfadvergleich

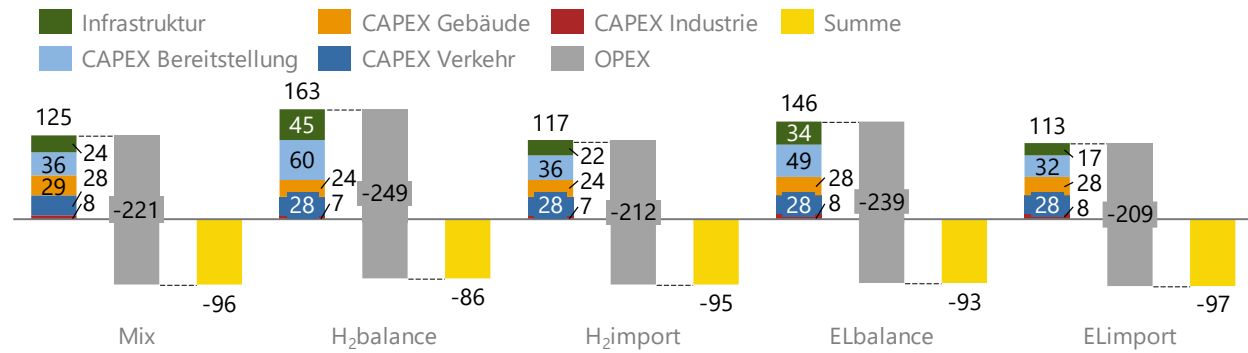


Abbildung V: Kumulierte annuitätische Differenzkosten des Gesamtsystems. Die CAPEX und OPEX sind gegenüber den Kosten des BAU-Pfades ausgewiesen.

Neben den dargestellten Kosteneinsparungen könnten in Zukunft durch die Transformation erhebliche Wertschöpfungspotenziale für die bayerische Volkswirtschaft realisiert werden. In einer ersten Abschätzung liegt im Mix-Pfad alleine im Bereich der Freiflächenphotovoltaik ein kumuliertes bayerisches Wertschöpfungspotenzial von ~€ 140 Mrd. im Zeitraum 2024 – 2040. Zum Vergleich: die bayerische Bruttowertschöpfung lag im Jahr 2022 nominal bei ca. € Mrd. 650. Bricht man dieses Wertschöpfungspotenzial auf konstante Jahreswerte herunter, so könnte eine vollständige Realisierung zu einem Anstieg der Wirtschaftsleistung um ca. 1,3 %/a gemessen an der Bruttowertschöpfung im Jahr 2022 führen. Grundvoraussetzung für die Realisierung dieses theoretischen Wertschöpfungspotenzials ist, dass die Anlagen nicht nur in Bayern betrieben, sondern auch produziert werden und somit die gesamte Wertschöpfungskette dieser Technologie in Bayern liegt.



# Motivation

# 1 Motivation für „Bayern klimaneutral“

Am 13. Dezember 2022 hat der bayerische Landtag die Neufassung des bayerischen Klimaschutzgesetzes (BayKlimaG) beschlossen, das am 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist. Bayern soll „spätestens bis zum Jahr 2040“ klimaneutral sein. Um die wichtigen Handlungsschritte und notwendigen Voraussetzungen für Bayern zu analysieren, ist es notwendig, die Zusammenhänge im gesamten Energiesystem, d.h. sektorübergreifend mit einer hohen räumlichen und zeitlichen Auflösung zu kennen. Vor diesem Hintergrund hat das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie die FfE und Consen-tec damit beauftragt, eine umfassende Analyse des bayerischen Energiesystems durchzuführen. Dabei sollen die Chancen und Herausforderungen über alle Endenergiesektoren, Energiebereitstellungsformen und die Infrastruktur im Kontext eines europäischen Energiesystems untersucht werden.

## 1.1 Status quo des bayerischen Energiesystems

Dieser Abschnitt bietet einen Überblick über den gegenwärtigen Status des bayerischen Energiesystems.

Es werden Daten zu Emissionen, Energieerzeugung und -verbrauch in Bayern zusammengefasst. Um im Rahmen der Modellierungsarbeiten Sondereffekte aufgrund des geringen Energieverbrauchs während der Corona-Pandemie zu vermeiden, wurde das Jahr 2019 als Ausgangsjahr gewählt. Demnach werden in diesem Abschnitt in erster Linie Daten für das Jahr 2019 präsentiert, obwohl in einigen Bereichen bereits aktuellere Daten vorliegen (s. Abschnitt 1.3).

Nach Nordrhein-Westfalen ist Bayern das Bundesland mit den höchsten Treibhausgasemissionen<sup>1</sup> (THG-Emissionen) in Deutschland. Zwölf Prozent der nationalen THG-Emissionen entfallen auf die in Bayern emittierten Kohlenstoffdioxid- (CO<sub>2</sub>), Methan- (CH<sub>4</sub>) und Lachgasemissionen (N<sub>2</sub>O) sowie die fluorinierten Gase (F-Gase) (s. Abbildung 1-1) [1]. Den wesentlichen Anteil an den THG-Emissionen bilden mit ~80 % die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Hauptquelle der übrigen Treibhausgase (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O und F-Gase) liegt hauptsächlich in der bayerischen Landwirtschaft [1]. Das CO<sub>2</sub> stammt zum größten Teil (95 %) aus der Umwandlung von Energieträgern im Bereitstellungs- sowie dem Industrie-, Verkehrs- und Gebäudesektor (s. Abbildung 1-1). Etwa sechs Prozent der insgesamt in 2019

**THG-Emissionen**  
in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | 2019

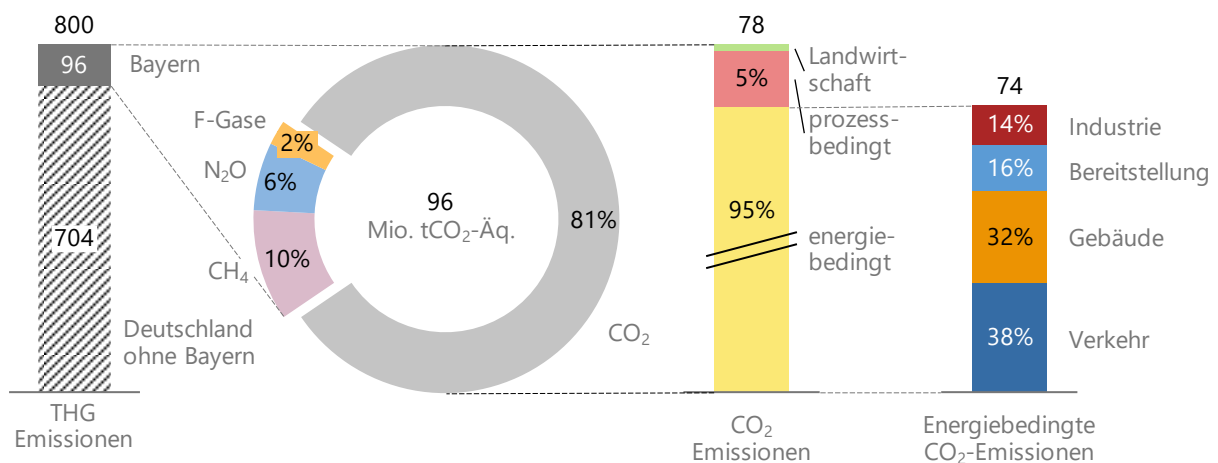


Abbildung 1-1: Treibhausgasemissionen in Bayern [2]

<sup>1</sup> Um die verschiedenen Treibhausgase in einer gemeinsamen Bilanz auszuweisen, werden sie in CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-Äq.)

umgerechnet, da sich ihr Effekt auf die Erwärmung der Atmosphäre stark unterscheidet.

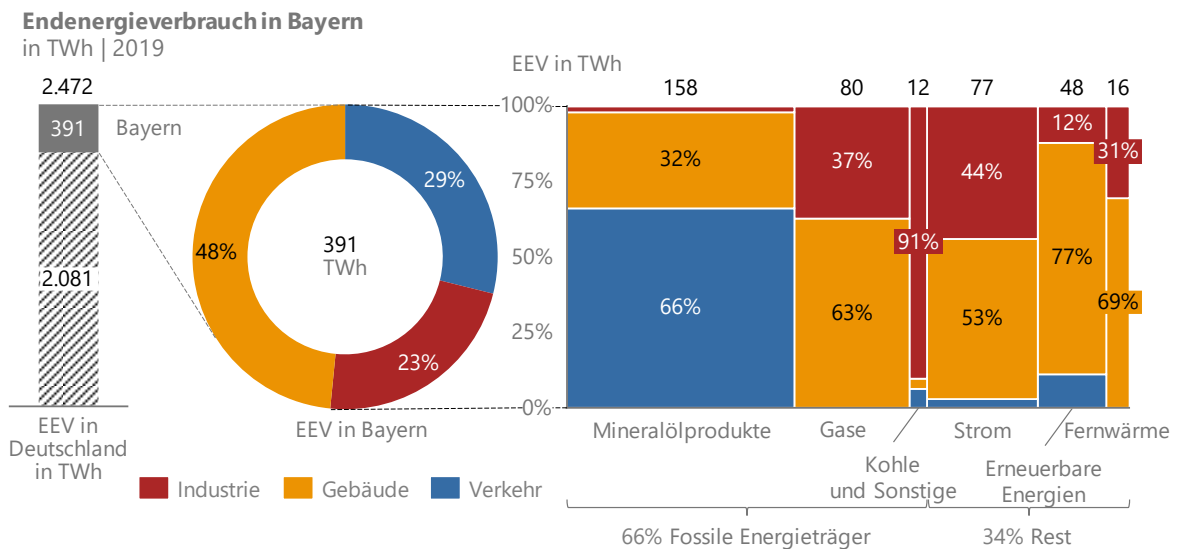


Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren in Bayern [2]

emittierten CO<sub>2</sub>-Emissionen entfallen auf die Landwirtschaft und chemischen Umwandlungsprozesse in der Industrie (prozessbedingte Emissionen) [1].

Die Anteile der Verbrauchssektoren (Industrie, Gebäude und Verkehr) an den CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. Abbildung 1-1) und die Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch (EEV) (Abbildung 1-2) unterscheiden sich aufgrund des Energieträgermixes der einzelnen Sektoren. Im Jahr 2019 wurde der Energieträgermix des Verkehrssektors aufgrund des Einsatzes von Diesel- und Benzinmotoren stark von fossilen Kraftstoffen dominiert, während im Gebäudesektor, welcher die Sektoren private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen vereint, etwa ein Fünftel des EEV aus Erneuerbaren Energien (EE) stammt. In der Industrie wurde der EEV-Mix zu nahezu gleichen Teilen aus Gasen (34 %) und Strom (38 %) gedeckt. Insgesamt machten die Verbrauchssektoren in Bayern im

Jahr 2019 etwa 17 % des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs aus. Der Anteil von Strom am Energieträgermix betrug dabei knapp 20 %. Beim Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in 2019 schneidet Bayern im Vergleich zu Deutschland gut ab. In Deutschland betrug der Anteil etwa 40 % und in Bayern etwa 50 % der Stromproduktion [3]. Die Wasserkraft erzeugte dabei den größten Teil des erneuerbaren Stroms in Bayern, dicht gefolgt von Strom aus Photovoltaik (PV). Etwa ein Viertel des erneuerbaren Stroms in Bayern wird aus Biomasse erzeugt (s. Abbildung 1-3) [3]. Im Bereich der installierten Leistung von PV und Wind lag Bayern im Bundesländervergleich 2022 knapp vor Niedersachsen und damit mit 20 GW installierter Leistung an erster Stelle (s. Abbildung 1-4). Der Zubau der PV-Energie hat hier seit 2019 eine hohe Dynamik aufgenommen (Details siehe Abschnitt 1.3). Für einen aussagekräftigen Vergleich von Photovoltaik- und Windkraft-

### Bruttostromerzeugung in Bayern in TWh | 2019

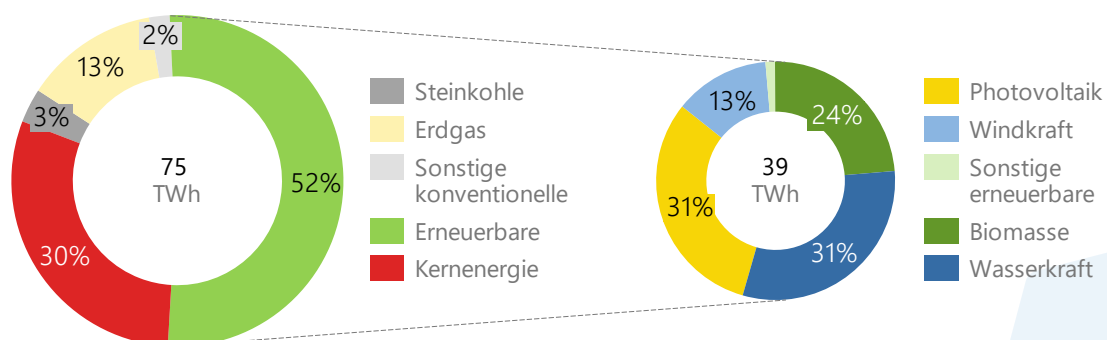


Abbildung 1-3: Energieträgermix der Bruttostromerzeugung in Bayern [2]

## Installierte Leistung PV- und Windanlagen an Land im Bundesländervergleich in kW/km<sup>2</sup> (links) und GW (rechts) | 2022

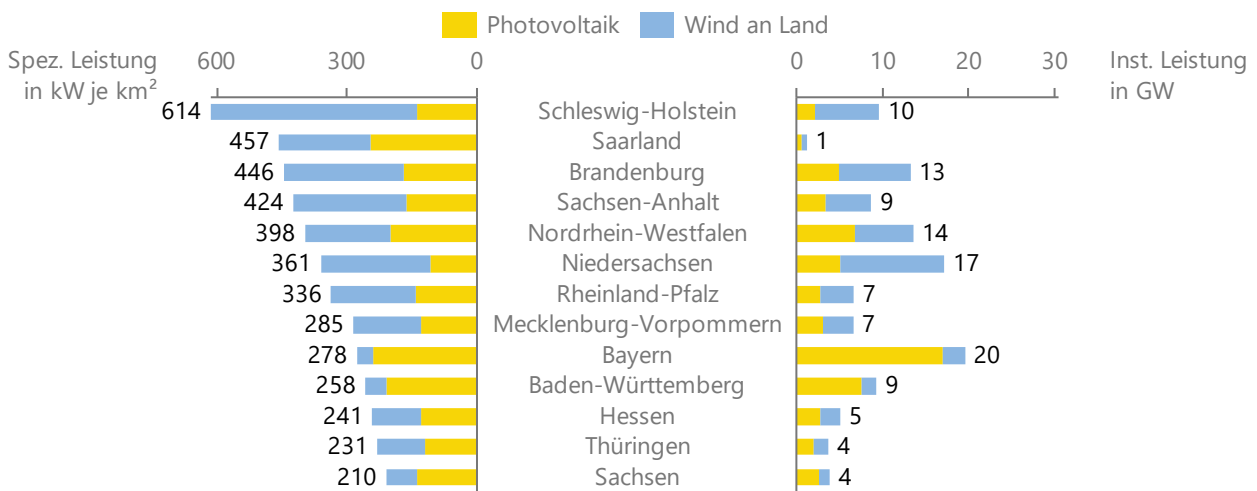


Abbildung 1-4: Installierte PV- und Windleistung im Ländervergleich

nutzung der Bundesländer muss die installierte Leistung jedoch in Relation zur verfügbaren Fläche bzw. zur Bevölkerung gesetzt werden. Bezieht man die installierte Leistung aus PV und Windkraft auf die Fläche der Bundesländer, liegt Bayern im unteren Mittelfeld des Bundesländervergleichs (s. Abbildung 1-4).

Darüber hinaus unterscheidet sich das geografisch vorhandene Angebot an Sonne, Wind und Wasser deutlich. Aufgrund der resultierenden volatilen Betriebscharakteristik der Erneuerbaren Energien sind neben der installierten Leistung auch die Volllaststunden der Technologien für einen abgestimmten Technologiemix zu berücksichtigen. Abbildung 1-5 zeigt die installierte Leistung pro Energieträger und die entsprechenden Volllaststunden im Jahr 2019. Photovoltaikanlagen kommen auf weniger als halb so viele Volllaststunden wie Windkraftanlagen. Bioenergie- und Wasserkraftanlagen erreichen in Bayern hingegen mehr als doppelt so viele Volllaststunden wie Windräder.

Dieser Vergleich zeigt die Notwendigkeit einer Diversifizierung der Technologien zur Erschließung erneuerbarer Energiequellen für den Ausgleich von Schwankungen im Energieertrag. Die kurze Einführung in den aktuellen Stand der Emissionen in Bayern sowie der Status quo des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung zeigen deutlich, dass in allen Bereichen Handlungsbedarf besteht, um den Übergang von fossilen Brennstoffen zu klimaneutralen Energieträgern zu bewältigen.

### Installierte Leistung und Volllaststunden in Bayern in GW und h | 2019

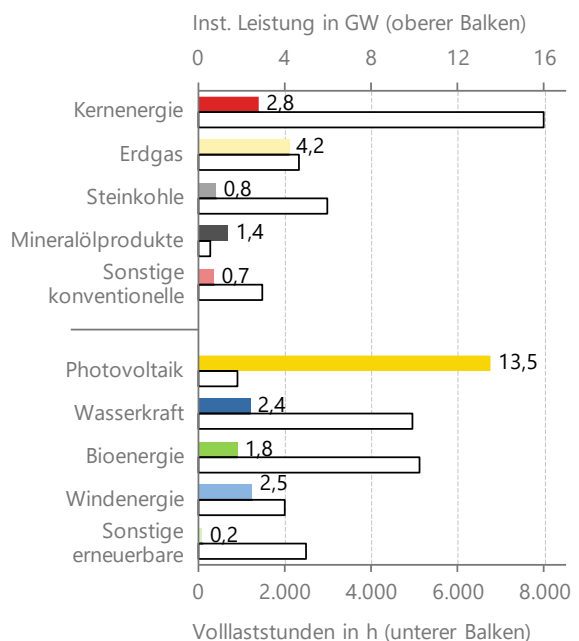


Abbildung 1-5: Installierte Leistung und Volllaststunden, eigene Darstellung nach [3]

## 1.2 Die bayerischen Klimaziele

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über die energiepolitischen Ziele, die nach dem Beschluss des bayerischen Landtags vom 13.12.2022 im Rahmen des bayerischen Klimaschutzgesetzes am 1. Januar 2023 rechtskräftig geworden sind. In Art. 5 des BayKlimaG wird dabei auf das Mitte 2022 novellierte Klimaschutzprogramm zur Einhaltung der Minderungsziele verwiesen. Es umfasst 150 Maßnahmen, die in den

Kabinettsitzungen vom 17.5.2022, 28.6.2022 und 6.9.2022 konkretisiert wurden. Die wichtigsten Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm, den Kabinettsitzungen und dem bayerischen Klimaschutzgesetz werden im Folgenden mit den Zielen auf Bundesebene verglichen.

Die Neufassung des BayKlimaG hat der bayerische Landtag am 13. Dezember 2022 beschlossen, bevor es am 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist. Nach diesem Gesetz soll Bayern „spätestens bis zum Jahr 2040“ klimaneutral sein. Damit würde Bayern die Zielmarke fünf Jahre vor dem Klimaneutralitätsziel der Bundesregierung und zehn Jahre vor dem Ziel der Europäischen Union (EU) erreichen [4]. In Anlehnung Zwischenziel der Bundesregierung, verpflichtet sich Bayern, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65% pro Einwohner gegenüber 1990 zu senken [4].

Den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung plant Bayern laut des bayerischen Koalitionsvertrags bis 2030 zu verdoppeln [5]. Für den Ausbau der Windkraft ist im Herbst eine Reformierung der 10H-Mindestabstandsregel geschehen [6]. Danach wurde der Mindestabstand zur Wohnbebauung für einige Flächen auf 1.000 Meter reduziert werden. Hierunter fallen u.a. Gewerbegebiete, Waldflächen, Flächen längs von Autobahnen bzw. Bundesstraßen und Truppenübungsplätze. Durch die reformierte 10H-Regel sollen in den nächsten Jahren mindestens vier GW bzw. ca. 1000 neue Windkraftanlagen installiert werden können [5]. So soll das Wind-an-Land-Gesetz des Bundes, wonach Bayern verpflichtet ist, 1,1 % seiner Fläche bis 2027 und 1,8 % der Fläche bis Ende 2032 für Windkraftanlagen auszuweisen, erreicht werden. Insgesamt sollen laut Wind-an-Land-Gesetz bis 2032 2 % der Bundesfläche als Vorrangflächen für den Windausbau an Land zur Verfügung stehen [7].

Die Energiegewinnung aus Photovoltaik plant Bayern laut dem Kabinettsbeschluss vom Mai 2022 bis 2030 zu verdreifachen [8]. Das Ziel, die installierte PV-Leistung bis 2030 zu verdreifachen, deckt sich in etwa mit dem Ziel der Bunderegierung, bis 2030 200 GW an Photovoltaikleistung zu installieren (installierte Leistung 2023 etwa 70 GW) [9], [10]. Um den Zubau an installierter Photovoltaikleistung zu ermöglichen, will Bayern das Potenzial hierfür auf staatlichen Gebäude mit geeigneten Dachflächen bis 2025 voll ausschöpfen. Weiterhin wurde das Bayerische Denkmalschutzgesetz zum 1. Juli 2023 angepasst, was den Einsatz Erneuerbarer Energien im Denkmalbereich erleichtert.

Artikel 44a der Bayerischen Bauordnung, der im Zuge des novellierten Klimaschutzgesetzes überarbeitet wurde, verpflichtet zur Installation von PV-Anlagen

bei gewerblichen oder industriellen Bauvorhaben, die seit dem 1.3.2023 bei der zuständigen Behörde eingegangen sind. Für sonstige neu zu bauende Nicht-Wohngebäude, wie z.B. Stallungen der Landwirtschaft, gilt die Solarpflicht mit einigen Ausnahmen ab 1.7.2023. Für neue Wohngebäude und Bestandsgebäude, bei denen ihre Dachhaut erneuert wird, gilt eine „Soll-Vorschrift“ für die Installation einer PV-Anlage ab dem 1.1.2025. Ergänzend dazu soll eine PV-Offensive entlang von Bundesautobahnen, Lärmschutzwänden, Einhausungen, Parkplätzen etc. starten. Außerdem soll die Erschließung von Agri-Photovoltaik durch Forschungs- und Modellprojekte vorangetrieben werden.

Im Bereich der Wasserkraft sollen laut Kabinettsitzung an potenziellen Standorte Ausbaumöglichkeiten mit dem Ziel überprüft werden, ein zusätzliches Potenzial von 18 MW zu erschließen [8]. Ebenso soll nach dem Klimaschutzprogramm die energetische Nutzung von Biomasse durch gezielte Projekte weiter gefördert werden [11]. Diese Pläne wurden in den Kabinettsitzungen konkretisiert: Danach wird bei der Bioenergie bis 2030 ein Steigerungspotenzial der installierten Leistung von 15 % gesehen [8].

Für die Umsetzung der Wärmewende hin zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung sollen laut Klimaschutzprogramm 25 % des bayerischen Wärmebedarfs durch Geothermie gedeckt und die dafür notwendigen Netze ausgebaut werden [11] (siehe Abschnitt 8.2). Darüber hinaus soll regenerative Wärme durch die Förderung von Investitionen in Biogasanlagen und Biomasseheizwerke bereitgestellt werden. Ergänzend zu der Bereitstellung zusätzlicher erneuerbarer Wärme sollen Einsparpotenziale durch energetische Sanierungen erschlossen werden [11].

Im Vergleich zu den bayerischen Klimaschutzplänen sind die Ziele der Bundesregierung in Bezug auf das Gelingen der Wärmewende präziser formuliert. Laut Koalitionsvertrag ist das Ziel, bis 2030 50 % der Wärmeversorgung klimaneutral bereitzustellen und die Wärmeeinspeisung aus Geothermie zu verzehnfachen [9]. Die Ziele bis 2030 für die energetischen Anforderungen an Neu- und Bestandsgebäude sind im Gebäudeenergiegesetz (GEG) als einheitliches Regelwerk festgelegt. Die im Juni 2023 im Bundestag vorgestellte Novelle des GEG soll ab 1. Januar 2024 in Kraft treten. Danach soll jede neu eingebaute Heizung auf Basis von 65 % Erneuerbaren Energien betrieben werden. Allerdings wird diese Pflicht an eine kommunale Wärmeplanung gekoppelt, deren Umsetzung deutschlandweit bis 2028 angestrebt wird. Solange keine Wärmeplanung vorliegt, dürfen in Bestandsgebäuden und Neubauten außerhalb von



Neubaugelbietel weiterhin Gasheizungen eingebaut werden, sofern diese auf Wasserstoff umrüstbar sind.

Im Verkehrsbereich soll laut dem bayerischen Klimaschutzprogramm die Elektromobilität gefördert werden. Dafür sollen laut dem bayerischen Koalitionsvertrag bis 2030 100.000 Ladesäulen für Elektrofahrzeuge entstehen [5]. Es ist geplant, jährlich 400 Busse des öffentlichen Nahverkehrs auf klimaneutral umzurüsten, um bis spätestens 2045 eine vollständige Umstellung der Busflotte zu erreichen. Zudem soll der gesamte ÖPNV durch Maßnahmen wie finanzielle Unterstützungen und Tarif-Vereinheitlichungen an Attraktivität gewinnen [11]. Wasserstoff soll nach dem Klimaschutzprogramm für den Schwerlast- und Nutzfahrzeugverkehr eingesetzt werden. Dafür soll eine flächendeckende Wasserstofftankstelleninfrastruktur entstehen. Zudem ist geplant, vorhandene Radwege auszubauen und die gesamte Radinfrastruktur mit dem Ziel, das Radfahren attraktiver zu machen, zu erweitern [11].

Die Bundesregierung plant, im Bereich des Verkehrssektors bis 2030 15 Millionen vollelektrische PKW auf die Straßen zu bringen. Dafür sollen eine Million zugängliche Ladepunkte entstehen. Außerdem soll der Personen- und Güterschienenverkehr zu Teilen auf die Schiene verlagert werden. Bis 2030 soll der Schienengüterverkehr um 25 % steigen und sich die Verkehrsleistung im Personenverkehr verdoppeln.

Insbesondere mit dem ehrgeizigen Ziel der Klimaneutralität in 2040 zeigt Bayern seinen Willen, eine Vorreiterrolle im Klimaschutz einzunehmen. Von entscheidender Bedeutung wird sein, dass Bayern seine Ambitionen in konkrete Zwischenziele übersetzt, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Gerade im Bereich der zukünftigen Wärmeversorgung und in der Transformation hin zu einer nachhaltigen Mobilität fehlen konkrete Zielvorstellungen und definierte Meilensteine.

### 1.3 Was ist seit 2019 bereits passiert?

Die Corona-Pandemie von 2020 – 2021 hat für einen großen gesellschaftlichen Einschnitt gesorgt. Unter diesem haben nicht nur das öffentliche Leben, sondern auch die Wirtschaft und die Entwicklung des gesamten Energiesystems gelitten. So sind in fast allen Statistiken deutliche Rückgänge in den beiden Jahren zu erkennen. Der Krieg in der Ukraine und die daraus resultierenden Engpässe in der Gasversorgung haben zusätzlich dafür gesorgt, dass sich insbesondere der Energiemarkt, aber auch die gesamte deutsche Wirtschaft nur langsam wieder erholen. So zeigt die

Konjunkturumfrage der Deutschen Industrie- und Handelskammer vom Jahresbeginn 2023 eine weiterhin negative Geschäftserwartung mit einer positiven Tendenz zur Verbesserung der Wirtschaftslage in Deutschland [12]. Für den Szenarioprozess und die darauffolgende Berechnung der Transformation sind solche einmaligen Ereignisse äußerst schwer nachzubilden. Unser Ziel ist es, die letzten Jahre zu beschreiben und die Auswirkungen zu verstehen, um anschließend im Szenarioprozess den Startpunkt und die Entwicklung des Energiesystems für die Transformation ab 2023 sinnvoll abbilden zu können.

Im Verkehrssektor sind die Auswirkungen durch die Corona-Krise und den zwischenzeitlichen Stillstand des öffentlichen Lebens deutlich zu erkennen. Gerade bei den Zahlen für Omnibusse, welche hauptsächlich im öffentlichen Nahverkehr zum Einsatz kommen, ging die Anzahl der Bestandsfahrzeuge von 2020 auf 2021 um ca. 7 % (6.000 Fahrzeuge) zurück [13]. Bis heute haben sich die Bestandszahlen wieder erholt und liegen derzeit über dem Bestand von 2020. Dabei wurden hauptsächlich dieselbetriebene Fahrzeuge stillgelegt und nach der Pandemie durch Hybrid- oder Elektrofahrzeuge ersetzt. Blenden wir die Corona-Krise aus, zeigt sich ein kontinuierlicher Anstieg der Omnibusse in Deutschland. Ein anderes Bild zeigt sich im Individualverkehr. Die Neuzulassungen für Personenkraftwagen sind stark zurückgegangen und stagnieren zurzeit. Wurden 2019 noch ca. 3,6 Millionen Neufahrzeuge zugelassen, waren es 2022 ca. 2,6 Millionen Fahrzeuge. Dabei ist zu erkennen, dass sich die Zulassungen von Benzin- und Dieselfahrzeugen mehr als halbiert haben und durch Hybrid- und Elektrofahrzeuge ersetzt wurden (2022 ca. 500 Tsd. Elektrofahrzeuge und ca. 800 Tsd. Hybride) [13]. Bei den Lastkraftfahrzeugen wuchs trotz der wirtschaftlichen Lage der Bestand seit 2019 stetig an und betrug 2022 um die 3,5 Mio. Fahrzeuge [14]. Der Gebäudesektor macht in Bayern ca. 50 % des Endenergieverbrauchs und ungefähr ein Drittel der gesamten THG-Emissionen aus (s. Abschnitt 1.1, Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2). Hier sind bereits heute klare Tendenzen in Richtung nachhaltiger Technologien zu beobachten. Betrachtet man in Abbildung 1-6 die Entwicklung der verkauften Heizungsanlagen in Deutschland, ist zu erkennen, dass seit 2019 der Anteil der verkauften Wärmepumpen und Biomasseheizkessel stark ansteigt. Insgesamt stieg auch der Gesamtabsatz von Gebäudeheizungen um über 20 %.



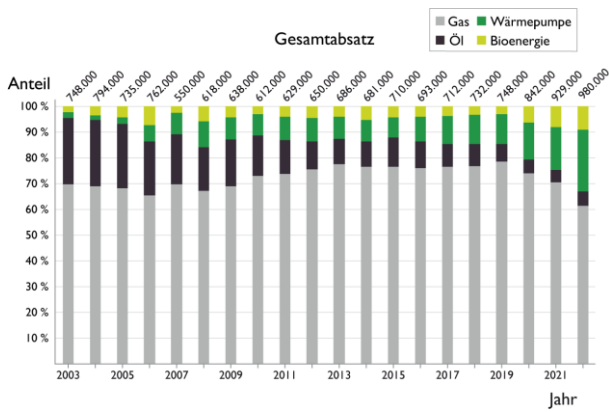


Abbildung 1-6: Entwicklung der verkauften Heizungsanlagen in Deutschland aufgeteilt nach Energieträger [16]

Die Auswirkungen in der Energiewirtschaft waren in den letzten 18 Monaten deutlich spürbar. Durch die geringeren Gaslieferungen, die Unsicherheit am Markt und die hohe Nachfrage stieg der Börsenpreis für Erdgas deutlich an, sank aber während der letzten Monate. Mit dem Erdgaspreis stiegen auch die Strompreise an der Börse rapide an. Gerade die Gaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke, die in der Merit-Order häufig die preissetzenden Kraftwerke sind, spielten zu dieser Zeit eine große Rolle. Auch die Erneuerbaren Energien haben von den gestiegenen Strompreisen profitiert und weisen aktuell oft eine hohe Wirtschaftlichkeit aus. Dies zeigen die Zahlen für den Zubau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren. In Abbildung 1-7 wird die Entwicklung der installierten Leistung von Wind-Onshore-, PV-Freiflächen- und PV-Gebäude aufgezeigt. Während die Tendenz bei den PV-Anlagen klar ansteigt, flacht die Kurve für die Windkraftanlagen deutlich ab. In Bayern sind seit 2015 ca. 750 MW installierter Wind-Leistung hinzugekommen. Im Vergleich dazu wurden im

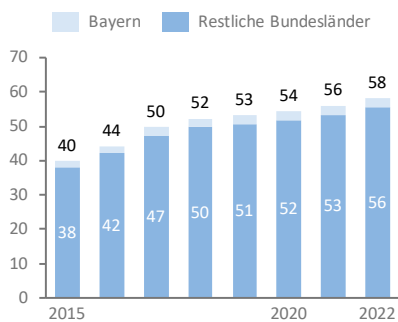
restlichen Teil Deutschlands ca. 18 GW Windkraftanlagen in Betrieb genommen [15].

## 1.4 Aufbau der Studie

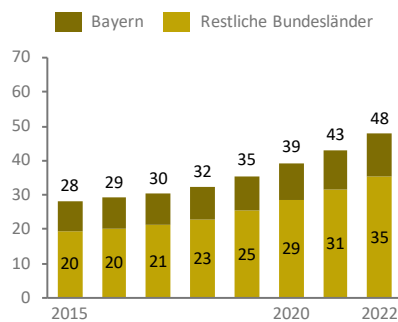
Basierend auf dem Status quo im Jahr 2019 und der bereits zurückliegenden Entwicklung der letzten Jahre starten wir in der Studie mit der Transformation des bayerischen Energiesystems. Das Ziel ist klar und in Abschnitt 1.2 bereits erläutert – Bayern möchte bis 2040 seine THG-Emissionen auf Nettonull reduzieren. In sechs verschiedenen Bayernpfaden Mix, H<sub>2</sub>import, H<sub>2</sub>balance, ELimport, ELbalance und Business-as-usual (BAU) analysieren wir, wie das Vorhaben auf unterschiedlichen Wegen erreicht werden kann. Dabei werden die Auswirkungen in den vier Endenergiesektoren Industrie, Verkehr, private Haushalte (pHH) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) dargelegt. Zusätzlich wollen wir die notwendigen Maßnahmen und den damit einhergehenden Umbau in der Energiebereitstellung sowie der Infrastruktur aufzeigen. Die Ausweisung der Ergebnisse erfolgt teils landkreis-scharf für Bayern, wodurch regionale Unterschiede sichtbar gemacht werden können. Ziel ist es, im politischen Zieldreieck (Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit) auf wissenschaftlicher Arbeit und Expertenmeinungen basierende Handlungsempfehlungen an unseren Auftraggeber und die bayerische Gesellschaft zu formulieren.

Im ersten Schritt übersetzen wir das Zielbild eines klimaneutralen Bayerns in einen Szenariorahmen und gestalten in einem Szenarioprozess in Zusammenarbeit mit Experten und basierend auf unserer jahrelangen Expertise die sechs Bayernpfade. In einem Workshopprozess und im Diskurs mit den beteiligten Referaten des Bayerischen Staatsministerium für

**Inst. Wind-Leistung (onshore)**  
in GW | Deutschland u. Bayern



**Inst. PV-Leistung (Gebäude)**  
in GW | Deutschland u. Bayern



**Inst. PV-Leistung (Freifläche)**  
in GW | Deutschland u. Bayern

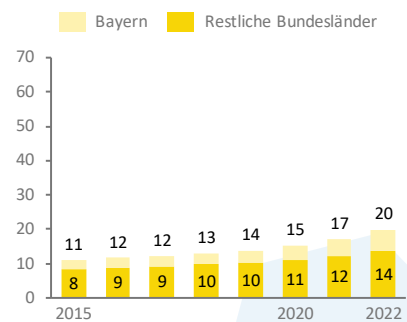


Abbildung 1-7: Entwicklung der installierten Wind-Onshore-, PV-Freiflächen- und PV-Gebäudeflächenleistung ab 2015 bis 2022 in Deutschland und Bayern aus dem Marktstammdatenregister [15]

Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie werden die Pfade in Abschnitt 2.2 geschärft. Ziel ist es, das Wissen der verschiedenen Akteure zu bündeln und grundlegende Annahmen zu techno-ökonomischen Parametern, aber auch generellen Entwicklungen wie der Bruttowertschöpfung oder die Energieträgerkosten auf den Prüfstand zu stellen. Als Basisszenario wird auf dieser Grundlage der Mix-Pfad entwickelt. Er soll eine ausgeglichene und ambitionierte Entwicklung des bayerischen Energiesystems darstellen. Als Ergänzungen werden zusätzlich insgesamt vier stärker ausgeprägte Szenarien entwickelt. Sie decken jeweils die Randbereiche des Szenarientrichters ab und beschreiben die Unterscheidung zwischen einer Strom- und Wasserstoffwelt. Ergänzend wird bei den vier Pfaden zwischen einer stärker regional ausgeprägten Erzeugung mit einer ausgeglichenen Importbilanz (H<sub>2</sub>balance und ELbalance) und einer stärker Importgetriebenen Energiewirtschaft unterschieden (H<sub>2</sub>import und ELimport). Konträr zu den bereits beschriebenen Pfaden soll in einem letzten Schritt die business-as-usual Entwicklung untersucht werden. Hierfür ist die aktuelle Entwicklung der Transformation eingefroren und das Zielbild 2040 beibehalten. Eine detaillierte Ausführung der Bayernpfade findet sich in Abschnitt 2.2.

In den darauffolgenden Schritten werden die Bayernpfade mittels der Modelllandschaft der FfE für den Endenergieverbrauch und die Bereitstellung quantifiziert und ausgewertet. Für die Infrastruktur kommen die Modelle von Consentec zum Einsatz, die aufbauend auf dem Status quo der deutschen Netztopologie und den zuvor berechneten Energiemengen an den Netzknotenpunkten einen möglichen Ausbau der Infrastruktur für das Zieljahr berechnen. Dabei wird Bayern nicht isoliert betrachtet. Sowohl für die energieverbrauchenden Sektoren als auch den Bereitstel-

lungssektor werden europaweite Transformationspfade modelliert. Folglich werden in den Szenarien außerhalb Bayerns ambitionierte Transformationspfade verfolgt, zudem wird berücksichtigt, dass sich die Zieljahre in Bayern (2040), Deutschland (2045) und auf EU-Ebene (2050) unterscheiden.

Die Emissionsberechnungen erfolgen gemäß Quellenprinzip. Das bedeutet, dass nur die in Bayern tatsächlich entstehenden Emissionen bewertet werden. Stromimporte nach Bayern werden nicht mit Emissionen belegt. Da auch außerhalb Bayerns Zielpfade gerechnet werden, kann jedoch nicht behauptet werden, dass Bayern auf Kosten des Klimaschutzes in anderen Ländern oder dem Rest von Deutschland klimaneutral wird. Da Bayern annahmegemäß vor Deutschland und Europa klimaneutral wird, ist es möglich, dass die Stromimporte nicht vollständig emissionsfrei sind.

Die Auswertung der Modellierungsergebnisse geschieht nicht nur in klassischen Diagrammen und Schaubildern, sondern werden auch in das politische Zieldreieck eingeordnet. Dabei werden die Ergebnisse anhand der Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit aufbereitet und beurteilt. Wichtig ist hierbei, die Ergebnisse durch die Auswertung für die politischen Stakeholder besser nutzbar zu machen.

Nach der Modellierung der Ergebnisse und der Auswertung werden diese mit Hilfe der zuvor durchgeführten Metastudienanalyse (s. Kapitel 12) in die bestehenden deutschen Energiesystemanalysen eingeordnet. Zusätzlich ergeben sich aus den Ergebnissen der verschiedenen Pfade notwendige Voraussetzungen für die Erreichung der Zielbilder. Diese gilt es abschließend herauszuarbeiten und anhand der Ergebnisse zu bewerten.



# **Die Bayernpfade – Auf dem Weg zur Klimaneutralität**

## 2 Die Bayernpfade – Auf dem Weg zur Klimaneutralität

Ein Szenario beschreibt einen möglichen Weg zur Erreichung eines vordefinierten Zielbildes und beinhaltet neben den Entwicklungsschritten auch notwendige Voraussetzungen zur Erreichung der Vorgaben. Ziel des Szenarioprozesses ist die Erstellung qualitativer Narrative einer zukünftigen Zielwelt und die Übersetzung der Zukunftsbilder in ein Zahlengerüst als Grundlage für die Energiesystemmodellierung (s. Kapitel 3) [17].

Die Bayernpfade (Szenarien) werden basierend auf dem in Abschnitt 2.1 beschriebenen Szenarioprozess aufgebaut. Im abschließenden Abschnitt 2.2 findet die Vorstellung der einzelnen Bayernpfade statt. Zur Einordnung der Pfade in die bestehende Energiesystemwelt wird in Kapitel 12 eine Metastudie der fünf bedeutendsten Systemstudien in Deutschland sowie ein Vergleich der Ergebnisse mit der Studie „Bayernplan Energie 2040“ [2] durchgeführt.

### 2.1 Szenarioprozess

Die Vorgehensweise beim Szenarioprozess orientiert sich an dem im Projekt eXtremOS [17] entwickelten Prozess „Von Wort zu Wert“. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 2-1 der grundlegende Ablauf dargestellt.

Der Szenarioprozess beginnt mit der Erstellung des Szenariorahmens. Dieser beinhaltet die Voraussetzungen, Parameter und Ziele als gemeinsame Grundausrichtung für alle Bayernpfade. Das darauffolgende Szenario-Narrativ geht in die Tiefe und arbeitet die Unterschiede zwischen den einzelnen Pfaden heraus.

Aufbauend auf dem Szenariorahmen werden qualitative die individuellen soziopolitischen und ökonomischen Zukunftsbilder der Pfade herausgearbeitet. Der dritte Schritt führt zur Quantifizierung der Pfade. Durch das Festlegen exogener Modellparameter werden die Narrative in Eingangsgrößen für die Modellierung in Kapitel 3 übersetzt.

Ausgehend von einem Zielbild haben wir für Bayern die vier Schritte für einen ausgewogenen Pfad ergebnis- und technologieoffen durchgeführt. Aufbauend auf dem Wissen infolge bereits bestehender Projekte (z.B. eXtremOS [17] oder Bayernplan Energie 2040 [2]) und der Metastudienanalyse (s. Kapitel 12) wurden zunächst der Szenariorahmen und die Szenario-Narrative auf Grundlage aktueller klimapolitischer Vorgaben und wirtschaftlicher Entwicklungen erarbeitet sowie in einem weiteren Schritt die exogenen Modellparameter erstellt. Zur Qualitätssicherung des ausgearbeiteten Szenarios wurden in weiteren Diskursen die Begründbarkeit der Anpassungen überprüft und bei Bedarf auf Expertenmeinungen aus der Industrie, den Verbänden sowie der Politik zurückgegriffen.

### 2.2 Die Bayernpfade

Aus dem in Abschnitt 2.1 beschriebenen Szenarioprozess gehen insgesamt sechs Bayernpfade hervor. Diese stellen dabei mögliche Transformationspfade dar und sind nicht als Prognose des zukünftigen Energiesystems zu verstehen. Davon befinden sich die Pfade H<sub>2</sub>import, H<sub>2</sub>balance, Mix, ELimport und ELbalance in einem gemeinsamen Szenariorahmen. Der

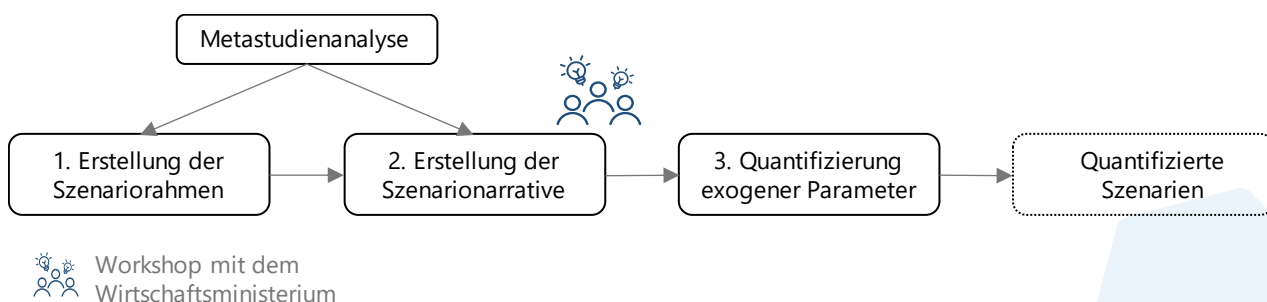


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung des Szenarioprozesses in der Studie „Bayern klimaneutral“

Business-as-usual Pfad wird außerhalb dieses Szenariorahmens betrachtet und berücksichtigt die politischen Zwischenziele auf dem Weg zur Klimaneutralität nicht. Dennoch werden im BAU-Pfad die Klimaziele für Bayern 2040, Deutschland 2045 und Europa 2050 durch den starken Einsatz synthetischer Brennstoffe eingehalten. Er dient als Referenzszenario für die Einordnung der Szenarioergebnisse (s. Abbildung 2-2).

Der Szenariorahmen beschreibt die Verpflichtung aller sechs Szenarien, die Klimaneutralität gemäß der politischen Zielsetzung in 2040 zu erreichen. Bei der Zielerreichung richten sich die Bayernpfade sowohl nach der politischen Zielsetzung der bayerischen Landesregierung als auch der Bundesregierung. Die Ausrichtung und Ziele auf dem Weg zur Klimaneutralität wurden im Koalitionsvertrag der Bundesregierung Ende 2021 festgelegt [9]. Im darauffolgenden Dezember wurde im Rahmen der Eröffnungsbilanz ein erstes Maßnahmenpaket zur Umsetzung des Klimaschutz-Sofortprogramms, das im Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung vereinbart wurde, vorgestellt [18]. Das Osterpaket vom April 2022 ergänzte und konkretisierte diese Maßnahmen weiter. Als Resultat wurden zahlreiche neue Gesetze und Gesetzesanpassungen beschlossen, darunter das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das Wind-an-Land-Gesetz, das Windenergie-auf-See-Gesetz, das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPIG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz

(NABEG), das Gebäudeenergiegesetz etc., nach denen sich der Szenariorahmen richtet.

Für die Pfade innerhalb des Szenariorahmens ergibt sich aus dem Koalitionsvertrag und dem bayerischen Klimaschutzgesetz das Zwischenziel, bis 2030 65 % der THG-Emissionen gegenüber 1990 einzusparen [9]. Um eine sektorübergreifende Reduktion der THG-Emissionen zu erreichen, wird ein beschleunigter Einsatz vorhandener Klimaschutztechnologien in allen Sektoren angestrebt. Einem schnellen Hochlauf der Klimaschutztechnologien stehen dabei Herausforderungen wie eine unzureichende Verfügbarkeit von Handwerkern, Lieferkettenprobleme und lange Genehmigungsverfahren gegenüber. Um die erforderliche Geschwindigkeit bei der Transformation dennoch zu erreichen, werden beschleunigte Gesetzgebungsverfahren, Bürokratieabbau und gezielte Ausbildungsprogramme implementiert [9].

Um eine Abkehr von fossilen Energieträgern in der Industrie zu erreichen, plant die Bundesregierung, Industrieprozesse zu elektrifizieren und Wasserstoff sowie Biomasse einzusetzen. Um den notwendigen Wasserstoff bereitzustellen, wird sowohl auf den Hochlauf der heimischen Wasserstoffproduktion als auch den Import von Wasserstoff gesetzt. Die energetische Nutzung von Biomasse ist dabei sektorübergreifend auf das nachhaltig verfügbare Potenzial von etwa 1.000 bis 1.200 PJ pro Jahr begrenzt [18]. Biomasse kann vor allem in Prozessen der Industrie

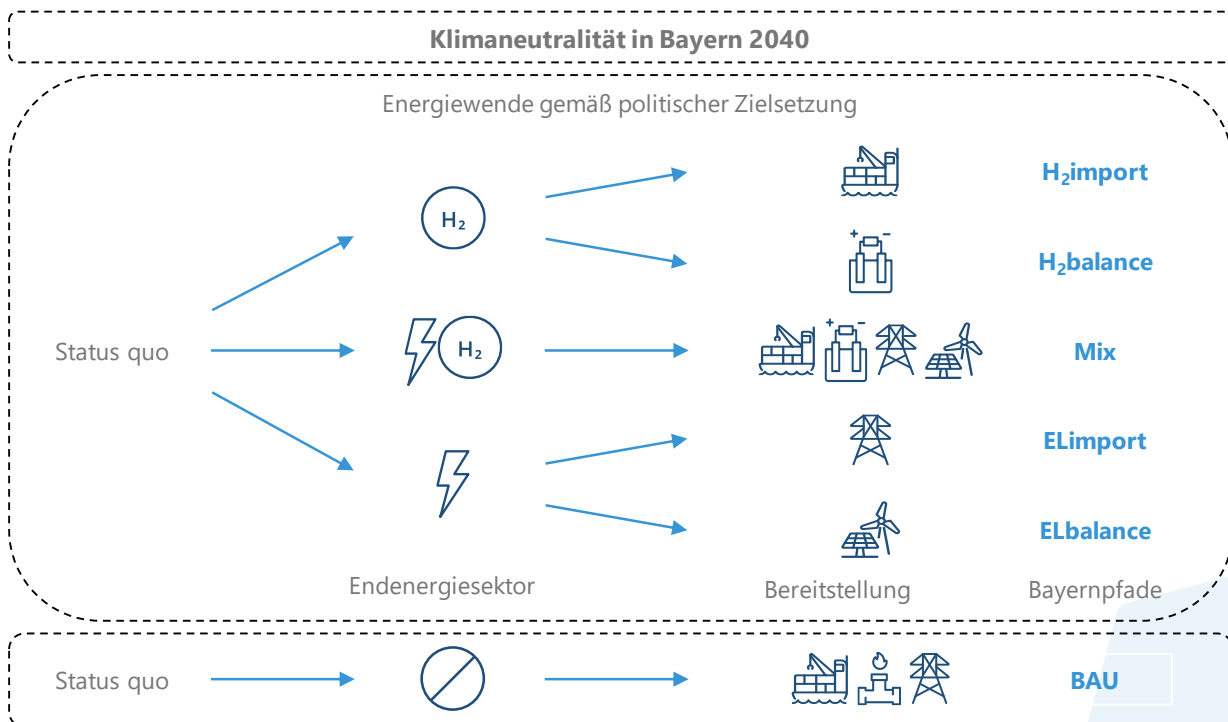


Abbildung 2-2: Überblick der Bayernpfade zur Erreichung der Klimaneutralität in Bayern 2040

eingesetzt werden, die sich nur schwer durch andere erneuerbare Energieträger betreiben lassen [18].

Im Verkehrssektor gelten die Elektromobilität, der Ausbau des Schienengüter- und -personenverkehrs sowie der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen im Luftverkehr als entscheidende Maßnahmen zur Dekarbonisierung. Um diese umsetzen zu können, sollen neue Technologien gefördert und die Attraktivität des öffentlichen Personenschienenverkehrs gesteigert werden.

Damit eine nachhaltige Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Gebäudesektor gewährleistet werden kann, wird aufgrund der Effizienzvorteile von einem erhöhten Einsatz von Wärmepumpen ausgegangen, durch die fossil betriebene Brennstoffkessel ersetzt werden. Ergänzend dazu soll die Bedeutung der Fernwärmeversorgung in Ballungsgebieten deutlich zunehmen und Effizienzmaßnahmen für eine nachhaltige Nutzung der Energie in Gebäuden gefördert werden. Dazu zählen beispielsweise die energetische Gebäudesanierung oder Installationen zur Gewinnung erneuerbarer Energie auf Gebäuden. Außerdem soll das in bestimmten Regionen von Bayern zur Verfügung stehende Geothermiepotenzial für die Versorgung größerer Ballungsräume und Fernwärmeanlagen genutzt werden.

Der Zubau erneuerbarer Energien ist sektorübergreifend eine wichtige Voraussetzung für die Bereitstellung des wachsenden nachhaltigen Strombedarfs. Ebenso wichtig ist der parallel beschleunigte Ausbau der Stromnetze sowie die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage, um die notwendigen Netzkapazitäten für den Zubau erneuerbarer Energien und die steigende Nachfrage in Verkehr, Industrie und Gebäude vorhalten zu können [9].

### **Mix-Pfad**

Der Mix-Pfad zeigt eine möglichst ausgeglichene, ambitionierte Zukunftsentwicklung des Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektors auf. Die Annahmen basieren auf der in Kapitel 12 durchgeführten Metastudienanalyse, der Analyse historischer- und gegenwertiger Trends sowie auf der fundierten Expertise von Branchenexpert:innen. Dies ermöglicht die Darstellung einer plausiblen Entwicklung des Energieträgermixes in den Endenergiesektoren, die sowohl die bayerischen Importmöglichkeiten von Energieträgern berücksichtigt, als auch eine bedeutende Förderung der heimischen Energieträgerbereitstellung. Die Zielzahlen orientieren sich dabei an den Zielzahlen der deutschen Bundesregierung.

Der Gebäudesektor ist im Mix-Pfad von einer verstärkten Implementierung von Wärmepumpen und einem zunehmenden Ausbau von Wärmenetzen in den Ballungsgebieten geprägt. Außerdem wird auf einen realistischen Einsatz der bayerischen Geothermie- und Biomassepotenziale in der Wärmebereitstellung geachtet.

Um die Transformation hin zu einer nachhaltigen Produktion im Industriesektor zu ermöglichen, wird eine Elektrifizierung der Produktionsprozesse angestrebt. Neben dem Einsatz von Wärmepumpen wird hier auf eine Effizienzsteigerung durch Wärmerückgewinnung gesetzt. Ergänzend dazu wird Wasserstoff neben der stofflichen Nutzung für chemische Umwandlungsprozesse auch vereinzelt energetisch dort eingesetzt, wo eine Elektrifizierung der Produktionsprozesse nur schwer realisierbar ist (z.B. Einsatz von H<sub>2</sub>-Brennern für die Glasherstellung) oder der Wasserstoff zur gleichen Zeit stofflich wie auch energetisch genutzt wird (z.B. Direktreduktionsverfahren als Basis von Wasserstoff in der Stahlherstellung). Wie bereits in der Einführung dieses Abschnittes erläutert, wird in der Industrie neben Wasserstoff auch Biomasse als Option für schwer elektrifizierbare Prozesse herangezogen.

Im Verkehrssektor kommt es zum Ausbau der Ladeinfrastruktur und der Entwicklung leistungsstarker Batterietechnologien. Infolgedessen kommt es zu einer beschleunigten Elektrifizierung durch einen wachsenden Anteil von Elektrofahrzeugen. Der Energieträgermix im Verkehrssektor orientiert sich dabei an aktuellen Trends und Entwicklungen. Daraus folgt eine geringe Marktdurchdringung von wasserstoffbasierten Technologien in der Mobilität. Lediglich in Bereichen, die sich nach aktuellem Stand nur teilweise elektrifizieren lassen, wird Wasserstoff energetisch genutzt (z.B. Schwerlasttransport). Daher wird der Mix-Pfad als Ausgangsszenario betrachtet, auf Basis dessen die Pfade H<sub>2</sub>import, H<sub>2</sub>balance, ELimport und ELbalance abgeleitet werden. Um die Rückwirkung auf das Energiesystem durch eine Variation der Technologiebandbreite analysieren zu können, werden in den H<sub>2</sub>- und EL-Pfaden Parameter variiert, die sich auf die Transformation der Endenergiesektoren auswirken. Außerdem wird in den H<sub>2</sub>- und EL-Pfaden der Handel über die Grenzen von Bayern hinaus durch eine Variation der Handelskapazitäten im techno-ökonomisch realisierbaren Rahmen angepasst.

### **H<sub>2</sub>import- und H<sub>2</sub>balance-Pfad**

In den H<sub>2</sub>-Pfaden kommt dem Einsatz von Wasserstoff eine zentralere Rolle zu. Der im Osterpaket dargelegte Spielraum für den Einsatz wasserstoffbasierter Technologien wird dabei ausgeschöpft. Daher wird Wasserstoff in den H<sub>2</sub>-Pfaden nicht nur stofflich, sondern



auch energetisch genutzt. Ab dem Jahr 2030 wird mit der benötigten Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung gerechnet. Folglich wird der Einsatz von wasserstoffbasierten Verfahrensrouten in der Industrie, wie beispielsweise die Verwendung von H<sub>2</sub>-Brennern zur Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme, deutlich zunehmen. Ausgehend vom Industriesektor kommt es zu Übertragungseffekten (Spill-over-Effekte) auf den Gebäude- und Verkehrssektor im Hinblick auf den Wasserstoffeinsatz. Da einzelne Gasverteilnetze in der Nähe von Industriegebieten auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt werden und auch vorhandene Heizkessel dort vollständig auf die Nutzung von Wasserstoff angepasst werden können (H<sub>2</sub>-ready), dient Wasserstoff im Gebäudesektor in begrenztem Umfang der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Im Verkehrssektor wird ab 2025 der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen (FCEV) verstärkt gefördert. Aufgrund seiner geringen Effizienz wird Wasserstoff jedoch nur in Fahrzeugen mit hohem Gewicht und hohen jährlichen Fahrleistungen eingesetzt.

Die H<sub>2</sub>-Pfade setzen voraus, dass Wasserstoff günstig und in ausreichenden Mengen verfügbar ist. Im Unterschied zum H<sub>2</sub>import-Pfad wird im H<sub>2</sub>balance-Pfad davon ausgegangen, dass die jährlichen Importe von Wasserstoff und Strom die Exporte nicht übersteigen. Somit liegt der Fokus im H<sub>2</sub>balance-Pfad auf der lokalen Erzeugung der Energieträger sowie einer ausgeglichenen Importbilanz. Im Gegensatz dazu weist der H<sub>2</sub>import-Pfad keine Begrenzung der jährlichen Netto-Importe von Wasserstoff- und Strom auf. In diesem Pfad wird somit das volle Potenzial der bayerischen Importkapazitäten für Wasserstoff und Strom genutzt.

### **ELimport- und ELbalance-Pfad**

Im Vergleich zum Einsatz von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern fokussieren sich die EL-Pfade auf die unmittelbare Elektrifizierung der Industrie- und Gebäudewärme sowie die Erzeugung mechanischer Energie für den Verkehrssektor. Grund dafür ist die höhere systemische Gesamteffizienz dieser Lösungen. Falls technisch möglich, werden sektorübergreifend konventionelle Technologien in ambitionierter Geschwindigkeit transformiert und fossile Energieträger durch Strom ersetzt. Der notwendige Strom wird zunehmend aus regenerativen Energien bereitgestellt. In der Industrie wird Wasserstoff nur dann energetisch eingesetzt, wenn eine direkte Elektrifizierung nach aktuellem Stand technisch nicht möglich oder äußerst anspruchsvoll ist (z.B. bei Hochtemperaturprozessen). Im Gebäudesektor nimmt der Einsatz von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser stark zu. Aufgrund der

begrenzten Verfügbarkeit und hohen Kosten wird Wasserstoff im Gebäudesektor nicht genutzt. Vor diesem Hintergrund setzt sich die Elektrifizierung im Verkehrssektor fort, wobei die Elektromobilität nahezu alle Fahrzeugklassen durchdringt. Energetisch wird Wasserstoff lediglich vereinzelt bei schweren Nutzfahrzeugen, in der Schifffahrt, dem Schienenverkehr oder dem Flugverkehr in Form von synthetischem Kerosin ab 2030 eingesetzt.

Die EL-Pfade gehen davon aus, dass sich die strombasierten Technologien in allen Endenergiesektoren aufgrund ihrer höheren systemischen Gesamteffizienz durchsetzen. Um die Klimaziele durch starke Elektrifizierung zu erreichen, ist die Verfügbarkeit mittels erneuerbarer Energien gewonnenen Stroms unabdingbar. Der ELbalance-Pfad zielt dabei auf vermehrte innerbayerische Deckung des Strombedarfs ab. Um die Erzeugung von Strom und Wasserstoff innerhalb von Bayern verstärkt anzureizen, darf in diesen Szenarien der jährliche Import von Strom und Wasserstoff den Export der Energieträger im ELbalance-Pfad nicht übersteigen. Im Gegensatz dazu gibt es im ELimport-Pfad keine Beschränkungen für die jährlichen Netto-Stromimporte. Hier wird das volle Potenzial der bayerischen Importkapazitäten für Strom und Wasserstoff genutzt.

### **BAU-Pfad**

Der BAU-Pfad dient als Referenz für die Einordnung der Ergebnisse aus den EL-Pfaden, den H<sub>2</sub>-Pfaden und dem Mix-Pfad. Hier wird untersucht, wie sich das Energiesystem mit den Transformationsanstrengungen in den Jahren 2022 und 2023 in Zukunft weiterentwickeln würde. Obwohl dieser Pfad auf der aktuellen Trendfortschreibung basiert, wird das bayerische Klimaneutralitätsziel für 2040 verfolgt. Die Erreichung des bayerischen Klimaneutralitätsziels basiert hier allerdings auf dem starken Import von synthetischen Brennstoffen und orientiert sich somit nicht an den Zwischenzielen der deutschen Bundesregierung.

Durch diesen Bayernpfad lassen sich die Systemkosten der anderen Pfade, die auf einem zugrundeliegenden Transformationspfad basieren, vergleichen und einordnen. Dadurch lässt sich die Wirtschaftlichkeit verschiedener Energiesysteme oder Technologien bewerten.



**3**

# **Modelllandschaft der Energiesystemanalyse und Parametrierung**



# 3 Modelllandschaft der Energiesystemanalyse und Parametrierung

Zur quantitativen Beurteilung der Pfade zur bayerischen Klimaneutralität wird eine Modellkette verwendet, die die Endenergienachfrage, die Endenergiebereitstellung und die Infrastruktur detailliert abbildet. In diesem Kapitel wird die Funktionsweise der Modelle mit ihrer Modellierung und Parametrierung beschrieben, damit nachfolgende Ergebnisse und Erkenntnisse eingeordnet werden können.

Zur quantitativen Abbildung der Szenarien wird die in Abbildung 3-1 dargestellte Modellkette verwendet. Die Endenergienachfrage aus den Sektormodellen sowie die Potenziale Erneuerbarer Energien sind dabei Input für die Energiesystemmodellierung, in der Energieträgernachfrage und -bereitstellung kostenoptimal abgebildet werden. Auf den regionalisierten Ergebnissen der Energiesystemmodellierung aufbauend wird die Infrastruktur der Strom- und Gasnetze analysiert.

Die Modellierung der stündlichen und landkreisscharfen Endenergienachfrage erfolgt in den Sektormodellen Smlnd (Sector Model Industry für den Industriesektor), TraM (Transport-Modell für Verkehr), PriHM (Private Household Model für pHH) und TerM (Tertiary Model für GHD). Die Modelle und deren Parametrierung werden in Abschnitt 3.1 erläutert. Weiterhin werden die weniger detailliert modellierten Emissionen in

den Sektoren der Landwirtschaft sowie der Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft im Abschnitt 3.1.4 diskutiert.

Die Energieträgerbereitstellung wird im Energiesystemmodell ISAR (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz und -ausbauplanung mit Regionalisierung) gesamtkostenoptimiert simuliert. Die Abschnitte 3.2.2 bis 3.2.5 zeigen hierzu die Modellierung mit den wichtigsten Randbedingungen und Parametrierungen des Modells auf. Wichtiger Input in ISAR ist neben der zeitlich und regional hochaufgelösten Endenergienachfrage auch die detaillierte Abbildung der Erneuerbaren Energien. Abschnitt 3.2.1 erläutert daher die Potenziale und potenziellen Erzeugungsgänge der volatilen Wind- und Solarenergie, die in eigenständigen Modellen ermittelt werden.

Basierend auf der regionalisierten und zeitlich hochaufgelösten Endenergienachfrage und -bereitstellung aus der Energiesystemmodellierung wird die Infrastruktur hinsichtlich der Strom- und Gas- bzw. Wasserstoffnetze analysiert. Hierbei stehen sowohl die weiträumigen Energieträgertransporte in Form der Übertragungsnetze als auch die regionalen Transporte durch Verteilnetze im Fokus. Abschnitt 3.3 zeigt hierzu die Modellierung und Parametrierung der Infrastruktur auf.

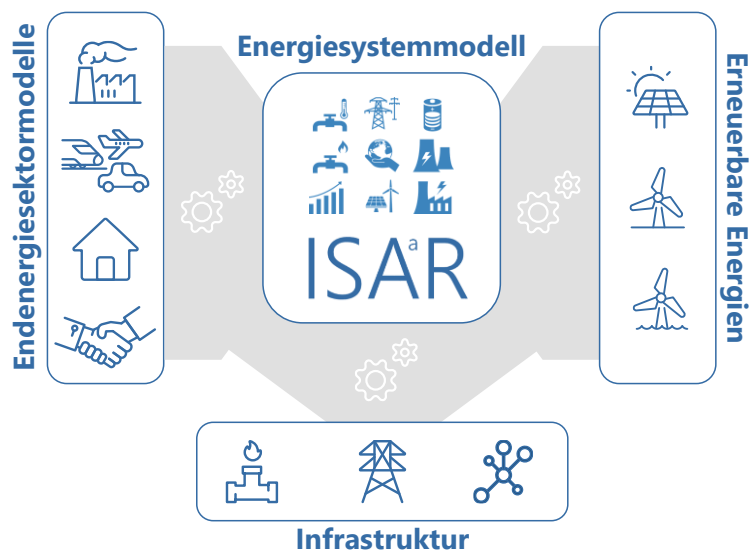


Abbildung 3-1: Modellkette des Energiesystemmodells in dieser Studie

### 3.1 Endenergienachfrage

Schritt 1 in der Modellkette ist die Berechnung der Endenergieverbräuche je Szenario. Als Endenergie wird die Energie bezeichnet, die in den vier Endenergiesektoren Industrie, Verkehr, private Haushalte und GHD nachgefragt wird. Folglich wird zum Beispiel der Wasserstoffbedarf für die stoffliche oder energetische Nutzung in diesen Sektoren als solcher ausgewiesen. Die Berechnung der sektorspezifischen Transformationspfade erfolgt mittels der FfE-Sektormodelle. In diesen wird der Endenergieverbrauch jeweils ausgehend vom „Vor-Corona-Jahr“ 2019 jährlich bis in die Zieljahre für Bayern (2040), Deutschland (2045) und die übrigen EU27+3 Länder (2050) transformiert. Dabei werden in den Modellen die sektorspezifischen Strukturen und technischen Transformationsmaßnahmen detailliert abgebildet. Im Ergebnis steht jeweils die Energieträgernachfrage in stündlicher Auflösung auf Landkreisebene. Da der Modellaufbau in allen Sektoren ähnlich ist, wird dieser im Folgenden beschrieben, bevor die Spezifika der einzelnen Sektormodelle in den Abschnitten 3.1.1 bis 3.1.3 erläutert werden. In Abbildung 3-2 ist der modulare Aufbau, der durch die Datenbankschnittstelle FfE-Regionalisiertes Energiesystem-Modell (FREM)<sup>2</sup> verknüpft wird, dargestellt.

Jedes Sektormodell besteht aus den folgenden drei Modulen: Transformation, Regionalisierung und Lastprofile. Im Transformationsmodul wird der jährliche Endenergieverbrauch je Sektor von 2019 bis in das Zieljahr nach Energieträgern, Anwendungen und

Subsektoren berechnet. Zudem werden im Sektor Industrie transformationsrelevante stoffliche Verbräuche abgebildet (s. Abschnitt 3.1.1). Grundlage für die Berechnung sind eine Reihe von sektorspezifischen Annahmen (z.B. Technologieaustauschraten oder -durchdringungen) und Datensätzen (z.B. Wirtschaftsentwicklung oder Fahrzeugbestand). Im Regionalisierungsmodul werden die Ergebnisse der jährlichen Transformationspfade je Betrachtungsgebiet (Bayern, „Deutschland ohne Bayern“ (DEwoBY) und Europa) über sektorspezifische Regionalisierungslogiken auf die einzelnen Landkreise disaggregiert. Hierbei fließen ebenfalls sektorspezifische Daten ein, um Indikatoren für die Regionalisierung zu bilden (z.B. Industriestandorte). Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf Bayern. Eine Übersicht über die 96 bayerischen Landkreise und kreisfreien Städte sowie die 7 Regierungsbezirke findet sich in Abbildung 3-5. Aus Gründen der einfacheren Lesbarkeit wird die Bezeichnung „Landkreis“ auch für kreisfreie Städte verwendet. Jeder Landkreis ist in der Karte mit einem Kürzel versehen, das an die Kraftfahrzeug-Bezeichnung der Landkreise angelehnt ist. Diese sollen bei der Zuordnung und Beschreibung von kartographisch dargestellten Informationen unterstützen. Der Fokus der Studie liegt zwar auf Bayern, aber dennoch muss das Energiesystem immer im europäischen Kontext betrachtet werden. Die europäischen Gebietseinheiten sind in Hierarchiestufen (NUTS) eingeteilt und ermöglichen einen grenzüberschreitenden statistischen Vergleich von EU-Regionen. Die Gebietseinheiten sind an die Verwaltungsgliederung der einzelnen Länder, wie im Folgenden für Deutschland dargestellt, angelehnt:

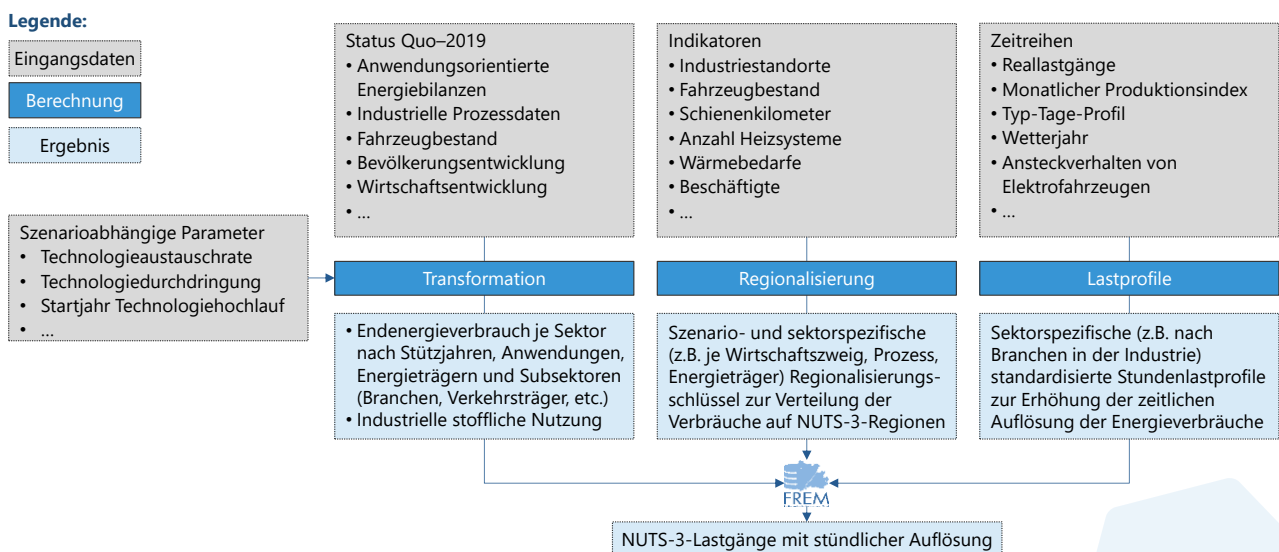


Abbildung 3-2: Modularer Aufbau der Sektormodelle inkl. beispielhafter Datensätze [17]

<sup>2</sup> FREM: FfE Regionalisiertes Energiesystem-Modell

- NUTS-0: Nationalstaat,
- NUTS-1: Bundesländer,
- NUTS-2: überwiegend Regierungsbezirke,
- NUTS-3: kreisfreie Städte und Landkreise.

Da im Rahmen der Studie eine europaweite Modellierung erfolgt, wird im Folgenden auch die NUTS-Bezeichnung gerade im Zusammenhang von Modellbeschreibungen verwendet.

Schließlich wird im Lastprofilmodul die zeitliche Auflösung der jährlichen Werte auf Landkreisebene durch die Kombination mit anwendungs- und technologie-spezifischen Lastprofilen auf stündliche Werte erhöht. Die Lastprofile werden je Sektor auf Grundlage von Daten wie realen, anonymisierten Industrielastgängen oder Wetterdaten berechnet. Der Aufbau der Sektormodelle ist in [17], [19] und [20] ausführlich beschrieben.

In den folgenden Abschnitten werden die sektorspezifischen Besonderheiten je Modell hinsichtlich der drei Module beschrieben. Die Ausgestaltung der konkreten Transformationspfade je Szenario und Sektor erfolgt in Abschnitt 3.2.

### 3.1.1 Industrie

Die industriellen Transformationspfade werden mit dem Sektormodell Smlnd berechnet. Nachfolgend wird der grundlegende Modellaufbau zusammengefasst. Details zu den einzelnen Modulen können [20] entnommen werden.

Ziel von Smlnd ist die szenariobasierte Berechnung des räumlich und zeitlich aufgelösten industriellen Endenergieverbrauchs, des Verbrauchs transformativ-relevanter, stofflich genutzter Energieträger sowie der prozessbedingten Emissionen. Analog zu der in Abbildung 3-2 aufgezeigten Sektormodellstruktur werden zunächst der jährliche Verbrauch (energetisch und stofflich) und die Prozessemissionen von 2019 bis in das Zieljahr berechnet. Für diesen Schritt werden Eingangsdaten auf Branchen-, Prozess- und Maßnahmenebene verwendet. Anschließend werden die Endverbräuche und Prozessemissionen regionalisiert und mit synthetischen Lastprofilen skaliert, um Zeitreihen in stündlicher Auflösung auf Landkreisebene zu erhalten. Daten und Ergebnisse jedes Moduls werden in FREM gespeichert und dienen als direkte Eingangsdaten für das Energiesystemmodell ISAaR (s. Abbildung 3-1).

#### Abdeckung des Industriemodells Smlnd

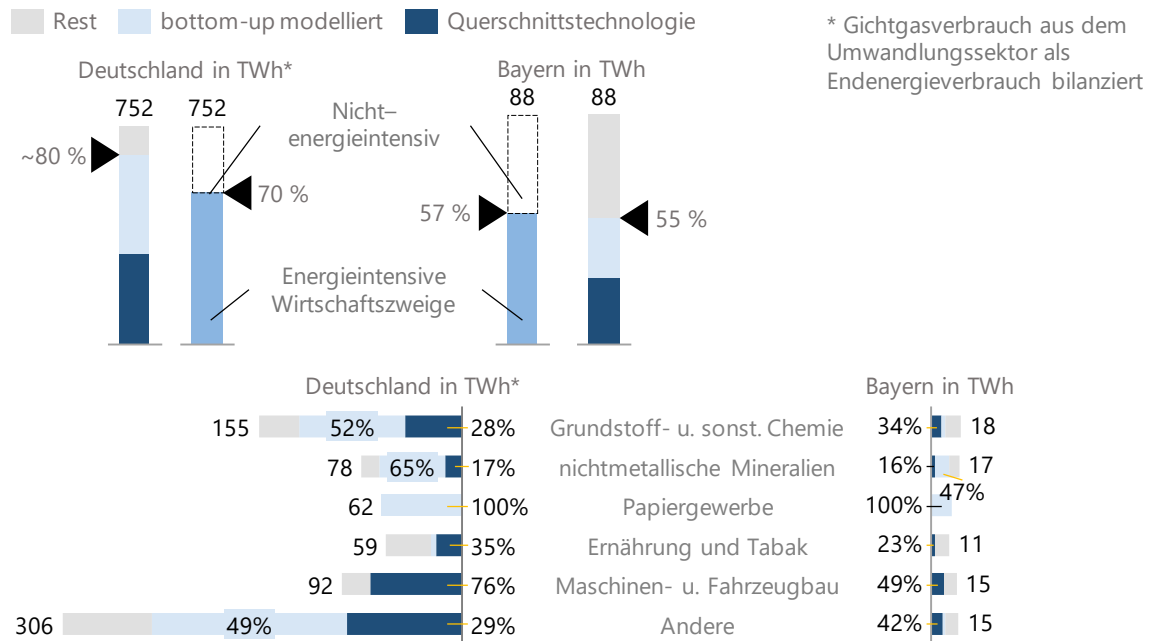


Abbildung 3-3: Abdeckung der Energiebilanz durch das Industriemodell Smlnd.

Eigene Darstellung aus [2] in Anlehnung an [20] mit Daten aus [21] und diversen prozessspezifischen Publikationen, die in [20] zusammengefasst sind. Unter Querschnittstechnologien werden hier alle industriellen Anwendungsarten mit Ausnahme der Prozesswärme zusammengefasst (d.h. Raumwärme- und Warmwasser, Beleuchtung, Kälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Lüftung).

## Transformationsmodul

Das Smlnd-Transformationsmodul ist ein hybrides Bottom-up- und Top-down-MATLAB-Modell, das zur Berechnung von nationalen industriellen Transformationspfaden für die EU27+3 (EU + Norwegen, Großbritannien und Schweiz) genutzt werden kann. Die Kombination aus Bottom-up- (prozessspezifischen) und Top-down- (prozessunspezifischen) Modulen wird benötigt, um sowohl die Heterogenität und Komplexität der Transformation energieintensiver industrieller Prozesse als auch den industriellen Energie- und Rohstoffverbrauch sowie die Prozessemissionen insgesamt berücksichtigen zu können.

Infolgedessen erfasst das Modell den statistisch ausgewiesenen industriellen Endenergieverbrauch und die Prozessemissionen vollständig. Darüber hinaus werden ca. 50 % der fossilen stofflichen Nutzung von Energieträgern modelliert [20]<sup>4</sup>. Der Endverbrauch und die Prozessemissionen werden in den Berechnungen in 13 Wirtschaftszweige (WZ), 27 industrielle Prozesse, 12 Anwendungen, 14 Energieträger und 4 stofflich genutzte Energieträger strukturiert. Die Transformation des energetischen und stofflichen Energieverbrauchs sowie der Prozessemissionen resultiert aus der szenariobasierten Umsetzung von ca. 130 CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen sowie der Entwicklung der makroökonomischen Kennzahlen

Bruttowertschöpfung, Energieintensität und Produktionsstonnagen. Hierdurch werden ca. 80 % der europäischen Industrieemissionen von konkreten technologiebezogenen Verminderungsmaßnahmen adressiert. Die Transformation der verbleibenden 20 % wird über generische Energieträgerwechsel- und Effizienzmaßnahmen berücksichtigt.

Abbildung 3-3 zeigt, dass gemessen am industriellen Endenergieverbrauch in Deutschland ca. 80 % und in Bayern ca. 55 % des Industrieverbrauchs durch im Detail modellierte technische THG-Verminderungsmaßnahmen adressiert werden. Dabei lässt sich die geringere Abdeckung in Bayern auf den Anteil energieintensiver Prozesse am Endenergieverbrauch zurückführen, der in Bayern mit 57 % kleiner ist als in Gesamtdeutschland mit 70 %. Dafür ist u.a. ausschlaggebend, dass in Bayern keine Ammoniak-, Methanol- und Primärstahlproduktion ansässig ist. Der Anteil des Endenergieverbrauchs, der über die 27 modellierten Industrieprozesse abgebildet wird, ist folglich mit 25 % in Bayern etwa halb so hoch wie bei der bundesweiten Betrachtung. Bottom-up modelliert werden verschiedene Produktionsrouten für die in Bayern relevanten Produkte Zement, Kalk, Hohlglas, Flachglas, Papier, Holzstoff, Zellstoff, Stahl, Aluminium, Olefine, Aromaten und Chlor.

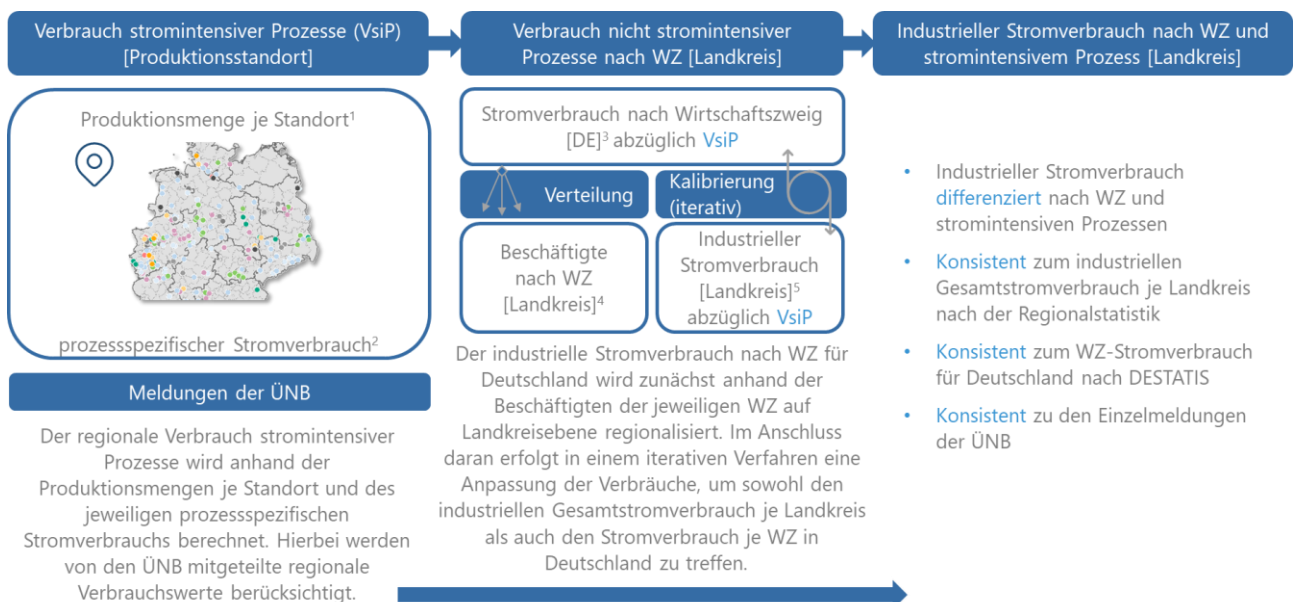


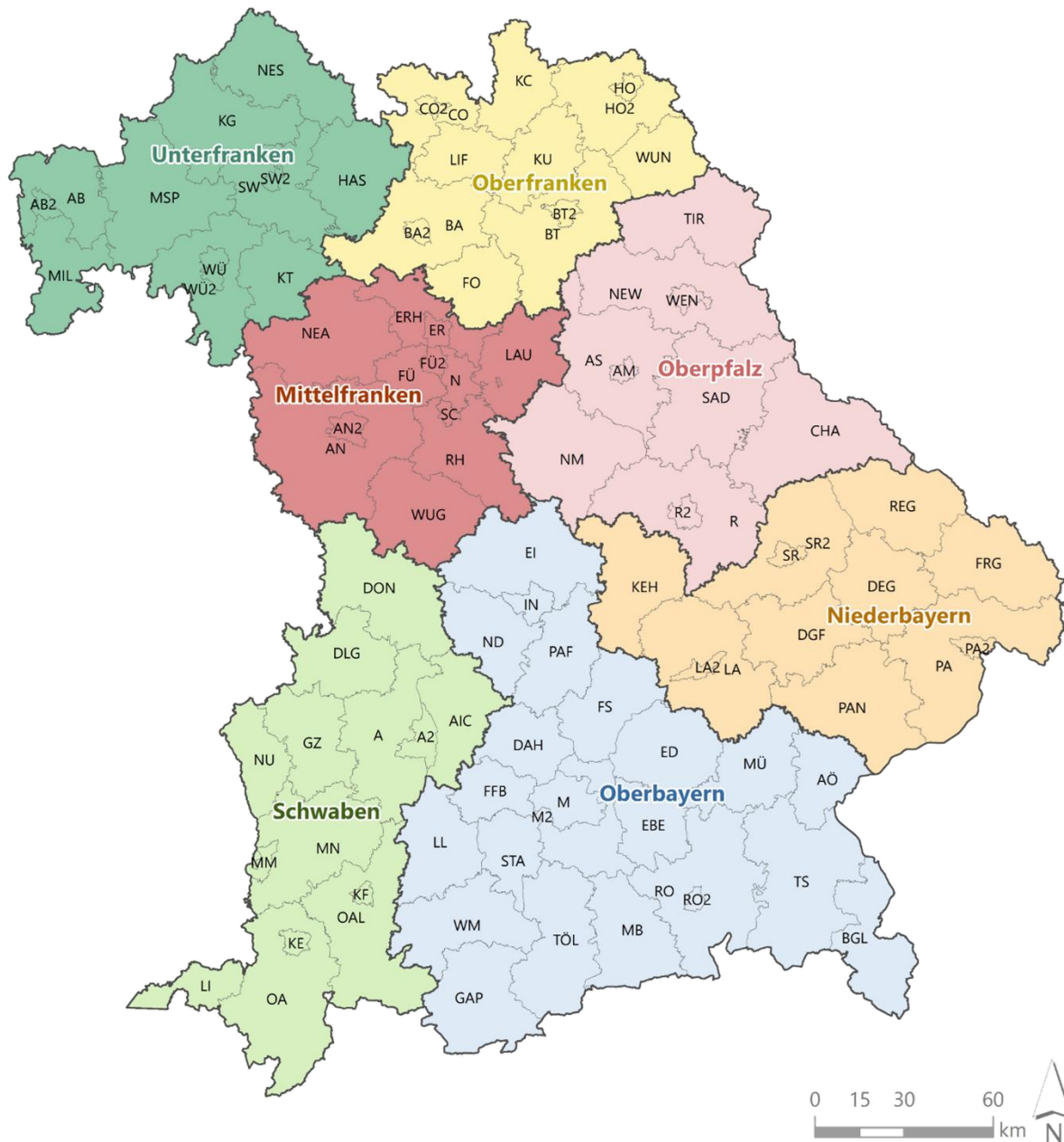
Abbildung 3-4: Methodik zur Regionalisierung des industriellen Stromverbrauchs [22] <sup>3</sup>

<sup>3</sup> 1) Standorte nach [23], [24], [25], [26] und weiteren Quellen → Produktionsmengen/-kapazitäten aus unterschiedlichen v. a. branchenspezifischen Quellen. 2) [17], [27], [28] und eigene Berechnungen. 3) [29].

4) [30] → Synthese fehlender Werte durch FfE.

5) [31] → Synthese fehlender Werte durch FfE.

<sup>4</sup> Dies entspricht ca. 25 % der gesamten stofflichen Nutzung. Biogene stoffliche Verbräuche werden nicht näher betrachtet. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass diese stofflichen Verbräuche auch in Zukunft biomassebasiert gedeckt werden.



Administrative Grenzen: Europa: © OpenStreetMap Contributors | Deutschland: © GeoBasis-DE / BKG 2017 | Generalisierung: FfE e.V.

Abbildung 3-5: Landkreise und Regierungsbezirke in Bayern

Ergebnis des Transformationsmoduls sind jährliche Energie- und Stoffströme sowie Prozessemissionen für die EU27+3, die nach Wirtschaftszeigen, Prozessen, Energieträgern und Anwendungen im Zeitraum 2019 bis 2050 ausgegeben werden können. Dabei können durch unterschiedliche Szenarioparametrisierungen bereits im Transformationsmodul regionale Spezifika wie z.B. die unterschiedlichen benötigten Transformationsgeschwindigkeiten zur Zielerreichung in Bayern, Deutschland und Europa abgebildet werden. Die lokale Ausweisung der Verbräuche auf Landkreisebene wird durch die Kombination des Transformations- und des Regionalisierungsmoduls ermöglicht.

### Regionalisierungsmodul

Die räumliche Auflösung des jährlichen Endenergieverbrauchs und des Rohstoffverbrauchs wird im Zuge der Regionalisierung von der NUTS-0 auf die NUTS-3-Ebene erhöht. Für die europäischen Länder ohne Deutschland wird dazu die in [20] beschriebene Methodik angewendet. Die Regionalisierung innerhalb von Deutschland erfolgt auf Grundlage des nach Wirtschaftszweigen und energieintensiven Prozessen differenzierten Energieträgerverbrauchs auf Landkreisebene zum Status quo. Dieser Datensatz wurde in einem iterativen Verfahren berechnet und basiert auf den standortscharfen Produktionsmengen der



energieintensiven Industrie ([23], [24], [25], [26] und weiteren, vor allem branchenspezifischen Quellen), der Regionalstatistik zum Energieverbrauch im verarbeitenden Gewerbe auf Landkreisebene [31], der Statistik zum Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen auf Deutschlandebene [29], den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten nach Wirtschaftszweigen [30] sowie vereinzelt wenigen Verbrauchsmeldungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Am Beispiel des Stromverbrauchs ist die zugrundeliegende Methodik in Abbildung 3-4 dargestellt.

Die in Smlnd berechneten Energieträgerverbräuche für Deutschland werden entsprechend dem beschriebenen regionalen Verbrauch im Status quo auf Landkreisebene verortet. Bei der Regionalisierung werden im Allgemeinen die Wirtschaftszweigezugehörigkeit der nationalen Verbräuche und Regionalisierungskriterien beibehalten ohne dass von einer Abwanderung der Industrie ausgegangen wird.

Der transformationsbedingte Verbrauch, d.h. derjenige Verbrauch, der aus einem Energieträgerwechsel resultiert, wird im Falle von Strom anhand des Brennstoffeinsatzes (ohne Biomasse und H<sub>2</sub>), im Falle von Biomasse anhand des Verbrauchs fester fossiler Brennstoffe sowie Kohlen oder Abfall und im Falle von Wasserstoff anhand des Gasverbrauchs sowie des Braunkohleverbrauchs für die Primärstahlherstellung regionalisiert. Die Prozessemissionen werden basierend auf den regionalen Produktionsmengen standortscharf verortet.

### **Lastprofilmodul**

Das Lastprofilmodul von Smlnd wird schlussendlich verwendet, um die zeitliche Auflösung von jährlichen auf stündliche oder tägliche Endverbrauchswerte zu erhöhen. Hierzu wird die Last mit branchen- und energieträgerspezifischen, synthetischen Lastprofilen skaliert. Für Raumwärme und Warmwasser wird davon ausgegangen, dass sich der Industriesektor ähnlich verhält wie der GHD-Sektor und folglich dasselbe Profil verwendet. Die Methodik zur Ableitung synthetischer Lastprofile für alle anderen industriellen Anwendungen wurde in einer Reihe von Publikationen entwickelt und ist in [20] zusammengefasst. Dabei werden synthetische Lastprofile entwickelt, die auf anonymisierten realen Lastdaten aus Energieaudits der FfE in Österreich und Deutschland aufbauen. Das Ergebnis der Lastprofil synthese sind Prozesswärme- und Stromprofile für alle Industriezweige. Aufgrund fehlender realer Lastdaten wurde für die Eisen- und Stahlindustrie sowie die Papier-, Zellstoff- und Druckindustrie ein konstantes Profil verwendet. Da diese Branchen durch hohe Volllaststunden gekennzeichnet sind, ist diese Annahme gerechtfertigt.

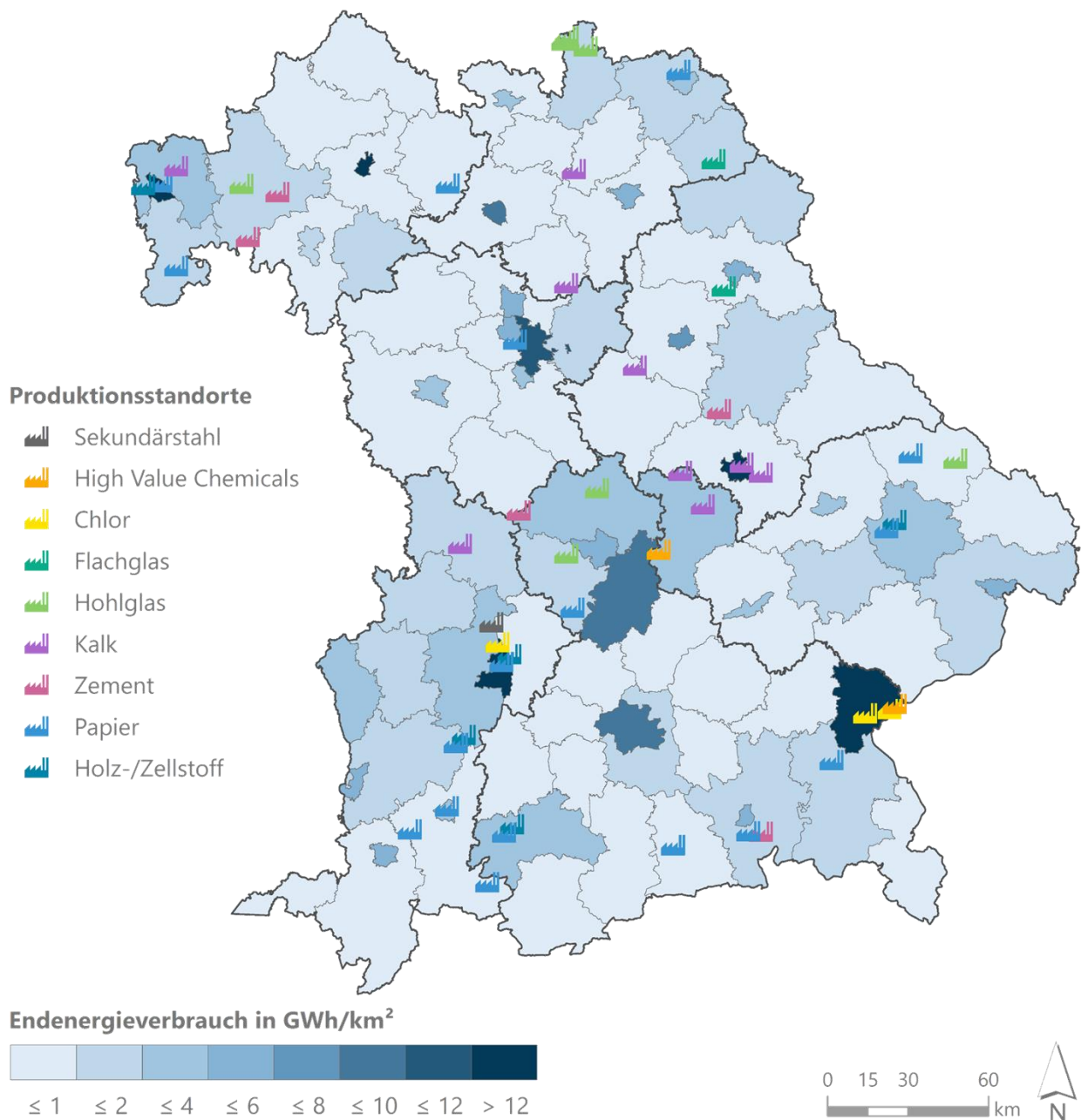
Die Kombination der drei oben beschriebenen Module ermöglicht die Ausweisung des Endverbrauchs und folglich der Emissionen für alle 96 Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern (bzw. alle 1.348 NUTS-3 Regionen in Europa) in stündlicher Auflösung. Abbildung 3-6 zeigt exemplarisch den industriellen Endenergieverbrauch im Jahr 2019 sowie die Standorte der energieintensiven Industrie in Bayern, die in die Modellierung eingeflossen sind.

Die dargestellten Verbrauchsdaten sind der Startpunkt für eine regionale Analyse, die es ermöglicht, besonders relevante Regionen für die Industrietransformation zu identifizieren. So wird z.B. ersichtlich, dass das Chemdelta Bavaria im Landkreis Altötting (AÖ) zu den energieintensiven Industrieregionen in Bayern zählt und die Transformation des Standorts folglich aus Systemsicht eine hohe Relevanz besitzt.

### **Parametrierung**

Grundlage für die Analyse von Treibhausgasverminderungspfaden für den bayerischen Industriesektor sind Verbrauchsdaten auf Wirtschaftszweig- und Anwendungsebene sowie eine Sammlung von ca. 130 technischen CO<sub>2</sub>-Verminderungsoptionen. Details zu den in der Modellierung angenommenen technischen und wirtschaftlichen Daten der Prozesse und Maßnahmen wurden über viele Jahre entwickelt und stetig ergänzt und finden sich in [20], [32], [17], [28] und [33].

Zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen von 2019 bis 2040 (s. Abbildung 3-7) werden verfügbare statistische Werte zugrunde gelegt und bis 2025 auf das Vor-Corona-Niveau von 2019 angehoben (sofern in [34] keine höhere Menge angesetzt wurde oder die Werte 2020 über denen von 2019 lagen). Anschließend wird die Wachstumsrate aus dem Projektionsbericht herangezogen. Abweichungen von den getroffenen Annahmen wurden im „Bayernplan Energie 2040“ gemeinsam mit der Industrie in Stakeholderworkshops gespiegelt und punktuell auf bayernspezifische Trends angepasst und werden auch hier angewendet [2]. Die Szenarien basieren auf der Annahme, dass keine Abwanderung der Industrie eintritt und in der Bevölkerung zukünftig ein etwas höherer Lebensstandard erreicht wird.



Administrative Grenzen: Europa: © OpenStreetMap Contributors | Deutschland: © GeoBasis-DE / BKG 2017 | Generalisierung: FfE e.V.

Abbildung 3-6: Industrieller EEV in Bayern im Jahr 2019 und Standorte der energieintensiven Industrie

Bruttowertschöpfung und Produktionsmenge sind grundsätzliche Treiber des Endenergieverbrauchs der Industrie. Um die Transformation hin zu einer klimaneutralen bayerischen Industrie zu modellieren, wurden branchen- und prozessspezifische Treibhausgasverminderungsmaßnahmen implementiert. Diese lassen sich grundsätzlich in die Kategorien Energie- und Materialeffizienz, Brennstoff- und Materialsubstitution sowie CO<sub>2</sub>-Abscheidung gliedern und werden im Folgenden näher ausgeführt. Eine Zusammenfassung der Maßnahmen sowie deren Anwendungsgebiet sind im Anhang in Tabelle 16-3 bis Tabelle 16-5 nach Szenarien unterteilt dargestellt.

Auch wenn Effizienzmaßnahmen eine Grundvoraussetzung zur Reduktion von Emissionen sind, reichen sie aufgrund von physikalischen Grenzen zur Erreichung der bayerischen Klimaziele allein nicht aus. Im Modell Smlnd basieren die Effizienztechnologien auf realen Maßnahmendaten, die an der FfE über viele Jahre im Rahmen von Energieeffizienzaudits gesammelt wurden, diese umfassen allerdings keine zukünftigen Entwicklungen. Als grundsätzliche Leitlinie gilt das „Efficiency First“-Prinzip. So kommen im Bereich der Prozess- und Querschnittstechnologien in über 100 Einzelmaßnahmen Effizienzmaßnahmen (z.B. Austausch von Antriebsriemen, Leuchtdioden-beleuchtung, optimierte Regelung, etc.) zum Einsatz. Mit der

## Annahmen zur wirtschaftlichen Entwicklung der Industrie

Bruttowertschöpfung (2019 = 100) | Deutschland

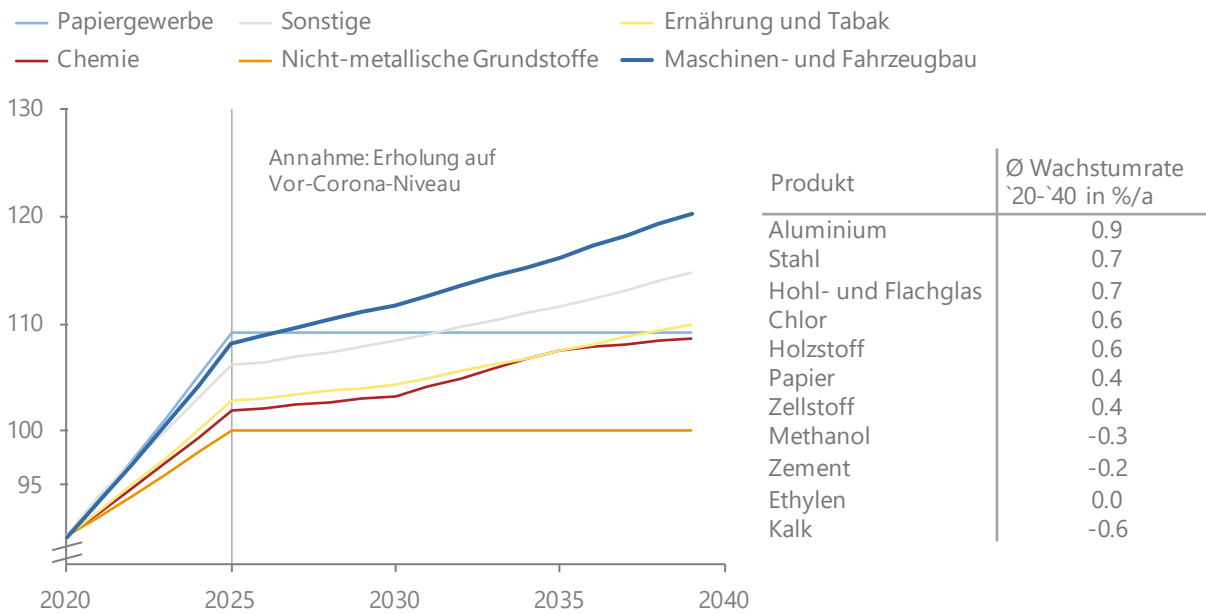


Abbildung 3-7: Angenommene Entwicklung der Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen in Deutschland basierend auf [34]. Die Werte wurden bayernspezifisch in Stakeholder Workshops des Projekts [2] erweitert. Zusätzlich erfolgten Aktualisierungen anhand

Umsetzung kann überwiegend zeitnah begonnen werden, da der Maßnahmenhochlauf beginnt, sobald die entsprechenden Technologien marktreif sind. In den Szenarien wurde implementiert, dass die ersten Maßnahmen ab dem Jahr 2024 umgesetzt werden (vgl. Tabelle 16-3, Tabelle 16-4, Tabelle 16-5), da zwischen den Jahren 2019 und 2023 wenig bezüglich der Transformation hin zur Klimaneutralität umgesetzt wurde.

Brennstoffsubstitutionsmaßnahmen setzen sich aus direkter Elektrifizierung, indirekter Elektrifizierung und Biomassesubstitution zusammen. Nach [33] spielt der Einsatz von Strom zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und industrieller Prozesswärme vor allem in den Querschnittstechnologien eine dominierende Rolle. Im Bereich der Niedertemperaturwärme <100 °C stehen in den dominierenden Wirtschaftszweigen bereits heute marktreife direktelektrische Technologien mit hohen Effizienzpotenzialen zur Verfügung. Diese können einerseits Vorteile in der Energieeffizienz bieten und stehen andererseits bereits heute zur Verfügung. So können beispielsweise im Papiergewerbe mit einem Temperaturniveau von ca. 160 °C neben dem Einsatz von Wasserstoff und Biomasse zukünftig auch direktelektrische Technologien wie Industrierärmepumpe (IWP) und Elektrodenheizkessel (EHK) zum Einsatz kommen. Es wird angenommen, dass auch weiterhin in der Papierindustrie biogene Abfälle und Biomasse zum Einsatz kommen. Der

vermehrte Einsatz direktelektrischer Anwendungen im Zieljahr hat zur Folge, dass vor 2030 keine nennenswerte Verwendung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern vorkommt, auch wenn auf der Anwendungsseite aus Industriesicht die technische Komplexität dieser Lösung geringer ist. Dies wurde auch im Rahmen des Stakeholder Workshops von [33] bestätigt.

In den dominierenden Wirtschaftszweigen im Temperaturbereich über 500 °C (nicht-metallische Mineralien und Chemieindustrie) sind direktelektrische Technologien allerdings noch unerprobt und folglich sind vermehrt indirekte Elektrifizierungsmaßnahmen implementiert. In der Flach- und Behälterglasproduktion kommen je nach Szenariendesign vermehrt rein elektrische Glasschmelzen und Hybridwannen zum Einsatz [35], [36]. Dabei wird im Mix- und EL-Szenario ein hoher Anteil vollelektrischer Schmelzen von 80 % bzw. 90 % im Zieljahr angenommen und im H<sub>2</sub>-Szenario ein Anteil von 10 – 30 %, abhängig von der Produktart. Auch in der bayerischen Chemieindustrie kommen teilweise direktelektrische Anwendungen zum Tragen. So wird die Herstellung von High Value Chemicals (HVC) in Steamcrackern und die Chlorelektrolyse in Bayern bottom-up abgebildet. Von den insgesamt zwei Steamcrackern der bayerischen Chemieindustrie wird im Mix- und EL-Pfad einer mit einem Produktionsmengenanteil von 40 bzw. 60 % elektrifiziert. Der andere mit dem restlichen Produktionsmengenanteil



wird mittels Methanol-zu-Olefinen (MtO) bzw. Methanol-zu-Aromaten (MtA) Verfahren transformiert (vgl. und Tabelle 16-4t). Im H<sub>2</sub>-Pfad hingegen wird der gesamte Produktionsmengenanteil über die MtO/MtA-Route transformiert (siehe Tabelle 16-5). Der Verbrauch der chemischen Industrie verändert sich infolgedessen in der Modellierung aufgrund der oben eingeführten Annahmen zur Veränderung der BWS, der Produktionsmengen sowie der Implementierung von technischen CO<sub>2</sub>-Verminderungsmaßnahmen.

Die Transformation der Stahlindustrie ist vor allem von der Verfügbarkeit der emissionsfreien Energieträger Strom, Wasserstoff und Biomasse abhängig. Da es in Bayern aber keine Primärstahlherstellung gibt, spielen die Maßnahmen zur Transformation dieses energieintensiven Prozesses nur indirekt eine Rolle. Die Transformation dieser Branche wurde infolgedessen auf das Zieljahr der deutschlandweiten Klimaneutralität 2045 parametrisiert. Das Produktionsmengenwachstum hängt sowohl von der Schrottverfügbarkeit als auch der Primärstahltransformation im übrigen Deutschland ab.

Wie schon erwähnt, werden prozessunspezifische Verbräuche, die nicht direktelektrifiziert werden können, durch Wasserstoff oder biogene Alternativen ab ca. 2030 bzw. 2035 substituiert. Dafür wird eine Reihe an Maßnahmen zur Brennstoffsubstitution implementiert, um z.B. die Warmwasser- und Dampfbereitstellung im Temperaturbereich unter 500 °C zu transformieren. Je nach Anwendung und Temperaturniveau kommen die IWP, eine Kombination aus IWP und EHK oder multi-fuel- bzw. Wasserstoffbrenner und -turbinen zum Einsatz. Der jeweilige Maßnahmenbeginn sowie die jährliche Austauschrate des Bestands sind in Tabelle 16-3, Tabelle 16-4, Tabelle 16-5 aufgelistet. Verbleibende feste fossile Brennstoffe werden ab 2025 durch biogene Alternativen substituiert. Wasserstoff ersetzt verbleibende Erdgasmengen, wobei hiermit aufgrund der Verfügbarkeit dieses Energieträgers erst ab dem Jahr 2029 (nur im H<sub>2</sub>-Pfad ab 2028) begonnen werden kann. Der Mix- und EL-Pfad basiert somit überwiegend auf Effizienzmaßnahmen und direktelektrischen Anwendungen, ergänzt werden diese Maßnahmen durch Wasserstoff und biogene Festbrennstoffe, die allerdings vorrangig im Hochtemperaturbereich eingesetzt werden. Somit wird ein Lösungsraum vorgegeben, der eine möglichst hohe Effizienz der Technologien anstrebt.

Aus Mangel an Alternativen ist die Abscheidung von energie- als auch prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in bestimmten Industrieprozessen unabdingbar. Aufgrund von hohen Kosten und Akzeptanzproblemen wird dies nur bei industriellen Punktquellen

eingesetzt, für die keine Alternative zu einer weitreichenden THG-Verminderung existieren oder sogar bilanzielle Negativmissionen (abgeschiedene Emissionen mit biogenem Ursprung) erzielt werden können. In Bayern ist dies aufgrund hoher prozessbedingter Emissionen in der Zement- und Kalkindustrie der Fall. Um das Potenzial hoher Abscheideraten von 90 % bis 95 % bei hohen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen im Abgasstrom auszunutzen, nehmen wir an, dass die bayerischen Zementwerke bis in das Zieljahr 2040 an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur angeschlossen werden. In Anlehnung an diese Annahme ist der zügige Ausbau eines „Bayerischen Kernnetzes“ notwendig, dies ist allerdings nicht Fokus dieser Studie. Da Erdgasleitungen dahingehend nicht auf den Transport von verdichtetem CO<sub>2</sub> in flüssiger Phase umgewidmet werden können, ist ein Neubau unumgänglich. Der Ausbau dieses Kernnetzes sollte bis 2040 die Möglichkeit aufweisen, an ein überregionales Netz angeschlossen zu werden. Infolgedessen ist auch eine ganzheitliche Betrachtung der Infrastrukturplanung über Grenzen hinweg notwendig, um die langfristige Planung der Nutzung zu gewährleisten. Auch führt ein gemeinsames Denken von Strom-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Leitungen zu Kosteneinsparungen und garantiert die Verfügbarkeit von Wasserstoff für Carbon Capture and Utilization (CCU) Anwendungen [37]. Eine differenzierte Betrachtung dieser Thematik sowie weitere Grundlagen einer CO<sub>2</sub>-Management Strategie wurde in [37] erarbeitet.

Entsprechend wird ab dem Jahr 2025 in der Kalkproduktion und ab 2030 in der Zementindustrie mit dem Hochlauf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung begonnen (vgl. Tabelle 16-3 bis Tabelle 16-5). In Anlehnung an [38] wird in der Zementindustrie der Anteil von erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Abfällen von heute ca. 65 % auf 90 % angehoben. Der biogene Anteil von ca. 50 % wird hierdurch in etwa verdoppelt. Wasserstoff deckt den restlichen Energiebedarf und substituiert verbleibende fossile Energieträger in der Kalkherstellung. Durch den Einsatz von biogenen Energieträgern können in der Zement- und Kalkherstellung durch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung bilanziell negative Emissionen erzeugt und infolgedessen schwer vermeidbare Emissionen aus beispielsweise der Landwirtschaft kompensiert werden.

### 3.1.2 Verkehr

Mit dem Modell TraM wird die Transformation des Verkehrssektors berechnet. In diesem Abschnitt werden der grundlegende Modellaufbau und die Parametrierung der vier nachfrageseitig modellierten Pfade (Mix, EL, H<sub>2</sub> und BAU) beschrieben.

Zunächst wird auf den Aufbau des Modells eingegangen. Im Allgemeinen handelt es sich um das in [2] entwickelte und beschriebene Modell.

TraM bildet den zukünftigen Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Verkehrsträgern bzw. Fahrzeugklassen und Energieträgern mit einer landkreisscharfen räumlichen (NUTS-3) sowie einer stündlichen zeitlichen Auflösung ab. Die modellierten Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen sind zusammen mit den jeweils betrachteten Energieträgern in Tabelle 3-1 gelistet. Konkret werden der nationale Luftverkehr, Eisenbahnen und die Binnenschifffahrt sowie 11 Fahrzeugklassen für den Straßenverkehr modelliert. Auf den Umgang mit dem in der „klassischen“ bayerischen Energiebilanz [39] zusätzlich enthaltenen internationalen Flugverkehr<sup>5</sup> wird am Ende des Kapitels eingegangen.

Der modulare Aufbau des Verkehrsmodells entspricht Abbildung 3-8. Nach der Berechnung der jährlichen Endenergieverbräuche auf NUTS-0-Ebene, die aus der pfadabhängigen Transformation resultieren, erfolgt die landkreisscharfe Regionalisierung der Ergebnisse über verkehrsträger- und fahrzeugklassenspezifische Indikatoren. Die regionalen Verbräuche werden anschließend mit stündlichen Lastprofilen, die sich in Bezug auf Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklasse und Energieträger unterscheiden können, verrechnet.

### Transformationsmodul

Das Transformationsmodul ist ein hybrides Bottom-up- und Top-down-Modell und ist in zwei Teile gegliedert. Zum einen wird der Straßenverkehr bottom-up über eine Neuzulassungs- und Außerbetriebsetzungslogik (Stock-and-flow) abgebildet. Zum anderen erfolgt eine Top-down-Modellierung des Schienen-, Binnenschiffs- und nationalen Flugverkehrs (s. Abbildung 3-8). Für die Straßenverkehrsfahrzeuge bildet der Fahrzeugbestand nach Alter und Energieträger je Fahrzeugklasse die Ausgangsbasis (Stock). Durch die jährliche Neuzulassung von Fahrzeugen, für die je Szenario verschiedene Anteile der Antriebsarten vorgegeben werden können, und die Außerbetriebsetzung alter Fahrzeuge, ändert sich die Struktur des Fahrzeugbestandes über die Zeit bis ins Zieljahr der Modellierung (Flow). Dabei wird die Verkehrsleistung im Personenverkehr über die Bevölkerungsprognosen sowie im Güterverkehr basierend auf der zu erwartenden Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) fortgeschrieben. Zusätzlich kann bei PKW und Lastkraftwagen (LKW) ein gewisser Anteil der Verkehrsleistung auf die Schiene verlagert werden (Modal Shift). Die Verlagerung der Verkehrsleistung von der Straße auf die Schiene wirkt sich schließlich auf die Anzahl der Neuzulassungen und damit den Fahrzeugbestand im jeweiligen Berechnungsjahr aus. Auf Basis des jährlich berechneten Fahrzeugbestands ergibt sich in Kombination mit den spezifischen Verbräuchen, den jährlichen Fahrleistungen und den Kapazitätsfaktoren je

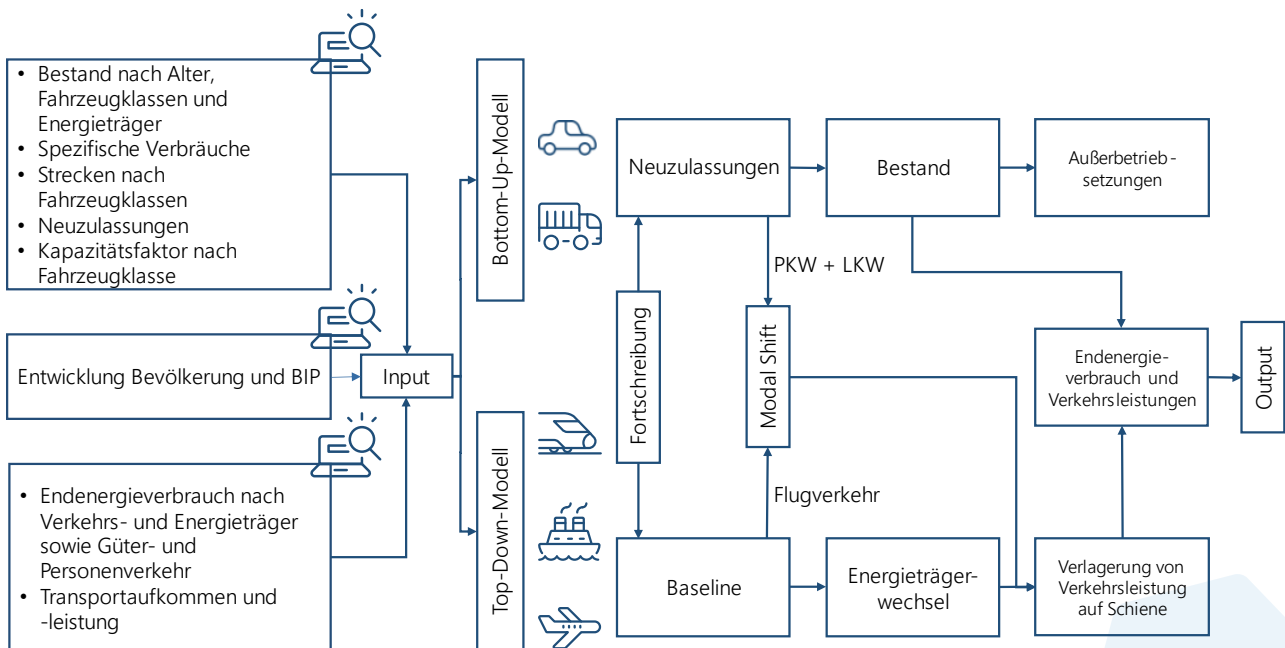


Abbildung 3-8: Ablauf der Modellierung der Transformationspfade im Verkehrssektor [2]

<sup>5</sup> Der Energieverbrauch des „internationalen Flugverkehrs“ umfasst die an Flugzeuge im internationalen Luftverkehr gelieferten Treibstoffmengen (und ihre Emissionen). Entscheidend sind dabei der

Start- und der Zielflughafen und nicht die Nationalität des Verkehrsunternehmens [40].

Tabelle 3-1: Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen nach Energieträgern

<b>PKW</b>	Kleinwagen	Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie, Wasserstoff
	Kompaktwagen	
	Mittelklasse	
	Oberklasse	
<b>Kraftrad</b>		Benzin, elektrische Energie
<b>LKW</b>	< 3,5 t	Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie, Wasserstoff
	3,5 t bis 12 t	
	> 12 t	
	Sattelschlepper	
<b>Bus</b>	Linienbus	Benzin, Diesel, Gas, elektrische Energie, Wasserstoff
	Reisebus	
<b>Eisenbahnen</b>	im Personenverkehr	Diesel, elektrische Energie, Wasserstoff
	im Güterverkehr	
<b>Binnenschifffahrt</b>		Diesel, elektrische Energie, Wasserstoff
<b>Luftverkehr</b>	Passagierflugzeuge	Kerosin
	Transportflugzeuge	

Fahrzeugklasse die Verkehrsleistung bzw. der Endenergieverbrauch je Fahrzeugklasse und Energieträger.

Bei den Verkehrsträgern nationaler Luftverkehr, Binnenschifffahrt und Eisenbahnen wird der Endenergieverbrauch und die Verkehrsleistung aus dem Startjahr über die Entwicklung der Bevölkerung (Personenverkehr) bzw. des BIP (Güterverkehr) fortgeschrieben. Ferner kann für den Flugverkehr eine Verlagerung von Verkehrsleistung hin zur Schiene (Modal Shift) modelliert werden. Ein pfadabhängiger Energieträgerwechsel findet beim Schienen-, Schiffs- und Luftverkehr ausschließlich für fossile Energieträger statt. Das heißt, dass eine im Startjahr bereits elektrisch betriebene Eisenbahn nicht transformiert wird. Für mit Diesel betriebene Bahnen wird jedoch ein Transformationspfad berechnet. Ergebnis des Transformationsmoduls ist

die Verkehrsleistung bzw. der Endenergieverbrauch je Fahrzeugklasse und Energieträger.

### Regionalisierungsmodul

Die Regionalisierung der Endenergieverbräuche des Transformationsmoduls auf NUTS-3 Regionen erfolgt anhand unterschiedlicher Indikatoren für die einzelnen Verkehrsträger. Für die Verteilung der Energieverbräuche der einzelnen Fahrzeugklassen im Straßenverkehr fließen für Deutschland die Zahlen des Kraftfahrt-Bundesamts [41] je Gemeinde in die Regionalisierung ein, sodass der Fahrzeugbestand anhand der Zulassungszahlen je Gemeinde auf die einzelnen Landkreise aggregiert werden kann. Für Europa erfolgt die Regionalisierung basierend auf den Daten von Eurostat [42] und eigenen Annahmen. Für Eisenbahnen werden die Endenergieverbräuche für den Güterverkehr anhand der Be- und Entlademengen [43], für den Personenverkehr anhand der

Schienenkilometer je NUTS-3 Region [44] regionalisiert. Die Regionalisierung der Energieverbräuche für den Flugverkehr beruht auf Daten der Global Airport Database sowie dem Passagier- [45] und Frachtaufkommen [46]. Die für Bayern relevanten Energieverbräuche der Binnenschifffahrt werden über die Frachtmengen der Binnenhäfen [47] auf die Landkreise geschlüsselt.

### **Lastprofilmodul**

Mithilfe von normierten stündlichen Lastprofilen werden die räumlich aufgelösten Jahressummen der Endenergieverbräuche zeitlich aufgelöst. Die Lastprofil-Methodik im Verkehrssektor wurde im Rahmen des Projekts eXtremOS entwickelt und ist in [19] veröffentlicht. Je nach Fahrzeugklasse und Antriebsart unterscheiden sich die Profile. Fahrzeuge, die mit fossilen Kraftstoffen oder Wasserstoff betrieben werden, erhalten ein konstantes Verbrauchsprofil. Grund dafür ist die für diese Kraftstoffe gültige zeitliche Entkopplung durch Tankstellen. Die Profile für batterieelektrisch betriebene PKW, kleine LKW und Krafträder basieren u.a. auf spezifischen Mobilitätsdaten, Außentemperaturen, Batteriekapazitäten und der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur. Den Mobilitätsdaten liegen hochaufgelöste Zählzeiten zugrunde, die kalenderspezifische Ferienzeiten und Feiertage berücksichtigen. Deutschlandspezifische Inputdaten bilden die Grundlage für diese Profile. Anhand länderspezifischer jährlicher Fahrleistungen werden sie auf andere europäische Länder übertragen.

Für alle 96 Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern (bzw. alle 1.348 Landkreise in Europa) ermöglicht die Kombination der drei Module (Transformation, Regionalisierung, Lastprofile) die Ausweisung des Endenergieverbrauchs und folglich der Emissionen in stündlicher Auflösung.

### **Parametrierung**

Der Weg zur Klimaneutralität im Verkehrssektor wird in Teilen durch bundesdeutsche bzw. europäische Ziele und Strategien vorgegeben. Neuzugelassene PKW und leichte Nutzfahrzeuge sind ab dem Jahr 2035 mit THG-neutralen Antrieben ausgestattet [48]. Mögliche THG-neutrale Antriebe sind in vollelektrischen Fahrzeugen, Brennstoffzellenfahrzeugen sowie Fahrzeugen, die ausschließlich mit synthetischen Kraftstoffen betankt werden können, verbaut. Dabei weisen vollelektrische Fahrzeuge, gefolgt von Brennstoffzellenfahrzeugen, die höchste primärenergetische Effizienz auf. Für deren Hochlauf wird angenommen, dass das Ziel von mindestens 15 Millionen vollelektrischen PKW auf Bundesebene im Jahr 2030 aus der Eröffnungsbilanz [18] in allen Pfaden, ausgenommen des BAU-Pfads, erfüllt werden kann. Fahrzeuge, die

nicht transformiert werden, müssen jedoch spätestens im Zieljahr mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden, um Klimaneutralität im Verkehrssektor zu erreichen. Um das nachhaltige Biomassepotenzial über alle Sektoren hinweg künftig einzuhalten, wird der Biomasseanteil im Straßenverkehr auf den heutigen Anteil an den flüssigen Kohlenwasserstoffen gedeckelt.

Diese Forderungen geben neben den aktuellen Marktdaten (vgl. Abschnitt 1.3) den Rahmen für die Entwicklung der Antriebsarten an den PKW-Neuzulassungen vor. In Anbetracht eines Anteils der elektrischen PKW von circa 25 % an den Neuzulassungen im Jahr 2022, wird für das Jahr 2025 für alle Pfade im Szenariorahmen „Energiewende gemäß politischer Zielsetzung“ ein Anteil von 45 % angenommen [49]. Wie in Tabelle 3-2 dargestellt, treten in den darauffolgenden Jahren Unterschiede zwischen den Pfaden auf. Die Jahre 2030 und 2035 werden bei den PKW durch die zuvor genannten bundesweiten bzw. europäischen Strategien geprägt. Um die geforderten 15 Millionen vollelektrischer PKW in Deutschland im Jahr 2030 zu erreichen, muss, bei einem linearen Hochlauf der Neuzulassungsanteile zwischen 2025 und 2030, deren Anteil an den Neuzulassungen im Jahr 2030 circa 98 % erreichen. Aufgrund der hohen primärenergetischen Effizienz bleibt der Anteil elektrischer PKW in allen Zielpfaden bis ins Zieljahr dominant, wobei auch Brennstoffzellenfahrzeuge und mit synthetischen Kraftstoffen betriebene PKW geringe Neuzulassungsanteile erreichen. Die Durchdringung der mit Wasserstoff betriebenen PKW hängt dabei von der Ausprägung des Pfads ab. Durch den starken Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur im H<sub>2</sub>-Pfad steigen dort die Anteile der Neuzulassungen von Brennstoffzellenfahrzeugen ab den 2030er-Jahren an. Wasserstoff-PKW erreichen im Zieljahr einen Anteil von 10 % an den Neuzulassungen. Dies entspricht in etwa dem Anteil an gewerblich genutzten Fahrzeugen, die häufig weite Strecken zurücklegen [14]. Im Mix-Pfad stellen sie mit einem Anteil von 1 % eine Nischenanwendung dar, wohingegen in EL ausschließlich vollelektrische und mit synthetischen Kraftstoffen betriebene PKW zugelassen werden. Im Kontrast zu den Zielpfaden steigt der Anteil der elektrischen PKW-Neuzulassungen in BAU nicht.

Zusätzlich zu den PKW-Anteilen sind in Tabelle 3-2 auch die Anteile der Neuzulassungen je Antriebsart für Sattelschlepper aufgeführt, da sich die Anteile der Neuzulassungen je nach Antriebsart zwischen diesen beiden Klassen am meisten unterscheiden.

Zur Erreichung der Flottengrenzwerte werden auch bei den Sattelschleppern im Jahr 2035 ausschließlich Fahrzeuge mit THG-neutralen Antrieben neu zugelassen [50]. Die Hochlaufgeschwindigkeit klimaneutraler Sattelschlepperneuzulassungen orientiert sich bis 2030 an [51] und erreicht in im Jahr 2030 in allen Zielpfaden 74 %. Die Aufteilung nach vollelektrischen und Brennstoffzellenfahrzeugen ist dabei, wie auch in den Folgejahren, pfadabhängig. Im Mix-Pfad wird im Zieljahr von gleich großen Neuzulassungsanteilen von vollelektrischen Sattelschleppern und Brennstoffzellenfahrzeugen ausgegangen. Da der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur im großen Stil erst nach 2030 erwartet wird, sind die Anteile der vollelektrischen LKW bis zum Jahr 2040 höher als die der Brennstoffzellenfahrzeuge. Dieser Effekt trifft auch auf den H<sub>2</sub>- und EL-Pfad zu. In ersterem dominieren Brennstoffzellenfahrzeuge im Zieljahr mit 80 % die Sattelschlepperneuzulassungen, wohingegen diese in EL lediglich einen Anteil von 20 % erreichen. In BAU findet kein Hochlauf an klimaneutralen Sattelschleppern statt. Dem Anhang 16.2 sind die Anteile der Antriebsarten der Neuzulassungen aller Fahrzeugklassen des Straßenverkehrs zu entnehmen.

Neben den Antriebsarten ändern sich im betrachteten Zeitraum auch die Fahrzeugbestände. Grundlegend wird angenommen, dass die zukünftige Entwicklung des Personenverkehrs mit dem Bevölkerungswachstum einhergeht. Für Güterverkehre ist das BIP-Wachstum entscheidend [34]. Dies hat zur Folge, dass der Güterverkehr, vom Einbruch infolge der Coronapandemie abgesehen, stärker ansteigt als der

Personenverkehr. Beide Entwicklungen sind in Abbildung 3-9 dargestellt. Zusätzlich wird in den Zielpfaden Mix, H<sub>2</sub> und EL auch eine Verlagerung des Straßen- und Luftverkehrs auf die Schiene erwartet. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass sich die Geschwindigkeit der Verlagerung von PKW-Verkehr auf die Schiene in der Mitte der politischen Forderungen der Eröffnungsbilanz und der Einschätzung der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität bewegt [18], [52]. Bezogen auf den Bestand im Jahr 2019 entspricht das 0,6 % der Fahrleistung des PKW-Bestandes pro Jahr. Für die Verlagerung des LKW-Verkehrs auf die Schiene wird bis zum Jahr 2025 eine Entwicklung angelehnt an aktuelle Statistiken angenommen [53]. In den Folgejahren wird auf die Forderungen aus der Eröffnungsbilanz zurückgegriffen, welche weniger ambitioniert sind als die Analysen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität. Maximal findet somit im Güterverkehr pro Jahr eine Verlagerung von ca. 0,7 % der LKW-Verkehrsleistung statt. Damit dies möglich wird, ist neben einem Ausbau der Schieneninfrastruktur auch eine höhere Taktung der Züge notwendig, was u. a. durch eine Modernisierung der Leittechnik erreicht werden kann. Für die Verlagerung vom Luftverkehr auf die Schiene wird angenommen, dass Kurzstreckenflüge bis 500 km durch Bahnfahrten ersetzt werden können. Aus [54] und [55] wird abgeleitet, dass dies in etwa einer Verlagerung von 4 % der Flugverkehrsleistung pro Jahr entspricht. Im BAU-Pfad wird kein Modal Shift vom Straßen- bzw. Luftverkehr auf die Schiene angenommen.

Tabelle 3-2: Anteil der Elektro- und H<sub>2</sub>-Fahrzeuge an den Neuzulassungen von PKW und Sattelschleppern

		2030		2035		2040	
		Strom	H <sub>2</sub>	Strom	H <sub>2</sub>	Strom	H <sub>2</sub>
<b>PKW</b>	Mix	98.5 %	0 %	98,5 %	0.5 %	98,5 %	1 %
	H <sub>2</sub>	97.5 %	1 %	94 %	5 %	89.5 %	10 %
	EL	98.5 %	0 %	99 %	0 %	99.5 %	0 %
	BAU	25 %	0 %	25 %	0 %	25 %	0 %
<b>Sattelschlepper</b>	Mix	59 %	15 %	70 %	30 %	50 %	50 %
	H <sub>2</sub>	54 %	20 %	55 %	45 %	20 %	80 %
	EL	64 %	10 %	80 %	20 %	80 %	20 %
	BAU	0,2 %	0 %	0,2 %	0 %	0,2 %	0 %

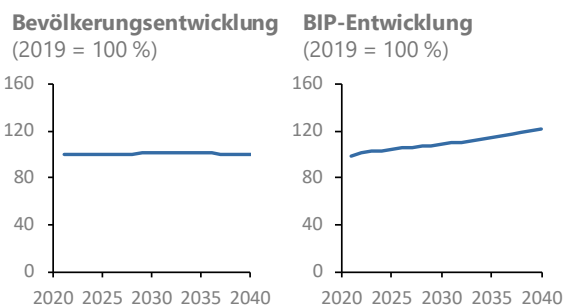


Abbildung 3-9: Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts [34]

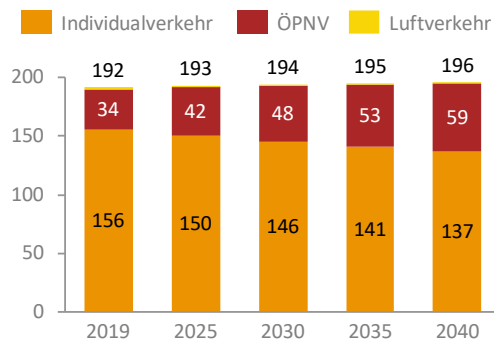
Abbildung 3-10 zeigt den Verlauf der Verkehrsleistung im Personen- bzw. Güterverkehr in Bayern für die Pfade Mix, H<sub>2</sub> und EL. Dieser resultiert aus den zuvor getroffenen Annahmen bzgl. des Modal Shifts, der zukünftigen Entwicklung der Bevölkerung bzw. des BIP sowie den Ergebnissen des Regionalisierungsmoduls. Die Verkehrsleistung wird dabei mittels der Fahrleistungen je Fahrzeugklasse und dem Endenergieverbrauch berechnet. Aufgrund des moderaten Anstiegs der Bevölkerung (Abbildung 3-10 (a)) steigt die Personenverkehrsleistung insgesamt kaum an. Jedoch steigt in den Zielpfaden, im Gegensatz zum BAU-Pfad, in dem die Verkehrsleistungen je Verkehrsträger in etwa konstant bleiben, die Schienenverkehrsleistung über den betrachteten Zeitraum hinweg kontinuierlich an. Im Gegensatz zur Personenverkehrsleistung nimmt die Güterverkehrsleistung durch den zukünftigen Anstieg des BIP, wie in Abbildung 3-10 (b) dargestellt, fortwährend zu. Auch diese Entwicklung wird in den Zielszenarien von einem überproportionalen Anstieg des Schienenverkehrs begleitet. Konträr dazu wächst im BAU-Pfad die Verkehrsleistung je Verkehrsträger proportional zum BIP.

Im Schienenverkehr werden konventionelle Energieträger bis ins Zieljahr der Klimaneutralität in Bayern transformiert. Diese Zielsetzung stimmt mit der Strategie der Deutschen Bahn überein [56]. In allen Zielszenarien wird der Personenverkehr mit gleichbleibender Transformationsgeschwindigkeit elektrifiziert. Im Güterverkehr werden die Dieselszüge in Teilen durch mit Brennstoffzellentechnologien betriebene Züge ersetzt. Im Mix-Pfad erreichen sie im Zieljahr einen Anteil von 50 %, in H<sub>2</sub> liegt dieser bei 80 % sowie in EL bei 20 %. Eine Ausnahme stellt der BAU-Pfad dar. Dort erfolgt keine Transformation von Dieselszügen.

<sup>6</sup> Die in Abbildung 3-10 gezeigte Verkehrsleistung korreliert zum Endenergieverbrauch gemäß der Energiebilanz Bayern nach

### (a) Verkehrsleistung im Personenverkehr

in Mrd. pkm | Bayern | Mix, EL, H<sub>2</sub>



### (b) Verkehrsleistung im Güterverkehr

in Mrd. tkm | Bayern | Mix, EL, H<sub>2</sub>

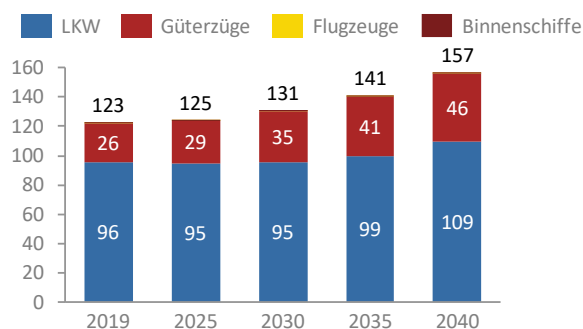


Abbildung 3-10: Entwicklung der Verkehrsleistung nach Verkehrsträger<sup>6</sup>

Der Zeithorizont bis 2040 umfasst circa 40 % des Lebenszyklus eines Binnenschiffes [57]. Ein entsprechender Anteil an Schiffen wird in EL elektrifiziert bzw. in H<sub>2</sub> mit Brennstoffzellentechnologien ausgestattet. Die Transformation im Mix-Pfad berücksichtigt beide Zieltechnologien zu gleichen Anteilen. Zur Erreichung von Klimaneutralität im Verkehrssektor müssen nicht transformierte Fahrzeuge im Zieljahr mit synthetischen Kraftstoffen betrieben werden.

Die Datengrundlage, die verwendet wurde, um den Fahrzeugbestand der bottom-up modellierten Verkehrsträger PKW, Krafträder, LKW und Busse im Startjahr zu quantifizieren, ist in Tabelle 3-3 aufgeführt.

Zur Integration dieser Daten in das Modell werden u.a. folgende Schritte durchgeführt: Bei den PKW-Neuzulassungen wird bis zum Jahr 2025 eine Gesamtanzahl, die an reale Werte und Prognosen angelehnt ist, angenommen [49], [58]. In den nachfolgenden Jahren wird auf das zehnjährige Mittel von 2010 bis 2019 als Ausgangswert zurückgegriffen [59], [60]. Beides dient einer realistischeren Darstellung der möglichen Austauschraten. Die aus [57] stammenden

internationaler Methodik, d.h. der internationale Flugverkehr ist nicht enthalten [21].



spezifischen Verbräuche werden für Elektrofahrzeuge mit Ladeverlusten von 10 % beaufschlagt. Um die Verkehrsleistung konsistent mit der Neuzulassungs- und Außerbetriebssetzungslogik zu modellieren, werden innerhalb der Fahrzeugklassen über die Energieträger hinweg einheitliche Fahrleistungen angenommen. Hybridfahrzeuge werden nicht explizit abgebildet. Ihr Bestand wird in fossil betriebene und vollelektrische Fahrzeuge unterteilt (50/50).

Tabelle 3-3: Datengrundlage der Modellierung des Straßenverkehrs

Kennwert	Quellen
Bestand nach Alter, Fahrzeugklasse und Energieträger	[61], [62], [41], [60]
Neuzulassungen	[59], [60], [49], [58]
Kapazitätsfaktor	[63]
Strecken	[64], [65]
Spezifische Verbräuche (Diesel, Benzin, Gas, Elektro, Wasserstoff)	[57], [59]

Eine Unterscheidung nach Personen- und Güterverkehr sowie nach Verkehrsaufkommen und -leistung erfolgt in der Top-down-Modellierung der übrigen Verkehrsträger auf Grundlage von [55], [57], [59] und [66]. Um auch bei diesen Verkehrsträgern die Gegebenheit abzubilden, dass die spezifischen Verbräuche, den Quellen aus Tabelle 3-3 entsprechend, aufgrund technologischer Entwicklungen zurückgehen, wird für den elektrischen Bahnverkehr eine Effizienzsteigerung von 1 % pro Jahr angenommen. Diese Annahme basiert auf der historischen Entwicklung der spezifischen Verbräuche des Bahnverkehrs nach [55]. Die historische Effizienzsteigerung liegt dabei höher als 1 % pro Jahr, umfasst allerdings auch die fossilen Energieträger. Aufgrund der sukzessiven Elektrifizierung und der damit sinkenden Steigerung der primärenergetischen Effizienzraten wird die historische Rate nach unten korrigiert.

Um eine konsistente Modellierung des gesamten Energiesystems zu gewährleisten, wird die Transformation des Verkehrssektors auf europäischer Ebene modelliert. Die Datengrundlage hierfür ist äquivalent zu [19], wobei eine Anpassung des Startjahrs durchgeführt wurde. Die zukünftige Entwicklung der

Bevölkerung bzw. des BIP je Land wird [68] entnommen.

#### Infobox: Internationaler Flugverkehr

Der internationale Flugverkehr ist Teil der „klassischen“ bayerischen Energiebilanz [39], jedoch nicht in der bayerischen Energiebilanz nach internationaler Methodik enthalten [21]. Im Verkehrsmodell TraM kann er als eigener Verkehrsträger abgebildet werden, folgt dabei aber nicht der in Abbildung 3-8 dargestellten Methodik. Für ihn wird ein jährliches Wachstum von 0,07 % angenommen. Dabei stehen nach [67] einer jährlichen Wachstumsrate von 0,8 % effizientere Flugzeuge und optimierte Betriebsabläufe entgegen. Dadurch ergeben sich bis 2050 Effizienzgewinne von 17 %, zusätzlich zum Rückgang des EEV um 8 % im gleichen Zeitraum durch die optimierten Betriebsabläufe. Im Rahmen dieses Berichts wird der internationale Flugverkehr in allen Auswertungen bzw. Abbildungen, in welchen er eine Rolle spielt, als eigene Kategorie aufgeführt. Seine Auswirkungen auf das Energiesystem werden in Abschnitt 5.3 thematisiert.

### 3.1.3 Haushalte und GHD

Die Transformation der Sektoren pHH und GHD wird mit den Modellen PriHM bzw. TerM modelliert. Beide Modelle wurden im Projekt eXtremOS [17] entwickelt und im Rahmen des Projekts Bayernplan Energie 2040 [2] erweitert und beschrieben. Zum besseren Verständnis der Modellierung wird im Folgenden der Modellaufbau skizziert. Zur Vereinfachung wird im Folgenden von einer Modellierung des Gebäudesektors gesprochen, da der strukturelle Aufbau beider Modelle in Teilen identisch ist und auch im Sektor GHD die Energieverbräuche der Gebäude überwiegen. Besonderheiten und Alleinstellungsmerkmale der beiden Sektoren werden jedoch weiterhin im Detail berücksichtigt. Hierfür ist der Zubau von Rechenzentren im Sektor GHD ein Beispiel.

Ziel der Modellierung des Gebäudesektors ist die Berechnung der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendung und Energieträger, die sich durch die Umsetzung der THG-Verminderungsmaßnahmen ergibt. Unter einer Anwendung sind beispielsweise die Raumwärmebereitstellung oder der Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IuK) zu verstehen. Insgesamt wird auf Grundlage von [69] zwischen acht Anwendungen unterschieden. Diese sind in Kombination mit den möglichen Energieträgern in Tabelle 3-4 aufgeführt.



Tabelle 3-4: Anwendungen im Gebäudesektor und deren heutige und zukünftige Energieträger<sup>7</sup>

Anwendung	Energieträger
Raumwärme Warmwasser	Öl, Kohle, Gas, Biomasse, Solarthermie, Umweltwärme, Fernwärme, elektrische Energie, Wasserstoff
Prozesswärme	Gas, Biomasse, elektrische Energie
Prozesskälte Klimakälte Beleuchtung IuK	Elektrische Energie
Mechanische Energie (nur GHD)	Flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe, elektrische Energie, Wasserstoff

Im Sektor GHD erfolgt zusätzlich eine Differenzierung von neun Wirtschaftszweigen, die Anhang 16.1 zu entnehmen sind. Eine landkreisscharfe räumliche sowie stündliche zeitliche Auflösung der Nachfrage wird durch das Zusammenspiel aus Transformations-, Regionalisierungs- und Lastprofilmodul (vgl. Abbildung 3-2) erreicht. Nachfolgend wird die Funktionsweise der einzelnen Module erläutert.<sup>8</sup>

### Transformationsmodul

Dieser Abschnitt enthält die Beschreibung der Modellierung der Transformation des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor. Ausgangspunkt ist dabei der Status quo im Startjahr 2019. Drei Maßnahmenbündel bewirken eine Verbrauchsveränderung bis ins Zieljahr. Diese umfassen, wie in Abbildung 3-11 dargestellt, die Fortschreibung des Energiebedarfs, Effizienzmaßnahmen sowie die Transformation von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern.

<sup>7</sup> Hinter der Anwendung „Prozesswärme“ steckt primär der Endenergiebedarf zum Kochen und Backen. Die Anwendung „mechanische Energie“ umfasst u.a. auch den Verbrauch von (Nutz-)Fahrzeugen, die dem Sektor GHD zugeordnet werden. Für die Anwendung IuK wird in TerM zusätzlich eine Unterkategorie betrachtet, in der der

Als Grundlage für die Bedarfsfortschreibung dienen Prognosen für das Wachstum der Bevölkerung sowie der Entwicklung der Wohn- bzw. Nettogrundflächen pro Kopf bzw. Erwerbsperson. Letztere werden ausschließlich zur Berechnung der Entwicklung des Raumwärme- und Klimakältebedarfs und des damit einhergehenden Zu- bzw. Rückbaus von Heizungsanlagen verwendet. Die umgesetzten Effizienzmaßnahmen zielen zum einen auf eine energetische Sanierung der Gebäudehüllen ab. Dadurch sinkt der Raumwärmebedarf. Zum anderen kann durch den Tausch von Bestandteilen der Trinkwarmwasseraufbereitung, wie beispielsweise des Warmwasserspeichers, der Energiebedarf für die Warmwasseraufbereitung verringert werden. Das Maßnahmenbündel Transformation setzt sich aus dem Heizungstausch, dem Gerätetausch bei der Prozesswärmeerzeugung und dem Energieträgerwechsel bei Kraftfahrzeugen (z.B. landwirtschaftliche Maschinen, Gabelstapler, etc.) im Sektor GHD zusammen. Beim Gerätetausch der Prozesswärmeerzeugung handelt es sich überwiegend um die Elektrifizierung von gasbetriebenen Herden und Backöfen. Mechanische Energie (z.B. landwirtschaftliche Maschinen, Gabelstapler, etc.) im Sektor GHD wird zukünftig vermehrt durch Elektromotoren und Brennstoffzellen bereitgestellt, die sukzessive mit Kohlenwasserstoffen betriebene Motoren ersetzen.

Der Heizungstausch wird in zwei Schritten modelliert. In einem ersten Schritt wird durch einen exogen vorgegebenen Fernwärmeausbau der entsprechende Anteil an Bestandskesseln verdrängt. Im zweiten Schritt wird der Heizwärmebedarf (Nutzenergie), der durch konventionelle Heizkessel bereitgestellt wird, sukzessive durch klimaneutrale Heiztechnologien wie Wärmepumpen, Biomassekessel und H<sub>2</sub>-Direktheizungen gedeckt. Bei Wärmepumpen wird dabei die genutzte Umweltwärme berücksichtigt. Aus der Umsetzung der drei beschriebenen Maßnahmenbündel resultiert die jährliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendungen und Energieträgern auf NUTS-0-Ebene.

durch den Zubau von Rechenzentren zu erwartende Strombedarf abgebildet ist.

<sup>8</sup> Der Endenergieverbrauch des Baugewerbes wird nach der Methodik der AG Energiebilanzen e.V. dem Sektor GHD zugeordnet [70]. Im Rahmen dieser Studie werden entsprechend auch die Emissionen des Baugewerbes diesem Sektor zugeordnet.

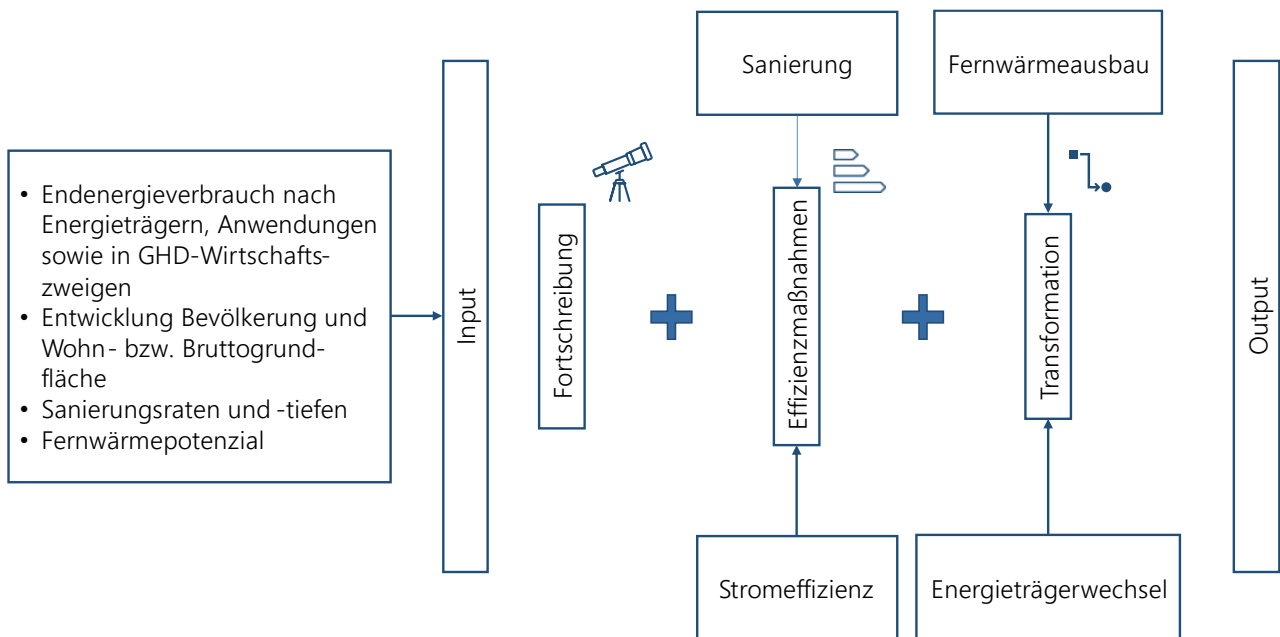


Abbildung 3-11: Modellablauf der Transformationspfade im Sektor Gebäude [2]

### Regionalisierungsmodul

Die Regionalisierungslogik des Modells für private Haushalte PriHM unterscheidet zwischen Wärmeanwendungen und sonstigen Anwendungen (Licht, IuK, Kälte, Prozesswärme, Mechanische Energie). Sonstige Anwendungen werden im Startjahr über die Bevölkerung [71] und in zukünftigen Jahren über eine Bevölkerungsprognose [72], [73] von NUTS-0 auf NUTS-3-Ebene regionalisiert.

Abbildung 3-12 zeigt anhand einer fiktiven, exemplarischen NUTS-3-Region die Methodik der Regionalisierung von Wärmeanwendungen in Deutschland. Im ersten Schritt findet eine Regionalisierung der Wärmebedarfe je Heizsystem im Startjahr 2019 statt (Abbildung 3-12, a.). Die Regionalisierung basiert auf Gesamt-Wärmeverbräuchen, Heizsystem-Anteilen (in Deutschland ohne Fernwärme) [74] und deutschen Fernwärmeverbräuchen [75] je NUTS-3-Region. Die Indikatoren für die Gesamtwärmeverbräuche auf NUTS-3-Ebene stammen für Deutschland aus dem Projekt Dynamis [32] und wurden um eine Gradtagzahlgewichtung (Multiplikation mit dem Faktor aus Gradtagzahl der NUTS-3-Region zu durchschnittlicher Gradtagzahl der NUTS-0-Region) erweitert. Die Gradtagzahlen werden auf Basis stündlicher Temperaturdaten [76] ermittelt.

Für Europa basieren die Indikatoren für die Regionalisierung des Gesamtwärmeverbrauchs auf Wohnflächen [77], [78], Baualtersklassen [79] und Gradtagzahlen je NUTS-3 Region. Die Fortschreibung des

Wärmebedarfs einer Region ergibt sich aus den Ergebnissen des Transformationsmoduls (Entwicklung des Wärmebedarfs auf NUTS-0 Ebene) und der regionalen Bevölkerungsprognose. In der Beispielregion in Abbildung 3-12 (b.) sinkt der Gesamtwärmebedarf zwischen 2019 und 2030, er kann aber in Regionen mit einer Bevölkerungszunahme zunächst auch steigen. In diesem ersten Skalierungsschritt wird angenommen, dass sich die prozentualen Anteile von bestehenden Wärmepumpen, Direktstromheizungen und Biomasseheizungen der NUTS-3-Regionen an der übergeordneten NUTS-0-Region nicht verändern, da diese nicht weiter transformiert werden müssen. Der Ausbau von Fernwärmenetzen je NUTS-3-Region basiert in Deutschland auf Daten des Projekts [75] (Szenario „Zentral“) in Anlehnung an die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [80] (Abbildung 3-12, c.). Der nach Abzug von Direktstromheizungen, Bestandwärmepumpen und Fernwärme verbleibende Wärmebedarf (Abbildung 3-12, c., grauer Anteil) wird auf die Heiztechnologien Öl, Gas, Wärmepumpen und Wasserstoff verteilt (Abbildung 3-12, d.). Dabei führt die Transformation auf NUTS-0-Ebene unter Berücksichtigung des regional aufgelösten Bestands, also dem Heizsystem-Mix im Startjahr, zu einer Verdrängung der fossilen Heizsysteme.

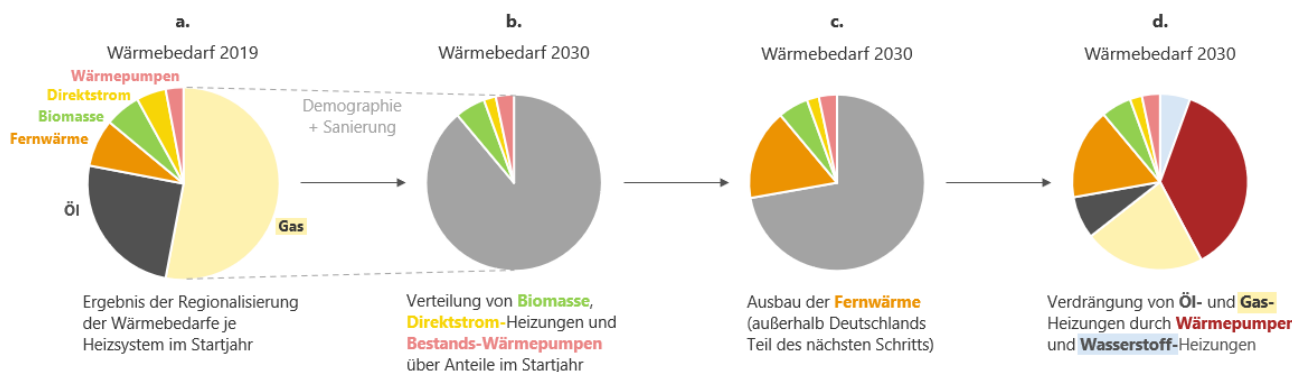


Abbildung 3-12: Vereinfachte Darstellung der Regionalisierung von Wärmeanwendungen, angelehnt an [2]

Abweichend von PriHM findet im Modell TerM die Regionalisierung der Verbräuche je Wirtschaftszweig statt. Sonstige Anwendungen werden sowohl im Startjahr als auch in der Zukunft über die Beschäftigtenzahlen je Wirtschaftszweig auf NUTS-2-Ebene [81], [82], [83] verteilt, die im Rahmen des Projekts eXtremOS [17] über die Bevölkerung auf NUTS-3-Ebene [71] regionalisiert wurden. Die Beschäftigtenzahlen für das Baugewerbe stammen aus [84]. Die Regionalisierung der Wärmeanwendungen basiert im Startjahr auf den Beschäftigtenzahlen je Wirtschaftszweig, einer Gradtagzahlengewichtung und Heizsystem-Anteilen (wie im Modell PriHM). Die Verteilung des Fernwärmeverbrauchs auf die Landkreise in Deutschland berücksichtigt zwei Zielgrößen: zum einen den zuvor ermittelten Gesamtfernwärmeverbrauch je NUTS-3-Region [75] und zum anderen die Anteile der Wirtschaftszweige am Fernwärmeverbrauch der NUTS-0-Region. Ansonsten läuft die Regionalisierung der Wärmeanwendungen ähnlich wie im Modell PriHM ab. Für die Entwicklung des Gesamtwärmebedarfs je NUTS-3-Region wurde neben der Sanierung (basierend auf der Entwicklung des Wärmebedarfs auf NUTS-0-Ebene) aufgrund fehlender Daten zur regionalen Entwicklung der Anzahl beschäftigter Personen ebenfalls die demographische Entwicklung herangezogen. Als Indikator für die Regionalisierung der künftigen Last von Rechenzentren in Deutschland wurden modellierte Anschlussleistungen auf Bundeslandebene (NUTS-1-Regionen) [85] (Szenario B/C, Mittelwert zwischen 2037 und 2045) über die Summe der Beschäftigten aller Wirtschaftszweige ohne Handel und Gastronomie auf NUTS-3-Regionen verteilt.

### Lastprofilmodul

Um die räumlich aufgelösten Jahressummen der Endenergieverbräuche auch zeitlich aufzulösen, werden sie mittels normierter Lastprofile auf die Stunden eines Jahres verteilt. Die Lastprofil-Methodik des Gebäudesektors wurde im Rahmen des Projekts eXtremOS entwickelt und ist in [19] veröffentlicht. Sie wird im

Folgenden, zum besseren Verständnis des vorliegenden Berichts, kurz skizziert.

Bei den Lastprofilen erfolgt eine Unterscheidung nach Anwendung und Technologie. Neben (im tertiären Sektor wirtschaftszweigspezifischen) Standardlastprofilen für sonstige Anwendungen wie Licht, Kühlung und LuK werden für Wärmeanwendungen sowie Klimakälte temperaturabhängige Profile verwendet. Dadurch werden klimatische Unterschiede zwischen NUTS-3-Regionen im zeitlichen Verlauf als auch klimatische Bedingungen des Wetterjahrs in den Profilen für Wärmeanwendungen abgebildet. Dazu werden die Profile mit einem Faktor aus Gradtagzahlen des Wetterjahrs (in diesem Projekt 2012) und dem dreißigjährigen Mittel der Gradtagzahlen skaliert. Die Jahressumme der vorher normierten Profile ergibt damit nicht mehr 1. Wenn es im Jahr 2012 in einer Region wärmer als im dreißigjährigen Mittel ist, beträgt die Jahressumme z.B. 0,9, bei kälteren Temperaturen z.B. 1,1. Somit sinken oder steigen die witterungsbereinigten regionalisierten Wärmeverbräuche durch die Kombination mit den Lastprofilen innerhalb der NUTS-3-Regionen. Bei Wärmepumpen-Profilen werden zusätzlich stündliche Arbeitszahlen berücksichtigt. Diese basieren auf [86]. Details sind der entsprechenden Exkursbox "Wärmepumpen und Arbeitszahlen" zu entnehmen. Heimspeicher und deren möglicher Einfluss auf die Lastprofile werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Für alle 96 Landkreise und kreisfreien Städte in Bayern (bzw. alle 1348 Landkreise in Europa) ermöglicht die Kombination der drei Module (Transformation, Regionalisierung, Lastprofile) die Ausweisung des Endenergieverbrauchs und folglich der Emissionen in stündlicher Auflösung.

### Infobox: Wetterjahr 2012

Das für die Modellierung verwendete Wetterjahr 2012 stellt, bezogen auf die Wetterjahre von 1980 bis heute, ein typisches durchschnittliches Wetterjahr dar. 2012 war beispielsweise in Bezug auf die Heizgradtage typisch, nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa. Damit entspricht auch der Energieverbrauch – und damit eine der wichtigsten Größen – einem typischen Wert. Außerdem stellt das Wetterjahr 2012 für Deutschland ein typisches Jahr für die Stromerzeugung aus EE dar. Die Winderzeugung ist, Südeuropa ausgenommen, typisch für ganz Europa. Auch wenn das Wetterjahr 2012 in vielen Parametern und in den meisten Regionen sehr typisch ist, muss auf ein besonderes Detail hingewiesen werden. Im Februar des Jahres 2012 gab es in ganz Europa eine besonders kalte Woche. Da somit die Spitzenlast in diesem Jahr vergleichsweise hoch war, sollte dies bei der Auswertung der Modellergebnisse berücksichtigt werden. Das könnte bedeuten, dass Stromnetze, Kraftwerke und Speicherkapazitäten ausreichend dimensioniert sein müssen, um die Versorgung in einem besonders kalten Winter zu gewährleisten. Demzufolge eignet sich das Wetterjahr 2012, eine möglichst sichere Deckung für alle Jahre abzubilden [17].

### Parametrierung

Eine Schlüsselrolle bei der Transformation des Gebäudesektors spielt die Substitution von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen. Diese setzt sich, wie in Abbildung 3-11 dargestellt, aus dem Fernwärmeausbau sowie dem Energieträgerwechsel dezentraler Anlagen zusammen. Ersterer wird exogen auf Basis von [75] modelliert. Dazu wird jährlich ein gewisser Prozentsatz des Fernwärmepotenzials, das für Deutschland bei 340 TWh liegt, erschlossen. Im Mix-, H<sub>2</sub>- und EL-Pfad beträgt dieser Anteil bis 2025 0,2 %/a, bis 2030 0,5 %/a und bis 2040 0,85 %/a. In BAU liegt er durchgehend bei 0,2 %/a. Durch den Ausbau der Fernwärme werden bestehende Heizsysteme entsprechend ihres Anteils an der gesamten bereitgestellten Wärme verdrängt. Während der Fernwärmeausbau v.a. in Ballungsgebieten zu lokalisieren ist, besteht in Bayerns ländlichen Regionen ein großes Potenzial, Öl- und Gaskessel durch Wärmepumpen zu

<sup>9</sup> Eine Einspeisung in das gesamte bestehende Erdgasnetz ist nur begrenzt möglich, da Gaskessel mit dem Zertifikat „H<sub>2</sub>-ready“ nach dem DVGW-Zertifizierungsprogramm ZP 3100 nur für einen Wasserstoffanteil von bis zu 20 Vol.-% ausgelegt sind [97].

ersetzen. Auch un- bzw. teilsanierte Gebäude eignen sich für diese Art des Heizungsaustausches [87], [88]. Für die Jahre 2019 bis 2025 wird der Hochlauf der Wärmepumpen angelehnt an aktuelle Marktbeobachtungen angenommen [89].

Darüber hinaus stellen bis Mitte der 2030er Jahre mit Biomasse befeuerte Heizkessel, wie z.B. Hackschnitzel- oder Pelletheizungen, eine Option für den Heizungsaustausch dar. Diese ersetzen v. a. Ölheizungen in ländlich geprägten Regionen. Abhängig von der Ausprägung des jeweiligen Pfads wird ein gewisser Anteil der Gasverteilnetze ab 2030 auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt. Die in diesen Netzen verbliebenen Gaskessel müssen dazu durch Wasserstoffdirektheizungen ersetzt werden. Die Umstellung findet in dezentral durch eigene Elektrolyseure versorgten Inselnetzen sowie in industrienahen Gasverteilnetzen statt, da Industriezentren vorrangig an das Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden [90], [91].<sup>9</sup> Bei der Wahl der zukünftigen Heiztechnologien werden rechtliche Vorgaben eingehalten. Auf diese Weise wird das Einbauverbot von Öl- und Kohlekesseln sowie der Mindestanteil von 65 % Erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung ab dem Jahr 2024 berücksichtigt [92], [93]. Das maßgebliche Gebäudeenergiegesetz (GEG) wurde im Laufe dieser Studie novelliert [94]. Die wichtigsten Informationen dazu sind der nachstehenden Infobox zu entnehmen.

Um diese Gegebenheiten adäquat mit PriHM und TerM abzubilden, wurden Erkenntnisse aus vergangenen Arbeiten wie „Dynamis“ [32], [95] und „Klimaneutrale Wärme München 2035“ [96], die in ihrer Modellierung jeweils den Gebäudebestand explizit berücksichtigt haben, fortwährend zur Validierung der Parametrierung bzw. Ergebnisse verwendet. Für die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2040 wird eine Kesseltauschrate hin zu Wärmepumpen, Biomasseheizungen und H<sub>2</sub>-Direktheizungen von ca. 4,7 %/a angenommen, was einer Substitution aller konventionellen Heizkessel entspricht. Im Gegensatz dazu liegt diese Rate im BAU-Pfad leicht unter 2 %/a. In den Zielszenarien werden die erlaubten Heizungsoptionen laut Gebäudeenergiegesetz [94] (vgl. Infobox: Gebäudeenergiegesetz) berücksichtigt.<sup>10</sup> Die Parametrierung des Kesseltausches ist Abbildung 3-14 zu entnehmen. Abbildung 3-14 (a) zeigt die Transformation von Ölkesseln, Abbildung 3-14 (b) jene der Gaskessel. Hauptzieltechnologie sind in allen Szenarien

<sup>10</sup> Die Kopplung an die Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung, deren Stichtag von der Einwohnerzahl abhängig ist, konnte bei der Regionalisierung der Wärmenachfrage nach Heiztechnologie aufgrund der Gegebenheit, dass die Modellierung in dieser Studie vor der finalen Verabschiedung des Gesetzes stattfand, nicht berücksichtigt werden.

Wärmepumpen. Da für diese im EL-Szenario besonders günstige Bedingungen angenommen werden, fällt der Anteil der Biomassekessel als eine möglicherweise konkurrierende Technologie dort geringer aus. Vereinfachend wird angenommen, dass Wasserstoffdirektheizungen nur in Gebäude eingebaut werden, die zuvor durch ein Gasverteilnetz versorgt wurden. Somit treten diese nur bei der Transformation der Gaskessel im H<sub>2</sub>- und Mix-Pfad (vgl. Abbildung 3-14 (b)) als Zieltechnologie auf. Beim Kesseltausch bleibt jeweils ein kleiner Anteil (<1 %) an den ursprünglichen Bestandsheizungen in den Gebäuden zurück. Für die Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor müssen diese im Zieljahr mit synthetischen Brennstoffen betrieben werden. Neben Öl- und Gaskesseln werden auch Kohleöfen und Stromdirektheizungen transformiert.

#### **Infobox: Gebäudeenergiegesetz**

Diese Infobox enthält die wichtigsten Inhalte des Gebäudeenergiegesetzes, Stand 16.10.2023, bzgl. des Kesseltausches [94]:

Für den Einbau neuer Heizungen gibt es frühestens ab Januar 2024 die Pflicht zur Nutzung von 65 Prozent Erneuerbarer Energien. Der entsprechende Stichtag variiert zwischen Neubau und Bestandsgebäuden. Für letztere, sowie Neubauten in Baulücken, ist er z.B. von der Einwohnerzahl der jeweiligen Kommune abhängig und soll dabei an die Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung gekoppelt werden. Diese soll in den einzelnen Kommunen bis spätestens Mitte 2028 (in Großstädten mit über 100.000 Einwohnern bis Mitte 2026) erfolgen. Sie legt fest, wo zukünftig Wärmenetze oder klimaneutrale Gasnetze ausgebaut werden. Des Weiteren dürfen fossil betriebene Bestandsheizungen repariert werden und für irreparable Geräte soll es Härtefallregeln geben. Weitere Ausnahmefälle sind dem Gesetzestext zu entnehmen.

Optionen für neue Heizungen sind u.a. Anschluss an ein Wärmenetz, Wärmepumpen, Biomasseheizungen (Holz, Hackschnitzel und Pellets), Stromdirektheizungen, Wärmepumpen- oder Solarthermie-Hybridheizungen, Heizungen auf der Basis von Solarthermie sowie Gasheizungen, die nachweislich mindestens 65 % nachhaltiges Biomethan oder biogenes Flüssiggas nutzen.

Kohleöfen werden in allen Pfaden bis 2025 komplett ausgetauscht, Stromdirekt- bzw. Nachtspeicherheizungen bis 2040. Letztere werden jedoch in BAU nicht durch alternative Technologien ersetzt. Der

Heizungstausch erfolgt dabei basierend auf dem nachgefragten Wärmebedarf. Dabei wird für Öl-, Kohle- und Biomassekessel ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen. Jener der Gas- und Wasserstoffheizungen liegt bei 92 %. Für Stromdirektheizungen werden vereinfachend keine Wirkungsgradverluste angenommen.

### Exkurs: Wärmepumpen und Arbeitszahlen

Die Effizienz von dezentralen Wärmepumpen hängt mit dem Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle (z.B. Außenluft) und Wärmesenke (Vorlauftemperatur) zusammen. Je geringer dieser Temperaturunterschied ist, desto effizienter die Wärmepumpe. Diese Effizienz wird durch Arbeitszahlen (COP = Coefficient of performance) als Verhältnis der erzeugten Wärme zum dafür eingesetzten Strom beschrieben. Sinkt die Außentemperatur, sinkt auch die Arbeitszahl von Luftwärmepumpen. Wärmepumpen in Kombination mit Flächenheizungen wie Fußbodenheizung erreichen höhere Arbeitszahlen, da die Vorlauftemperatur niedriger ist als bei normalen Heizkörpern.

Zur Erstellung von Lastprofilen für Wärmepumpen wurden Raumwärme-Profile mit stündlichen COP von Luftwärmepumpen kombiniert. Die COP wurden mittels der Methodik nach [86] und stündlichen Temperaturzeitreihen der NUTS-3-Regionen nach [98] bestimmt. Angesetzt wurde ein Mittelwert der COP für Heizkörper und Fußbodenheizungen. Abbildung 3-13 zeigt exemplarisch diese stündlichen COP-Werte sowie den Stromlastgang von Wärmepumpen für die Raumwärmebereitstellung im Sektor private Haushalte in München für das Jahr 2019 bzw. Wetterjahr 2012. Im kalten Winter zu Jahresbeginn steigt der Raumwärme- und damit Strombedarf und es sinkt der COP. Sehr hohe COP werden vor allem bei warmen Außentemperaturen am Rande der Heizperiode erreicht.

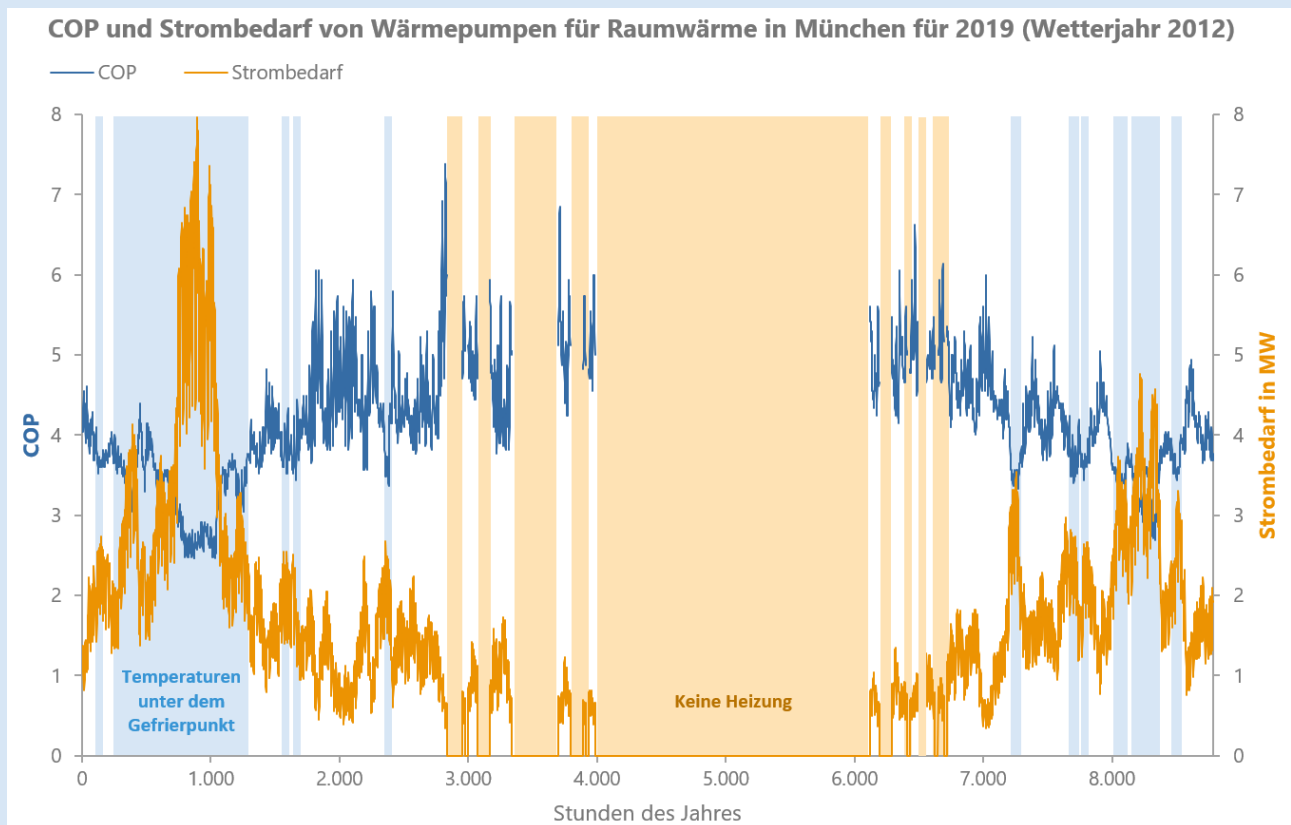
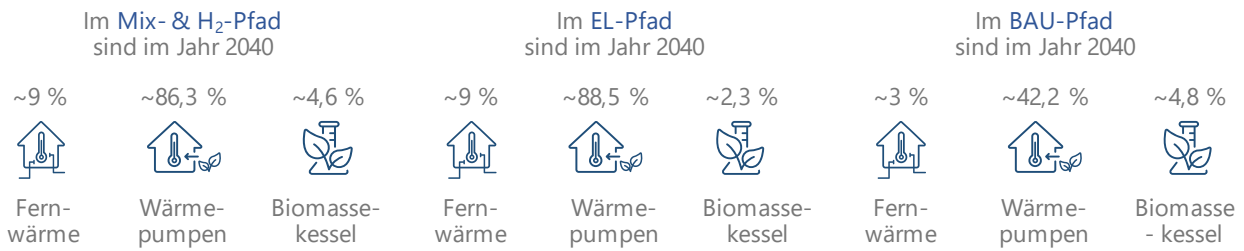


Abbildung 3-13: Stündlicher COP und Strombedarf von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme in privaten Haushalten in München für das Jahr 2019 (Wetterjahr 2012)



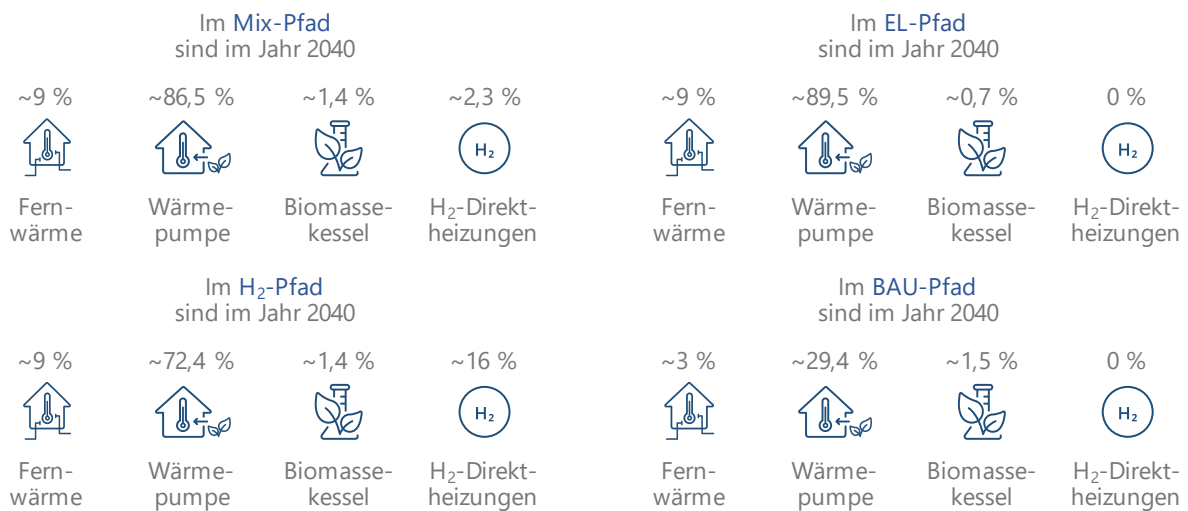
### (a) Transformation der Ölkessel

in % der Ölkessel aus dem Startjahr 2019\*



### (b) Transformation der Gaskessel

in % der Gaskessel aus dem Startjahr 2019\*



\* Nicht aufgeführte Anteile sind im Jahr 2040 weiterhin (a) Öl- bzw. (b) Gaskessel.

Abbildung 3-14: Parametrierung der Transformation von (a) Öl- und (b) Gasheizungen in Bestandsgebäuden

Neben dem Tausch von Bestandsheizungen haben auch Effizienzmaßnahmen, wie beispielsweise die Gebäudehüllensanierung, sowie die Bedarfsfortschreibung einen Einfluss auf den Endenergieverbrauch der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Die für diese Studie verwendeten Sanierungsraten und -tiefen sind an die Studie „Klimaneutrale Wärme München 2035“ [96] angelehnt, wurden jedoch an das aktuell beobachtete Ausgangsniveau angepasst. Die Sanierungstiefen für die einzelnen Zeitschritte sind für die Pfade Mix, H<sub>2</sub> und EL in Tabelle 3-5 aufgeführt. Hinsichtlich der Sanierungstiefe wird zwischen Gebäuden mit und ohne Fernwärmeanschluss sowie Gebäuden in pHH und GHD unterschieden. Hintergründe für die Unterteilung sind die geringeren Wärmeanforderungen aus dem Sektor GHD sowie die höhere Vorlauftemperatur in den Fernwärmenetzen, die eine Sanierung über den Standard kfW 70 hinaus nicht unbedingt notwendig macht. Es kommt hinzu, dass sich Gebäude mit Fernwärmeversorgung häufig in dicht besiedelten Gebieten, teilweise mit einer hohen Durchdringung an denkmalgeschützten Häusern,

befinden. Dadurch wird die Sanierung der Gebäude erschwert.

Dies wirkt sich auf die Sanierungsaktivität aus, die in Fernwärmegebieten in entsprechend geringerem Maß erfolgt. Die Sanierungsraten sind Tabelle 3-6 zu entnehmen. Im Mix- und EL-Pfad liegt deren Maximalwert bei Standardgebäuden, also Häusern ohne Fernwärmeanschluss in pHH und GHD, bei 2,2 %.

Tabelle 3-5: Sanierungstiefen ohne und mit Anschluss an das Fernwärme-netz im Mix-, H<sub>2</sub>- und EL-Pfad

Sanierungstiefe	pHH	GHD	Fernwärmegebiet
<b>Bis 2030</b>	kfW 70	kfW 70	kfW 70
<b>2030 bis 2035</b>	kfW 55	kfW 55	kfW 70
<b>2035 bis 2040</b>	kfW 40	kfW 55	kfW 70



Tabelle 3-6: Sanierungsraten in Gebäuden mit und ohne Fernwärmeanschluss

Sanierungsraten		bis 2025	bis 2030	bis 2035	bis 2040
<b>Standard</b>	Mix, EL	1,1 %	1,5 %	1,9 %	2,2 %
	H <sub>2</sub>	1,1 %	1,4 %	1,7 %	1,9 %
<b>Fernwärme</b>	Mix, EL, H <sub>2</sub>	0,7 %	0,9 %	1,1 %	1,25 %

In H<sub>2</sub> wird eine geringere Sanierungsaktivität angenommen, die im Zieljahr einen Maximalwert von 1,9 % erreicht. Die Ursachen hierfür sind identisch zu den Gründen im Falle eines Fernwärmeanschlusses. Die Parametrierung der Sanierung im BAU-Szenario entspricht den jeweils für das Startjahr 2019 gültigen Werten.

Grundlage für die Effizienzsteigerung bei der Trinkwarmwasserbereitstellung ist [99]. In allen Szenarien wird angenommen, dass der Zapfenergiebedarf beim Duschen sinkt und bestehende Warmwasserspeicher beim Wechsel der Heizungssysteme durch effizientere Speicher ersetzt werden. Daraus resultiert ein Effizienzfaktor von 0,5 %/a für die Trinkwarmwasserbereitstellung. Während die zukünftige Nachfrageentwicklung der Warmwasserbereitstellung, wie alle anderen Anwendungen, basierend auf der in Abbildung 3-9 dargestellten Bevölkerungsentwicklung fortgeschrieben wird, wird für die Entwicklung des Raumwärme- und Klimakältebedarfs bzw. des Wohngebäudebestands darüber hinaus auch auf die Entwicklung der Wohnfläche pro Kopf (s. Tabelle 3-7) zurückgegriffen.

Die Fortschreibung der Wohnfläche erfolgt auf Basis des relativen Zuwachses der Wohnflächen aus [34] mit einer Wohnfläche von 47 m<sup>2</sup> pro Einwohner im Jahr 2019 [100]. Für den daraus resultierenden Neubau wird vereinfachend angenommen, dass ausschließlich Wärmepumpen eingebaut werden. In der Realität liegt die Wahl der Technologieentscheidung beim Gebäudeeigentümer, solange die gesetzlichen Vorgaben eingehalten werden.

Tabelle 3-7: Entwicklung der spezifischen Wohnfläche je Einwohner

	2019	2025	2030	2035	2040
<b>Wohnfläche in m<sup>2</sup>/Einwohner</b>	47	49	50	52	53

Die jeweils angenommene Energieeffizienzklasse der Neubauten ist in Tabelle 3-8 enthalten. Diese steigt bis ins Zieljahr an, wobei die Entwicklung der Effizienzklassen der Nichtwohngebäude leicht zeitversetzt mit geringfügig niedrigeren Standards verläuft, da hier die Anforderungen an den Wärmekomfort oft geringer sind. Im Gegensatz zur Entwicklung der Wohnflächen nehmen die Flächen der Nichtwohngebäude über die Zeit ab. Diese Tatsache beruht auf der Annahme eines Zusammenhangs zwischen der prognostizierten Anzahl der Erwerbspersonen und der Entwicklung der Nettogrundflächen der Nichtwohngebäude (s. Abbildung 3-15) [101]. Der Startwert der Nettogrundfläche, die den beheizten Flächen im Sektor GHD entspricht, entstammt der „Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude“ des Instituts Wohnen und Umwelt GmbH [102]. Der Ausschluss der Flächen der Nichtwohngebäude aus der Industrie, die nicht dem Gebäudesektor zuzuordnen sind, erfolgt dabei nach ihrem Anteil in [103]. Bei dieser Betrachtung wurde von einer konstanten Nettogrundfläche pro Erwerbsperson ausgegangen.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Eine Erwerbsperson ist eine Person, die nach eigener Aussage einer Erwerbstätigkeit nachgeht bzw. nachgehen möchte. Somit sind

Erwerbspersonen eine Teilmenge der Erwerbsbevölkerung im Alter zwischen 15 und unter 70 Jahren [101].

Tabelle 3-8: Energieeffizienzklassen des Neubaus von Wohn- und Nicht-wohngebäuden

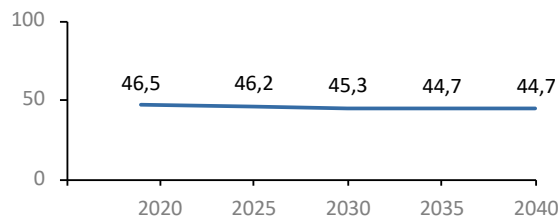
	bis 2020	bis 2025	bis 2030	bis 2035	bis 2040
<b>Wohngebäude</b>	kfW 70	kfW 55	kfW 40	Passivhaus	Passivhaus
<b>Nichtwohngebäude</b>	kfW 70	kfW 55	kfW 55	kfW 40	kfW 40

Im Allgemeinen wird angenommen, dass die Stromeffizienz von Elektrogeräten und Leuchtmitteln durch deren Austausch innerhalb ihres Lebenszyklus ansteigt. Für Elektrogeräte wird dabei auf den Mittelwert der historischen Entwicklung der Stromeffizienz aus [104] zurückgegriffen. Dieser beträgt im Sektor pHH 0,9 %/a sowie im Sektor GHD 0,7 %/a. Nach [105] existiert für die Effizienzsteigerung der Beleuchtung ein höheres Potenzial von ca. 1 %/a. Dieses wird berücksichtigt.

Diesem Rückgang des EEVs durch technologischen Fortschritt steht eine fortschreitende Digitalisierung gegenüber, die einen Ausbau der Rechenzentren erfordert. Der Neubau von Rechenzentren wird in Anlehnung an das „Szenario B/C“ des „Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045“ modelliert [85]. Daraus resultiert unter der Annahme eines linearen Anstiegs des Bedarfs bis in das entsprechende Stützjahr ein zusätzlicher Strombedarf von ~2 TWh/a in Deutschland. Mit Hilfe des Regionalisierungsmoduls ergibt sich daraus in allen Szenarien für Bayern im Zieljahr 2040 ein zusätzlicher Strombedarf von 1,3 TWh, der die notwendige Kühlung der Rechenzentren beinhaltet.

Weitere zu transformierende Anwendungen sind die Prozesswärme und die mechanische Energie. Bis ins Zieljahr werden in den Zielszenarien knapp 100 % der nicht elektrisch bereitgestellten Prozesswärme, die vorwiegend durch Herde und Backöfen erzeugt wird, elektrifiziert.

**Erwerbspersonen**  
in Mio. | Deutschland



**Nettogrundfläche der Nichtwohngebäude**  
in Mio. m<sup>2</sup> | Deutschland

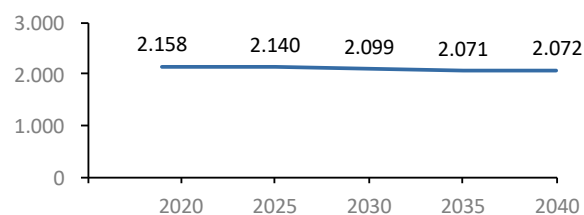


Abbildung 3-15: Entwicklung der Erwerbspersonen und der Nettogrundflächen der Nichtwohngebäude [2]

Aufgrund der Heterogenität der Anwendung „mechanische Energie“ im Sektor GHD wird diese in keinem der Szenarien komplett auf elektrische bzw. Brennstoffzellentechnologien umgestellt. In Mix werden im Zieljahr 30 % der mechanischen Energie elektrisch bereitgestellt und 20 % mit Hilfe von Brennstoffzellentechnologien. Im EL-Pfad findet ausschließlich eine Elektrifizierung statt, die 2040 60 % der mechanischen Energie deckt. Im H<sub>2</sub>-Pfad dient Wasserstoff im Jahr 2040 für 30 % der Nachfrage nach mechanischer Energie als Energieträger. In etwa ein Viertel der Nachfrage wird im H<sub>2</sub>-Pfad durch Strom gedeckt. Anlagen, die nicht transformiert werden, müssen jedoch spätestens im Zieljahr mit synthetischen Brennstoffen betrieben werden, um die Klimaziele im Gebäudesektor zu erreichen. Da ein Teil dieser mechanischen Energie dem Verbrauch von Fahrzeugen im Sektor GHD zuzuordnen ist, erfolgt die Umrechnung zwischen den Energieträgern basierend auf dem Verhältnis der spezifischen Verbräuche von mittelgroßen LKW nach [57] folgend.

### 3.1.4 Sonstige Sektoren

Wie in [2] im Detail beschrieben, decken die Modelle, die im Rahmen des Projekts „Energiesystemanalyse – Bayern klimaneutral“ zum Einsatz kommen, im Jahr 2019 rund 90 % der gesamten deutschen THG-Emissionen ab. Die Modelle umfassen die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Sektoren des Common Reporting Format (CRF) der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).

Die nicht detailliert modellierten THG-Emissionen werden trotzdem in der THG-Obergrenze als sonstige

Emissionen berücksichtigt und in den Szenarien durch einen exogenen Verminderungspfad adressiert. Sie setzen sich hauptsächlich aus den Emissionen des Sektors Landwirtschaft, der ozonabbauenden Substanzen, Emissionen der Abfallwirtschaft und THG-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, zusammen.

Die Emissionen der Landwirtschaft sinken bis ins Jahr 2040 um knapp 30 % [106], [80]. Die THG-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, reduzieren sich analog zum Einsatz der Brennstoffe. Bei THG-Emissionen, die durch ozonabbauende Substanzen oder die Abfallwirtschaft entstehen, gehen wir nur von einer geringen Emissionsreduktion gegenüber 2019 aus. Insgesamt ergibt sich zwischen 2019 und 2040 eine Reduktion der sonstigen Emissionen von 36 %.

Für eine ausführliche Beschreibung der Modellierung verweisen wir auf [2].

### 3.2 Energiebereitstellung

Zur Modellierung der Energiebereitstellung wird das Energiesystemmodell ISAaR eingesetzt. Hierbei handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell mit perfekter Voraussicht, das unter Minimierung der Systemgesamtkosten die Bereitstellungsseite durch die Abbildung verschiedener Energieträger und deren

Kopplung miteinander optimiert. Das Modell ist ein myopisches Knoten- und Kantenmodell mit flexibler regionaler und stündlicher Auflösung. Für die abgebildeten Energieträger wird die Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung auf sogenannten „Energieträgerschienen“ modelliert [32]. Eine Übersicht über den Umfang des Modells und die abgebildeten Energieträger findet sich in Abbildung 3-16. Eine tiefergehende mathematische Beschreibung des Modellaufbaus und der abgebildeten Komponenten enthalten [17], [107] und [108]. Durch den Einsatz in zahlreichen Projekten wurde das Modell kontinuierlich erweitert, beispielsweise um die Betrachtung des gesamten europäischen Energiesystems [17] und die gesonderte Betrachtung von Bayern als eigenes Marktgebiet [2].

Die Energiebereitstellung wird von 2025 bis 2050 in Fünfjahresschritten modelliert. Durch die Myopie des Modells stehen diesem bei der Berechnung eines Stützjahres keine Informationen aus dem folgenden Optimierungsjahr zur Verfügung. Um eine kontinuierliche Fortsetzung zu gewährleisten, wird der Anlagenbestand aus dem vorigen Simulationsjahr übernommen, wobei die jeweilige Lebensdauer der Anlagen berücksichtigt wird. Die Basis für die Berechnungen bildet analog zu [109] und [110] das Wetterjahr 2012.

Der Ausbau und Einsatz von Anlagen werden auf Basis einer europäischen Marktberechnung durchgeführt. Hierbei werden die 27 europäischen Länder und Großbritannien, Norwegen und die Schweiz als

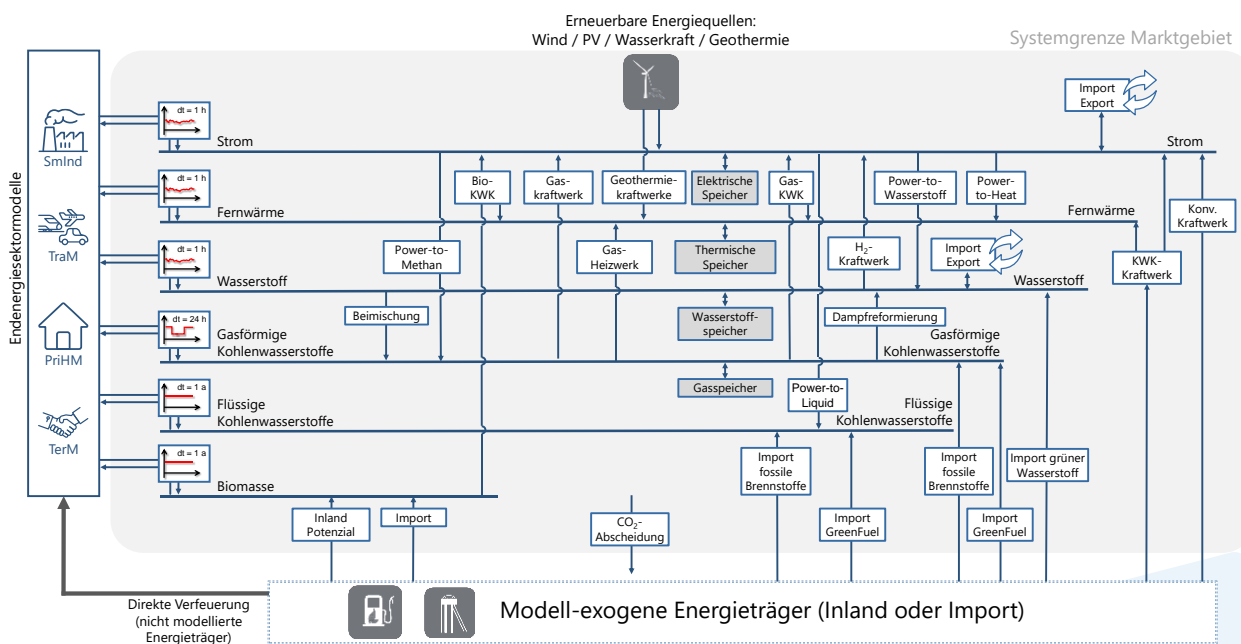


Abbildung 3-16: Systemgrenzen des Energiesystemmodells ISAaR und dessen Energieträgerschienen. Die graue Fläche repräsentiert den Umfang des Modells. Die horizontalen Linien repräsentieren die verschiedenen Energieträgerschienen. Deren Wechselwirkungen miteinander sind durch vertikale Verbindungen dargestellt. Außerhalb der Modellgrenzen liegen die Endenergiesektormodelle sowie die Modelle der Erneuerbaren Energien, die jeweils Inputdaten für die ISAaR bereitstellen.

## Brennstoffkosten

in €/MWh bzw. €/t CO<sub>2</sub>

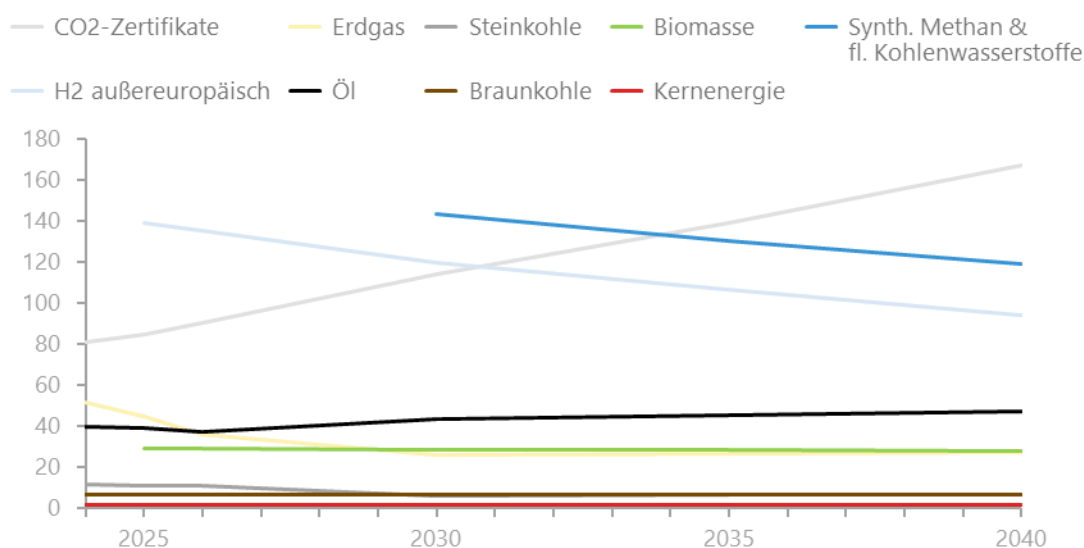


Abbildung 3-17: Parametrierung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung (Realpreise 2019)

Marktgebiete betrachtet. Der Transport von Strom und Wasserstoff zwischen diesen Marktgebieten ist über Handelskapazitäten miteinander möglich (NTC-Ansatz (Net-Transfer-Capacity)) und basiert auf den sich im Modell ergebenden Preiszeitreihen für Strom und Wasserstoff. Bei den übrigen Energieträgern ist kein Austausch zwischen den Marktgebieten möglich. Stattdessen können diese Energieträger aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden. Innerhalb eines Marktgebiets bestehen keine Limitationen bezüglich der Infrastruktur zum Transport von Energieträgern mit Ausnahme von Fernwärme. Der Austausch von Fernwärme zwischen zwei verschiedenen Fernwärmeregionen innerhalb desselben Marktgebietes ist nicht erlaubt. Um die eigenen Zielsetzungen zum Klimaschutz und dem Ausbau von Erneuerbaren Energien in Bayern zu berücksichtigen, wird Bayern als eigenständiges Marktgebiet betrachtet. Eine Verbindung zu „Deutschland ohne Bayern“ (den restlichen Bundesländern Deutschlands) und den angrenzenden europäischen Nachbarländern wird über Handelskapazitäten hergestellt.

Abbildung 3-17 zeigt neben den Bezugskosten für Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland, welche auf [111] beruhen, zusätzlich die angenommene Entwicklung der Preise für die Energieträger Erdgas, Steinkohle, Braunkohle und Öl sowie die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten. Im Zuge der Covid-19-Pandemie und der auf die Ukraine-Invasion folgende Energiepreiskrise kam es zu hohen Volatilitäten von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen. Diese Preisvolatilität ist auch im Jahr 2023, wenn auch verringert, zu

spüren. Daher ist es essenziell, für die finalen Simulationen die aktuellsten Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisprognosen einzubeziehen. Für den Kurzfristzeitraum und damit konkret für das Stützjahr 2025 hat dies relevante Auswirkungen, die sich vor allem im sich aus der Simulation ergebenden Strompreisniveau wieder spiegeln. Neben dem Strompreisniveau könnte eine beispielsweise aktuell verringerte Preisprognose für Erdgas im Jahr 2025 einen verringerten Einsatz von Gaskraftwerken bewirken. Aus diesem Grund werden die kurzfristigen Preise bis 2026 anhand der an der Börse gehandelten Futures der Monate Mai bis Juli festgelegt ([112], [113], [114], [115]). Ab 2030 werden die Prognosen aus dem World Energy Outlook 2022 verwendet. Es ist zu beobachten, dass die Gaspreise nach der Preiskrise im Jahr 2022 stetig absinken, wobei allerdings das niedrige Preisniveau von vor der Krise nicht mehr erreicht wird.

### 3.2.1 Erneuerbare Energien

Die Modellierung der Erneuerbaren Energien erfolgt regional und nach Anlagentyp differenziert für PV auf Gebäuden und Freiflächen sowie für Windenergieanlagen an Land und auf See. Die Aufgabe der EE-Modelle ist die Bereitstellung des nach Anlagentyp differenzierten Erzeugungspotenzials in räumlicher und zeitlicher Auflösung für das Energiesystemmodell ISAaR. Ein Überblick über die Modellierung der Erneuerbaren Energien ist in Abbildung 3-18 dargestellt. Das Erzeugungspotenzial gliedert sich hierbei in drei Kategorien:

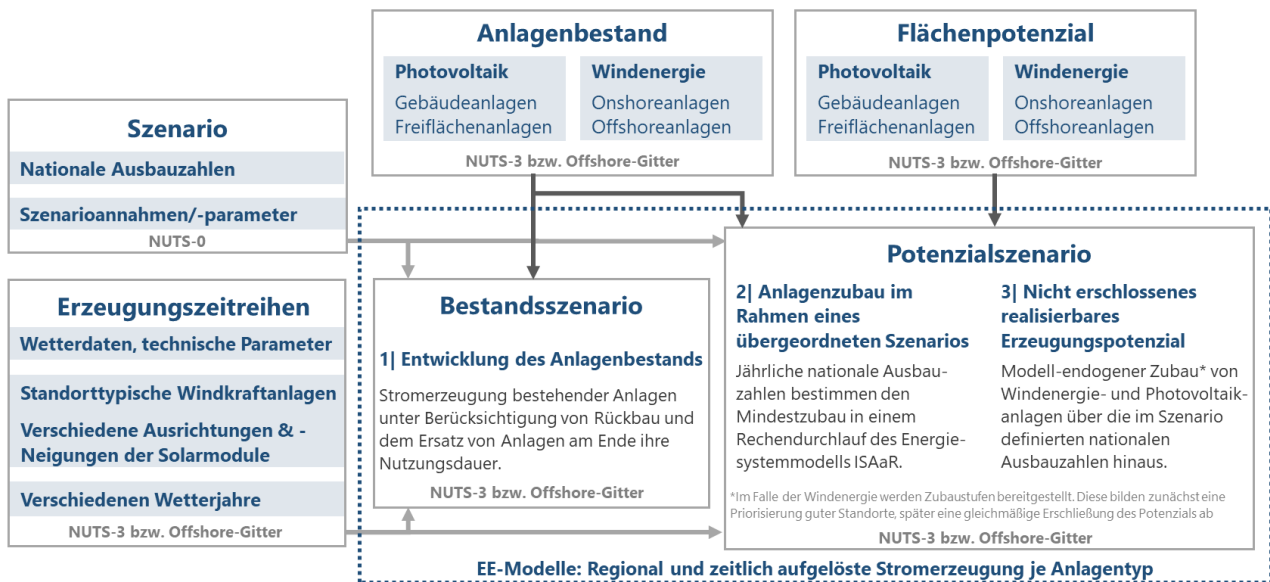


Abbildung 3-18: Überblick über das Modell zu den Erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windenergie

- **Kategorie 1 – Entwicklung des Anlagenbestands:** Stromerzeugung bestehender Anlagen unter Berücksichtigung von Rückbau und dem Ersatz von Anlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer.
- **Kategorie 2 – Anlagenzubau im Rahmen eines übergeordneten Szenarios:** Jährliche nationale Ausbauzahlen bestimmen den Mindestzubau in einem Rechendurchlauf des Energiesystemmodells ISAaR.
- **Kategorie 3 – Nicht erschlossenes realisierbares Erzeugungspotenzial:** Modell-endogener Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen über die im Szenario definierten nationalen Ausbauzahlen hinaus. Im Falle der Windenergie werden Zubaustufen bereitgestellt. Diese bilden zunächst eine Priorisierung guter Standorte, später eine gleichmäßige Erschließung des Potenzials ab.

Das realisierbare Potenzial berücksichtigt im Allgemeinen technische, wirtschaftliche und praktische Kriterien. Darüber hinaus werden die in einem übergeordneten Szenario definierten und parametrisierten Bedingungen eingehalten, zu denen der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgen soll. Diese Parameter bestimmen beispielsweise die durchschnittliche Nutzungsdauer der Anlagen, das Wetterjahr, Kostenannahmen oder die Abstände zu Siedlungen, die bei Windkraftanlagen eingehalten werden müssen. Die regionalen Erzeugungspotenziale umfassen stündliche Erzeugungszeitreihen, installierte Leistung und Kosten. Der Zubau in ISAaR erfolgt vor allem

kostenoptimiert anhand der Erzeugungsprofile und der übergebenen Kosten.

Die **Regionalisierung von Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik** erfolgt nach einem gemeinsamen Ansatz. Dabei wird das realisierbare Potenzial in den NUTS-3-Regionen eines Landes im Rahmen eines Ausbauszenarios (Kategorie 2) sowie im Zuge der Ausbauplanung in ISAaR (Kategorie 3) erschlossen. Hierbei wird in Deutschland der Zubau von Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu gleichen Teilen vorgegeben. Nach der Regionalisierung kann es in den einzelnen Bundesländern zu leichten Abweichungen der Anteile im Vergleich zu den Deutschlandzielen kommen. Durch den großen Anteil Bayerns an der Gesamtfläche Deutschlands fallen 20 % des geplanten PV-Zubaus auf Bayern

Die **Berechnung des Dachflächenpotenzials für Photovoltaik** in Deutschland basiert dabei auf einer Analyse eines hochaufgelösten Solardachkatasters (SDK) einer Großstadt mittels eines Geoinformationssystems (GIS) [116], dem FfE-Gebäudemodell [117] sowie weiteren Annahmen für landwirtschaftliche und gewerbliche Gebäude. Dabei werden die Erkenntnisse der SDK-Analyse in Form der durchschnittlich nutzbaren Dachflächenanteile für Photovoltaik je Gebäudetyp/Siedlungstyp/Dachform auf den Wohngebäudebestand übertragen, den das FfE-Gebäudemodell je Gemeinde u.a. anhand von Informationen zur Anzahl von Gebäuden, Gebäudetypen und Siedlungstypen beschreibt. Das Dachflächenpotenzial von Gewerbe- und landwirtschaftlichen Gebäuden wird auf Basis regionaler statistischer Kenngrößen wie der Anzahl von

Tabelle 3-9: Landwirtschaftliche Flächen mit Bewertung hinsichtlich des Raumwiderstands für Freifläche-Photovoltaik

Raumwiderstand	Flächenkategorie	Raumwiderstand	Flächenkategorie
kein	Bestehende Freiflächenanlage	sehr hoch	Siedlungsfläche
gering	Landwirtschaftliche Fläche ohne identifizierten Raumwiderstand		Wald
mittel	Biosphärenreservat (Entwicklungszone)		Gewässer
	Trinkwasserschutzgebiet (Zone 3)		Naturschutzgebiet
	Heilquellenschutzgebiet (qualitativ III)		Naturdenkmal
	Heilquellenschutzgebiet (quantitativ A)		Nationalpark
hoch	FFH-Gebiet (Fauna-Flora-Habitatrichtlinie)		Biosphärenreservat (Kernzone)
	SPA-Gebiet (Special Protected Areas)		Ramsar-Gebiet
	Biosphärenreservat (Pflegezone)		Trinkwasserschutzgebiet (Zone 1)
	Trinkwasserschutzgebiet (Zone 2)		Heilquellenschutzgebiet (qualitativ I)
	Heilquellenschutzgebiet (qualitativ II)		
	Überschwemmungs-/Vorranggebiet Hochwasserschutz		
	Landschaftsschutzgebiet		

Großvieheinheiten, landwirtschaftlicher Maschinen und Krankenhausbetten sowie anhand räumlicher Analysen z.B. zu Gebäuden innerhalb von Gewerbegebieten abgeleitet [118].

Die **Berechnung des Freiflächenpotenzials für Photovoltaik** in Deutschland basiert auf einer GIS-Analyse, bei der verschiedene Flächenkategorien hinsichtlich ihres Raumwiderstands bewertet werden. Der Raumwiderstand bestimmt in der Bauplanung allgemein die Machbarkeit von Infrastrukturmaßnahmen. Die Flächenbewertung orientiert sich dabei an [119] und wurde durch Erkenntnisse aus Interviews mit Anlagenprojektor:innen ergänzt, um zusätzlich die Praxisnähe zu gewährleisten. Im Rahmen der Freiflächenpotenzialanalyse werden räumliche Informationen verarbeitet, deren Verfügbarkeit deutschlandweit gegeben ist. Flächenkategorien, die nur auf Ebene der jeweiligen Raumplanungsregionen oder in Flächennutzungsplänen von Gemeinden und zudem nicht flächendeckend vorliegen, werden bei einer deutschlandweiten Betrachtung nicht berücksichtigt. Damit wird eine Bevorzugung bzw. Benachteiligung von Regionen vermieden. Dies gilt auch für die Potenzialflächenberechnung für Windenergieanlagen. Die einzelnen Flächenkategorien, die bei der Bewertung des Raumwiderstands für Freiflächenphotovoltaik

berücksichtigt werden, sind in Tabelle 3-9 dargestellt. Anhand der Szenarien- bzw. Modellparameter werden Bedingungen definiert, zu denen der Ausbau Erneuerbarer Energien erfolgen soll. Wegen der hohen Anzahl an potenziellen Freiflächen für Photovoltaik müssen diese auch immer in Konkurrenz zu einer alternativen Flächennutzung bzw. Ernährungsindustrie gesehen werden. Daher gehen Potenzialflächen nicht in vollem Umfang in die Modellierung ein, sondern nur in dem Maß, das für den Ausbau im Rahmen der Energiesystemmodellierung und der gewählten Szenarioannahmen als realisierbar erachtet wird. Das Potenzial wird auf 7% der ausgewiesenen landwirtschaftlichen Fläche in jedem Landkreis begrenzt. Dies entspricht der Hälfte der landwirtschaftlichen Fläche, die derzeit für Energiepflanzen genutzt wird [120]. Diese Annahme wurde getroffen, um eine Konkurrenz mit der Ernährungsindustrie zu vermeiden. Trotz dieser Reduzierung ist das verbleibende Potenzial immer noch groß genug für die Energiesystemmodellierung.

Für die **Berechnung der Erzeugungzeitreihen für Photovoltaik** werden sowohl die Wetterverhältnisse als auch technische Parameter wie die Schwachlichtleistung der Module und der Wirkungsgrad des Wechselrichters berücksichtigt. Das Modell verarbeitet Strahlungsdaten des Copernicus Atmosphäre



Monitoring Service (CAM5) [121], die Informationen über ihre direkten und diffusen Komponenten enthalten. Die zeitliche Auflösung beträgt 15 Minuten. Neben den Strahlungsdaten werden die Wetterparameter Umgebungstemperatur und Albedo aus dem COSMO-EU-Modell [122] verwendet. Für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden wird für jeden Landkreis ein mittlerer stündlicher Erzeugungsgang basierend auf gewichteten Erzeugungsgängen verschiedener Orientierungen und Neigungen bestimmt. Für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen werden in Abhängigkeit vom Standort optimale Neigung und Ausrichtung gewählt.

Eine Beschreibung der Methodik zur Potenzialermittlung und Zeitreihenberechnung für die weiteren europäischen Länder erfolgt in [123].

Die **Berechnung des Potenzials für Windenergie** erfolgt durch eine dreistufige Methode. Zunächst wird die Flächenausweisung von Windeignungsgebieten (WEG) der Raumplanung berücksichtigt, die speziell für die Nutzung von Windenergie ausgewiesene Flächen umfasst. Diese Gebiete stellen jedoch lediglich einen Teil der potenziell geeigneten Flächen für Windenergie dar. Daher ist es notwendig, sie durch eine zusätzliche Gebietskulisse für ganz Deutschland zu ergänzen, was den zweiten Schritt darstellt. Gemäß der Weißflächenanalyse stellt der WEG 3,3 % der insgesamt für Wind verfügbaren Fläche in Deutschland. Abschließend werden im Modell auch die Anlagentechnik und die Wirtschaftlichkeit betrachtet, die das hohe Potenzial der WEG und der Gebietskulisse begrenzen. Daher wird das Potenzial nicht vollständig in

die Modellierung einbezogen, sondern nur soweit es im Rahmen der Energiesystemmodellierung und der gewählten Szenarioannahmen für den Ausbau als realisierbar angesehen wird.

Sowohl die WEG, als auch die Gebietskulisse Standorte werden nach ihren Beschränkungen in sechs Kategorien eingeteilt:

- Keine Beschränkung
- K1: sehr wenig Einschränkung
- K2: wenig restriktiv
- K3: mäßig restriktiv
- K4: sehr restriktiv
- K5: Ausschluss

45 Kriterien, basierend auf aktuellen Regeln, Gesetzen und Studien (z.B. [124]), wurden im Rahmen der Gebietskulisse berücksichtigt. Als Beispiele werden in Tabelle 3-10 die Alpenplan (Bayern) – Zone C, landschaftsprägende Denkmale, Landschaftsschutzgebiete Deutschlands, Nationalparke Deutschlands, Naturparke Deutschlands, Naturschutzgebiete Deutschlands, Siedlungen und Wald mit den gewählten Abständen dargestellt. Zum Beispiel werden Flächen innerhalb eines Abstandes von 2.500m zu landschaftsprägenden Denkmalen der Kategorie K5 „Ausschluss“ zugeordnet und zwischen 2.500 m und 5.000 m der Kategorie K3 „mäßig restriktiv“ zugeordnet. Zusätzlich werden Flächen mit einem Abstand von weniger als 100 m zu Nationalparks der Kategorie K4 „sehr restriktiv“ zugeordnet. Ferner wird angenommen, dass diese Beschränkung für die gesamten

Tabelle 3-10: Beispiel für die Einteilung verschiedener Kriterien in Kategorien für die Gebietskulisse Windenergie. Flächen innerhalb der Abstände werden der jeweiligen Kategorie zugeordnet.

Kriterien (Abstand in m)	K1	K2	K3	K4	K5
<b>Alpenplan (Bayern) – Zone C</b>					0
<b>Landschaftsprägende Denkmale</b>			5.000		2.500
<b>Landschaftsschutzgebiete Deutschlands</b>	200	0			
<b>Nationalparke Deutschlands</b>	400	300	200	100	0
<b>Naturparke Deutschlands</b>		0			
<b>Naturschutzgebiete Deutschlands</b>	200	150	100	50	0
<b>Siedlungen nach OSM</b>	1.000		750		650
<b>Wald</b>	200	50	0		



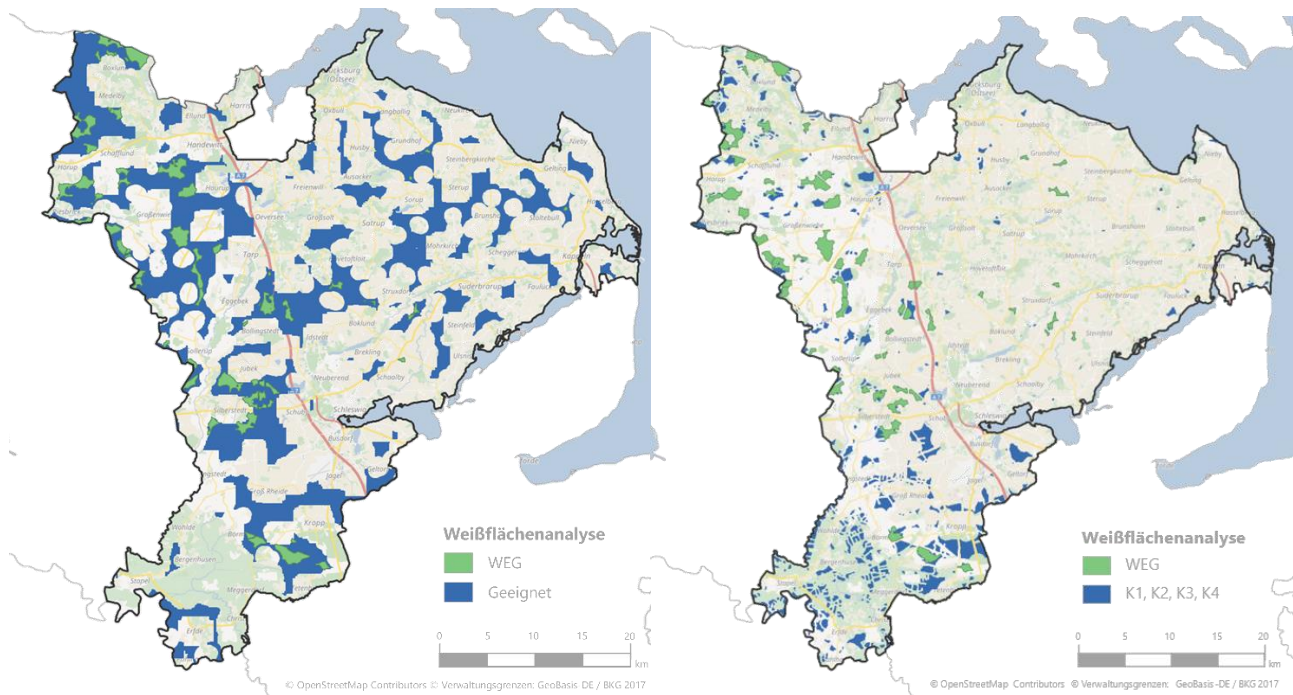


Abbildung 3-19: Schleswig-Flensburg, links: alte Weißflächenanalyse; rechts: aktualisierte Weißflächenanalyse (Für die Modellierung des deutschen Energiesystems)

Windenergieanlagen, also auch für vom Rotor überstrichene Flächen gültig ist. Alle Flächen innerhalb des Kriteriums Alpenplan - Zone C ebenso wie des Kriteriums Nationalpark werden der Kategorie K5 „Ausschluss“ zugeordnet. Im Vergleich zu vorangegangenen Weißflächenanalysen an der FfE wurde die Anzahl der Kriterien erhöht. In der Folge verändert sich die Anzahl der Flächen je Potenzial-Kategorie. In einigen Landkreisen kommt es zu einer deutlich abweichenden Gebietskulissen. Abbildung 3-19 zeigt dazu exemplarisch den Landkreis Schleswig-Flensburg in Schleswig-Holstein. Die aktualisierte Weißflächenanalyse (rechts in Diagramm) zeigt in diesem Fall eine sehr starke Reduktion der verfügbaren Flächen, die auf die Verfügbarkeit von genaueren Eingangsgeodaten und die erhöhte Anzahl von berücksichtigten Kriterien zurückzuführen ist. Im Rahmen der überarbeiteten Weißflächenanalysen werden auch in Bayern aufgrund der verbesserten Kriterien geringere Flächenpotenziale ausgewiesen. Diese weisen dennoch mehr als ausreichende Potenziale für das FfE Energiesystemmodellierung auf. Allerdings ist die Reduktion der verfügbaren Flächen in Bayern nicht so stark ausgeprägt wie in anderen Bundesländern, wie zum Beispiel in Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

Für die typische Windenergieanlage an jedem Standort wird das Flächenpotenzial in ein Leistungspotenzial umgerechnet. Dabei erfolgt die Erschließung der einzelnen Flächen nach einem realen Windparklayout, was eine präzisere Einschätzung des gesamten Potenzials und seiner Wirtschaftlichkeit in jedem Landkreis

ermöglicht. Die Berechnung erfolgt mit dem FfE-Tool WiSTI [125], die resultierende Leistungsdichte pro Landkreis ist in Abbildung 3-20 (links) dargestellt. Diese erste Potenzialberechnung schließt keine Standorte aufgrund von geringen Windgeschwindigkeiten aus.

Nach der Potenzialberechnung mit dem FfE-Tool WiSTI priorisiert das Modell zunächst die Anlagen mit den niedrigsten Stromgestehungskosten. Aufgrund der enormen Leistungspotenziale könnte bei uneingeschränkter Einbindung des Potenzials eine unrealistische Verteilung in nur bestimmten Landkreisen entstehen. Es muss vermieden werden, dass in einigen wenigen Landkreisen fast der gesamte Zubau an Windenergieanlagen modelliert wird. Daher sind im Rahmen des Modells weitere Annahmen und Aufbereitungsschritte notwendig, die die Anlagentechnik und die Wirtschaftlichkeit betrachten. Dennoch sollen Windenergieanlagen bevorzugt an Standorten mit geringen Stromgestehungskosten errichtet werden. Daher sind die durchgeführte präzise Gebietskulisse und Potenzialerschließung anhand FfE-Tool WiSTI [125] wichtig. Das Ziel ist es, eine realistische, überregionale Verteilung des Zubaus an Windenergieanlagen zu erreichen. Folgende Annahmen und Aufbereitungen wurden durchgeführt, bevor das Potenzial nach Abbildung 3-20 (rechts) an ISAaR übergeben wird:

- **Erwartungswert:** Die Realisierungswahrscheinlichkeit ist abhängig von der Kategorie des

Standorts. Das Produkt aus Erwartungswert und Leistung der einzelnen Windenergieanlage ergibt die mögliche Leistung im Modell:

- 100 % für bereits geplante Standorte
- 75 % für Gebiete ohne Restriktion
- 50 % | 25 % | 10 % | 5 % für Standorte der Kategorie K1 | K2 | K3 | K4
- Ausschluss von Standorten mit sehr hohen **Stromgestehungskosten** aufgrund von geringen Windgeschwindigkeiten
- Unabhängig hiervon trägt jeder Landkreis **mindestens 15 %** seiner potenziellen Anlagen zum gesamten Potenzial bei
- **Aggregation der Anlagen:** Das gesamte Potenzial umfasst Hunderttausende Standorte für Windenergieanlagen. Im Modell sind diese geeignet zu aggregieren. Das gesamte Potenzial wird in fünf Stufen für ganz Deutschland zusammengefasst. Jede Stufe umfasst die gleiche Leistung an Windenergieanlagen. Die erste Stufe enthält die Standorte mit geringen Stromgestehungskosten und die Stufe 5 enthält die Standorte mit hohen Stromgestehungskosten. Mit zunehmender Stufenzahl steigt dann der Anteil der Anlagen mit hohen Stromgestehungskosten.

Die dargestellten Annahmen führen zu einem an der ISAaR übergebenen Potenzial von 243 GW, davon 35,8 GW in Bayern. Durch die Begrenzung des berechneten Leistungspotenzials im FfE-Tool WiSTI wird auch die ausgewiesene Fläche je Landkreis prozentual begrenzt.

Ein ausschließlich auf den Stromgestehungskosten basierender Ausbau der Windenergie bei der oben genannten „Aggregation der Anlagen“ in Stufen würde zu einer sehr ungleichmäßigen Erschließung des Potenzials und damit des Flächenverbrauchs führen. Um dies zu vermeiden und eine gleichmäßigere Verteilung der Windenergieanlagen zu erreichen, wird zusätzlich folgende Annahme getroffen. Die erste Stufe wird aus den 30 % günstigsten Anlagen gebildet, enthält aber auch Anteile mit höheren Kosten. Die fünfte Stufe hingegen wird zu 10 % aus den günstigen Anlagen gebildet und enthält 30 % der teuersten Standorte. Das Ergebnis dieser Einteilung ist in Abbildung 3-20 dargestellt.

Die Investitionskosten der Windenergieanlagen werden durch einen funktionalen Zusammenhang aus Leistung, Rotordurchmesser und Nabhöhe berechnet und schwanken zwischen 800 €/kW und

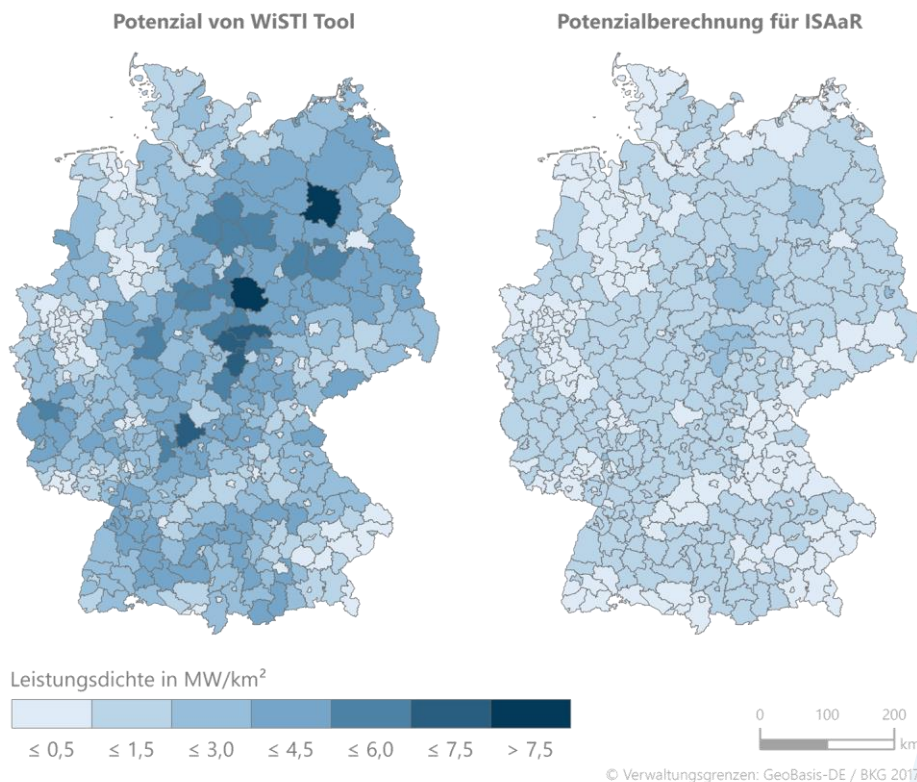


Abbildung 3-20: Links: Leistungspotenzial berechnet durch das FfE-Tool WiSTI ohne Ausschluss von Standorten mit sehr geringen Windgeschwindigkeiten; rechts: Reduziertes Potenzial, das an ISAaR übergeben wird

Tabelle 3-11: Technische Daten der synthetischen Windenergieanlagen

Name	Leistungsdichte in W/m <sup>2</sup>	Rotordurchmesser in m	Leistung in MW	Nabenhöhe gering in m	Nabenhöhe mittel in m	Nabenhöhe hoch in m
<b>FfE 275 W/m<sup>2</sup></b>	274	160	5,5	120	140	166
<b>FfE 300 W/m<sup>2</sup></b>	301	130	4,0	105	125	140
<b>FfE 350 W/m<sup>2</sup></b>	350	116	3,7	100	120	135
<b>FfE 400 W/m<sup>2</sup></b>	402	116	4,25	92	122	135
<b>FfE 450 W/m<sup>2</sup></b>	449	116	4,75	92	122	135

1.800 €/kW. Durch die kleinräumige Berücksichtigung der Windhöflichkeit nach [126] werden nicht zwingend alle Anlagen in einem windschwachen Landkreis ausgeschlossen. Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt 243 GW. Die Einteilung des gesamten Potenzials in fünf Stufen führt zu steigenden Stromgestehungskosten mit hohem Erschließungsgrad. Dies wird im Modell ISAaR berücksichtigt und ermöglicht einen modellendogenen Zubau.

Die **Berechnung der Zeitreihen für Windenergie** erfolgt auf Landkreisebene mit Wetterdaten nach ERA 5 [76]. Kleinräumige Windhöflichkeiten werden mit [126] abgebildet. Basierend auf einer Auswahl von 15 verschiedenen Windenergieanlagen wird die optimale Windenergieanlage für jeden Landkreis bestimmt. Die Anlagen unterscheiden sich, wie in Tabelle 3-11 dargestellt, in ihrer Leistungsdichte und Nabenhöhe. Die Zeitreihen betrachten auch die technische Verfügbarkeit abhängig vom Ausbaujahr. Windenergieanlagen, die zukünftig gebaut werden, haben höhere

Volllaststunden, da angenommen wird, dass die Technologie sich weiterentwickeln wird.

Im Energiesystemmodell ISAaR werden die erneuerbaren Energien in Europa auf Basis des TYNDP 2022 [127] zugebaut. Die Zahlen aus dem „National Trends“-Szenario geben dabei den kurzfristigen Ausbau im Jahr 2025 vor, während für 2030 der Ausbau der installierten Leistungen durch die Werte des ambitionierteren „Distributed Energy“-Szenarios festgelegt ist. Ab 2035 gibt dieses Szenario die Untergrenzen des Ausbaus vor.

Neben den bisher diskutierten Technologien Windenergie und Photovoltaik sind auch weitere Erneuerbare Energien wie Biomasse und Wasserkraft von Relevanz. Konkret wurde im Gebäude-Sektor in Bayern eine erhöhte Substitution von Gas- und Ölkesseln durch mit Biomasse betriebene Heizungen gegenüber Deutschland hinterlegt (siehe Abschnitt 3.1.3). Bei der Wasserkraft wird zwischen drei verschiedenen

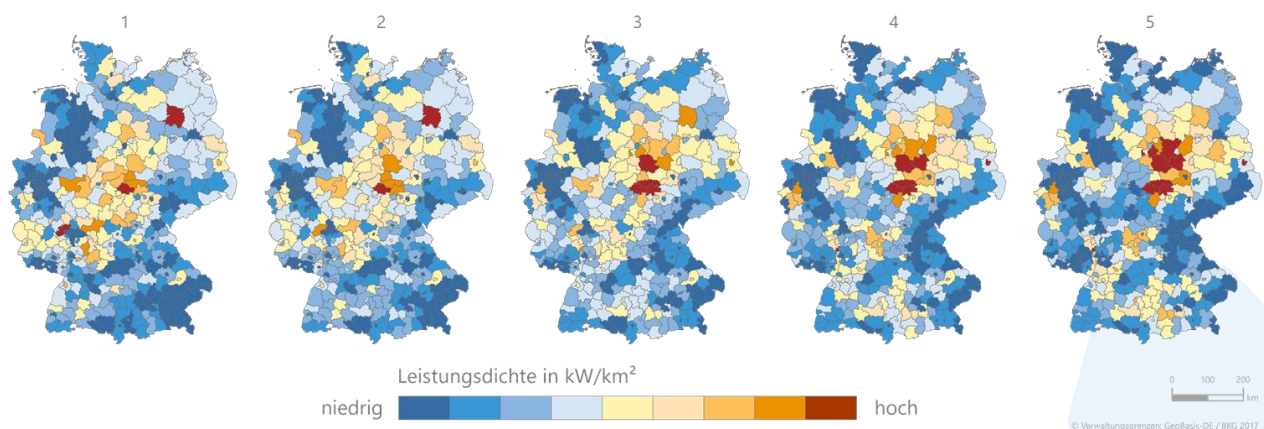


Abbildung 3-21: Windenergiepotenzial nach Zubaustufen



Kategorien unterschieden: Energieerzeugung aus Laufwasser, Pumpspeicherkraftwerken (mit und ohne natürlichem Zufluss) und Speicherwasserkraftwerken. Die Modellierung von Wasserkraft beruht auf historischen Erzeugungsprofilen des Wetterjahrs 2012. Die Volllaststunden der Wasserkraft und damit die Erzeugungsmenge im Modell ist dabei auf Deutschland und nicht auf Bayern kalibriert. Im Einzelfall von Anlagen oder Regionen gibt es daher Unsicherheiten, ob reale Erzeugungsmengen angenommen werden. Die Bestandszahlen der verschiedenen Kategorien von Wasserkraftwerken für Europa basieren auf [128] [32] und [129]. Die installierten Leistungen werden anschließend anhand der Verteilung von Pumpspeicher- und Wasserkraftwerken [130] auf Deutschland und Bayern verteilt. Zusätzlich wird der geplante Pumpspeicherausbau in Bayern berücksichtigt. Hier soll bereits vor 2030 das Pumpspeicherkraftwerk Riedl in Betrieb gehen, was zu einem Anstieg der installierten Leistung von etwa 540 MW auf 800 MW in Bayern im Jahr 2030 führt.

Für die Deckung der Fernwärmenachfrage steht neben dem Einsatz von Biomasse auch Geothermie zur Verfügung. Deren Entwicklung unterliegt großen technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten. Das Klimaschutzprogramm (siehe Abschnitt 1.2) sieht vor, dass 25 % des bayerischen Wärmebedarfs durch Geothermie gedeckt und die dafür notwendigen Netze ausgebaut werden sollen. Basierend auf diesen politischen Zielzahlen und den Studien „Klimaneutrale Wärme München 2035“ [96] und „Bewertung des Masterplans Geothermie“ [131] wurden leichte Anpassungen an den bisherigen hinterlegten Zahlen, die auf dem Gutachten zum NEP 2037/2045 „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ [75] basieren, vorgenommen. Für die Region München, für die sehr konkrete Pläne zur Wärmebereitstellung durch Geothermie bestehen, werden die Zahlen basierend auf dem Szenario „Fokus Fernwärme“ [96] angepasst. Da die Region München im hinterlegten Szenario mit Abstand der größte Nachfrager nach Fernwärme ist, hat dies relevante Auswirkungen auf die Wärmebereitstellung durch Geothermie. Im Jahr 2040 werden in Bayern damit 3,2 TWh statt 2,3 TWh Wärme durch Geothermie erzeugt. Dies entspricht etwa 11,4 % des gesamten Fernwärmebedarfs und liegt damit deutlich unter dem bayerischen Ziel, 25 % der Wärmenachfrage durch Geothermie bereitzustellen.

### 3.2.2 Thermische Kraftwerke und Flexibilitäten

Für Deutschland beruht der bestehende Kraftwerkspark auf den laut BNetzA-Kraftwerksliste (Stand November 2022 [130]) am Markt teilnehmenden

Kraftwerken. Bestehende Kraftwerke werden dabei blockscharf abgebildet. Die weitere Entwicklung der thermischen Kraftwerke basiert auf der Rückbauliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) [132] und dem NEP 2037/2045 [109]. Zusätzlich zum hinterlegten Bestand an Kraftwerken kann das Modell endogen H<sub>2</sub>-Ready-Kraftwerke zubauen. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bis 2030 abgeschlossen sein wird, wie im Koalitionsvertrag [133] der Bundesregierung festgelegt.

Die Modellierung der thermischen Kraftwerke für Europa sowie der zeitliche Rahmen des Kohleausstiegs erfolgen analog zu [17] und [2]. Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa basiert auf dem Szenario „National Trends“ des TYNDP 2022 [127].

Neben den thermischen Kraftwerken und Erneuerbaren Energien spielen auch Flexibilitäten eine große Rolle im Energiesystem der Zukunft. Ein Ausbau an flexiblen Technologien ist notwendig, um der zunehmenden Volatilität im System entgegenzuwirken. Diese Flexibilitäten werden allgemein in folgende Kategorien unterteilt: flexible Verbraucher (Elektrolyse, Elektrodenkessel, Großwärmepumpen) und Speicher (Wasserstoff-, Großbatterie- und Pumpspeicher) im Bereitstellungssektor sowie flexible Verbrauchstechnologien in den Endenergiesektoren. Die flexiblen Verbraucher auf der Bereitstellungsseite können modellendogen zugebaut werden, wobei hier für Elektrolyse zusätzlich Ausbauziele bekannter Wasserstoffstrategien hinterlegt und der Bestand anhand der Hydrogen Projects Database der IEA [134] berücksichtigt sind. Für Deutschland wird hier basierend auf den Zielen der Bundesregierung eine installierte Leistung von 10 GW als Untergrenze für das Jahr 2030 vorgegeben. Zu den flexiblen Verbrauchern auf der Endenergieverbrauchsseite zählen Demand Side Management im Industriesektor sowie gesteuertes und bidirektionales Lademanagement bei Elektrofahrzeugen. Die Erschließung von Demand Side Management Flexibilitäten basiert auf den Werten des NEP 2037/45 [109], wobei die Potenziale von der jeweiligen Stromlast der Industrieprozesse abhängen, sodass nicht zu jedem Zeitpunkt die vollen ausgewiesenen Potenziale zur Verfügung stehen. Die Lastverschiebungspotenziale von Elektrofahrzeugen übersteigen die Potenziale von Gebäudewärmepumpen deutlich [135], weshalb die Flexibilität von Gebäudewärmepumpen sowie Heimspeichern nicht explizit in der Modellierung berücksichtigt wird. Weiterhin weist die Wärmenachfrage bei Wärmepumpen in Gebäuden starke Restriktionen auf, was die Flexibilisierung deutlich einschränkt bzw. die Erschließung erschwert. Die Modellierung von Elektrofahrzeugen basiert auf den Vorarbeiten aus [108]. Es kann vom Modell entschieden

werden, wie weit gesteuertes und bidirektionales Lademanagement erschlossen werden sollen, wobei die Potenziale für beide Technologien auf jeweils 30 % (also zusammen insgesamt 60 %) der gesamten PKW-Flotte beschränkt sind. Dies soll verhindern, dass dem System unverhältnismäßig viel Flexibilität zur Verfügung gestellt wird. 30 % liegen dabei laut [108] im systemoptimalen Bereich bidirektionaler Fahrzeuge, der bei 30 %-35 % liegt. Das tatsächlich zur Verfügung stehende Potenzial ist durch die Berücksichtigung einer Ansteckwahrscheinlichkeit von 60 % und Einschränkungen durch Vorgaben des minimalen Ladezustands sowie des Ladezustands bei der Abfahrt reduziert.

### 3.2.3 Handelskapazitäten

Für die elektrischen Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden Annahmen basierend auf den Werten des Ten Year Network Development Plan 2022 (TYNDP) [136] getroffen. Da im TYNDP davon ausgegangen wird, dass der europäische Strommarkt auch in Zukunft weiter wächst, steigen die Handelskapazitäten an. Die Handelskapazitäten zwischen den zwei Marktgebieten Bayern und „Deutschland ohne Bayern“ mit den entsprechenden gemeinsamen Nachbarländern werden proportional zu den bestehenden Leistungen des Übertragungsnetzes sowie den vorgesehenen Ausbauprojekten aufgeteilt. Dies erlaubt unter anderem Stromhandel zwischen Bayern mit Tschechien und Österreich. Da Bayern und „Deutschland ohne Bayern“ separat betrachtet werden, müssen die beiden Regionen zusätzlich über Handelskapazitäten verbunden werden, um einen Stromtransport zu erlauben. Hierfür werden die Stromhandelskapazitäten aus dem heutigen Übertragungsnetz und geplanten Netzausbauprojekten des Netzentwicklungsplans 2035 [137] ermittelt. Dabei werden die folgenden Neubauprojekte mit den genannten Projekt-IDs beachtet:

- bis 2025: TTG-P185 und AMP-P52

- bis 2030: TNG-P48, DC3 (SüdLink), DC4 (SüdLink), DC5 (SüdOstLink) und DC2
- bis 2035: P43
- bis 2040: P500

Die Handelskapazitäten werden aus den Summen der thermischen Leistungen der einzelnen Leitungen berechnet. Für Wechselstromleitungen wird zur Approximation des n-1-Kriteriums ein Sicherheitsfaktor von 30 % berücksichtigt [138]. Die nutzbare Leistung im Modell beläuft sich für Wechselstromleitungen somit auf 70 % der thermischen Grenzleistung. Die Handelskapazitäten zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten sind in Tabelle 3-12 aufgelistet. Für den Mix-Pfad wurde zusätzliche eine Bedingung zur Beschränkung des jährlichen Exportsaldos eingeführt, um die ambitionierteren Klimaziele nicht durch übermäßige Importe zu erreichen. Das gleiche gilt für die Pfade H<sub>2</sub>balance und ELbalance, in denen Abhängigkeiten von Importen vermieden werden sollen.

Bei der Modellierung des Übertragungsnetzes durch Handelskapazitäten handelt es sich um eine marktliche Betrachtung. In nachgelagerten Simulationen werden detaillierter Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz bestimmt. Weiterhin können vorgelagerte Netzengpässe einen Einfluss auf die Stromübertragung zwischen zwei Regionen haben. Diese möglichen Restriktionen werden ebenso nachgelagert durch Simulationen des Verteilnetzes analysiert. Die Beschreibung des Übertragungsnetz- und des Verteilnetzmodells finden sich in Abschnitt 3.3.

Zusätzlich zu Elektrizität kann auch für Wasserstoff ein Austausch zwischen den einzelnen Marktgebieten stattfinden. Hierbei basiert das Wasserstoff-Transportnetz auf dem European Hydrogen Backbone [139]. Dabei sind für jede Leitung des Hydrogen Backbone Handelskapazitäten hinterlegt, die den Transport einschränken. Die Leitungen des Hydrogen Backbones

Tabelle 3-12: Handelskapazitäten für Strom zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten in GW. Die Handelskapazitäten zwischen „Deutschland ohne Bayern“ und Bayern, sowie Bayern und Österreich sind jeweils in beide Richtungen gleich hoch.

in GW	DEwoBY und BY	BY und AT	BY nach CZ	CZ nach BY
<b>2025</b>	17,6	4,5	0,8	1,2
<b>2030</b>	25,4	5,4	0,8	1,2
<b>2035</b>	32,8	5,8	0,8	1,2
<b>2040</b>	32,8	6,1	0,8	1,2

werden entsprechend des Leitungsverlaufs auf Bayern und „Deutschland ohne Bayern“ aufgeteilt. Für Bayern ergeben sich dabei für das Jahr 2040 Leitungen mit einer Kapazität von 13 GW nach Österreich und von 19,5 GW nach Tschechien.

Zusätzlich wurden die Handelskapazitäten zwischen Bayern und „Deutschland ohne Bayern“ auf Basis der geplanten Hydrogen Backbone-Kapazitäten auf 13 GW in 2030 und 43,7 GW in 2040 abgeschätzt. Wasserstoff kann entweder mittels Elektrolyse innerhalb von Europa erzeugt werden oder alternativ aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden. Die Bezugskosten dafür basieren auf [111] und sind in Abbildung 3-17 dargestellt.

Zusätzlich zu den Handelskapazitäten ist der jährliche Importsaldo von Wasserstoff im Mix-Pfad analog zu den Stromimporten auf 50 % des Wasserstoffbedarfs der Endenergiesektoren begrenzt. Weiterhin wird auch hier in den Pfaden ELbalance und H<sub>2</sub>balance der jährliche Importsaldo auf 0 beschränkt.

### 3.2.4 Emissionsreduktionsziele

Eine weitere Restriktion, die den Lösungsraum des Modells beeinflusst, sind die maximalen Emissionen, die innerhalb einer Region jährlich ausgestoßen werden dürfen. Insgesamt fließen drei verschiedene Ziele zur Emissionsreduktion in die Modellierung ein. Während Europa im Jahr 2050 Klimaneutralität anstrebt, wird Deutschland im Jahr 2045 und Bayern bereits im Jahr 2040 klimaneutral. Neben diesen Zielen werden auch Zwischenziele für das Jahr 2030 in allen Regionen berücksichtigt. Die unterschiedlichen Reduktionsziele sind in Tabelle 3-13 dargestellt. Für Europa wird hierbei von einer Reduktion der THG-Emissionen um 55 % im Vergleich zu 1990 ausgegangen. Für Deutschland und Bayern werden 65 % gegenüber 1990 als Ziel für die Emissionsminderung vorausgesetzt. Für Bayern gilt zusätzlich für das Jahr 2030 laut dem bayerischen Klimaschutzgesetz Artikel 2.1 eine Abhängigkeit der THG-Obergrenzen von der Bevölkerungsentwicklung in Bayern. Aus diesem Grund wird für das Zwischenziel die prognostizierte Entwicklung

der Bevölkerung (Variante 2 der 15. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung nach Bundesländern) [140] im Jahr 2030 im Vergleich zur Einwohneranzahl 1990 [141] einbezogen. Für die Jahre zwischen den expliziten Klimazielen, in Bayern beispielsweise das Jahr 2035, werden die Reduktionsziele linear interpoliert.

### 3.2.5 Regionalisierung

Damit mit den Modellierungsergebnissen auf Marktgebietsebene Infrastrukturrechnungen durchgeführt werden können, müssen neben den regionalisierten Daten der Endenergiesektoren auch die Ergebnisse der Bereitstellungsseite auf NUTS-3-Ebene regionalisiert werden. Dies geschieht in einer auf die Energiesystemsimulation folgenden Regionalisierung. Um die skalaren und zeitreihenbasierten Daten der Bereitstellung von Energieträgern und der Flexibilitäten auf NUTS-3-Ebene zu verteilen, werden spezifische Regionalisierungsschlüssel berechnet und auf die auf Marktgebietsebene vorliegenden Werte angewendet. Die Methodik hinter der Umschlüsselung basiert je Element auf vorliegenden Daten, nach deren regionaler Verteilung die Anteile auf die verschiedenen Landkreise aufgeteilt werden. Für den Bestand an Kraftwerken, Erneuerbaren Energien und Flexibilitäten wird die Verteilung anhand realer Daten des Bestandes durchgeführt. Die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien orientiert sich dabei beispielsweise an georeferenzierten Anlagen aus dem Marktstammdatenregister [15]. Für die Regionalisierung von Power-to-Gas und Power-to-H<sub>2</sub>-Anlagen werden die Anteile von Onsite- und Offsitedandorten in Deutschland berücksichtigt [142]. In Abschnitt 9.2.2 wird eine veränderte Regionalisierung von H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken analysiert. Hierzu werden diese nicht nach Stromnetzkapazitäten, sondern nach H<sub>2</sub>-Netzanschluss regionalisiert und die Auswirkung auf die Strominfrastruktur herausgestellt. Weitere Elemente, deren Verteilung auf spezifischen vorliegenden Daten beruht, sind unter anderem Pumpspeicher- und Wasserkraftwerke, bidirektionale Elektrofahrzeuge sowie Power-to-Heat-Anlagen.

Tabelle 3-13: THG-Minderungsziele in Bayern, Deutschland und Europa

Region	THG-Emissionen 1990 in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.	THG-Minderungsziel in 2030 ggü. 1990	THG-Obergrenze 2030 in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.	Zieljahr für Klimaneutralität
Bayern	108	65 % pro Einwohner	46	2040
Deutschland	1.249	65 %	437	2045
Europa	5.756	55 %	2.590	2050

Elemente, für die keine expliziten Verteilungsdaten vorliegen oder bei denen eine Platzierung anhand der Netzkapazitäten sinnvoll ist, werden anhand des Stromnetzes regionalisiert, das auf Szenario B des bestätigten NEP 2021 [137] basiert. In diese Kategorie fallen unter anderem Großbatteriespeicher und der Zubau von Gaskraftwerken (auch H<sub>2</sub>-ready), für die es aktuell keine regionalen finanziellen Anreize gibt und die damit sinnvollerweise an Orten platziert werden, an denen eine ausreichende Dimensionierung des Übertragungsnetzes vorliegt.

### 3.3 Infrastruktur

Aufbauend auf den regionalisierten Ergebnissen der Energiesystemsimulation können die Infrastruktur- anforderungen bestimmt werden. Zunächst wird im folgenden Abschnitt 3.3.1 die Modellierung der Strom-Verteilungsnetze diskutiert, woraufhin in Abschnitt 3.3.2 die Modellierung der Übertragungsnetze aufgezeigt wird. Anschließend folgt die Beschreibung der Modellierung für die Gas-Verteilungsnetze (Erdgas und Wasserstoff) in Abschnitt 3.3.3 sowie für die Analyse der Fernleitungsnetze in Abschnitt 3.3.4.

#### 3.3.1 Strom: Verteilungsnetze

##### Methodisches Vorgehen – Einführung und grundsätzliche Annahmen zur Modellierung

Die Bestimmung des Ausbaumumfangs und der hiermit verbundenen Ausbaurkosten der Verteilungsnetze hängen vorrangig von der Entwicklung der Anforderungen an die Netze, also den Veränderungen auf der Verbrauchs- und der Einspeiseseite ab. Daneben haben Vorgaben zur Gestaltung der Netze und zu den einzusetzenden Betriebsmitteln einen maßgeblichen Einfluss auf den Umfang und die Kosten des Netzausbaus. Wesentliche Vorgaben, die vom Grundsatz her (soweit nicht explizit anders angegeben) der Bestimmung des Ausbaubedarfs aller Szenarien zugrunde liegen, sind folgende:

- Die Struktur der bestehenden Netze wird generell beibehalten. Einsparungen, die sich durch etwaige Optimierungen der bestehenden Netzstruktur erzielen lassen, z.B. durch Verringerung des Vermaschungsgrads, werden nicht berücksichtigt. Erfahrungsgemäß liegen die Einsparungen, die sich durch solche Optimierungen der Struktur bestehender Netze erzielen lassen, im Bereich von 5 bis 10 % der Netzkosten. Wenngleich auch der Umfang des Netzausbaus hiervon in gewissem Maße beeinflusst wird, ist davon auszugehen, dass der Unterschied des Ausbaumumfangs im Vergleich verschiedener Szenarien – und hierum geht es vorrangig bei den vorliegenden Analysen – hiervon weitgehend unabhängig ist.
- Neue Trassen werden auf allen Verteilnetzebenen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung (NS, MS, HS)) generell als Erdkabel realisiert.
- Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden generell dann eingesetzt, wenn ein ansonsten notwendiger spannungsbedingter Netzausbau vermieden werden kann. Es wird unterstellt, dass in der Zukunft die Kosten der rONTs sinken, so dass die Mehrkosten gegenüber konventionellen MS/NS-Transformatoren mittel- bis langfristig kaum noch ins Gewicht fallen.

Zur Ermittlung der Auswirkungen von Veränderungen auf der Verbrauchs- wie auch der Erzeugungsseite auf die Verteilungsnetze von Bayern ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse (MNA) gut geeignet. Dies gilt insbesondere auch für den Vergleich der Auswirkungen verschiedener Szenarien. Der MNA liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe einschließlich Lasten und Einspeisungen, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (benötigtes Netzmengengerüst, Netzkosten) leicht und losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen untersucht werden können.

Für die betrachtete Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden und sind auch nicht Ziel der vorliegenden Studie.

##### Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe ist die Grundlage der Netzauslegung und umfasst alle planungsrelevanten und



vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage: Höchstlast und damit einhergehend Anschlussnetzebene, Lastcharakteristik, maximale Erzeugungsleistung und damit einhergehend Anschlussnetzebene, Erzeugungscharakteristik
- mögliche Standorte für Umspannstationen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen

Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer je Netzebene und je Teilgebiet (zur Zerlegung in Teilgebiete – siehe unten) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Teilgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene durch Angaben zur Fläche des Teilgebiets, zur Zahl der Last- und Erzeugungsanschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden. Abbildung 3-22 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen und inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen, die auf die durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z.B. Leitungslänge) und Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern. Zudem werden bei der Parametrierung der MNA als Randbedingung die heutigen realen Netzmengen differenziert nach Netzebenen berücksichtigt. Durch diese an der Realität orientierte und weiter unten näher beschriebene Kalibrierung wird erreicht, dass der mittels MNA bestimmte Umfang des Netzausbaus der Höhe nach dem in Realität zu erwartenden Ausbaumumfang entspricht.

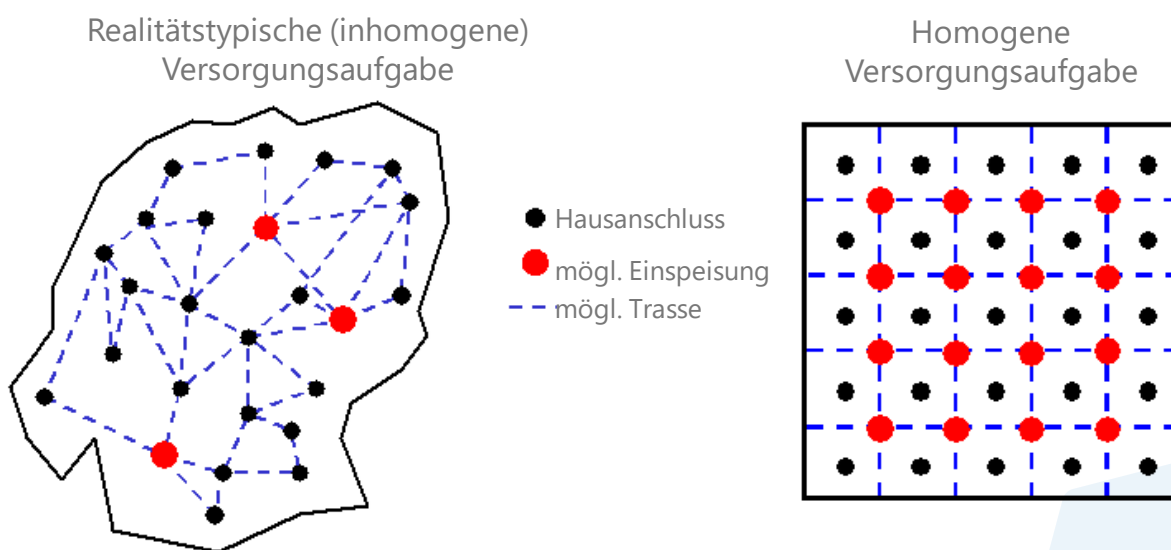


Abbildung 3-22: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse

## Teilgebietsansatz

Für die Analyse des Ausbaubedarfs der Verteilungsnetze wird das bayerische Landesgebiet in Teilgebiete zerlegt betrachtet. Die im Rahmen der MNA betrachteten Teilgebiete entsprechen den Kreisen und kreisfreien Städten auf der sog. KGS-5 oder NUTS3-Ebene (nachfolgend als Kreise bezeichnet), wobei das Gebiet jedes Kreises nochmals anhand von Erfahrungswerten zum Konzentrationsgrad von EE-Erzeugungsanlagen in zwei Teilgebiete zerlegt wird: ein Teilgebiet, in dem der Zubau von Erzeugungsanlagen so gering ist, dass kein EE-bedingter Netzausbau erforderlich ist, und ein Teilgebiet, in dem ein solcher Ausbau erfolgen muss. Die Lasten werden als homogen verteilt innerhalb des gesamten Kreises angesetzt.

## Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells in einem Teilversorgungsgebiet werden die nachfolgend beschriebenen Informationen herangezogen:

- **Zahl der Verbrauchsanschlusspunkte:** Die Zahl der Verbrauchsanschlüsse wird in Anlehnung an die Zahl der Wohngebäude innerhalb eines Kreises bestimmt. Konkret wird die Zahl der Anschlüsse mit 105 % der Zahl der Wohngebäude angesetzt, um auch Anschlüsse von Nicht-Wohngebäuden näherungsweise zu berücksichtigen.
- **Höchstlast je Anschlusspunkt:** Die Höchstlast pro Anschluss wird im Ausgangsjahr mit 8 kW angesetzt. Unter Berücksichtigung der Durchmischung ergibt sich hieraus ein Beitrag zur Systemhöchstlast von ca. 2 kW. Diese Leistungswerte werden auf Basis der Informationen, die den Szenarien zum Stromverbrauch entnommen werden können, angepasst. Dabei wird grundsätzlich angenommen, dass die Veränderung der Höchstlast an jedem einzelnen Anschlusspunkt proportional zur Veränderung der Gesamthöchstlast ist. Ferner wird mit Blick auf neuartige Verbraucher folgendes unterstellt:
  - E-Mobilität: Elektrofahrzeuge werden entsprechend der Modellergebnisse regionalisiert und anschließend in jeder Region gleichmäßig verteilt, d.h., es wird eine zu den Gebäuden proportionale Verteilung unterstellt. Somit erhöht sich die Höchstleistung der einzelnen Anschlusspunkte in dem Maße, wie die E-Mobilität zu einer Zunahme der Systemhöchstlast beiträgt.
- Strom-Wärmepumpen werden ebenfalls entsprechend der Modellergebnisse regionalisiert und daraufhin innerhalb jeder Region gleichmäßig verteilt. Auch dies führt dazu, dass sich die Höchstleistung der einzelnen Anschlusspunkte in dem Maße erhöht, wie die Wärmepumpen zu einer Zunahme der Systemhöchstlast führen.
- Diese Ansätze beinhalten die implizite Annahme einer auch aus kleinräumiger Sicht idealen Steuerung der Ladevorgänge der E-Fahrzeuge bzw. des Einsatzes der Wärmepumpen. Würde die Steuerung dieser Verbraucher nicht oder nur teilweise unter lokalen Netzgesichtspunkten erfolgen, hätte dies lokal – in einigen Netzbereichen – eine höhere Last und damit einen höheren Netzausbaubedarf zur Folge. Ein solches Verhalten wird in den Untersuchungen jedoch nicht betrachtet.
- **Zahl der Erzeugungsanschlusspunkte:** Die Zahl der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen wird aus den Angaben zur insgesamt installierten Erzeugungsleistung je Kachel, die aus ISAaR stammen, in Verbindung mit Annahmen zur *durchschnittlich* installierten Leistung der Erzeugungsanlagen abgeschätzt. Konkret werden hierzu folgende Annahmen je Erzeugungsanlage zugrunde gelegt:
  - PV-Dachflächenanlage: 10 kW bei Ein-/Zweifamilienhäusern bzw. 20 kW bei Mehrfamilienhäusern, Gewerbeimmobilien o. ä., Anschluss jeweils in NS-Ebene
  - PV-Freiflächenanlage: 1 MW, Anschluss in MS-Ebene
  - PV-Freiflächenanlage: 8 MW, Anschluss in HS-Ebene
  - Wind-Onshore-Anlage: 2,8 MW, Anschluss in MS-Ebene
  - Wind-Onshore-Anlage: 13 MW, Anschluss in HS-Ebene
  - Die gemäß Szenarien in Wind-Onshore-Anlagen installierte Erzeugungsleistung verteilt sich zu jeweils 50 % auf Anlagen mit Anschluss in der MS- und in der HS-Ebene, die Leistung der PV-Freiflächenanlagen hingegen zu 80 % auf Anlagen mit Anschluss in der MS- und zu 20 % in der HS-Ebene.

- Voranalysen haben gezeigt, dass der erzeugungsbedingte Verteilnetzausbau vom Zubau dieser beiden EE-Technologien (PV und Wind) dominiert wird. Der Zubau sonstiger Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Verteilungsnetze (z.B. Biomasse-/gasanlagen, konventionelle KWK-Anlagen, Gasturbinen) kann und wird zwar im Einzelfall lokal ebenfalls Netzausbau erforderlich machen; in Relation zu dem deutschlandweit insgesamt erforderlichen Netzausbau und den hierbei entstehenden Netzkosten ist dies allerdings praktisch vernachlässigbar. Folglich werden diese Erzeugungsanlagen bei der Bestimmung des Verteilungsnetzausbaus nicht explizit berücksichtigt.
- **Höchsteinspeisung je Erzeugungsanschlusspunkt:** Die Höchstleistung je Einspeisepunkt entspricht grundsätzlich den zuvor genannten installierten Leistungen der verschiedenen EE-Anlagen. Um jedoch den Effekt unterschiedlicher Gleichzeitigkeiten einer Einspeisung verschiedener EE-Anlagen in einem Gebiet abzubilden, wird auf Basis der aus der Angebotsmodellierung (Abschnitt 3.2) entnehmbaren Erzeugungszeitreihen je Kreis die maximale Einspeisung bestimmt und die Leistung, die das Netz aufnehmen muss, entsprechend reduziert. Hierbei wird der in den einzelnen Netzebenen je Kreis vorherrschende Mix von Erzeugungsanlagen berücksichtigt.
- **Durchmischung von Verbrauch und Einspeisung sowie der Einspeisung verschiedener EE-Technologien:** Für die Netzdimensionierung ist letztlich einer der beiden folgenden Belastungszustände relevant: Entweder ist dies der Zeitpunkt der maximalen Rückspeiseleistung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Last zu Zeiten hoher Einspeisung ist, oder der Zeitpunkt der maximalen Leistung in Lastrichtung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last ist. Da der weitaus größte Teil der in den Verteilnetzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen dargebotsabhängig ist, wird im Rahmen der Analysen für die Netzauslegung davon ausgegangen, dass die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last Null ist. Für die Bestimmung der für die Netzdimensionierung relevanten maximalen Rückspeiseleistung wird die über alle Zeitpunkte eines Stützjahres auftretende minimale stündliche Residuallast (je Stunde: Last – EE-Einspeisung) ermittelt. Dabei werden die typischen Anschlussebenen je Lasttyp und übliche Durchmischungen sowie die bereits zuvor dargestellten Verteilungen von EE-Anlagen auf Netzebenen berücksichtigt.

### Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig, dass es bei vorgegebenen einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen, als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen größeren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Tabelle 3-14: Heutiger Netzbestand in Bayern – ungefähre Angaben nach [143]

Netzebene	Bestandsmenge
NS-Leitungen [km]	226.000
MS/NS-Transformatorstationen [Stück]	80.000
MS-Leitungen [km]	91.000
HS/MS-Umspannwerke [Stück]	1.100
HS-Leitungen [km]	15.100
HöS/HS-Umspannstationen [Stück]	80

Für die Netzauslegung ergeben sich beim MNA-Ansatz folgende Berechnungsschritte:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene, also hier die NS-Ebene, ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Netzstation bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Netzstation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Netzstation berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Netzstationen im betrachteten Teilversorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Größen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Netzstationen fließt dann – neben weiteren Eingangsgrößen – in die Auslegung der überlagerten MS-Ebene ein. Diese folgt ebenso wie die darauffolgende Auslegung der HS-Ebene dem gleichen Berechnungsschema.

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die

bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Im Rahmen dieser Studie ist die Grundparametrierung der MNA anhand des heute in Bayern tatsächlich vorhandenen Netzmengenbestands parametrierung worden. Ungefähre Angaben zum heutigen Bestand finden sich in Tabelle 3-14.

Ausgehend von dem so kalibrierten Modell wurde der künftige Netzausbaubedarf bestimmt. Konkret wurden hierzu die Veränderungen, die sich bei der Versorgungsaufgabe ergeben, also Veränderungen der Anschlusszahlen und Anschlussleistungen, herangezogen, um hieraus den Umfang des erforderlichen Netzausbaus zu bestimmen. In den Umspannebenen ist der Ausbaubedarf näherungsweise linear proportional zur Höchstleistung (last- und/oder einspeiseseitig), während in den Leitungsebenen näherungsweise ein wurzelförmiger Zusammenhang und somit ein unterproportionaler Zusammenhang zwischen der benötigten Leitungslänge und der Anschlusszahl (bei gleichbleibender Größe der Versorgungsfläche) besteht.

#### Modellergebnisse der MNA: Netzmengen

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert je Stützjahr ein nach Netzebenen differenziertes Mengengerüst des für die jeweils betrachtete Versorgungsaufgabe benötigten Netzes. Konkret werden für jedes Stützjahr berechnet:

- Leitungslänge je Netzebene
- Zahl der Stationen je Umspannebene

### Kostenansätze

Für die monetäre Bewertung des Netzausbaus werden die in Tabelle 3-15 aufgeführten spezifischen Kostenansätze herangezogen. Die Kosten von Schaltfeldern und sonstigen Schaltanlagenbestandteilen sind anteilig in den genannten Kostenansätzen der Leitungen und der Umspannwerke enthalten.

Grundsätzlich werden in der Studie Realkostenbetrachtungen vorgenommen. Ferner wird angenommen, dass bei Netzbetriebsmitteln keine von der allgemeinen Inflation abweichenden Preissteigerungen oder -senkungen zu erwarten sind. Oben genannte Kostenansätze werden also als konstant innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums angesehen.

### Kostenbezogene Auswertungsgrößen

Basis der Auswertungen sind zunächst Kennzahlen zum benötigten Netzausbau. Hierzu werden Netz-mengen (Leitungslängen und Umspannkapazitäten) ausgewertet. Außerdem werden zur besseren Vergleichbarkeit der Regionen sowohl absolute Netz(aus-bau)mengen als auch flächenspezifische Kennzahlen herangezogen.

Auf Basis des Netzausbaumfangs wird im Weiteren unter Berücksichtigung der zuvor genannten Investitions- und Betriebskostenansätze eine Kostenbestimmung vorgenommen. Hierbei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionen unter Berücksichtigung der genannten

Nutzungszeiträume und eines Kalkulationszinssatzes von 3,5 %/a in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Im Einzelnen werden für jedes betrachtete Stütz-jahr als kostenbezogene Kennzahlen einerseits die Annuitäten des gesamten Netzbestands (auf Basis von Kapital- und Betriebskosten) sowie andererseits (für die Übertragungsnetzebene) die Investitionsbedarfe seit dem vorangegangenen Betrachtungsjahr berechnet.

Grundsätzlich werden sowohl die Bestandsmengen als auch die Kosten für das jeweilige Betrachtungsjahr bestimmt. Wie bereits beschrieben, wurde das gesamte Rechenmodell für die Verteilungsnetze für den heutigen Netzbestand kalibriert. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz ist dieser Kalibrierungsschritt erforderlich, da die Entwicklung der Verteilungsnetze über einen Modellnetzansatz abgebildet wird, während für das Übertragungsnetz das tatsächliche, heutige Netz als Ausgangspunkt modelliert wird.

Durch diesen Kalibrierungsschritt lassen sich dann auch für die Verteilungsnetze aus einem Vergleich der Kennzahlen für verschiedene Betrachtungsjahre Aussagen zur Veränderung der Kennzahlen im Zeitverlauf ableiten. Dies gilt insbesondere hinsichtlich des benötigten Netzausbaumfangs und der hiermit verbundenen Kostenzunahme.

Bei hoher Korrelation des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen und einer ohnehin stattfindenden Netz-

Tabelle 3-15: Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Strom-Verteilungsnetz

Netzebene / Betriebsmittel	Investitionen [EUR/km] bzw. [EUR/Einheit]	Betriebskosten [% der spez. Investitio- nen pro Jahr]	Technische Nut- zungsdauer [Jahre]
HöS/HS-Umspannwerk	30.000.000	0,5	40
HS – Erdkabel	750.000	0,1	50
HS – Freileitung	400.000	1,0	80
HS/MS-Umspannwerk	5.000.000	0,5	40
MS – Erdkabel	120.000	0,1	60
MS – Freileitung	50.000	1,0	40
MS/NS-Transformatorstation	50.000	0,5	45
NS – Erdkabel	100.000	0,1	60

erneuerung kann die Netzverstärkung im Zuge der altersbedingten Erneuerung erfolgen, so dass lediglich Zusatzkosten für die Netzverstärkung entstehen. Tatsächlich wird sich in der Praxis in einigen Fällen auch die Notwendigkeit ergeben, bestehende Netze vorzeitig um- und/oder auszubauen. Die hierbei anfallenden Kosten für den vorzeitigen Ersatz, gegebenenfalls sogar verbunden mit Sonderabschreibungen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie allerdings nicht berücksichtigt. Dies ist konzeptgemäß im Hinblick auf die Ermittlung annuitätischer Kosten auf Basis von Tagesneuwerten für den jeweiligen Netzbestand im betrachteten Stützjahr. Im Hinblick auf die Ermittlung der Investitionsbedarfe für die Übertragungsnetzebene werden die durch einen etwaigen vorzeitigen Ersatz bestehender Betriebsmittel anfallenden Kosten nicht berücksichtigt. Altersinformationen über den Netzbestand, die eine Grobabschätzung dieser Kosten ermöglichen würden, sind nicht verfügbar. Die für die Übertragungsnetze ausgewiesenen Summen der Investitionen vernachlässigen etwaige Sonderabschreibungen. Auch Kosten für die reine Bestandserneuerung werden nicht ermittelt und ausgewiesen.

Abschließend sei betont, dass die dargestellten Kostenwerte nicht mit heutigen regulatorischen Kosten (z.B. aus Netzentgelten hochgerechneten Werten) verglichen werden können. Wesentliche Gründe hierfür sind Unterschiede in der Abschreibungspraxis, Nichtberücksichtigung der tatsächlichen Altersstruktur, Abweichungen der hier verwendeten Kostenansätze von den tatsächlichen historischen Anschaffungs-/Herstellungskosten, Zinssatzunterschiede etc.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Verteilungsnetzen nur für Bayern erfolgt. Zwar sind die in diesem Projekt angewendete Methodik und die eingesetzten Modelle auch für andere Bundesländer und Staaten einsetzbar; der Fokus dieser Studie liegt aber auf dem Bundesland Bayern, so dass die Berechnungen und Auswertungen auch hierauf beschränkt wurden.

### 3.3.2 Strom: Übertragungsnetze

#### Grundsätzliches methodisches Vorgehen

Um eine detaillierte Bewertung des bayerischen Netzausbaubedarfs zu erreichen, werden die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung ISAaR in einen zeitlich und regional fein aufgelösten Datensatz mit Informationen zu Stromeinspeisungen und -entnahmen „übersetzt“ und dann in ein leitungsscharfes Modell des deutschen Übertragungsnetzes eingesetzt. Der Fokus liegt auf dem deutschen Teil des europäischen Übertragungsnetzes und insbesondere der Auswirkungen auf Bayern. Das verwendete Netzmodell

bildet neben dem bayerischen und gesamtdeutschen Übertragungsnetz auch die Netze der elektrisch mit Deutschland direkt verbundenen Länder ab. Dies ist erforderlich, um in dem europäischen eng vermaschten Übertragungsnetz Lastflüsse korrekt ermitteln zu können.

Auf Basis der vorliegenden Regionalisierung werden für alle Szenarien und Betrachtungsjahre 8.760 stündliche Datensätze mit netzknotenscharfen Einspeisungen und Entnahmen erstellt, die Eingang in eine Lastfluss- und (n-1)-Ausfallsimulation finden. Unter Berücksichtigung eines flächendeckenden Freileitungsmonitorings sowie der netzbezogenen Optimierung lastflusssteuernder Betriebsmittel (Fahrweise von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ) und Stufung von Phasenschiebertransformatoren) und des Nutzens von sog. Netzboostern (als Element der reaktiven Netzbetriebsführung) werden mögliche Netzüberlastungen ermittelt, die sich ergeben, wenn das vorgegebene Startnetz mit den Strom-einspeise- und -entnahmeprofilen je Netzknoten „konfrontiert“ wird.

Darauf aufbauend wird ermittelt, welche Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen erforderlich sind, um die ermittelten Überlastungen zu beseitigen. Dabei wird nach dem sog. **NOVA**-Prinzip (**Net**-**O**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau) ermittelt, welche Netzverstärkungen, z.B. in Form von einer Umrüstung bestehender 220-kV- auf 380-kV-Systeme oder der Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile, oder Netzausbauten (vorzugsweise Zubeseilung in bestehenden Trassen) notwendig sind, um schließlich einen Netzzustand zu erreichen, in dem keine Netzüberlastungen mehr vorliegen. Der Ausbau von Phasenschiebertransformatoren, HGÜ-Leitungen und Netzboostern ist Teil dieser Ausbauoptimierung. Hierbei ist anzumerken, dass in unserem Modellierungsansatz kein strikt engpassfreies Netz gefordert wird. Um den Einfluss üblicher Modellunschärfen abzufangen, wird konkret gefordert, dass im ausgebauten Netz keine Leitungen mehr in über 20 Stunden mit mehr als 110 Prozent ausgelastet sind. Das reflektiert unter anderem näherungsweise die Möglichkeit, verbleibende Überlastungen mit Redispatch-Maßnahmen zu adressieren. Ähnliche Ausbaurkriterien werden beispielsweise auch für den Netzentwicklungsplan oder im Rahmen von Studien wie zum Beispiel den Langfristszenarien verwendet.

Ergebnis dieses Vorgehens ist eine Abschätzung, in welchem Umfang und zu welchen Kosten das deutsche Übertragungsnetz (mit besonderem Fokus auf Bayern) zur Umsetzung der betrachteten Szenarien ausgebaut und verstärkt werden muss. An dieser



Stelle ist zu beachten, dass dieses Vorgehen keine explizite Netzplanung darstellt, wie sie z.B. im Rahmen des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber stattfindet, sondern insbesondere zur vergleichenden Bewertung der Szenarien im Hinblick auf ihre Wirkung auf die Stromnetze dient.

Ein schematischer Überblick über die Vorgehensweise bei der Ermittlung von Netzausbaubedarfen im Stromübertragungsnetz ist in Abbildung 3-23 dargestellt.

### **Annahmen für die Netzberechnungen**

Für die Berechnungen in dieser Studie werden sowohl für das Mix-Szenario als auch für die weiteren zu betrachtenden Szenarien folgende Annahmen bezüglich des Netzausbaus getroffen:

- Für den Zeitbereich bis und einschließlich des modellierten Betrachtungsjahres 2035 werden bestimmte Netzausbauvorhaben auf nationaler bzw. europäischer Ebene als sicher umgesetzt angenommen, da diese beispielsweise bereits heute im Bau befindlich sind oder ihre Umsetzung gesetzlich verankert ist. Dies entspricht in den Modellen einem Mindestnetzausbau. Für Deutschland sind dies die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) dessen Grundlage zum Zeitpunkt der Netzberechnungen die bestätigten Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2035 (2021)<sup>12</sup> sind. Wir gehen dabei von einer zeitgerechten Umsetzung aus, d.h. von einer planmäßigen Umsetzung der Projekte bis zu den Betrachtungsjahren 2025, 2030 und 2035 dieser Studie. Für den grenzüberschreitenden Netzausbau in Europa werden die im TYNDP 2020 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgesehenen Netzausbauvorhaben (mit Ausnahme von Projekten, deren Status als „Under Consideration“ ausgewiesen ist) als Mindestnetzausbau „exogen“ vorgegeben.
- Für die Kostenbewertung des Übertragungsnetzausbaus werden Standardkosten herangezogen, wie sie für die Kalkulation der Projekte und Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (V2023) von deutschen Übertragungsnetzbetreibern angewendet wurden. Netzverluste und deren Kosten sind über die Modellierung in ISAaR berücksichtigt. Beim Ausbau im Übertragungsnetz besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diesen als Freileitung oder als Erdkabel auszuführen. Aufgrund der erheblichen Kostenunterschiede zwischen beiden Technologien würde bei einer Kostenoptimierung stets die Freileitung gewählt. Im Hinblick auf Akzeptanzfragen oder unter ökologischen Gesichtspunkten kann fallweise oder auch grundsätzlich dennoch eine Ausführung als Erdkabel erfolgen. Diese Aspekte sind in dem für diese Studie gewählten Kostenoptimierungsansatz aber nicht explizit abzubilden. Anstatt „vorhabenscharf“ über den Ausbau als Freileitung oder Erdkabel zu entscheiden, unterstellen wir für die Ermittlung der Kosten des Übertragungsnetzausbaus daher pauschal einen Kabelanteil von 10 % für neue oder verstärkte Stromkreise. Diese Annahme liegt damit über dem heutigen Verkabelungsanteil, was nach unserer Einschätzung aber der generellen Tendenz zu mehr Verkabelung entspricht und insbesondere vermeidet, dass die Kosten für den Netzausbau ggf. deutlich unterschätzt werden. Bei der Annahme zum Kabelanteil handelt es sich um eine pauschale Annahme für den Zweck der Kostenermittlung. Sie ist nicht derart zu interpretieren, dass in der Studie angenommen würde, dass tatsächlich jedes Vorhaben mit einem entsprechenden Anteil verkabelt werde.

---

<sup>12</sup> Eine Auflistung der Netzausbauprojekte kann der Bestätigung der Bundesnetzagentur entnommen werden [204]



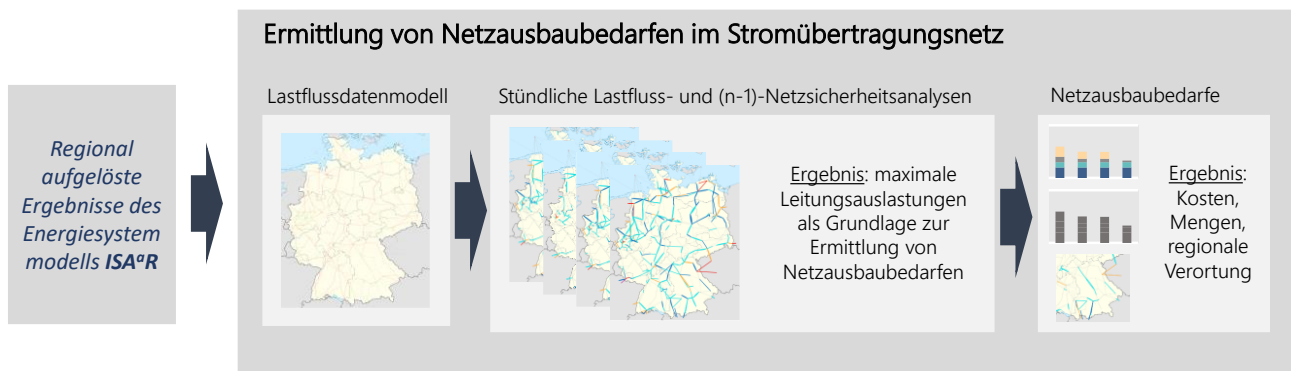


Abbildung 3-23: Schematische Darstellung der Ermittlung von Netzausbaubedarfen und Netzkosten im Stromübertragungsnetz

- Beim Ausbau im Übertragungsnetz besteht grundsätzlich die Möglichkeit, diesen überwiegend als Wechselstrom (AC)- oder Gleichstrom (DC)-Netzausbau auszuführen. Unter der Annahme, dass DC-Leitungen in der Regel als Erdkabel und AC-Leitungen als Freileitungen ausgeführt werden, würde aufgrund der Kostenunterschiede zwischen beiden Technologien bei einer reinen Kostenoptimierung auf Basis der Vermeidung thermischer Überlastungen stets der AC-Netzausbau gewählt. Allerdings weisen DC-Verbindungen im Vergleich zum AC-Netzausbau verschiedene technische Vorteile, zum Beispiel eine flexible Leistungsflussregelung und flexible Blindleistungsbereitstellung auf und können deshalb im hoch belasteten Netz die bessere Option darstellen. Zudem sind sie im Hinblick auf Akzeptanzfragen vorteilhaft. Deshalb werden in dieser Studie zusätzlich zum exogen vorgegebenen Mindestzubau gemäß BBP (siehe oben) auch die im NEP 2037/2045 (2023) vorgeschlagenen DC-Maßnahmen für das Zieljahr 2040 „exogen“ gesetzt.
- **Definition Stromkreiskilometer:** Die in dieser Studie ausgewiesenen Stromkreiskilometer bezeichnen die Länge der einzelnen Stromleitungen im Netz, wobei jede Leitung separat berücksichtigt wird, selbst wenn sie parallel verläuft. Im Gegensatz dazu würden Trassenkilometer die physische Länge der Trasse beschreiben, auf der eine oder mehrere Leitungen (Stromkreise) verlaufen, unabhängig von der Anzahl der Leitungen auf dieser Trasse.

### 3.3.3 Erdgas- und Wasserstoff: Verteilungsnetze

Mit zunehmendem Verzicht auf fossile Energieträger wird Erdgas zumindest in Teilen durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Daher wird es zukünftig während des Übergangs zwischen den beiden Energieträgern sowohl Erdgasnetze als auch Wasserstoffnetze geben. Insofern ist, abhängig von den jeweils szenarieneabhängigen Wasserstoffbedarfen, ein Hochlauf des

Wasserstoffverteilungsnetzes bei gleichzeitigem Rückgang des Erdgasverteilungsnetzes zu modellieren. Kerneinflussfaktoren auf den Netzbedarf sind neben der Fläche eines versorgten Gebiets und Anschlusszahlen sowie der maximale zu einem bestimmten Zeitpunkt stattfindende Gasabsatz. Angesichts der sich in den Szenarien ergebenden im Vergleich zu heute geringeren Energieabsatzmengen von Wasserstoff wird davon ausgegangen, dass für den Hochlauf des Wasserstoffnetzes in der Regel bestehende Erdgasnetze ohne Querschnittsanpassungen umgewidmet werden können.

Um die Auswirkungen von Veränderungen auf der Verbrauchsseite auf die Gasverteilungsnetze von Bayern zu ermitteln, ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse gut geeignet. Dies gilt insbesondere auch für den Vergleich der Auswirkungen verschiedener Szenarien. Allgemein weisen die Eingangs- und Ausgangsdaten sowie die Modellierungsgrundsätze starke Parallelen mit dem für die Stromverteilungsnetze eingesetzten Modellsystem auf. Es gibt jedoch gasnetzspezifische Anpassungen, auf die im Folgenden näher eingegangen wird, wobei diese für Wasserstoff- und Erdgasverteilungsnetze in gleicher Weise gelten. Eine Ausnahme hiervon stellen jedoch die spezifischen Eigenschaften der beiden unterschiedlichen Moleküle ( $H_2$ ,  $CH_4$ ) dar.

Gasverteilungsnetze decken in der Regel nur einen Teil des Versorgungsgebietes eines Netzbetreibers ab. Sowohl der Flächenabdeckungsgrad, definiert als Anteil der durch Gasnetze abgedeckten Fläche am gesamten Versorgungsgebiet, als auch der Anschlussgrad, der den Anteil der tatsächlich an das Gasnetz angeschlossenen Gebäude an der Gesamtzahl der dort vorhandenen (und damit potenziell anschließbaren) Gebäude angibt, liegen meist mehr oder weniger deutlich unter 100 %. Dies ist bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe eines (Teil-)Versorgungsgebietes für die MNA zu berücksichtigen. Die unvollständige Erschließung wird dadurch

berücksichtigt, dass besiedelte, aber unbebaute Flächen aus dem Versorgungsgebiet ausgeschlossen werden. Dabei ist zu beachten, dass unbebaute Flächen wie Freiflächen je nach Netzebene unterschiedliche Auswirkungen haben. So können unerschlossene Ortsteile auf der Endverteilerebene vollständig ausgeschlossen werden, während sie auf übergeordneten Netzebenen je nach Größe und großräumiger Struktur der Versorgungsaufgabe für die Betrachtung relevant sein können, weil sie z.B. vom (über)regionalen Verteilungsnetz überspannt werden. Unter der Annahme eines konstanten durchschnittlichen Anschlussgrades und bei Kenntnis der Anzahl der angeschlossenen Gebäude sowie des gesamten Gebäudebestands im Betrachtungsgebiet kann auf den Anteil der erschlossenen Gebäude an der Gesamtbesiedlung geschlossen werden. Informationen zum Anschlussgrad wurden auf Basis veröffentlichter Informationen zu Gesamtanschlusszahlen abgeleitet und mit zu einzelnen Gebieten vorliegenden Detailzahlen abgeglichen.

Ein unvollständiger Anschlussgrad innerhalb eines Erschließungsgebiets wird dadurch berücksichtigt, dass in die MNA nicht nur die Anzahl der tatsächlich realisierten Anschlusspunkte, sondern auch die Gesamtzahl der vorhandenen Gebäude im Erschließungsgebiet als Eingangsgröße für die Beschreibung der Versorgungsaufgabe auf der Endverteilungsebene einfließt. Die Gesamtzahl der Gebäude, die nicht nur die realisierten, sondern auch die potenziell realisierbaren Anschlusspunkte im Erschließungsgebiet umfasst, wird benötigt, um ein den realen Verhältnissen im Mittel entsprechendes „Raster“ der homogenen Versorgungsaufgabe definieren zu können. Die MNA geht dann davon aus, dass im gesamten Erschließungsgebiet Leitungen an noch nicht angeschlossenen Gebäuden vorbeigeführt werden, so dass weitere Anschlüsse nur die Verlegung von weiteren Hausanschlussleitungen erfordern. Da der MNA die tatsächliche Verteilung der Anschlusspunkte im Betrachtungsgebiet nicht bekannt ist, wird eine Durchschnittsbetrachtung angestellt.

Abweichend von den Stromnetzen werden für die Gasnetze folgende Planungsannahmen getroffen:

- Es können bis zu drei Netzebenen modelliert werden, die nach funktionalen Kriterien den in der Praxis üblichen Ebenen „lokale Endkundenverteilung“, „lokaler Transport“ und „regionaler Transport“ zugeordnet werden können. Für diese Untersuchung wurden die funktionalen Ebenen lokale Endkundenverteilung und Hochdrucktransportebene modelliert und unterschieden.

- Als relevante technische Eigenschaften der Anlagen in Gasnetzen sind die folgenden Variablen zu berücksichtigen; für sie werden in den Analysen typische Durchschnittswerte verwendet:
  - Durchmesser und Widerstandswert (Rauigkeit) der Rohrleitungen
  - Oberer und unterer Nenndruck und Durchflusskapazität von Gasdruckregelanlagen
- Grundsätzlich wird vorausgesetzt, dass ausgehend von einem Einspeisepunkt der vorgelagerten (funktionalen) Netzebene mit oder ohne Gasdruckregelanlage die Verteilung zunächst über eine stärker dimensionierte Leitung und von dort abzweigend über weniger stark dimensionierte Leitungen zu den Anschlusspunkten oder in der Endverteilung zu den Abzweigpunkten der Hausanschlussleitungen erfolgt. Die Dimensionen der beiden Leitungsabschnitte sind nicht vorgegeben, sondern ergeben sich aus der Netzauslegung.
- Es ist zu beachten, dass die Komplexität realer Netzstrukturen durch die von der MNA genutzten Grundformen der Netzstrukturen nicht umfassend dargestellt werden kann. So gibt es in der Praxis häufig Strukturen mit einem hohen Vermaschungsgrad im dicht besiedelten Kern eines Ortes und einer eher radialen Ausdehnung zum Rand des Ortes hin. Die MNA ist konzeptionell nicht in der Lage, solche Strukturen unter Berücksichtigung der tatsächlichen (inhomogenen) Verteilung der Anschlusspunkte abzubilden. Die hier vorgestellte Auswahl von Grundstrukturen dient daher als Basis für grundlegende Untersuchungen zum Einfluss von Netzredundanz auf Anlagenbestand und Netzkosten. Insbesondere für den Vergleich von verschiedenen Szenarien ist eine exakte Abbildung der Realität nicht entscheidend, sondern die korrekte Abbildung von Veränderungen, was durch die Modellierung aber gegeben ist.
- Als technische Randbedingungen werden für jede Netzebene auf Basis von typischen Werten folgende Parameter berücksichtigt:
  - obere und untere Druckgrenzen an den Netzknoten (Einspeise- und Anschlusspunkte)
  - eine Obergrenze für die Fließgeschwindigkeit in Rohrleitungen differenziert nach Gasen (CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>); diese Obergrenze wird in der Praxis aus Gründen der Sicherheit und der Lärmentwicklung berücksichtigt.

In einem Kalibrierungsschritt wurden die wesentlichen Eingangsparameter so eingestellt, dass die vom Modell für die heutige Situation ermittelten Netzgrößen (Leitungslänge, Anzahl der Gasdruckregelanlagen) die veröffentlichten Werte mit ausreichender Genauigkeit

treffen. Ungefähre Angaben zu den Mengendaten finden sich in Tabelle 3-16.

In den betrachteten Szenarien zeigt sich, dass in allen Szenarien ein mehr oder weniger deutlicher Rückgang der Anschlussanzahlen und der Gesamtnachfrage nach gasförmigen Energieträgern erwartet wird. Ein Rückgang der Nachfrage kann insbesondere beim Raumwärmebedarf durch verschiedene Entwicklungen im Gebäudesektor verursacht werden, die sich individuell auf die Gasverteilungsnetze auswirken:

- Sinkender individueller Gasbedarf je mit Gas versorgtem Gebäude: Die Anzahl der an die Gasverteilernetze angeschlossenen Gebäude bleibt unverändert, aber durch Effizienzmaßnahmen werden die Nutzungszeiten oder der Spitzenbedarf gesenkt.
- Sinkende Anzahl von Gebäuden, die mit gasförmigen Energieträgern beheizt werden: Gebäude werden mit anderen Energieträgern beheizt (z.B. direkte Nutzung von Strom in Wärmepumpen); der Gasbedarf eines nicht mit einer Alternative beheizten Gebäudes bleibt unverändert.

Bleiben die versorgte Fläche und die Anschlussgrade unverändert und es kommt zu einer Nachfragereduzierung z.B. durch Effizienzmaßnahmen oder die Nutzung alternativer Energieträger wie Solarthermie, so hängen die Auswirkungen auf das Netz davon ab, ob die Benutzungsstunden oder die Spitzenlast reduziert werden. Da die Netzdimensionierung u.a. von der Spitzennachfrage, nicht aber von der transportierten Gesamtenergiemenge beeinflusst wird, hat eine Änderung der Benutzungsstunden ohne Änderung der Spitzennachfrage nahezu keine Auswirkungen auf die Netzmengen. Selbst wenn die Spitzennachfrage geändert wird, hat eine Änderung der versorgten Fläche einen größeren Einfluss auf die Netzmengen, wie Testberechnungen zeigen.

Tabelle 3-16: Heutiger Netzbestand in Bayern – ungefähre Angaben

Ebene/Druckstufe	Bestandsmenge
MD-/ND-Leitungen	35.000 km
HD-Leitungen	15.000 km

Verringert sich die Zahl der mit Gas versorgten Gebäude, so verringert sich je nach Situation entweder der Anschlussgrad im Versorgungsgebiet oder die versorgte Fläche (oder eine Mischung aus beidem).

Wenn nur der Anschlussgrad reduziert wird, wird sich die räumliche Ausdehnung des Netzes nicht wesentlich verringern (Fall 1 in Abbildung 3-24). Wenn die versorgte Fläche reduziert wird oder werden kann, verringert sich auch die räumliche Ausdehnung des Netzes (Fall 2 in Abbildung 3-24).

### Modellierungsalternativen von Anschlusszahlreduktion

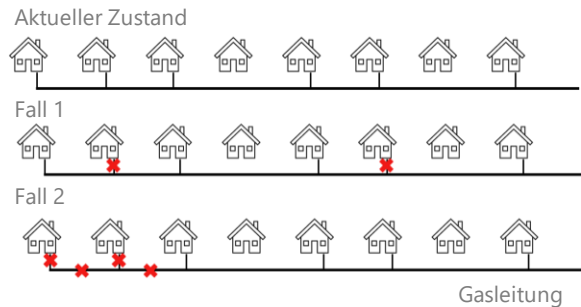


Abbildung 3-24: Beispielhafte Skizzierung von Auswirkungen unterschiedlicher Modellierung von Anschlusszahlreduktionen

In der Praxis wird sich eine Mischung aus allen zuvor genannten Einflussgrößen ergeben. Insbesondere hinsichtlich der Veränderung der versorgten Fläche bei Anschlusszahlreduktionen besteht Unsicherheit, da die sich tatsächlich einstellende Flächenveränderung von vielen lokalen und individuellen Entscheidungen verschiedenster Beteiligter abhängen. Weder ist es Aufgabe der Studie noch ist es notwendig, die Reduktion möglichst genau zu prognostizieren, da es für den hier angestrebten Szenarienvergleich ausreichend ist, in jedem Szenario eine identische Herangehensweise zu anzuwenden. Daher wird in der Studie angenommen, dass eine Reduktion der Anschlusszahlen nur zu einer hälftigen Reduktion der versorgten Fläche führt (z.B. 20-prozentige Reduktion der Anschlusszahlen führt zu 10-prozentiger Reduktion der versorgten Fläche). Damit wird dem Aspekt Rechnung getragen, dass Stilllegungen von Teilnetzbereichen dem Rückgang der Anschlusszahlen erst mit Verzögerung und in geringerem Umfang nachfolgen (s. Abbildung 3-25).

Die Wirkung unterschiedlicher Annahmen bei der Flächenreduktion infolge eines Anschlusszahlenrückgangs soll nachfolgend anhand eines Berechnungsbeispiels mit einem Anschlusszahlenrückgang in der Endverteilung in Höhe von 15 %, wie er im Mix-Szenario in 2025 erwartet wird, illustriert werden. Hierzu wird die MNA so parametrisiert, dass in einem Fall der Flächenrückgang in gleichem Verhältnis wie der Anschlusszahlenrückgang („MNA mit starkem Flächenrückgang“) erfolgt und im anderen Fall der

Tabelle 3-17: Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Gas-Verteilungsnetz

Druckstufe / Betriebsmittel	Investitionen [EUR/km] bzw. [EUR/Einheit]	Betriebskosten EUR/km pro Jahr	Technische Nutzungsdauer [Jahre]
Hausanschlussleitungen	250.000	1.000	60
MD-/ND-Leitung	300.000	1.000	60
HD-Leitung	450.000	1.000	60
GDRM	50.000		40
HD-Übergabestation	2.000.000		40

Flächenrückgang nur dem halben relativen Anschlusszahlenrückgang („MNA mit gedämpftem Flächenrückgang“) entspricht. Das Ergebnis der Beispielrechnung zeigt, dass die Veränderung der versorgten Fläche signifikanten Einfluss auf die erforderliche Leitungslänge hat (s. Abbildung 3-25).

Die bei „starkem Flächenrückgang“ ermittelte Reduktion der Leitungslänge ist deutlich höher als die in der Praxis zu erwartende Reduktion. Damit würden die Kosten des Gasnetzes unterschätzt, was einen Gesamtkostenvergleich verzerren könnte. Die Parametrierung mit „gedämpften Flächenrückgang“ erscheint praxisnäher, allerdings optimiert die MNA aufgrund ihres Modellansatzes die Leitungslänge für eine gegebene Versorgungsaufgabe. Daher wird die in der Praxis tatsächlich realisierbare Leitungslängenveränderung – selbst bei exakter Kenntnis der Veränderung der versorgten Fläche – durch die MNA tendenziell überschätzt. Um die in der Praxis erreichbaren Leitungslängenveränderung nicht zu unterschätzen, wird daher ein heuristisches Verfahren angewendet, das näherungsweise eine Proportionalität zwischen Netzmengengerüst und Flächenreduktion unterstellt und so zu geringeren Netzmengenveränderungen führt als die MNA (s. Abbildung 3-25). Für den szenarienabhängigen Hochlauf des Wasserstoffnetzes wird ebenfalls der heuristische Ansatz genutzt und eine Proportionalität zwischen Mengengerüst und Anschlusszahl unterstellt.

### Netzlängen bei unterschiedlichen Modellparametrierungen

in 1.000 km

- Ist-Netzlänge in Bayern 2018
- MNA mit starkem Flächenrückgang
- MNA mit gedämpftem Flächenrückgang
- Heuristischer Ansatz

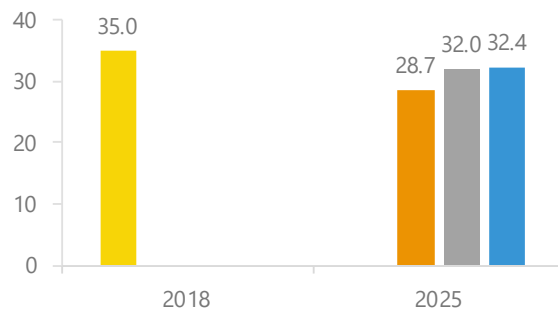


Abbildung 3-25: Beispielrechnung zur Illustration der Wirkung von unterschiedlichen Modellparameteransätzen

Darüber hinaus wird angenommen, dass das Hochdrucknetz in seinem derzeitigen Umfang bestehen bleibt und sukzessive auf Wasserstoff umgestellt wird, da in allen betrachteten Szenarien eine Wasserstoffnachfrage, wenngleich in einem geringeren energetischen Volumen im Vergleich zu heute, von Industrieverbrauchern besteht. Wie bereits zu Beginn dieses Abschnitts erläutert, wird angenommen, dass wegen der reduzierten Nachfrage und der spezifischen Flusseigenschaften von Wasserstoff trotz des höheren Volumens keine systematischen Querschnittsveränderungen an den umgewidmeten Bestandsnetzen vorgenommen werden müssen. Ob einzelne Abschnitte des Hochdrucknetzes in der Praxis dennoch verstärkt oder auch stillgelegt werden könnten, bleibt der Detailplanung der Netzbetreiber vorbehalten und wird beim Szenarienvergleich nicht betrachtet, sodass die Szenarien keine Unterschiede bezüglich des Hochdrucknetzes aufweisen.

Insgesamt erfolgt die Parametrierung derart, dass die sich in den Szenarien ergebenden Gasverteilungsnetz-längen in den betrachteten Stützjahren tendenziell nach oben abgeschätzt werden.

Je Stützjahr liegt ein nach Druckstufen differenziertes Mengengerüst des für die jeweils betrachtete Versorgungsaufgabe benötigten Netzes vor. Konkret werden für jedes Stützjahr berechnet:

- Leitungslänge je Druckstufe
- Zahl der Regelanlagen zwischen den Druckstufen

Für die monetäre Bewertung des Netzausbaus werden die in Tabelle 3-17 aufgeführten spezifischen Kostenansätze herangezogen. Grundsätzlich werden in der Studie Realkostenbetrachtungen vorgenommen. Ferner wird analog zu den Analysen für das Stromnetz angenommen, dass bei Netzbetriebsmitteln keine von der allgemeinen Inflation abweichenden Preissteigerungen oder -senkungen zu erwarten sind. Die Kostenansätze werden also als konstant innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums angesehen.

Auf Basis des Netzmengengerüsts je Stützjahr und Szenario wird im Weiteren unter Berücksichtigung der zuvor genannten Investitions- und Betriebskostenansätze eine Kostenbestimmung vorgenommen. Hierbei kommt analog zur Sparte Strom ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionen unter Berücksichtigung der genannten Nutzungsdauern und eines Kalkulationszinssatzes von 3,5 %/a in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Im Einzelnen werden für jedes betrachtete Stützjahr als kostenbezogene Kennzahlen die Annuitäten des gesamten Netzbestands (auf Basis von Kapital- und Betriebskosten) berechnet. Diese Berechnungsweise unterstellt, dass das in einem Stützjahr nach Berücksichtigung etwaiger Stilllegungen bestehende Netz in seinem jeweiligen Umfang dauerhaft weiterbetrieben wird und nach Ablauf der Nutzungsdauer auch wieder in identischem Umfang ersetzt wird, weshalb in der Kostenbewertung auch Kostenansätze für den Neubau verwendet werden. Hierbei ist zu beachten, dass sowohl infolge des aufgrund volkswirtschaftlicher Gegebenheiten gewählten Zinssatzes als auch der annuitätischen Kostenberechnungsmethode die Kostenhöhe nicht mit der den derzeitigen Gasnetzentgelten zugrunde liegenden Kostenbasis oder von den Gasnetzbetreibern für eine Umstellung des derzeitigen Netzes auf Wasserstoff genannten Kosten direkt verglichen werden kann.

<sup>13</sup> Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der BNetzA und dem BMWK am 15.11.2023 den Antragsentwurf für das Wasserstoff-Kernnetz

### 3.3.4 Erdgas- und Wasserstoff: Fernleitungsnetze

Für die Gasfernleitungsnetze ist abzusehen, dass der Transportbedarf von Erdgas in der Zukunft gegenüber heute sinkt. Auf der anderen Seite kann es hingegen durch die steigende Wasserstoffnachfrage erforderlich sein, in der Zukunft Gasnetzfernleitungsnetze umzuwidmen oder neu zu errichten.

Grundsätzlich ist an dieser Stelle jedoch zu erwarten, dass keine derart flächendeckende Infrastruktur erforderlich ist wie für die Stromübertragungsnetze oder die bestehenden Gasfernleitungsnetze und dass wesentliche Teile des Bedarfs durch eine Umnutzung bestehender Infrastrukturen gedeckt werden können. Im Rahmen dieser Studie werden die Gasfernleitungsnetze daher nicht detailliert modelliert, sondern es wird abhängig von Szenarienannahmen und -ergebnissen analytisch abgeleitet, welche Anforderungen bestehen und welche Topologien sich daraus ergeben könnten. Dabei sollen zum einen Ergebnisse aus einschlägigen Studien mit detaillierter Modellierung des Gasfernleitungsbedarfs für ein klimaneutrales Energiesystem berücksichtigt werden. Zum anderen werden auch die Planungen für das Wasserstoff-Kernnetz<sup>13</sup> und die entsprechende Leitungstopologie auf die Kompatibilität mit den in dieser Studie untersuchten Bayernpfaden untersucht.

Für die Analyse der Fernleitungsnetzbedarfe werden im Folgenden drei verschiedene Quellen als Eingangsdaten verwendet:

- die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung ISAAr herangezogen, genaugenommen die für die Gas-Fernleitungsnetze relevante Entwicklung des Wasserstoff- und des Erdgas-Systems sowie in Bezug auf die Wasserstoff-Technologien die detaillierten regionalisierten Entwicklungen der Faktoren Elektrolyse, Wasserstoff-Rückverstromung und der expliziten Wasserstoffnachfrage,
- der Antragsentwurf für das Wasserstoffkernnetz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stand 15.11.2023) und entsprechende Informationen sowohl zur Leitungstopologie als auch zu absehbaren Einspeise- und Ausspeiseregionen,
- die Ergebnisse der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), in denen die Fernleitungsnetze detailliert modelliert und entsprechende Bedarfe abgeleitet werden.

übermittelt. Dieser Stand wird als Grundlage für die Untersuchungen in dieser Studie herangezogen.



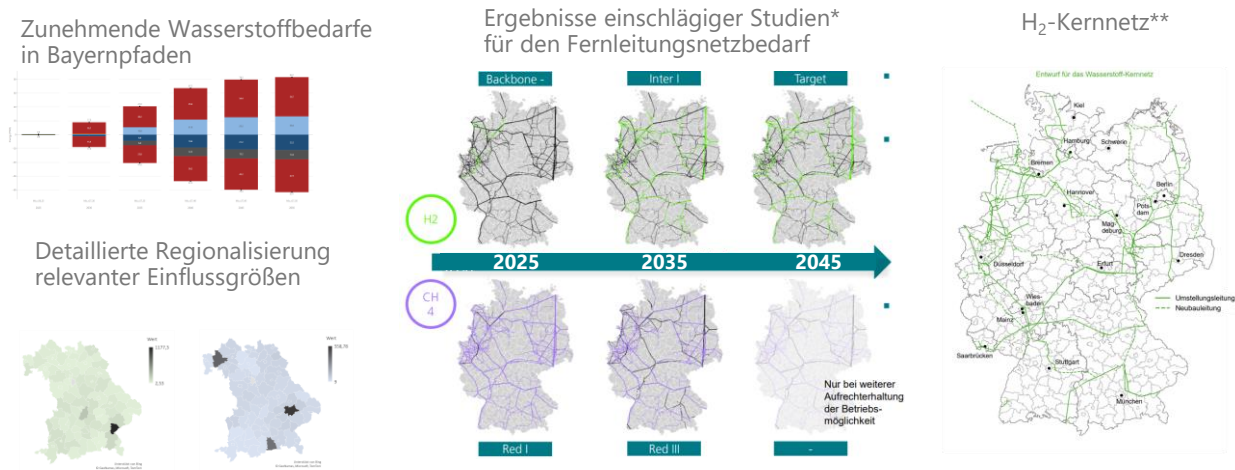


Abbildung 3-26: Darstellung relevanter Eingangsgrößen für die Analyse der Fernleitungsnetzbedarfe in dieser Studie (schematisch am Beispiel der Wasserstoff-Fernleitungsnetze (\* mittig aus [144], \*\* rechts aus [145])

Die relevanten Eingangsgrößen für die im Rahmen dieser Studie geplanten Analysen sind in Abbildung 3-26 schematisch dargestellt.

Ergebnis dieser Analysen zu den Fernleitungsnetzen ist abschließend eine Einschätzung, welche Bedarfe sich für die Bayernpfade ergeben können und was dabei auf dem Weg zur Klimaneutralität zu beachten ist.





**4**

# **Auswirkungen der Bayernpfade auf das Endenergiesystem**

# 4 Auswirkungen der Bayernpfade auf das Endenergiesystem

Die Transformation der Endenergiesektoren, des Bereitstellungssektors sowie der Strom- und Gas-Infrastruktur hin zu einem klimaneutralen Energiesystem bringt vielfältige Veränderungen mit sich. Die Ermöglichung dieser strukturellen Veränderungen weist ein sehr hohes Ambitionsniveau auf, um die Klimaneutralität in Bayern im Jahr 2040 zu erreichen.

Hier werden die Veränderungen in den Endenergiesektoren Industrie, Verkehr sowie Haushalte und GHD analysiert und die resultierende Endenergienachfrage sowie die entstehenden Scope1-Emissionen quantifiziert. Die in Abschnitt 3.1 je Sektor eingeführten Treibhausgasverminderungsmaßnahmen, die durch die Parametrierung der Pfade in den einzelnen Sektoren umgesetzt werden, führen zu einer Transformation des gesamten bayerischen Endenergieverbrauchs. In diesem Abschnitt wird im Detail auf die sektorübergreifenden Modellierungsergebnisse im Mix-Pfad eingegangen. Dazu wird zuerst der Verlauf des Endenergieverbrauchs nach Sektor und Energieträger analysiert, bevor auf die regionale Verteilung des EEVs sowie der Strom- und Wasserstoffnachfrage im Mix-Pfad eingegangen wird. Abschließend werden die Unterschiede zwischen den Pfaden in der gesamt-bayerischen Entwicklung des Endenergieverbrauchs diskutiert.

Abbildung 4-1 zeigt den Endenergieverbrauch nach Energieträger (Abbildung 4-1 (a)) bzw. Sektor (Abbildung 4-1 (b)). Dieser sinkt im Mix-Pfad um ca. 24 % von 430 TWh im Jahr 2019 auf 328 TWh (inkl. Umweltwärme) im Zieljahr der Klimaneutralität in Bayern. Im Rahmen dieser Transformation kommen in allen Sektoren klassische Effizienz- und direkte Elektrifizierungsmaßnahmen zum Einsatz. Die Auswirkungen dieser Effekte überlagern die aufgrund von Wertschöpfungs- und Bevölkerungswachstum grundlegende Zunahme des Energiebedarfs. Die im Vergleich der Verbrauchssektoren höchste Reduktion des EEVs ist auf den Verkehrssektor zurückzuführen. Dort führt die Elektrifizierung des Straßenverkehrs sowie die Verlagerung von Personen- und Güterverkehr auf die Schiene zu hohen Effizienzgewinnen.

Ein Haupttreiber der Transformation, der in allen Sektoren auftritt, ist die Elektrifizierung. Im Industriesektor führt beispielsweise die Elektrifizierung der

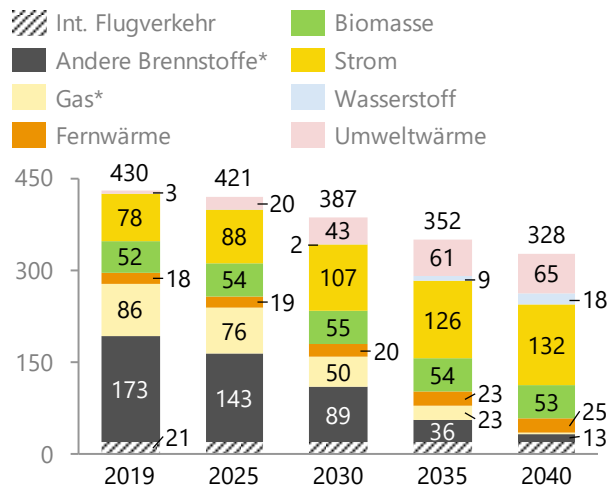
Erzeugung von Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme (z.B. zur Bereitstellung von Heißwasser und Dampf) zu deutlichen Effizienzgewinnen. Gleiches gilt für den Hochlauf batterieelektrischer Fahrzeuge im Verkehrssektor sowie die flächendeckende Installation von Wärmepumpen im Gebäudesektor. Demzufolge liegt der Anteil des Energieträgers Strom im Zieljahr bei ca. 40 % des gesamten Endenergieverbrauchs bzw. bei 132 TWh, was in Bezug auf das Startjahr 2019 einem Anstieg der Stromnachfrage von 69 % entspricht. Der Hochlauf der Wärmepumpen führt darüber hinaus zu einem Anstieg der bezogenen Umweltwärme um 62 TWh.

Neben dem Energieträger Strom gewinnt auch die Fernwärme an Bedeutung. Deren Nachfrage steigt im modellierten Zeitraum um etwa 39 % an. Grund dafür ist die steigende Anzahl an dem Gebäudesektor zurechenbaren Häusern, die an das Fernwärmenetz angeschlossen sind. Die absolute Nachfrage nach Biomasse variiert über den Betrachtungszeitraum nur geringfügig. Dabei gibt es jedoch eine intersektorale Umverteilung von den Sektoren Verkehr und Gebäude hin zum Industriesektor. Dort wird Biomasse überwiegend in Hochtemperaturanwendungen sowie Prozessen eingesetzt, in denen es auch zu einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung kommt. Gasförmige und fossile Energieträger verlieren an Bedeutung, wobei ein ab den 2030er-Jahren einsetzender Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur im Mix-Pfad zu einem Wasserstoffbedarf von 18 TWh im Zieljahr der Klimaneutralität in Bayern führt. Dieser kommt vorrangig in der Industrie, v.a. im Hochtemperaturbereich, und im Schwerlastverkehr zum Einsatz. Bis auf die fossilen Abfälle, die in der Zement- und Kalkindustrie zur Befehung der Drehrohröfen genutzt werden, befinden sich keine fossilen Energieträger mehr im System. Die verbleibenden flüssigen Kohlenwasserstoffe im Verkehrssektor werden synthetisch bereitgestellt.

Die Endenergieverbräuche haben wir mit den in Abschnitt 3.1 beschriebenen Methoden auf Landkreisebene regionalisiert. Für die bayerischen Landkreise ist die Entwicklung des aggregierten Endenergieverbrauchs sowie des Endenergieverbrauchs von Strom und Wasserstoff im Mix-Pfad in Abbildung 4-2 flächenspezifisch dargestellt. Diese Form der Darstellung gibt weniger Aufschluss über die absolute Höhe des Verbrauchs, gewährleistet aber die Vergleichbarkeit

### (a) Endenergieverbrauch nach Energieträger

in TWh. | Bayern | Wetterjahr 2012 | Mix



### (b) Endenergieverbrauch nach Sektor

in TWh. | Bayern | Wetterjahr 2012 | Mix

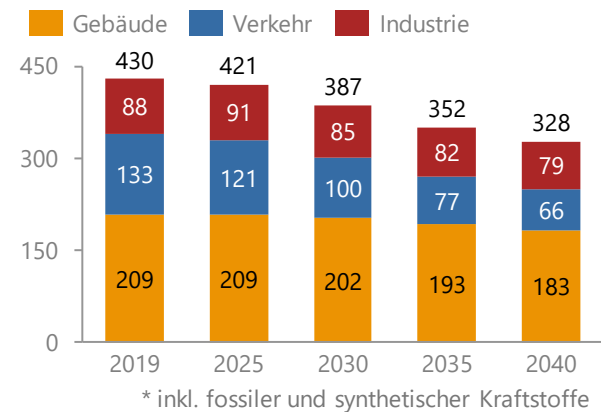


Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch nach (a) Energieträger bzw. (b) Sektor und Stützjahren in Bayern im Mix-Pfad

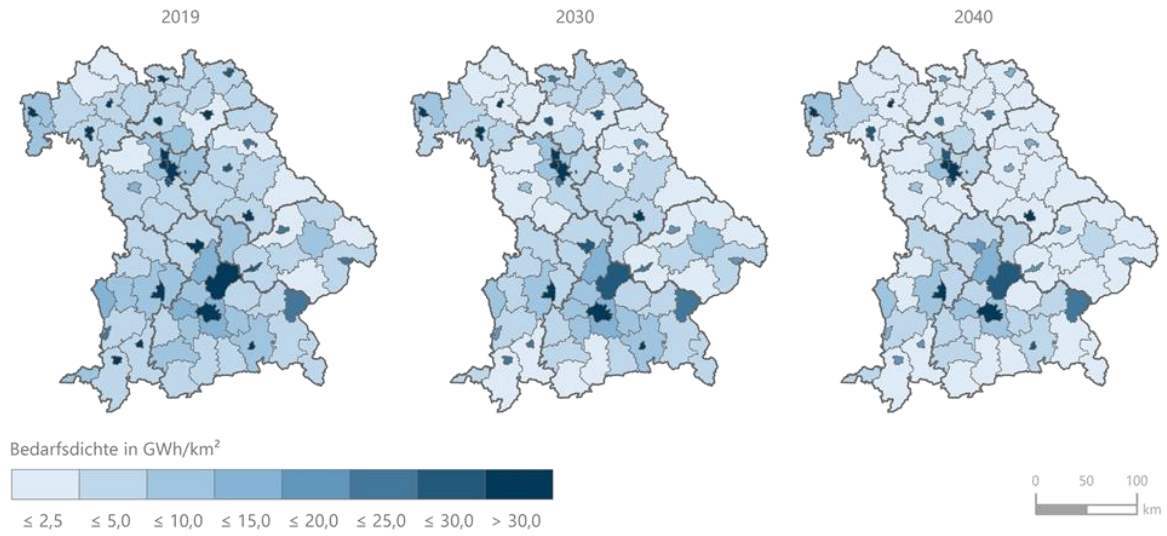
der flächenmäßig teils sehr unterschiedlichen Landkreise. Städte, die eine relativ geringe Fläche bei einem hohen Verbrauch aufweisen, haben in der Regel eine höhere Bedarfsdichte als ländlichere Landkreise. Daher fallen insbesondere flächengroße Landkreise mit einer gleichzeitig hohen Bedarfsdichte wie Freising (FS) als Standort eines internationalen Flughafens und Altötting (AÖ) als bedeutender Standort der Chemieindustrie auf. Im Zeitverlauf ist erkennbar, dass die Bedarfsdichte des gesamten EEV insbesondere in dichtbesiedelten Gegenden abnimmt. Dort steigt zwar der Strombedarf aufgrund zunehmender Elektrifizierung insbesondere im Gebäude- und Verkehrssektor, diese ist aber auch dafür verantwortlich, dass deutliche Effizienzgewinne erzielt werden können.

In Abbildung 4-2 ist zu sehen, dass der Bedarf an Wasserstoff in vielen Landkreisen mit energieintensiver Industrie bereits im Jahr 2030 steigt. Die in den Landkreisen Pfaffenhofen a. d. Ilm (PAF) und Altötting (AÖ) ansässige Chemieindustrie hat bereits im Status quo einen hohen Bedarf an Wasserstoff in Form von Derivaten, der sich bis zum Zieljahr 2040 insbesondere für die Herstellung von HVC verdoppeln wird. In den genannten Landkreisen fallen im Jahr 2030 rund 78 % des gesamten Wasserstoff- und Derivatbedarfs in Bayern an. Durch den zunehmenden Einsatz von Wasserstoff in anderen industriellen Prozessen und anderen Sektoren reduziert sich der Anteil bis zum Jahr 2040 auf rund 39 %.

Damit der Wasserstoff die Verbrauchszentren erreicht, ist neben der Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse in Bayern auch ein Anschluss an das Wasserstoffnetz notwendig. Die für das Jahr 2030 und 2040 geplanten Ausbaustufen des European Hydrogen Backbones [139] sind ebenfalls in Abbildung 4-2 dargestellt. Der Planungsstand zum Jahr 2030 zeigt, dass es in Bayern Landkreise gibt, die sich nicht in unmittelbarer Nähe des European Hydrogen Backbone befinden, deren Wasserstoffbedarfe aber trotzdem ansteigen. Durch den erwarteten Ausbau des European Backbone bis zum Jahr 2040 verbessert sich aber die Versorgungslage und fast alle Verbrauchszentren können mit Wasserstoff versorgt werden. Lediglich in den südlicheren Teilen Bayerns und in Niederbayern wie im Landkreis Deggendorf (DEG) verläuft der European Backbone nicht in unmittelbarer Nähe zu den Verbrauchszentren. Hier werden weiterhin dezentrale Lösungen notwendig sein.<sup>14</sup> Sie sind auch in den weiteren Pfaden vonnöten.

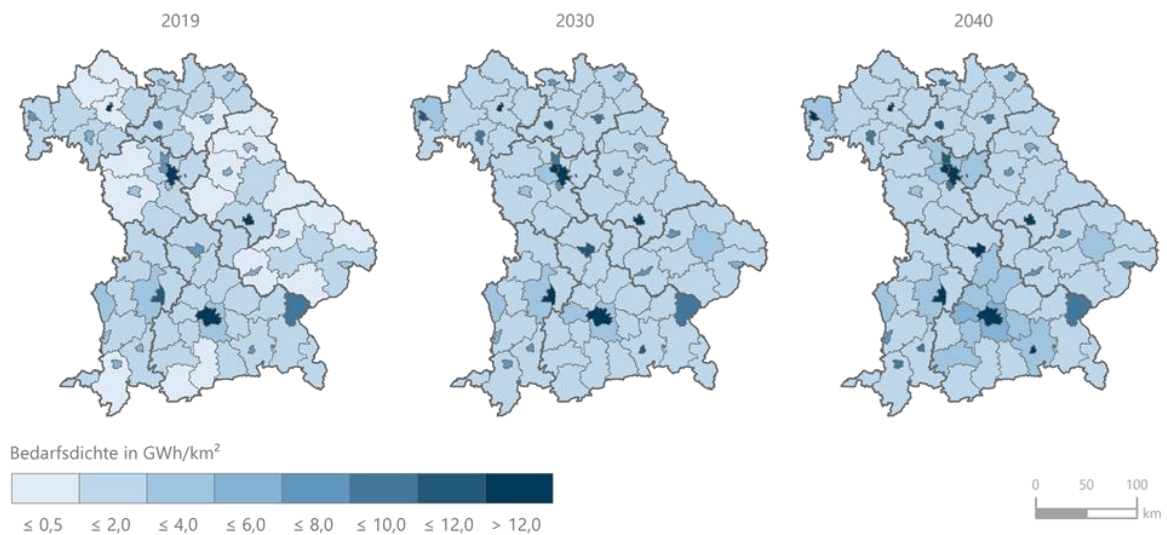
<sup>14</sup> Das von der Bundesregierung beschlossene deutsche Wasserstoffkernnetz weicht in Bayern etwas vom Verlauf des European Hydrogen Backbone ab.

### Mix-Pfad – Endenergieverbrauch



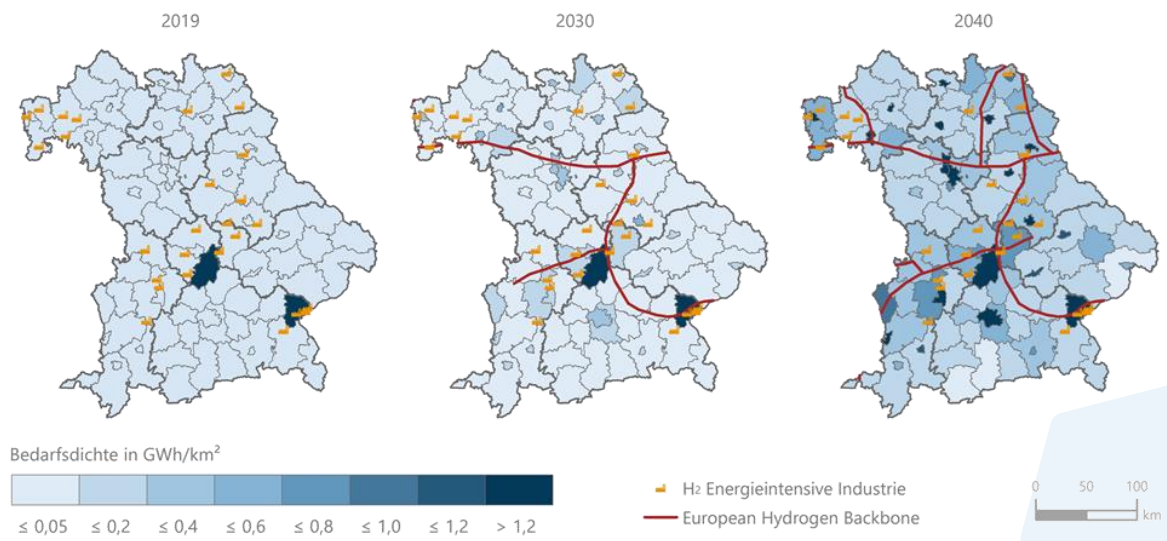
© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

### Mix-Pfad – Stromverbrauch



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

### Mix-Pfad – Verbrauch von Wasserstoff und -derivaten



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

Abbildung 4-2: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im Mix-Pfad

Im nachfolgenden Abschnitt werden die divergierenden Auswirkungen dieser Pfade auf die gesamtbayerische Entwicklung des Endenergieverbrauchs erläutert. Als Grundlage für die Diskussion zeigt Abbildung 4-3 den Endenergieverbrauch nach Energieträger je Pfad. Der gravierendste Unterschied besteht zwischen dem BAU-Pfad und den drei Zielpfaden. Im BAU-Pfad, in dem im Verkehrs- und Gebäudesektor die Transformationsanstrengungen aus den frühen 2020er-Jahren fortgeschrieben werden und in der Industrie keine transformierenden Maßnahmen umgesetzt werden, liegt die Reduktion des EEVs bei lediglich ca. 3 %, wohingegen sie, wie zuvor erwähnt, im Mix-Pfad etwa 24 % beträgt. Transformierende Auswirkungen auf die Entwicklung der fossilen Energieträger im BAU-Pfad haben dabei v.a. elektrische PKW-Neuzulassungen sowie ein moderater Hochlauf der Wärmepumpen. Diese beiden Technologien sind im Gegenzug auch für den Anstieg des Strombedarfs im BAU-Pfad vom Startjahr bis ins Jahr 2040 um ca. 23 % hauptverantwortlich.

Eine deutlich ambitioniertere Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen wird in den Zielpfaden Mix, H<sub>2</sub> und EL angenommen, in denen eine Reduktion des EEVs vom Jahr 2019 bis ins Zieljahr zwischen 21 % (H<sub>2</sub>) und 24 % (EL) erreicht wird. Dabei verläuft die Transformation bis 2025 relativ ähnlich. Erste Unterschiede zwischen den Zielpfaden sind im Jahr 2030 zu erkennen. Diese werden durch divergierende Wasserstoffnachfragen geprägt. Im H<sub>2</sub>-Pfad liegt die

Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 bei 6 TWh, im EL-Pfad bei 1 TWh. Dafür verantwortlich sind vor allem der Industrie- und Gebäudesektor. Im erstgenannten Sektor wird im H<sub>2</sub>-Pfad in diesem Jahr bereits in allen Wärmebereichen Wasserstoff zur Wärmebereitstellung eingesetzt, wohingegen dies in den anderen Pfaden nur für Bereiche >500°C der Fall ist. Im zweitgenannten Sektor sind in H<sub>2</sub> zu diesem Zeitpunkt bereits eine deutlich größere Anzahl an Wasserstoffdirektleitungen in Betrieb.

Basierend auf der Pfadausgestaltung nehmen die Divergenzen zwischen den Pfaden in der Wasserstoffnachfrage bis ins Zieljahr zu. Verantwortlich dafür ist u.a. der einsetzende Hochlauf von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr. Doch auch bei anderen Energieträgern ist die Nachfrage im Zieljahr pfadabhängig. In Bezug auf Biomasse kann von einer intersektoralen Verschiebung in die Industrie gesprochen werden, wo diese überwiegend in Hochtemperaturanwendungen eingesetzt wird. Die niedrigste Biomassenachfrage von 51 TWh ist im EL-Pfad zu verorten, die höchste von 55 TWh in H<sub>2</sub>. Aus industrieller Sicht ist der höchste Biomassewert im Wasserstoffpfad zu finden, was auf einen vermehrten Einsatz von Biomasse und Wasserstoff im Nieder- und Mitteltemperaturbereich zurückzuführen ist. Der angenommene stärkere Fokus auf Wasserstoff führt zu einem geringeren Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenheizkesseln. Die exakte Zusammensetzung variiert je nach Pfad.

### Endenergieverbrauch nach Energieträger in TWh | Bayern | Wetterjahr 2012 | Pfadvergleich

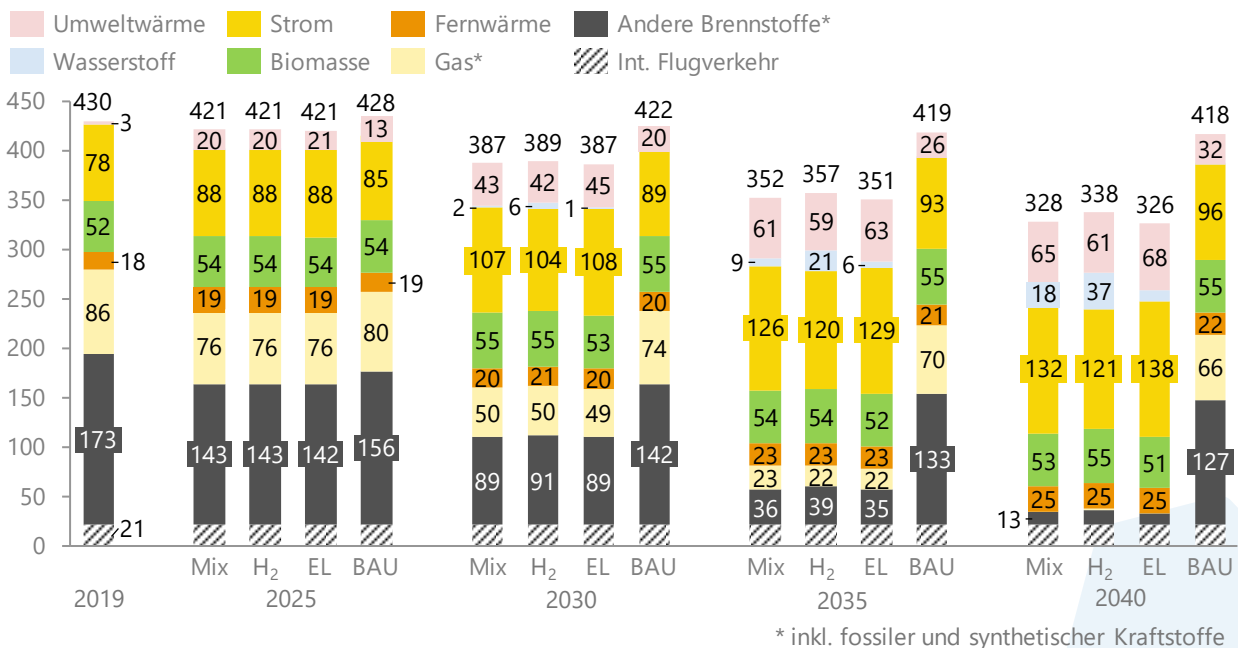


Abbildung 4-3: Gesamtbayerischer Endenergieverbrauch nach Energieträger im Pfadvergleich

Weitere Maßnahmen, die einen Einfluss darauf haben, sind z.B. höhere Wärmepumpenverfügbarkeiten und die durch die tendenziell niedrigeren Vorlauftemperaturen der Wärmepumpen notwendigen höheren Sanierungsaktivitäten im Gebäudesektor im EL- bzw. Mix-Pfad. Letztere spiegeln sich auch in der höheren Nutzung von Umweltwärme wider. Von den zuvor erwähnten Unterschieden und weiteren Maßnahmen, die Abschnitt 3.1 zu entnehmen sind, beeinflusst, ergibt sich im Zieljahr eine pfadabhängige Stromnachfrage aus den Endenergiesektoren, die im EL-

Pfad mit 138 TWh um 6 TWh bzw. 17 TWh höher ist als im Mix- bzw. H<sub>2</sub>-Pfad.

Die regionale Verteilung des EEVs sowie der Strom- und Wasserstoffnachfrage im H<sub>2</sub>-, EL- und BAU-Pfad analog zu Abbildung 4-2 ist Anhang 16.4 zu entnehmen. In den folgenden Kapiteln wird auf die sektorspezifische Entwicklung detaillierter eingegangen, woraufhin in Kapitel 8 die Energieträgerbereitstellung und in Kapitel 9 die notwendige Infrastruktur analysiert wird.





# **Sektorbetrachtung der Industrie**

# Kernaussagen zur bayerischen Industriewende

## **Der anstehende Reinvestitionszyklus muss genutzt werden um in klimaneutrale Verfahren zu investieren.**

- 1 Der günstigste Zeitpunkt für die Reinvestition in eine neue Anlage ist immer dann, wenn die bisherige Anlage ihr Lebensdauerende erreicht. Da industrielle Anlagen oft technische Lebensdauer von 30 Jahren oder mehr aufweisen und Bayern bis 2040 klimaneutral werden will, gibt es in vielen Branchen bis zum Zieljahr nur noch einen günstigen Reinvestitionszeitpunkt.
- 

## **Weiterhin Energieeffizienzpotenziale in der bayerischen Industrie vorhanden.**

- 2 Die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche bayerische Energiewende, da durch diese Maßnahmen der Bedarf an klimaneutralen Energieträgern eingegrenzt werden kann. Im Mix-Pfad führt die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie im Ergebnis zu einer Effizienzsteigerung von durchschnittlich 1 % p.a. zwischen 2020 und 2040.
- 

## **Negative Emissionen verringern den Bedarf an technischen und natürlichen Kompensationsmaßnahmen auf dem Weg zur Klimaneutralität.**

- 3 Durch den Einsatz biogener Energieträger an Anlagen mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (z.B. in der Zement- und Kalkindustrie) können bilanziell negative Emissionen erreicht werden. Grundvoraussetzung dafür sind geschlossene Kohlenstoffkreisläufe.
- 

## **Die Bereitstellung klimaneutraler Stoffe kann zu einer Vervielfachung des industriellen Strombedarfs führen.**

- 4 In der Industrie spielt neben der Bereitstellung klimaneutraler Energieträger auch die stoffliche Nutzung eine bedeutende Rolle in der Transformation. Für die Herstellung klimaneutraler Stoffe zur Produktion von Plattformchemikalien (Ethylen, Propylen, etc.) kann es zu einem zusätzlichen Strombedarf von ~25 TWh (Mix-Pfad) bis 2040 kommen.
- 

## **Keine klimaneutrale Industrie ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung möglich.**

- 5 In der Kalk- und Zementindustrie ist die Abscheidung von prozessbedingten CO<sub>2</sub> Emissionen aktuell die einzige Option, um diese Prozesse perspektivisch klimaneutral zu betreiben. Hieraus ergibt sich der Bedarf nach einer überregionalen Planung für eine CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur.

# 5 Sektorbetrachtung der Industrie

## 5.1 Die Bayernpfade in der Industrie

Bereich	Annahme
<b>Wärmebereitstellung</b>	Die Transformation der Wärmebereitstellung in der Industrie variiert je nach betrachtetem Entwicklungspfad. Während im Elektrifizierungspfad Temperaturen < 500°C mit einem 100 %igen Anteil durch Wärmepumpen bzw. Elektrodenheizkessel bereitgestellt werden, sind es im Mix-Pfad 90 % und 10 % H <sub>2</sub> . Im H <sub>2</sub> -Szenario wird hier weiter differenziert. 80 % der Temperaturen unter 100 °C werden zu einer Bereitstellung aus Wärmepumpen und Elektrodenheizkesseln transformiert, der Rest hin zu H <sub>2</sub> . Im Bereich zwischen 100 °C und 500 °C werden bis zum Zieljahr 50 % aus Großwärmepumpen und EHKs, und zur anderen Hälfte via H <sub>2</sub> -Verbrennung angenommen. Im Hochtemperaturbereich über 500 °C werden elektrische Technologien nur prozessspezifisch über die Verfahrensroutenwechsel adressiert. Die hauptsächliche Bereitstellung bei >500 °C erfolgt durch H <sub>2</sub> und Biomasse, die Erdgas und Kohlen ersetzen.
<b>Chemie</b>	Der zentrale Baustein sind die beiden Steamcracker in Bayern [146]. Hier wird im Mix-Pfad jeweils einer auf elektrischen Betrieb (40 % der produzierten HVC-Menge) und hin zum neuen MtA-/MtO Verfahren umgestellt (60 % der HVCs). Im H <sub>2</sub> -Pfad werden beide Cracker durch die neuen Routen via Methanol ersetzt und im Elektrifizierungspfad gegensätzlich zum Mix-Pfad.
<b>Zement und Kalk</b>	Ein wichtiger Baustein in der Transformation ist die CO <sub>2</sub> -Abscheidung. Der Hochlauf dieser Technologie ist in der Kalkproduktion ab 2025 und in der Zementproduktion ab 2030 implementiert und wird bis 2040 umgesetzt. Die Abscheidungsmaßnahmen resultieren infolgedessen in einem Verbrauchsanstieg. Die Produktionsmengenentwicklung dieser beiden Branchen ist mit einem leichten Rückgang bis zum Zieljahr hinterlegt. Trotz dieser Annahme ist ein Energieverbrauchsanstieg zu erwarten, einerseits wird der EEV durch die Abscheidung erhöht. Im Modell ist der Ausstieg aus der Braunkohleverstromung und der Primärstahlhochofenroute hinterlegt, wodurch sich der Einsatz von Hochofenschlacke in der Zementproduktion verringert. Diese Schlacke wird mit einer Erhöhung des Klinkeranteils je produzierter Tonne Zement im Verhältnis 1:1 substituiert. Dies führt zu einer Erhöhung des spezifischen Energieverbrauchs je Tonne Zement.
<b>Glas</b>	In der Glasherstellung werden die konventionellen Schmelzwannen sukzessive durch eine je nach Entwicklungspfad variierende Kombination aus vollelektrischen und hybrid betriebenen Wanne ersetzt. Während im EL-Pfad 90 % zur vollelektrischen Wanne transformiert werden, sind es im Mix-Pfad 80 %. Im H <sub>2</sub> -Pfad wird noch genauer differenziert, wobei 30 % der Hohlglasherstellung sowie lediglich 10 % der Flachglasherstellung auf die vollelektrische Route umgestellt werden.
<b>Papier</b>	Auf die Verfahren zur Halbstoffproduktion (Altpapieraufbereitung, Holzstoff und Zellstoff) in der Papierindustrie werden verschiedene Effizienzmaßnahmen angewendet. Die Transformation der Papiermaschine selbst erfolgt überwiegend über die Bereitstellung des verwendeten Dampfs bzw. der Wärme. Diese mit Erdgas befeuerten Systeme werden durch eine Kombination aus Strom (Power-to-Heat (PtH)), sowie Biomasse und H <sub>2</sub> bis 2040 ersetzt. Hierbei liegen der Fokus des elektrischen Pfades auf Strom (60 % elektrisch, 30 % Biomasse und 10 % H <sub>2</sub> ) und der des H <sub>2</sub> -Pfades auf H <sub>2</sub> (Strom und Biomasse zu je 20 %, 80 % H <sub>2</sub> -Nutzung). Im Mix-Pfad wird eine Zusammensetzung aus 50 % PtH, 20 % Biomasse und 30 % H <sub>2</sub> angenommen.

## 5.2 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen

Zu Beginn dieses Abschnitts werden die Emissionen (Abbildung 5-1 (a)) und der Endenergieverbrauch (Abbildung 5-1 (b)) im Status quo des zur Modellierung verwendeten Basisjahres 2019 genauer betrachtet. Im Jahr 2019 war die Industrie in Deutschland der zweithöchste Emittent von Treibhausgasemissionen hinter dem Umwandlungssektor und insgesamt für eine emittierte Menge von ca. 185 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. verantwortlich. Dies entspricht 23 % der gesamten, sektorübergreifenden Emissionen. Bezogen auf das Bundesland Bayern fällt dieser Anteil etwas geringer aus. Hier steht die Industrie hinter den Sektoren Verkehr und Gebäude<sup>16</sup> an dritter Stelle. Insgesamt können dem Industriesektor ca. 14 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. und somit 15 % der bayerischen THG-Emissionen zugeordnet werden. Hiervon entfallen ca. 3,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. (25 %) auf prozessbedingte Emissionen. Diesbezüglich sind besonders die Zement- und Kalkindustrie

hervorzuheben. Gemeinsam sind diese für etwa drei Viertel der prozessbedingten Emissionen in Bayern verantwortlich.

Bei der Analyse des EEV sowie der damit verbundenen energiebedingten Emissionen ist in Abbildung 5-1 (a) erkennbar, dass ca. 75 % des Endenergieverbrauchs auf Strom (39 %), Erdgas (34 %) und die erneuerbaren Energieträger (6 %) „Klärgas und andere Biogase“, „feste Biomasse“, „Abfälle“ und „Sonstige“ zurückzuführen sind. Somit wurde im Jahr 2019 ein bedeutender Anteil an Energie durch Erdgas bereitgestellt, welcher im Rahmen der Transformation zum Erreichen der Klimaziele substituiert werden muss.

Abbildung 5-1 (b) zeigt den EEV nach Energieträgern und Wirtschaftszweigen, wobei ca. 80 % des industriellen EEVs in Bayern von den Wirtschaftszweigen nichtmetallische Mineralien, Chemie, Papiergewerbe, Ernährung und Tabak sowie Maschinen- und

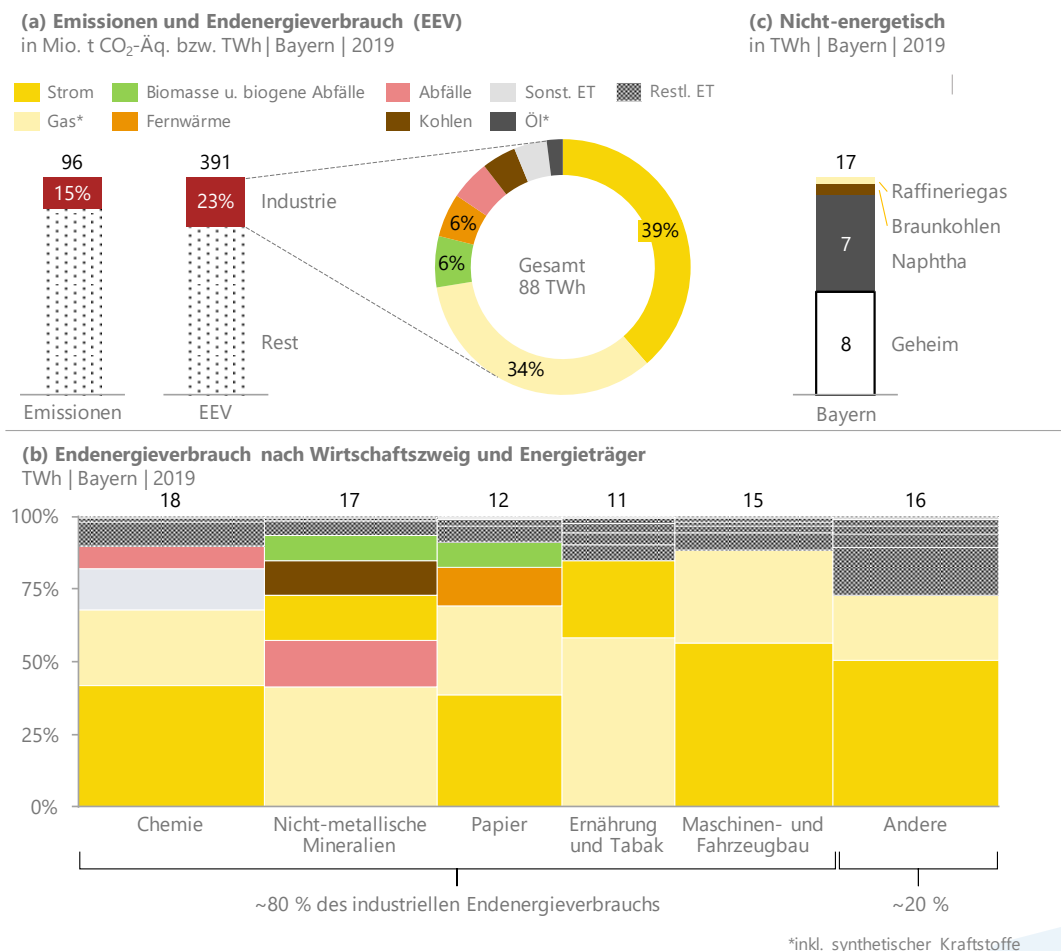


Abbildung 5-1: Status quo des Endenergieverbrauchs und der Emissionen der bayerischen Industrie<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Darstellung in Anlehnung an [2] mit Daten aus [21]. Verbrauch und Emissionen des internationalen Flugverkehrs sind nicht enthalten.

<sup>16</sup> In der bayerischen Energiebilanz werden pHH und Gebäude unter „Haushalte und sonstige Verbraucher“ zusammengefasst.

Fahrzeugbau verursacht wird.<sup>17</sup> Im Allgemeinen ist ersichtlich, dass Strom und Erdgas die überwiegend eingesetzten Energieträger sind.

Die Größenordnung der zuvor beschriebenen Emissions- und EEV-Werte aus 2019 unterstreicht die Notwendigkeit einer Reduktion von Emissionen bis hin zu einer lückenlosen Vermeidung der prozess- und energiebedingten Emissionen dieses Sektors, um die angestrebte Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 erreichen zu können. In Bezug auf die prozessbedingten Emissionen spielt die Transformation der Zement- und Kalkindustrie eine wichtige Rolle, da hier unvermeidbar CO<sub>2</sub> bei der Dissoziation von Kalkstein entsteht. Des Weiteren erzeugt der massive Einsatz von Erdgas einen bedeutenden Anteil der energiebedingten Emissionen. Hierdurch wird das Erfordernis deutlich, Erdgas durch klimaneutrale Energieträger zu substituieren. Durch den geringfügigeren Einsatz von Kohlen und flüssigen Kohlenwasserstoffen in Bayern kommt diesen beiden Energieträgerarten eine untergeordnete Rolle zu. Dennoch müssen auch diese für eine treibhausgasneutrale Industrie bis zum Jahr 2040 aus dem System transformiert werden.

Abschließend stellt Abbildung 5-1 (c) die stoffliche Nutzung gemäß der bayerischen Energiebilanz im Jahr 2019 dar. Eine erste Auffälligkeit hierbei ist, dass aus Geheimhaltungsgründen ca. 50 % des nichtenergetischen Verbrauchs keinem Energieträger zugeordnet werden können. Dieser Anteil kann infolgedessen in dieser Studie nicht näher betrachtet werden. Der überwiegend in der Chemiebranche zur Produktion von Olefinen und Aromaten eingesetzte stoffliche Energieträger ist Naphtha. Olefine (Ethylen, Propylen und Butadien) und Aromaten (Benzol, Toluol und Xylol) sind High-Value-Chemicals, die zum Beispiel für die Produktion von Polymeren oder Lösungsmitteln zum Einsatz kommen. Der im Naphtha enthaltene Kohlenstoff wird im Rahmen des Cracking-Prozesses entweder direkt freigesetzt (energetische Nutzung) oder in Produkten gebunden. Der gebundene Kohlenstoff wird in der Regel verspätet z.B. durch die Pyrolyse von Kunststoffabfällen freigesetzt. Infolgedessen stellt die Vermeidung dieser Emissionen und somit eine klimaneutrale Produktion von Olefinen und Aromaten eine weitere zentrale Herausforderung in der anstehenden Transformation des Industriesektors dar.

Des Weiteren bestehen in den einzelnen für Bayern relevanten Industrieprozessen spezifische Transformationshemmnisse bezüglich der angewendeten Temperaturenniveaus und Investitionszyklen. Die verwendeten

Daten und Annahmen werden in Abschnitt 3.1.1 näher betrachtet. Wichtig ist in Anbetracht der verbleibenden Jahre bis zur Klimaneutralität 2040 die generell sehr langen Lebensdauern industrieller Prozessanlagen im Blick zu haben. Eine Reinvestition in eine neue, klimaneutrale Verfahrensrouten wird generell möglichst dann getätigt, wenn die bestehenden Anlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Um infolgedessen die Transformation durch anstehende Wechsel auf klimaneutrale Prozesse zu beschleunigen, sind Investitionssicherheit und -anreize unabdingbar.

Der zuvor in diesem Kapitel beschriebene Status quo des Jahres 2019 stellt die Ausgangswerte und in diesem Sinne die Eingangsparameter für die anschließende Modellierung der Transformationspfade bis zum Zieljahr der Klimaneutralität 2040 dar. Die Methodik sowie die Parametrisierung für die Transformation des Industriesektors wurde in Abschnitt 3.1.1 aufgezeigt.

Die Substitution von Prozessen und Energieträgern und die damit einhergehende Umgestaltung des EEVs bewirkt im Umkehrschluss auch eine Veränderung der Emissionsbilanz. Abbildung 5-2 zeigt die resultierende Entwicklung der Emissionen aus der bayerischen Industrie. Mit dem verzögerten Maßnahmenbeginn, implementiert ab dem Jahr 2024, ist bis 2025 ein leichter Anstieg der Emissionen erkennbar. Insgesamt werden in allen Transformationspfaden die Emissionen um mindestens 92 % reduziert. Infolgedessen verbleiben in Mix-Pfad ca. 0,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq, im H<sub>2</sub>-Pfad 1,1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq und im EL-Pfad 0,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Die verbleibenden Emissionen sind auf die Branchen Chemie, die Glasproduktion und die Papierherstellung zurückzuführen. Die Zement- und Kalkindustrie erreicht durch die Abscheidung und die damit verbundenen negativen Emissionen durch Biomasseeinsatz bilanziell einen Ausgleich der verursachten Emissionen. Bereits miteingerechnet sind an dieser Stelle abgeschiedene Emissionen sowie negative Emissionen aus der Kombination von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Biomasseeinsatz (bzw. biogenem Abfall). Alles in allem ist eine leichte Variation im Verlauf der Emissionsentwicklungen je Pfad erkennbar, was auf eine Kombination von Technologieverfügbarkeit und dem u.a. auch damit verbundenen Energieträgermix zurückzuführen ist. Infolgedessen geht dies im Fall der höchsten Elektrifizierungsquote mit der schnellsten Emissionsreduktion einher. Beim Mix- und Wasserstoffpfad sind diesbezüglich u.a. aufgrund des späteren Eintritts von Wasserstoff in das System Verzögerungen beim Rückgang der Emissionen zu erkennen. Die angestrebte

<sup>17</sup> „Nicht-metallische Mineralien“ enthalten die Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Glas und Keramik.

### THG-Emissionen im Sektor Industrie

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Industrie | Pfadvergleich

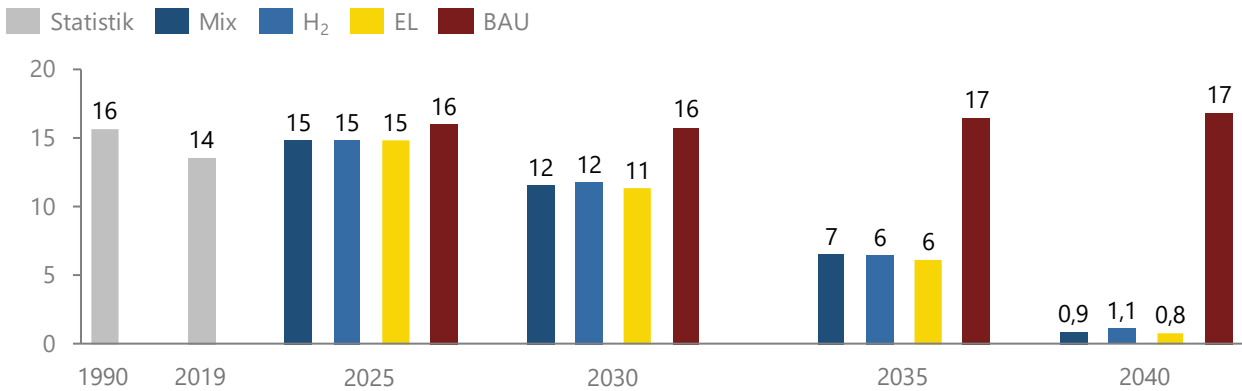


Abbildung 5-2: THG-Emissionen in der bayerischen Industrie im Pfadvergleich

Emissionsreduktion bis 2040 wird szenarioübergreifend erreicht. Verbleibende Restemissionen können beispielsweise durch Aufforstung kompensiert werden.

### THG-Emissionen im Sektor Industrie nach Wirtschaftszweigen

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Industrie | Mix-Pfad

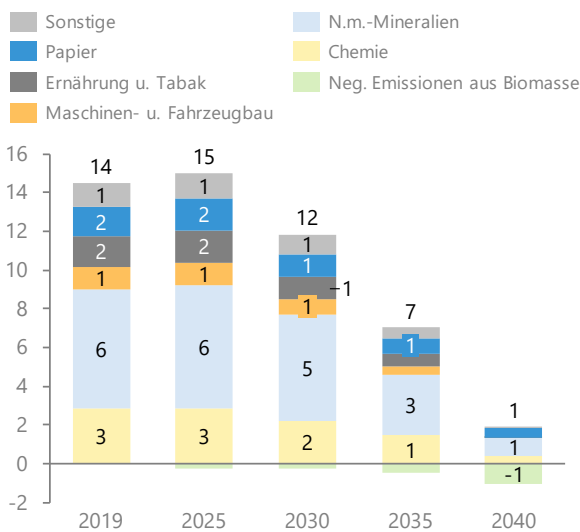


Abbildung 5-3: Entwicklung der THG-Emissionen im Industriesektor nach Wirtschaftszweigen im Mix-Pfad

Nach der Betrachtung der Emissionsentwicklung in den unterschiedlichen Transformationspfaden zeigt Abbildung 5-3 das Ergebnis des Mix-Pfades, aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweiganteil. Aufgrund der Übersichtlichkeit wurden hier Branchen mit verhältnismäßig geringen Emissionen in Bayern zusammengefasst. Dargestellt sind wiederum die gesamten Emissionen, d.h. die Summe aus energie- und prozessbedingten Emissionen. Während in der Mehrheit der Wirtschaftszweige eine Reduktion der überwiegenden energetischen Emissionen durch Elektrifizierung

und/oder Substitution der fossilen Energieträger erreicht werden kann, müssen unvermeidbare Prozess-emissionen aus der Zement- und Kalkindustrie (Wirtschaftszweig nicht-metallische Mineralien) abgeschieden werden. Da dies der einzige Wirtschaftszweig ist, in dem eine Abscheidungsmaßnahme im Rahmen dieser Modellierung angewendet wird, ist der Einfluss dieser Maßnahme und deren Notwendigkeit deutlich erkennbar. Andernfalls ist das Erreichen der Klimaneutralität im bayerischen Industriesektor nur bilanziell möglich, wenn die verbleibenden prozessbedingten Emissionen durch anderweitige Maßnahmen, wie z.B. Aufforstung, ausgeglichen werden. Allgemein resultiert dieser Pfad in einer Reduktion der THG-Emissionen um 64 % von ca. 14 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2019 auf ca. 5,0 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Jahr 2040 ohne Abscheidungsmaßnahmen, wobei ca. 80 % der verbleibenden Emissionen auf die Zement- und Kalkproduktion zurückzuführen sind. Mittels CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei diesen beiden Herstellungsverfahren wird bis zum Zieljahr insgesamt eine Reduktion der Emissionen um ca. 94 % erreicht. Hierbei sind die abgeschiedenen Emissionen aus der Zement- und Kalkproduktion sowie die an dieser Stelle entstehenden negativen Emissionen aus der Kombination von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und energetischem Einsatz von Biomasse in der prozentualen Reduktion berücksichtigt.

Die resultierende bayerische Entwicklung des Energiebedarfs in den jeweiligen Transformationspfaden bis 2040 ist in Abbildung 5-4 aufgeschlüsselt nach Energieträgern dargestellt. Der Verlauf bis zum ersten Stützjahr 2025 ist in allen Szenarien durch einen Anstieg im Endenergieverbrauch gekennzeichnet. Dies ist mit der Erholungsphase nach der Coronapandemie erklärbar, da in dieser Zeit kaum Fortschritte bei Investitionen in Klimaschutztechnologien erkennbar



## Endenergieverbrauch nach Energieträger

in TWh | Bayern | Industrie | Pfadvergleich

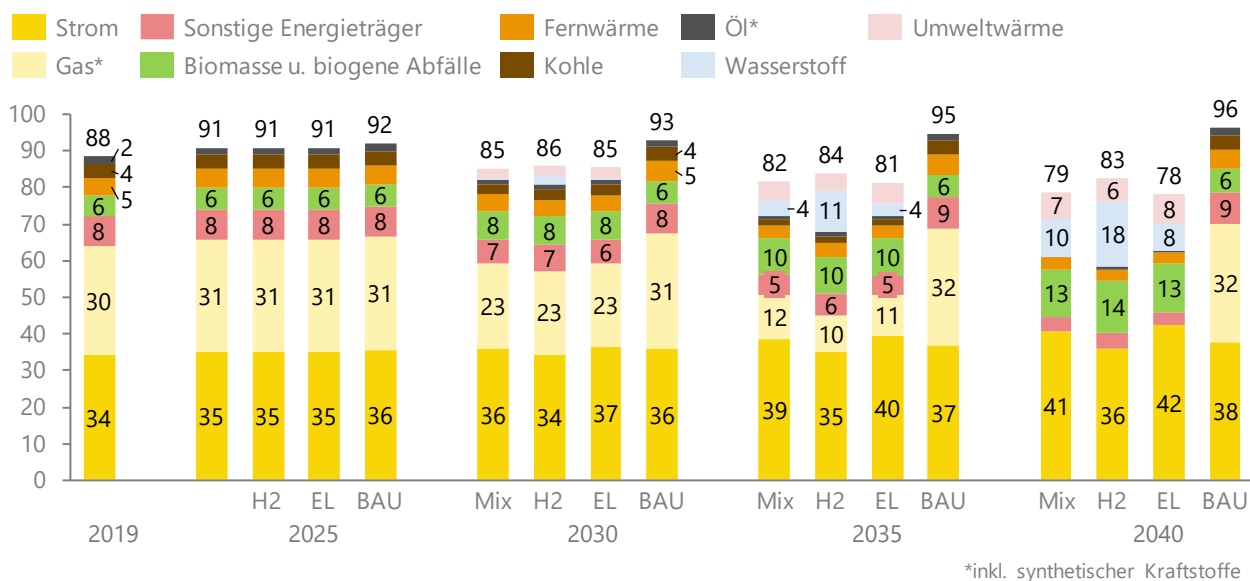


Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Energieträgern im Pfadvergleich

sind. Der Beginn der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen wurde infolgedessen in allen Entwicklungspfaden ab dem Jahr 2024 implementiert, womit die Kompensation des durch das Wirtschaftswachstum bedingten Anstiegs im EEV mittels Effizienzmaßnahmen ab dem Jahr 2030 erkennbar ist. Auch sind ab dem Stützjahr 2030 erste Unterschiede zwischen den betrachteten Transformationspfaden ersichtlich. Vor allem im wasserstofforientierten Pfad (mit ersten relevanten Mengen ab 2030) ist der schneller implementierte Hochlauf für H<sub>2</sub> erkennbar.

Im Allgemeinen erfolgt, ausgehend vom Status quo bis zum Zieljahr 2040, eine Reduktion des Endenergieverbrauchs in allen drei betrachteten Transformationspfaden, trotz angenommenen Wirtschaftswachstums und somit der „Erhaltung des Wohlstands“. Deutlich wird das anhand des BAU-Szenarios, wobei hier der EEV kontinuierlich bis zum Zieljahr ansteigt (ca. +11%). Auch verbleiben hier die fossilen Energieträger im System, was sowohl zu einem höheren gesamten EEV als auch damit einhergehenden Emissionen führt.

In den drei untersuchten Klimaneutralitätspfaden resultieren die jeweiligen Entwicklungen des EEV in einer Reduktion um ca. 18% (Mix), 14% (H<sub>2</sub>) und 20% (EL). Die ausgewiesene Umweltwärme ist hierbei nicht in der prozentualen Reduktion beachtet. An dieser Stelle deutet sich bereits der Anteil an Elektrifizierungsmaßnahmen an, da vor allem in der Wärmebereitstellung hierdurch enorme Effizienzgewinne erzielt

werden können, die sich im Umkehrschluss auf die Reduktion des EEV auswirken.

Im Allgemeinen haben szenarioübergreifend insbesondere zwei Maßnahmenkategorien den größten Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung: einerseits die Umsetzung von klassischen Effizienzmaßnahmen, die übergreifend ihren Beitrag zur Reduktion in sämtlichen Bereichen leisten. Hier wird überwiegend bis zur technischen Grenze das volle Potenzial ausgeschöpft. Andererseits wirkt sich, wie im Abschnitt zuvor erwähnt, die Anwendung von Elektrifizierungsmaßnahmen aus, wobei hier vor allem der Einsatz von Wärmepumpen im Temperaturbereich unter 160 °C zu deutlichen Effizienzgewinnen gegenüber fossilen Technologien führt.

Der Anteil des Energieträgers Strom am EEV in der Industrie steigt ausgehend von ca. 39% im Jahr 2019 auf jeweils ca. 57% (Mix), 47% (H<sub>2</sub>) bzw. 60% (EL) im Zieljahr. Somit erhöht sich seine Bedeutung im Energiesystem in allen drei betrachteten Transformationspfaden deutlich. Damit einhergehend erfolgt eine kontinuierliche Reduktion des Erdgaseinsatzes sowie fossiler Kohlen bis hin zur vollständigen Verdrängung dieser Energieträger. Die fossilen Energieträgeranteile, die nicht durch Elektrifizierung ersetzt werden können, werden hauptsächlich durch Biomasse – mit ca. 18% Anteil am EEV 2040 – und Wasserstoff (Anteile in 2040: 14% im Mix-, 24% im H<sub>2</sub>- bzw. 11% im Elektrifizierungsszenario) substituiert, wobei hier der Einsatz in der Hochtemperaturprozesswärmebereitstellung die Hauptrolle auf energetischer Seite einnimmt.

Dieser H<sub>2</sub>-Hochlauf beginnt im frühesten Fall, d.h. im H<sub>2</sub>-Pfad, ab dem Jahr 2028 mit dem energetischen Einsatz. Somit geht der Hochlauf auch zeitlich mit dem geplanten Vorhandensein der ersten Ausbaustufe des European Hydrogen Backbone im Jahr 2030 einher, der eine Versorgung und die Verfügbarkeit ausreichender Mengen an Wasserstoff gewährleisten soll. Diese Annahme wurde auch während des Szenarioprozesses von [2] seitens der Industrievertreter bestätigt. Infolgedessen sind in Abbildung 5-4 ab 2035 je nach Entwicklungspfad zwischen 4 TWh und 11 TWh H<sub>2</sub> erkennbar. Der Einsatz steigt bis zum Jahr 2040 auf mindestens 8 TWh und maximal auf ca. 18 TWh. Die im Zieljahr noch vorhandenen fossilen Energieträger Abfall, flüssige Kohlenwasserstoffe und Kohlereste können auf die Zement- und Kalkproduktion zurückgeführt werden. Hier wird auch weiterhin mit einem gewissen Prozentsatz an fossilen Brennstoffen gearbeitet, da durch die nicht vermeidbaren, prozessbedingten Emissionen, die auf die Dissoziation von Kalkstein zurückzuführen sind, eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung unabdingbar ist.

Die notwendige Substitution des stofflichen Einsatzes von fossilem Naphtha und Erdgas wurde einleitend im Zuge der Beschreibung des Status quo thematisiert und als eine bedeutende Herausforderung auf dem Weg zur Klimaneutralität identifiziert. In Bayern existieren derzeit zwei Steamcracker, die zur Produktion von Olefinen und Aromaten eingesetzt werden. Abbildung 5-5 zeigt die Entwicklung des stofflichen Einsatzes je Entwicklungspfad in der Industrie, ausgehend von der Energiebilanz aus dem Jahr 2019. Es ist

deutlich erkennbar, dass der Anteil an fossilem Naphtha zuerst auf Grund des Wirtschaftswachstums bis zum Jahr 2025 ansteigt. Die Substitution konventioneller Prozesse mit alternativen Verfahrensrouten beginnt in der Chemie erst zu einem späteren Zeitpunkt. Ab 2025, bedingt durch die Verfügbarkeit der Prozessverfahrensrouten Methanol-zu-Olefinen bzw. Methanol-zu-Aromaten, die zur Substitution der konventionellen Cracker eingesetzt werden, steigt der Anteil dieser Technologien im System. Hierbei ist der Fokus des jeweiligen Entwicklungspfads entscheidend. Während der Wasserstoffpfad lediglich auf die MtO- bzw. MtA-Route setzt, und somit Naphtha aus dem System geht, sind im Mix- sowie Elektrifizierungspfad Anteile an elektrisch betriebenen Steamcrackern enthalten, die weiterhin Naphtha als Bestückungsgut nutzen. Die Technologie der elektrischen Cracker tritt ab dem Jahr 2030 in das System ein.

Infolgedessen steigt im Mix-Szenario der stoffliche Einsatz von klimaneutral produziertem Methanol bis auf 7 TWh im Jahr 2040, was 70 % des stofflichen Energieträgereinsatzes in Bayern entspricht. Die höchsten Anteile des elektrischen Steamcrackers werden im Elektrifizierungsszenario erreicht, wodurch sich im Szenario-Vergleich der mit knapp 5 TWh höchste Naphthabedarf im Zieljahr ergibt. Im BAU-Pfad sind die geringfügigen Änderungen des stofflichen Einsatzes aufgrund von Rundungen in dieser Grafik nicht erkennbar. Die Herstellung von klimaneutralem Methanol kann beispielsweise mit Hilfe von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse und CO<sub>2</sub> erfolgen, das zuvor aus Emissionen oder direkt aus der Luft

### Stofflicher Endenergieverbrauch nach Energieträger\* in TWh | Bayern | Industrie | Pfadvergleich

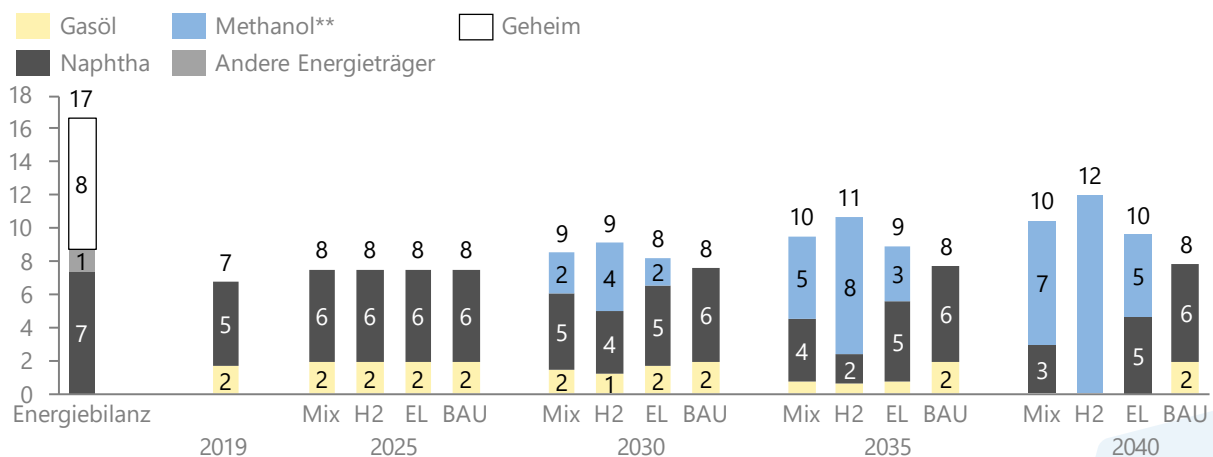


Abbildung 5-5: Stoffliche Energieträgernutzung des Industriesektors im Pfadvergleich.

\* Inkl. fossiler und synthetischer Energieträger | Naphtha und Flüssiggas werden Bottom-up mittels durchschnittlicher Verbräuche berechnet. Es kommt daher bei Naphtha zu einer Abweichung von 0,9 TWh zur Energiebilanz Bayern im Jahr 2019. | ~50% der nicht-energetischen Verbräuche werden in der bayerischen Energiebilanz nicht nach Energieträgern ausgewiesen.

\*\* Für die HVC-Synthese

abgeschieden wurde. Des Weiteren verbleibt im Zieljahr des Pfads mit Fokus auf Elektrifizierung der im Szenario-Vergleich höchste stoffliche Einsatz von Naphtha (ca. 5 TWh). Das eingesetzte Naphtha muss ebenfalls klimaneutral und somit synthetisch erzeugt werden. Die Entscheidung, wie der benötigte Feedstock bereitgestellt wird, ist ein wesentlicher Faktor der für das angestrebte Ziel der Klimaneutralität zu beachten ist. Generell stehen sich die Möglichkeiten der Eigenproduktion und des Imports gegenüber. Da allerdings keine Anhaltspunkte für oder gegen eine diese Möglichkeiten bekannt sind, wird diese Entscheidung offengelassen. Infolgedessen wird der Energieaufwand für die Methanol Produktion (stoffliche Bereitstellung und anschließende Synthese), sowie für Naphtha an dieser Stelle nicht untersucht und ist somit auch nicht in den Analysen dieses Abschnittes enthalten. Auch mögliche negative Emissionen, die durch die Nutzung von klimaneutralem Feedstock erreicht werden können, werden in der Systembeurteilung nicht berücksichtigt. In Abschnitt 5.3 wird diese Thematik in einem Exkurs in Form einer Maximalabschätzung der benötigten elektrischen Energie sowie des stofflichen CO<sub>2</sub> näher betrachtet. Hierbei liegt der Fokus auf strombasierten Verfahren (Power-to-Methanol bzw. Fischer-Tropsch-Synthese). Die in Kapitel 5.3 ausgewiesenen Strombedarfe werden nicht in die EEV Betrachtung miteinbezogen.

Abbildung 5-6 zeigt – aufgeschlüsselt nach Energieträgern und Maßnahmen – die Veränderung

des Endenergieverbrauchs im Mixtransformationpfad im Jahr 2040 gegenüber dem Basisjahr 2019. Mit Hilfe dieser Grafik können die größten Einflüsse auf die Transformation identifiziert werden. Insgesamt reduziert sich hier der Endenergieverbrauch um ca. 18 % gegenüber dem Basisjahr und liegt damit zwischen dem Wasserstoffszenario mit 14 % Reduktion und dem Elektrifizierungsszenario mit 20 % Reduktion näher an Letzterem. Die Veränderung ergibt sich teils aus einer Zunahme und einer Abnahme bestimmter Energieträger je nach Maßnahmencluster. Diese Veränderung kann anhand des rechten Teils in Abbildung 5-6 nachvollzogen werden.

Das Wirtschaftswachstum verursacht zunächst einmal eine Zunahme des Verbrauchs um 8 TWh bis 2040 gegenüber dem Status quo in 2019. Zu einer EEV-Abnahme führt dann die Kombination aus den restlichen Maßnahmenclustern. Das erste, die Effizienzmaßnahmen, führen zu einer Reduktion um insgesamt 16 TWh, davon 10 TWh beim Strom, der in diesem Fall überwiegend für Querschnittstechnologien eingesetzt wird. Infolgedessen haben diese Maßnahmen das größte Reduktionspotenzial bezüglich des Endenergieverbrauchs in der Industrie. Die Prozessinnovationen verbessern die Energiebilanz lediglich um 1 TWh, wobei insgesamt 7 TWh fossile Energieträger aus dem System gehen und durch Strom sowie Wasserstoff ersetzt werden. Des Weiteren werden mit Hilfe der direkten Elektrifizierung, also dem Einsatz von Wärmepumpen

### Endenergieverbrauch nach Maßnahmencluster

in TWh | Bayern | Industrie | Mix-Pfad

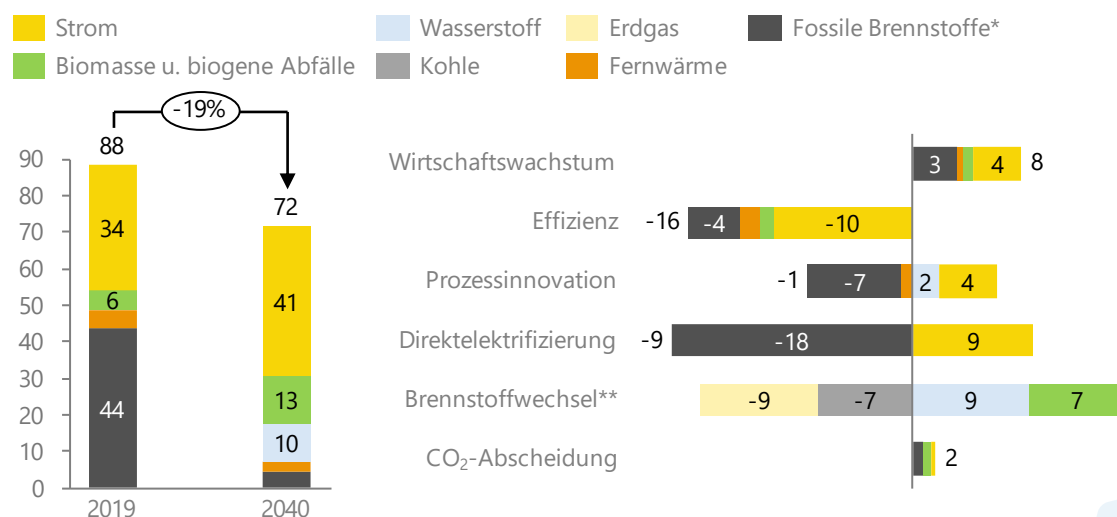


Abbildung 5-6: Änderung des Endenergieverbrauchs in Bayern nach Maßnahmenclustern in der Industrie im Mix-Entwicklungspfad (gerundete Werte).

\*Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die fossilen Energieträger in dieser Grafik zusammengefasst.

\*\*Für den Brennstoffwechsel wird zum einfacheren Nachvollziehen zwischen Kohlen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen differenziert.

und Elektrodenheizkesseln in der Temperaturbereitstellung, insgesamt ca. 18 TWh fossile Energieträger durch 9 TWh elektrische Energie ersetzt. An dieser Stelle wird auch deutlich, dass das größte Reduktionspotenzial fossiler Energieträger und der damit einhergehenden Emissionen im Bereich der Wärmebereitstellung zu verorten ist. Da direktelektrische Anwendungen von einer deutlich höheren Effizienz profitieren, hat dieses Maßnahmencluster mit einer Gesamtreduktion von 9 TWh nach den Effizienzmaßnahmen den zweitgrößten Anteil an der Transformation. In Bereichen, in denen direktelektrische Anwendungen nur schwer umsetzbar sind, werden die weiterhin verbliebenen fossilen Brennstoffe wie Kohlen und gasförmige Kohlenwasserstoffe durch die erneuerbaren Brennstoffe Biomasse und Wasserstoff ersetzt. Somit wird ein Brennstofftausch vorgenommen, wobei die Energieträger im Verhältnis 1:1 substituiert werden, d.h., dass sich diese Maßnahme nicht auf die

Höhe des Endenergieverbrauchs auswirkt, sondern lediglich auf die Emissionen und geringfügig auf die Kosten.

Im letzten Schritt werden CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmaßnahmen umgesetzt, um unvermeidbare prozessbedingte Emissionen der Zement- und Kalkindustrie zu reduzieren. Diese führen zu einem leichten Anstieg des Endenergieverbrauchs. Auch wenn diese Maßnahme energetisch im Bezug auf das gesamte Energiesystem keine allzu große Auswirkung hat, so ist sie hinsichtlich der Emissionsreduktion unverzichtbar, um Klimaneutralität zu erreichen. Allerdings sind die zusätzlich für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigten Energiemengen aus Sicht der Zement- und Kalkindustrie durchaus bedeutend und herausfordernd. Der emissionsbezogene Einfluss der Abscheidung wurde zu Beginn dieses Kapitels thematisiert.

### 5.3 Exkurs: Endenergieverbrauch des Aufbereitungssektors

Der Aufbereitungssektor umfasst die Energiemenge der Brennstoffe, die für die Förderung fossiler Brennstoffe vor ihrem Einsatz in konventionellen Kraftwerken notwendig ist. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die Energie, die für Hilfsvorgänge in Raffinerien verbraucht wird. Nicht enthalten sind Brennstoffe, die zum Betrieb von Pipelines notwendig sind oder die in eine andere Energieform umgewandelt werden [40].

Als Datengrundlage für den Status quo im Jahr 2019 dient der Energiesektor der Eurostat-Energiebilanzen [147]. In der Modellierung wird dabei der Eigenverbrauch der Kraftwerke ausgeschlossen, der über die im Energiesystemmodell ISAaR hinterlegten Wirkungsgrade abgebildet wird, sowie die den Hochöfen vorgelagerte Brennstoffaufbereitung, die in Smlnd integriert ist. Da in der Datengrundlage in manchen Ländern Unstimmigkeiten bezüglich der Zuordnung des Aufbereitungsaufwands zum Eigenverbrauch bzw. zum Aufbereitungssektor auftreten, erfolgt ein Abgleich mit den Lastdaten der ENTSOE [148]. Erscheint der Aufbereitungsaufwand beim Vergleich mit den Lastdaten der ENTSOE als zu niedrig, wird ihm zur Korrektur die Hälfte des als

Eigenverbrauchsaufwand deklarierten Energiebedarfs zugeordnet.

Zur Transformation des Aufbereitungssektor-EEV wird der Aufbereitungsaufwand je Energieträger mit den im gesamten Endenergieverbrauch enthaltenen konventionellen Energieträgern auf NUTS-0-Ebene gemäß Tabelle 5-1 gekoppelt. Auf diese Weise reduziert sich die zur Brennstoffaufbereitung notwendige Energiemenge proportional mit dem Rückgang der fossilen Energieträger im System.

Ferner wird dieser jährliche Energiebedarf von der NUTS-0-Ebene auf die NUTS-3- bzw. Landkreisebene regionalisiert und mit stündlichen normalisierten Lastprofilen multipliziert. Die Regionalisierung erfolgt dabei anhand der Raffineriestandorte und der dort vorliegenden Rohöl-Verarbeitungskapazitäten.

Eine mögliche zukünftige Aufgabe der Raffinerien ist die Bereitstellung von synthetischen Kraftstoffen. Diese wird infolge der zuvor beschriebenen modellseitigen Ausgestaltung des Aufbereitungssektors nicht abgebildet. Die zukünftige Rolle der Raffinerien wird im folgenden Exkurs anhand der Bedarfe an synthetischen Brenn- bzw. Kraftstoffen, z.B. für die stoffliche Nutzung im Industriesektor, diskutiert.

Tabelle 5-1: Kopplung der Energieträger bei der Transformation des Aufbereitungsaufwands

Energieträger im Aufbereitungssektor	Energieträger im Energiesystem
<b>Müll</b>	Müll, Abfall nicht Erneuerbare, Abfall Erneuerbare
<b>Flüssige Kohlenwasserstoffe</b>	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Heizöl, Diesel, Benzin
<b>Kohle</b>	Kohle
<b>Gas</b>	Gas
<b>Erneuerbare Energieträger (Biomasse, Solarthermie, Umweltwärme)</b>	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Kohle, Gas
<b>Fernwärme</b>	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Kohle, Gas
<b>Elektrische Energie</b>	Flüssige Kohlenwasserstoffe, Kohle, Gas

## Exkurs: Zukünftige Rolle der Raffinerien

In Abschnitt 5.2 wurde in Bezug auf die Feedstock Bereitstellung bereits thematisiert, dass diese in Zukunft klimaneutral erfolgen muss. Die Herkunft dieser Energieträger und somit der Ort der Produktionsstätten wurde bewusst offengelassen, da noch keine konkreten Anhaltspunkte für die Entscheidung bzgl. Eigenproduktion vs. Import bekannt sind. Ein entscheidender Faktor in dieser Angelegenheit wird unter anderem die Erreichung wettbewerbsfähiger Preise sein, die auch am Weltmarkt bestehen können und somit Vorteile gegenüber einem Import liefern. Allerdings wird in der überwiegenden Anzahl der Studien davon ausgegangen, dass der mehrheitliche oder gar gesamte Bedarf dieser synthetischen, klimaneutralen Kraftstoffe importiert werden wird. Dies ist unter anderem damit zu begründen, dass die Bedingungen für die Produktion von synthetischen, klimaneutralen Energieträgern in einigen Ländern günstiger sind, als in Deutschland (bzw. Bayern) [149].

Die unterschiedlichen, in dieser Studie betrachteten Transformationspfade haben alle die Gemeinsamkeit, dass der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern einen zentralen Aspekt darstellt. Das bedeutet im Umkehrschluss einen deutlichen Rückgang mineralölbasierter Produkte, womit das Hauptgeschäft der in Bayern ansässigen Raffinerien in der Gegend um Ingolstadt und Altötting stark zurückgehen wird. Auf Grund von Effizienz- und Energieträgerkostenvorteilen wird dieser Rückgang nur teilweise durch synthetische Kraftstoffe kompensiert. Allerdings steigt der Feedstockbedarf der chemischen Industrie in allen drei Klimaneutralitätspfaden an (siehe Abbildung 5-5). Infolgedessen könnte in Zukunft die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (z.B. Kerosin für den Flugverkehr) und Feedstock (z.B. Methanol und Naphtha)

neue Geschäftsmodelle für die bayerischen Raffinerien darstellen. Infolgedessen wird in diesem Exkurs abgeschätzt, welche Mengen an Strom für die vollständige, heimische Bereitstellung dieser Bedarfe aus allen Sektoren anfallen würde. Somit wird in dieser Betrachtung kein Import angenommen.

Abbildung 5-7 zeigt den zusätzlich aufzubringenden Stromverbrauch für den Feedstock der bayerischen Industrie zur Produktion von beispielsweise Methanol und Naphtha, und für den Kerosinbedarf des Flugverkehrs im Mix-Pfad. Bis zum Jahr 2040 würde zusätzlich zu den benötigten 41 TWh Strom in der Industrie (vgl. auch 132 TWh Strombedarf alle Sektoren im Mix-Szenario in 2040) noch weitere 67 TWh für diese Produktion hinzukommen. Diese Strommenge bedeutet somit auch weitere Herausforderungen für die Infrastruktur. Unter der Annahme einer bayerischen Wasserstoffproduktion, die mit einer mittleren Volllaststundenzahl von 5.200 kWh/kW betrieben wird, resultiert dies in einem zusätzlichen Leistungsbedarf von ca. 13 GW an Elektrolyse. Bei einem rechtzeitigen Anschluss an ein internationales Wasserstoffnetz können auch Importe in Betracht gezogen werden, um den zusätzlichen Strombedarf etwas zu dämpfen.

Generell bietet sich hierdurch für Raffinerien die Möglichkeit ihren Platz in einem zukünftigen Kohlenstoffkreislauf zu festigen. Im Rahmen der Studie [2] wurde diese Thematik mit den Akteur:innen der bayerischen Industrie in einem Stakeholderprozess diskutiert, wobei ersichtlich wurde, dass unter der Voraussetzung einer passenden Infrastruktur, entsprechenden Energieträgerpreisen und allem voran der Ausbau der Stromnetze, die Bereitschaft besteht, diese Lücke in der Kreislaufwirtschaft zu schließen und die benötigten Verfahrensrouten zu errichten.

### Möglicher Stromverbrauch

in TWh | Bayern | Industrie inkl. synthetischem Kerosin | Mix-Pfad

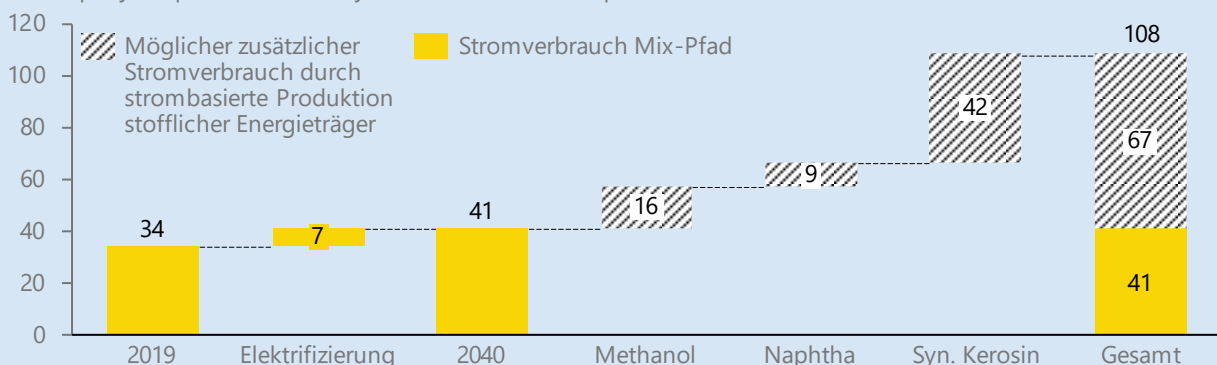


Abbildung 5-7: Möglicher Stromverbrauch in Bayern für die Produktion von grünem Feedstock und synthetischen Kraftstoffen





# **Sektorbetrachtung des Verkehrs**

# Kernaussagen zur bayerischen Verkehrswende

## **Konsequente und schnelle Elektrifizierung des PKW-Verkehrs nötig.**

- 1 Für rund die Hälfte der THG-Emissionen bzw. des Endenergieverbrauchs des bayerischen Verkehrssektors sind PKW verantwortlich. Da batterieelektrische PKW bereits Marktreife erreicht haben, kann durch einen zügigen Hochlauf der Fahrzeugzahlen eine direkte Reduktion der THG-Emissionen im Verkehrssektor erreicht werden. Bei verzögerter Transformation muss im Zieljahr ein größerer Altbestand mit teuren, klimaneutralen Kraftstoffen versorgt werden.

---

## **Der Hochlauf klimaneutraler Antriebe im Straßengüterverkehr ist unabdingbar.**

- 2 Das erwartete BIP-Wachstum erhöht perspektivisch die Verkehrsleistung des Straßengüterverkehrs. Bereits heute ist der LKW-Verkehr der Verkehrsträger mit der zweitgrößten Energienachfrage. Für eine erfolgreiche Verkehrswende ist somit ein zügiger Hochlauf klimaneutraler Antriebe im Straßengüterverkehr, unabhängig vom Ergebnis der Technologieentscheidung zwischen Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen bei großen LKW und Sattelschleppern, notwendig.

---

## **Durch den Ausbau des Streckennetzes und die Erhöhung der Transportkapazitäten im Schienenverkehr lassen sich die Klimaziele schneller erreichen.**

- 3 Die spezifischen Energieverbräuche pro Personen- und Tonnenkilometer sind im Schienenverkehr deutlich geringer als im Straßenverkehr. Deshalb ist die Verlagerung von Straßenverkehrsleistung auf die Schiene ein signifikanter Stellhebel zur effizienteren Erfüllung von Transportaufgaben. Gelingt die Verlagerung nicht, steigt das Risiko einer Zielverfehlung im Verkehrssektor deutlich an.

---

## **Ausbau des Fußgänger- und Fahrradverkehrs als No-Regret-Maßnahme.**

- 4 Neben den technologischen Maßnahmen stellen der Fußgänger- und Fahrradverkehr in vielen Fällen attraktive Alternativen für die Fortbewegung dar, insbesondere, wenn die entsprechenden Infrastrukturen zur Verfügung stehen.

# 6 Sektorbetrachtung des Verkehrs

## 6.1 Die Bayernpfade im Verkehr

Bereich	Annahme
<b>PKW</b>	<p>Der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge an den Neuzulassungen steigt stark an. Ein gleichzeitiger Ausbau der Ladeinfrastruktur ist dafür die Voraussetzung. Die auf Bundesebene geforderte Anzahl von 15 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen im Jahr 2030 wird erreicht. Dafür muss ihr Neuzulassungsanteil im Jahr 2030 auf fast 100 % ansteigen. Lediglich Fahrzeuge mit großen jährlichen Fahrleistungen werden pfadabhängig durch Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt. Deren Hochlauf beginnt erst nach 2025 und ihr maximaler Anteil an den Neuzulassungen beträgt 10 %.</p> <p>Durch die Steigerung der Attraktivität des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) werden Teile des Personenverkehrs auf die Schiene verlagert. Die jährlich verlagerte Fahrleistung entspricht dabei 0,6 % der Fahrleistung des PKW-Bestandes im Jahr 2019.</p>
<b>LKW</b>	<p>Die Transformation von leichten Nutzfahrzeugen und mittleren LKW erfolgt in Anlehnung an die Transformation der PKWs. In Zukunft wird ein Großteil dieser Fahrzeuge über batterieelektrische Antriebe verfügen. Ab 2025 werden pfadabhängig auch Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt. Der maximale Anteil bei mittleren LKW im Zieljahr findet sich im H<sub>2</sub>-Pfad und beträgt 24 %. Der Technologiewettbewerb bei großen LKW und Sattelschleppern ist noch nicht entschieden. Aufgrund ihres höheren Technologiereifegrads haben batterieelektrische Fahrzeuge bis zum Jahr 2035, ab dem aufgrund der Flottengrenzwerte ausschließlich klimaneutrale Antriebe neuzugelassen werden, in allen Pfaden höhere Neuzulassungsanteile inne. Im Zieljahr liegt der maximale Anteil der batterieelektrischen bzw. mit Wasserstoff betriebenen Neuzulassungen pfadabhängig bei jeweils 80 %.</p> <p>Über den gesamten Zeitraum werden Teile des Transportaufkommens auf die Schiene verlagert. Maximal werden dabei pro Jahr ca. 0,7 % der LKW-Verkehrsleistung in den Schienenverkehr verschoben.</p>
<b>Eisenbahnen</b>	<p>Die Attraktivität des ÖPNV nimmt zu. Dadurch steigt die Verkehrsleistung im Personenverkehr bis zum Jahr 2040 um circa 75 %. Zusätzlich wird Güterverkehr von der Straße verlagert, was zu einem Anstieg der Schienengüterverkehrsleistung bis ins Zieljahr von etwa 75 % führt. Dies wird durch eine Sanierung und einen Ausbau des Streckennetzes sowie eine dichtere Taktung mittels moderner Zugleittechnik erreicht. Die fossilen Brennstoffeinsätze in Dieselnügen werden bis 2040 pfadabhängig auf elektrische Energie und H<sub>2</sub> umgestellt.</p>
<b>Binnenschifffahrt</b>	<p>Das Transportaufkommen in der Binnenschifffahrt steigt bis 2040, analog zum erwarteten Wirtschaftswachstum, leicht an. Es findet kein Modal Shift hin zu anderen Verkehrsträgern statt. Abhängig vom Pfad kommen zur Dekarbonisierung synthetische Kraftstoffe, Wasserstoff und elektrische Energie als Kraftstoff zum Einsatz. Aufgrund der hohen mittleren Lebensdauern von Binnenschiffen können bis ins Jahr 2040 maximal 40 % der Schiffe auf Elektromotoren bzw. Brennstoffzellenantriebe umgestellt werden.</p>
<b>Luftverkehr</b>	<p>Nationale Kurzstreckenflüge (&lt;500 km) verlagern sich fast vollständig, mit einer Geschwindigkeit von ca. 4 % der Transportleistung pro Jahr, auf die Schiene. National finden deshalb im Zieljahr fast ausschließlich Langstreckenflüge statt. Der internationale Flugverkehr hingegen nimmt weiter zu. Dabei gleichen Effizienzgewinne den Anstieg des Verkehrsaufkommens in etwa aus.</p>

## 6.2 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen

Seit der Jahrtausendwende ist die Verkehrsleistung sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr auf Bundesebene im jährlichen Mittel gestiegen [59]. Mit 164 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. steht dieser Sektor im Jahr 2019 in Deutschland hinter dem Umwandlungssektor und der Industrie an dritter Stelle der größten Emittenten [150]. Im Gegensatz zur nationalen Rangfolge ist der Verkehr mit einem Anteil von 29 % an den bayerischen THG-Emissionen bzw. 28 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. für fast das Doppelte der Emissionen der bayerischen Industrie verantwortlich [21]. Abbildung 6-1 zeigt die Emissionen sowie die Endenergienachfrage aufgeschlüsselt nach Energie- und Verkehrsträgern für den bayerischen Verkehrssektor. Die Energienachfrage betrug im Jahr 2019 ca. 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs [21]. Über 90 % der Energie werden als flüssige Kohlenwasserstoffe nachgefragt. Biokraftstoffe erreichen einen Anteil von 5 %. PKW und LKW haben mit 58 % bzw. 34 % den größten Anteil am Endenergieverbrauch. Diese Aufteilung ergibt sich aus der Regionalisierung der nationalen Nachfrage im Jahr 2019 mit Hilfe der in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Logik. Eine Validierung der nationalen Werte des Endenergieverbrauchs nach Verkehrsträgern wurde mit Bezug auf [59], [63] und [66] durchgeführt.

Ausgehend von dem in Abbildung 6-1 beschriebenen Status quo im Jahr 2019 wird, basierend auf der in

Abschnitt 3.1.2 dargelegten Logik und Parametrierung, die Transformation des Verkehrssektors modelliert. Der für Bayern resultierende Verlauf der THG-Emissionen inklusive des internationalen Flugverkehrs ist je Szenario und Stützjahr in Abbildung 6-2 dargestellt. Die historischen Emissionen waren im Jahr 2019 mit 33 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. um 5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. höher als im Jahr 1990. 40 % dieses Anstiegs entfallen auf den nationalen Verkehr. Obwohl die angenommenen Transformationsmaßnahmen keinen Rückgang der verkehrsträgerübergreifenden Verkehrsleistung implizieren, erfolgt zukünftig in allen betrachteten Zielerreichungspfaden eine Verminderung der ausgestoßenen Emissionen. Da die Rahmenbedingungen der Pfade Mix, EL und H<sub>2</sub> sich in großen Teilen (vgl. Abschnitt 3.1.2) überschneiden, bewegen sich diese Pfade innerhalb eines schmalen Korridors hinsichtlich ihrer THG-Emissionen. Aufgrund der fortwährend ähnlichen Transformationsgeschwindigkeit hin zu klimaneutralen Energieträgern liegen auch die THG-Emissionen durch den nicht transformierten Fahrzeugbestand im Jahr 2040 in der gleichen Größenordnung. Im Gegensatz dazu erfolgt der Rückgang der THG-Emissionen im BAU-Pfad, in dem aktuelle Neuzulassungsanteile beibehalten werden und kein Modal Shift erfolgt, in abgeschwächter Form. Da in diesem Pfad keine zielgerichtete Transformation des Fahrzeugbestands hin zu klimaneutralen Antrieben stattfindet, gehen die THG-Emissionen bis ins Zieljahr 2040 nur leicht zurück.

### Emissionen und Endenergieverbrauch (EEV)

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. bzw. TWh | Bayern | 2019 | Verkehr

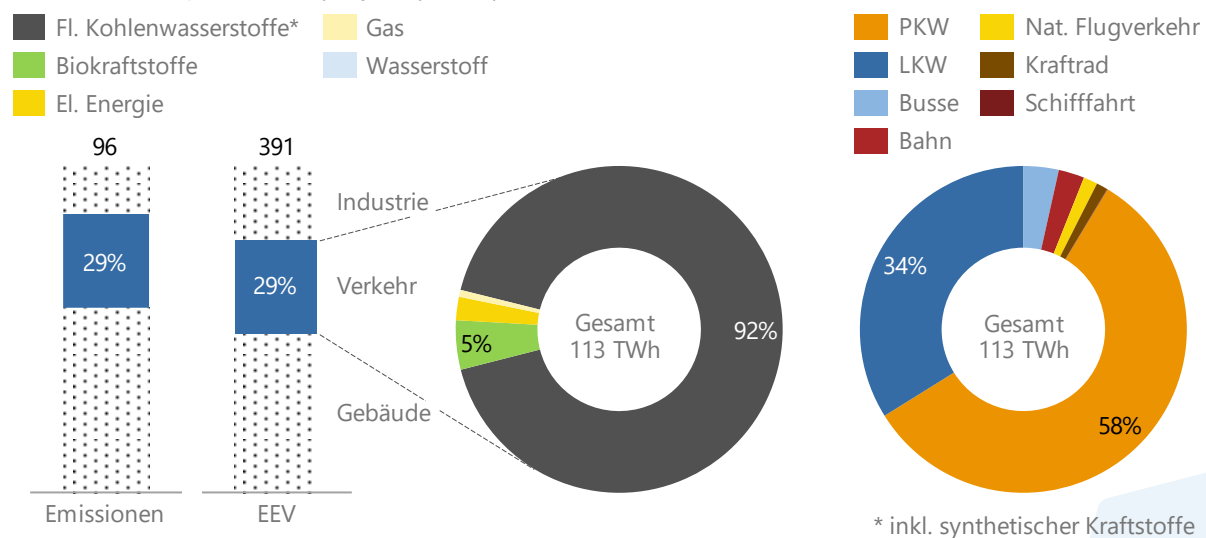


Abbildung 6-1: Emissionen und Endenergieverbrauch des bayerischen Verkehrssektors<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Eigene Darstellung mit Daten aus [21] und [69]. Verbrauch und Emissionen des internationalen Flugverkehrs sind nicht enthalten.

### THG-Emissionen im Sektor Verkehr

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Verkehr | Pfadvergleich

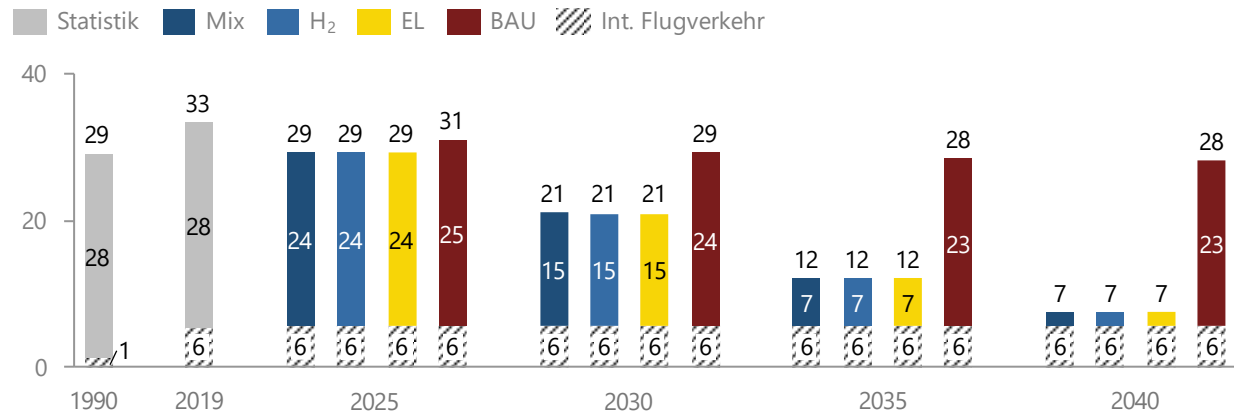


Abbildung 6-2: Scope 1-Emissionen des bayerischen Verkehrssektors nach Stützjahren und Pfaden

Die unvollständige Transformation des Bestands bis in das Jahr 2040 führt im Verkehrssektor zu verbleibenden Scope 1-Emissionen. Trotz der, mit Ausnahme des BAU-Pfads, ausschließlichen Neuzulassung von Fahrzeugen mit klimaneutralen Antriebsarten ab dem Jahr 2035 enthält der Bestand weiterhin Fahrzeuge mit Verbrennungsantrieb. Grund dafür sind u.a. mittlere PKW-Lebensdauern von über 10 Jahren. Um die verbleibenden Scope 1-Emissionen auszugleichen bzw. zu vermeiden, müssen synthetische Kraftstoffe für die verbleibenden Bestandsfahrzeuge eingesetzt werden oder diese durch zusätzliche Maßnahmen und vorzeitige Außerbetriebsetzungen durch klimaneutrale Fahrzeuge ersetzt werden. Fragen bezüglich der Verfügbarkeit und des Einsatzes von synthetischen Kraftstoffen können ausschließlich auf der Ebene des Gesamtsystems betrachtet werden. Demzufolge wird auf diese in Abschnitt 8.2 eingegangen.

Die Betrachtung der THG-Emissionen je Verkehrsträger, die in Abbildung 6-3 für den Mix-Pfad dargestellt sind, zeigt die herausragende Bedeutung der Straßenfahrzeuge auf. Ausgenommen den internationalen Flugverkehr, erreichen die THG-Emissionen von PKW und LKW im Jahr 2019 einen Anteil von 96 % an den Scope 1-Emissionen des Verkehrssektors. Gegen Ende des betrachteten Zeitraums erreicht dieser Anteil, vor allem durch den vergleichsweise langsameren Bestandstausch bei den PKW, noch höhere Werte. Dennoch erfolgt eine Minderung der THG-Emissionen von PKW und LKW von ca. 26 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Jahr 2019 auf ca. 1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Zieljahr bzw. um ca. 96 %.

Ausschlaggebend für den Verlauf der THG-Emissionen ist die Entwicklung des EEVs, die in Abbildung 6-4 je Pfad aufgelöst nach den verschiedenen Energieträgern dargestellt ist. Entscheidend ist der Rückgang der im Verkehrssektor nachgefragten flüssigen

Kohlenwasserstoffe. Diese dominieren den EEV im Startjahr mit 133 TWh. Ihr Anteil an der gesamten Endenergienachfrage inklusive des internationalen Flugverkehrs beträgt 94 %. Weitere Energieträger im Jahr 2019 sind Biokraftstoffe, die vor allem beigemischt werden, und zu kleinen Teilen elektrische Energie.

### THG-Emissionen nach Verkehrsträger

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Verkehr | Mix

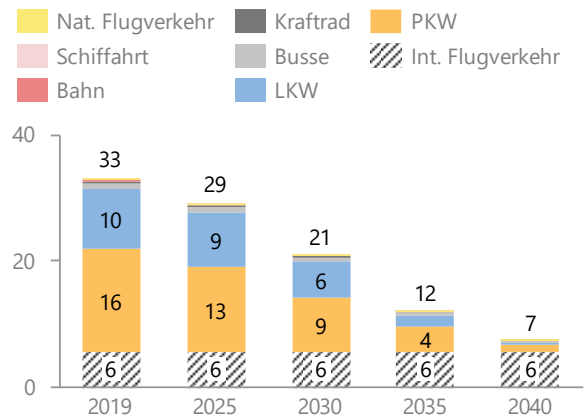


Abbildung 6-3: Scope 1-Emissionen nach Verkehrsträgern im Mix-Pfad

Über den gesamten Zeitraum vom Startjahr bis ins Zieljahr der Klimaneutralität halbiert sich der EEV in den Zielpfaden Mix, EL und H<sub>2</sub>. Abzüglich des internationalen Flugverkehrs liegt seine Reduktion zwischen 58 % und 61 %. Diese Unterscheidung ist von Bedeutung, da der internationale Flugverkehr eine Sonderrolle einnimmt. Grund dafür ist, dass seine THG-Emissionen nicht in der Emissionsbilanzierungslogik des nationalen Treibhausgasinventarberichts enthalten sind. Dadurch werden diese Emissionen nicht in den

## Endenergieverbrauch nach Energieträger

in TWh | Bayern | Verkehr | Pfadvergleich

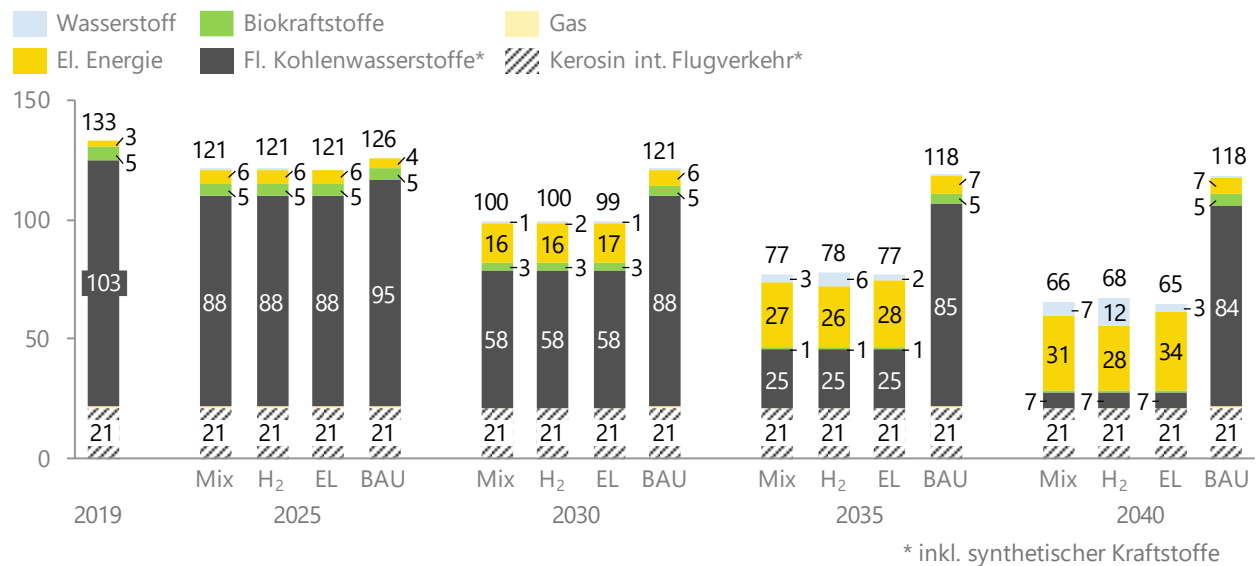


Abbildung 6-4: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern je Pfad

nationalen THG-Zielen berücksichtigt.<sup>19</sup> Im Gegensatz zum internationalen Flugverkehr, der ungefähr einen konstanten Bedarf an Kerosin bzw. synthetischen Kraftstoffen aufweist, nimmt die Nachfrage nach fossilen bzw. synthetischen Kraftstoffen im nationalen Verkehr stetig ab. Diese sinkt in den Zielpfaden von einem Ausgangswert von 103 TWh im Jahr 2019 auf 7 TWh im Zieljahr. Eine Ursache dafür ist die Substitution von mit fossilen Kraftstoffen betriebenen Fahrzeugen durch Fahrzeuge mit alternativen Antriebstechnologien. Alternativtechnologien sind Elektro- sowie Brennstoffzellenfahrzeuge. Eine weitere bedeutende Ursache für die Reduktion des EEVs ist die Verlagerung von Teilen des Straßenverkehrs, der einen hohen spezifischen Energieverbrauch pro Personen- und Tonnenkilometer aufweist, auf die Schiene. Sowohl der Technologiewechsel als auch die Verlagerung von Teilen des Straßenverkehrs auf die Schiene führen zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage, welche sich in den Zielpfaden, bezogen auf den Status quo 2019 bis 2030, in etwa verfünffacht und bis ins Zieljahr um den Faktor zehn ansteigt. Primärer Treiber für den hohen, in den Pfaden Mix, H<sub>2</sub> und EL in etwa identischen, Strombedarf im Jahr 2030 ist die Umsetzung der Forderung von 15 Millionen voll-elektrischen PKW auf Bundesebene [18]. Bis ins Jahr 2040 werden die Unterschiede in den Pfadausprägungen dann zunehmend deutlicher. Die höchste Stromnachfrage liegt in EL mit 34 TWh vor, die niedrigste mit 28 TWh in H<sub>2</sub>. Zwischen diesen beiden Pfaden

liegt der Mix-Pfad mit 31 TWh. Der Hochlauf der Wasserstoffnachfrage erfolgt aufgrund des vorab notwendigen Infrastrukturausbaus zeitlich verzögert. Im Jahr 2030 wird in allen Pfaden ca. 1 TWh Wasserstoff nachgefragt. Im Zieljahr liegt der Wasserstoffbedarf zwischen 3 TWh und 12 TWh. Dies entspricht – den internationalen Flugverkehr ausgenommen – einem Anteil von 7 % bis 26 % am gesamten EEV des Verkehrssektors. Die ausgewiesenen Biokraftstoffe gehen in allen Pfaden auf die Beimischung in fossilen Kraftstoffen zurück. Deren Beimischungsanteil entspricht dabei den Werten im Jahr 2019.

Im BAU-Pfad liegt die Reduktion des EEVs, den internationalen Flugverkehr ausgenommen, bei 13 %, wobei die Nachfrage nach fossilen bzw. synthetischen Kraftstoffen von 103 TWh im Startjahr auf 84 TWh im Zieljahr zurückgeht. Grund dafür sind die, allerdings deutlich langsamere, Transformation hin zu Elektrofahrzeugen und der Effizienzgewinn durch technologische Entwicklungen bei den konventionell betriebenen Fahrzeugen. Im Gegensatz zu den Zielpfaden erfolgt jedoch kein Modal Shift. Äquivalent zu den THG-Emissionen tritt auch beim EEV in den 2030er-Jahren eine Stagnation der Entwicklung auf. Dies hat zur Folge, dass auch die Stromnachfrage von 7 TWh in den Jahren 2035 und 2040 identisch ist.

Der zuvor beschriebene Hochlauf der Wasserstoffnachfrage ist, wie in Abschnitt 3.1.2 dargelegt,

<sup>19</sup> Der „internationale Flugverkehr“ umfasst die an Flugzeuge im internationalen Luftverkehr gelieferten Treibstoffmengen (und ihre

Emissionen). Entscheidend sind dabei der Start- und der Zielflughafen und nicht die Nationalität des Verkehrsunternehmens [40].



## Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger

in TWh | Bayern | Verkehr | Mix

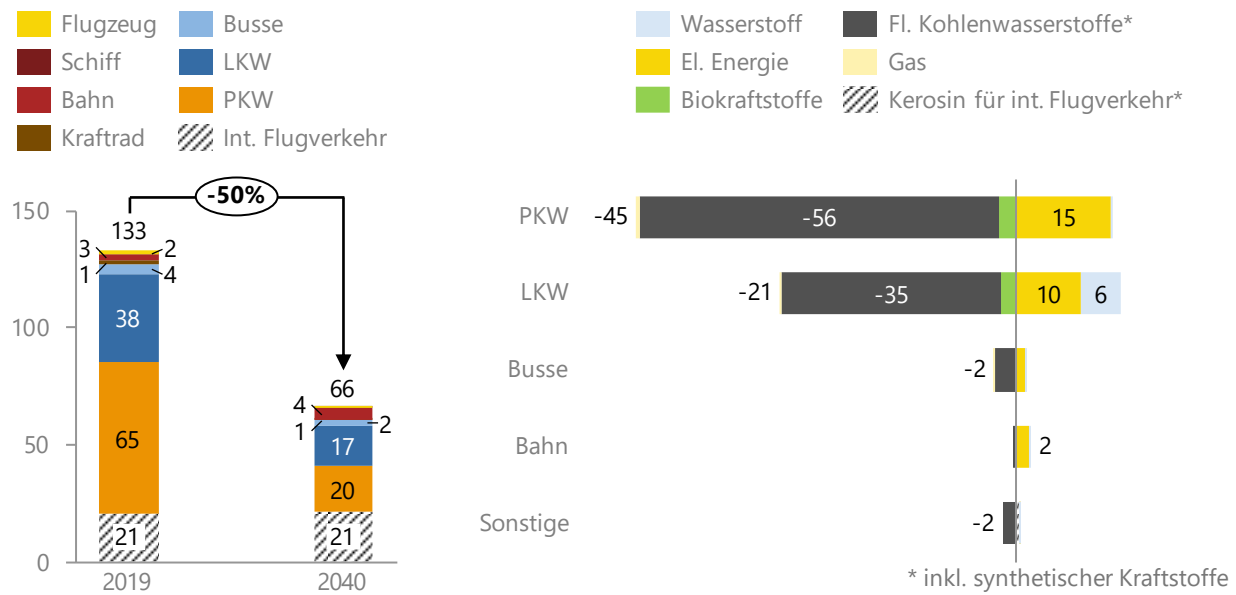


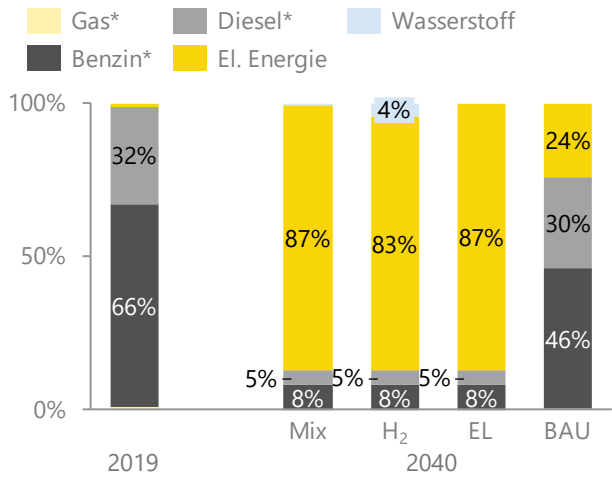
Abbildung 6-5: Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger im Mix-Pfad

abhängig vom Pfad überwiegend auf schwere Nutzfahrzeuge zurückzuführen. Dies wirft die Frage auf, wie sich die Reduktion des EEVs auf die verschiedenen Verkehrsträger verteilt. Im linken Teil zeigt Abbildung 6-5 den EEV nach Verkehrsträger im Start- und Zieljahr für den Mix-Pfad. Der rechte Teil schlüsselt die entsprechende Entwicklung des EEVs der einzelnen Verkehrsträger nach Energieträger auf. Die gesamte Reduktion um 67 TWh geht zu ca. zwei Dritteln bzw. 45 TWh auf die PKW zurück. Gründe dafür sind, neben dem Modal Shift auf den Schienenpersonenverkehr, die höhere Effizienz von Elektromotoren. Letztere sind Teil der batterieelektrischen Fahrzeuge, die Verbrennerfahrzeuge, die mit fossilen Kraftstoffen und beigemischten Biokraftstoffen betrieben werden, ersetzen. Den zweitgrößten Anteil am Rückgang des EEV machen LKW mit 21 TWh aus, wobei die gleichen Effekte wie im PKW-Bereich greifen. Aus dem Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge resultiert eine Wasserstoffnachfrage von 6 TWh. Der Modal Shift vom Personen- und Güterverkehr in den Eisenbahnverkehr bewirkt einen deutlichen Anstieg des Energieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2019. Im Vergleich zu den anderen Energieträgern fällt der Anstieg allerdings kaum ins Gewicht. Dieser liegt bei 1,6 TWh. Die Maßnahmen bei den weiteren Verkehrsträgern führen zu einer Reduktion des EEVs um weitere 3,5 TWh, wovon in etwa 55 % auf Busse zurückzuführen sind.

In Bezug auf die beiden dominierenden Verkehrsträger PKW und LKW stellt sich die Frage, wie sich deren Antriebsarten bezüglich der einzelnen Pfade

unterscheiden. Die Fahrzeugklassen mit den größten pfadabhängigen Unterschieden sind die der Sattelschlepper und LKW über 12t. Deshalb sind in Abbildung 6-6 der Bestand an PKW (Abbildung 6-6 (a)) sowie Sattelschleppern und LKW über 12t (Abbildung 6-6 (b)) im Start- und Zieljahr je Pfad dargestellt. Im Jahr 2019 sind in beiden Kategorien fast ausschließlich fossil betriebene Fahrzeuge im Bestand. Dieser resultiert dabei jeweils aus den in Abschnitt 3.1.2 eingeführten Modellannahmen. Im Jahr 2040 treten Unterschiede zwischen den Pfaden auf. In den Zielpfaden Mix, H<sub>2</sub> und EL sind jeweils 13 % fossil bzw. mit synthetischen Kraftstoffen betriebene PKW im Einsatz. Der Anteil an Brennstoffzellenfahrzeugen im PKW-Bereich variiert dabei zwischen 0 % in EL, 0,4 % in Mix und 4 % in H<sub>2</sub>. Der übrige Anteil entfällt jeweils auf batterieelektrische Fahrzeuge. Im Gegensatz dazu werden im BAU-Pfad im Zieljahr über drei Viertel der PKW mit fossilen bzw. synthetischen Kraftstoffen betrieben. Bei lediglich 24 % der PKW handelt es sich um batterieelektrische Fahrzeuge. Aufgrund der im Mittel geringeren Lebensdauern der LKW über 12t von etwas über 5 Jahren können diese bis ins Zieljahr fast komplett transformiert werden. Die Unterschiede zwischen den klimaneutralen Antriebsarten sind dabei in den Zielpfaden stärker ausgeprägt als bei den PKW. Der Anteil an Wasserstofffahrzeugen variiert zwischen 19 % in EL, 36 % in Mix und 59 % in H<sub>2</sub>. Die übrigen Anteile entfallen fast ausschließlich auf Elektrofahrzeuge. Da der Bestand der LKW über 12t in den frühen 2020er-Jahren kaum alternative Technologien enthält, erfolgt in BAU in dieser Fahrzeugklasse keine Transformation.

**(a) PKW-Bestand nach Kraftstoff**  
in % | Bayern | Verkehr | Pfadvergleich



**(b) LKW-Bestand (> 12t) nach Kraftstoff**  
in % | Bayern | Verkehr | Pfadvergleich

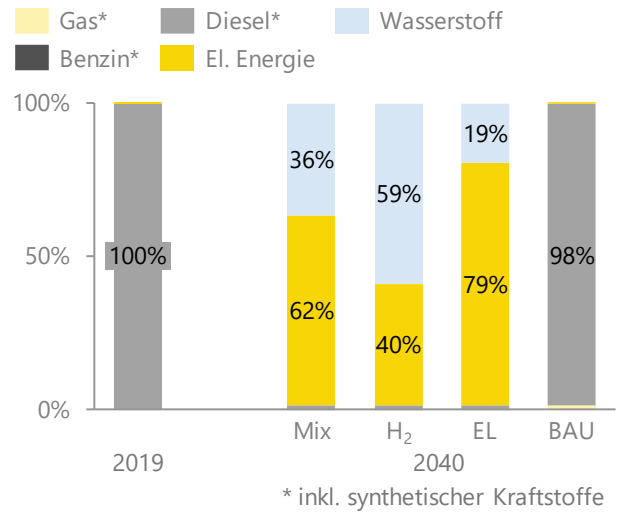


Abbildung 6-6: Bestand an PKW und LKW über 12t im Start- und Zieljahr im Pfadvergleich



# **Sektorbetrachtung der Gebäude**

# Kernaussagen zum Gebäudesektor

**Eine konsequente energetische Sanierung der Gebäudehüllen ist zur Erreichung der Klimaziele vonnöten.**

1

Durch diese kann die Raumwärme- und somit Endenergienachfrage im niedrigen zweistelligen Prozentbereich reduziert werden. Voraussetzung dafür ist eine entsprechende Verfügbarkeit von Handwerkern.

---

**Fossil betriebene Heizungen müssen am Ende ihrer Lebenszeit durch klimaneutrale Technologien ersetzt werden.**

2

Nur so ist es möglich, die THG-Emissionen des bayerischen Gebäudesektors rechtzeitig zu reduzieren. Mögliche Zieltechnologien sind neben der Wärmepumpe, der in allen Pfaden eine herausragende Bedeutung zukommt, u.a. der Anschluss an das Fernwärmenetz oder Wasserstoffheizkessel. Da es sich bei Wärmepumpen und dem Anschluss an das Fernwärmenetz um etablierte Technologien handelt, lässt sich mit ihnen eine schnelle Emissionsreduktion umsetzen.

---

**Der Ausbau der Fernwärmenetze ist eine wichtige Voraussetzung für die Dekarbonisierung der Raumwärmebereitstellung in Ballungsgebieten.**

3

Vor allem Mehrfamilienhäuser und denkmalgeschützte Gebäude werden in allen Pfaden an bestehende und neue Fernwärmenetze angeschlossen. Das hohe Geothermiefpotenzial in Bayern bietet für die klimaneutrale Bereitstellung der Fernwärme eine besondere Chance.

# 7 Sektorbetrachtung der Gebäude

## 7.1 Die Bayernpfade im Gebäudesektor

Bereich	Annahme
<b>Raumwärme</b>	Die Sanierungsrate und -tiefe von Gebäuden nimmt mit der Zeit zu. In der dezentralen Versorgung steigt die Sanierungsrate von 1,1 % auf maximal 2,2 % ab dem Jahr 2035. Die Sanierungstiefe steigt von kfW 70 auf kfW 40 an. Gleichzeitig werden Öl- und Gaskessel durch Wärmepumpen ersetzt. Ab dem Jahr 2030 werden pfadabhängig vermehrt vor allem industriennahe Gasverteilnetze auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt, da Industriezentren vorrangig an das Wasserstoffübertragungsnetz angeschlossen werden. Dazu müssen die Gaskessel in diesen Netzen durch Wasserstoffdirektheizungen ersetzt werden, da Bestandskessel nur begrenzt H <sub>2</sub> -ready sind. In Ballungsgebieten werden vor allem Mehrfamilienhäuser und denkmalgeschützte Gebäude an bestehende und neue Fernwärmenetze angeschlossen. Die mittlere Kesseltauschrate hin zu klimaneutralen Heiztechnologien über alle Technologien hinweg liegt in den Zielpfaden bei 4,7 %/a und im BAU-Pfad bei 2 %/a.
<b>Prozesswärme</b>	Die Prozesswärme im Sektor Gebäude, die noch nicht durch elektrische Energie bereitgestellt wird (z.B. Kochen in pHH), wird in allen Pfaden sukzessive elektrifiziert. Gleichzeitig werden Effizienzpotenziale ausgeschöpft. Diese Transformationsmaßnahme ist bis zum Zieljahr 2040 so gut wie abgeschlossen.
<b>Stromeffizienz in IuK und Beleuchtung</b>	Effizienzgewinne bei der Beleuchtung und der Informations- und Kommunikationstechnik werden größtenteils durch Reboundeffekte kompensiert. Die Einsparmöglichkeiten sind deshalb gering. Sie liegen im Sektor pHH bei 0,92 %/a sowie bei 0,65 %/a im Sektor GHD. Höhere Effizienzgewinne von 1 %/a können für Beleuchtungsanwendungen angenommen werden. Dieser Reduktion des Strombedarfs steht sein Zuwachs durch den Neubau von Rechenzentren gegenüber.
<b>Mechanische Energie</b>	Fossile Brennstoffe zur Erzeugung mechanischer Energie, vorwiegend für Bau- und Nutzfahrzeuge, Maschinen und Geräte im Sektor GHD, werden zunehmend durch klimafreundliche Alternativen ersetzt. Dabei spielen abhängig vom Pfad elektrische Energie, Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe eine Rolle. Wasserstoff kommt erst nach 2025 in bedeutenden Mengen zum Einsatz. Aufgrund der sehr heterogenen Zusammensetzung der Anwendung der mechanischen Energie (z.B. Baumaschinen, Traktoren in der Landwirtschaft, etc.) ist eine vollständige Umstellung bis 2040 nicht möglich und der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2040 in allen Pfaden notwendig.

## 7.2 Endenergieverbrauch und THG-Emissionen

Die beiden Sektoren private Haushalte und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen werden in dieser Studie als Gebäudesektor zusammengefasst. Auf diesen entfielen im Jahr 2019 15,2 % der gesamten THG-Emissionen von 800 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in Deutschland. Unter anderem durch die Tatsache bedingt, dass die Heizungsstruktur in Bayern stark von Öl- und Gasheizungen geprägt ist [151], lag der Gebäudesektor, mit einem Anteil von knapp einem Viertel der ausgestoßenen THG-Emissionen (96 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.), hinter dem Sektor Verkehr auf dem zweiten Rang der größten Emittenten [21]. Dies entsprach im Jahr 2019 im Sektor Gebäude in Bayern einem Ausstoß von 1,8 t CO<sub>2</sub>-Äq. pro Kopf. Auf Bundesebene war dieser Wert um 0,3 t CO<sub>2</sub>-Äq. pro Kopf geringer [34], [71].

Neben den Emissionen ist in Abbildung 7-1 der EEV der Gebäude nach Energieträger [21] und Anwendung [69] dargestellt. Knapp die Hälfte des bayerischen Endenergieverbrauchs ist im Jahr 2019 auf den Gebäudesektor zurückzuführen. Mit 75 % hat die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung einen signifikanten Anteil am Endenergiebedarf der Gebäude. Ferner decken die fossilen Energieträger Öl und Gas über die Hälfte des Bedarfs. Weitere bedeutende Energieträger im Gebäudesektor sind elektrische Energie und Erneuerbare Energieträger. Sie decken jeweils etwa 20 % des Energiebedarfs.

Der in Abbildung 7-1 dargestellte Status quo des EEVs des Gebäudesektors in Bayern bildet den Ausgangspunkt für die Modellierung der Pfade. In diesen wird die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen, die zur Verminderung der direkten THG-Emissionen führen, abgebildet. Der Verlauf der resultierenden THG-Emissionen bis ins Zieljahr 2040 ist je Pfad in Abbildung 7-2 dargestellt. Alle Ergebnisse in diesem Abschnitt außer Abbildung 7-1 basieren auf Verwendung des Jahres 2012 als Wetterjahr. Dadurch sind etwaige Abweichungen gegenüber Abbildung 7-1 sowie [21] zu erklären. Die historischen Werte der Scope 1-Emissionen des bayerischen Gebäudesektors liegen für die Jahre 1990 und 2019 in etwa auf dem gleichen Niveau. Die angenommenen Transformationspfade führen in den zukünftigen Jahren in allen Pfaden zu einer deutlichen Reduktion der THG-Emissionen. Bis ins Jahr 2030 liegt in den zielgerichteten Pfaden Mix, H<sub>2</sub> und EL eine Reduktion der THG-Emissionen von knapp 60 % vor. Grund dafür sind die bayerischen und nationalen Bestrebungen wie sie z.B. das Gebäudeenergiegesetz vorsieht (vgl. Abschnitt 3.1.3). Bis ins Zieljahr entwickeln sich die Pfade leicht unterschiedlich. Durch den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur im H<sub>2</sub>-Pfad, und abgeschwächt auch in Mix, schlagen sich die Unterschiede erst ab dem Jahr 2030 in der Entwicklung der THG-Emissionen nieder. Im BAU-Pfad, in dem aktuelle, deutlich weniger ambitionierte Transformationsanstrengungen fortgeschrieben werden, erfolgt eine abgeschwächte Verminderung der Emissionen des Gebäudesektors. Bis ins Zieljahr 2040

### Emissionen und Endenergieverbrauch (EEV)

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. bzw. TWh | Bayern | 2019 | Gebäude

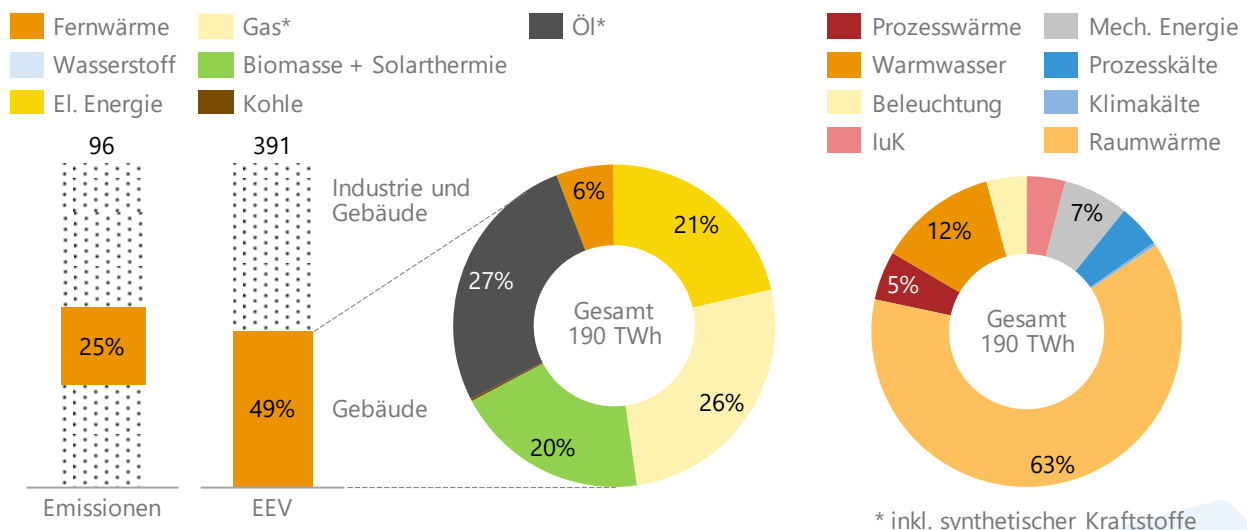


Abbildung 7-1: Emissionen und Endenergieverbrauch des bayerischen Gebäudesektors<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Eigene Darstellung mit Daten aus [21]. Der Anteil der Anwendungen, der für Bayern nicht explizit vorliegt, entspricht den deutschen Anteilen [69]. Hinter der Anwendung „Prozesswärme“ steckt primär der Endenergiebedarf zum Kochen und Backen. Die Anwendung

„mechanische Energie“ umfasst u.a. auch den Verbrauch von (Nutz-)Fahrzeugen, die dem Sektor GHD zugeordnet werden.



### THG-Emissionen im Sektor Gebäude

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Gebäude | Wetterjahr 2012 | Pfadvergleich

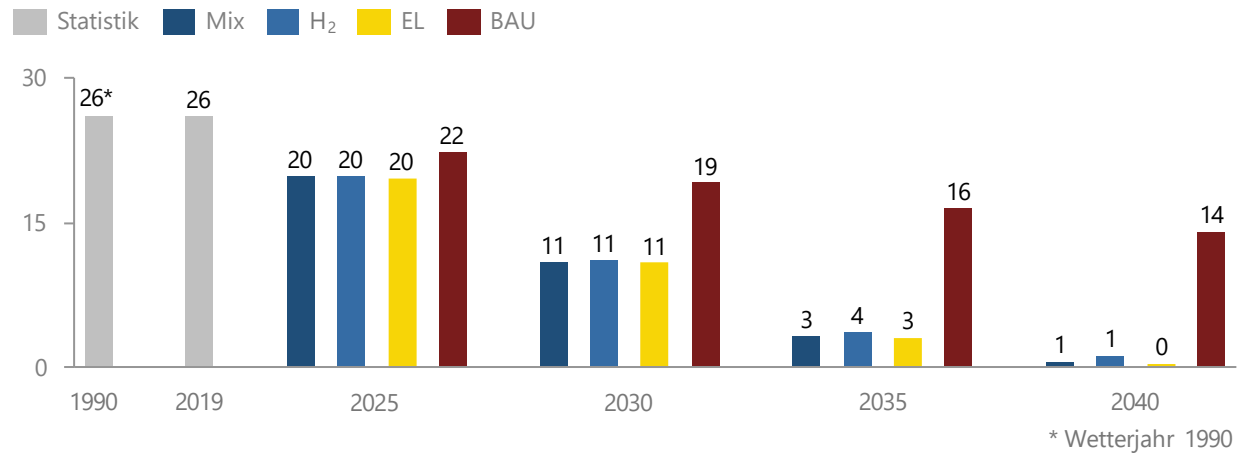


Abbildung 7-2: Scope 1-Emissionen des bayerischen Gebäudesektors nach Stützjahren und Pfaden<sup>21</sup>

werden diese im Vergleich zu 2019 in etwa halbiert. Äquivalent zu den anderen Sektoren enthalten die hier dargestellten Scope 1-Emissionen keine Information darüber, ab wann und in welchen Mengen synthetische Kraftstoffe zur Erreichung der Klimaziele verwendet werden. Der Einsatz synthetischer Kraftstoffe zur Erreichung der Klimaziele wird in Abschnitt 8.2 diskutiert.

### THG-Emissionen nach Anwendung

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Gebäude | Mix

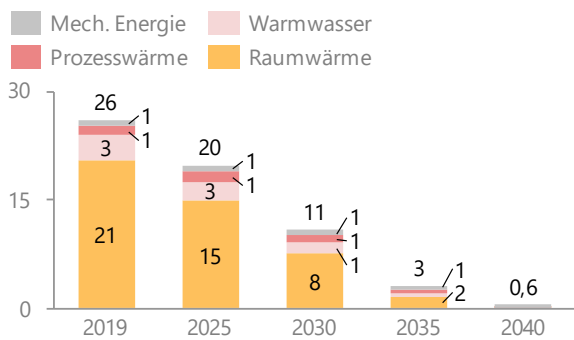


Abbildung 7-3: THG-Emissionen nach Anwendung im Gebäudesektor im Mix-Pfad<sup>22</sup>

Abbildung 7-3 zeigt die Bedeutung der Technologien zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Bezug auf die THG-Emissionen des Gebäudesektors im Mix-Pfad. Im Startjahr sind über drei Viertel dieser Emissionen auf die Raumwärmebereitstellung durch mit fossilen Brennstoffen betriebene Heizungen zurückzuführen, die auch für die Emissionen der Warmwasserbereitstellung in Höhe von 3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.

verantwortlich sind. Somit beruhen ca. 90 % der Emissionen im Gebäudesektor auf den beiden Anwendungen Raumwärme und Warmwasser. Dieser Anteil geht bis ins Jahr 2035 auf etwa 65 % zurück. Weitere THG-Emissionen resultieren aus der Bereitstellung von mechanischer Energie und Prozesswärme. Dabei gewinnen v.a. die Emissionen der mechanischen Energie im Sektor GHD über den modellierten Zeitraum hinweg an Bedeutung, da die Restemissionen im Zieljahr von 0,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. fast ausschließlich aus dieser Anwendung stammen. Grund dafür sind schwer zu transformierende Spezialmaschinen im Sektor GHD, für welche individuelle Lösungen gefunden werden müssen.

Aus Abbildung 7-3 geht hervor, dass die Substitution fossil betriebener Heizanlagen durch klimaneutrale Heiztechnologien bzw. Brennstoffe die entscheidende Maßnahme zur Erreichung der Klimaneutralität im Gebäudesektor ist. Auch die Darstellung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger und Pfad in Abbildung 7-4 zeigt die Auswirkungen dieses Wechsels. Da für die Modellierung das Wetterjahr 2012 verwendet wird, sind die Werte des EEVs im Jahr 2019 in Abbildung 7-4 und Abbildung 7-1 (Wetterjahr 2019) nicht identisch. Über die Jahre hinweg nimmt in allen Pfaden der Anteil von Öl und Gas ab, wohingegen die Mengen an elektrischer Energie, Wasserstoff und Umweltwärme steigen. In allen Pfaden ist darüber hinaus der Rückgang des gesamten Endenergieverbrauchs zu erkennen, der u.a. auf Effizienzmaßnahmen wie der Gebäudehüllensanierung zurückzuführen ist. Die Reduktion des Endenergieverbrauchs liegt dabei im Mix-

<sup>21</sup> Die Scope 1-Emissionen beinhalten nur die direkt in den Gebäuden ausgestoßenen Emissionen, d.h., die Emissionen der

Fernwärmebereitstellung und Stromerzeugung werden hier nicht bilanziert. Diese sind dem Bereitstellungssektor zuzuordnen.

<sup>22</sup> Die Werte in dieser Grafik basieren auf dem Wetterjahr 2012.

### Endenergieverbrauch nach Energieträger

in TWh | Bayern | Gebäude | Wetterjahr 2012 | Pfadvergleich

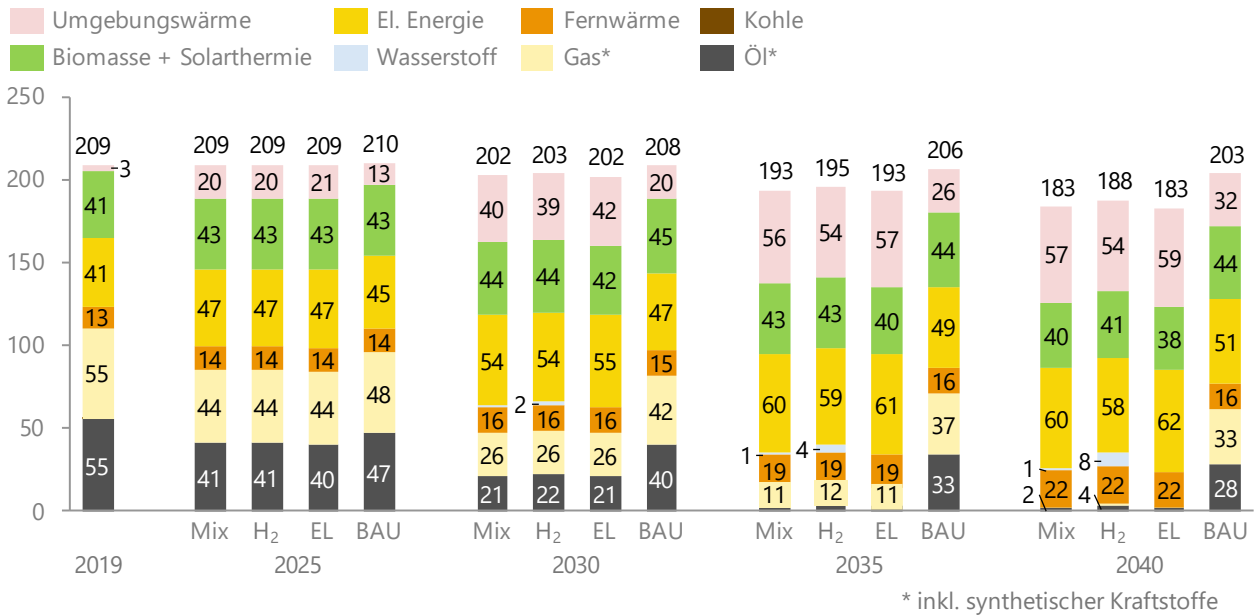


Abbildung 7-4: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Gebäudesektor

Pfad bei 12 % bzw. ohne Beachtung der Umweltwärme bei 39 %. Im Rahmen der Zielpfade ist diese Reduktion vor allem in H<sub>2</sub> geringer. Hauptursachen sind die niedrigere angenommene Sanierungsrate sowie die geringere Effizienz der Wasserstoffdirektheizungen (vgl. Abschnitt 3.1.3), die in diesem Pfad ab den 2030er-Jahren vermehrt eingesetzt werden. Im BAU-Pfad nimmt der Endenergieverbrauch um 3 % bzw. ohne Beachtung der Umweltwärme um 17 % ab, was am ausbleibenden Anstieg der Sanierungsaktivität und dem verlangsamten Tausch hin zu klimaneutralen Heizkesseln liegt.

Der größte Unterschied zwischen den Pfaden liegt bei der Wahl der klimaneutralen Heiztechnologien. Für das Start- und Zieljahr ist je Pfad die Raumwärme- und Warmwassernachfrage nach Heiztechnologie in Abbildung 7-5 dargestellt. In allen Pfaden dominiert dabei der Hochlauf der Wärmepumpen, die mit Strom und Umweltwärme betrieben werden. Im Zieljahr liegt der Strombedarf der Wärmepumpen in Mix, H<sub>2</sub> und EL zwischen 22 TWh und 24 TWh. Der Strombedarf in BAU ist in etwa halb so hoch, was sich jedoch in einem erhöhten Verbrauch anderer Energieträger auswirkt. Pfadübergreifend gültig ist darüber hinaus auch der Ausbau der Fernwärmeversorgung, der in den Zielpfaden identisch (vgl. Abschnitt 3.1.3) angenommen wird. Aufgrund divergierender Pfadausprägungen variiert die Endenergienachfrage der Biomassekessel. In EL wird in den frühen Jahren der

Transformation eine höhere Verfügbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von Wärmepumpen angenommen.

### Raumwärme und Warmwasser nach Heiztechnologie

in TWh | Bayern | Gebäude | Pfadvergleich



Abbildung 7-5: Endenergienachfrage der Anwendungen Raumwärme und Warmwasser nach Heiztechnologie und Pfad<sup>23</sup>

Folglich kommt den Biomassekesseln in diesem Pfad eine geringere Bedeutung zukommt. Ihre höhere Energienachfrage im BAU-Pfad ist auf die geringeren Effizienzgewinne durch Sanierung zurückzuführen.

<sup>23</sup> Die Werte in dieser Grafik basieren auf dem Wetterjahr 2012.

## Endenergieverbrauch nach Anwendung in TWh | Bayern | Gebäude | Wetterjahr 2012 | Mix

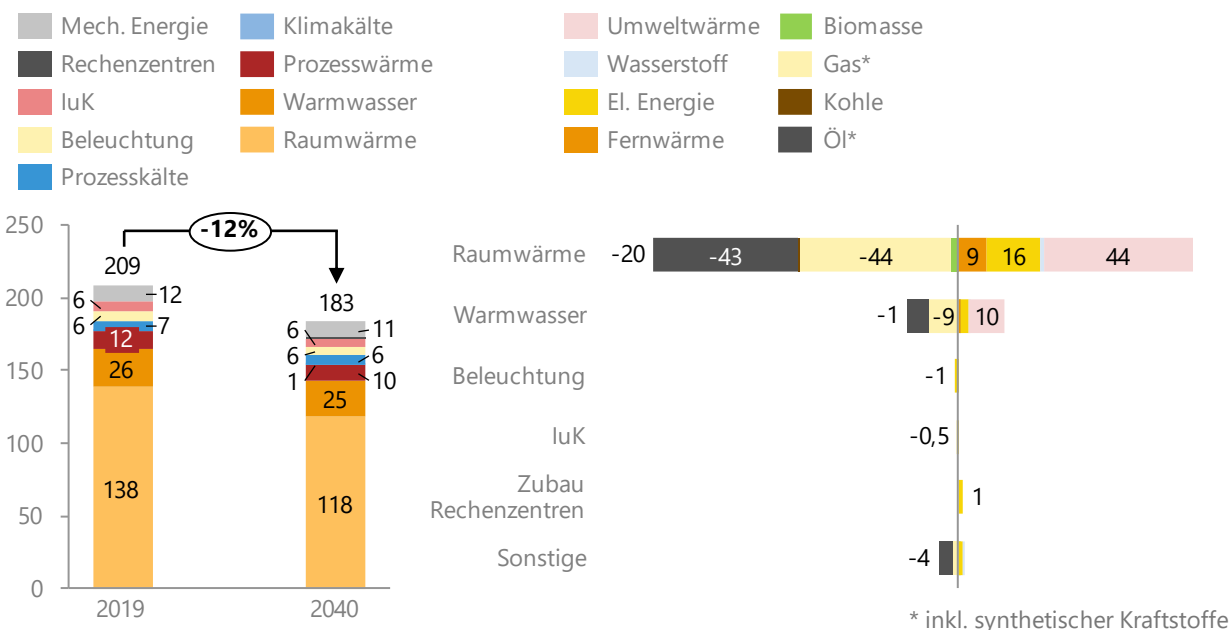


Abbildung 7-6: Endenergieverbrauch nach Anwendung im Mix-Pfad

Entscheidend bezüglich der Biomassekessel ist, dass der Höchstwert der Biomasse- und Solarthermienachfrage, wie in Abbildung 7-4 dargestellt, bereits im Jahr 2030 erreicht wird. Dies basiert auf der Tatsache, dass v.a. ein kleiner Teil der Ölkessel durch beispielsweise Holzpellet- oder Hackschnitzelheizungen ersetzt wird, aber durch die Sanierung, die ein weiterer Haupttreiber der Reduktion der Raumwärmenachfrage ist, die Nachfrage nach Biomasse und Solarthermie in der zweiten Dekade des modellierten Zeitraums wieder zurückgeht. Wasserstoffdirektheizungen kommen ausschließlich im Mix- und H<sub>2</sub>-Pfad zum Einsatz. Die Nachfrage nach Wasserstoff zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung liegt in Mix im Zieljahr bei 1 TWh, dagegen im H<sub>2</sub>-Pfad bei 7 TWh.<sup>24</sup>

Wie in den vorherigen Abschnitten bereits deutlich wurde, spielt die Raumwärme eine bedeutende Rolle beim EEV des Gebäudesektors. Wie sich diese im Mix-Pfad über den modellierten Zeitraum entwickelt und welche Anteile andere Anwendungen an der Reduktion des EEV haben, ist in Abbildung 7-6 dargestellt.

Der gesamte Rückgang des EEVs beträgt 12 % bzw. 26 TWh. Davon gehen 20 TWh auf die Raumwärme zurück, die durch Sanierungsmaßnahmen und effizientere klimaneutrale Heizungen sinkt. Die Steigerung der Effizienz bei der Trinkwarmwasserbereitstellung, bei Stromanwendungen sowie bei der Beleuchtung führen zusammen zu einer Reduktion von 2,7 TWh. Im Gegensatz dazu steigt die Stromnachfrage durch den Zubau von Rechenzentren um circa 1 TWh.

Weitere Rückgänge von 4 TWh werden bei der Bereitstellung von mechanischer Energie, Prozess- und Klimakälte sowie Prozesswärme erzielt. Die Anwendung Prozesswärme umfasst dabei vorrangig den EEV der zum Kochen und Backen benötigt wird. In der mechanischen Energie sind u.a. die Fahrzeuge des Sektors GHD enthalten. Die Substitution fossiler Energieträger durch klimaneutrale Alternativen findet dabei vorrangig durch den Tausch der Heizungstechnologien, welche Raumwärme und Warmwasser bereitstellen, statt.

<sup>24</sup> Unter der Annahme, dass eine Wärmepumpe eine thermische Leistung von 20 kW und 1550 Volllaststunden aufweist, ergeben sich aus den Strombedarfen der Wärmepumpen in den Zielszenarien circa 2,5 Millionen verbaute Wärmepumpen in Bayern im Jahr 2040.

Je nach Gebäudetyp, -größe und -sanierungszustand bestehen jedoch äußerst verschiedenen Anforderungen an die thermische Leistung einer Wärmepumpe.



# Energiebereitstellung

# Kernaussagen für den Bereitstellungssektor

- Ausbau Erneuerbarer Energien forcieren.** Der Zubau an Erneuerbaren Energien muss technologieunabhängig weiter deutlich verstärkt werden. Zuviel Zubau von PV- und Windenergieanlagen gibt es dabei nicht. In Zahlen bedeutet dies im Mix-Pfad bis 2040 je Woche einen Zubau von:

  - PV-Freiflächenanlagen auf einer Fläche von 86 Fußballfeldern
  - 3.250 PV-Aufdachanlagen mit 10 kW Leistung
  - 3 Windenergieanlagen mit je 5,5 MW Leistung
- Hochlauf von H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerken beginnen.** Bereits 2025 wird im kostenoptimalen System eine Verdopplung der Gaskraftwerk-Kapazitäten im Strommarkt von heute 2,7 GW auf 5,8 GW in Bayern sichtbar. Diese werden zukünftig zunehmend mit Wasserstoff betrieben.
- Ausbau von Stromspeicher-Flexibilitäten vorbereiten.** Mit zunehmendem Hochlauf der Erneuerbaren Energien werden Stromspeicher wichtiger. Ab 2030 stellt sich ein massiver Zubau an Stromspeichern im kostenoptimalen Energiesystem ein. Bidirektionale Elektrofahrzeuge werden dabei als kostengünstigste Option bevorzugt und bieten im Jahr 2030 9 GW potenzielle Flexibilität an.
- Die Transformation des bayerischen Energiesystems verringert Importabhängigkeit.** 77 % des Primärenergiebedarfes aus Importen (vor allem Mineralöl, Erdgas und Uran) stammt, geht dieser Wert durch den zunehmenden Anteil an Erneuerbaren Energien und Biomassenutzung über die Jahre hinweg stark zurück, bis in 2040 nur noch ca. 22 % der genutzten Primärenergie aus Importen stammen.
- Der Import und Export von Strom und Wasserstoff ist die wichtigste Flexibilitätsoption.** Der Ausbau des Stromnetzes sowie der Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur sollten folglich priorisiert werden. Insbesondere in den ausgeglichenen, auf bayerische Erzeugung forcierten Pfaden findet aufgrund der Volatilität der Energiebereitstellung ein hoher Austausch mit Nachbarregionen statt.

# 8 Sektorbetrachtung Energiebereitstellung

## 8.1 Bereitstellungssektor

Bereich	Annahme
<b>Grundlegende Modellierung</b>	Es wird eine Optimierung der Energiebereitstellung durch eine Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten durchgeführt. Dazu wird die bayerische Energiebereitstellung der zukünftigen Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2040 in stündlicher Auflösung modelliert.
<b>Erneuerbare Energien</b>	Die Ziele nach EEG 2023 für den deutschen PV- und den Windenergieausbau werden für alle Zielpfade für das Jahr 2030 vorgegeben und darauf aufbauend eine Regionalisierung durchgeführt. In den darauf folgenden Jahren werden die EEG-Zahlen als Untergrenze definiert, sodass darüber hinaus modellendogener Zubau möglich ist. Der BAU-Pfad führt den Zubau der Jahre 2019 bis 2022 fort. Bioenergie und Wasserkraft sind grundlegend am EEG 2023 orientiert.
<b>Thermische Kraftwerke</b>	Ein modellendogener, kostengetriebener Zubau von H <sub>2</sub> -ready-Gaskraftwerken (auch als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Anlage) ist in allen Pfaden möglich. Modellendogene Zubauten von Kern- und Kohlekraftwerken sind nicht zugelassen.
<b>Elektrolyse</b>	Der Elektrolyse-Zubau wird in den Zielpfaden nach den Zielen der deutschen Bundesregierung für Deutschland auf 10 GW im Jahr 2030 festgelegt. Die Aufteilung auf Bayern und die Region „Deutschland ohne Bayern“ erfolgt anhand des Wasserstoffbedarfs im Mix-Pfad, so dass in Bayern im Jahr 2030 500 MW Elektrolyse vorgegeben werden. In den darauf folgenden Jahren kann ein modellendogener Elektrolyseausbau stattfinden.
<b>Strom und Wasserstoff Importe/Exporte</b>	Der maximale, stündliche Stromaustausch mit Bayerns Nachbarregionen „Deutschland ohne Bayern“, Österreich und Tschechien wird in allen Pfaden über mittlere Handelskapazitäten nach TYNDP eingeschränkt. Die Nettostromimporte über das Jahr werden im Mix-Pfad auf 20 % des statischen Endenergieverbrauchs eingeschränkt, sodass innerbayerische Stromerzeugung stärker angereizt wird und sich nicht zu stark auf Importe verlässt. In den Pfaden H <sub>2</sub> balance und ELbalance werden die Nettostromimporte über das Jahr sogar auf 0 beschränkt, wodurch nicht mehr Strom importiert als exportiert wird. Dies reizt die lokale Strombereitstellung noch stärker an, sodass Bayern auch bilanziell ohne Importe klimaneutral wird. Die Importpfade H <sub>2</sub> import und ELimport weisen dagegen keine Einschränkung der Nettostromimporte auf. Für den Wasserstoffaustausch mit den Nachbarregionen werden die Importe im Mix-Pfad auf 50 % des Endenergiebedarfs eingeschränkt. Gleichermaßen dürfen in den Pfaden H <sub>2</sub> balance und ELbalance die gesamten Wasserstoffimporte über das Jahr nicht größer als die Exporte sein, so dass die innerbayerische Elektrolyse angereizt wird. Die Importpfade H <sub>2</sub> import und ELimport weisen dagegen wieder keine Beschränkung der Jahresimporte auf. Für den BAU-Pfad werden zur besseren Vergleichbarkeit die gleichen Annahmen wie für den Mix-Pfad getroffen.
<b>Fernwärme</b>	Der sich aus den Endenergiesektoren ergebende Fernwärmebedarf kann über verschiedene Fernwärmebereitstellungsoptionen gedeckt werden. In den Zielpfaden ist ein modellendogener Zubau von KWK-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen zulässig. Der Zubau von Geothermie für die Fernwärmebereitstellung wird exogen vorgegeben. Im BAU-Pfad wird der Zubau von Power-to-Heat-Anlagen eingeschränkt.



Im Folgenden wird auf die Modellergebnisse des Bereitstellungsektors eingegangen. Dabei werden die Energiebilanzen für Strom, Wasserstoff und Fernwärme genauer betrachtet. Zusätzlich werden die Strombereitstellung durch Erneuerbare Energien sowie der Einsatz thermischer Kraftwerke und Flexibilitäten genauer betrachtet.

## 8.2 Energiebilanz

Die Bilanz der Energie stellt auf der einen Seite immer einen Bedarf und auf der anderen Seite eine Bereitstellung der Energie dar. Jeder Bedarf an Energie muss durch innerbayerische Bereitstellung oder den Import von Energie gedeckt werden, damit die Bilanz ausgeglichen ist. Die Anstrengungen auf der Bereitstellungsseite sind daher direkt an die Nachfrage aus den Endenergiesektoren gekoppelt.

In den zuvor diskutierten Kapiteln 5-7 wurden bereits die bayerischen Endenergiebedarfe der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude analysiert. Primärenergiebedarf stellt anders als der Endenergiebedarf den Bedarf an noch nicht weiterbearbeiteten Energieträgern dar und schließt dabei zum Beispiel die Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasser,

Wind und Solarstrahlung mit ein. Abbildung 8-1 zeigt den Primärenergiebedarf Bayerns aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Primärenergieträgern. Im Jahr 2019, basierend auf [39], wurden insgesamt 58 % des Bedarfs durch Erdgas, Mineralöl (ohne den Bedarf des internationalen Flugverkehrs) sowie Stein- und Braunkohle gedeckt. Bereits im Jahr 2030 machen diese fossilen Energieträger nur noch einen Anteil von 29 % in der Bereitstellung aus, bis sie 2040 komplett aus dem System verschwinden. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie findet auch diese schon in 2025 keine Verwendung mehr. Stattdessen ist ein starker Anstieg der Primärenergienutzung von Erneuerbaren Energien zu beobachten. Von 2019 bis 2040 hat sich die Nutzung der Erneuerbaren Energien (inklusive Biomasse und Umweltwärme) insgesamt mehr als verdreifacht auf insgesamt 996 PJ. Umweltwärme und Biomasse machen davon jeweils einen Anteil von knapp 23 % aus. Der Bedarf an übrigen Erneuerbaren Energien beläuft sich auf 521 PJ. Zusätzlich finden ab 2030 Importe von synthetischen Kraftstoffen Einsatz. Dazu zählen synthetisches Methan und synthetische Kohlenwasserstoffe, welche zur Deckung der Nachfrage der Endenergiesektoren und in thermischen Kraftwerken Verwendung finden. Dabei wird vom Energiesystemmodell unter der Randbedingung der THG-Ziele entschieden, in welchem Verhältnis fossile und

### Primärenergiebedarf

in PJ bzw. TWh | Bayern | Mix

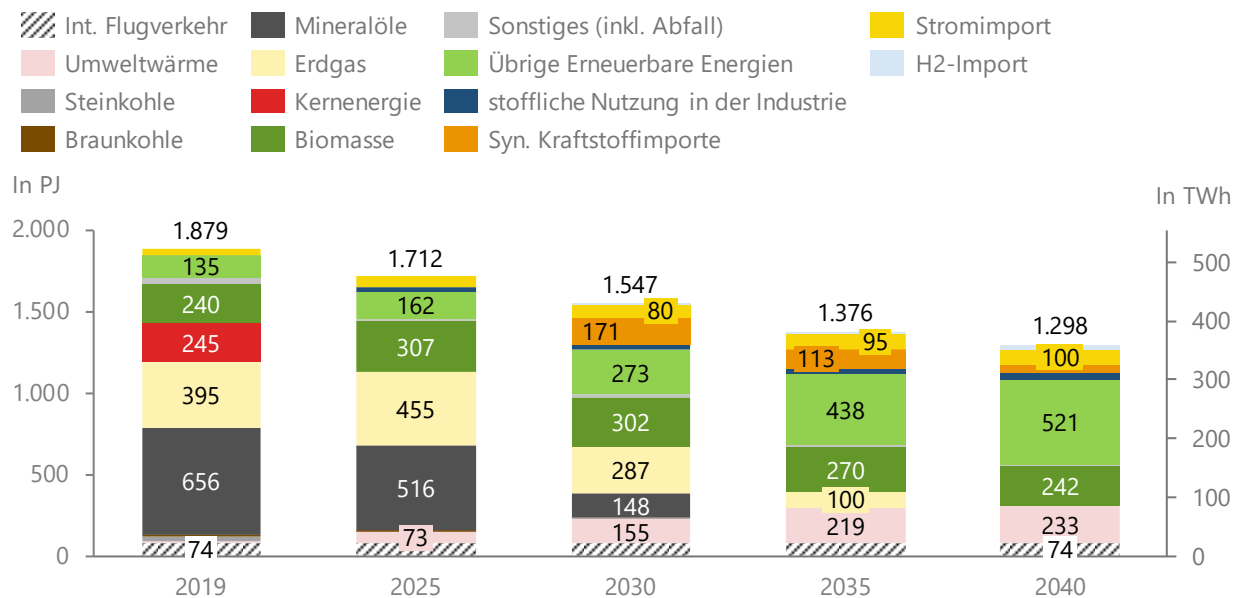


Abbildung 8-1: Primärenergiebedarf von Bayern in PJ. Die Grafik zeigt den Bedarf an fossilen Energieträgern wie Stein- und Braunkohle sowie den zunehmenden Einsatz Erneuerbarer Energien sowie Strom- und Wasserstoffimporte. Synthetische Kraftstoffimporte fasst die Energieträger synthetisches Methan und synthetische Kohlenwasserstoffe zusammen. Weitere verwendete Primärenergieträger, u.a. Abfall, Brenntorf und Kokereigas, sind unter Sonstiges zusammengefasst. Nicht enthalten sind die in Abschnitt 5.3 diskutierten möglichen Stromverbräuche von Raffinerien in der Zukunft. Der Primärenergiebedarf des internationalen Flugverkehrs sowie Umgebungswärme ist in allen Jahren separat ausgewiesen.

synthetische Energieträger zur Deckung der Nachfrage nach Öl und Gas aus den Endenergiesektoren herangezogen wird. Beim Einsatz von Biomasse ist nach einem kurzfristigen Anstieg bis 2025 aufgrund der bayerischen Waldumbaupläne [152] insgesamt ein leichter Rückgang über die restlichen Stützjahre hinweg zu beobachten. Der Rückgang entsteht unter anderem durch die sinkende Nachfrage aus den Endenergiesektoren und dem Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse-Blockheizkraftwerken, der mit dem starken Anstieg der Erneuerbaren Energien einhergeht. Eine Zunahme hingegen kann man bei den Strom- und Wasserstoffimporten aus dem Ausland beobachten, die bis 2040 stetig anwachsen. Insgesamt machen diese im Zieljahr 2040 etwa 10 % des gesamten Primärenergieverbrauchs aus. Bei Betrachtung der Summe aller Energieträger fällt auf, dass der Primärenergiebedarf über die Jahre hinweg stark zurückgeht. Im Jahr 2040 ist nur noch etwa 69 % des Primärenergiebedarfs von 2019 notwendig. Der Haupttreiber des Rückgangs ist dabei vor allem die zunehmende Elektrifizierung, wodurch Anwendungen mit fossilen Energieträgern und geringen Wirkungsgraden verdrängt werden. Weiterhin finden auch in allen Sektoren Effizienzmaßnahmen statt.

Die Verlagerung auf den Energieträger Strom lässt sich gut bei der Betrachtung der Strombilanz sehen.

### Bayerische Strombilanz

in TWh | Bayern | Mix

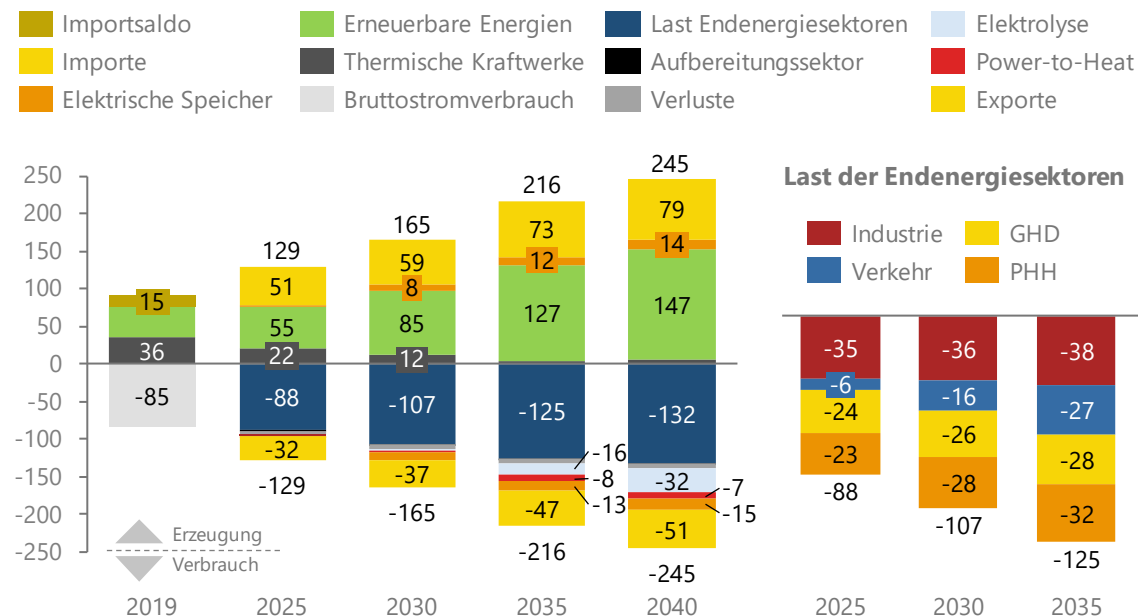


Abbildung 8-2: Strombilanz des Mix-Pfads in Bayern in den verschiedenen modellierten Stützjahren zusammen mit der realen Bilanz im Jahr 2019. Negative Werte stellen den Verbrauch dar, wozu auch die Nachfrage aus den Endenergiesektoren sowie Exporten gehören, während positive Werte für die erzeugte Energie stehen, darunter auch Importe. Die Gesamtsumme der Strombilanz ergibt für jedes Stützjahr 0, da die Stromnachfrage zu jeder Stunde vom Modell gedeckt werden muss. Rechts ist die Nachfrage der Endenergiesektoren, die links in dunkelblau dargestellt ist, nach den einzelnen Sektoren aufgeschlüsselt zu sehen.

Um die steigende Nachfrage decken zu können, muss dementsprechend auch die Stromerzeugung stark zunehmen. Der notwendige Zubau an Erneuerbaren Energien wird dabei noch verstärkt durch den Rückgang der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken. Während diese im Jahr 2019 in Bayern noch 36 TWh Strom bereitgestellt haben, sind es 2030 nur noch 12 TWh. Dies liegt vor allem an der Stilllegung der Kernkraftwerke Isar 2 und Grundremmingen C im Rahmen des bayerischen Ausstiegs aus der Atomkraft [3], wodurch etwa 20 TWh Stromerzeugung ausbleiben. Darüber hinaus findet auch der Kohleausstieg in Bayern bereits 2025 statt, 5 Jahre vor dem geplanten Ausstieg der Bundesregierung. Das letzte Steinkohlekraftwerk wird laut der BNetzA-Rückbauliste [132] Anfang 2025 abgeschaltet werden, wodurch ab 2025 auch die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken in Bayern wegfällt. Diese lag im Jahr 2019 noch bei 2,5 TWh. Insgesamt sinkt bis zum Jahr 2040 die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken auf 4,7 TWh, verursacht durch die THG-Minderungsziele und steigende Preise von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Darin sind auch H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke enthalten, die 2040 ca. 85 % der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken ausmachen.

Um trotz sinkender Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken die Stromnachfrage decken zu können, werden die Erneuerbaren Energien ausgebaut. Während diese im Jahr 2019 lediglich 39 TWh Strom bereitstellen, sind es im Jahr 2025 bereits 55 TWh und 2040 schließlich 147 TWh. Damit werden im Jahr 2040 82 % des Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare

Energien gedeckt. Lediglich 3 % des Verbrauchs werden durch thermische Kraftwerke bereitgestellt, während weitere 16 % aus Importen stammen. Dies ist in Abbildung 8-3 zusammen mit den Anteilen der anderen Zielpfade im Vergleich zu sehen. Für jeden Pfad ist der Bruttostromverbrauch zu sehen. Die Stromnachfrage aus den Endenergiesektoren ist, wie zuvor beschrieben, in den Pfaden H<sub>2</sub>import und H<sub>2</sub>balance sowie in ELimport und ELbalance jeweils identisch. Die Unterschiede im Gesamtstromverbrauch stammen aus dem Einsatz flexibler Verbraucher, der pfadspezifische Charakteristika aufweist.

Im Mix-Pfad ist der jährliche Importsaldo von Strom auf 20 % der statischen Stromlast, bestehend aus der Last der Endenergiesektoren und des Umwandlungssektors sowie der Verluste, beschränkt. Nicht berücksichtigt sind dabei die Lasten der flexiblen Verbraucher (Elektrolyse, Power-to-Heat). Von 2030 bis 2040 steigt die Last der Endenergiesektoren an, was absolut gesehen einen höheren Importsaldo zulässt. Allerdings nimmt auch die Stromnachfrage der flexiblen Verbraucher um ein Vielfaches zu, was wiederum zu einem niedrigeren Anteil der Importe an der Deckung des Bruttostromverbrauchs führt. Die Begrenzung des Importsaldos führt 2040 zu einem erhöhten Ausbau an Erneuerbaren Energien im Vergleich mit den Pfaden H<sub>2</sub>import und ELimport. Dort lässt sich ein erhöhter Importanteil beobachten, was bei einem ähnlichen Anteil an thermischen Kraftwerken einen niedrigeren Anteil an Erneuerbaren Energien bedeutet. In den Pfaden H<sub>2</sub>balance und ELbalance tritt der Trend aus dem Mix-Pfad noch einmal verstärkt auf. Durch die

**Anteil Erneuerbarer Energien, thermischer Kraftwerke und Importe am Bruttostromverbrauch**  
in % bzw. TWh | Bayern

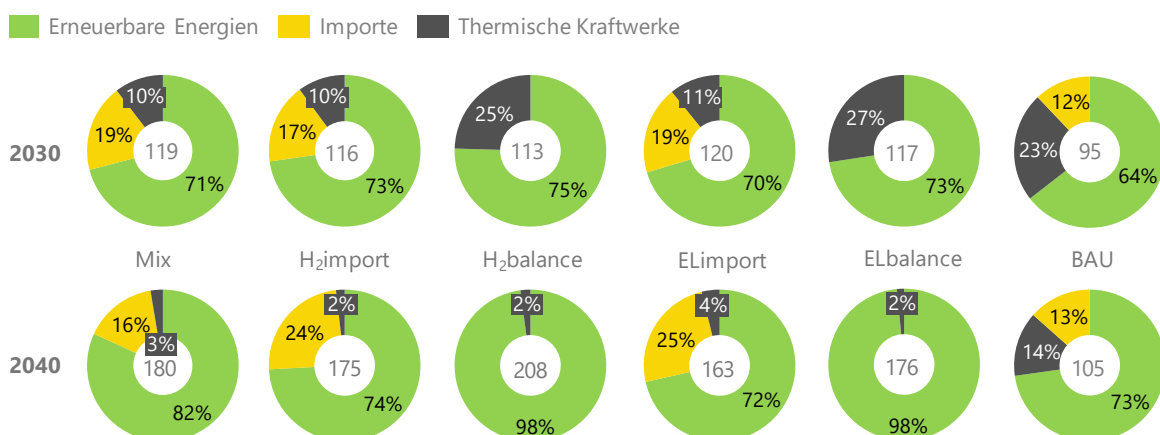


Abbildung 8-3: Anteile Erneuerbarer Energien, thermischer Kraftwerke und Importe am Bruttostromverbrauch in Bayern, dargestellt für die verschiedenen Pfade. In der Mitte der Kreise ist der gesamte Bruttostromverbrauch in TWh zu sehen, der vor allem im Jahr 2040 stark bezüglich der Zielpfade variiert. Durch die Beschränkung des jährlichen Importsaldos auf 0 in den balance-Pfaden tragen Importe bilanziell in diesen nicht zur Deckung der Nachfrage bei.

Beschränkung des Gesamtimportsaldos von Strom in jedem Jahr auf 0 tragen die Importe bilanziell nicht zur Deckung des Bruttostromverbrauchs bei, auch wenn in einzelnen Stunden importiert wird. Die Importe liegen mit 70 TWh in H<sub>2</sub>balance und 77 TWh in ELbalance in 2040 nur leicht unter den Importen im Mix-Pfad. Die Exporte sind aber mit den gleichen Werten (Nettoimporte gleich 0) deutlich über den Exporten im Mix-Pfad. In diesen Zielpfaden wird dabei im Jahr 2030 verstärkt auf den Einsatz thermischer Kraftwerke und im Zieljahr 2040 dann auf einen deutlich verstärkten Zubau Erneuerbarer Energien gesetzt. Der erhöhte Zubau Erneuerbarer Energien wird dabei durch PV-Freiflächen-Anlagen realisiert, die im Vergleich zu anderen Zubauoptionen Erneuerbarer Energien die geringsten Stromgestehungskosten aufweisen. Im BAU-Pfad dagegen werden auch im Jahr 2040 noch 14 % des im Vergleich zu den anderen Pfaden wesentlich niedrigeren Bruttostromverbrauchs durch thermische Kraftwerke bereitgestellt.

Obwohl die Stromlast aus den Endenergiesektoren in den H<sub>2</sub>-Pfaden geringer als in den EL-Pfaden ist, zeigt der Vergleich einen höheren Gesamtstromverbrauch der H<sub>2</sub>-Pfade als im jeweils analogen EL-Pfad. Dies liegt an der Stromnachfrage der flexiblen Verbraucher, von denen sich vor allem die Nachfrage der Elektrolyseure stark innerhalb der Zielpfade unterscheidet. Die Pfade H<sub>2</sub>import und H<sub>2</sub>balance weisen einen jeweils mehr als dreimal so hohen Stromverbrauch von Elektrolyseuren auf als der jeweils analoge ELimport bzw. ELbalance.

Im Jahr 2040 ist weiterhin auffällig, dass im ELimport-Pfad der Einsatz thermischer Kraftwerke mit 4 % einen vergleichsweise höheren Anteil ausmacht. Die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken liegt dabei nicht nur relativ über der der anderen Pfade, sondern mit 6,2 TWh auch absolut. Die dabei eingesetzte

Gasmenge ist ähnlich mit dem Mix-Pfad und den H<sub>2</sub>-Pfaden. Stattdessen unterscheidet sich der Einsatz von Wasserstoff. Wie auch im H<sub>2</sub>import-Pfad, kann hier über das Jahr gesehen ein unbegrenzter Wasserstoffimportsaldo genutzt werden. Im Gegensatz zum H<sub>2</sub>import-Pfad muss im Pfad ELimport allerdings eine wesentlich geringere Wasserstoffnachfrage gedeckt werden (37,3 TWh in H<sub>2</sub>import und 10,7 TWh in ELimport). Folglich steht dem System hier mehr Wasserstoff zur Verfügung, der bei der Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke Verwendung findet. Dementsprechend ist die installierte Leistung an Erneuerbaren hier am niedrigsten. Jedoch ist selbst hier die insgesamt an Erneuerbaren Energien installierte Leistung im Jahr 2040 fast dreimal so hoch wie der für 2025 für alle Pfade gleichermaßen vorgegebene Wert von 35,5 GW.

#### Lokale Strombereitstellung

Die Pfade H<sub>2</sub>balance und ELbalance schränken die jährlichen Nettostromimporte Bayerns ein, was letztlich aber sogar zu einem erhöhten Austausch mit Nachbarregionen führt. Der Austausch mit Nachbarregionen ist die günstigste Flexibilität, die dem Energiesystem zur Verfügung steht und wird in einem kostenoptimalen System präferiert. Dabei sind die Netzausbaukosten jedoch nicht Teil des Optimierungsmodells. In einer extremeren Variante mit starker Beschränkung der stündlichen Austausche würde die Autarkie des bayerischen Systems zunehmen, jedoch müssten deutlich mehr Flexibilitäten wie z.B. Großbatteriespeicher integriert werden, wodurch die Kosten des Energiesystems stark ansteigen würden. Eine ausführlichere Analyse der Kosten findet sich in Kapitel 10.

Tabelle 8-1: Gehandelte Strommengen in TWh zwischen Bayern und den umliegenden Nachbarländern Deutschland ohne Bayern, Österreich und Tschechien im Mix-Pfad.

Jahr	Deutschland ohne Bayern			Österreich			Tschechien		
	Import	Export	Saldo	Import	Export	Saldo	Import	Export	Saldo
2025	40,4	-7,1	33,3	7,7	-20,9	-13,2	2,9	-4,3	-1,4
2030	42,5	-12,1	30,4	14,7	-19,9	-5,2	2,0	-5,1	-3,1
2035	50,7	-29,8	20,9	19,0	-13,8	5,2	3,7	-3,3	0,4
2040	58,2	-34,3	23,9	17,8	-14,2	3,6	3,3	-2,9	0,4

Tabelle 8-1 zeigt für eine regional verteilte Betrachtung der Importsaldi ergänzend die gehandelten Strommengen zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten auf. Bayern ist insgesamt in allen Jahren Nettoimporteur von Strom. Der größte Anteil des Importsaldos wird dabei jeweils durch „Deutschland ohne Bayern“ gedeckt. Während die Importmenge konstant ansteigt, nimmt der Importsaldo durch die zunehmenden Exporte tendenziell eher über die Jahre hinweg ab. Im Zieljahr 2040 machen die Importe aus „Deutschland ohne Bayern“ 86 % der Gesamtimporte aus. Nach Österreich wird bis 2030 mehr exportiert als importiert, wobei der Exportsaldo aus Bayern im Jahr 2030 5,2 TWh beträgt. In den darauf folgenden Jahren kommt es dann zu Nettoimporten aus Österreich. In 2040 werden netto 3,6 TWh aus Österreich importiert, was 13 % des Gesamtimports an Strom nach Bayern entspricht.

Für einen Einblick in die saisonalen Unterschiede der bayerischen Strombilanz ist diese in monatlicher Auflösung für das Jahr 2040 in Abbildung 8-4 dargestellt. Die saisonale Charakteristik der Nachfrage mit dem höchsten Strombedarf in den Wintermonaten und einer reduzierten Nachfrage im Sommer ist deutlich zu sehen. Zwar hat auch die Stromerzeugung durch Wind in den kalten Monaten mit monatlichen Werten von 3-5 TWh ihren Höhepunkt, allerdings reicht dies zusammen mit den maximal 2 TWh aus den

thermischen Kraftwerken und der restlichen Erzeugung der Erneuerbaren Energien nicht zur Deckung der Nachfrage, und es muss auf Importe zurückgegriffen werden. Der Importsaldo beträgt in den Wintermonaten zwischen 6 TWh und 7 TWh. Während die Last in den Endenergiesektoren in den Sommermonaten abnimmt, kann dagegen eine Zunahme der PV-Erzeugung beobachtet werden. Das Maximum ist – basierend auf dem hinterlegten Wetterjahr 2012 – im Mai mit 14 TWh zu finden. In den Sommermonaten Mai bis August wird mit den Überschüssen der Stromerzeugung aus PV-Anlagen mehr exportiert als importiert. Weiterhin wird in den Sommermonaten deutlich mehr Wasserstoff durch Elektrolyse-Anlagen produziert. Auch der Einsatz von Stromspeichern ist in den Sommermonaten deutlich erhöht, da die regelmäßigen PV-Überschüsse in Stromspeichern zwischengespeichert und in der Nacht wieder ausgespeichert werden. Biomasse und Wasserkraft, die jeweils etwa 0,5 bzw. 1 TWh pro Monat bereitstellen, weisen eine nur geringfügige Saisonalität in ihrer Erzeugung auf. Die monatliche Strombilanzierung zeigt damit auf, dass alle Technologien Erneuerbarer Energien einen wichtigen Part der Stromerzeugung übernehmen. Die vor allem im Sommer dominierende PV-Energie kann gut durch die weniger saisonal abhängige Bioenergie und Wasserkraft sowie die Windenergie, deren Erzeugung im Winter höher ist, ergänzt werden.

### Bayerische Strombilanz: Monatliche Stromerzeugung und -verbrauch

in TWh | Bayern | 2040 | Mix

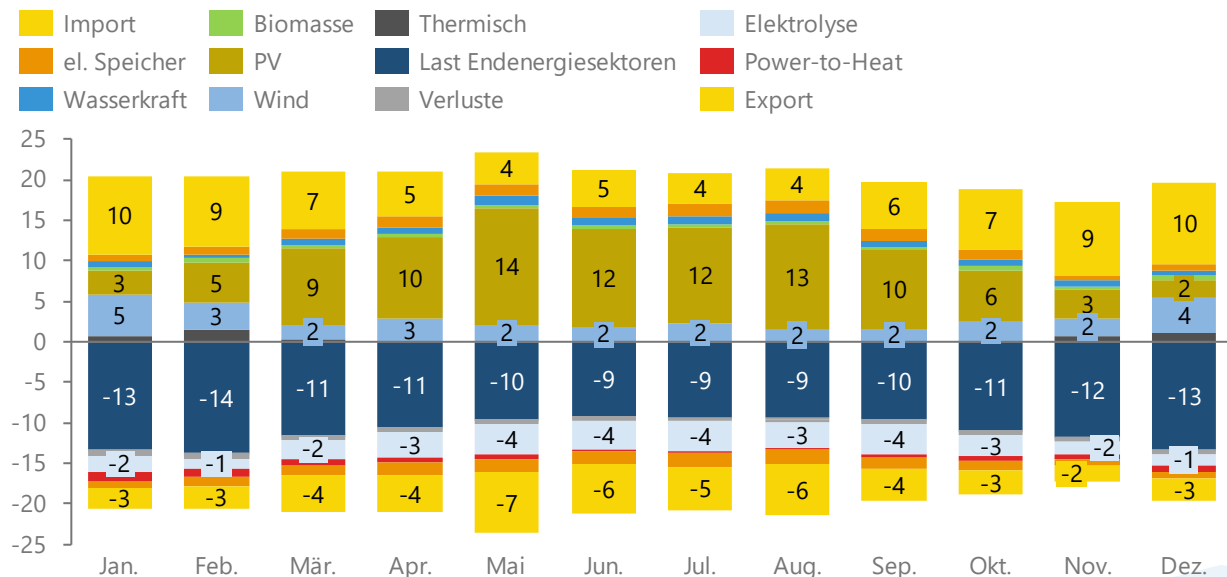


Abbildung 8-4: Monatliche Strombilanz in Bayern im Jahr 2040. Negative Werte zeigen den Stromverbrauch, während positive die erzeugte Strommenge repräsentieren. Die Bilanz von Verbrauch und Erzeugung ergibt in jedem Monat insgesamt 0. Die größten saisonalen Unterschiede zeigen sich in der Nachfrage aus den Endenergiesektoren und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Zusätzlich werden in Monaten mit wenig Erzeugung Importe zur Deckung der Nachfrage herangezogen, während in Monaten mit hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien viel exportiert wird.

## Stündliche Strombilanz in einer exemplarischen Winter- und Sommerwoche

in TWh | Bayern | 2040 | Mix

■ Im-/Exporte    ■ Ein-/Ausspeicherung    ■ Erneuerbare Energien    — Residuallast  
■ Elektrolyse    ■ Power-to-Heat    ■ Thermische Kraftwerke    — Last Endenergiesektoren

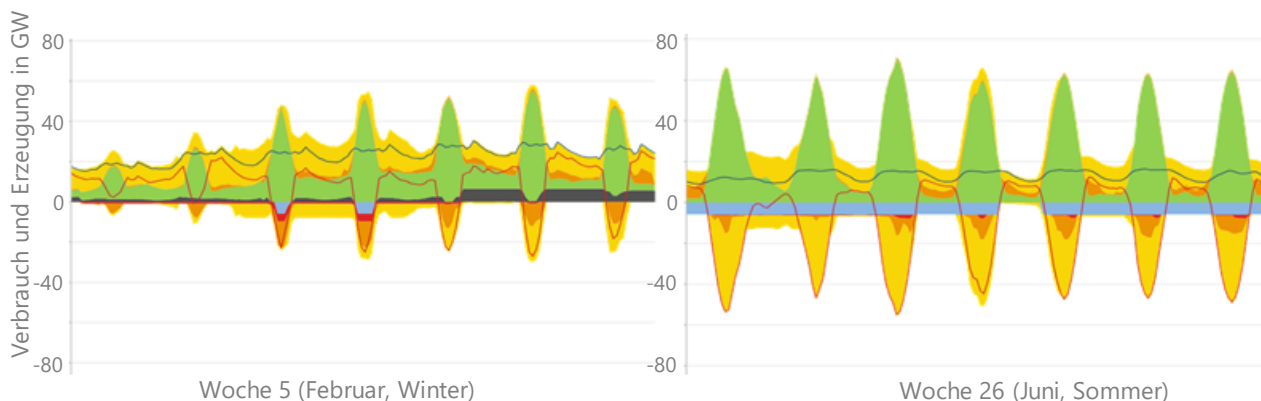


Abbildung 8-5: Stündliche Strombilanz für je eine charakteristische Winter- bzw. Sommerwoche. Die Stromerzeugung in der Winterwoche ist deutlich niedriger als im Sommer, was an den hohen Peaks der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien liegt. In der dargestellten Sommerwoche lässt sich gut sehen, dass die dadurch erzeugte Energie zum Großteil direkt exportiert wird. Weiterhin wird in der Juniwoche fast durchgehend Strom zur Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse aufgewendet, während dies im Winter zur zu ausgewählten Stunden mit negativer Residuallast passiert.

Für eine Analyse der kurzfristigen, zeitlichen Abhängigkeiten wird in Abbildung 8-5 die stündliche Strombilanz einer Winterwoche (Februar) und einer Sommerwoche (Juni) aus dem Jahr 2040 betrachtet. Im Winter reicht die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien nur in einigen Stunden aus, um die Nachfrage zu decken. Die restlichen Stunden mit niedriger EE-Stromerzeugung werden zusätzlich entweder durch die Zuschaltung thermischer Kraftwerke, den Einsatz elektrischer Speicher oder die Erhöhung von Stromimporten versorgt. Die Residuallast ist nur in ausgewählten Stunden mit besonders hoher Erzeugung durch Erneuerbare Energien negativ. Diese Stunden werden zur Einspeisung in Speicher, für flexible Verbraucher (Power-to-Heat und Elektrolyseure) und auch zum Export verwendet. Im Sommer fallen die vergleichsweise wesentlich höheren und breiteren Peaks der Erneuerbaren Energien auf, die zusammen mit den niedrigeren Lasten im Vergleich zum Winter zu vielen Stunden mit negativer Residuallast führen. Der Überschuss in der Stromerzeugung wird größtenteils in die angrenzenden Marktgebiete exportiert und teilweise in elektrische Speicheroptionen eingespeichert. Weiterhin wird in der gezeigten Sommerwoche fast durchgehend Strom zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse aufgewendet. In Stunden mit wenig Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird hierfür die gespeicherte Energie in elektrischen Speichern zu Hilfe gezogen.

Der Strombedarf von Elektrolyseuren steigt über die Stützjahre hinweg von 1 TWh in 2025 auf 32 TWh in

2040 stark an. Dies geht einher mit einem Anstieg der installierten Elektrolyseleistung von 0,2 GW auf insgesamt 6,0 GW. Insgesamt werden damit 2040 22 TWh an Wasserstoff bei 5.330 Vollaststunden erzeugt. Die insgesamt produzierte Wasserstoffmenge ist auch in Abbildung 8-6 links in der Wasserstoffbilanz von Bayern dargestellt. Der produzierte Wasserstoff findet auf der einen Seite Anwendung bei der Deckung der Wasserstoffnachfrage aus den Endenergiesektoren, die im Jahr 2040 etwa 18 TWh ausmacht. Auf der anderen Seite wird Wasserstoff in thermischen H<sub>2</sub>-ready-Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Fernwärme eingesetzt. In 2040 werden dafür 13 TWh Wasserstoff verwendet. Bei den thermischen Kraftwerken, in denen Wasserstoff Einsatz findet, handelt es sich fast ausschließlich um KWK-Kraftwerke. Die Notwendigkeit, vor allem im Winter Strom zu erzeugen, passt hier gut zum erhöhten Wärmebedarf im Winter. Um die steigende Nachfrage zu decken, wird zusätzlich auf Importe zurückgegriffen. Hierbei ist das European Hydrogen Backbone für die Importrouten und Austauschkapazitäten hinterlegt worden. Zusätzlich wurde im Mix-Pfad auch der Importsaldo für Wasserstoff begrenzt, um einen übermäßigen Import zu vermeiden. Die Begrenzung des Importsaldos liegt bei 50% der statischen Nachfrage aus den Endenergiesektoren und dem Umwandlungssektor, was etwa 9 TWh in 2040 entspricht. Dieser maximal zugelassene Importsaldo wird 2040, wie auch in den Vorjahren, vollständig ausgereizt.

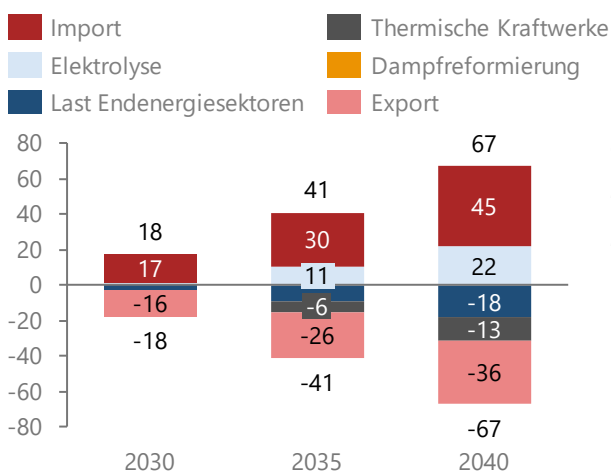


In Abbildung 8-6 ist rechts zusätzlich die Wasserstoffherzeugung pro Monat für die Stützjahre 2030-2040 dargestellt. In 2030 wird insgesamt nur 1 TWh Wasserstoff erzeugt. Bis 2035 ist dann ein starker Anstieg der Gesamtproduktion zu beobachten, der in 2040 mit 22 TWh nochmal auf das Doppelte ansteigt. Während die Gesamtzeugung über die Jahre hinweg stark ansteigt, ist die monatliche Charakteristik jedoch für alle Jahre ähnlich. Der Großteil der Wasserstoffproduktion findet dabei in den Frühjahr- und Sommermonaten statt, wie auch in der Strombilanz in Abbildung 8-4 schon durch den Stromeinsatz für Elektrolyse zu sehen ist. In diesen Monaten steht prinzipiell eine große Menge an Strom zur Verfügung, die durch PV-Anlagen erzeugt wird. In den Wintermonaten gibt es dagegen nur selten Zeitpunkte mit Überschüssen Erneuerbarer Energien, wodurch weniger Wasserstoff in Elektrolyse hergestellt. Insgesamt ist zu beobachten, dass die Charakteristik der Wasserstoffherzeugung hauptsächlich von den Überschüssen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien abhängt. Zum Ausgleich saisonaler Unterschiede können im Modell Wasserstoffspeicher zugebaut werden. Die kostengünstigste Option sind dabei Salzkavernenspeicher, für die allerdings in Bayern kein Potenzial verortet ist. Folglich stehen dem System lediglich Tankspeicher zur Verfügung, deren Ausbau jedoch mit deutlich höheren Kosten verknüpft ist. Aus diesem Grund findet in Bayern nahezu kein Zubau von Wasserstoffspeichern statt. Die saisonale Speicherung findet vor allem in der Region „Deutschland ohne Bayern“ statt, die über hohe Austauschkapazitäten an Bayern angeschlossen ist.

Die installierten Leistungen und Volllaststunden sind in Abbildung 8-7: neben dem Mix-Pfad auch für die restlichen Zielpfade dargestellt. Die höchsten installierten Leistungen treten in H<sub>2</sub>balance und H<sub>2</sub>import auf, in denen auch die Wasserstoffnachfrage mit jeweils 37,3 TWh in 2040 mehr als doppelt so hoch im Vergleich zum Mix-Pfad ausfällt. Im H<sub>2</sub>balance-Pfad kommt noch hinzu, dass der jährliche Wasserstoffimportsaldo auf 0 begrenzt ist. Dementsprechend ist eine erhöhte Wasserstoffproduktion im Vergleich zum H<sub>2</sub>import-Pfad notwendig, um die Nachfrage zu decken. Der so erzeugte Wasserstoff kann wiederum auch in thermischen Kraftwerken eingesetzt werden, um Strom zu produzieren. Im H<sub>2</sub>balance-Pfad werden hier fast 30 % mehr Wasserstoff zur Stromerzeugung im Jahr 2040 eingesetzt als im H<sub>2</sub>import-Pfad. Die hohe Wasserstoffherzeugung in H<sub>2</sub>balance geht einher mit den höchsten installierten Leistungen an Erneuerbaren Energien, die den erhöhten Strombedarf der Elektrolyseure decken. Die Volllaststunden sind in den H<sub>2</sub>-Pfadern dagegen durch die hohen integrierten Elektrolyse-Leistungen am geringsten. Elektrolyseure benötigen dort folglich höhere Spreads zwischen Wasserstoffpreis und Strompreis, um wirtschaftlich zu werden. Insgesamt wird trotz der geringen Zahl an Volllaststunden in den H<sub>2</sub>-Pfadern mit 48 TWh H<sub>2</sub>balance und 26 TWh in H<sub>2</sub>import die größte Menge an Wasserstoff produziert.

Die beiden Pfade ELbalance und ELimport dagegen weisen die niedrigsten Elektrolyseleistungen auf. Dies liegt vor allem an der deutlich geringer ausfallenden Wasserstoffnachfrage, die im Jahr 2040 mit 10,7 TWh weit unter der Nachfrage der restlichen Pfade liegt. In

### Bayerische Wasserstoffbilanz in TWh | Bayern | Mix



### Bayerische Wasserstoffherzeugung pro Monat in GWh | Bayern | Mix

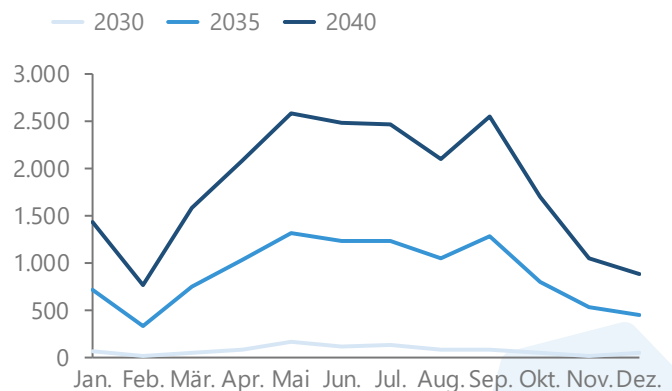


Abbildung 8-6: Bayerische Energiebilanz für Wasserstoff ab 2030 (links), für Bayern zusammen mit der monatlichen Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse (rechts) im Mix-Pfad. Die Summe der Energiebilanz pro ergibt hierbei für jedes Stützjahr 0. Die hellblauen Balken der jährlichen Wasserstoffherzeugung entsprechen jeweils der Summe aus der monatlichen Darstellung rechts.

## Installierte Leistung und Volllaststunden von Elektrolyseuren

in GW bzw. h | Bayern | 2040

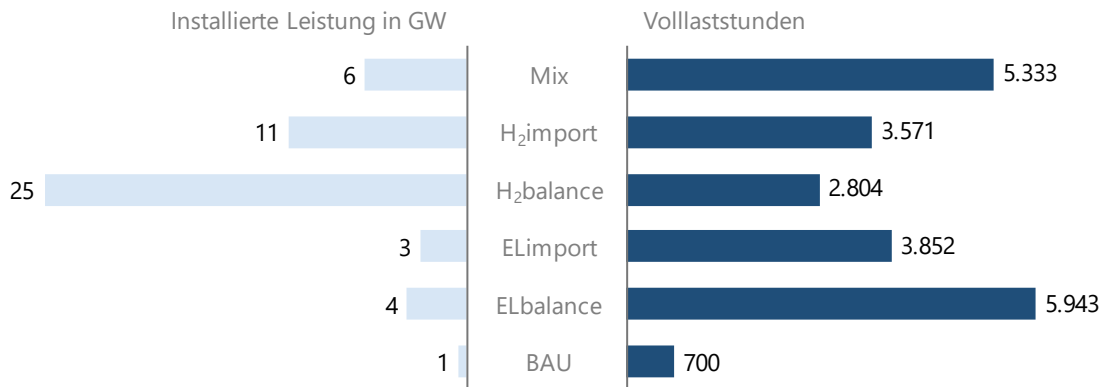


Abbildung 8-7: Installierte Leistung von Elektrolyseuren und Volllaststunden im Jahr für die verschiedenen Pfade. In den balance Pfaden ist der jährliche Importsaldo auf 0 begrenzt, was zu einer höheren installierten Leistung im Vergleich zu den Import-Pfaden führt. Im H<sub>2</sub>balance-Pfad ist die installierte Leistung um ein Vielfaches höher als in den restlichen Pfaden, was wiederum trotz der höchsten Produktionsmenge an Wasserstoff zu einer vergleichsweise niedrigen Anzahl an Volllaststunden führt.

H<sub>2</sub>balance wird der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff, insgesamt 14 TWh, fast ausschließlich zur Deckung der Nachfrage verwendet. Lediglich 3 TWh werden darüber hinaus in thermischen Kraftwerken eingesetzt. Dies geht einher mit der vergleichsweise höchsten Anzahl an Volllaststunden. Im ELimport-Pfad wird im Gegensatz dazu fast fünf Mal so viel Wasserstoff in thermischen Kraftwerken benutzt.

Diese erhöhte Nachfrage wird 2040 allerdings lediglich zu 25 % durch innerbayerische Elektrolyse gedeckt, die 7 TWh Wasserstoff erzeugt. Der Großteil des Wasserstoffs wird hier importiert. Dementsprechend liegen auch die Volllaststunden der Elektrolyseure unter denen im ELbalance-Pfad. Im BAU-Pfad wiederum ist die installierte Leistung an Elektrolyseuren mit knapp 1 GW niedriger als in den restlichen Pfaden und es wird mit 700 Volllaststunden auch eine deutlich geringere Menge an Wasserstoff erzeugt.

Abbildung 8-8 verdeutlicht noch einmal die Zusammensetzung der innerbayerischen Wasserstoffproduktion in den Jahren 2030 und 2040. Sowohl Elektrolyse, Dampfreformierung als auch Importe können zur Deckung der Wasserstoffnachfrage beitragen, die Anteile unterscheiden sich aber stark innerhalb der verschiedenen Pfade. Im Mix-Pfad ist der jährliche Importsaldo auf 50% der statischen Last aus den Endenergiesektoren und dem Umwandlungssektor begrenzt. 2040 werden dann im Mix-Pfad 70 % des Wasserstoffbedarfs von insgesamt 31 TWh durch innerbayerische Elektrolyse gedeckt. In den Pfaden H<sub>2</sub>balance und ELbalance muss durch die Importaldobegrenzung die jährliche Wasserstoffnachfrage netto vollständig durch Elektrolyse und

Dampfreformierung gedeckt werden. Im Jahr 2030 wird dabei der Großteil des Wasserstoffs noch durch Dampfreformierung bereitgestellt. In den späteren Jahren finden ausschließlich Elektrolyseure Einsatz. Über das Jahr hinweg sind Importe trotzdem gerade in Stunden mit wenig Elektrolyseerzeugung und hohem Wasserstoffbedarf erforderlich. Um die Importbilanz zu erfüllen, wird in Stunden mit hoher Elektrolyseerzeugung vermehrt Wasserstoff exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Import-Varianten der Pfade der Importsaldo unbegrenzt, weshalb in diesen im Vergleich zum Mix-Pfad auch vermehrt auf Importe zurückgegriffen wird. Diese machen in H<sub>2</sub>import in 2030 noch 89 % der Wasserstoffproduktion aus. Bis 2040 werden dann allerdings auch Elektrolyseure vermehrt ausgebaut, was den Importanteil deutlich reduziert. Mit 44 % liegt dieser jedoch weiterhin deutlich über dem des Mix-Pfads. In ELimport dagegen steigt der Importanteil von 2030 auf 2040 weiter an, was mit der niedrigen installierten Leistung an Elektrolyseuren in diesem Pfad einhergeht (siehe Abbildung 8-7). Im Pfad ELimport stellt sich eine systemoptimale Lösung mit geringerem Ausbau Erneuerbarer Energien ein, wodurch weniger Wasserstoffproduktion innerhalb Bayerns erfolgt. Wie schon in Abbildung 8-7 gesehen, liegt im BAU-Pfad nur eine geringe installierte Leistung an Elektrolyseuren vor. Folglich decken diese nur einen kleinen Anteil der Wasserstoffnachfrage und der Großteil wird durch Importe bereitgestellt.

Die insgesamt im- und exportierten Mengen an Wasserstoff sind für den Mix-Pfad in Tabelle 8-2 zu finden. Importe sind ab 2030 über das European Hydrogen Backbone entlang der dort hinterlegten Routen möglich, die Bayern mit „Deutschland ohne Bayern“,

### Import vs. Innerbayerische Wasserstoffherzeugung – Bilanzielle Betrachtung

in % bzw. TWh | Bayern | 2040

■ Elektrolyse ■ Dampfreformierung ■ Importe

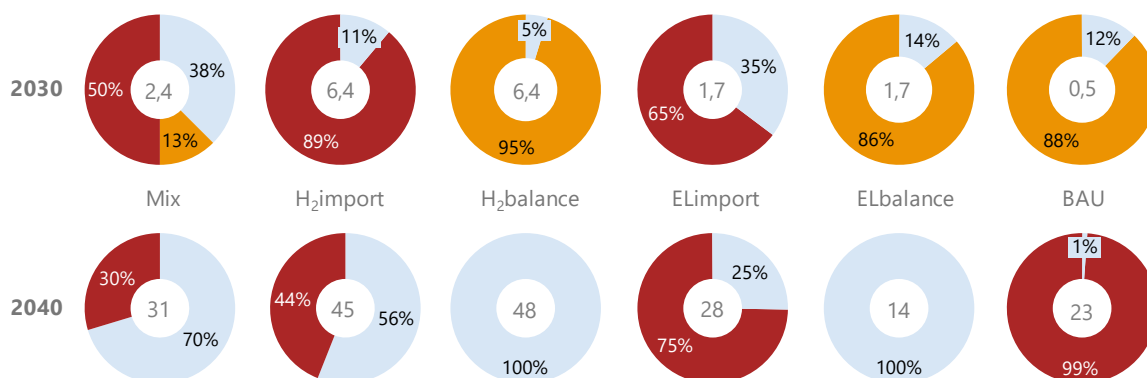


Abbildung 8-8: Anteile von Importen und innerbayerischer Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse und Dampfreformierung am Wasserstoffbedarf in den verschiedenen Zielpfaden in Bayern. Durch die jährliche Begrenzung des Importsaldos auf 0 in den balance Varianten tragen Importe bilanziell nicht zur Deckung der Wasserstoffnachfrage bei. Im Mix-Pfad wurde der Importsaldo auf maximal 50% der statischen Last aus den Endenergiesektoren und dem Umwandlungssektor begrenzt. Die Gesamtnachfrage ist in der Mitte der Kreise in TWh angegeben.

Österreich und Tschechien verbinden. Bayern ist in allen Jahren Nettoimporteur von Wasserstoff und importiert dabei hauptsächlich aus „Deutschland ohne Bayern“. Die gehandelten Wasserstoffmengen steigen dabei von 2030 auf 2035 stark an. 2035 wird etwa vier Mal so viel Wasserstoff aus „Deutschland ohne Bayern“ importiert wie im Jahr 2030. Allerdings wird auf der anderen Seite auch mehr als dreimal so viel von Bayern nach Österreich exportiert. Ein Großteil der hohen Wasserstoffimporte nach Bayern fließen somit nach Österreich zur Deckung der dort verhältnismäßig hohen Wasserstoffnachfrage, die vor allem durch den Industriesektor zustande kommt.

Zusätzlich zu den bisher diskutierten Energieträgern Strom und Wasserstoff wird im Folgenden auf die Fernwärme eingegangen. Die jährliche Fernwärmefachfrage steigt von insgesamt 21,7 TWh (2025) auf 28,2 TWh (2040) kontinuierlich an. 2025 wird diese

noch zu knapp 60 % durch KWK-Anlagen gedeckt. 5,4 TWh werden durch Power-to-Heat-Anlagen bereitgestellt und weitere 1,4 TWh durch Erneuerbare Energien (Geothermie und Biomasse). Bis 2040 nimmt die Fernwärmeerzeugung durch Power-to-Heat-Anlagen um den Faktor 3 zu, sodass diese 57 % des Fernwärmebedarfs im Zieljahr decken. Auch der Einsatz der Erneuerbaren Energien steigt an. Im Jahr 2040 werden dadurch 4,1 TWh Fernwärme bereitgestellt, wobei 78 % davon aus Geothermie stammen. Die Wärmeerzeugung aus Geothermie ist insgesamt um mehr als den Faktor 6 angestiegen. Die Fernwärmebereitstellung aus KWK-Anlagen geht im Gegensatz dazu über die Jahre hinweg zurück, sodass diese in 2040 nur noch 24 % der gesamten Erzeugung ausmachen.

Tabelle 8-2 Wasserstoffimporte und -exporte zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten in TWh

Jahr	Deutschland ohne Bayern			Österreich			Tschechien		
	Import	Export	Saldo	Import	Export	Saldo	Import	Export	Saldo
2030	6,1	-5,3	0,8	6,1	-5,4	0,7	4,5	-4,8	-0,3
2035	24,9	-3,3	21,6	3,5	-18,6	-15,1	1,7	-3,9	-2,2
2040	41,8	-1,6	40,2	1,4	-29,6	-28,2	2,2	-5,0	-2,8

## Bayerische Fernwärmebilanz: Monatliche Fernwärmeerzeugung und -verbrauch in TWh | Bayern | 2040 | Mix

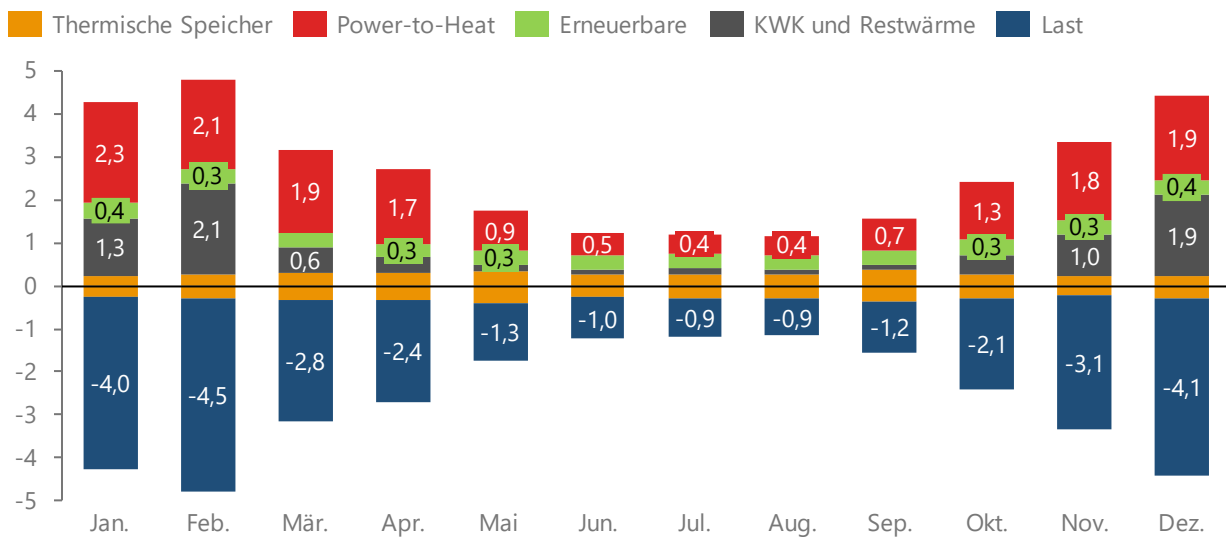


Abbildung 8-9: Fernwärmebilanz in Bayern im Jahr 2040. Auf der Lastseite gibt es auf dieser Energieträgerschiene nur die Nachfrage aus den Endenergiesektoren inklusive Verluste sowie Einspeisung in thermische Speicher. Die Bereitstellung erfolgt zum Großteil durch Power-to-Heat-Anlagen oder thermische Kraftwerk-Anlagen, wozu KWK-Kraftwerke, die mit Wasserstoff und Gas betrieben werden, sowie Restwärme aus Abfallverbrennung und Industrie zählen. Zusätzlich trägt der Einsatz von Erneuerbaren Energien – dazu zählen Geothermie und Biomasse – sowie die Rückspeisung aus thermischen Speichern zur Lastdeckung bei.

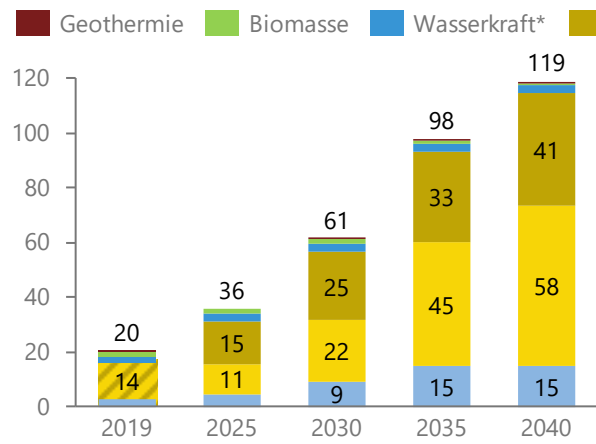
Abbildung 8-9 zeigt die monatliche Fernwärmebilanz in Bayern im Zieljahr 2040. Die Wärmenachfrage aus den Endenergiesektoren variiert über das Jahr hinweg stark. In den Wintermonaten ist der Bedarf mit maximal 4,5 TWh fünfmal so hoch wie in den Sommermonaten mit 0,9 TWh als Minimum. Mehr als 50 % der Fernwärmenachfrage stammen dabei aus dem Sektor der Privathaushalte. Auf der Bereitstellungsseite wird die Nachfrage zum einen das ganze Jahr hinweg von Power-to-Heat-Anlagen – darunter fallen Heizstäbe und Großwärmepumpen –, und zum anderen durch den Einsatz von thermischen Kraftwerken gedeckt. Zu letzteren zählen KWK-Kraftwerke, die mit Gas und Wasserstoff betrieben werden, sowie Restwärme aus Abfallverbrennung und Industrie. Im Februar werden damit insgesamt 2,1 TWh an Fernwärme erzeugt, was knapp 47 % der Fernwärmeerzeugung in diesem Monat entspricht. Die KWK-Anlagen werden 2040 mit etwa 0,3 TWh Gas und etwa 12,3 TWh Wasserstoff betrieben. Zusätzlich zu den thermischen Kraftwerken und den Power-to-Heat-Anlagen kommt zusätzlich noch Fernwärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien (78 % Geothermie und 22 % Biomasse), die über das Jahr hinweg nahezu konstant bei etwa 0,3-0,4 TWh liegt. Geothermie stellt dabei 11,4 % des gesamten Fernwärmebedarfs bereit, was damit vom langfristigen Ziel, 25 % des gesamten Wärmebedarfs durch Geothermie bereitzustellen (siehe Abschnitt 1.2), deutlich entfernt ist.

### 8.3 Erneuerbare Energien

Der Ausbau Erneuerbarer Energien in Bayern ist essentiell, um das geplante Ziel der Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen. Abbildung 8-10 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung an Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung seit 2019. Während 2019 nur 20 GW an EE-Leistungen vorhanden waren, steigt dieser Wert bereits 2025 auf 36 GW an, vor allem bedingt durch den starken Ausbau von PV um 12 GW. Mitte November 2023 lag die installierte Leistung von PV mit 21,5 GW bereits deutlich über dem von Bestand von 2019. Die installierte Leistung von Wind unterscheidet sich dagegen nur geringfügig. Bis zum Jahr 2040 hat sich die installierte EE-Leistung nahezu versechsfacht. Insgesamt 83 % der 2040 installierten Leistung wird durch PV-Anlagen bereitgestellt, davon handelt es sich bei 41 % um Aufdach-PV und bei 59 % um Freiflächen-PV-Anlagen. Auch die Windenergie wird über die Jahre hinweg stark ausgebaut und stellt im Jahr 2040 15 GW Leistung bereit, was sechsmal so viel wie die in 2019 installierte Leistung von 2,5 GW ist. Neben PV und Wind tragen auch Biomasse sowie Lauf- und Speicherwasserkraftwerke zur Energieerzeugung bei. Die installierte Leistung von Wasserkraft nimmt dabei bis 2040 im Vergleich zu 2019 um 25 % bzw. um 600 MW zu, wohingegen die installierte Leistung an Stromerzeugungsanlagen durch Bioenergie bis 2040 um 0,9 GW abnimmt.

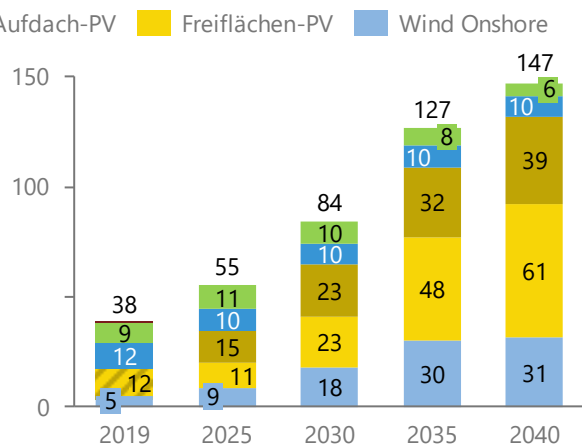
### Installierte EE-Leistung zur Stromerzeugung

in GW | Bayern | Mix



### Erzeugte EE-Strommenge

in TWh | Bayern | Mix



\*inklusive Laufwasser und Speicherwasser, ohne Pumpspeicher

Abbildung 8-10: Installierte Leistung an Erneuerbaren Energien und die damit in System eingespeiste Strommenge

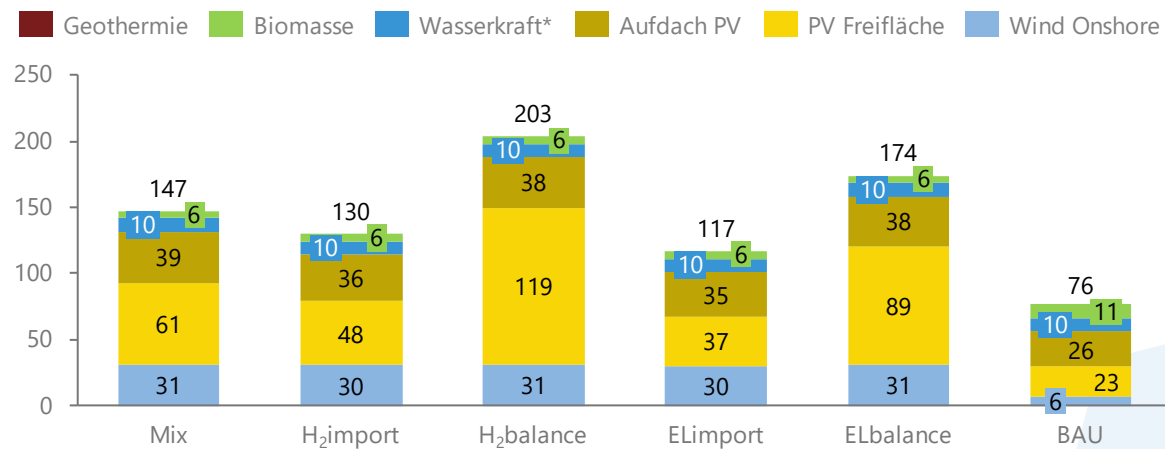
Insgesamt beläuft sich im Zieljahr damit die installierte Leistung an Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung auf 119 GW. Mit der 2040 insgesamt installierten Leistung können in der Summe 147 TWh Strom bereitgestellt werden. Davon stammen 21 % aus Windkraft- und 68 % aus PV-Anlagen. Aufgrund der hohen Ausbautzahlen der Wind- und PV-Energie machen Biomasse und Laufwasser zusammen im Jahr 2040 nur noch 11 % des Strommixes der Erneuerbaren Energien aus. Dies unterscheidet sich stark von der Zusammensetzung im Jahr 2019, in dem Biomasse und Laufwasser 55 % des erzeugten erneuerbaren Stroms geliefert haben. Die Abnahme der von Biomasse erzeugten Energie geht mit dem Rückgang der installierten Biomasseleistung einher. Diese kann

stattdessen anderweitig in schwer elektrifizierbaren Prozessen stofflich eingesetzt werden. Dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft in den modellierten Stützjahren einen geringeren Wert als 2019 aufweist, liegt in der Modellierung und der Unsicherheit des Wetterjahrs begründet, da die Wasserkrafterzeugung von der jährlich verfügbaren Wassermenge abhängt. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wird durch den leichten Anstieg der Leistung wetterjahrbereinigt ebenso leicht ansteigen.

Abbildung 8-11 zeigt die durch Erneuerbare Energien erzeugte Strommenge für die unterschiedlichen Zielpfade. Der Mix-Pfad liegt dabei im Gesamtvergleich der erzeugten Energiemenge zwischen den restlichen

### Erzeugte EE-Strommenge

in TWh | Bayern | 2040



\*inklusive Laufwasser und Speicherwasser, ohne Pumpspeicher

Abbildung 8-11: Im Jahr 2040 durch Erneuerbare Energien erzeugte Strommenge der verschiedenen Pfade.

Szenarien. In den Import-Varianten der Pfade wird weniger Energie aus Erneuerbaren erzeugt, da mehr Strom importiert wird. Die Import-Pfade weisen bei etwas niedrigeren installierten Leistungen im Vergleich zum Mix-Pfad sogar geringere Volllaststunden sowohl für PV als auch für Wind auf, da mehr Energie abgeregelt wird. Die Abregelung findet dabei vor allem in den Frühjahr- und Sommermonaten statt, in denen sehr viel Energie aus PV-Anlagen erzeugt wird. In den Pfaden H<sub>2</sub>balance und ELbalance ist dagegen die gesamte Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien deutlich höher als im Mix-Pfad. Dies liegt wiederum an der Stromimportbeschränkung, sodass deutlich mehr Strom innerhalb Bayerns erzeugt werden muss. Die Volllaststunden der Erneuerbaren Energien sind in den Pfaden H<sub>2</sub>balance und ELbalance aufgrund von Abregelung ebenso wie in den Import-Pfaden geringer als im Mix Szenario, welches knapp 1.010 Volllaststunden für PV und 2.100 Volllaststunden für Wind Onshore aufweist. Dass dabei in den balance Pfaden trotz der Importbeschränkung auf einen jährlichen Saldo von 0 mehr Energie abgeregelt wird

als im Mix-Pfad, ist in den insgesamt wesentlich höheren installierten Leistungen begründet.

Vergleicht man die Pfade H<sub>2</sub>balance und H<sub>2</sub>import mit ELbalance und ELimport, so liegt die Gesamtstromerzeugung durch Erneuerbare Energien in den H<sub>2</sub>-Pfaden insgesamt jeweils über denen des vergleichbaren EL-Pfades. Dies liegt in der höheren Wasserstoffnachfrage der H<sub>2</sub>-Pfade begründet, welche zu einer höheren inländischen Wasserstoffproduktion führt. Dementsprechend werden Elektrolyseure vermehrt eingesetzt. Um diese zusätzliche Stromnachfrage zu decken, ist mehr Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien notwendig. Die erzeugte Energiemenge von Wind- und PV-Anlagen im BAU-Pfad liegt durch die auf aktuellen Zubauraten beschränkten Ausbau der installierten Leistungen in diesem Pfad deutlich unter den Leistungen der restlichen Pfade. Dafür ist hier ein erhöhter Einsatz an Biomasse zu beobachten, welcher im Vergleich zum Rückgang in den restlichen Pfaden im BAU-Pfad über die Stützjahre hinweg annähernd gleich bleibt.

### Historische Ausbauraten und jährlich notwendiger Zubau für Wind Onshore und PV in GW | Bayern | Mix

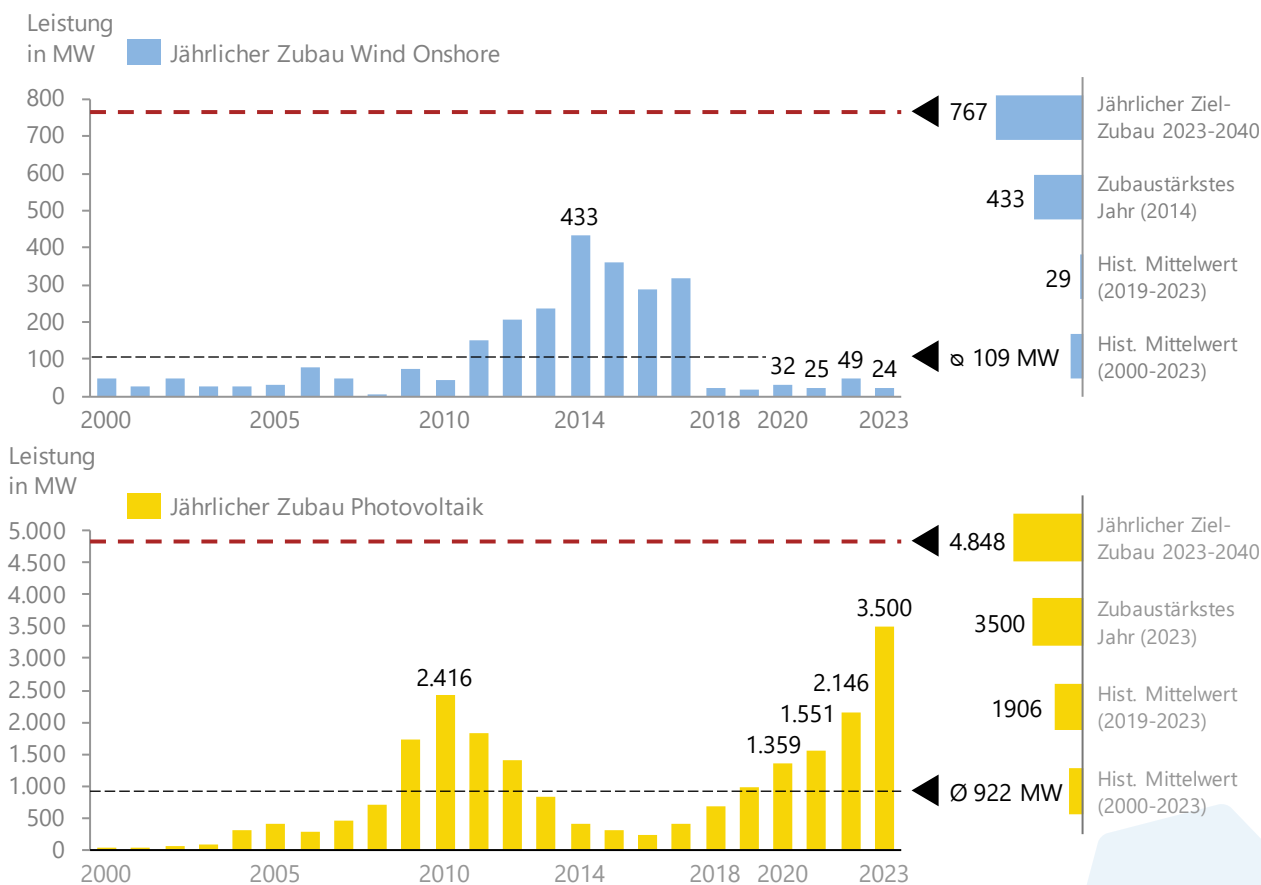


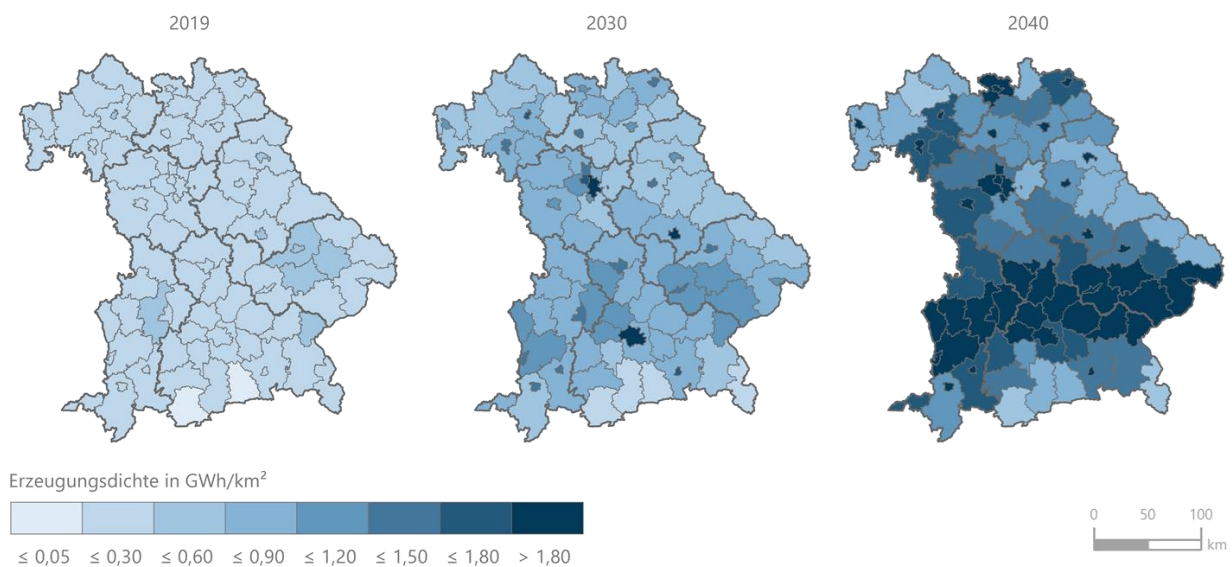
Abbildung 8-12: Historische Ausbauraten und jährlich notwendiger Zubau in Bayern basierend auf dem Zubau im Mix-Pfad. Die Balken zeigen den jährlichen Zubau von 2000 bis 2023 an. Die schwarze gestrichelte Linie repräsentiert dabei den historischen Mittelwert für diesen Zeitbereich.



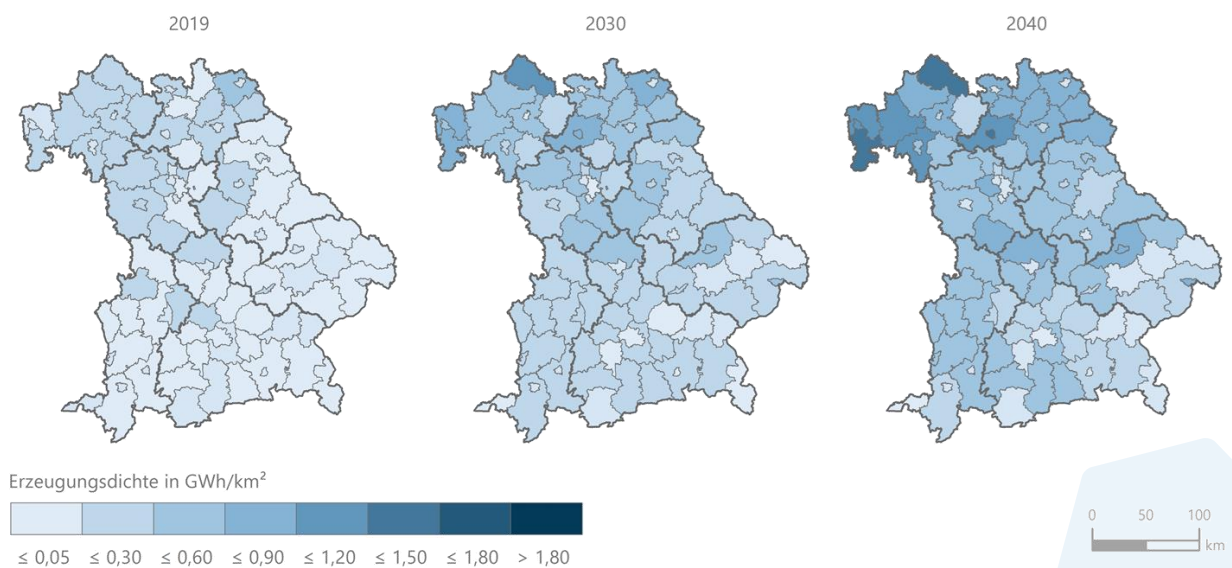
Um die ambitionierten Ausbauzahlen der Erneuerbaren Energien in allen Zielpfaden zu erreichen, ist ein starker Anstieg der Ausbaugeschwindigkeit von Wind- und PV-Anlagen die Grundvoraussetzung. Abbildung 8-12 zeigt die historischen Ausbauzahlen von Wind und Photovoltaik ab 2000 und den notwendigen Ausbau im Mix-Pfad. Bis zum Jahr 2010 lag der jährliche Zubau an Wind Onshore-Leistung unter 100 MW. Ab 2011 ist ein starker Anstieg der Ausbaurrate zu beobachten, im Jahr 2014 wird das Maximum des jährlichen Zubaus mit einer Zubaurate von 433 MW erreicht. Von 2017 auf 2018 kommt es dann

zu einer schlagartigen Verlangsamung des Ausbaus. Im Jahr 2018 wurden nur 7 % der Rate aus dem Vorjahr zugebaut. In den Folgejahren ist die Rate dann auf einem ähnlichen Level stagniert und liegt bei 49 MW im Jahr 2022. Um die Zielvorgaben des Windausbaus zu erreichen, müsste sich diese Rate um den Faktor 16 steigern, was einem jährlicher Zubau von 767 MW entspräche. Dies sind 334 MW mehr als der Höhepunkt des historischen Ausbaus im Jahr 2014. Betrachtet man den historischen Mittelwert von 2000 – 2023 (109 MW), fällt der notwendige Ausbau mehr als siebenmal so groß aus.

#### Mix-Szenario – Stromerzeugung PV



#### Mix-Szenario – Stromerzeugung Wind



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

Abbildung 8-13: Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft im Mix-Pfad (nach Abregelung)

Auch beim Photovoltaikausbau ergibt sich ein ähnliches Bild, allerdings fand der Aufschwung des Ausbaus ein paar Jahre vor den ausbaustärksten Jahren von Wind-Onshore statt. Bis zum Jahr 2009 lagen die jährlichen Ausbautzahlen unter 800 MW. Von 2008 auf 2009 hat sich die Ausbaurrate mehr als verdoppelt, bis sie 2010 vorerst ihr Maximum von 2.416 MW erreichte. Danach ist ein linearer Rückgang des Leistungszubaus zu beobachten, der sich bis ins Jahr 2016 fortsetzt. Erst danach ist wieder ein linearer Anstieg der Ausbauraten zu beobachten, bis im Jahr 2022 eine Rate von 2.146 MW erreicht wird. Der Anstieg des Zubaus setzt sich auch in 2023 weiter fort, sodass der Zubau in diesem Jahr das vorherige Zubaumaximum in 2010 bereits überschritten hat. Diese Rate liegt allerdings trotzdem noch unter dem jährlichen Ausbau von 4.848 MW, der zur Zielerreichung im Mix-Pfad vorliegen müsste. Sowohl für Wind als auch für PV ist somit eine deutliche Steigerung des Ausbaus nötig. Je später die notwendigen Ausbauraten erreicht werden, desto größer fallen die jährlich zu installierenden Leistungen in den restlichen Jahren bis zum Zieljahr 2040 aus.

Die regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft innerhalb Bayerns ist in Abbildung 8-13 dargestellt. In allen Landkreisen ist im Jahr 2040 eine starke Zunahme der Stromerzeugung aus Wind und PV gegenüber 2019 zu erkennen. Allerdings gibt es zum Teil große regionale Unterschiede. Während die nördlich gelegenen Landkreise in Unter-, Mittel- und Oberfranken sowohl gegenwärtig als auch im Zieljahr 2040 die größte Stromerzeugung durch Windkraft vorweisen, vollzieht sich der Ausbau der Windenergie im Alpen-vorland sowie im Osten Bayerns langsamer. Für die regionalen Unterschiede sind zwei Gründe maßgeblich: die Flächenkulisse für Windenergie sowie die geringere Windhöflichkeit.

Landkreise, die eine gute Windhöflichkeit und damit gute Bedingungen für die Errichtung von Windkraftanlagen aufweisen, liegen im Norden Bayerns. Ein besonderer Fall ist die kreisfreie Stadt Bamberg, wo das FfE-Tool WiSTI verschiedene Anlagen am Stadtrand platziert. Aufgrund der geringen Fläche der kreisfreien Stadt Bamberg und der dort platzierten Windenergieanlagen ergibt sich eine hohe Energiedichte. Im Osten führt vor allem die geringere Windhöflichkeit und die damit verbundenen hohen Kosten der Winderzeugung zu einem geringeren Ausbau von Windenergieanlagen. Flächen für den Windkraftausbau sind aber auch in diesen Gebieten vorhanden und im Einzelfall kann die Errichtung von Windenergieanlagen durchaus sinnvoll sein. Dazu ist eine detaillierte Prüfung vor Ort notwendig, die in diesem Umfang nicht Teil des Szenarios ist. In den Städten ist normalerweise die

Errichtung von Windenergieanlagen aufgrund der dichten Bebauung und bestehenden Abstandsregelungen allenfalls in geringem Umfang möglich. Dafür weisen Städte auf relativ kleinem Raum und aufgrund der hohen Dichte an Gebäuden ein hohes Dachflächenpotenzial für die Nutzung von Photovoltaik auf. Da Photovoltaikanlagen sowohl auf Dach- als auch auf Freiflächen installiert werden können, ist der Stadt-Land-Effekt bei diesen nicht so stark ausgeprägt wie bei der Stromerzeugung durch Windkraft. Auch ist das Nord-Süd-Gefälle der Globalstrahlung innerhalb von Bayern gering und entscheidet nicht über die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen. Wie im Falle der Windenergie schreitet der Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik im Alpenvorland und in den ostbayerischen Wäldern ebenfalls langsamer voran. Ausschlaggebend hierfür sind Flächenrestriktionen wie in der Alpenzone und anderen geschützten Gebieten. Insgesamt sind sowohl Photovoltaik als auch Windkraft in Bayern nicht gleichmäßig verteilt. Bei der Windkraft sind Nord-Süd-Unterschiede zu erkennen. Bei der Photovoltaik ist bereits ein Gürtel in den südlichen Landkreisen erkennbar, da dort mehr PV-Freiflächen mit geringem Raumwiderstand vorhanden sind. Auch die Ausbaupotenziale in städtischen Gebieten in ganz Bayern werden im Modell sehr stark erschlossen.

Die endogenen Zubau-Ergebnisse des Modells zeigen für Photovoltaik und Windkraftanlagen verschiedene Pfade für die Entwicklung dieser erneuerbaren Energien auf. Insbesondere die regionalen Darstellungen sind als konzeptionelle Leitlinien zu verstehen und nicht als konkrete Pläne für die Umsetzung von Projekten. Die Umsetzung von Projekten wird immer mit einer detaillierten lokalen Planung einhergehen. Aktuelle geplante lokale Projekte sind teilweise in den Ergebnissen nicht enthalten, wenn der Planungsstand zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie noch nicht hinreichend sicher war. Dennoch bieten die Ausführungen wertvolle Einblicke, auch in die möglichen regionalen Entwicklungen des Energiesystems in Bayern.

## 8.4 Thermische Kraftwerke und Flexibilitäten

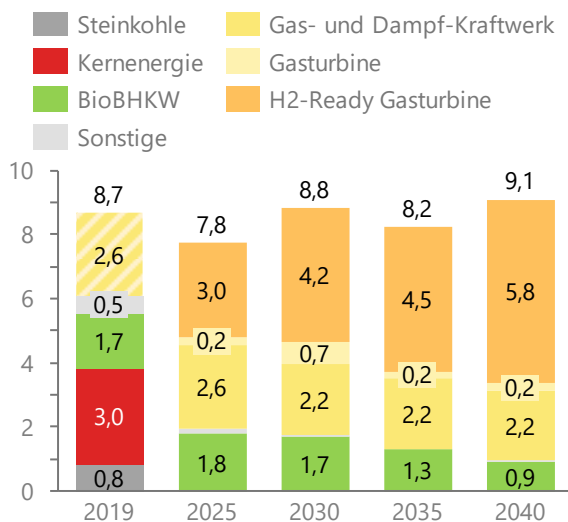
Neben der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien spielen auch thermische Kraftwerke in der Stromerzeugung weiterhin eine wichtige Rolle. Diese können anders als die meisten Erneuerbaren Energien flexibel betrieben werden und sind daher in diesem Abschnitt zusammen mit anderen Flexibilitäten, die im zukünftigen bayerischen Energiesystem vermehrt notwendig sind, genauer zu betrachten. Die linke Seite in Abbildung 8-14 zeigt die installierte

Kraftwerksleistung in Bayern. Während im Jahr 2019 neben Biomasse-Blockheizkraftwerken und Gaskraftwerken noch 3,0 GW an Kernkraft und 0,8 GW an Steinkohlekraftwerken in Betrieb waren, sind ab 2025 wegen des Ausstiegs aus der Kernenergie und des vorgezogenen Kohleausstiegs fast ausschließlich H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke zur Energiebereitstellung im Einsatz. Die gesamte installierte Leistung an Kraftwerken sinkt dadurch bis zum Jahr 2025 auf 7,8 GW ab. Der Zubau an gasbetriebenen Kraftwerken ist in der systemoptimalen Lösung 2025 mit 3,2 GW aber sehr hoch. Konkrete bayerische Ausbauprojekte bis 2025 sehen aktuell nur einen Zubau von 230 MW an Gaskraftwerken für den Strommarkt vor [153]. Bis 2030 steigt die installierte Kraftwerksleistung wieder auf 8,8 GW an und bleibt in den folgenden Jahren nahezu konstant, woraufhin sie im Jahr 2040 um ein weiteres GW auf 9,1 GW erhöht wird. Bei 70 % der Gaskraftwerke im Jahr 2040 handelt es sich um H<sub>2</sub>-ready Kraftwerke, die durch etwa 12,5 TWh Wasserstoff betrieben werden. Im Zieljahr 2040 werden in Gaskraftwerken nur noch 1,2 TWh anderweitigen Gases eingesetzt, das durch Importe von grünem Methan bereitgestellt wird. Bei den thermischen Kraftwerken weisen vor allem die H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke mit 91 % einen hohen Anteil an KWK-Anlagen auf. Insgesamt handelt es sich bei 75 % aller Gaskraftwerke um KWK-Kraftwerke. Diese stellen 2040 insgesamt 8,4 TWh an Fernwärme bereit, was etwa 30 % des bayerischen Fernwärmebedarfs entspricht.

Auch die Einsatzcharakteristik der Gaskraftwerke ändert sich über die Jahre hinweg. Im Jahr 2019 wurden die Gaskraftwerke mit etwa 2.450 Volllaststunden genutzt. Im Jahr 2040 hingegen werden diese nur noch in 570 Volllaststunden eingesetzt. Werden nur H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke betrachtet, liegt der Einsatz mit 690 Volllaststunden etwas höher. Insgesamt produzieren somit Gaskraftwerke größtenteils in wenigen Stunden zur Deckung von Lastspitzen Strom und werden dabei zum Großteil mit Wasserstoff und in deutlich geringerem Umfang mit klimaneutralen Gasen betrieben.

Vergleicht man die installierte Leistung thermischer Kraftwerke zwischen den Pfaden, so sind die Import-Pfade hier dem Mix-Pfad sehr ähnlich. Während in diesem im Jahr 2040 insgesamt 9,1 GW installierte Leistung vorhanden sind, liegt der H<sub>2</sub>-Import-Pfad mit 8,0 GW etwas niedriger, während der ELimport-Pfad hier auf 9,4 GW kommt. Starke Unterschiede ergeben sich erst im Vergleich mit den H<sub>2</sub>balance und ELbalance Pfaden. Hier werden im Jahr 2030 massiv thermische Kraftwerke zugebaut, die in diesem Jahr notwendig sind, um die Stromnachfrage zu decken, denn der Zubau von Erneuerbaren Energien bis 2030 noch exogen vorgegeben und ist erst ab 2035 frei über die Zubauziele hinaus möglich. In den Importpfaden wie auch im Mix-Pfad wird im Jahr 2030 stattdessen vermehrt auf Stromimporte gesetzt. Aufgrund der für 2035 und 2040 festgesetzten niedrigeren THG-Ziele werden die 2030 in den balance Pfaden zugebauten

#### Installierte Leistung thermischer Kraftwerke in GW | Bayern | Mix



#### Anschlussleistung elektrischer Speicher, BDL und DSM in GW | Bayern | Mix

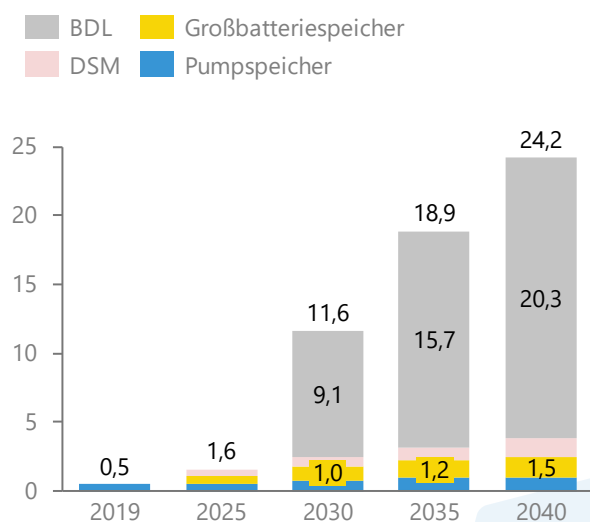


Abbildung 8-14: Installierte Kraftwerksleistung, aufgeteilt nach Biomasse-Blockheizkraftwerken (BioBHKW), Gas- und Dampf-Kraftwerken und Gasturbinen sowie H<sub>2</sub>-ready- Gaskraftwerken (links) und Anschlussleistung von Flexibilitäten (rechts). Zu den Flexibilitäten zählen Großbatteriespeicher und Pumpspeicher sowie Demand-Side-Management (DSM) des Industriesektors und bidirektional ladende Fahrzeuge (BDL).

thermischen Kraftwerken nur noch wenig eingesetzt. Bei den zugebauten Kraftwerken handelt es sich zwar ausschließlich um H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke, allerdings kann auch Wasserstoff in diesen Pfaden nur sehr begrenzt importiert werden, weshalb auch für die vermehrte inländische Wasserstoffproduktion massiv Erneuerbare Energien zugebaut werden. Von allen Pfaden ist in der Folge in H<sub>2</sub>balance und ELbalance die Anzahl der Volllaststunden von thermischen Kraftwerken im Jahr 2040 am geringsten, wodurch deren Wirtschaftlichkeit teils nicht mehr gegeben ist. Wesentliche Erkenntnis des Pfadvergleichs ist der robuste Zubau von H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerken über alle Pfade hinweg. Dabei erscheint die Spanne von 8 bis 9,4 GW, die in den Import-Pfaden genauso wie im Mix-Pfad erreicht wird, als plausible Zielgröße.

Im Zuge der Elektrifizierung vieler Anwendungen der Endenergiesektoren kommt es zu einer Zunahme der Stromnachfrage und auch die Lastspitzen steigen an. Um weiterhin die Versorgung zu gewährleisten, werden auf der einen Seite Erneuerbare Energien verstärkt ausgebaut. Auf der anderen Seite nimmt auch die Wichtigkeit flexibler Technologien neben den thermischen Kraftwerken zu, wodurch die zunehmende Volatilität des Systems ausgeglichen wird. Diese Flexibilität kann entweder direkt auf der Seite der Energieerzeugung durch regelbare Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt werden oder aber in Form von Speichertechnologien wie Großbatteriespeicher, Pumpspeicher und bidirektionale Elektrofahrzeuge, aber auch durch flexible Verbraucher. Zu letzteren gehört auf der Endenergieverbrauchsseite insbesondere Demand Side Management (DSM) im Industriesektor. Die installierten Leistungen dieser Technologien sind in Abbildung 8-14 auf der rechten Hälfte dargestellt. Im Jahr 2019 stehen hier lediglich 0,5 GW an Flexibilität durch Pumpspeicher bereit. Bereits 2025 kommen 0,6 GW Leistung durch Großbatteriespeicher dazu sowie 0,5 GW DSM-Flexibilitäten hinzu. Ab 2030 wird dem System zusätzliche Flexibilität durch bidirektional ladende Elektrofahrzeuge (BDL) bereitgestellt. Insgesamt können bis zu 60% aller Elektrofahrzeuge vom Modell als intelligent ladende Fahrzeuge zugebaut werden, wovon bidirektionale Fahrzeuge die Hälfte ausmachen. 2030 stellt dies bereits 9,1 GW installierte Leistung zur Verfügung, die bis zum Jahr 2040 um

weitere 11,2 GW ansteigt. Insgesamt stehen dem Energiesystem im Zieljahr 2040 damit potenziell 24,2 GW Anschlussleistung an Flexibilitäten zur Verfügung. Dabei ist aber zu beachten, dass bidirektionale Elektrofahrzeuge aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit am Standort Zuhause und der modellierten Ansteckwahrscheinlichkeit von 60 % nie die volle Leistung nutzen können. Im Jahr 2040 speichern die bidirektionalen Elektrofahrzeuge mit maximal 9,8 GW ein und mit 9,5 GW aus. Dies entspricht einer maximalen Ladegleichzeitigkeit von 48 % und einer maximalen Entladegleichzeitigkeit von 47 %. Die bidirektionalen Elektrofahrzeuge werden bevorzugt gegenüber stationären Großbatteriespeichern als Flexibilität integriert, da sie aus Systemkostensicht geringere Investitionskosten (hauptsächlich infolge bidirektionaler Wallboxen) aufweisen. Für die Umsetzung des hohen Anteils an bidirektionalen Elektrofahrzeugen müssten hier entsprechende finanzielle Anreize gesetzt werden. Bei Integration in den Strommarkt haben bidirektionale Elektrofahrzeuge und Großbatteriespeicher eine ähnliche marktgetriebene Ein- und Ausspeichereigenschaft. Wenn die Technologie bidirektionaler Elektrofahrzeuge dem System nicht zur Verfügung steht, würden folglich mehr Großbatteriespeicher integriert werden, um die Stromspeicherflexibilität bereitzustellen.

Zusätzlich zu den Speichertechnologien und den flexiblen Verbrauchern auf der Endenergieverbrauchsseite, gibt es auch Bereitstellungsseitige Flexibilitäten, die dem System zur Verfügung stehen. In diese Kategorie fallen Elektrolyseure und Power-to-Heat-Technologien. In 2030 beträgt die installierte Leistung an Elektrolyseuren in Bayern 0,5 GW. Bis 2040 steigt sie auf 6 GW an. Zusätzlich sind in 2030 2,1 GW an Power-to-Heat Technologien installiert. Auch hier nimmt die installierte Leistung bis 2040 weiter zu und liegt im Zieljahr bei 3,8 GW an.

Die integrierten Flexibilitäten variieren kaum zwischen den modellierten Pfaden. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen zur Modellierung und insbesondere der hinterlegten Investitionskosten je Technologie stellt diese Lösung folglich eine robuste systemoptimale Lösung der zukünftigen bayerischen Flexibilitäten zur Stromspeicherung dar.



# **Notwendige Infrastruktur für die Bayernpfade**



# Kernaussagen zur bayerischen Infrastruktur

- In den bayerischen Strom-Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend und bereits kurzfristig ein erheblicher Investitionsbedarf:** Der Anstieg der Netzkosten ist dabei zwar auch auf die Steigerung der installierten Leistung von EE-Anlagen zurückzuführen, eine größere Korrelation besteht aber eher mit dem Zuwachs der Residuallast. Zusammenfassend ist der *relative* Netzkostenanstieg in den unteren Spannungsebenen geringer als in den oberen Spannungsebenen, sodass folglich v. a. in der Hochspannungsebene bereits kurzfristig auch in der Verwaltung zusätzlicher Aufwand infolge zunehmender Planungs- und Genehmigungsverfahren entsteht.
- Auch die Anforderungen an das bayerische Übertragungsnetz steigen gegenüber heute stark an:** Das Übertragungsnetz muss daher deutlich über den heute gesetzlich verankerten Netzausbau (BBP entsprechend bestätigtem NEP 2035(2021)) hinaus verstärkt und ausgebaut werden. Ein Großteil der zusätzlichen Bedarfe für Netzausbau und Verstärkung ist dabei bereits bis 2035 erforderlich.
- Für die bayerischen Gas-Verteilungsnetze (CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>) ist ein Rückgang der benötigten Leitungslänge für CH<sub>4</sub> abzusehen, während der Bedarf für H<sub>2</sub>-Netze zunimmt:** Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Anzahl zur Wärmebereitstellung eingesetzter Gaskessel in allen Szenarien stark zurückgeht und folglich auch die Netzmengengerüste zur Versorgung dieser Anschlüsse stark zurückgehen.
- Das aktuell geplante Wasserstoff-Kernnetz der FNB Gas scheint grundsätzlich im Einklang mit den Anforderungen der Bayernpfade:** Die regionale Ausgestaltung der Topologie bestätigt sich auch in Studien mit detaillierter Modellierung der Fernleitungsnetze als robust (Langfristszenarien), was auch für den **wahrscheinlich vollständigen Rückbau der Erdgas-Netze (oder eine entsprechende Nutzung für andere Verwendungszwecke)** gilt.



# 9 Notwendige Infrastruktur für die Bayernpfade

In diesem Kapitel werden die Infrastrukturbedarfe beschrieben, die für die Erreichung der in dieser Studie untersuchten Bayernpfade erforderlich sind. Den Erläuterungen in Abschnitt 3.3 entsprechend wird für die Modellierung der Verteilungsnetze (Strom, Erdgas, Wasserstoff) eine Modellnetzanalyse verwendet, während für die Strom-Übertragungsnetze ein leitungsscharfes Lastflussmodell Anwendung findet. Für die Gas-Fernleitungsnetze (Erdgas und Wasserstoff), die im Rahmen dieser Studie nicht explizit modelliert werden, wird analytisch abgeleitet, welche Bedarfe bestehen und wie mögliche Netztopologien aussehen können.

## 9.1 Stromnetze

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Stromnetze dargestellt. Zunächst wird dabei in Abschnitt 9.1.1 die Entwicklung der Verteilungsnetze und anschließend in Abschnitt 9.1.2 die Entwicklung der Übertragungsnetze in Bayern erläutert.

### 9.1.1 Verteilungsnetze

Nachfolgend werden die Ergebnisse der detaillierten Analysen für das bayerische Verteilungsnetz dargestellt. Dabei wird zunächst das Mix-Szenario diskutiert und anschließend ein Vergleich mit den weiteren in dieser Studie betrachteten Szenarien vorgenommen.

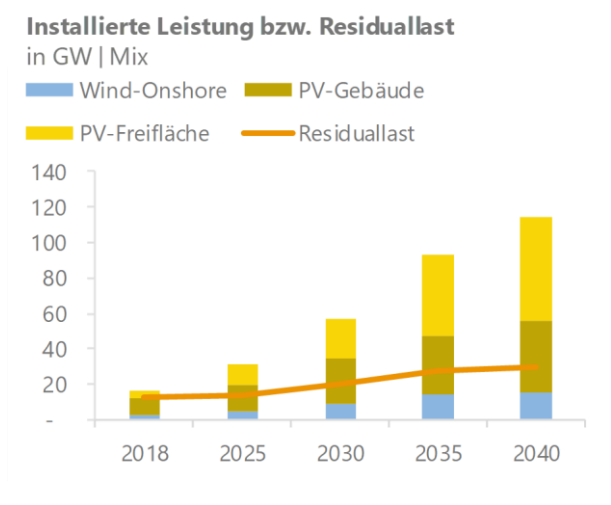


Abbildung 9-1: Installierte Leistung je EE-Technologie und Residuallast im Verteilungsnetz je Stützjahr im Mix-Szenario

### Mix-Szenario

Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von an die Verteilungsnetze angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen. Die installierte Leistung in EE-Anlagen und die maximale Residuallast (Last – EE-Einspeisung) steigen im Mix-Szenario deutlich an, wobei die installierte EE-Leistung deutlich größer als die Residuallast ist. Die größte Steigerung bei Last und EE-Leistung findet zwischen 2025 und 2035 statt (Abbildung 9-1). Gegenüber heute ist ein signifikanter Zuwachs an installierter Erzeugungsleistung in PV-Gebäude- und -Freiflächenanlagen zu beobachten. Auch bei Windenergieanlagen findet in Bayern ein nennenswerter Zubau statt, der jedoch deutlich geringer als der PV-Zubau ist. Auch bei der Last findet eine Steigerung statt, die im Wesentlichen auf einen Zuwachs des Einsatzes von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zurückzuführen ist.

Da der EE-Zubau und der Lastzuwachs oft regional unterschiedliche Gebiete betreffen (Zubau von PV-Freiflächenanlagen in eher ländlichen Gebieten, während die Leistungszunahme durch Wärmepumpen und Elektromobilität sich eher auf städtische Gebiete konzentriert), sind „Synergiepotenziale“ (wegen Lastzuwachs lässt sich mehr EE in die ohnehin auszubauenden Netze integrieren) begrenzt.

Als Ergebnis der Analysen zum erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze ist in Abbildung 9-2 zunächst die Entwicklung der annuitätischen Netzkosten aller Verteilungsnetzebenen für Bayern bis zum Jahr 2040, in dem gemäß Annahme die Klimaneutralität Bayerns erreicht sein soll, dargestellt.

Die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze steigen wegen des notwendigen Ausbaus deutlich an. Bis 2040 kommt es zu einer knappen Verdreifachung der Verteilungsnetzkosten gegenüber dem Ausgangsjahr. Die Zunahme der Netzkosten ist nicht gleichbedeutend mit einem entsprechenden Anstieg der Netzentgelte, da auch die Stromnachfrage deutlich steigt und sich die den Netzentgelten zugrunde liegende Kostenbasis nicht identisch mit den dargestellten annuitätischen Netzkosten skaliert. Weiter ist festzustellen, dass ein großer Teil des Ausbaus bereits bis zum Jahr 2035 erforderlich ist.

### Annuitätische Netzkosten des bayerischen Verteilungsnetzes

in Mrd. € pro Jahr | Mix

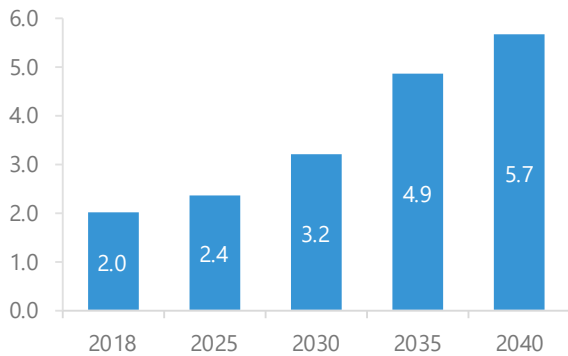


Abbildung 9-2: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario

Hinsichtlich der oben dargestellten Entwicklung der annuitätischen Netzkosten fällt auf, dass der Kostenanstieg bis 2040 zwar grob dem relativen Lastanstieg (Faktor 2,5 von etwa 12 GW auf ca. 30 GW) entspricht, allerdings deutlich niedriger ist als der relative Anstieg der EE-Leistung. Hierfür gibt es mehrere Gründe. Zum einen ist zu beachten, dass der Lastanstieg wie bereits oben erwähnt, mehr oder weniger gleichmäßig in allen Teilen Bayerns erwartet wird, so dass auch mehr oder weniger alle Netze hiervon betroffen sind. Hingegen tritt der EE-Zubau in teilweise hoher räumlicher Konzentration auf, so dass deswegen nur ein Teil der Netze ausgebaut werden muss.

Zum anderen ist zu beachten, dass die für die Netzauslegung relevanten Treiber je nach Netzebene (NE) unterschiedlich sind und diese Treiber in unterschiedlicher Weise vom Anstieg im Bereich Last und EE-Erzeugung betroffen sind. Wesentliche Zusammenhänge sind:

- Leitungsebenen – dies sind die Ebenen Niederspannung (auch als Netzebene 7 bezeichnet), Mittelspannung (Netzebene 5) und Hochspannung (Netzebene 3): Die Auslegung dieser Leitungsebenen wird im Wesentlichen von der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke sowie der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen bestimmt. Die insgesamt benötigte Leitungslänge hängt maßgeblich von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz ab. Die maximal überwindbare Distanz wird v. a. in den Netzebenen 5 und 7 durch die nur begrenzt tolerierbare Abweichung von der Sollspannung limitiert.

Um den aus Spannungsgründen erforderlichen Trassen- und Leitungsbedarf zu minimieren, wird davon ausgegangen, dass die Transformatoren zwischen den Netzebenen 5 und 7 grundsätzlich spannungsgeregelt (rONT) sind. Gegenüber der Distanz hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse verlegten Leitungen grundsätzlich eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei starken Zunahmen der Leistungsanforderungen der Einsatz eines leistungsstärkeren Leitungstyps oder einer parallelen Leitung erforderlich. Der hiermit verbundene Kostenanstieg ist deutlich unterproportional zur Leistungssteigerung.

- Umspannebenen – dies sind die Transformator-ebenen als Kopplung zwischen den zuvor genannten Leitungsebenen, also die MS/NS-Umspannebene (auch als Netzebene 6 bezeichnet), die HS/MS-Umspannebene (Netzebene 4) und die HÖS/HS-Umspannebene (Netzebene 2): Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an das jeweilige Umspannwerk oder an die jeweilige Netzstation sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse sich diese Höchstleistung verteilt. Der Kostenanstieg in den Umspannebenen kann näherungsweise als direkt proportional zu einem Anstieg der Höchstleistung angesehen werden.
- Eine Zunahme der Last wirkt grundsätzlich direkt auf den notwendigen Netzausbau. Dies liegt daran, dass den Verteilungsnetzanalysen prinzipiell die Annahme zugrunde liegt, dass die bestehenden Netze weit überwiegend auf die heutige Last hin dimensioniert sind und allenfalls punktuell Reserven für Lastanstiege aufweisen (s. Abschnitt 3.3.1, „Eingangsgroßen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“).
- Der EE-Zubau führt hingegen erst dann zu einem Netzausbau, wenn die in einem Netzgebiet vorhandene EE-Leistung so hoch ist, dass sie unter Berücksichtigung der Last zu Rückspeisungen führt und diese in einer dimensionierungsrelevanten Höhe liegen. Der Punkt, ab dem dies erreicht ist, hängt von verschiedenen Aspekten ab:

- Höhe der Last in dem betreffenden Netzgebiet: Hier besteht ein mittelbarer Zusammenhang mit der EE-Technologie: So findet der Zubau von PV-Aufdachanlagen in Gebieten statt, in denen auch Lasten in signifikantem Umfang vorhanden sind, während der Zubau von PV-Freiflächenanlagen und insbesondere auch der von Windenergieanlagen oftmals in Gebieten stattfindet, in denen lokal kaum Lasten vorhanden sind.
- Charakteristik der EE-Einspeisung: Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist mittags maximal, also zu Zeit, in denen die Last tendenziell hoch ist. Hingegen kann die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen auch in Nachtstunden zu Zeiten sehr niedriger Last hoch sein. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist.
- Räumliche Verteilung des EE-Ausbaus: Ein räumlich gleichmäßiger EE-Ausbau führt tendenziell zu geringerem Netzausbau, da die Schwelle, oberhalb derer ein Netzausbau erforderlich ist, später erreicht wird als bei einem lokal/regional konzentrierten EE-Ausbau.
- Lastzuwachs und EE-Anstieg können sich – sofern sie lokal/regional zusammentreffen – teilweise gegenseitig kompensieren und somit zu einem etwas geringeren Netzausbau führen, als es bei jeweils separater Betrachtung des Lastzuwachses und des EE-Anstiegs der Fall wäre.

#### Annuitätische Netzkosten des bayerischen Verteilungsnetzes nach Netzebenen in Mrd. € pro Jahr | Mix

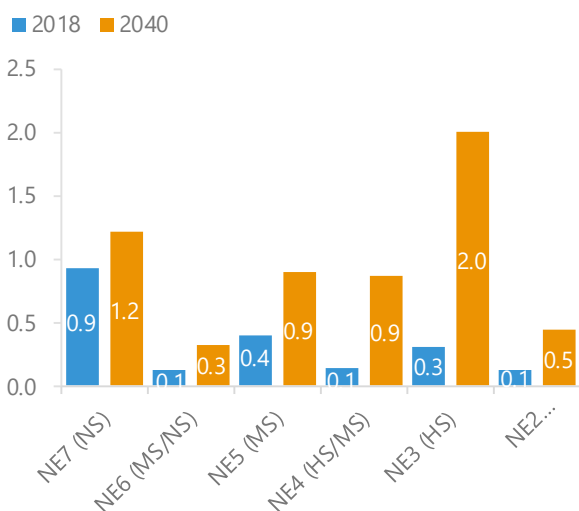


Abbildung 9-3: Annuitätische Netzkosten nach Netzebenen für die Jahre 2018 und 2040 im Mixszenario

In Abbildung 9-3 ist der diesem Kostenanstieg zugrunde liegende Anstieg der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario differenziert nach Netzebenen für das Jahr 2040 dargestellt.

Der Netzkostenzuwachs ist in der Netzebene 3 am größten, was zum Teil auch durch die angenommene grundsätzliche Verkabelung von neuen Trassen verursacht wird. Würden stattdessen ausschließlich Freileitungen eingesetzt, könnte der Kostenanstieg zwar um ca. 50 % gedämpft werden, allerdings wäre der Kostenzuwachs in der Netzebene 3 auch in diesem Fall weiterhin am größten. Ferner zeigt sich im Vergleich der verschiedenen Netzebenen ein tendenziell größer werdender *relativer* Netzkostenanstieg von der Nieder- zur Hochspannungsebene, was auf die zuvor beschriebenen Zusammenhänge der je nach Netzebene unterschiedlichen Treiber für die Netzdimensionierung zurückzuführen ist. Dass in der Netzebene 7 nur ein vergleichsweise geringer prozentualer Anstieg zu verzeichnen ist, ist darauf zurückzuführen, dass es in Netzebene 7 zwar einen nennenswerten Zubau an PV-Dachanlagen mit Anschluss gibt, diese aber in aller Regel „hinter“ einem bereits vorhandenen Netz-/Hausanschluss angeschlossen werden, so dass grundsätzlich keine zusätzlichen Leitungstrassen im Netz der allgemeinen Versorgung erforderlich werden. Der zu beobachtende Kostenanstieg ist daher auf etwaige leistungsbedingte Leitungsverstärkungen zurückzuführen, die in der Praxis häufig in Form von Querschnittserhöhungen vorgenommen werden und vielfach nur zu einem unterproportionalen Kostenanstieg führen. Die Netzebene 7 hat jedoch weiterhin einen sehr großen Anteil an den Gesamtkosten der Verteilungsnetze.

#### Ergebnisse weiterer Szenarien

Wie bereits zuvor ausgeführt, sind für die Kapazitätsdimensionierung der Verteilungsnetze entweder die Residuallast oder die höchsten zu erwartenden Einspeisespitzen der dezentralen (EE-) Erzeugung unter Berücksichtigung gegebenenfalls zeitgleich erfolgender Bezüge von Lasten maßgeblich. Eine höhere Stromnachfrage bzw. höhere EE-Erzeugung bei Wind Onshore und PV gehen somit grundsätzlich mit höheren Netzbelastungen in den Verteilungsnetzen einher. Daneben spielt die Anzahl der zu versorgenden Netzanschlüsse eine Rolle. Diese steigt insbesondere durch den Anschluss zusätzlicher EE-Anlagen an, wobei mit zunehmenden Anlagengrößen die Anzahl der EE-bedingten Netzanschlüsse bei steigender EE-Leistung nicht notwendigerweise ebenfalls steigt. Höhere Kapazitätsanforderungen der Netze erfordern gegebenenfalls auch zusätzliche Umspannstationen, die wiederum zusätzliche Netzanschlüsse darstellen. In Summe lässt sich festhalten, dass steigende

installierte EE-Leistungen bei Wind Onshore und PV sowie eine steigende Stromnachfrage den Ausbau und damit die Kosten der Stromverteilungsnetze als wesentliche Einflussgrößen treiben.

### Installierte Leistung bzw. Residuallast

in GW | 2040

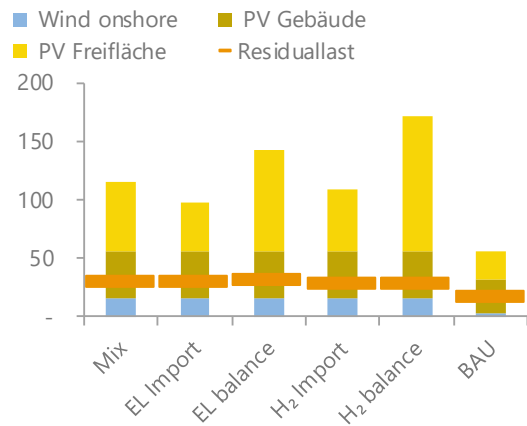


Abbildung 9-4: Installierte Leistung je EE-Technologie und Residuallast im Verteilungsnetz je Szenario für das Jahr 2040

Das Volumen des EE-Ausbaus und die Residuallast verändern sich in unterschiedlichem Umfang in den hier betrachteten weiteren Szenarien gegenüber dem Mix-Szenario. Im Vergleich zum Mix-Szenario sinkt die installierte Leistung von EE-Anlagen in den beiden „Import“-Szenarien, während diese in den beiden „balance“-Szenarien deutlich steigt (Abbildung 9-4). Das BAU-Szenario hingegen liegt sowohl bei der Summe der installierten Leistung von EE-Anlagen als auch bei der Residuallast sehr deutlich unterhalb von allen anderen betrachteten Szenarien.

Somit ändert sich auch der Ausbaubedarf in den Stromverteilungsnetzen mehr oder weniger stark. Abbildung 9-5 zeigt dies anhand eines Vergleichs der annuitätischen Kosten der bayerischen Verteilungsnetze für die betrachteten Stützjahre bis 2040 sowie im Vergleich mit dem Referenzjahr 2018.

Bis zum Stützjahr 2030 unterscheiden sich die Kosten in den betrachteten Szenarien – mit Ausnahme des BAU-Szenarios – kaum, in den Zeitpunkten danach zeigen sich hingegen sehr deutliche Unterschiede. Aufgrund der jeweiligen Höhen der installierten EE-Leistungen liegen die Kosten der beiden balance-Szenarien sehr deutlich über denen des Mix-Szenarios, die der drei weiteren Szenarien darunter, im BAU-Szenario sogar signifikant. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass, anders als in den übrigen Szenarien, im BAU-Szenario Treibhausgasneutralität im Jahr 2040 im Wesentlichen durch den Einsatz synthetischer Kohlenwasserstoffe erreicht wird, was in einem deutlich geringeren EE-Zubau und Lastzuwachs im Vergleich zu den weiteren Szenarien resultiert (Abbildung 9-4). Insgesamt beträgt die Bandbreite der Kostenzunahme zwischen den zielkonformen fünf Szenarien in 2040 ca. 230% bis 420% jeweils bezogen auf das Referenzjahr. Trotz Zielverfehlung steigen auch im BAU-Szenario die Kosten um ca. 80 % gegenüber dem Ausgangsjahr an, da sich gegenüber dem Ausgangsjahr die Summe der installierten EE-Leistung in etwa verdreifacht und die Residuallast um ca. 50 % steigt. Wesentliche Treiber für die starke Zunahme in den balance-Szenarien sind die PV-Freiflächenanlagen, da sich die übrigen Netzausbautreiber in den Szenarien – das BAU-Szenario hier außen vorgelassen – praktisch nicht voneinander unterscheiden (Abbildung 9-5).

### Annuitätische Netzkosten des bayerischen Verteilungsnetzes

in Mrd. € pro Jahr

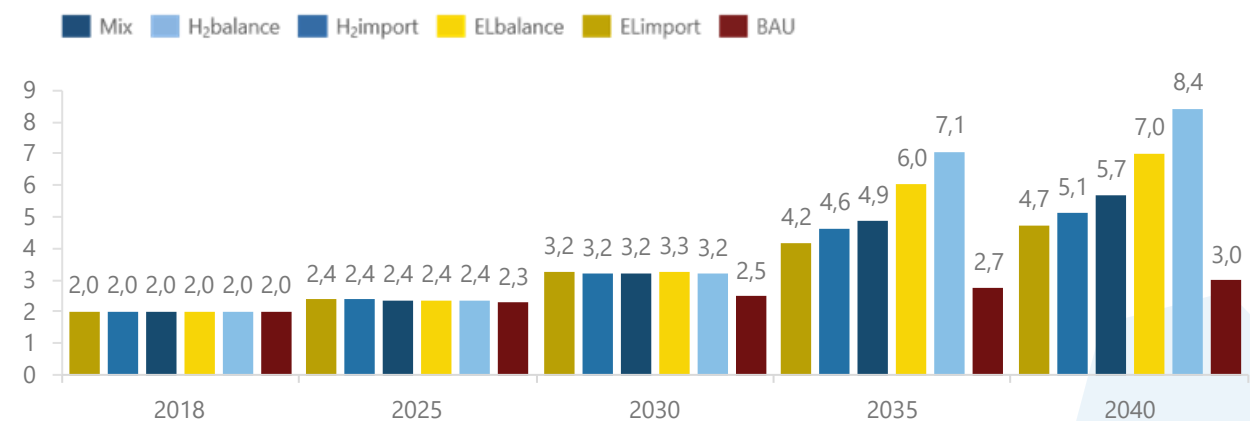


Abbildung 9-5: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten in den betrachteten Szenarien

## Relative Höhe der Netzkosten nach Netzebenen im Jahr 2040 jeweils bezogen auf das Mix-Szenario

in %

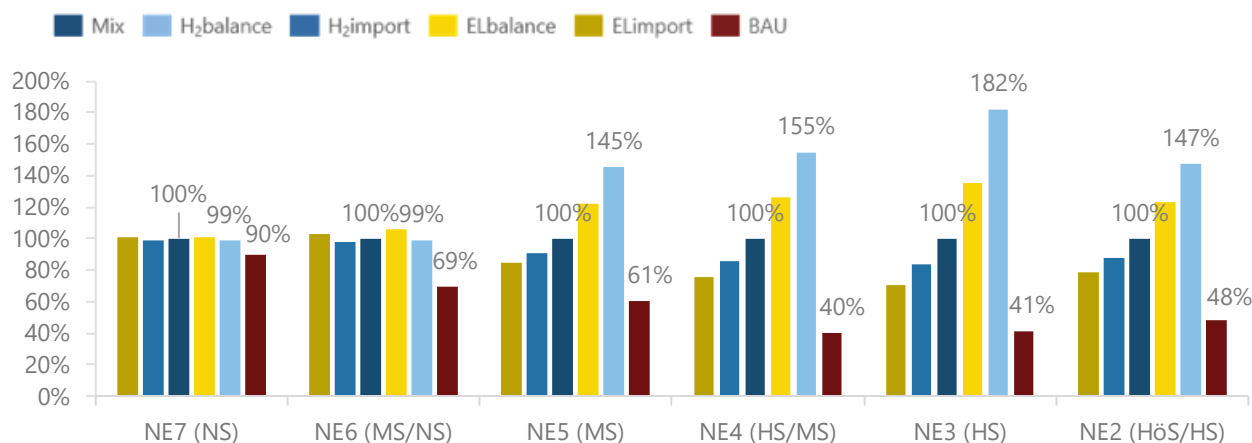


Abbildung 9-6: Relative Entwicklung der annuitätischen Netzkosten nach Netzebenen im Jahr 2040, jeweils bezogen auf das Mix-Szenario

Bereits beim Mix-Szenario zeigte sich, dass die Kostenentwicklung je Netzebene uneinheitlich ist. Dies trifft auch für die weiteren untersuchten Szenarien zu. Die Entwicklung der Kosten je Netzebene – in Abbildung 9-5 sind die Kosten jeweils auf die im Mix-Szenario je Netzebene entstehenden Kosten bezogen dargestellt – unterscheidet sich zwischen den zielerreichungskonformen Szenarien praktisch erst ab der Mittelspannungsleitungsebene (NE 5). Analog zum Mix-Szenario nimmt die Spreizung der Zunahme mit steigender Netzebene von NE 5 nach NE 3 zu (s. Abbildung 9-6). Wie schon aus dem Vergleich der annuitätischen Gesamtkosten zu erwarten war, liegen die Kosten des BAU-Szenarios in jeder Netzebene unterhalb der Kosten der anderen Szenarien. Vor allem in den höheren Verteilungsnetzebenen steigen im BAU-Szenario die Kosten weniger stark an, was insbesondere an der deutlich geringeren Leistung von PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen liegt.

Weiter ist festzuhalten, dass vor allem in der Hochspannungsleitungsebene (NE 3) in den balance-Szenarien ein Ausbaubedarf erwartet wird, der zu einer Netzkostenzunahme in einer Größenordnung von – je nach Szenario – bis zu etwa Faktor 5 (überwiegend Freileitungsnetz) bis 10 (überwiegend Kabelnetz) im Vergleich führen dürfte.

### Fazit Verteilungsnetze Strom

Zusammenfassend kann festgehalten werden,

- dass in den Verteilungsnetzen flächendeckend und bereits kurzfristig ein sehr erheblicher Investitionsbedarf entsteht,

- dass der Anstieg der annuitätischen Netzkosten zwar deutlich unterproportional zur Steigerung der installierten Leistung von EE-Anlagen, dafür aber eher mit dem Zuwachs der Residuallast korreliert ist,
- dass der *relative* Netzkostenanstieg von der Nieder- zur Hochspannungsebene zunimmt und
- dass in der Folge v. a. in der Hochspannungsebene bereits kurzfristig auch in der Verwaltung zusätzlicher Aufwand infolge zunehmender Planungs- und Genehmigungsverfahren entsteht.

### 9.1.2 Übertragungsnetze

In diesem Abschnitt werden nun die Ergebnisse der detaillierten Analysen für das bayerische Übertragungsnetz dargestellt. Dabei wird zunächst das Mix-Szenario diskutiert und anschließend ein Vergleich mit den weiteren in dieser Studie betrachteten Szenarien vorgenommen.

#### Mix-Szenario

Anhand Abbildung 9-7 ist zu erkennen, dass die Versorgungsaufgabe im betrachteten Mix-Szenario bereits im Jahr 2035, insbesondere im Norden Bayerns, zu Netzengpässen im vorgegebenen Startnetz führt. Diese Netzengpässe verstärken sich bis 2040 sowohl mit Blick auf die Höhe der Leitungsauslastungen als auch die räumliche Betroffenheit. Im Vergleich der Netzauslastungen in den Jahren 2035 und 2040 sind zusätzliche Netzengpässe im Jahr 2040 auch im Süden Bayerns zu erkennen. Zu beachten ist bei der Einordnung, dass der Ermittlung dieser Leitungsbelastungen bereits ein optimierter Einsatz von den spätestens ab 2035 gemäß Annahmen zum Startnetz verfügbaren HGÜ-Leitungen,



Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern zugrunde liegt. Auch wurde ein flächendeckendes Freileitungsmonitoring modelliert. Diese Maßnahmen bzw. Netzbetriebsmittel und deren optimierter Einsatz wirken tendenziell allein bereits deutlich netzentlastend und reduzieren somit die erforderlichen Bedarfe für Netzausbau und -verstärkung.

Als Ergebnis der Ermittlung von Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zeigt Abbildung 9-8 das Netzmengengerüst (Stromkreiskilometer) des bayerischen Übertragungsnetzes (Abgrenzung zwischen Stromkreis- und Trassenkilometern siehe Abschnitt 3.3.2). Vergleichend dargestellt sind neben dem Ist-Netz 2021 und dem Startnetz 2035 (Ist-Netz zuzüglich Maßnahmen gemäß Bundesbedarfsplan (BBP), der auf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2035(2021) basiert) die resultierenden Mengengerüste für das ausgebaute Netz im Mix-Szenario für die Jahre 2035 und 2040.

Es ist zu erkennen, dass bis zum Jahr 2040 (ca. 8.400 Kilometer) gegenüber dem Referenzjahr 2021 (ca. 5.300 Kilometer) Stromkreise mit einer Gesamtlänge von 3.100 Kilometern zusätzlich in das Übertragungsnetz integriert werden müssen. Davon resultieren etwa 40 % (1.200 Kilometer) bereits aus den Startnetzmaßnahmen gemäß BBP, nach deren Umsetzung die gesamte Stromkreislänge etwa 6.500 Kilometer beträgt.

### Netzmengengerüst

in Stromkreiskilometern | ÜN Bayern | Mix

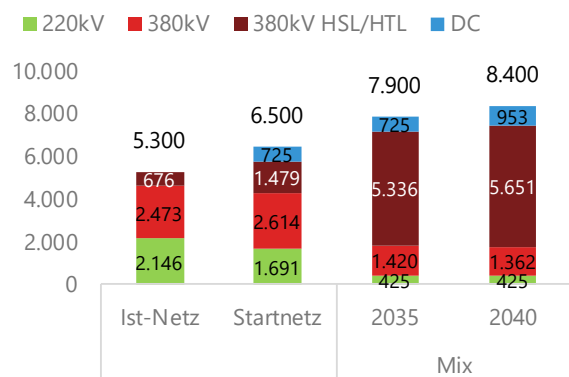


Abbildung 9-8: Netzmengengerüst (Stromkreiskilometer) des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2040 unter Berücksichtigung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen (Mix-Szenario)

Neben der Zunahme der Gesamtlänge der Stromkreiskilometer des bayerischen Übertragungsnetzes ist auch eine Änderung der technologischen Zusammensetzung erkennbar. Während im Ist-Zustand 2021 noch der überwiegende Anteil der Übertragungsleitungen in 220 kV- oder 380 kV-Technologie ausgeführt sind, werden diese Leitungen in großen Teilen durch leistungsstärkere 380 kV-Leiterseile in Hochstrom- oder Hochtemperatur-Technologie (HSL/HTL) ersetzt. Insgesamt werden bis 2040 etwa 2.500 Kilometer der bestehenden Leitungen auf diese Weise ersetzt und somit das Übertragungsnetz für höhere Leistungsflüsse

### Netzbelastungen

max. Belastung in (n-1) Fall | ÜN Bayern | Mix

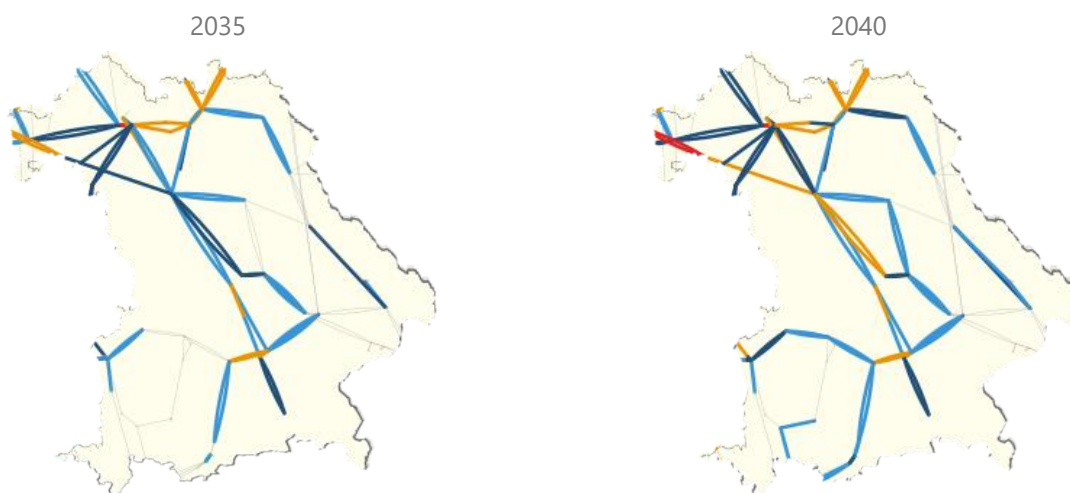
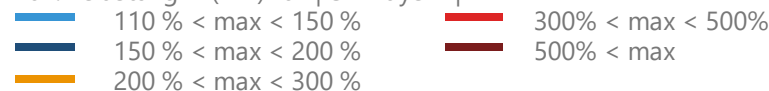


Abbildung 9-7: Maximale (n-1)-Netzbelastung im bayerischen Übertragungsnetz in den Betrachtungsjahren 2035 und 2040 vor weiterem Netzausbau gegenüber dem Startnetz 2035 (Mix-Szenario)



verstärkt. Dies führt dazu, dass der Anteil von herkömmlichen 220 kV- und 380 kV-Leitungen von etwa 85 % im Ist-Netz bis 2040 auf etwa 20 % sinkt, wohingegen der Anteil von 380 kV-Leitungen mit HSL/HTL von gut 10 % auf etwa 65 % ansteigt. Auch hier wird ein Teil der Verstärkungsmaßnahmen bereits durch die BBP-Maßnahmen im Startnetz begründet: Dort liegt der Anteil von herkömmlichen 220 kV- und 380 kV-Leitungen bei 65 % und der Anteil von 380 kV-Leitungen mit HST/HTL bei gut 20 %. Die Ergebnisse zeigen aber, dass das bayerische Übertragungsnetz bis 2040 im betrachteten Mix-Szenario auch über die BBP-Maßnahmen, die bereits im Startnetz berücksichtigt werden, hinaus verstärkt und ausgebaut werden muss.

Zur weiteren Einordnung sind in Abbildung 9-9 die erforderlichen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen differenziert nach Startnetzmaßnahmen, dem darüber hinaus erforderlichen Zubau bis 2035 und dem weiteren Zubau bis 2040 dargestellt. Diese Darstellung zeigt auf, dass von den bis 2040 erforderlichen Maßnahmen in Höhe von 6.400 Kilometern bereits knapp 30 % (2.000 Kilometer) aus dem BBP für das Startnetz resultieren. Darüber hinaus werden weitere 60 % (3.900 Kilometer) bereits bis 2035 erforderlich. Um anschließend noch verbleibende Netzengpässe bis 2040 zu beheben, müssen ca. 500 weitere Kilometer ausgebaut oder verstärkt werden, was in diesem Szenario einem Anteil von gut 10 % am Gesamtbedarf für Netzausbau- oder -verstärkungsmaßnahmen entspricht.

#### Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen

in Stromkreiskilometern | ÜN Bayern | Mix

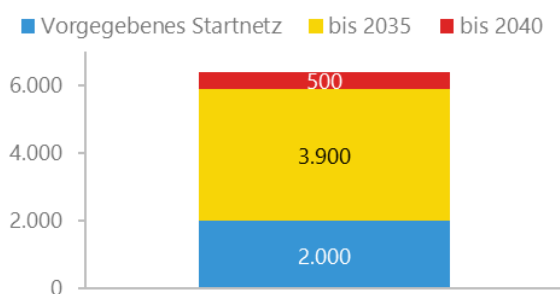


Abbildung 9-9: Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im bayerischen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2040, differenziert nach Startnetzmaßnahmen gemäß BBP und weiterem Netzausbau

Der zusätzliche Netzausbau- und -verstärkungsbedarf über das Startnetz hinaus ist damit erheblich. Ca. 90 % der bis 2040 erforderlichen Maßnahmen fallen bereits bis 2035 an.

Der Ausbaubedarf im bayerischen Übertragungsnetz geht auch mit einem Anstieg der annuitätischen Netzkosten einher, wie Abbildung 9-10 zeigt. Die

Netzkosten steigen auf ca. das 2,5-fache des Werts für das heutige Übertragungsnetz in Bayern an. Zu beachten ist, dass die absolute Höhe der Netzkosten stark von den getroffenen Verzinsungsannahmen abhängt, wobei ein Zinssatz von 3,5 % angenommen wurde.

#### Annuitätische Netzkosten

in Mrd. € pro Jahr | ÜN Bayern | Mix

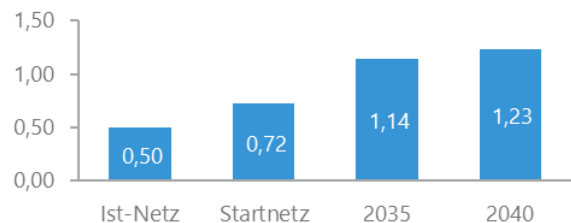


Abbildung 9-10: Annuitätische Netzkosten des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2040

Vergleicht man die Kostenentwicklung mit der Entwicklung der Netzmengengerüste, so fällt auf, dass die Netzkosten etwas stärker steigen als es die Entwicklung des Netzmengengerüsts (vgl. Abbildung 9-8) erwarten ließe. Grund hierfür ist die getroffene Annahme, dass alle neuen und verstärkten AC-Stromkreise zu 10 % verkabelt werden (vgl. Annahmen in 3.3.2). Hinzu kommt, dass der Anteil der vollständig verkabelten DC-Leitungen mit etwa 1000 km sich annähernd auf 20 % der annuitätischen Netzkosten beläuft.

#### Einordnung weiterer Szenarien

Die Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen aller Szenarien sind in Abbildung 9-11 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass das bayerische Übertragungsnetz für die EL-Pfade, die H<sub>2</sub>-Pfade und den Mix-Pfad bis 2040 deutlich ausgebaut und verstärkt werden muss. Die zusätzlich zum Startnetz erforderlichen Maßnahmen übersteigen den bisher geplanten Netzausbau um ca. 190 % bis 255 % mit Blick auf die zu verstärkenden bzw. zusätzlich zu errichtenden Stromkreiskilometer. Für den BAU-Pfad sind nur 40 % zusätzliche Maßnahmen zu den bisher geplanten Maßnahmen gemäß BBP (basierend auf Bestätigung des Netzausbauplans 2035 (2021)) notwendig.

Im Vergleich der EL-Pfade, der H<sub>2</sub>-Pfade und dem Mix-Pfad ist im Szenario ELimport der geringste Ausbaubedarf notwendig. Der höchste Ausbaubedarf ergibt sich im H<sub>2</sub>balance Szenario. Der Mix-Pfad erfordert mit insgesamt 6.400 Stromkreiskilometern mehr Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen als das ELbalance (5.800 Stromkreis-km) und H<sub>2</sub>balance (6.100 Stromkreis-km) Szenario. Jedoch sind die Anforderungen niedriger als im ELimport- (6.800

Stromkreis-km) und H<sub>2</sub>import- (7.100 Stromkreis-km) Szenario.

### Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen in Stromkreiskilometern | ÜN Bayern | Pfadvergleich

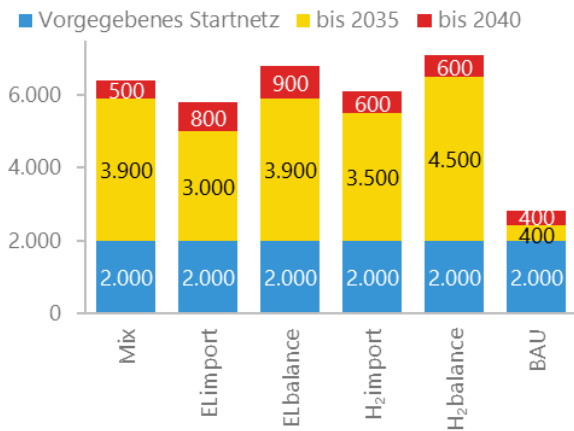


Abbildung 9-11: Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im bayerischen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2040, differenziert nach Startnetzmaßnahmen gemäß BBP und weiterem Netzausbau im Szenarienvergleich

Maßgeblich für die Anforderungen an das Übertragungsnetz ist der Stromaustausch zwischen den Modellregionen. Aber auch höhere installierte Leistungen von EE-Anlagen oder höhere Lasten durch z.B. Elektrolyseure können zu lokalen Engpässen im Übertragungsnetz innerhalb der Regionen führen und einen Netzausbau- oder Netzverstärkungsbedarf verursachen. Die erzeugten EE-Mengen der H<sub>2</sub>-Pfade sind höher als in den Szenarien der vergleichbaren EL-Pfade (siehe auch Abbildung 8-11). Ebenso sind die erzeugten EE-Mengen der balance-Szenarien höher als die der import-Szenarien. Das Mix-Szenario liegt zwischen den balance-Szenarien und den import-Szenarien. Die unterschiedlichen EE-Mengen in den Szenarien sind fast ausschließlich auf die unterschiedliche installierte PV-Leistung zurückzuführen. Ebenso unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der installierten Leistung der Elektrolyseure (vgl. Abbildung 8-7). Dabei ist zu beachten, dass die zusätzliche EE-Leistung die zusätzliche Leistung der Elektrolyseure deutlich übersteigt. Um die höhere installierte Leistung der PV-Anlagen und Elektrolyseure in das System zu integrieren, nimmt auch der Austausch mit den Nachbarregionen zu. Die jährlichen Nettostromimporte der Balance-Szenarien sind zwar begrenzt, stündlich ergeben sich durch die höheren installierten Leistungen aber auch höhere Stromaustausche und Anforderungen an das Übertragungsnetz.

Im Vergleich zu den Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen bleibt bei den annuitätischen Netzkosten

die Rangfolge der Szenarien unverändert, wie Abbildung 9-12 zeigt.

### Annuitätische Netzkosten

in Mrd. € pro Jahr | ÜN Bayern | Pfadvergleich

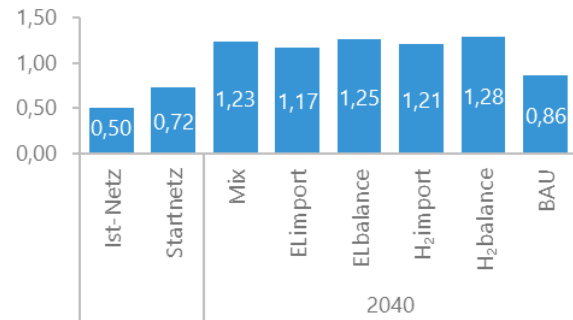


Abbildung 9-12: Annuitätische Netzkosten des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2040 im Szenarienvergleich

Anzumerken ist, dass in Abbildung 9-11 sowohl zusätzliche als auch verstärkte Stromkreiskilometer ausgewiesen sind. Es handelt sich bei diesen Zahlen also nur teilweise um zusätzliche Stromkreiskilometer. Zum Teil handelt es sich um Verstärkung bzw. Umrüstung bestehender Leitungen (Ersatzneubau). Wie aus Abbildung 9-12 ersichtlich, ergeben sich hierdurch bei den annuitätischen Netzkosten prozentual geringere Differenzen zwischen den Szenarien als bei den notwendigen Netzausbau- und verstärkungsmaßnahmen.

### Fazit Übertragungsnetze Strom

Es kann zusammenfassend festgehalten werden, dass

- die Anforderungen an das bayerische Übertragungsnetz in allen Bayernpfaden gegenüber heute stark ansteigen,
- das Übertragungsnetz daher deutlich über den heute gesetzlich verankerten Netzausbau (BBP) hinaus verstärkt und ausgebaut werden muss (insgesamt 6.400 Kilometer gegenüber heute, davon 2.000 Kilometer durch BBP) und
- ein Großteil der zusätzlichen Bedarfe für Netzausbau und Verstärkung bereits bis 2035 erforderlich ist.

## 9.2 Erdgas- und Wasserstoffnetze

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für die Gasnetze (Erdgas und Wasserstoff) dargestellt. Zunächst wird dabei in Abschnitt 9.2.1 die Entwicklung der Verteilungsnetze und anschließend in

Abschnitt 9.2.2 die mögliche Entwicklung der Fernleitungsnetze in Bayern erläutert.

### 9.2.1 Verteilungsnetze

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der detaillierten Analysen für das bayerische Verteilungsnetz dargestellt. Dabei wird zunächst das Mix-Szenario diskutiert und anschließend ein Vergleich mit den weiteren in dieser Studie betrachteten Szenarien vorgenommen.

#### Mix-Szenario

Zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2040 werden im Mix-Szenario bestehende mit fossilem CH<sub>4</sub> betriebene Gaskessel, die zur Wärmeerzeugung genutzt werden, hauptsächlich durch andere Technologien wie z.B. elektrisch angetriebene Wärmepumpen ersetzt. Daher geht die Zahl dieser Gaskessel bis 2040 vollständig auf 0 zurück (Abbildung 9-13). Zwar werden ab dem Jahr 2030 auch Gaskessel mit (grünem) Wasserstoff betrieben, die sich in auf Wasserstoff umgestellten Bestandsnetzen befinden, allerdings ist deren absolute Zahl im Vergleich zur Anzahl der heute betriebenen Gaskessel sehr gering. Daher wird perspektivisch im Jahr 2040 nur noch ein geringer Teil des derzeitigen Mittel- und Niederdrucknetzes, der auf Wasserstoff umgestellt ist, benötigt.

#### Entwicklung der Gaskessel zur Wärmeerzeugung in Prozent | Mix

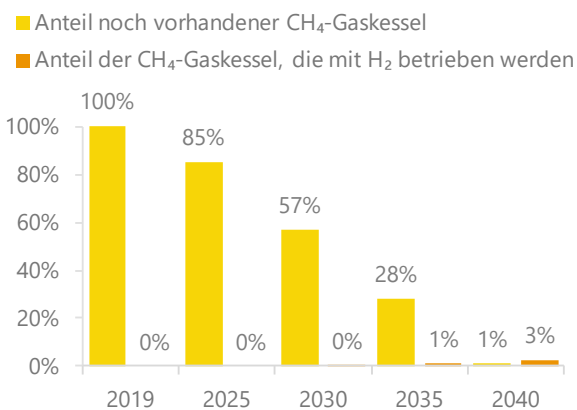


Abbildung 9-13: Entwicklung der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Gaskessel im Mix-Szenario differenziert nach eingesetztem Energieträger

Neben der Wärmeerzeugung gibt es Nachfrage aus der Industrie, deren Bedarf sukzessive auf Wasserstoff umgestellt wird. Wie im Methodikteil (Abschnitt 3.3.3) bereits kurz ausgeführt, wird angenommen, dass das Hochdrucknetz, an das Industrieverbraucher typischerweise angeschlossen sind, schrittweise auf Wasserstoff umgestellt wird, ohne dass sich letztlich

signifikante Längenänderungen ergeben. Daher wird die Länge des Hochdrucknetzes als konstant angenommen.

#### Entwicklung der Leitungslänge des bayerischen Gasverteilungsnetzes in 1.000 km | Mix

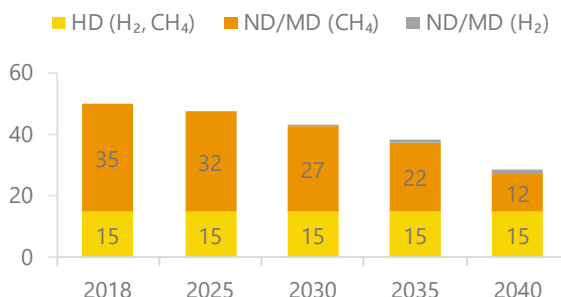


Abbildung 9-14: Entwicklung der Leitungslänge des Gasverteilungsnetzes im Mix-Szenario

Wie angesichts der Entwicklung der Gaskessel abzu-sehen ist, geht die Leitungslänge des Gasverteilungsnetzes im Zeitverlauf signifikant zurück, wenngleich die Reduktionsrate der Netzlänge kleiner ist als die der Gaskessel (Abbildung 9-14). Dies folgt aus der Annahme, dass Teilnetze erst dann vollständig stillgelegt werden können, wenn alle angeschlossenen Kunden kein Gas mehr beziehen. Daher entspricht die Entwicklung des Gasverteilungsnetzes nicht der Abnahme der Anschlusszahlen, sodass im Jahr 2040, in dem kein Bezug von fossilem Gas mehr erfolgt, trotzdem noch Leitungslänge eines CH<sub>4</sub>-Gasnetzes ausgewiesen wird. Die Stilllegung dieses Netzes erfolgt entsprechend in den Folgejahren.

Die mit dem Mengengerüst verbundenen annuitätischen Kosten (Abbildung 9-15) reduzieren sich entsprechend ebenfalls, wenn auch mit einer im Vergleich zum Mengengerüst nochmals geringeren Rate, was eine Folge der unterschiedlichen spezifischen Kostenansätze je Druckstufe ist. Nach Stilllegung der nach 2040 nicht mehr benötigten MD-/ND-Leitungen betragen die annuitätischen Kosten ca. 40 % des Werts im Ausgangsjahr. In diesen Kosten sind jedoch keine Stilllegungskosten enthalten, da es sich hierbei um nicht periodisch wiederkehrende Kosten handelt, die insofern methodisch nicht in den annuitätischen Kostenvergleich einbezogen werden können. Die Höhe der insgesamt im Betrachtungsbereich (bis einschließlich 2050, s. a. Kapitel 11) zu erwartenden Stilllegungskosten kann unter Verwendung eines spezifischen Kostenansatzes für Verdämmen und Versiegeln in Höhe von 70.000 €/km [154] mit ca. 2,3 Mrd. € abgeschätzt werden.

### Entwicklung der Leitungslänge des bayerischen CH<sub>4</sub>-Verteilungsnetzes (ND/MD)

in 1.000 km

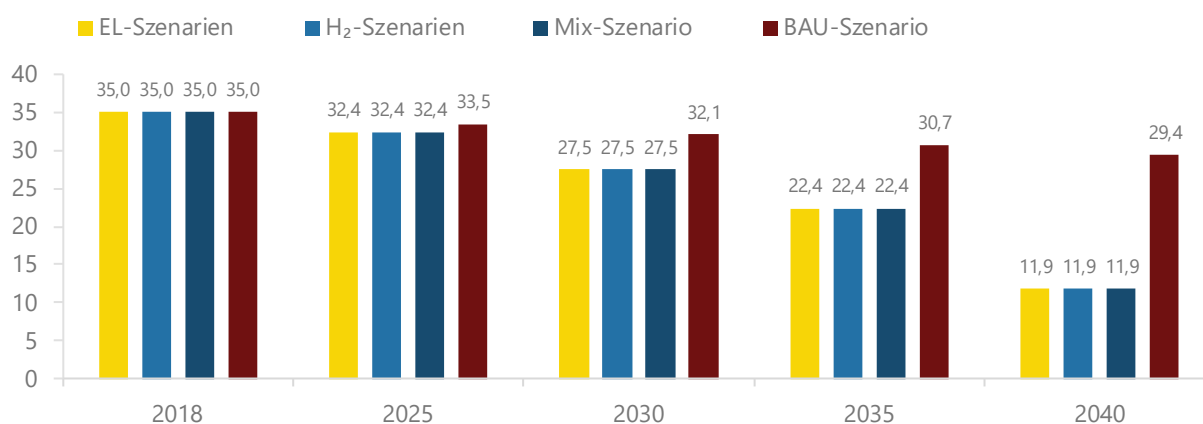


Abbildung 9-15: Entwicklung der Leitungslänge des CH<sub>4</sub>-Gasverteilungsnetzes im Zeitverlauf

### Ergebnisse weiterer Szenarien

Neben dem zuvor vorgestellten Mix-Szenario werden noch weitere Szenarien berücksichtigt, die sich mit Blick auf das Gasverteilungsnetz im Wesentlichen hinsichtlich der Anzahl von mit Wasserstoff weiterbetriebenen Gaskesseln zur Wärmebereitstellung unterscheiden.

### Annuitätische Netzkosten des bayerischen Gasverteilungsnetzes

in Mrd. € pro Jahr | Mix

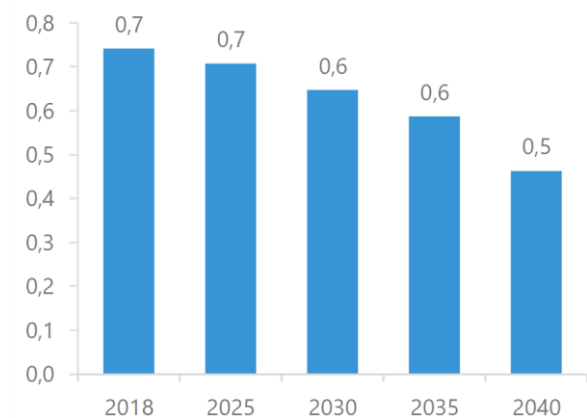


Abbildung 9-15: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario

In den stark auf strombasierte Technologien fokussierten EL-Szenarien sowie im BAU-Szenario werden keine Gaskessel auf Wasserstoff umgestellt, während in den H<sub>2</sub>-Szenarien zwar eine nennenswerte Anzahl an Gaskesseln umgestellt wird. Die Gesamtzahl ist mit unter 20 %, bezogen auf die heutige Anzahl, jedoch weiterhin vergleichsweise gering, wenngleich sie etwa Faktor sieben über den Zahlen, die im Mix-Szenario

erwartet werden, liegt. Dies spiegelt sich im jeweils abgeschätzten Leitungsmengengerüst wider (Abbildung 9-16).

### Entwicklung der Leitungslänge des bayerischen Wasserstoffverteilungsnetzes (ND/MD)

in 1.000 km

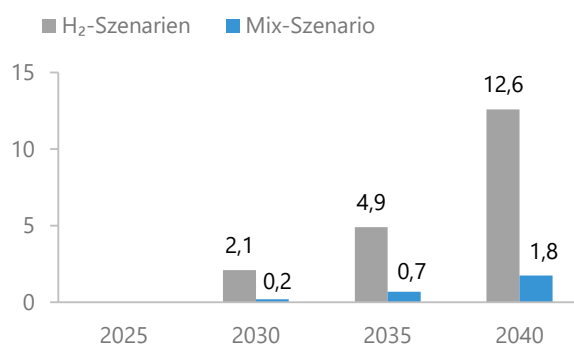


Abbildung 9-16: Entwicklung der Leitungslänge des zur Versorgung der auf Wasserstoff umgestellten Gaskessel voraussichtlich benötigten Verteilungsnetzes

Die Anschlusszahlen im CH<sub>4</sub>-Netz entwickeln sich in den EL- und H<sub>2</sub>-Szenarien ebenso wie im Mix-Szenario, sodass die daraus resultierenden Netzmengen identisch zu den vorher gezeigten Ergebnissen des Mix-Szenarios sind. Im BAU-Szenario hingegen gehen die Anschlusszahlen zwar auch zurück, sinken aber deutlich langsamer als in den anderen Szenarien. Insbesondere fallen die Anschlusszahlen im Jahr 2040 – wie auch in den Folgejahren bis 2050 (hier nicht dargestellt) – nicht auf null. Somit weist das BAU-Szenario in allen Stützjahren eine deutlich größere Leitungslänge des MD-/ND-Netzes auf als die weiteren Szenarien (Abbildung 9-17). Da die Entwicklungen des

in den jeweiligen „Import“- und „balance“-Varianten der EL- und H<sub>2</sub>-Szenarien jeweils identisch sind, werden diese Varianten hier nicht separat aufgeführt.

Abbildung 9-17 zeigt, dass die gesamten annuitätischen Kosten (umfasst CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>-Netze) des Mix-Szenarios und der EL-Szenarios sich nur geringfügig unterscheiden, während die der H<sub>2</sub>-Szenarios infolge des umfangreicheren Netzmengengerüsts sichtbar darüber liegen, wenngleich diese deutlich unter dem heutigen Niveau bleiben (ca. 40 % im Jahr 2040). Auch wenn die annuitätischen Kosten im BAU-Szenario zurückgehen, sind diese doch höher als in den anderen Szenarios. Diese Differenz nimmt bis 2050 (hier nicht dargestellt) noch deutlich weiter zu. Da sich die Leitungslängen der auf Wasserstoff umgestellten Teilnetze wie auch – zumindest im BAU-Szenario – die Leitungslänge des CH<sub>4</sub>-Verteilungsnetzes unterscheiden, differieren auch die Stilllegungskosten in den Szenarios. In den EL-Szenarios betragen diese bis zum Jahr 2050 ca. 2,5 Mrd. €, in den H<sub>2</sub>-Szenarios ca. 1,5 Mrd. € und im BAU-Szenario ca. 0,6 Mrd. €.

#### Fazit Verteilungsnetze Erdgas und Wasserstoff

Es kann zusammenfassend festgehalten werden,

- dass die Anzahl zur Wärmebereitstellung eingesetzter Gaskessel in allen Szenarios stark zurückgeht, in den EL-Szenarios vollständig und im Mix-Szenario nahezu auf null,
- dass in der Folge auch die Netzmengengerüste zur Versorgung dieser Anschlüsse stark zurückgehen,
- dass durch die Umstellung der Industrienachfrage auf Wasserstoff das Hochdrucknetz weitgehend erhalten bleiben dürfte, und

- dass die annuitätischen Kosten des Gasverteilungsnetzes im Jahr 2040 in den betrachteten Szenarios deutlich geringer als die des Stromverteilungsnetzes sind (ca. Faktor fünf bis sieben abhängig vom betrachteten Szenario).

#### 9.2.2 Fernleitungsnetze

Im Rahmen dieser Studie werden die Gas-Fernleitungsnetze nicht explizit modelliert, sondern es wird abhängig von Szenariannahmen und -ergebnissen analytisch abgeleitet, welche Anforderungen bestehen und welche Topologien sich daraus ergeben könnten.

Um die grundsätzlich richtungsweisenden Anforderungen an die Fernleitungsnetze abzuleiten, werden als erster Indikator die Ergebnisse der Energiesystemanalyse ISAaR in Form der jeweiligen Energiebilanzen herangezogen. Daraufhin werden die Szenarientwicklungen ins Verhältnis zu Ergebnissen der Langfristszenarios des BMWK gesetzt, in denen die Gasfernleitungsnetze detailliert modelliert werden. Abschließend erfolgt ein Abgleich mit dem von den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern ermittelten Wasserstoff-Kernnetz und eine einordnende Bewertung der Passfähigkeit dieses Netzes zu den Entwicklungen der Bayernpfade. Weitere Erläuterungen zu dieser Vorgehensweise sind in der Beschreibung der Methodik in Abschnitt 3.3.4 zu finden.

Für die Gas-Fernleitungsnetze ist ebenso wie für die Gas-Verteilungsnetze zwischen CH<sub>4</sub>-Netz und H<sub>2</sub>-Netz zu unterscheiden. Die in der Energiesystemanalyse modellierten Energiebilanzen der beiden Energieträger im zeitlichen Verlauf ab 2030 sind für das Mix-Szenario in Abbildung 9-18 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass auf dem Weg zu einem

**Annuitätische Netzkosten des bayerischen Gasverteilungsnetzes (CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>)**  
in Mrd. € pro Jahr

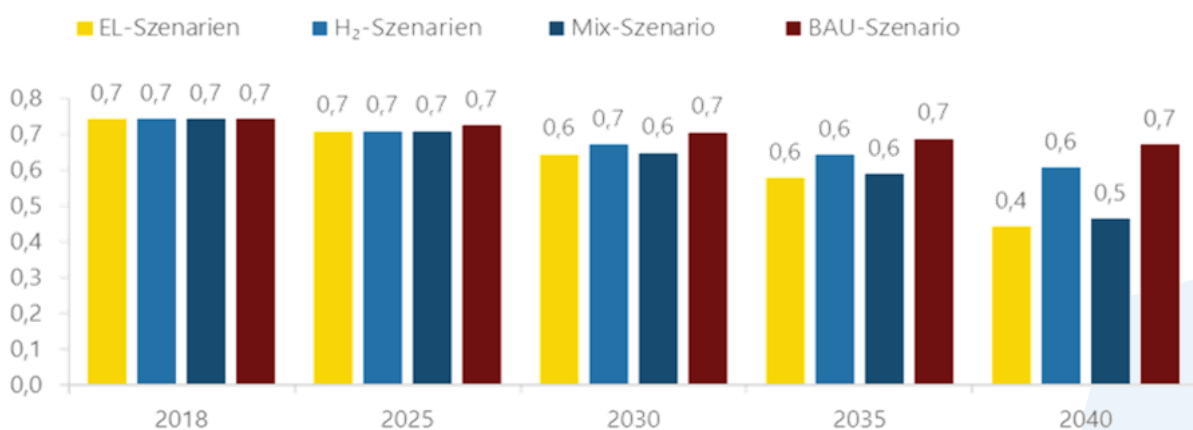


Abbildung 9-17: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten in den betrachteten Szenarios

### Bayerische Wasserstoffbilanz in TWh | Bayern | Mix



### Bayerische Erdgasbilanz in TWh | Bayern | Mix

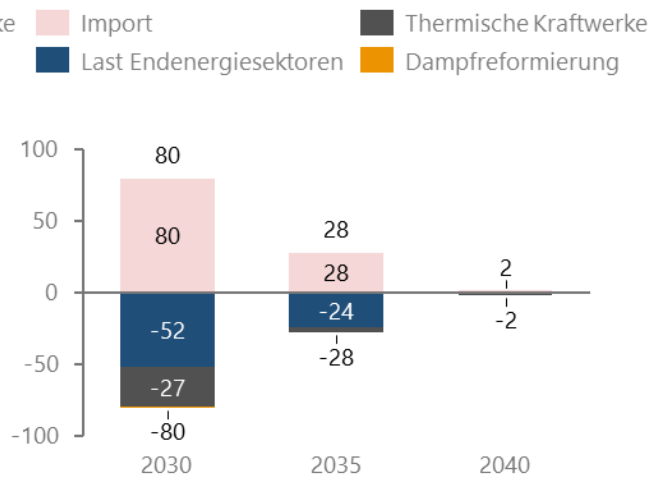


Abbildung 9-18: Wasserstoffbilanz und Erdgasbilanz ab 2030 im Mix-Szenario als Indikatoren für die grundsätzlichen Anforderungen an die Gas-Fernleitungsnetze

klimateutralen Energiesystem die Nutzung von Wasserstoff deutlich zunimmt. Demgegenüber sinkt die Nutzung von Erdgas über die betrachteten Stützjahre stetig bis auf nahezu null im Jahr 2040. Diese Entwicklung ist grundsätzlich analog in allen Bayernpfaden zu sehen.

Auch wenn die grundsätzliche Entwicklung in allen Bayernpfaden vergleichbar ausfällt, liegen die konkreten Nachfragen und Erzeugungen im Bereich Wasserstoff im Vergleich zwischen den Szenarien in unterschiedlicher absoluter Höhe, wie Tabelle 9-1 zeigt. Entsprechend der Szenariendefinition sind die Szenarien ELbalance und H<sub>2</sub>balance auch in Bezug auf Wasserstoff bilanzneutral, sodass sich die Netto-Importe auf 0 TWh belaufen. In den Szenarien ELimport und H<sub>2</sub>import wird hingegen im Jahr 2040 saldiert etwa die doppelte Menge Wasserstoff importiert wie im

Mix-Szenario (etwa 20 TWh gegenüber 9 TWh). Es ist zusätzlich erkennbar, dass der H<sub>2</sub>-Einsatz sich abgesehen von den Importen und Exporten zwischen den Szenarien auch hinsichtlich des Elektrolyse-Einsatzes, der H<sub>2</sub>-Rückverstromung und der H<sub>2</sub>-Nachfrage unterscheidet. Da das Szenario H<sub>2</sub>balance hier die höchsten Anforderungen aufweist, werden diese Ausprägungen im Folgenden zusätzlich zum Mix-Szenario auch für H<sub>2</sub>balance analysiert.

Im Folgenden wird als Ausgangspunkt für die folgenden Einordnungen für die Bayernpfade auf die Ergebnisse der detaillierten Berechnungen zu den Fernleitungsnetzbedarfen in den Langfristszenarien (LFS) eingegangen (für eine detaillierte Analyse der Kennzahlen für die Szenarien T45-Strom und T45-H<sub>2</sub> der Langfristszenarien als Vergleich zu den Bayernpfaden wird auf Kapitel 12 verwiesen). Als zentrales Ergebnis

Tabelle 9-1: Überblick über die wesentlichen Ausbautreiber des Wasserstoff-Systems für das Jahr 2040 im Szenarienvergleich

H <sub>2</sub> -Mengen in TWh	Mix	ELimport	ELbalance	H <sub>2</sub> import	H <sub>2</sub> balance
<b>Brutto-Import</b>	45,4	49,3	33,8	76,7	77,4
<b>Elektrolyse</b>	21,8	7,0	14,1	25,5	47,7
<b>Brutto-Export</b>	36,2	28,7	33,8	56,8	77,4
<b>H<sub>2</sub>-Rückverstromung</b>	12,5	16,9	3,4	8,1	10,4
<b>H<sub>2</sub>-Nachfrage</b>	18,4	10,7	10,7	37,7	37,7
<b>Netto-Import</b>	9,2	20,6	0	19,9	0



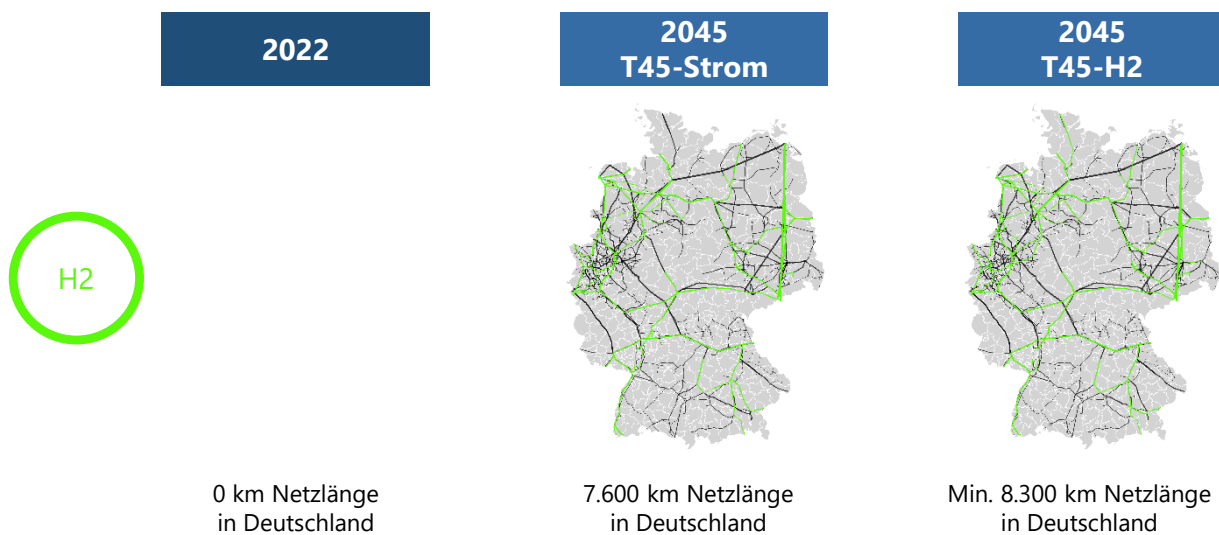


Abbildung 9-20 In den Langfristszenarien ermittelter Ausbauzustand der Wasserstoff-Fernleitungsnetze für das Jahr 2045 in den Szenarien T45-Strom und T45-H2 [144]

wird dort sowohl für T45-Strom als auch für T45-H<sub>2</sub> abgeleitet, dass bis zum Klimaneutralitätjahr 2045 (Deutschland) ein stufenweiser Ausbau der Wasserstoffnetze erfolgen muss, während die Erdgasinfrastruktur kontinuierlich reduziert werden kann. Auch wenn in den Bayernpfaden keine konkreten Umsetzungs- oder Ausführungsplanungen für die Infrastrukturbedarfe vorgenommen werden, soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass abhängig von der Hochlaufgeschwindigkeit der Wasserstoffnutzung die in den LFS ermittelte Wasserstoffinfrastruktur hauptsächlich aus der bestehenden Erdgas-Infrastruktur umgewidmet wird. Im Falle einer im Vergleich zum Rückgang der Erdgasnutzung überproportional schnell zunehmenden Wasserstoffnutzung ist abweichend davon gegebenenfalls, davon auszugehen, dass teilweise auch ein Zubau von Rohrleitungen

anstelle einer Umwidmung von Gasleitungen für die Bewerksstellung der Transportbedarfe von Wasserstoff erforderlich sein kann.

Die in den LFS für die genannten Szenarien abgeleitete Entwicklung der Netzinfrastruktur ist als Ausbauzustand für das Zieljahr 2045 in Abbildung 9-20 (Wasserstoff) und Abbildung 9-19 (Erdgas) dargestellt. Für die H<sub>2</sub>-Netze ist zu erkennen, dass vom Ausgangsjahr 2022 (links), in dem noch kein H<sub>2</sub>-Netz vorliegt, bis 2045 (Mitte und rechts) in beiden Szenarien die Entstehung eines umfangreichen Netzes von etwa 8.000 km vorgesehen ist. Die Topologien weichen dabei zwar punktuell leicht ab; insbesondere im Bundesland Bayern, auf das die Bayernpfade abzielen, gibt es jedoch keine strukturell nennenswerten Unterschiede. Für die Erdgasnetze ist andersherum für 2022 (links)

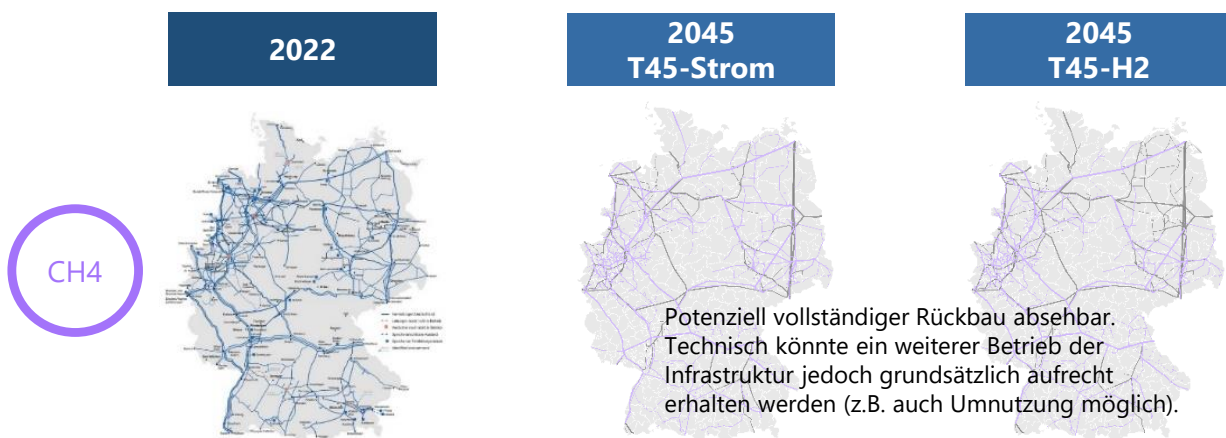


Abbildung 9-19 In den Langfristszenarien ermittelter Ausbauzustand der Erdgas-Fernleitungsnetze für das Jahr 2045 in den Szenarien T45-Strom und T45-H2 [144]

das heutige Transportsystem dargestellt, während in beiden Szenarien ein potenziell vollständiger Rückbau ermittelt wurde. In den Langfristszenarien wird jedoch angemerkt, dass theoretisch ein weiterer Betrieb der Erdgasinfrastruktur aufrechterhalten werden könnte. Dieser ist in den betrachteten Szenarien jedoch nicht für den Transport von Erdgas erforderlich, sodass die bestehenden Leitungen unter Umständen für andere Verwendungszwecke wie z. B. den Transport von Kohlendioxid genutzt werden könnten.



Abbildung 9-21: Wasserstoff-Kernnetz (Entwurf der FNB Gas vom 15.11.2023 [145])

Da auch in den betrachteten Bayernpfaden die Nutzung von Erdgas nahezu vollständig zurückgeht, ist davon auszugehen, dass auch hier die Erdgas-Fernleitungsnetze zurückgebaut oder für andere Verwendungszwecke eingesetzt werden können. Daher werden im Weiteren Erdgas-Fernleitungsnetze nicht weiter betrachtet, sondern es wird auf mögliche Topologien für die Wasserstoffinfrastruktur fokussiert.

In der in dieser Studie angewandten Energiesystemanalyse ist als erster Aufschlag für mögliche Im- und Exportkapazitäten für Bayern (und Gesamt-Deutschland) das geplante Wasserstoff-Kernnetz der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) modelliert. Im Vergleich dieser in Abbildung 9-21 dargestellten Planung mit den Ergebnissen der Langfristszenarien ist deutlich zu erkennen, dass die ermittelten Leitungstopologien in Bayern nahezu identisch sind. Dies lässt darauf schließen, dass die regionale Ausgestaltung der

Topologie sich anhand dieser beiden Quellen als robust zukunftsfähig einordnen lässt. Eine weitere Einordnung – insbesondere hinsichtlich der regionalen Kompatibilität zu den Bayernpfaden – erscheint also lohnenswert. Dabei wird im Folgenden auf die Technologien abgestellt, die direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden können (Elektrolyse und Rückverstromungs-Kraftwerke).

Abbildung 9-22 zeigt zunächst für das Mix-Szenario einen Vergleich des Wasserstoff-Kernnetzes in Bayern (links) mit der regionalen Verteilung der Elektrolyse-Leistung (Mitte) und der Wasserstoff-Rückverstromung (rechts). Für die in diesem Szenario unterstellte Verteilung der Elektrolyse-Leistungen ist ein Schwerpunkt im Südosten Bayerns (insbesondere Landkreis Altötting, sog. „Bayerisches Chemie-Dreieck“) zu erkennen. Grundsätzlich lässt sich anhand dieser Darstellung feststellen, dass die Regionalisierung der Elektrolyse-Leistungen im Mix-Szenario mit dem Wasserstoff-Kernnetz der FNB kompatibel ist. Mit Blick auf die Wasserstoff-Rückverstromungs-Kraftwerke zeichnet sich ein ähnliches Bild ab, obgleich die Entfernungen der Einspeiseschwerpunkte zum Kernnetz etwas größer erscheinen als für die Elektrolyseure. Da sich im Szenario H<sub>2</sub>balance aufgrund der höheren Leistungen sowohl für Elektrolyse (25 GW gegenüber ca. 6 GW im Mix-Szenario) als auch für die Rückverstromungs-Kraftwerke (16,5 GW gegenüber ca. 6 GW im Mix-Szenario) erhöhte Anforderungen an die Wasserstoff-Infrastrukturen ergeben, wird die regionale Kompatibilität am Beispiel dieses Szenarios weiter erörtert. Abbildung 9-23 zeigt die regionale Verteilung im H<sub>2</sub>balance-Szenario analog zur Darstellung für das Mix-Szenario in Abbildung 9-22.

Im Vergleich der beiden Szenarien ist zunächst festzuhalten, dass die anteilige regionale Verteilung der Elektrolysekapazitäten identisch ist, jedoch im Szenario H<sub>2</sub>balance absolut höhere Leistungen in den betroffenen Landkreisen installiert sind. Abweichend davon zeichnet sich in Bezug auf die H<sub>2</sub>-Rückverstromung eine andere Verteilung der installierten Leistungen ab. Dies ist zum einen daran zu erkennen, dass die höchsten Leistungen (dunkelgrün eingefärbt) in anderen Landkreisen vorzufinden sind, zum anderen aber auch daran, dass in einem großen Teil der Landkreise absolut höhere Leistungen installiert sind als im Mix-Szenario. Durch diese beiden Effekte ist als vorübergehendes Fazit festzuhalten, dass die regionale Verteilung der Wasserstoff-Rückverstromung in diesem Szenario nun nicht mehr direkt kompatibel mit der Topologie des Wasserstoff-Kernnetzes ist.

### Wasserstoff-Kernnetz und Verteilung von Elektrolyse sowie H<sub>2</sub>-Rückverstromung in Bayern

2040 | Mix

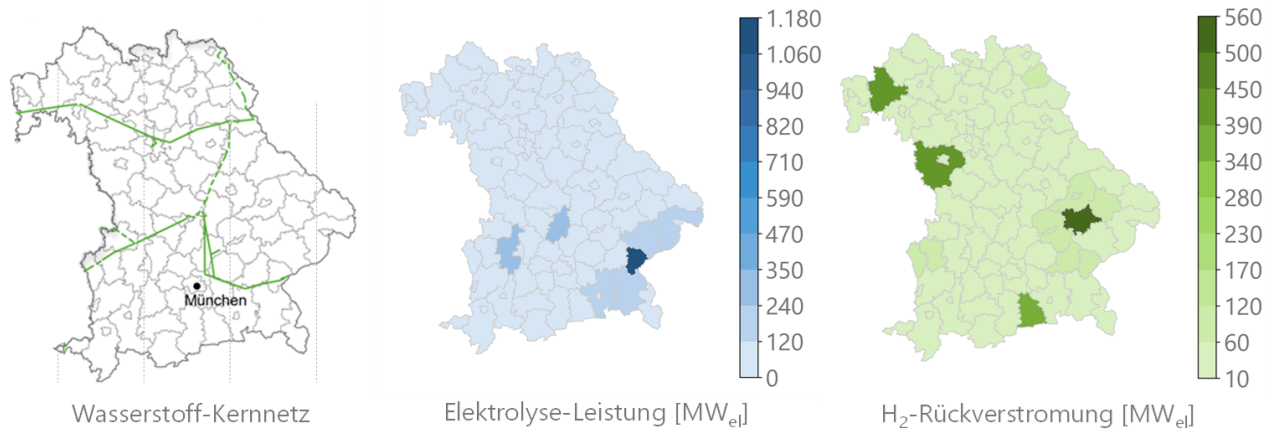


Abbildung 9-22: Regionale Ausprägung des Wasserstoff-Kernnetzes [145] im Vergleich zur regionalen Verteilung der Elektrolyse-Leistung und H<sub>2</sub>-Rückverstromung im Mix-Szenario (eigene Darstellung basierend auf [155] unter der Lizenz „Datenlizenz Deutschland – Namensnennung -Version 2.0“)

Da es sich bei der Regionalisierung um eine Annahme handelt, die im Rahmen der Energiesystemanalyse entsteht und einen modellhaften Charakter aufweist, ist diese nicht als konkrete Planung und vollständige Prognose für den Zustand im Jahr 2040 zu verstehen. Daher kann diskutiert werden, welche Auswirkungen eine Anpassung dieser Verteilung auf das Energiesystem und die Infrastrukturen hat, auf die sich die regionalen Ausprägungen der Szenarien insbesondere auswirken. Um eine höhere Kompatibilität mit dem Wasserstoff-Kernnetz zu erreichen, ist es naheliegend, die Regionalisierung der H<sub>2</sub>-Rückverstromung im Modell so anzupassen, dass sie in räumlicher Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz angesiedelt ist. Dies würde

etwaige zusätzliche Wasserstoffnetzbedarfe reduzieren. Es ist jedoch zu prüfen, wie sich eine veränderte Verteilung dieser Kraftwerke, die ja nicht nur Wasserstoff aus dem Gasnetz entnehmen, sondern auch Strom in das Stromnetz einspeisen, sich auf das Stromübertragungsnetz auswirkt. Zusätzlich ist zu beachten, dass es sich bei einem (kleinen) Teil der Rückverstromungsleistungen (ca. 4 GW) um KWK-Anlagen handelt, deren Standort gegebenenfalls nicht frei wählbar ist, sofern sie an die regionalen Wärmebedarfe und Wärmenetze geknüpft sind. Für eine erste Einschätzung der maximalen Auswirkungen auf die Stromnetze bei Umverteilung aller Rückverstromungskraftwerke wird für die folgenden

### Wasserstoff-Kernnetz und Verteilung von Elektrolyse sowie H<sub>2</sub>-Rückverstromung in Bayern

2040 | H<sub>2</sub>balance

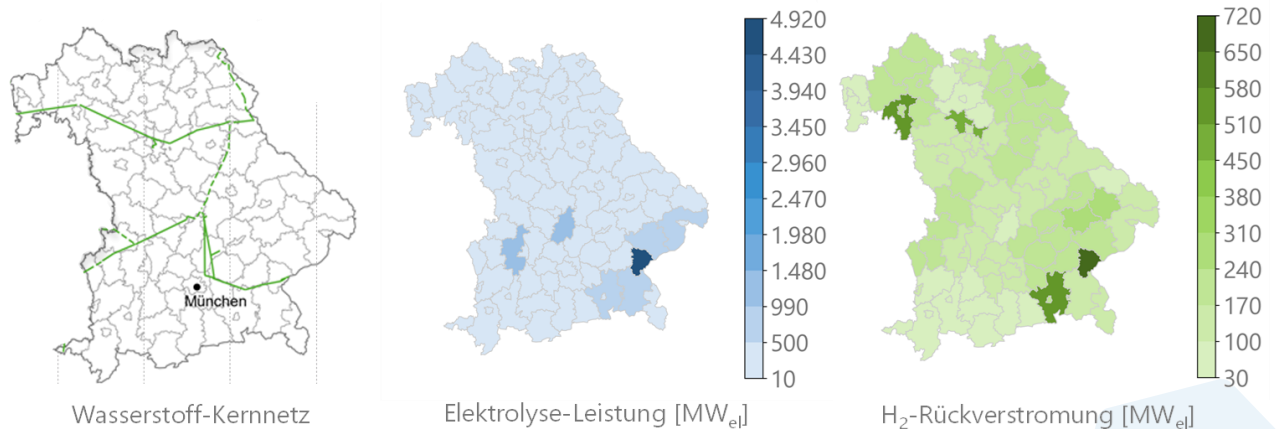







Abbildung 9-23: Regionale Ausprägung des Wasserstoff-Kernnetzes [145] im Vergleich zur regionalen Verteilung der Elektrolyse-Leistung und H<sub>2</sub>-Rückverstromung im H<sub>2</sub>balance-Szenario (eigene Darstellung basierend auf [155] unter der Lizenz „Datenlizenz Deutschland – Namensnennung -Version 2.0“)

## Netzbelastungen

max. Belastung in (n-1) Fall | ÜN Bayern | 2040 | H<sub>2</sub>balance | Sensitivität H<sub>2</sub>-Verteilung

	110 % < max < 150 %		300% < max < 500%
	150 % < max < 200 %		500% < max
	200 % < max < 300 %		

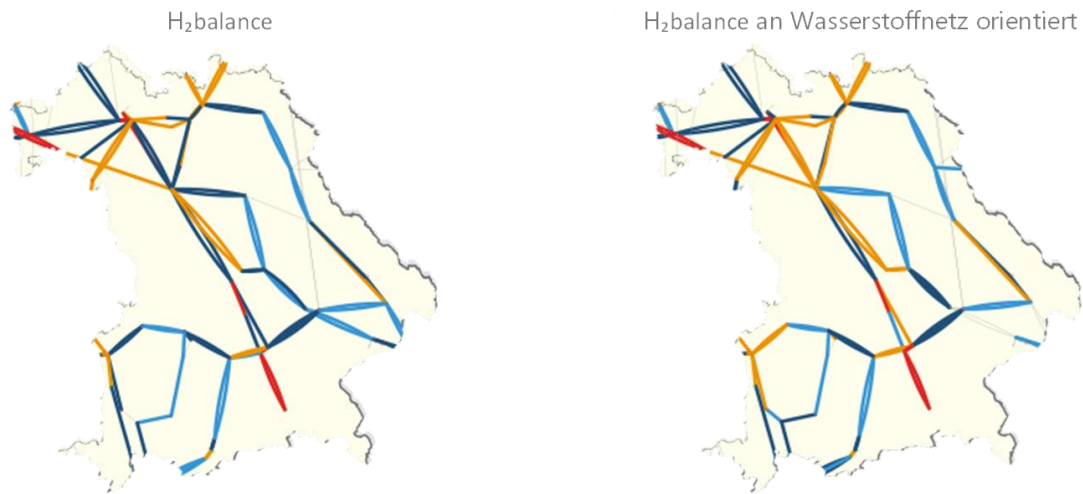


Abbildung 9-24: Maximale (n-1)-Netzbelastung im bayerischen Übertragungsnetz im Szenario H<sub>2</sub>balance im Betrachtungsjahr 2040. Links: Netzbelastung entsprechend ursprünglicher Modellierung, rechts: Netzbelastung mit einer zum Wasserstoff-Kernnetz kompatiblen Regionalisierung der Rückverstromungskraftwerke

Berechnungen zunächst davon unabhängig die vollständige installierte Leistung, also auch die der KWK-Kraftwerke, berücksichtigt. Dabei wird die Umverteilung der H<sub>2</sub>-Rückverstromung in Orientierung an der Topologie des Wasserstoff-Kernetzes vorgenommen, sodass die Anlagen in den Ein- und Auspeisезentren dem Planungsstand der FNB [145] entsprechend sowie in direkter räumlicher Nähe zum Kernnetz modelliert sind.

Die Ergebnisse der angepassten Berechnungen für das H<sub>2</sub>balance-Szenario sind in Abbildung 9-24 in Form der maximalen (n-1)-Netzbelastungen ersichtlich. Es ist zu erkennen, dass aus der Sensitivitätsrechnung mit angepasster Regionalisierung (rechte Seite) im Vergleich zur ursprünglichen Modellierung (linke Seite) Abtausch bei der Höhe der Netzbelastungen resultieren. Das bedeutet, dass es einige Leitungen gibt, die in der angepassten Modellierung höher ausgelastet sind, jedoch auch einige Leitungen, die niedriger belastet sind. Dies führt im Ergebnis auch zu Mehr- und Minderbedarfen im erforderlichen Netzausbau. Weiterführende Analysen zu diesen Ergebnissen der Stromnetzbelastungen zeigen, dass eine solche Umverteilung im Saldo zu leicht erhöhten Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarfen führen könnte. Der zusätzliche Bedarf an Stromkreiskilometern würde sich hier allerdings, bezogen auf die auch mit der ursprünglichen Modellierung erforderlichen Ausbaubedarfe, im einstelligen Prozentbereich einfinden. Die zusätzlichen Bedarfe bei einer an das

Wasserstoff-Kernetz angelehnten Regionalisierung der H<sub>2</sub>-Rückverstromungskraftwerke würden bei den auch sonst etwa erforderlichen 7.000 Stromkreiskilometern (vgl. Abschnitt 9.1.2) nicht maßgeblich ins Gewicht fallen. Dies lässt an dieser Stelle die Einschätzung zu, dass die Szenarienergebnisse der Bayernpfade im Grundsatz kompatibel zur Topologie des Wasserstoff-Kernetzes sein können.

Über die qualitative Einordnung der Topologie-Ergebnisse der Langfristszenarien und des Wasserstoff-Kernetzes hinaus sollte für weiterführende Betrachtungen auch die konkrete Entwicklung der in Tabelle 9-1 für die Bayernpfade dargestellten Ausbautreiber im Wasserstoff-System einbezogen werden. Aus dem hier vorgenommenen Vergleich ist für die Szenarien T45-Strom und T45-H<sub>2</sub> bereits benannt, dass sich auch in diesen Szenarien eine deutliche Zunahme der Wasserstoff-Nutzung sowie ein Rückgang der Erdgas-Nutzung abzeichnet. Dieser Effekt ist in beiden genannten Szenarien zu sehen, wobei der Wasserstoff-Hochlauf im T45-H<sub>2</sub>-Szenario noch etwas höher ausfällt (z. B. 77 GW (272 TWh) Elektrolyse [156], [157]) als im Szenario T45-Strom (58 GW (186 TWh) Elektrolyse). Obgleich aus den veröffentlichten Daten nicht exakt ableitbar ist, welcher Anteil der Elektrolyseurs-Leistungen und H<sub>2</sub>-Rückverstromung in Bayern erwartet wird, lässt sich aus den entsprechenden Darstellungen erkennen, dass die Entwicklungen in den Bayernpfaden ambitioniertere Anforderungen an das Wasserstoffsystem in Bayern

stellen. Zusätzlich zur erfolgten Einordnung der grundsätzlichen Übereinstimmung der regionalen Ausprägung der Topologie sollten bei der konkreten Planung und Dimensionierung daher – zu gegebenem Zeitpunkt – auch weitere Simulationen (z. B. Strömungsmechanik zur Bewertung von Flussgeschwindigkeiten, Druck etc.) herangezogen werden, in die die konkrete Versorgungsaufgabe der Bayernpfade einbezogen werden.

### **Fazit Fernleitungsnetze Erdgas und Wasserstoff**

Es kann zusammenfassend festgehalten werden, dass

- das aktuell geplante Wasserstoff-Kernnetz der FNB Gas grundsätzlich im Einklang mit den Anforderungen der Bayernpfade und somit als Aufsattpunkt geeignet ist,
- die regionale Ausgestaltung der Topologie sich auch in Studien mit detaillierter Modellierung der Fernleitungsnetze robust bestätigt,
- dies auch für den wahrscheinlich vollständigen Rückbau der Erdgas-Netze (oder eine entsprechende Nutzung für andere Verwendungszwecke) gilt,
- für die konkrete Dimensionierung der Wasserstoff-Fernleitungsinfrastruktur zu gegebenem Zeitpunkt weitere Simulationen erfolgen sollten



# **Die Bayernpfade entlang des energiepolitischen Zieldreiecks**



# 10 Die Bayernpfade entlang des energiepolitischen Zieldreiecks

Die Transformation des bayerischen Energiesystems soll dem Zieldreieck der Energiepolitik – Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit – entsprechen. Nur wenn alle drei Dimensionen beachtet werden, kann der Weg zur Klimaneutralität gelingen.

Zur Auswertung des energiepolitischen Zieldreiecks werden in diesem Kapitel Aspekte der Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit der Transformation des bayerischen Energiesystems hin zu einem klimaneutralen System beleuchtet. Abschnitt 10.1 analysiert die volkswirtschaftlichen Kosten der Transformation des bayerischen Energiesystems und die daraus resultierenden Endverbraucherpreise in Haushalten und der Industrie. Abschnitt 10.2 stellt die Umweltverträglichkeit der Transformation heraus, indem kumulierte THG-Emissionen und nicht internalisierte gesellschaftlichen Kosten durch Umweltbelastungen untersucht werden. Abschließend werden in Abschnitt 10.3 die Diversifizierung der Energieträgerbereitstellung sowie der Bedarf an Speichern sowie regelbaren Kapazitäten diskutiert, um die Versorgungssicherheit des zukünftigen bayerischen Energiesystems beurteilen zu können.

## 10.1 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem ist aus volkswirtschaftlicher Perspektive ebenso wie aus Nutzer- bzw. Unternehmensperspektive zu beurteilen. Dabei vergleicht die volkswirtschaftliche Perspektive alle CAPEX (Capital Expenditures, Investitionsausgaben) und OPEX (Operational Expenditures, Betriebsausgaben) entlang der Pfade in ein klimaneutrales System mit einem Referenzszenario, dem Business-As-Usual Szenario BAU. Aus der Nutzerperspektive hingegen werden die Endverbraucherpreise betrachtet, die auf die Nutzer für den Bezug der Energieträger zukommen.

<sup>25</sup> Annuitätische Kosten bieten den Vorteil, dass die Investitionskosten auf die Lebenszeit einer Anlage verteilt werden und so der Vergleich von Technologien, die unterschiedliche Lebensdauern aufweisen, ermöglichen. Der Zeitpunkt zum Tausch der Anlage liegt am

### 10.1.1 Volkswirtschaftliche Kosten der Bayernpfade

Neben der Analyse der Auswirkungen der Bayernpfade auf die Energieverbräuche in den Endenergiesektoren, die Energiebereitstellung und die bayerische Infrastruktur in den Kapiteln 5 bis 9 ist die Quantifizierung der volkswirtschaftlichen Kosten von besonderer Bedeutung. Diese Kosten lassen sich nach den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude, der Bereitstellung der Energieträger und der Infrastruktur für den Transport von Energieträgern unterteilen und werden im Folgenden analysiert. Hierfür werden die annuitätischen Mehr- oder Minderkosten der Zielpfade gegenüber dem BAU-Pfad verglichen. Die Interpretation der Kosten erfolgt analog zu [2] anhand von drei zentralen Aspekten:

1. Methode der Kostenberechnung
2. Kostenperspektive
3. Unsicherheiten in den zugrundeliegenden Annahmen

Die Methode der Kostenberechnung basiert auf dem Ansatz in [20] und [32]. Die hier verwendete Differenzkostenbetrachtung weist annuitätische Mehr- oder Minderkosten der Zielpfade gegenüber dem BAU-Pfad aus. Die Kosten schließen Investitionen wie auch Betriebskosten ein.

Die Differenzinvestitionen setzen sich aus den annuitätischen Mehr- oder Minderinvestitionen der Zielpfade gegenüber dem BAU-Pfad zusammen<sup>25</sup>. Sie werden separat für die Endenergiesektoren, die Bereitstellung von Energieträgern und die Infrastruktur berechnet und als kumulierte Differenzkosten über den Zeitraum von 2024 bis zur anvisierten Klimaneutralität 2040 ausgewiesen.

Die ausgewiesenen OPEX beinhalten variable Energieträgerkosten, die auf dem Einsatz und den Energieträgerpreisen basieren. Fixe und variable Wartungs- und Instandhaltungskosten werden separat in den

Lebensdauerende oder zum Zeitpunkt einer tiefgreifenden Reinvestition. Dadurch wird verhindert, dass Anlage mit hohen Restwerten substituiert werden.

Modellen vereinfacht auf die CAPEX aufgeschlagen. Die Differenz-OPEX werden in diesem Abschnitt nicht getrennt nach Sektor, sondern für die gesamte Energiebereitstellung durch die OPEX in den Zielpfaden abzüglich der OPEX im BAU-Pfad berechnet. Abschnitt 10.1.2 diskutiert die sektorale Verteilung der variablen Energieträgerkosten.

Die Kostenperspektive ist in diesem Abschnitt die Systemperspektive, die quasi-volkswirtschaftliche Kosten ausweist<sup>26</sup>. Diese ist abzugrenzen von der in Abschnitt 10.1.2 eingenommenen Nutzerperspektive, in der umverteilende Steuern, Abgaben und Umlagen beachtet werden. Für die Bewertung der Investitionen werden sowohl in den Endenergiesektoren als auch bei der Energiebereitstellung und der Infrastruktur ein einheitlicher Zinssatz von 3,5 % gewählt.

Vielfältige Annahmen, die z.B. für Preise von Brennstoffen und Kosten von Technologie-Investitionen getroffen wurden, führen zu einer Unsicherheit in der Kostenbewertung. Publikationen wie [158] zeigen auf, dass Ergebnisse von Sensitivitäten mit

Parametervariationen teils große Unterschiede aufweisen. Folglich implizieren die ausgewiesenen Kosten Unsicherheiten und müssen im Kontext der getroffenen Annahmen betrachtet werden.

Durch die ganzheitliche Betrachtung von Kosten der Endenergiesektoren, der Energiebereitstellung und der Infrastruktur können die ausgewiesenen volkswirtschaftlichen Mehr- oder Minderkosten der Zielpfade gegenüber dem BAU-Pfad als fundierte Bewertungsgrundlage für verschiedene Transformationspfade des bayerischen Energiesystems genutzt werden. Die ausgewiesenen Kosten sind auf das Basisjahr 2019 bezogen. Im Folgenden wird detailliert auf die einzelnen Bereiche eingegangen.

### Industrie

In der Industrie liegen die kumulierten Differenzinvestitionen der einzelnen Pfadausprägungen zwischen 7,2 und 8 Mrd. €. Dies sind Mehrinvestitionen für die jeweiligen Klimaschutzmaßnahmen, die in den einzelnen Pfaden zum Einsatz kommen, die kumuliert über

#### Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Industrie | Pfadvergleich

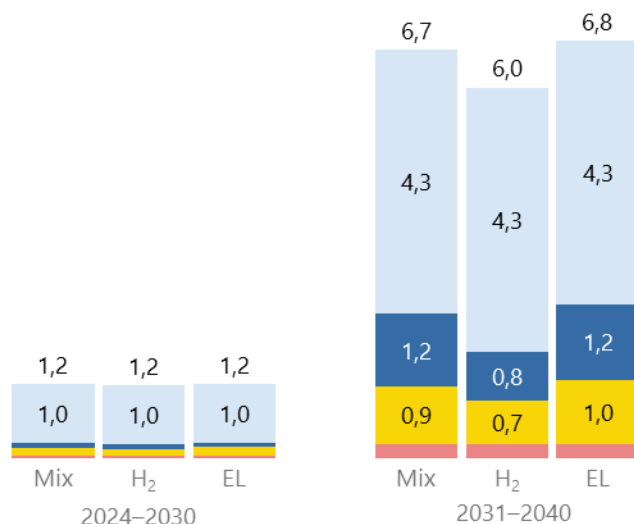
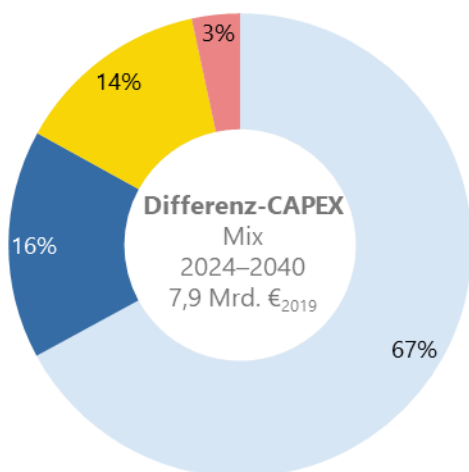
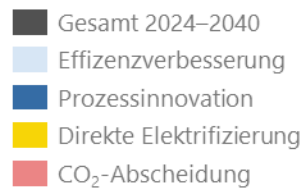


Abbildung 10-1: Kumulierte Differenzinvestitionen in der Industrie nach Maßnahmencluster gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz

<sup>26</sup> Die Beschreibung als quasi-volkswirtschaftlicher Ansatz hat den Hintergrund, dass teilweise Externalitäten (wie z.B. soziale Kosten) nicht in der Berechnung quantifiziert werden können.

den Zeitraum 2024 bis 2040 anfallen. Verglichen mit industriellen Investitionen ist dies verhältnismäßig gering. Zum Beispiel betragen die getätigten Investitionen des bayerischen verarbeitenden Gewerbes im Jahr 2021 rund 13 Mrd. € [159]. Gemessen an diesem Maßstab betragen die klimaschützenden Mehrinvestitionen in allen Pfadausprägungen nur etwa die Hälfte bis zwei Drittel und sind auf einen Zeitraum von 17 Jahren verteilt. Auch im Sektorenvergleich fallen die industriellen Mehrkosten geringer aus als die der Sektoren Verkehr und Gebäude. Bei der Interpretation der Mehrkosten gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass diese für Industriebetriebe, die im globalen Wettbewerb stehen, deren Konkurrenzfähigkeit beeinträchtigen können. Regulatorische Maßnahmen und Finanzierungsanreize sind deshalb für eine Transformation hin zu einer klimaneutralen Industrie unumgänglich, um anfallende Mehrkosten (CAPEX und OPEX) abzufedern.

Abbildung 10-1 zeigt neben den Gesamtinvestitionen auch die Aufteilung der CAPEX nach Maßnahmenkategorie im Pfadvergleich. Den mit Abstand größten Anteil der CAPEX haben in allen drei Pfadausprägungen die Effizienzmaßnahmen inne. Am Mix-Pfad exemplarisch dargestellt, beträgt dieser Anteil 67 % an den Gesamtinvestitionen in der Industrie. Auch wenn es sich bei Effizienzverbesserungen (besonders im Bereich der QST) um verhältnismäßig geringe absolute (Mehr-)Investitionen handelt (z.B. Austausch von Elektromotoren), sind diese Maßnahmen für fast alle Industriebetriebe relevant. Die hohe Summe der Austauschvorgänge im Bereich der Effizienzmaßnahmen führt dazu, dass der Anteil dieser Maßnahmenkategorie an den Gesamtkosten sehr hoch ist. Absolut betrachtet sind die Investitionen in Effizienzmaßnahmen in allen Pfaden identisch. Der Unterschied in den CAPEX entsteht durch die pfadtypische Parametrierung primär in Bezug auf Prozessinnovationen und direkte Elektrifizierung. Da direktelektrische Anwendungen in der Anschaffung zunächst hohe Investitionen erfordern, führt dies im EL-Pfad zu etwas höheren CAPEX, die im H<sub>2</sub>-Pfad am niedrigsten ausfallen. Auch die Investitionen in Prozessinnovationen fallen hier mit 0,8 Mrd. € am niedrigsten aus, hier wird z.B. in der Chemieindustrie anstatt einer Neuinvestition in einen Electrocracker von einem ausschließlichen Wechsel auf das MTO/MTA-Verfahren ausgegangen. Die niedrigeren Investitionskosten zahlen sich jedoch im Gesamtbild der Kosten langfristig nicht aus, da gerade direktelektrische Anwendungen diesen Unterschied durch deutlich geringere OPEX wieder aufholen (mehr dazu in Abschnitt 10.1.2)

Insgesamt fällt in allen Pfaden der Großteil der Kosten erst in der zweiten Hälfte der Transformation an

(2031–2040). Bis 2030 fallen lediglich zwischen 15 % und 17 % der Gesamt-CAPEX an, die primär durch die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen entstehen. Im Vergleich zu den Szenarien des Bayernplans 2040 fällt dieser Teil der Kosten etwas geringer aus, da mit der Umsetzung der Effizienzmaßnahmen nun erst ab 2024 begonnen wird.

## Verkehr

Abbildung 10-2 zeigt die kumulierten Differenzinvestitionen im Verkehrssektor nach Verkehrsträger für die Zielpfade. Als Referenz dienen die Kosten des BAU-Pfads. Der Bilanzraum umfasst dabei die Mehrinvestitionen des Antriebswechsels sowie für verbraucher-nahe Infrastruktur, z.B. Wallboxen oder Ladestationen. Die Mehrinvestitionen der einzelnen Zielpfade liegen bei etwa 28 Mrd. €, was ca. 28 % der gesamt-bayerischen Differenz-CAPEX entspricht. Im Mix-Pfad liegen diese mit 27,9 Mrd. € deutlich über jenen der bayerischen Industrie mit 7,9 Mrd. €. Wesentlicher Treiber der kumulierten Mehrinvestitionen des Verkehrssektors ist der Antriebsartwechsel im Straßenverkehr.

Maßgeblich für die Höhe der kumulierten Differenzkosten des Antriebsartwechsels im Straßenverkehr sind PKW und LKW. Im Mix-Pfad liegt der Anteil der PKW an den kumulierten Differenzinvestitionen bei 52 %, derjenige der LKW bei 40 %. Referenztechnologien für die Antriebe zur Berechnung der Kostendifferenz sind jeweils die korrespondierenden Antriebsarten aus dem BAU-Pfad. Im Pfadvergleich treten nur geringfügige Unterschiede auf. Mit kumulierten Differenzinvestitionen von 28,0 Mrd. € weist der EL-Pfad die höchsten Kosten auf, mit lediglich 0,4 Mrd. € weniger der H<sub>2</sub>-Pfad die niedrigsten. Diese Unterschiede basieren auf der Tatsache, dass abhängig von der Fahrzeugklasse und vom Jahr vollelektrische oder Brennstoffzellenfahrzeuge günstiger sein können. Beispielsweise haben Sattelschlepper mit Brennstoffzellenantrieb im Zieljahr nach [160] einen geringeren CAPEX als vollelektrische Sattelschlepper. Diese Unterschiede bewegen sich jedoch innerhalb der Unsicherheiten der CAPEX-Lernkurven, was die Interpretierbarkeit der Kostendifferenzen limitiert.

Bezogen auf die Referenzwerte, die aus dem BAU-Pfad stammen, ist von Bedeutung, dass auch in diesem Pfad ein moderater Hochlauf klimaneutraler Antriebsarten angenommen wird. Grund dafür ist der real stattfindende Hochlauf vom Startjahr der Modellierung bis zur Erstellung dieser Studie im Jahr 2023 [49], der, wenn auch durch Krisen, wie z.B. die Covid-19-Pandemie oder den Ukrainekrieg, beeinflusst, deutlich zu erkennen ist. Somit weist auch der BAU-Pfad kumulierte Differenzinvestitionen gegenüber dem Startjahr 2019 auf. Die entsprechenden

## Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Verkehr | Pfadvergleich

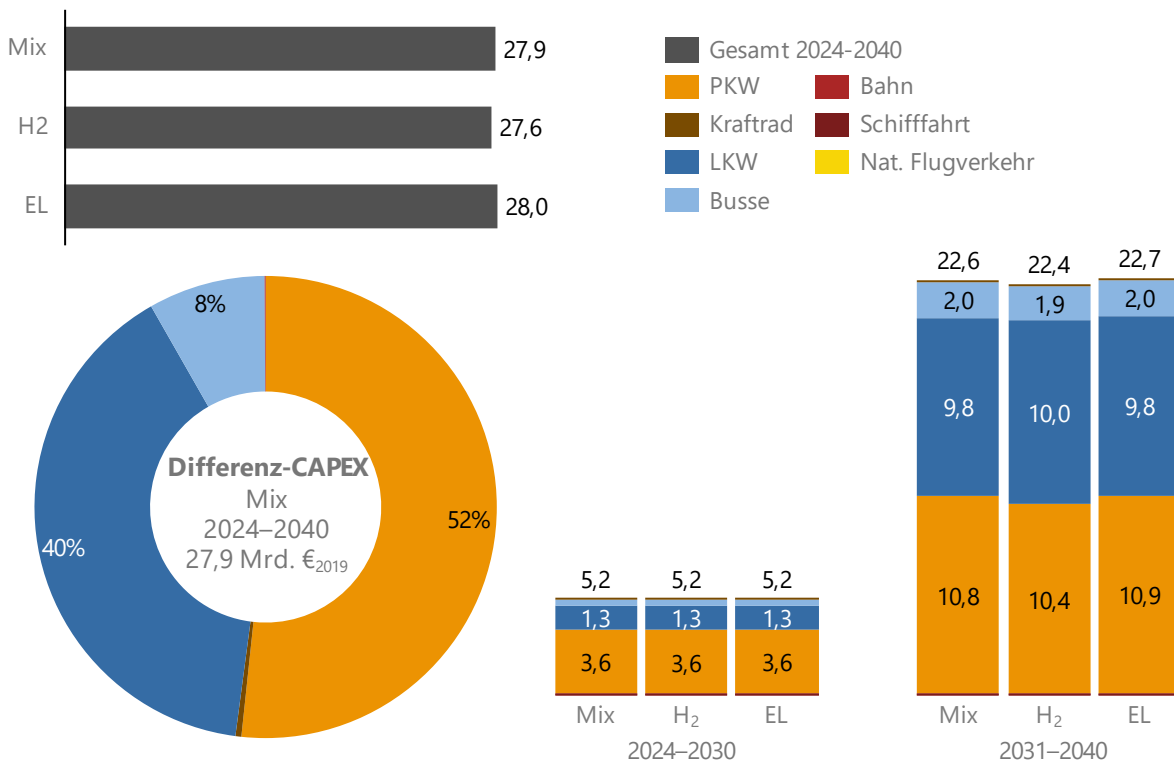


Abbildung 10-2: Kumulierte Differenzinvestitionen im Verkehrssektor nach Verkehrsträger gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz<sup>27</sup>

Differenz-CAPEX des BAU-Pfads liegen bei 8,7 Mrd. €. Mehr als 90 % davon sind auf den Antriebsartenwechsel von PKW zurückzuführen, da der Hochlauf potenziell klimaneutraler Technologien in den frühen 2020er-Jahren überwiegend in dieser Fahrzeugklasse zu verorten ist [49].

Auch die Kostenbewertung des Modal Shifts, die in der Auswertung in Abbildung 10-2 aufgrund der im nachfolgenden Absatz erläuterten Unsicherheiten nicht berücksichtigt wird, verdeutlicht die Dominanz der CAPEX der PKW. Beim Modal Shift geht bei einem Zuwachs der Schienenverkehrsleistung und einem Rückgang der Verkehrsleistung im Straßenverkehr möglicherweise auch die Anzahl an PKW- und LKW-Neuzulassungen und somit deren CAPEX zurück. Für die Kostenbewertung wird der Extremfall angenommen, dass die Verkehrsleistung des Straßenverkehrs ausschließlich durch die Anzahl von Neuzulassungen reguliert wird und die Fahrleistung je Fahrzeugklasse

konstant bleibt. Dadurch werden im Mix-Pfad insgesamt Differenzinvestitionen von -43 Mrd. € für den Modal Shift erreicht. Diese setzen sich aus Minderinvestitionen von -40 Mrd. € für PKW sowie -3,5 Mrd. € für LKW und Flugzeuge und Mehrinvestitionen von 550 Mio. € für Züge zusammen. In dieser Betrachtung sind möglicherweise notwendige Ausbaumaßnahmen der Schieneninfrastruktur nicht enthalten, wodurch die Mehrkosten in diesem Bereich vermutlich deutlich unterschätzt sind. Hierbei ist von Bedeutung, dass neben dem Ausbau der Schieneninfrastruktur auch eine höhere Taktung der Züge, die u.a. durch eine Modernisierung der Leittechnik erreicht werden kann, zur Umsetzung des Wachstums der Schienenverkehrsleistung beiträgt. Dennoch zeigt die monetäre Bewertung des Modal Shifts, dass durch einen möglicherweise stattfindenden Rückgang an Neuzulassungen aus Systemsicht finanzielle Mittel für den Infrastrukturausbau frei werden. Auf die Analyse der kumulierten Differenzinvestitionen des Modal Shifts hat es keinen

<sup>27</sup> Die Grafik beinhaltet ausschließlich Mehrinvestitionen durch Antriebsartenwechsel gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz mit Kostannahmen nach [160]. Eine zusätzliche monetäre Bewertung des Modal Shifts führt zu Minderinvestitionen von circa -43 Mrd. €. Hauptgrund dafür sind die bei Normierung auf die Verkehrsleistung

deutlich höheren CAPEX der PKW verglichen mit Zügen. Die notwendigen Investitionen in die Schieneninfrastruktur werden nicht betrachtet.

Einfluss, ob der BAU-Pfad oder das Jahr 2019 als Referenz gewählt werden, da im BAU-Pfad keine Verkehrsverlagerung angenommen wird. Da die Annahmen bezüglich des Modal Shifts in den Zielpfaden Mix, H<sub>2</sub> und EL identisch sind, sind die Werte des Mix-Pfades auch für H<sub>2</sub> und EL gültig. Ausschlaggebend für den kumulierten Differenz-CAPEX im Verkehrssektor sind in allen Pfaden die Kosten für den Antriebswechsel bei PKW und LKW. Jedoch decken die CAPEX des Antriebswechsels allein nicht die gesamten Differenzkosten ab. Zu beachten sind darüber hinaus mögliche Mehr- bzw. Minderinvestitionen durch den Modal Shift und die mit den einzelnen Antriebsarten korrelierende OPEX. Letztere, für alle Sektoren aus Abbildung 10-5 ersichtlich, sind z.B. im Zieljahr für fossile bzw. synthetische Kraftstoffe höher als für elektrische Energie.

### Gebäude

Transformationsmaßnahmen, die bei der Kostenbetrachtung im Gebäudesektor analysiert werden, sind Fernwärmeanschlüsse, Kesseltausch, Anstieg des Heizungsbestands durch Flächenzuwachs sowie Sanierung. Die sich daraus in Bezug auf den Zeitraum von 2024 bis 2040 ergebenden kumulierten

Differenzinvestitionen sind in Abbildung 10-3 dargestellt. Als Referenz dienen die Kosten des BAU-Pfades. Bis ins Zieljahr ergeben sich abhängig vom jeweiligen Pfad kumulierte Mehrinvestitionen von 23,9 Mrd. € bis 29,1 Mrd. €. Im Verhältnis zu den gesamten kumulierten Mehrinvestitionen der Nachfragesektoren in Bayern erreicht der Gebäudesektor somit Anteile von 41 % bis 45 %.

Die Differenz der Investitionen für konventionelle Kessel und Wärmepumpen bzw. Biomasseheizungen ist für die Differenz-CAPEX des Kesseltauschs ausschlaggebend. Für H<sub>2</sub>-Direktheizungen und Gaskessel wird Kostenparität angenommen. Die Betrachtung der annuitätischen Differenz-CAPEX der Sanierung bezieht sich auf das Verhältnis der Sanierungsaktivität im BAU-Pfad zu deren Anstieg im jeweiligen Zielpfad. Es werden ausschließlich die energiebedingten Mehrkosten analysiert.<sup>28</sup> Aus der Differenz zwischen den Investitionen in Fernwärmeanschlüsse und konventionelle Kessel resultieren die annuitätischen Differenz-CAPEX des Fernwärmeausbaus. Dabei wird ausschließlich der Fernwärmeanschluss eines Hauses monetär bewertet. Kosten für einen möglicherweise notwendigen Infrastrukturausbau liegen außerhalb des

#### Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Gebäude | Pfadvergleich

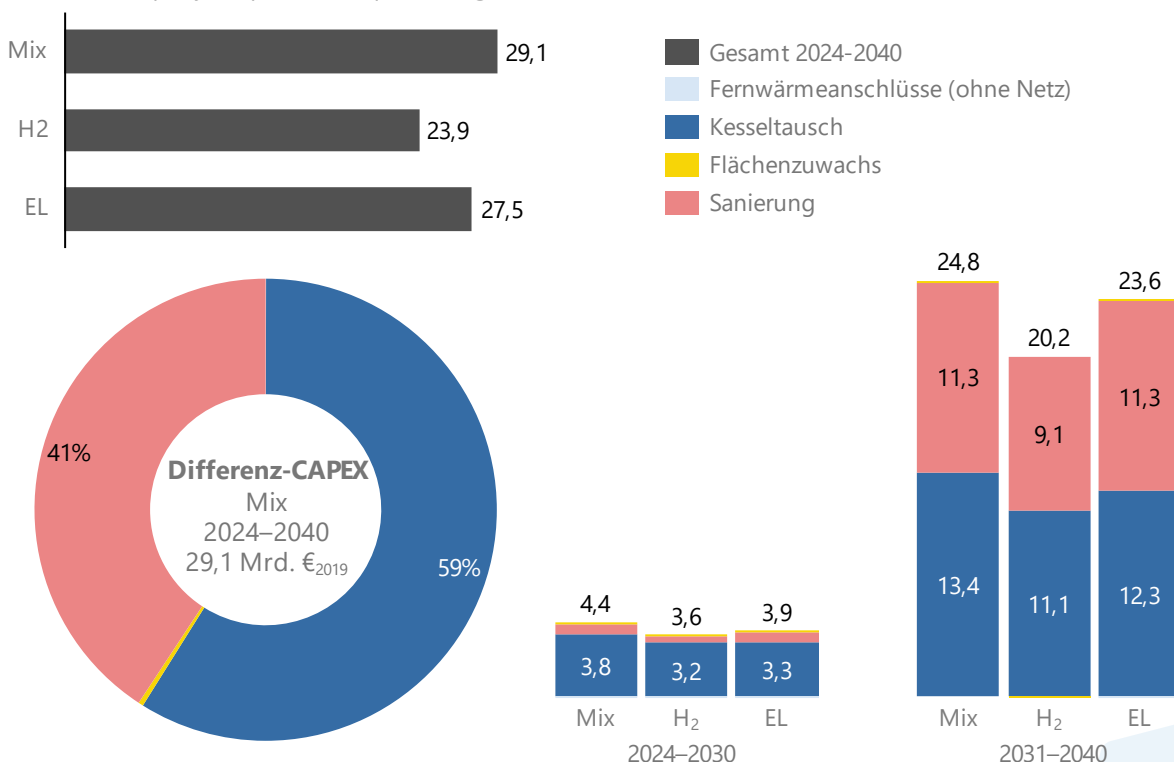


Abbildung 10-3: Kumulierte Differenzinvestitionen im Gebäudesektor nach Maßnahme gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz

<sup>28</sup> Definition der energiebedingten Mehrkosten nach [96]; häufig findet eine Sanierung statt, wenn Gebäude modernisiert (z.B. gestrichen) werden. Die bereits für die Modernisierung anfallenden

Kosten (z.B. Bereitstellung eines Gerüsts) werden daher nicht der Sanierung zugerechnet, sondern der Modernisierung.

Bilanzraums. Diese Prämissen führen zu Minderinvestitionen für den Fernwärmeausbau. Eine zusätzliche Bewertung der Infrastrukturkosten könnte jedoch zu einer Veränderung dieser Differenz-CAPEX führen. Der Anstieg des Heizungsbestands durch die Zunahme der gesamten beheizten Wohnfläche wird durch die Kategorie Flächenzuwachs beschrieben. Zur Berechnung der annuitätischen Differenzkosten werden konventionelle Kessel als Referenztechnologie angenommen. Das heißt, es werden Differenzinvestitionen zwischen dem Einbau von Wärmepumpen und konventionellen Kesseln ausgewiesen.

Mit 29,1 Mrd. € sind die höchsten kumulierten Mehrinvestitionen im Mix-Pfad zu verorten. Gründe dafür sind die hohe Sanierungsaktivität und der Wechsel hin zu Wärmepumpen und Biomassekesseln. All diese Maßnahmen werden auch im EL-Pfad umgesetzt. Größter Unterschied ist die etwas höhere Einbauquote von Biomassekesseln im Mix-Pfad. Diese führt aufgrund der um fünf Jahre kürzeren Lebensdauer von Biomassekesseln (15a) und die mehr als doppelt so hohen fixen OPEX von Biomassekesseln (6 %/a) im Vergleich zu Wärmepumpen (2,5 %/a) [95] zu einer Kostendifferenz von 1,6 Mrd. € zwischen diesen beiden Pfaden. Basierend auf der Annahme der Kostenparität zwischen fossil und mit Wasserstoff betriebenen Gaskesseln und der angenommenen niedrigeren Sanierungsaktivität fallen die Investitionen im H<sub>2</sub>-Pfad beim Kesseltausch und bei der Sanierung geringer aus.

Bezogen auf die aus dem BAU-Pfad stammenden Referenzwerte ist von Bedeutung, dass auch in diesem Pfad, wenn auch deutlich moderater ausgeprägt, eine Gebäudehüllensanierung stattfindet und ein Wechsel hin zu potenziell klimaneutralen Heiztechnologien vollzogen wird (vgl. Abschnitt 3.1.3). Grund dafür ist, wie im Verkehrssektor, der real stattfindende Wandel vom Startjahr der Modellierung bis zur Erstellung dieser Studie im Jahr 2023 [89]. Demzufolge weist auch der BAU-Pfad kumulierte Differenzinvestitionen gegenüber dem Startjahr 2019 auf. Diese betragen über den Zeitraum von 2024 bis 2040 kumuliert in etwa 32 Mrd. €. Davon entfallen 41 % auf die Maßnahme der Sanierung und 48 % auf den Kesseltausch.

Allgemein ausschlaggebend für die kumulierten Differenz-CAPEX im Gebäudesektor sind in allen Pfaden die Kosten für die Gebäudehüllensanierung und für den Wechsel hin zu klimaneutralen Heiztechnologien. Jedoch decken die CAPEX allein nicht die gesamten

Differenzkosten ab. Für eine ganzheitliche Betrachtung ist es notwendig, die in Abbildung 10-5 dargestellten OPEX, die z.B. im Jahr 2040 für fossile bzw. synthetische Brennstoffe höher sind als für elektrische Energie, ebenfalls zu berücksichtigen.

### **Bereitstellung**

Neben den notwendigen Differenzinvestitionen der Endenergiesektoren fallen auch im Bereitstellungssektor Kosten für den Ausbau des Energiesystems an. Diese Kosten wurden im Energiesystemmodell optimiert, wobei die Kosten der Infrastruktur nicht berücksichtigt wurden. Auf der Bereitstellungsseite dominiert vor allem der Ausbau der Erneuerbarer Energien, für die in allen Zielpfaden ein massiver Zubau zu sehen ist. Im Mix-Pfad bleibt der Anteil der Kosten des Zubaus von Erneuerbaren Energien an den absoluten Investitionskosten über die modellierten Stützjahre hinweg näherungsweise konstant bei 81 bis 83 %, wovon im Jahr 2030 36 % auf den Ausbau von Windanlagen und 45 % auf PV-Anlagen zurückzuführen sind. Lediglich 4 % der Kosten stammen in diesem Stützjahr aus dem Ausbau thermischer Kraftwerke. Die weiteren Kosten entfallen vor allem auf den Zubau von Flexibilitäten, insbesondere die Infrastruktur bidirektionaler Elektrofahrzeuge.

Im Folgenden wird wie in den Endenergiesektoren auf die Differenzinvestitionen eingegangen, wobei auch hier der BAU-Pfad als Referenz herangezogen wird. In diesem Pfad wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Basis des Zubaus der Jahre 2019–2022<sup>29</sup> vorgegeben, sodass hier der aktuelle Ausbautrend fortgesetzt wird. Durch den BAU-Pfad als Vergleich repräsentieren die Differenzinvestitionen somit die Mehrkosten, die für das Energiesystem bei Einhaltung der Klimaziele in den verschiedenen Pfaden notwendig sind. Diese sind in Abbildung 10-4 für verschiedenen Zeiträume kumuliert dargestellt. In den Jahren 2024–2030 unterscheiden sich die kumulierten Differenzinvestitionen nur geringfügig zwischen den Pfaden, was vor allem an dem für alle Pfade gleichermaßen vorgegebenen Ausbau an Erneuerbaren Energien auf Basis des EEG liegt. Die Unterschiede hinsichtlich der Investitionskosten stammen dabei zum Großteil vom Zubau thermischer Kraftwerke, der sich, wie in Abschnitt 8.4 diskutiert, stark zwischen den beiden Pfaden H<sub>2</sub>balance und ELbalance einerseits und den restlichen Zielpfaden andererseits unterscheidet. Im Zeitraum 2031–2030 sind die Differenzen zwischen den Pfaden stärker ausgeprägt. Auch hier weisen die Pfade H<sub>2</sub>balance und ELbalance höhere kumulierte

<sup>29</sup> Da der PV-Zubau in 2023 über dem der Vorjahre liegt, wird der PV-Zubau im BAU-Pfad unter Berücksichtigung von aktuelleren Zubauzahlen tendenziell unterschätzt.



### Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Bereitstellung | Pfadvergleich

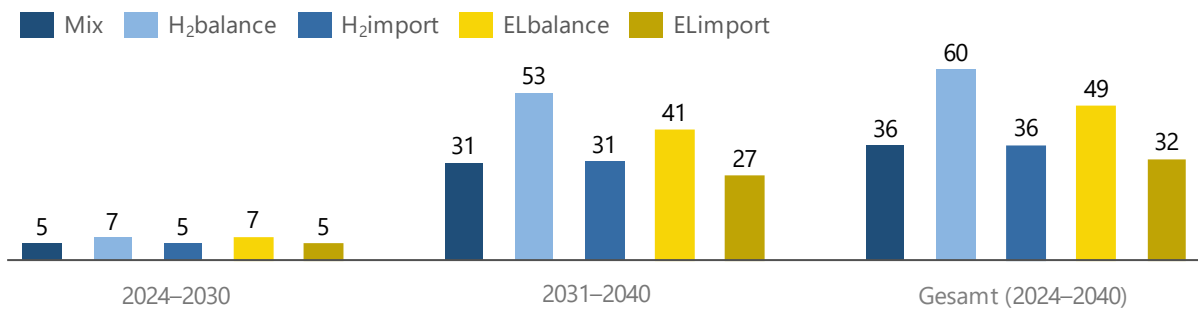


Abbildung 10-4: Kumulierte annuitätische Differenzinvestitionen der verschiedenen Pfade. Als Referenz für die Berechnung der Differenzkosten wird das BAU-Szenario herangezogen

Differenzinvestitionen auf, da in diesen Szenarien nach 2030 wie in Abschnitt 8.3 ein höherer Ausbau an Erneuerbaren Energien auftritt. Diese machen in allen Pfaden den Großteil der anfallenden Mehrkosten aus und führen bei unterschiedlich starkem Zubau somit auch zu großen Kostendifferenzen.

Nicht in den bisher dargestellten Kosten enthalten sind die anfallenden Kosten durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) und anschließender Speicherung, die zur Erreichung der Klimaziele im Jahr 2040 im Modell notwendig sind. Hier ist vor allem bei der Speicherung die Abschätzung der für diese Technologie anfallenden Investitions- und Betriebskosten mit großen Unsicherheiten behaftet, weshalb eine gemeinsame Betrachtung mit den restlichen im Modell anfallenden CAPEX und OPEX nicht sinnvoll ist. DAC mit Speicherung wird im Modell mit hohen Preisen nur als letzte Instanz eingesetzt, um alternative Kompensationsmethoden wie den Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe vergleichsweise attraktiver zu gestalten. Hinzu kommt, wie in Abschnitt 10.2.1

diskutiert wird, dass durch die zusätzliche Berücksichtigung der THG-Senken aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) die notwendigen Kompensationen durch DAC geringer ausfallen können. Aufgrund der großen Schwankungen des Senkenpotenzials ist dies allerdings schwierig zu quantifizieren. Aus diesen Gründen werden die durch DAC anfallenden Kosten auch im Folgenden nicht berücksichtigt. Insgesamt lässt sich allerdings sagen, dass im Vergleich zu den restlichen Zielpfaden im BAU-Pfad ca. 15 % mehr Einsatz von DAC notwendig ist, um zusätzliche 2 Mio. t. CO<sub>2</sub> zu kompensieren. Bei angenommenen Kosten von 700 €/t [161] ergäben sich Mehrkosten im Bereich von ca. 1.400 Mio. €. Folglich ist im BAU-Pfad dadurch mit deutlichen Mehrkosten gegenüber den anderen Pfaden zu rechnen, auch wenn die Kosten für den Einsatz von DAC in der Zukunft noch unklar sind. Zusätzlich zu den notwendigen Investitionskosten fallen Betriebskosten an. Diese ergeben sich aus dem Brennstoffverbrauch und den für die Energieträger anfallenden Emissionen. Diese werden in Abbildung 10-5 für jedes

### OPEX durch Energiebeschaffung

in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Pfadvergleich

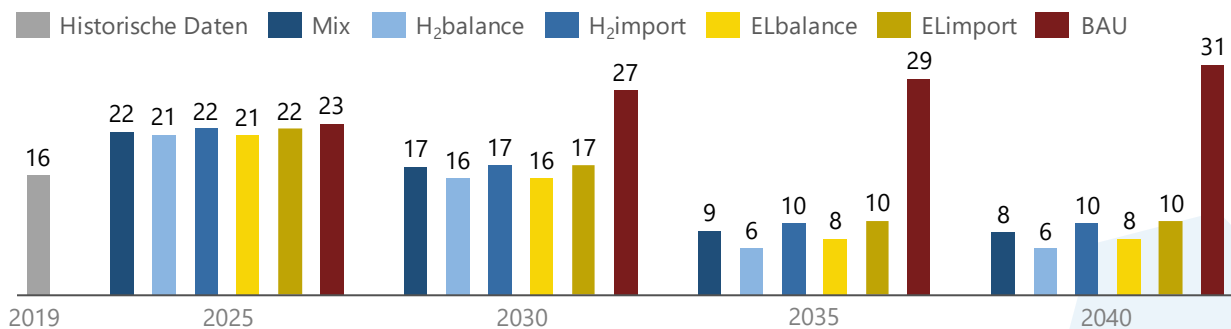


Abbildung 10-5 Absolute OPEX pro Stützjahr berechnet aus der Energiebeschaffung und den Energieträgerpreisen für die modellierten Stützjahre im Pfadvergleich zusammen mit dem Referenzwert aus 2019

## Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. € | Bayern | Strom-Verteilungsnetze | Pfadvergleich

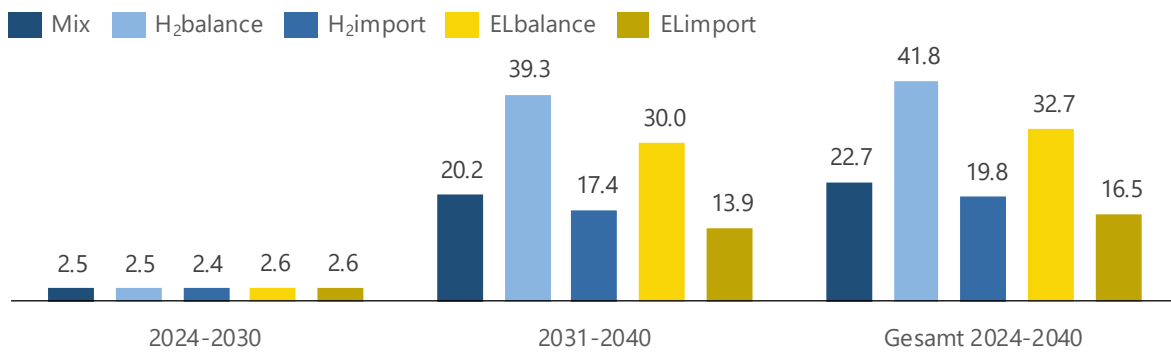


Abbildung 10-6: Kumulierte Differenzinvestitionen für die Strom-Verteilungsnetze im Pfadvergleich. Für die Differenzen dienen dabei die Investitionskosten des BAU-Pfads als Referenz

modellierter Stützjahr zusammen mit den statistischen Werten aus 2019 aufgezeigt. Hierbei wurde zusätzlich das Kompensationspotential natürlicher Senken durch LULUCF berücksichtigt. Basierend auf den Werten des Jahres 2019 reduzieren diese den noch nötigen Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe im System.

Die Betriebskosten im Jahr 2025 sind im Vergleich zu 2019 angestiegen, liegen aber in allen Pfaden mit 21–23 Mrd. € nah beieinander. Auch der BAU-Pfad weist hier mit den restlichen Pfaden vergleichbare Kosten auf. Ab 2030 zeigen sich dann jedoch deutlichere Unterschiede zwischen den Pfaden. Die Betriebskosten für die Pfade H<sub>2</sub>balance und ELbalance liegen aufgrund der bilanziell ausgeglichenen Importe von Strom und Wasserstoff im Jahr 2030 unter den Kosten der restlichen Pfade. Ab 2035 lässt sich die Kostendifferenz dann auf den vermehrten Zubau von Erneuerbaren Energien in diesen Pfaden zurückführen. Weiterhin ist zu sehen, dass die Betriebskosten des BAU-Pfads zunehmend von denen der anderen Pfade abweichen, bis im Jahr 2040 die Kosten hier im Schnitt mehr als dreimal so hoch sind. Die hohen Kosten werden dabei durch den vermehrten Einsatz von synthetischen Gasen und Kraftstoffen verursacht, deren Verwendung in diesem Pfad notwendig ist, um die THG-Ziele zu erreichen. Nicht berücksichtigt sind die Energiebedarfe für die stoffliche Nutzung in der Industrie. Hier wird angenommen, dass diese in allen Jahren durch Importe gedeckt werden, was für alle Pfade leichte Mehrkosten bedeutet. Für die spätere Betrachtung der Gesamtkosten werden die hier gezeigten absoluten Betriebskosten für die Zeiträume 2021–2030 und 2031–2040 kumuliert.

### Infrastruktur

Zusätzlich zu den in den vorherigen Abschnitten bereits aufgeführten Differenzkosten des Energiesystems für die unterschiedlichen Bayernpfade fallen auch im Bereich der Infrastrukturen unterschiedliche Kosten an. Im Folgenden werden dabei die Kostenunterschiede zwischen den Zielszenarien und dem BAU-Szenario für die Strom-Übertragungsnetze, die Strom-Verteilungsnetze und die Gas-Verteilungsnetze (beinhaltet CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>). Die im Folgenden dargestellten Werte sind dabei ausgewertet als summierte Differenzen zwischen den jährlichen Gesamtnetzkosten, die sich als kumulierte Differenzinvestitionen interpretieren lassen (vgl. auch Einleitung zu Abschnitt 10.1.1). Da für die Gas-Fernleitungsnetze im Rahmen dieser Studie keine explizite Modellierung vorgenommen wird, liegen hierzu keine detaillierten Kostenschätzungen vor. Daher wird an dieser Stelle kein Pfadvergleich für die Gas-Fernleitungsnetze vorgenommen.

Die kumulierten Differenzinvestitionen für die Strom-Verteilungsnetze sind in Abbildung 10-6 dargestellt. Hier ergeben sich bereits zwischen 2024 und 2030 Unterschiede in Kosten gegenüber dem BAU-Szenario, die in diesem Zeitraum für alle Szenarien noch vergleichbarer Höhe anfallen. Für den Zeitraum 2031 bis 2040 fallen die Kostenunterschiede dann auch zwischen den Szenarien bereits deutlich unterschiedlich aus. Wie auch bereits anhand der vollständigen Ergebnisdarstellung in Abschnitt 9.1.1 zu erkennen, liegen die Bedarfe im Szenario H<sub>2</sub>balance am höchsten, gefolgt von ELbalance, Mix, ELimport und H<sub>2</sub>import. Diese Reihenfolge ist dann auch beim Vergleich für den Gesamtzeitraum zu erkennen, wobei die kumulierten Differenzinvestitionen über den Gesamtzeitraum knapp +40 Mrd. Euro (H<sub>2</sub>balance) betragen können.

### Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. € | Bayern | Strom-Übertragungsnetze | Pfadvergleich

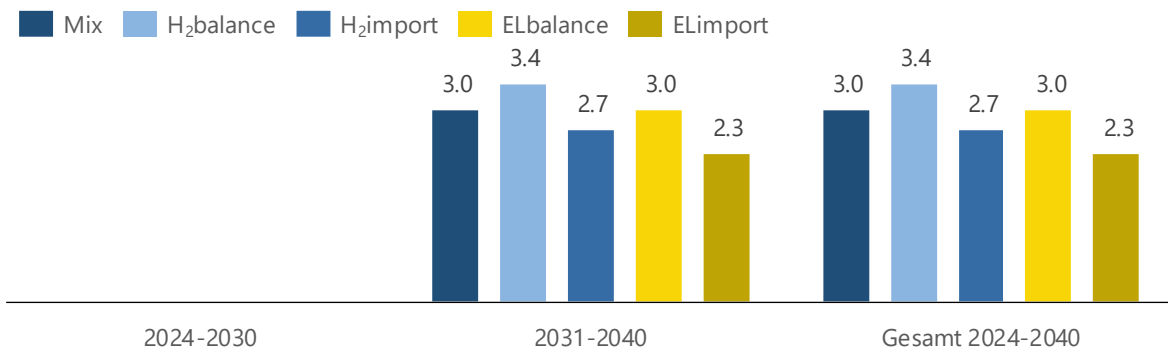


Abbildung 10-7: Kumulierte Differenzinvestitionen für die Strom-Übertragungsnetze im Pfadvergleich. Für die Differenzen dienen dabei die Investitionskosten des BAU-Pfads als Referenz

Auch für die Strom-Übertragungsnetze lassen sich die kumulierten Differenzinvestitionen analog zu den Verteilungsnetzen ausweisen. Anhand Abbildung 10-7 ist zu erkennen, dass im Zeitraum bis 2030 noch keine Kostenunterschiede zwischen den Zielpfaden und dem BAU-Szenario vorliegen. Dies ist damit zu erklären, dass für alle Szenarien bis zum Jahr 2030 ausschließlich der exogen vorgegebene Mindestzubau zulässig ist und dieser aber für alle Szenarien vorgegeben ist. Ab 2031 bis zur Erreichung der Klimaneutralität in 2040 werden jedoch Unterschiede zum BAU-Szenario ersichtlich, die auch hier im H<sub>2</sub>balance-Szenario am höchsten ausfallen (+3,4 Mrd. Euro im gesamten Betrachtungszeitraum). Die weiteren Szenarien reihen sich in den Kostendifferenzen analog zum Verteilungsnetz ein (ELbalance, Mix, H<sub>2</sub>import und ELimport), auch wenn an der Stelle festzustellen ist, dass die Kostendifferenzen im Übertragungsnetz eine Größenordnung unter denen im Verteilungsnetz liegen.

Für die Gas-Verteilungsnetze wurde bereits in Abschnitt 9.2.1 diskutiert, dass die jährlichen Kosten mit Ausnahme des BAU-Szenarios in allen Szenarien sinken. Dies ist daher auch in Abbildung 10-8 zu sehen, wo bereits für den Zeitraum 2024 bis 2030 alle betrachteten Zielpfade geringere Kosten aufweisen als das BAU-Szenario. Die kumulierten Differenzinvestitionen sind dabei in den EL-Szenarien am höchsten, gefolgt vom Mix-Szenario und abschließend den H<sub>2</sub>-Szenarien, in denen der Kostenrückgang in den CH<sub>4</sub>-Netzen teilweise durch den Kostenanstieg kompensiert wird, der bedingt durch die Zunahmen der Leitungslängen in den H<sub>2</sub>-Netzen entsteht.

### Gesamtsystem

Nachdem die Differenzinvestitionen der Endenergiesektoren, Bereitstellungsseite und Infrastruktur einzeln betrachtet und diskutiert wurden, sind diese in Abbildung 10-9 gemeinsam dargestellt. Dabei wird jeweils der BAU-Pfad als Referenz verwendet, um die

### Kumulierte Differenzinvestitionen

in Mrd. € | Bayern | Gas-Verteilungsnetze | Pfadvergleich

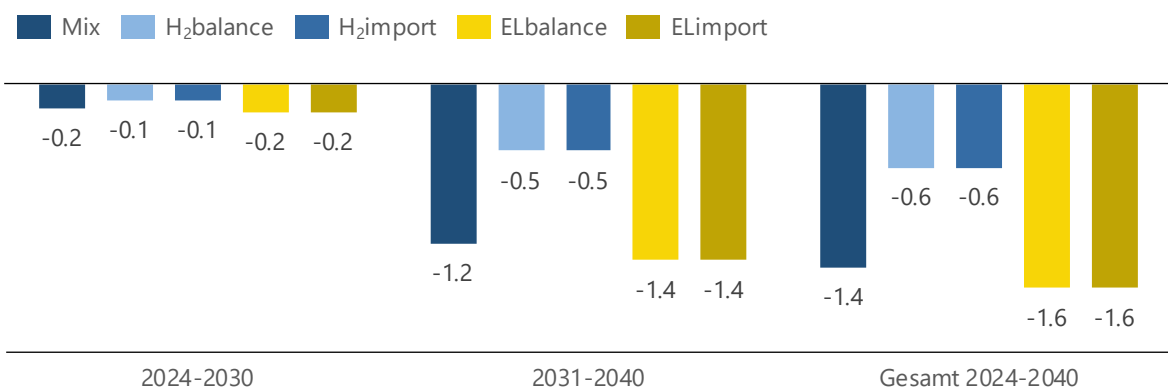


Abbildung 10-8: Kumulierte Differenzinvestitionen für die Gas-Verteilnetze im Pfadvergleich. Für die Differenzen dienen dabei die Investitionskosten des BAU-Pfads als Referenz

Differenzkosten zu berechnen. Wie zuvor werden die Zeiträume 2024-2030 sowie 2031-2040 separat ausgewiesen.

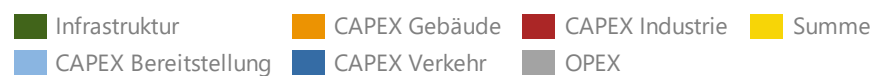
Die CAPEX aus den Endenergiesektoren und dem Bereitstellungssektor sind dabei zusammen mit den Differenzkosten der Infrastruktur aggregiert dargestellt. Im Zeitraum 2024-2030 liegen diese im Bereich 18-20 Mrd. € und es zeigen sich nur geringe Unterschiede zwischen den Pfaden. Erst im Zeitraum 2031-2040 werden deutliche Unterschiede in den CAPEX und Infrastrukturkosten sichtbar. Hier liegen sowohl im Bereitstellungssektor als auch bei der Infrastruktur die

Kosten der Pfade H<sub>2</sub>balance und ELbalance deutlich über denen der restlichen Pfade. Für den gesamten Zeitraum von 2024 bis 2040 fallen im H<sub>2</sub>balance-Pfad mit 163 Mrd. € die höchsten Differenzinvestitionen der CAPEX aus den Sektoren und Infrastruktur an im Vergleich zum BAU-Pfad.

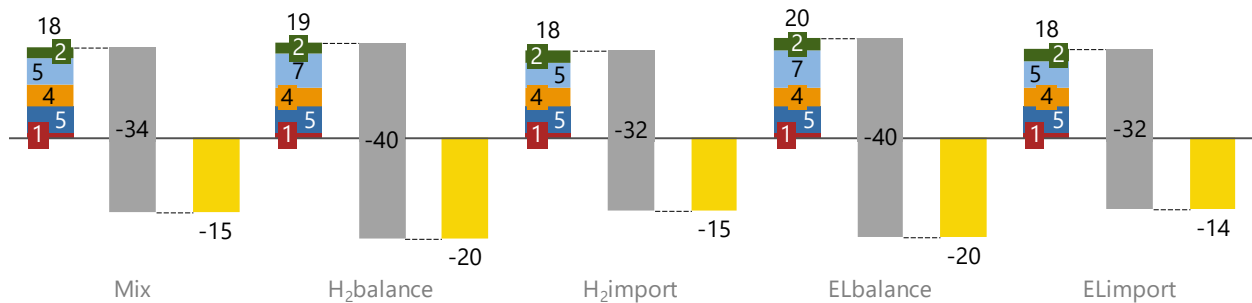
Zusätzlich zu den Differenzinvestitionen CAPEX und Infrastruktur sind die Differenz-OPEX durch Energiebeschaffung dargestellt. Da wie in Abbildung 10-5 aufgezeigt die absoluten OPEX des BAU-Pfades wesentlich höher sind als die der restlichen Pfade, führt dies zu negativen Differenzen der OPEX gegenüber

### Kumulierte Differenzkosten gegenüber dem BAU-Pfad

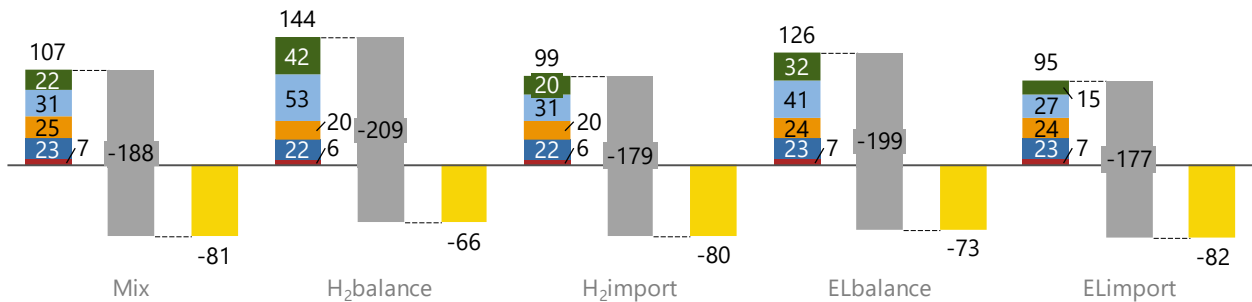
in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Bereitstellung | Pfadvergleich



#### 2024-2030



#### 2031-2040



#### Gesamt (2024-2040)

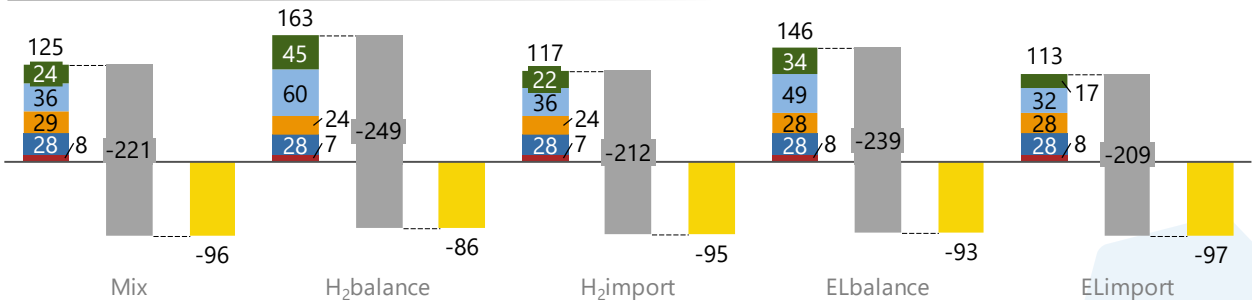


Abbildung 10-9: Kumulierte annuitätische Differenzkosten des Gesamtsystems. Die CAPEX und OPEX sind gegenüber den Kosten des BAU-Pfades ausgewiesen.

dem BAU-Pfad. Dies bedeutet, dass im Vergleich Kosten eingespart werden. Die Pfade H<sub>2</sub>balance und ELbalance weisen dabei in Abbildung 10-5 die geringsten OPEX auf, was zu den höchsten Einsparungen im Vergleich zum BAU-Pfad führt.

Betrachtet man die gesamten Differenzkosten, so weisen alle Pfade deutliche Einsparungen gegenüber dem BAU-Pfad auf. Der Mix-Pfad und der ELimport-Pfad sind dabei von allen Pfaden insgesamt am günstigsten, mit Einsparungen von jeweils knapp über -96 Mrd. € im Vergleich zum BAU-Pfad. Die CAPEX und Infrastrukturkosten des Mix-Pfades liegen dabei über denen des ELimport-Pfades, allerdings ergeben sich durch die vergleichsweise geringen Energieträgerimporte auch größere Einsparungen bei den OPEX. Die geringsten Einsparungen gegenüber dem BAU-Pfad treten im H<sub>2</sub>balance-Pfad auf. Obwohl in diesem Pfad die OPEX-Einsparungen mit -249 Mrd. € insgesamt am höchsten sind, sind vor allem im Bereitstellungssektor und der Infrastruktur wesentlich höhere Investitionen notwendig.

Insgesamt liegen die kumulierten Differenzkosten für die gesamte Transformation bei -96,7 Mrd. € im ELimport-Pfad und -96,2 Mrd. € im Mix-Pfad, bei -95 Mrd. € für den H<sub>2</sub>import-Pfad, -93 Mrd. € im ELbalance-Pfad und -86 Mrd. € im H<sub>2</sub>balance-Pfad.

Den Kosten gegenüber stehen mögliche Wertschöpfungsgewinne bayerischer Unternehmen durch den Umbau der Energiewirtschaft und der Endenergiesektoren, die in Abschnitt 0 thematisiert werden.

### 10.1.2 Sektorale Verteilung von Kosten

In Abschnitt 10.1.1 wurden bereits die CAPEX der einzelnen Endenergiesektoren diskutiert sowie die OPEX durch Energiebeschaffungskosten aus Sicht des Bereitstellungssektors beleuchtet. In diesem Abschnitt wird darüber hinaus auf die sektorale Verteilung der Energiebeschaffungskosten eingegangen. Diese basieren auf der Endenergienachfrage der einzelnen Sektoren und der bereitstellungsseitigen Deckung des Bedarfs. Hierbei gibt es zwei Kategorien: Energieträger wie Gas und flüssige Kohlenwasserstoffe, die vom Energiesystemmodell direkt zur Deckung der Nachfrage aus den Endenergiesektoren importiert werden, und elektrische Energie, welche innerhalb des Marktgebietes selbst erzeugt und zwischen den Marktgebieten gehandelt werden kann. Bei der lediglich durch Importe gedeckten Nachfrage können die Importkosten auf die einzelnen Sektoren weiterverteilt werden. Während in den früheren Jahren im Fall von Gas und flüssigen Kohlenwasserstoffen ausschließlich fossile Energieträger importiert werden, kommt in den späteren Jahren ein je nach Szenario und Jahr

variierender Anteil an klimaneutralen Kraftstoffen hinzu. Hier wird für die Berechnung der sektoralen Kosten die Annahme getroffen, dass der Anteil zwischen fossilem und klimaneutralem Kraftstoff für alle Sektoren gleich ist. Wie schon in Abschnitt 10.1.1 werden die Potenziale natürlicher Senken basierend auf den Werten des Jahres 2019 berücksichtigt, was zu einer Reduktion des Einsatzes von klimaneutralen Kraftstoffen führt. Für die Kostenberechnung für Strom werden die sich im Modell ergebenden Preiszeitreihen verwendet, um aus den stündlichen Bedarfen der Sektoren die damit verbundenen Betriebskosten zu berechnen.

**OPEX durch Energiebeschaffung pro Sektor**  
in Mrd. €<sub>2019</sub> | Bayern | Mix

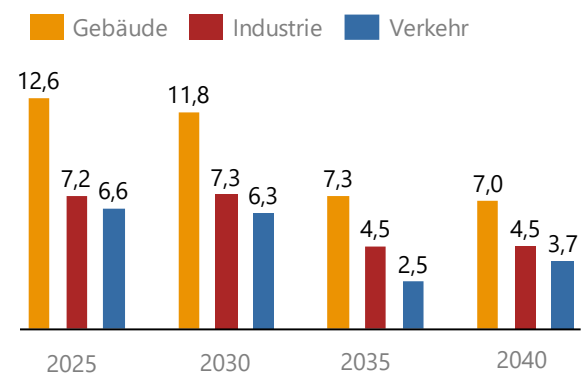


Abbildung 10-10: OPEX durch Energiebeschaffung je Sektor in Bayern basierend auf der Energiebereitstellung im Mix-Pfad

Die daraus resultierenden OPEX aus Energiebeschaffung für die einzelnen Sektoren ist in Abbildung 10-10 dargestellt. Der Gebäudesektor weist in allen Jahren die höchsten Energiebeschaffungskosten auf. Rund ein Drittel der Kosten im Gebäudesektor sind im Jahr 2025 auf die Stromnachfrage zurückzuführen. Fossile Energieträger sind für etwa 50 % der Kosten verantwortlich. Über die Stützjahre hinweg gehen die OPEX im Gebäudesektor um etwa die Hälfte zurück, bis sie in 2040 noch 7 Mrd. € entsprechen. Durch die zunehmende Elektrifizierung der Nachfrage machen die Stromkosten im Zieljahr etwa 57 % im Gebäudesektor aus. Berücksichtigt man den indirekten Stromverbrauch durch den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien zur Deckung der Fernwärmenachfrage, so erhält man sogar einen Anteil von 61 %. Im Industrie- und Verkehrssektor fallen 2025 nur etwa halb so viele Kosten wie im Gebäudesektor an. Auch hier lässt sich bis 2040 eine deutliche Reduktion in den OPEX beobachten. Im Verkehrssektor machen fossile Kraftstoffe 83 % der Kosten im Jahr 2025 aus. Dies wird in den späteren Jahren auf klimaneutrale Kraftstoffe und Strom umgelagert, was im Jahr 2040 jeweils 22 % und

61 % der Kosten in diesem Sektor verursacht. Im Industriesektor verlagern sich die Kosten stark auf Strom und Wasserstoff im Jahr 2040, weg vom direkten Einsatz fossiler Kraftstoffe, welche in 2025 noch knapp 40 % der OPEX verursacht haben.

Beim Vergleich der verschiedenen Pfade ergibt sich abgesehen vom BAU-Pfad ein sehr ähnliches Bild. Obwohl sich der Fokus auf die Energieträger unterscheidet, liegen die Gesamtkosten der Sektoren nahe beieinander. Die Unterschiede sind vor allem durch die sich im Modell ergebenden Preiszeitreihen für Strom geprägt. Diese liegen in den Szenarien H<sub>2</sub>balance und ELbalance im Schnitt höher, was zu teureren Gesamtkosten bei Deckung der Stromnachfrage führt. Die Differenzen zwischen den Szenarien (ausgenommen BAU) liegen in 2040 im Gebäudesektor bei maximal 0,8 Mrd. € und bei 0,7 Mrd. € sowie 0,4 Mrd. € im Industrie- und Verkehrssektor. Die OPEX des BAU-Pfades fallen im Gegensatz dazu in allen Sektoren mehr als doppelt so hoch aus wie in den restlichen Pfaden. Dabei sind die Kosten vor allem auf den hohen Einsatz von klimaneutralen Kraftstoffen zurückzuführen, welche für das Erreichen der Klimaziele notwendig sind.

### 10.1.3 Energieträgerkosten aus Nutzerperspektive

Die Endverbraucherpreise von Energieträgern weisen neben den Beschaffungskosten der Energieträger weitere Kostenkomponenten auf. In Abhängigkeit vom Energieträger und vom Endverbraucher kommen verschiedene Abgaben, Umlagen, Netzentgelte sowie Steuern zu den Beschaffungspreisen der Energieträger hinzu. Der Preis des Energieträgers Strom setzt sich beispielsweise durch die folgenden Preiskomponenten zusammen:

- Die Kosten der **Energiebeschaffung** treten beim Energielieferanten für den Einkauf des Stroms auf. Daher ergeben sich diese Kosten durch den Börsenstrompreis, der wiederum die Kosten der Stromproduktion widerspiegelt.
- Die Kosten für den **Vertrieb** sind die Dienstleistungskosten eines Energielieferanten, die u.a. auf den Kundenstrompreis umgelegt werden.
- Die **Konzessionsabgabe** ergibt sich aus der Benutzung öffentlicher Infrastruktur zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen.
- Die **Netzentgelte** werden vom Netzbetreiber für die Netznutzung erhoben.
- Die bis 2022 bestehende **EEG-Umlage** wurde für die Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien genutzt.
- Die **Stromsteuer** wird für den Verbrauch von elektrischem Strom erhoben.

- **Weitere Umlagen** umfassen die §19 Strom-Netzentgeltverordnung- Umlage, die Offshore-Netzumlage, die Umlage für abschaltbare Lasten sowie den Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Aufschlag.
- Die **Mehrwertsteuer** ist die anzusetzende Steuer für Endverbraucher.

#### Haushaltsstrompreis

in ct.<sub>2019</sub>/kWh | Bayern | 2019 - 2040 | Mix

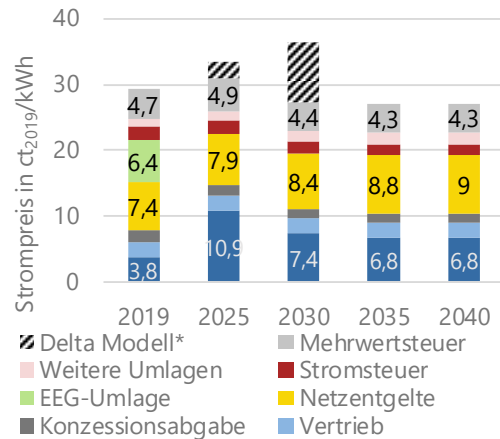


Abbildung 10-11: Modellierter Entwicklung des Haushaltsstrompreises in Bayern von 2019 bis 2040.

Abbildung 10-11 stellt die Entwicklung des Haushaltsstrompreises von 2019 bis 2040 unter Berücksichtigung der verschiedenen Strompreiskomponenten dar. Im Jahr 2019 war eine EEG-Umlage in Höhe von 6,4 ct./kWh zu bezahlen, diese wurde im Jahr 2022 vollständig abgeschafft [162]. Für die Jahre 2025 bis 2040 wurde basierend auf den Simulationen des vorläufigen Mix-Szenarios der Haushaltsstrompreis hergeleitet. Die Energiebeschaffung ist hier mit einem Erwartungswert (dunkelblauer, ausgefüllter Balken) und einem Delta zwischen Modellpreis und Terminmarktpreis (schwarz, gestrichelter Balken) für die Jahre 2025 und 2030 dargestellt. Der Erwartungswert ist hierbei der an der Strombörse European Energy Exchange gehandelte Wert (mittlerer Preis der Handelsperiode Mai-Juli 2023) [163], wobei der Marktpreis für das Jahr 2030 eine geringe Liquidität und somit einer Unsicherheit unterliegt. Die Kosten der Energiebeschaffung gemäß dem Modell sind im Jahr 2025 und insbesondere 2030 deutlich höher. Dies liegt vor allem an der Randbedingung der Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2030 (Reduktion der THG-Emissionen um 65 % gegenüber 1990), da der Einsatz von konventionellen Brennstoffen damit stärker bepreist wird als vom Markt aktuell antizipiert wird. Die mittleren Kosten für die Strombeschaffung im Jahr 2025 liegen damit bei 10,9 bis 13 ct.<sub>2019</sub>/kWh und im Jahr 2030 bei 7,4 bis 15 ct.<sub>2019</sub>/kWh. Im Zuge der



Energiepreiskrise aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sind die mittelfristigen Brennstoffpreiskosten weiterhin erhöht, was hohe Grenzkosten der thermischen Kraftwerke und damit einhergehend hohe Strompreise an der Börse bewirkt. In den Jahren nach 2030 sinken die Kosten für die Strombeschaffung durch den massiven Zubau Erneuerbarer Energien auf knapp 7 ct.<sub>2019</sub>/kWh ab. Hier wird der Preis der Energiebeschaffung lediglich durch den Modellpreis ermittelt, da keine Marktprognosen für diesen Zeitraum verfügbar sind. Für die weiteren Strompreiskomponenten wurde eine Entwicklung basierend auf dem plausiblen Pfad der FfE Studie zum Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland [164] angenommen. Insbesondere die Netzentgelte und die sonstigen Umlagen (und hier vor allem die Offshore-Umlage) steigen von 2019 bis 2040 an. Die ansteigenden Netzausbaukosten können hierbei auf einen höheren elektrischen Bedarf verteilt werden, so dass die spezifischen Kosten pro kWh nicht in gleichem Maße wie die Netzausbaukosten steigen. Die ambitionierten Pläne der deutschen Bundesregierung für den Ausbau von Wind Offshore sorgen für höhere Kosten bei der Anbindung dieser Anlagen und damit einhergehend für eine Erhöhung der Offshore-Umlage. Insgesamt stellt sich damit im Jahr 2025 ein Haushaltsstrompreis von über 30 ct.<sub>2019</sub>/kWh und im Jahr 2030 ein Preis von 27 bis 36 ct.<sub>2019</sub>/kWh ein, der in den darauffolgenden Jahren auf 27 ct.<sub>2019</sub>/kWh im Jahr 2040 absinkt. Damit liegt der modellierte Haushaltsstrompreis in 2040 leicht unter dem Niveau von 2019.

**Industriestrompreis (Unternehmen mit 70-150 GWh)**  
in ct.<sub>2019</sub>/kWh | Bayern | 2019 - 2040 | Mix

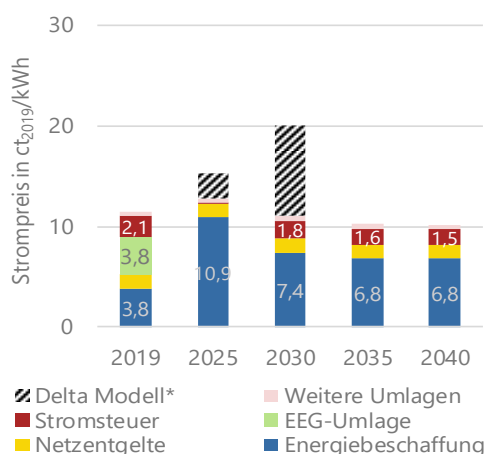


Abbildung 10-12: Modellierte Entwicklung des Industriestrompreises für bayerische Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von 70-150 GWh (2019–2040)

Der Industriestrompreis variiert je nach Größe der Unternehmen. Größere Unternehmen bezahlen aufgrund von Befreiungsmöglichkeiten von Netzentgelten, Abgaben und Umlagen geringere Strompreise als kleinere Unternehmen. Abbildung 10-12 stellt hier die modellierte Entwicklung des Industriestrompreises in Bayern für große Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von 70-150 GWh dar. Die Kosten der Energiebeschaffung ergeben sich wie bei der Betrachtung der Haushaltsstrompreise aus dem Modell, allerdings mit der Einschränkung, dass für die Jahre 2025 und 2030 die Modellergebnisse der Markterwartung gegenüberzustellen sind. Für Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern wurden hier für 2019 die historischen Werte von eurostat [165] hinterlegt. Da eine Prognose der Entwicklung der Strombestandteile für Industrieunternehmen nicht vorliegt, wurden die Netzentgelte und weiteren Umlagen real konstant gehalten. Die Stromsteuer wurde für diese Auswertung gemäß dem Entlastungspaket für Industrieunternehmen für das Jahr 2025 auf 0,05 ct.<sub>2019</sub>/kWh abgesenkt [205] und ab 2030 wieder nominal addiert. Unter den getroffenen Annahmen steigt der Industriestrompreis für Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von 70-150 GWh von 11,5 ct.<sub>2019</sub>/kWh im Jahr 2019 auf knapp 13 bis etwas über 15 ct.<sub>2019</sub>/kWh im Jahr 2025 und auf 11-20 ct.<sub>2019</sub>/kWh im Jahr 2030 an, woraufhin er in den Folgejahren unter das heutige Niveau auf knapp 10 ct.<sub>2019</sub>/kWh fällt. Auch hier ist auf die Diskrepanz zwischen den Marktpreisen und den Modellpreisen für die Energiebeschaffung in den Jahren 2025 und 2030 hinzuweisen. Die im Modell hinterlegten ambitionierten Klimaziele führen hier in allen europäischen Ländern zu deutlich höheren Strompreisen als aktuell am Markt erwartet.

Die weiteren relevanten Endenergieträgerpreise neben Strom ergeben sich aus den Annahmen, die für die Energieträgerbeschaffung in der Modellierung getroffen wurden, sowie hier relevanten Abgaben, Umlagen, Netzentgelten und Steuern. Da die Abgaben, Umlagen und Netzentgelte sich stark je nach Verbrauchergruppe unterscheiden, aber eine deutlich geringeren Anteil am Gesamtpreis als beim Energieträger Strom ausmachen, wird an dieser Stelle vor allem auf die Großhandelspreise der Energieträger verwiesen. Dazu zeigt Abbildung 10-13 die erwarteten Kosten fossiler Energieträger basierend auf den in Abbildung 3-17 dargestellten Brennstoffpreisen und den mit den mittleren Emissionsfaktoren gewichteten CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten. Hierbei ist zu beachten, dass die Zunahme der CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten eine vereinfachte Annahme ist, da tatsächliche CO<sub>2</sub>-Kosten z.B. für den Betrieb einer Gasheizung hiervon abweichen können. Nichtsdestotrotz stellt die Abbildung einen guten Indiz für die Entwicklung der Energiepreise

dar und zeigt auf, dass die Kosten für die Nutzung fossile Energieträger steigen, wohingegen die Kosten für die Nutzung von klimaneutralen Kraftstoffen und von Wasserstoff sinken.

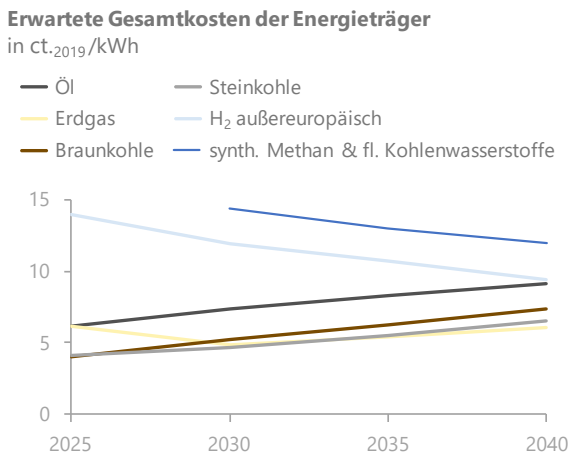


Abbildung 10-13: Erwartete Kosten von Energieträgern basierend auf den Brennstoffkosten und den CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten

### 10.1.4 Wertschöpfung innerhalb der Bayerischen Volkswirtschaft

In Abschnitt 10.1.1 wurde aufgezeigt welche Mehrkosten durch die Transformation entstehen. Den Kosten gegenüber stehen mögliche Wertschöpfungsgewinne für die bayerische Volkswirtschaft, die realisiert werden können, sofern ortsansässige Unternehmen die Waren und Dienstleistungen bereitstellen, die im Rahmen der Transformation benötigt werden. Da eine volkswirtschaftliche Modellierung sämtlicher bayerischer Wertschöpfungsketten (im Rahmen dieser Studie) nicht darstellbar ist, wird in diesem Abschnitt am Beispiel ausgewählter erneuerbarer Erzeugungstechnologien sowie der Wärmepumpe aufgezeigt, welches Wertschöpfungspotenzial für Bayern durch die Transformation entsteht. Ziel der Betrachtung ist es für die jeweiligen Technologien eine Größenordnung (in Abgrenzung zu einer Prognose) für die möglichen Wertschöpfungsgewinne auszuweisen.

Im Wesentlichen wird hierzu auf die Wertschöpfungsfaktoren je technologischer Wertschöpfungskette von [166], [167] zurückgegriffen, die einen der wenigen Ansätze für die Bewertung von Wertschöpfungseffekten auf kommunaler und Bundeslandebene entwickelt haben [168]. Dabei steht der direkte Wertschöpfungsgewinn innerhalb einer Region im Vordergrund, der auf den Zu- und Rückbau sowie den Betrieb von Technologien zurückzuführen ist, die im Rahmen der Transformation benötigt werden. Die zugrundeliegende Methodik und Herleitung der

Wertschöpfungsindikatoren ist [166], [167] zu entnehmen. Nachfolgend werden die zentralen Aspekte kurz zusammengefasst.

Auf nationaler Ebene ergibt sich die Bruttowertschöpfung zu Herstellerpreisen durch Abzug der im Ausland erbrachten Vorleistungen vom Produktionswert der im Inland hergestellten Güter. Es wird also nur der im Inland entstandene Mehrwert ausgewiesen. Das Bruttoinlandsprodukt ergibt sich, wenn darüber hinaus die Nettogütersteuern hinzugefügt werden (d.h. Gütersteuern abzüglich Gütersubventionen) [169]. Für die nachfolgende regionale (bayerische) Betrachtung wird der Wertschöpfungsbegriff enger ausgelegt und bezieht sich auf den direkt durch die analysierten Wertschöpfungsketten auftretenden Wertschöpfungsgewinn, der in der Region verbleiben (könnten). Dieser wird durch die Aggregation der folgenden Indikatoren bestimmt:

- Unternehmensgewinne nach Steuern
- Nettoeinkommen der Beschäftigten
- Kommunale Steuereinnahmen
- Steuereinnahmen auf Bundeslandebene wie z.B. Länderanteile an der Körperschafts- und Einkommenssteuer, die Grunderwerbssteuer und die Gewerbesteuerumlage.

Die gelisteten Aspekte plus der Beschäftigungseffekt, gemessen in Vollzeitäquivalenten, werden für die gesamte Wertschöpfungskette von Anlagenproduktion über -planung, -installation, -betrieb und -wartung bis hin zu den Wertschöpfungsgewinnen durch Betreibergesellschaften bewertet. Daraus resultieren spezifische Wertschöpfungsfaktoren (z.B. in €/kW installierter Leistung EE) je Wertschöpfungsschritt- und -indikator. Für die hier durchgeführte Analyse werden Faktoren aus [167] verwendet, die für eine vergleichbare Wertschöpfungsanalyse in Baden-Württemberg (BW) berechnet wurden. Die wichtigsten bundeslandspezifischen Komponenten der Wertschöpfungsfaktoren (durchschnittliches Nettoeinkommen [170] der Beschäftigten sowie die Gewerbesteuerhebesätze [172] unterscheiden sich zwischen den Bundesländern Bayern und BW nur in Nuancen. Es wird daher davon abgesehen eine aufwändige Anpassung der Wertschöpfungsfaktoren durchzuführen.

Die Wertschöpfungsfaktoren werden mit den Szenarioergebnissen für die Bestands- und Ausbautzahlen der erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik sowie Wärmepumpen in Haushalten kombiniert, um die direkten Wertschöpfungspotenziale und potenziellen Beschäftigungseffekte für diese Technologien im Mixszenario zu ermitteln (s. Abschnitt 8.3). Dabei wird zwischen den einmaligen Wertschöpfungsgewinnen

durch die Anlagenproduktion, -planung und -installation und den jährlich anfallenden Wertschöpfungsgewinnen durch den Anlagenbetrieb und -wartung und sofern relevant den Gewinnen der Betreibergesellschaften unterschieden. Folglich ergibt sich der potenzielle Wertschöpfungsgewinn innerhalb der bayerischen Volkswirtschaft direkt aus dem (systemoptimalen) Ausbau der verschiedenen Elemente in der Energiesystemsimulation innerhalb Bayerns in Kombination mit den Wertschöpfungsfaktoren.

Abbildung 10-14 zeigt das kumulierte Wertschöpfungspotenzial durch die Installation von Windenergieanlagen, Aufdach- und Freiflächen-PV sowie Erdwärmepumpen in Gebäuden in Bayern im Mix-Szenario für den Zeitraum 2024 bis 2040, nach Wertschöpfungsschritten sowie die verwendeten Wertschöpfungsfaktoren je Technologie gem. [167]

Die Grafik zeigt, dass insgesamt über die vier Technologien hinweg im Mixszenario für Bayern zwischen 2024 und 2040 ein kumuliertes bayerisches Wertschöpfungspotenzial i.H.v. ca. 290 Mrd. € existiert. Als Vergleichsgröße kann die bayerische Bruttowertschöpfung herangezogen werden, die im Jahr 2022 nominal bei ca. 650 Mrd. € lag [171]. Bricht man das Wertschöpfungspotenzial der vier Technologien auf konstante Jahreswerte herunter, so könnte eine

vollständige Realisierung dieses Potenzials zu einem Anstieg der Wirtschaftsleistung um ca. 2,6 %/a gemessen an der BWS im Jahr 2022 führen. Grundvoraussetzung für die Realisierung dieses theoretischen Wertschöpfungspotenzials ist, dass die Anlagen nicht nur in Bayern betrieben, sondern auch produziert werden. Bis zu welchem Grad das in Zukunft der Fall sein wird ist nicht zuletzt eine industriepolitische Entscheidung, da Anlagen wie Windräder und Solarzellen im Ausland (z.B. in China) kostengünstiger hergestellt werden können als hierzulande.

Darüber hinaus zeigt Abbildung 10-14 dass die Wertschöpfungspotenziale stark mit der installierten Leistung je Technologie korrelieren. Folglich fällt das kumulierte Wertschöpfungspotenzial der PV-Freiflächenanlagen mit ca. € 140 Mrd. ungefähr so hoch aus wie das der WEA, Aufdach-PV und Erdwärmepumpen in Gebäuden zusammen. Dabei ist wichtig, dass ca. 50 % der Wertschöpfungsgewinne bei PV-FF auf die Anlagenproduktion sowie Planung/Installation zurückzuführen sind. Dies sind einmalige Wertschöpfungsgewinne, bei denen die zentrale Aktivitätsgröße der jährliche Anlagenzubau ist. Die zweite Hälfte der kumulierten Wertschöpfungsgewinne ergeben sich aus dem kontinuierlichen Betrieb der Anlage. Ausschlaggebend für diese Wertschöpfungsgewinne ist der Anlagenbestand im jeweiligen Jahr. Unter den aufgezeigten Wertschöpfungsschritten sind

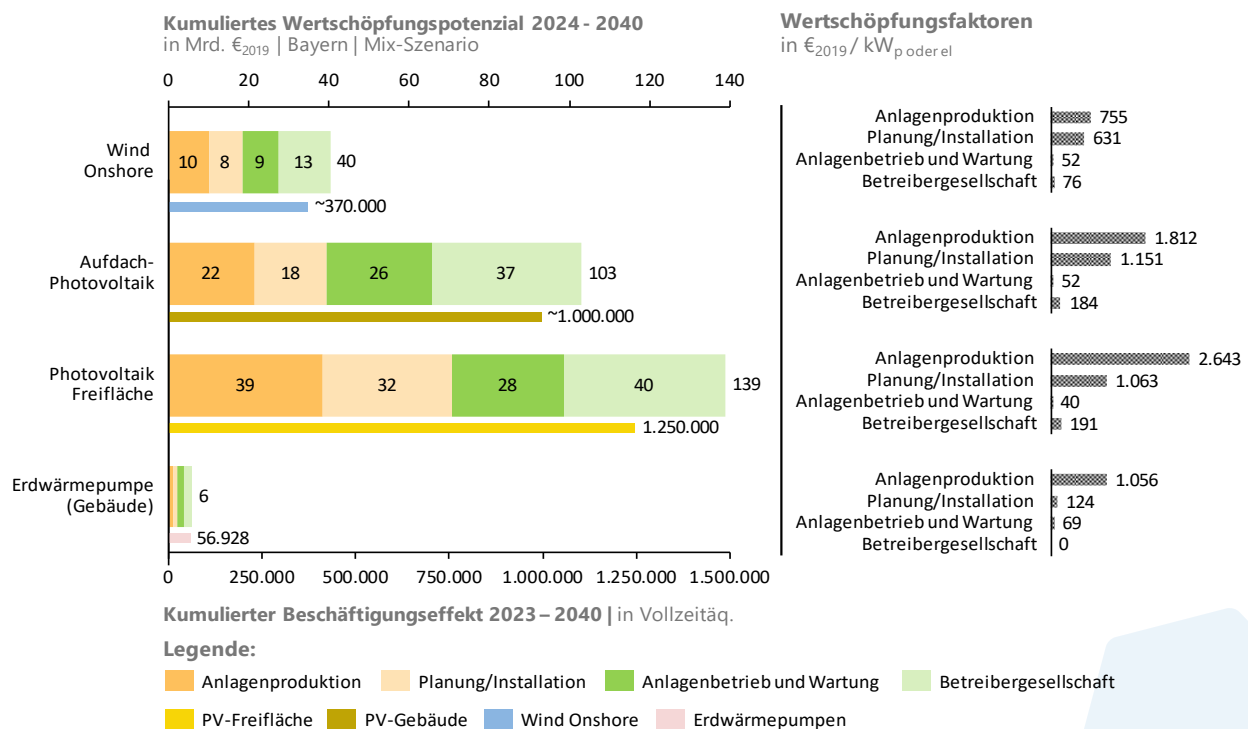


Abbildung 10-14: Kumuliertes Wertschöpfungspotenzial und Beschäftigungseffekte 2024 – 2040 durch Windenergieanlagen, Aufdach- und Freiflächen-PV sowie Erdwärmepumpen in Gebäuden in Bayern im Mix-Szenario (eigene Berechnung in Anlehnung an [166])

insbesondere die jährlich anfallenden Posten diejenigen die mit hoher Wahrscheinlichkeit von lokalen Akteuren durchgeführt werden müssen. Anlagenbau, Planung und Installation sind Wertschöpfungsschritte die leichter zu importierten sind. Für das Beispiel der PV-FF Anlagen bedeutet dies, dass aller Wahrscheinlichkeit nach nur ein Teil der einmaligen Wertschöpfungsgewinne in Bayern realisiert werden wird, wohingegen die jährlichen Gewinne aus der Wartung und Instandhaltung sowie den Betreibergesellschaften mit höherer Wahrscheinlichkeit vor Ort erbracht werden können.

Zusätzlich zu den Wertschöpfungspotenzialen wird der kumulierte Beschäftigungseffekt in Vollzeitäquivalenten (VZÄ) ausgewiesen. Auch dieser korreliert stark mit der installierten Leistung je Technologie. Für die gesamte Wertschöpfungskette der PV-FF werden in den 17 Jahren 1.250.000 VZÄ benötigt, um die entsprechenden Leistungen von Anlagenbau bis hin zu administrativen Tätigkeiten in den Betreibergesellschaften zu vollbringen. Dies bedeutet im Schnitt ca. 73.500 VZÄ pro Jahr, wobei das Wachstum der installierten Leistung und somit der benötigten VZÄ zwischen 2023 und 2040 einen Hochlauf erfährt und folglich zu Beginn zunächst weniger Arbeitskräfte benötigt werden. Zum Vergleich: in ganz Deutschland arbeiteten 2022 ca. 84.000 Personen im Bereich Photovoltaik und Solarthermie. Dies entsprach ungefähr einem Fünftel aller Beschäftigten im Bereich Erneuerbare Energien insgesamt [173]. Im Durchschnitt müssen folglich in Zukunft ungefähr genauso viele Personen in Bayern an im Bereich PV-FF arbeiten wie im Jahr 2022 in Deutschland insgesamt, sofern alle Schritte der Wertschöpfungskette in Bayern abgebildet werden sollen. Dies zeigt, dass die Überwindung des Arbeitskräftemangels nicht nur zentral für das Gelingen der Energiewende, sondern auch für die Erschließung der damit einhergehenden Wertschöpfungspotenziale ist.

Die Analyse der Wertschöpfungspotenziale für Wind, PV und die Erdwärmepumpe in Gebäuden zeigt, dass den in Abschnitt 10.1.1 aufgezeigten Mehrkosten der Transformation mögliche Wertschöpfungsgewinne gegenübergestellt werden müssen. Alleine am Beispiel der PV-FF zeigt sich, dass die Abbildung dieser Wertschöpfungskette in Bayern zu einem Wertschöpfungswachstum von ca. 1,3 %/a im Zeitraum 2024 bis 2040 führen kann. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass in anderen Wirtschaftsbereichen, z.B. beim Betrieb konventioneller Kraftwerke, die Wertschöpfung in Zukunft voraussichtlich zurückgehen wird. Um diese gegenläufigen Effekte genauer zu quantifizieren bedarf es weiterführende Forschungsarbeit, in der zusätzliche zentrale Wertschöpfungsketten für die

bayerische Volkswirtschaft abgebildet, quantifiziert und ausgewertet werden müssen.

## 10.2 Umweltverträglichkeit

Die zweite Säule des energiepolitischen Zieldreiecks ist die Umweltverträglichkeit. Hier stehen vor allem die Emissionen des zukünftigen bayerischen Energiesystems im Vordergrund, die in Abschnitt 10.2.1 analysiert werden. Weiter gibt es auch nicht internalisierte gesellschaftliche Kosten durch Umweltbelastungen, die über die ausgewiesenen Kosten hinausgehen. Diese werden im Abschnitt 10.2.2 diskutiert.

### 10.2.1 THG-Emissionen im System

Die kumulierten THG-Emissionen in Bayern sind direkter Output der Energiesystem-Simulation und können dabei für die Endenergiesektoren sowie den Bereitstellungssektor ausgewertet werden. In den Simulationen werden nationale und europäische Klimaziele sowie die Klimaziele Bayerns berücksichtigt.

Um die Ziele zur THG-Minderung in Bayern zu erreichen, müssen in allen Sektoren Anstrengungen zur Emissionsreduktion stattfinden. Die in Abschnitt 3.2.3 genannten Ziele beinhalten für Bayern im Jahr 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen von 65 % je Einwohner gegenüber 1990, was 46,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. entspricht. Bis 2035 sollen die Emissionen auf 23,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. gesenkt werden, bis im Jahr 2040 sollen dann keine Netto-Emissionen mehr ausgestoßen werden. Diese Emissionsziele sind in Abbildung 10-15 durch gestrichelte schwarze Linien dargestellt.

Im Mix-Szenario liegen die Emissionen im Jahr 2025 bereits bei 86 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Dies entspricht einer Reduktion um 10 % im Vergleich zum Jahr 2019. Im Jahr 2030 fallen die THG-Emissionen um weitere 31 % niedriger aus als in 2025. Dabei liegen die Emissionen knapp 13 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. über dem festgelegten bayerischen Ziel und müssen somit kompensiert werden. Von 2030 auf 2035 halbieren sich die THG-Emissionen nahezu und liegen damit noch bei 32 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Bis zum Zieljahr 2040 erfolgt eine weitere Reduktion der Emissionen um 44 %, womit die positiven Restemissionen ca. 18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. über dem THG-Minderungsziel liegen.

Um die THG-Emissionen zu senken, findet in allen Sektoren eine Transformation statt. Während 2025 der Verkehrssektor noch 28 % der Emissionen verursacht hat, sind es im Jahr 2040 nur noch 10 %. Auch in der Industrie findet ein starker Emissionsrückgang statt, und zwar von 14,4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Jahr 2025 auf 3,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Die Sektoren GHD und Private

Haushalte sind ausgehend von zusammen 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. mit zusammen noch 0,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Zieljahr fast komplett emissionsfrei geworden.

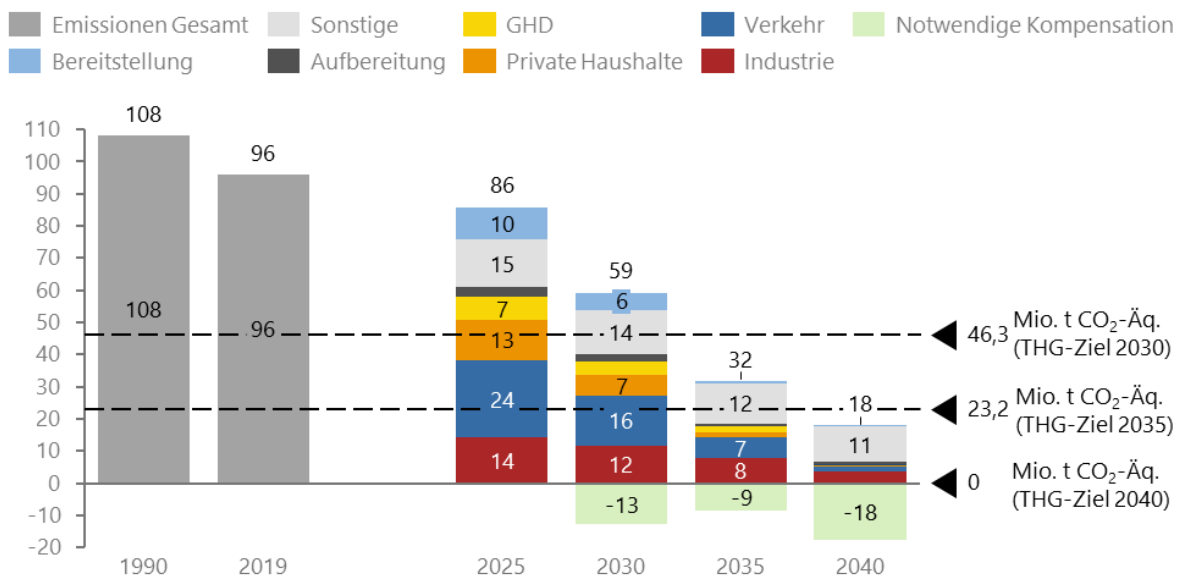
Da trotz der Transformation in den einzelnen Sektoren die Klimaziele nicht erreicht werden, muss eine Kompensation mittels natürlicher bzw. technischer THG-Senken und dem Einsatz klimaneutraler Treibstoffe stattfinden. Für die natürlichen Senken durch LULUCF unterliegen die historischen Werte allerdings großen Schwankungen, was es schwierig macht, deren zukünftiges Potenzial abzuschätzen. Die Extrema dieser Schwankungen sind in Abbildung 10-15 unten links dargestellt. Das Maximum an Kompensationen durch LULUCF ist im Jahr 1992 aufgetreten und

betrug -15,6 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. Im Jahr 1990 kam es dagegen zu keinen Einsparungen durch LULUCF. Seit 2016 gehen die Emissionseinsparungen zunehmend zurück und sind von -11,3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. auf -7,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. gesunken [206].

Abhängig von der weiteren Entwicklung der LULUCF-Emissionen ist es möglich, dass bereits ab 2030 klimaneutrale Kraftstoffe zur Kompensation von THG-Emissionen eingesetzt werden müssen. Damit die Transformation der Endenergiesektoren mit den durchgeführten Maßnahmen im Bereitstellungssektor allein ausreicht, wäre eine Kompensation von -12,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. notwendig. LULUCF-Kompensationen dieser Größe gab es das letzte Mal 1994. Geht man

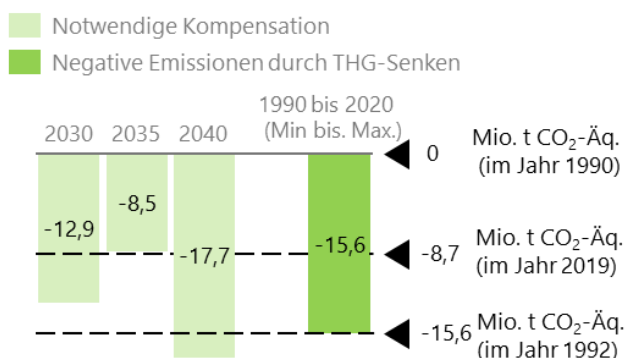
### THG -Emissionen

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Mix



### Kompensation durch THG-Senken

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Mix



### CO<sub>2</sub>-Abscheidung in der Industrie

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. | Bayern | Mix

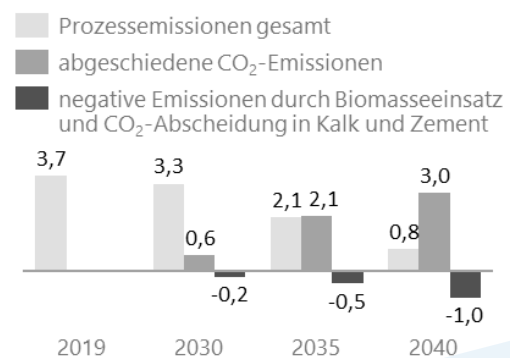


Abbildung 10-15: THG-Emissionen und notwendige Kompensationen. Oben ist der Verlauf der Emissionsbilanz für die modellierten Stützjahre zusammen mit den statistischen Werten von 1990 und 2019 zu sehen. Links unten ist die notwendige Kompensation durch THG-Senken im Vergleich mit den Senkenpotenzialen vergangener Jahre gezeigt. Unten rechts sind die Prozessemissionen der Industrie dargestellt.



beispielsweise zukünftig von dem 2019er Kompensationspotenzial von -8,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. aus, wäre bereits 2030 ein Einsatz von 16 TWh klimaneutralen Kraftstoffen notwendig, was einer Einsparung von 4,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. an Emissionen entspricht. Setzt sich der Trend der letzten Jahre fort, dass die Emissionseinsparungen durch LULUCF fortwährend sinken, dann hätte dies gar keine Kompensationspotenziale durch THG-Senken oder sogar positive Emissionen aus LULUCF zur Folge. Stünden keine THG-Senken zur Verfügung, müssten im Jahr 2030 bereits 48 TWh synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden. Dies entspricht etwa 9 % des gesamten Primärenergiebedarfs in Bayern im Jahr 2019.

Obwohl im Jahr 2040 bereits ausschließlich THG-neutrale Kraftstoffe verwendet werden, entstehen dennoch THG-Emissionen, die kompensiert werden müssen. Insgesamt ist eine Kompensation von 18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im Jahr 2040 notwendig, damit in Bayern das gesetzte Emissionsziel von Nettonull erreicht werden kann. Zusätzlich zu den natürlichen THG-Senken durch LULUCF und dem Einsatz von klimaneutralen Kraftstoffen können Emissionen durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture) und anschließender Einspeicherung ausgeglichen werden. Die hierfür notwendigen Technologien befinden sich jedoch noch in der Entwicklung. Weiterhin könnten Emissionen außerhalb von Bayern kompensiert werden, wofür momentan allerdings noch die geeigneten politischen Regelungen fehlen. Als Folge der noch nicht erkennbaren Einsatzmöglichkeiten dieser alternativen Kompensationsmethoden ist es unverkennbar, dass natürliche THG-Senken die wichtigste Möglichkeit zum Emissionsausgleich darstellen. Daher ist es wichtig, diese Senken auszubauen und somit die Entwicklung der letzten Jahre umzukehren. Sollte dies gelingen, ist es durch die Transformation der Endenergiesektoren und des Energiesystems möglich, die Klimaziele zu erreichen. Hierbei müsste erst im Jahr 2040 auf kostenintensive klimaneutrale Kraftstoffe zurückgegriffen werden. Bei nicht ausreichender Kompensation durch THG-Senken müssten diese Kraftstoffe andernfalls schon 2030 vermehrt eingesetzt werden, was jedoch mit hohen Kosten verbunden wäre. Zudem stellt sich die Frage, ob synthetische Kraftstoffe in diesen Mengen überhaupt im Jahr 2030 zur Verfügung stehen.

### 10.2.2 Nicht internalisierte gesellschaftliche Kosten durch Umweltbelastungen

Die nicht internalisierten gesellschaftlichen Kosten durch Umweltbelastungen können zusätzlich je Stromerzeugungstechnologie bestimmt werden. Dafür werden vom Umweltbundesamt (UBA) von den gesellschaftlichen Kosten durch Umweltbelastungen je

Technologie die internalisierten Kosten durch CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die sich endogen aus der Energiesystemssimulation ergeben, subtrahiert. Die spezifischen Umweltkosten pro erzeugter MWh Strom werden vom UBA für jede Stromerzeugungstechnologie ausgegeben [174] und anhand der Umweltauswirkungen der direkten und indirekten Emissionen der Technologien berechnet (siehe Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten nach UBA [175]). Basierend auf den Umweltkosten nach UBA, den erzeugten Energiemengen, die sich in der Energiesystemssimulation einstellen und der internalisierten Kosten in der Energiesystemssimulation können nicht internalisierten gesellschaftlichen Kosten berechnet werden. Als Referenz werden auch die Energiemengen aus 2019 (siehe Abschnitt 1.1) mit internalisierten Kosten (mittlerer CO<sub>2</sub>-Preis 2019 von 25 €/t CO<sub>2</sub>) und nicht internalisierten gesellschaftlichen Kosten ausgewertet. Die Umweltkosten werden nach der Empfehlung des UBAs auf 237 €<sub>2022</sub>/t CO<sub>2 äq</sub> (213 €<sub>2019</sub>/t CO<sub>2 äq</sub>) festgelegt. Dies hat die Randbedingung, dass klimawandelverursachte Wohlfahrtseinbußen der heutigen Generation gegenüber der zukünftigen Generation höher gewichtet sind. Die internalisierten Kosten innerhalb der Energiesystemssimulation ergeben sich dabei durch die CO<sub>2</sub>-Emissionen je Stromerzeugungstechnologie, multipliziert mit dem modellierten CO<sub>2</sub>-Preis des jeweiligen Jahres. Die hinterlegten CO<sub>2</sub>-Preise für zukünftige Jahre können Abschnitt 3.2 entnommen werden.

Im Jahr 2019 gibt es in Bayern noch Stromerzeugung durch Kern- und Steinkohlekraftwerke. Für Kernenergie werden vom UBA keine Umweltkosten ausgegeben, so dass dies nicht quantifiziert werden kann. Wie in Abschnitt 8.4 aufgezeigt wurde, beinhaltet die bayerische Stromerzeugung ab dem Jahr 2025 nur noch thermische Gaskraftwerke (als Gas- und Dampf-Anlagen, Gasturbinen und H<sub>2</sub>-ready-Gasturbinen) sowie Anlagen Erneuerbarer Energien (PV, Wind, Wasserkraft und Biomasse). Die internalisierten Kosten der Erneuerbaren Energien sind gleich 0, da sie keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb der Energiesystemssimulation aufweisen. Die nicht internalisierten Kosten für Erneuerbare Energien entstehen durch die indirekten Emissionen, die vor allem in der Vorkette der Anlagen auftreten. Bei der PV-Energie entstehen beispielsweise vergleichsweise hohe Emissionen in der Vorkette. Für Gaskraftwerke, die Erdgas als Brennstoff einsetzen, entstehen hingegen internalisierte Kosten. Diese werden von den Umweltkosten abgezogen, um die nicht internalisierten Kosten zu berechnen. H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerke, die Wasserstoff als Brennstoff einsetzen, können nicht bilanziert werden, da die Umweltkosten dieser Technologie noch nicht vom Umweltbundesamt bewertet werden.



Insgesamt ergeben sich für die nicht internalisierten gesellschaftlichen Kosten der Stromerzeugung (ohne Kernenergie und H2-Ready-Gaskraftwerke) sowohl im Jahr 2019 als auch in den Jahren 2030 und 2040 ca. 2,5 Mrd. €<sub>2019</sub> pro Jahr. Dabei haben im Jahr 2019 insbesondere Gaskraftwerke, Steinkohlekraftwerke und Biomasse einen großen Anteil an den nicht internalisierten gesellschaftlichen Kosten. Im Jahr 2030 gibt es keine Stromerzeugung durch Steinkohlekraftwerke mehr. Dafür nehmen die Stromerzeugung und damit auch die nicht internalisierten Kosten durch PV-Energie stark zu. Im PV-dominierten System im Jahr 2040 macht PV gut 70 % und Biomasse immer noch etwas über 20 % der nicht internalisierten Kosten aus.

Zu beachten ist allerdings, dass die Stromerzeugung in Bayern von 2019 bis 2040 von knapp 75 TWh auf über 150 TWh zunimmt, so dass die spezifischen nicht internalisierten Kosten der Stromerzeugung um mehr als 50 % sinken. Weiterhin nimmt der Primärenergiebedarf über alle Energieträger abseits von Strom von 2019 bis 2040 erheblich ab, wodurch sich die nicht internalisierten Umweltkosten der anderen Energieträger ebenso verringern dürfte. Hier fehlt für eine Quantifizierung der nicht internalisierten Kosten von beispielsweise dem Erdgaseinsatz in Heizungen die Datengrundlage. Insgesamt zeigen die Umweltkosten aber auf, dass abseits der Klimaziele, die sich meist auf direkte Emissionen beziehen, die Vorkette der

Energiebereitstellung mitbeachtet werden sollte, auch in einem auf direkte Emissionen bezogenen klimaneutralen Energiesystem.

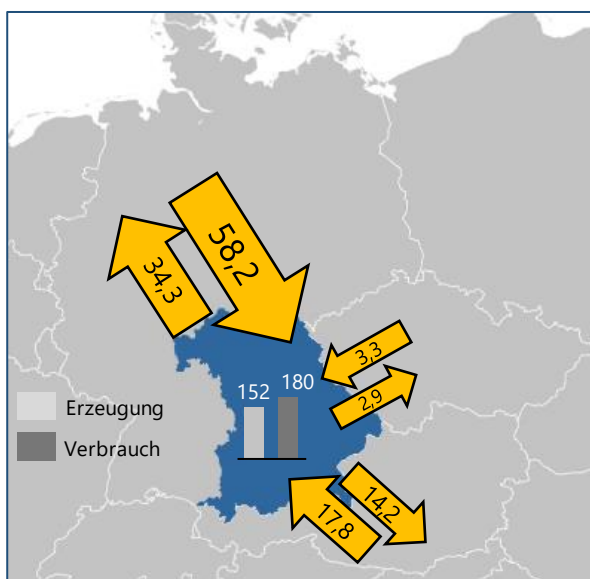
### 10.3 Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der bayerischen Energieversorgung stellt neben der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit die dritte Säule der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem dar. Die Versorgungssicherheit kann aus verschiedenen Perspektiven betrachtet werden. Im Folgenden werden aufbauend auf den Ergebnissen in Kapitel 8 die Energieträgerimporte (Abschnitt 10.3.1) und die Energiespeicherung, -flexibilisierung und der Energieträgertransport (Abschnitt 10.3.2) analysiert.

#### 10.3.1 Energieträgerimporte

Die notwendigen Energieimporte aller Energieträger stellen eine wichtige Kenngröße der Versorgungssicherheit dar. Anhand eines Vergleichs der Energieimporte mit den regional bereitgestellten Energieträgern können Diversifizierungsindikatoren hergeleitet werden. Im Folgenden wird hierzu auf die in Abschnitt 8.2 diskutierten gehandelten Mengen an Strom und Wasserstoff eingegangen. Zusätzlich werden die Importe von Gas, flüssigen Kohlenwasserstoffen und Biomasse behandelt.

**Gehandelte Strommengen**  
in TWh | Bayern | 2040 | Mix



**Gehandelte Wasserstoffmengen**  
in TWh | Bayern | 2040 | Mix

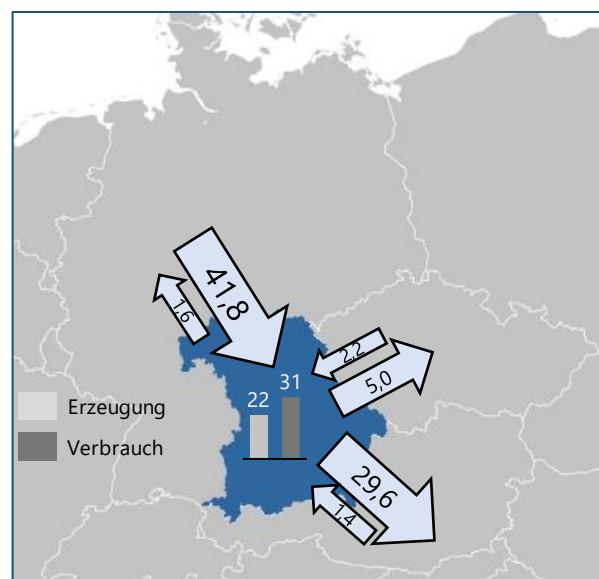


Abbildung 10-16: Visualisierung der gehandelten Mengen an Strom und Wasserstoff im Mix-Szenario. Das Balkendiagramm in der Mitte zeigt den Gesamtverbrauch und die Gesamterzeugung von Strom und Wasserstoff in Bayern. Die Pfeile repräsentieren die Im- und Exporte, die zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten stattfinden.

Tabelle 10-1 Zusätzliche Energieträgerimporte nach Bayern in TWh. Die hier aufgeführten Importe an synthetischen Energieträgern stellen den maximal notwendigen Import dar. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Kompensationspotenziale von natürlichen Senken fällt der Bedarf an klimaneutralen Kraftstoffen gegebenenfalls niedriger aus.

Energieträgerimporte in TWh	2025	2030	2035	2040
<b>Erdgas</b>	126,6	79,6	27,7	
<b>Synth. Methan</b>				1,7
<b>Öl</b>	143,3	41	2,5	
<b>Synth. Kohlenwasserstoffe</b>		47,4	31,2	11,1

Abbildung 10-16 zeigt die gehandelten Mengen an Strom und Wasserstoff für das Jahr 2040 in einer Karte dargestellt. Bayern hat 2040 einen Strombedarf von 178 TWh. Insgesamt werden im selben Jahr 152 TWh Strom erzeugt. Die Differenz wird über einen Importsaldo von insgesamt 28 TWh gedeckt. Bayern ist somit in diesem Jahr wie auch in den Vorjahren ein Nettoimporteur. Der größte Stromaustausch findet zwischen Bayern und der Region „Deutschland ohne Bayern“ statt. Über das gesamte Jahr hinweg werden 58,2 TWh nach Bayern importiert und 34,3 TWh exportiert. Geringer fallen dagegen die Importe aus Österreich aus. Hier beträgt das resultierende Importsaldo 3,6 TWh. Der Stromhandel zwischen Bayern und Tschechien ist nahezu ausgeglichen. Hier ergibt sich lediglich ein Importsaldo von 0,4 TWh. Insgesamt werden 85 % des Bruttostromverbrauchs durch bayerische Stromproduktion gedeckt. Der restliche Bedarf stammt netto zu 13 % von Importen aus „Deutschland ohne Bayern“ und zu 2 % aus Österreich.

Für Wasserstoff sieht das Bild ähnlich aus. Wie auch in den Vorjahren werden im Jahr 2040 Nettoimporte zur Deckung der Nachfrage von 31 TWh benötigt. Diese Importe stammen 2040 zum Großteil aus der Region „Deutschland ohne Bayern“. Hierbei werden 41,8 TWh Wasserstoff importiert und 1,6 TWh exportiert, was einen Importsaldo von 40,2 TWh ergibt. Richtung Österreich beträgt der Nettoexport insgesamt 28,2 TWh. Auch nach Tschechien wird netto exportiert, wobei der Exportsaldo 2,8 TWh beträgt. Die Importe werden durch 22 TWh aus inländischer Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse ergänzt. Insgesamt werden damit netto 70 % durch inländische Bereitstellung gedeckt. Dadurch, dass die Stromerzeugung durch inländische Elektrolyse einen so hohen Anteil ausmacht,

lässt sich erkennen, dass die hohen Importe aus „Deutschland ohne Bayern“ nicht in dieser Höhe zur

Deckung der bayerischen Wasserstoffnachfrage notwendig sind. Stattdessen werden diese durch hohe Exporte nach Österreich ausgeglichen und dienen dort zur Deckung der Nachfrage, die vor allem durch einen hohen Wasserstoffbedarf seitens der Industrie geprägt ist.

Die weiteren Energieträger Erdgas und flüssige Kohlenwasserstoffe werden weiterhin vollständig nach Bayern importiert. Die Importmengen sind in Tabelle 10-1 aufgeführt. Flüssige Kohlenwasserstoffe werden teilweise in Raffinerien in Bayern aufbereitet und zu Folgeprodukten weiterverarbeitet. Die Importe fossiler Energieträger gehen über die Jahre hinweg stark zurück. Dort, wo der Einsatz von Gas und flüssigen Kohlenwasserstoffen weiterhin notwendig ist, werden klimaneutrale Kraftstoffe importiert.

Die Bereitstellung von Bioenergie erfolgt in der Regel lokal ohne weite Transportstrecken über Marktgebietsgrenzen hinaus. Laut Potenzialatlas der Bioenergie in den Bundesländern weist Bayern ein Bioenergie-Potenzial von 88 TWh auf [176]. Aufgrund der bayerischen Waldumbaupläne im Zuge der Klimaveränderungen und dem damit verbundenen erhöhten Biomasseaufkommen ist in den kommenden 20 Jahren sogar von einem erhöhten Potenzial auszugehen [152]. Dies geht einher mit den in Abschnitt 8.2 dargestellten Ergebnissen der Primärenergiebilanz. Diese sieht in 2025 und 2030 gegenüber heute eine erhöhte Primärenergienutzung von Bioenergie mit in der Spitze 85 TWh vor, woraufhin in den Jahren 2035 und 2040 diese Nutzung wieder abnimmt. Der Bedarf kann folglich in jedem Falle innerhalb Bayerns

gedeckt werden, wodurch für den Energieträger Bioenergie keine Importnotwendigkeit besteht. Schätzt man anhand des in Abschnitt 8.2 diskutierten Primärenergiebedarfs die Importanteile ab, so gehen diese über die Jahre hinweg deutlich zurück. Während im Jahr 2019 noch ca. 77 % des Primärenergiebedarfes aus Importen (vor allem Mineralöl, Erdgas und Uran) stammt, geht dieser Wert durch den zunehmenden Anteil an Erneuerbaren Energien und Biomassenutzung über die Jahre hinweg stark zurück, bis in 2040 trotz höheren Nettoimporten von Strom und einem höheren Einsatz von synthetischen Energieträgern nur noch 22 % der genutzten Primärenergie aus Importen stammen<sup>30</sup>. Somit wird die Abhängigkeit Bayerns von außerbayerischen Energieträgerimporten durch die Transformation des bayerischen Energiesystems deutlich reduziert.

Zusammenfassend wird Bayern sich auch in der Zukunft nicht autark versorgen und ist auf den Import von Energieträgern angewiesen. Gerade für Strom und Wasserstoff führt aber eine hohe innerbayerische Erzeugung zu einer geringen Importabhängigkeit von anderen Regionen.

### 10.3.2 Energiespeicherung, -flexibilisierung und -transport

Der Bedarf an Stromspeichern zum Ausgleich der zunehmend volatilen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, der sich endogen aus der

Energiesystemssimulation ergibt, ist im Abschnitt 8.4 dargestellt. Abbildung 10-17 zeigt hierzu die stündliche Stromerzeugung in Bayern zusammen mit dem Stromverbrauch flexibler Verbraucher (Elektrolyse, Power-to-Heat) und der Residuallast im Jahr 2040 als Jahresdauerlinie nach absteigender Residuallast geordnet. Dies verdeutlicht das Einsatzverhalten thermischer Kraftwerke und flexibler Verbraucher sowie die Notwendigkeit von Importen. Die Strombereitstellung durch Erneuerbare Energien sorgt im Jahr 2040 für etwa 2.850 Stunden mit negativer Residuallast. Diese Stunden werden vor allem für die Einspeisung in elektrische Speicher sowie die Nutzung von Elektrolyseuren und Power-to-Heat-Anlagen verwendet. Weiterhin finden vermehrt Exporte in andere Marktgebiete statt. In Stunden mit sehr hoher Residuallast dagegen wird auf thermische Kraftwerke zurückgegriffen. Zusätzlich helfen Stromimporte bei der Deckung der Nachfrage.

Stromspeichertechnologien, die im Rahmen dieses Projekts modelliert und ausgewertet werden, sind Pumpspeicherkraftwerke, Großbatteriespeicher, Demand-Side-Management in der Industrie sowie bidirektionale Elektrofahrzeuge. Wie aus Abschnitt 8.4 ersichtlich wird, nehmen bidirektionale Elektrofahrzeuge eine zentrale Rolle im zukünftigen kostenoptimalen Energiesystem ein. Hierbei ist zu beachten, dass im Rahmen dieser Studie eine volkswirtschaftliche Optimierung durchgeführt wird. Das bedeutet, dass

**Stündliche Stromerzeugung und flexible Verbraucher geordnet nach absteigender Residuallast**  
in GW | Bayern | 2040 | Mix

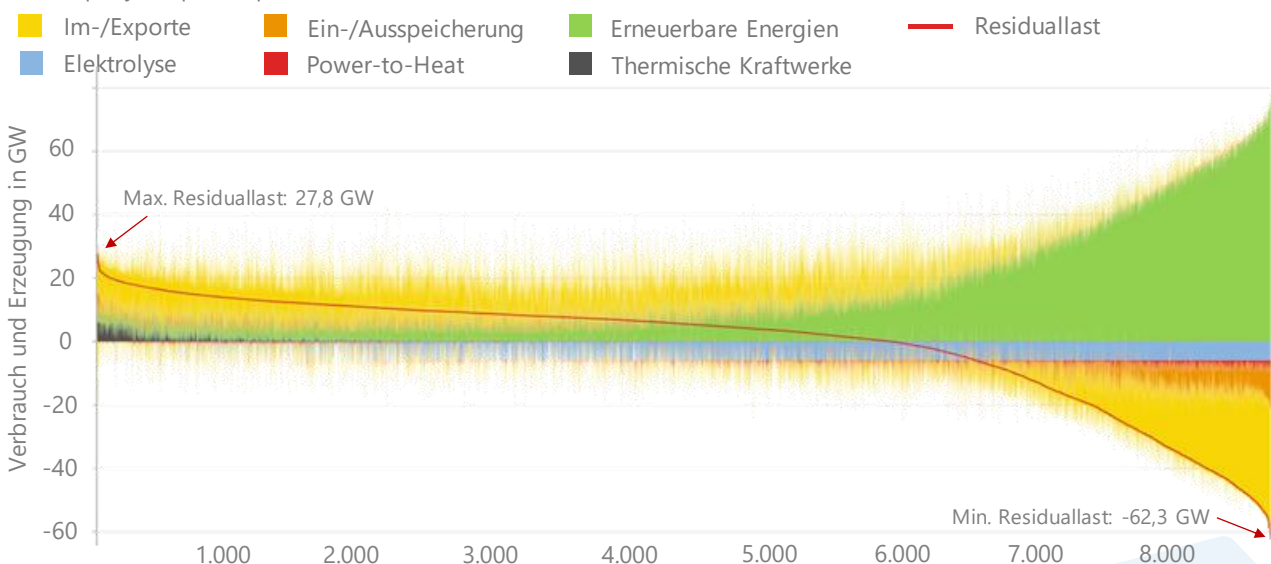


Abbildung 10-17 Stromerzeugung, Residuallast und Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern (Elektrolyse, Power-to-Heat) in stündlicher Auflösung. Die Zeitreihen sind nach absteigender Residuallast geordnet dargestellt. Die Residuallast ist als durchgezogene rote Linie zu sehen.

<sup>30</sup>Es wird davon ausgegangen, dass die stoffliche Nutzung von Methanol, Gas und Naphtha in der Industrie sowie der in der

Primärenergiebilanz einzeln ausgewiesene internationale Flugverkehr in allen Jahren durch Importe gedeckt wird.

Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte (STAU) nicht endogen in der Optimierung einhalten sind. Die Regulatorik von bidirektionalen Elektrofahrzeugen weist hinsichtlich der auf zwischengespeicherten Strom zu zahlenden Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte noch viele Unsicherheiten auf. Zwar gibt es erste gesetzlich verankerte Befreiungsmöglichkeiten [177] von STAU, die Speicherung von Strom in bidirektionalen Elektrofahrzeugen ist heute aber trotzdem noch deutlich unattraktiver als in stationären Speichern, die weitaus größere Befreiungsmöglichkeiten von STAU haben. Kommt es also nicht zu weiteren Befreiungsmöglichkeiten von STAU für bidirektionale Elektrofahrzeuge, werden andere Stromspeichertechnologien einen größeren Anteil der Flexibilitätsbereitstellung übernehmen müssen. Weiterhin ist auch das Nutzerverhalten bei bidirektionalen Elektrofahrzeugen zu beachten. Hier wurde unter der Annahme, dass infolge wirtschaftlicher Anreize Fahrzeuge öfter angesteckt werden, eine optimistische Ansteckwahrscheinlichkeit von 60 % hinterlegt, die deutlich über der aktuellen Ansteckwahrscheinlichkeit liegt. Insgesamt ist zudem die prozessuale Einbindung kleinteiliger Speichereinheiten aufwendiger als die Integration von beispielsweise Großbatteriespeichern. Bei einer stärkeren Einschränkung der Integration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen würden stationäre Großbatteriespeicher vermehrt ins System kommen.

Durch DSM in der Industrie kann zudem weitere Flexibilität geschaffen werden. Allerdings zeigt das endogene Ergebnis aus der Simulation, dass der Zubau von DSM deutlich geringer ausfällt als z.B. die Produktion bidirektionaler Elektrofahrzeuge. Grund hierfür sind die mit der sehr komplexen Umsetzung verbundenen Kosten bei der Flexibilisierung von Industrieprozessen. Diese muss häufig im Einklang mit den vor- und nachgelagerten Prozessen stehen. Dabei kann die Flexibilisierung eines Prozessschrittes oft zu Problemen in anderen Schritten der Prozesskette führen. In der Regel werden Prozesse bei maximaler Auslastung gefahren, wodurch zwar eine Absenkung der benötigten Leistung möglich ist, jedoch die Bereitstellung einer positiven Flexibilität nicht realisiert werden kann. Es zeigt sich, dass für eine Flexibilisierung der Prozesse eine aufwendige Detailbetrachtung und Optimierung durchgeführt werden muss. Beispielprozesse, die flexibilisiert werden können, sind der Holzschleifer in der Papierherstellung oder die Chlorherstellung durch die Speicherung bestimmter Zwischenprodukte. Das Hauptpotenzial im DSM in der Industrie liegt in den Querschnittstechnologien wie der elektrischen Wärme- und Kältebereitstellung. Hier kann durch flexible Erzeugungsanlagen und die entsprechende Speicherung ein großes Potenzial gehoben werden. Gerade in der Papierindustrie wird bereits heute in

verschiedenen Anlagen durch Elektrodenkessel eine strompreisgesteuerte Erzeugung von Dampf realisiert.

Die Speicher und Lastflexibilitäten sorgen gemeinsam mit den H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerken für die Wahrung des Systemgleichgewichts, so dass der Strombedarf zu jeder Stunde des Jahres gedeckt werden kann. Die integrierten Flexibilitäten sorgen somit letztlich für eine versorgungssichernde Stromversorgung.

## 10.4 Voraussetzungen

Die Umsetzung der Bayernpfade bedarf großer Anstrengungen und Veränderungen im bayerischen Energiesystem. Dabei müssen Gesellschaft, Wirtschaft und Politik gemeinsam die Voraussetzung für eine schnelle Transformation unseres Systems schaffen. In diesen Abschnitten sollen anhand von Beispielen die notwendigen Maßnahmen und Voraussetzungen in verschiedenen Sektoren betrachtet und mögliche Engpässe bzw. Herausforderungen untersucht werden. Neben dem Flächenbedarf und der wöchentlichen Zubaurate ausgewählter Anlagen in Abschnitt 10.4.1, werden die notwendige Verkehrsinfrastruktur (s. Abschnitt 10.4.2) und Ladeinfrastruktur (s. Abschnitt 10.4.3) beleuchtet. Aufgrund der hohen Anzahl an neuen Anlagen und Infrastrukturveränderungen werden in Abschnitt 10.4.4 für die wichtigsten Technologien die bis 2040 benötigten kritischen Rohstoffe näher betrachtet. Zum Abschluss werden ausreichend Fachkräfte benötigt, welche die Technologien entwickeln, installieren und in Betrieb nehmen. In Abschnitt 10.4.5 wird dieses Thema anhand des aktuellen Arbeitsmarkts auf qualitativer Ebene erläutert.

### 10.4.1 Flächenbedarf und Anzahl der Anlagen im Bereitstellungssektor

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist ein zentraler Baustein in den Bayernpfaden zur Erreichung der Klimaneutralität. Die notwendigen Leistungen und Energiemengen werden in Abschnitt 8.3 ausführlich behandelt. Die Anzahl des notwendigen wöchentlichen Zubaus im Mix-Pfad soll die Voraussetzungen verdeutlichen und für eine bessere Einordnung der Energiemengen sowie installierten Leistungen sorgen.

Durch die Fluktuation von Erneuerbaren Energien steigt der Bedarf an Flexibilitäten, wie z.B. Großbatteriespeichern, an. Weiterhin kommen durch den Einsatz von Wasserstoff als molekularer Energieträger und stofflicher Grundbaustein in der Chemie regionale Elektrolyseeinheiten hinzu. Im Gebäudesektor muss durch Sanierung die Effizienz der Gebäude in Bayern vorangetrieben werden. Außerdem ist es für

**Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation in Bayern**  
pro Woche | 2024 – 2040 | Mix-Bayernpfad



Abbildung 10-18: Die anhand der Ausbautzahlen des Mix-Pfades berechneten notwendigen Transformationsmaßnahmen pro Woche zur Erreichung der bayerischen Klimaziele im Jahr 2040<sup>31</sup>

das Gelingen der Energiewende essenziell, den Verkehrssektor durch nachhaltige Antriebe zu dekarbonisieren. Für ein funktionierendes Energiesystem ist außerdem der Ausbau der Infrastruktur wichtig. Exemplarisch hierfür werden die notwendigen Umspannwerke und Strommasten untersucht.

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die notwendige Anzahl an Anlagen der wichtigsten Technologien und der Flächenbedarf für ausgewählte Bereiche vorgestellt. Die Zahlen basieren auf dem Mix-Pfad und auf den zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie aktuellen bayerischen Statistiken und beinhalten sowohl die bereits in Betrieb genommenen Anlagen wie auch die bis zum 31.12.2023 geplanten Inbetriebnahmen. Im Anschluss an die Ergebnisvorstellung folgen am Ende die Grundannahmen für die Berechnung des Flächenbedarfs und der Anlagenanzahl der Technologien in den verschiedenen Sektoren.

### Ergebnisse

Die Ergebnisse in Abbildung 10-18 zeigen die Herausforderungen, die uns für ein klimaneutrales Bayern 2040 bevorstehen. Ab dem 1.1.2024 müssen bis zum

31.12.2039 pro Woche im Durchschnitt die entsprechende Anzahl und Fläche für Anlagen in Bayern in Betrieb genommen werden bzw. durch klimaneutrale Technologien ersetzt werden.

Der Ausbau der PV-Freiflächenanlagen benötigt pro Woche ein Areal von ca. 86 Fußballfeldern und entspricht ca. 61 ha (s. Abbildung 10-18). Für die Berechnung des Flächenverbrauchs von PV-Freiflächenanlagen wird zur besseren Vergleichbarkeit ein vom Deutschen-Fußballbund festgelegtes Standard-Fußballfeld mit den Maßen 105 mal 68 Metern als Vorlage verwendet [178]. Der Ausbau steht immer wieder in der Kritik, in Konkurrenz zur vorhandenen landwirtschaftlich-genutzten Fläche zu stehen. Betrachten wir den aktuellen Bedarf an landwirtschaftlicher Fläche für die Energienutzung (Strom, Wärme und Treibstoffe) in Bayern, so wurden 2020 von ca. 3,1 Mio. ha landwirtschaftlicher Nutzfläche rund 14 % für den Anbau von Energiepflanzen verwendet. Dies entspricht ca. 414.000 ha der landwirtschaftlichen Fläche [179]. Vergleichen wir diese Fläche mit der bis 2040 zu bauenden PV-Freifläche von ca. 51.000 ha, wird deutlich, dass die benötigte Fläche in Relation zu den bestehenden Flächen deutlich geringer ausfällt. In

<sup>31</sup> Als Status quo wird der 01.01.2024 und als finales Datum der 31.12.2039 angenommen.



Abbildung 10-19 bewegt sich die Gesamtflächenbedarf (Flächennutzung) für PV-Freiflächenanlagen im Mix-Pfad für das Jahr 2040 bei rund 0,83 % der bayerischen Landesfläche. Hinzu kommt, dass durch Agri-PV eine Doppelnutzung der Flächen möglich ist, wobei zu beachten ist, dass durch diese Technologie mit höherem Aufwand und Installationskosten zu rechnen ist. Auch sind nicht alle Nutzpflanzen wegen der entstehende Verschattung für die Doppelnutzung von Flächen geeignet. Klar ist, dass PV gerade im Winter nicht wie Bioenergie durchgehend Energie liefern kann. Auch werden mit Biomasse in der Regel neben Strom auch Wärme oder Treibstoffe erzeugt. Hier wird man in Zukunft vor Ort abwägen müssen, wie standortangepasst am sinnvollsten Energie erzeugt wird. Eine diskriminierungsfreie Erzeugung von PV-Freifläche oder Biomasse ist in jedem Fall sinnvoll, ohne die verschiedenen Technologien gegeneinander auszuspielen.

**PV-Freiflächenbedarf in Bayern**  
in % | Mix-Pfad | 2040

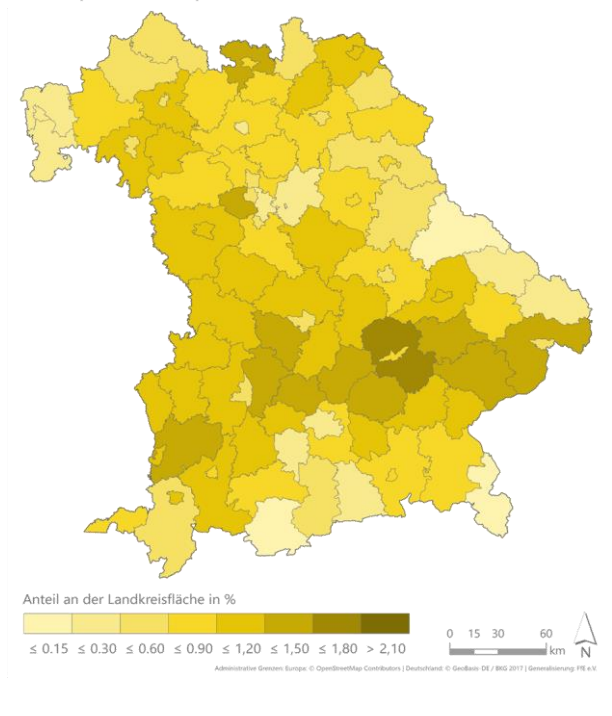


Abbildung 10-19: Flächenbedarf der PV-Freiflächenanlagen in den Landkreisen von Bayern bezogen auf die Landkreisfläche. Es ist sehr gut der "Bayerische Sonnengürtel" in den südlichen Landkreisen zu erkennen. Die bezogene Gesamtfläche für Bayern liegt im Mix-Pfad bei 0,83 %

Für die Installation der Dachanlagen werden in Bayern bei einer vereinfachten Anlagengröße von 10 kW ca. 2,7 Mio. Hausdächer mit einer guten Sonnenausrichtung benötigt. Dies bedeutet ein Zubau von rund 3.250 Anlagen pro Woche (s. Abbildung 10-18). Laut Statistik gibt es in Bayern ca. 4,3 Mio. [180]. Gebäude, wovon ungeeignete Dachausrichtungen und schlecht

zugängliche Flächen abgezogen werden müssen. Grundsätzlich ist es wichtig, die Installation von PV-Anlagen auf Gebäuden zu forcieren. Bayern besitzt ein sehr großes Potenzial an ungenutzten Dachflächen, die für die Erzeugung von Energie geeignet sind. Gerade in Städten, in denen es wenig Alternativen zur Energieproduktion gibt, kann so die überregionale Infrastruktur durch Eigenproduktion teilweise entlastet werden.

Der Ausbau der Windenergie in Bayern ist ein zentraler Punkt in der Transformation des bayerischen Energiesystems. Sie stabilisiert mit ihrer zur PV-Energie oft konträren Erzeugungscharakteristik das bayerische Energiesystem. Während PV-Anlagen im Sommer die höchste Energieproduktion vorweisen, besitzen Windenergieanlagen eine eher homogene Charakteristik und erzeugen in den windreichen Monaten von Oktober bis März am meisten Energie. Eine reine Fokussierung auf die PV-Produktion in Bayern würde zu einem deutlich höheren Speicheraufwand führen und die Kosten für Energie stark ansteigen lassen. Laut unseren Berechnungen in den Bayernpfaden müssen bis 2040 wöchentlich drei neue Windenergieanlagen in Bayern in Betrieb genommen werden (s. Abbildung 10-18). Vergleicht man dies mit den vergangenen Zahlen, so wurden von 2020 – 2022 im Durchschnitt nur fünf Anlagen mit 5,5 MW pro Jahr (insgesamt 28 MW) in Betrieb genommen.

Trotz der guten Komplementarität von PV- und Windenergie benötigt Bayern darüber hinaus ausreichende Speicher-Kapazität, um die volatile Erzeugung ausgleichen zu können. In den Bayernpfaden wird bis 2040 alle zwei Wochen ein 5 MWh Großbatteriespeicher mit einer Leistung von 3 MW installiert (s. Abbildung 10-18). Bei einer Gesamtanzahl von ca. 2.250 Großspeichern bis 2040 entspricht dies einem Flächenbedarf von rund 67.500 m<sup>2</sup> oder ca. 10 Fußballfeldern. Des Weiteren werden pro Woche sieben neue Elektrolyseure mit je 1 MW benötigt (s. Abbildung 10-18), welche die Überschussenergie aus dem elektrischen System in Wasserstoff überführen und für die industrielle Anwendung oder die Rückverstromung bereitstellen.

Im Verkehrssektor ist der Weg hin zu nachhaltigen Antrieben mit batterieelektrischen und Brennstoffzellenfahrzeugen vorgezeichnet. Der Mix-Pfad sieht im Jahr 2040 einen Bestand von über 6 Mio. Elektrofahrzeugen und rund 900 Tsd. Verbrenner-Fahrzeugen, die mit klimaneutralen synthetischen Kraftstoffen betrieben werden müssen. Dies bedeutet für das bayerische Wirtschaftssystem, dass bis 2040 pro Woche ca. 7.150 konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch elektrisch betriebene Fahrzeuge ersetzt



werden müssen (s. Abbildung 10-18). Hierbei besteht ein Teil von 30 % der Fahrzeuge aus bidirektionalen Elektrofahrzeugen (s. Abschnitt 8.4), die zur Stabilisierung des Energiesystems beitragen sollen. Aktuell (1.10.2023) sind in Bayern ca. 8,4 Mio. PKW zugelassen, wovon ca. 250 Tsd. Fahrzeuge bereits elektrifiziert sind [181].

Die Sanierung der Gebäude ist ein wichtiger Schritt hin zur Klimaneutralität. Nur durch Einsparungen bei der Heizenergie kann der Aufwand im Gebäudesektor in Grenzen gehalten werden. Für die Realisierung des Mix-Pfades müssen anhand der Sanierungsraten, wie in Abschnitt 3.1.3 gezeigt, pro Woche rund 1.100 Gebäudehüllen erneuert werden (s. Abbildung 10-18).

Auch an die Energieinfrastrukturen werden durch den Mix-Pfad zur Erreichung von Klimaneutralität bis 2040 hohe Anforderungen gestellt, die hier aufgrund der weitreichenden Zubauerfordernisse beispielhaft am Stromnetz aufgezeigt werden. Um die Ziele der Bayernpfade zu erreichen ist in den Übertragungsnetzen ein Ausbau bzw. eine Verstärkung von etwa sieben bis acht Stromkreiskilometern pro Woche erforderlich, ebenso wie der Zubau von bis zu 0,35 Umspannwerken (Höchstspannung zu Hochspannung) und etwa 3,35 Umspannstationen von der Hochspannung zur Mittelspannung (s. Abbildung 10-18). Der Zubau dieser Umspannwerke kann entsprechend der obenstehenden Richtwerte eine Fläche von etwa 1,4 ha und damit etwa zwei Fußballfeldern erfordern. Als ein beispielhafter Indikator für die weiteren Voraussetzungen bezüglich der Verteilungsnetze und insbesondere für die Versorgung von Endkunden in den Niederspannungsnetzen kann die Anzahl des notwendigen Zubaus von Ortsnetzstationen herangezogen werden, der bis 2040 durchschnittlich 90 bis 100 Stationen pro Woche erfordert.

### **PV-Anlagen**

Zur Spezifizierung der PV-Anlagen wird zwischen Freiflächenanlagen und Aufdach-Anlagen unterschieden. Das spezifische Verhältnis von Leistung zu Fläche fällt bei Freiflächenanlagen infolge technischer Restriktionen geringer aus. Die Vermeidung der gegenseitigen Verschattung von PV-Modulen und der Anstellungswinkel zur optimalen Sonnenausrichtung bedingen bei Freiflächenanlagen die Berücksichtigung eines entsprechenden Abstands zwischen den Modulreihen. Im Gegensatz dazu können Aufdach-Anlagen meistens wegen der bereits bestehende Dachneigung deutlich enger platziert werden. Dabei nehmen wir an, dass der Anteil von Anlagen auf Flachdächern

geringer ist als auf klassischen Satteldächern. Bei einer Leistungsdichte von  $100 \text{ W/m}^{232}$  passt auf das Feld mit einer angenommenen Größe von 105 mal 68 Metern [178] eine 0,714 MW-PV-Anlage. Für die Berechnung der Anzahl an Auf-Dach-Anlagen wird aufgrund der sehr unterschiedlichen Dachflächen von Gebäuden eine Standard-Anlagengröße von 10 kW pro Gebäude angenommen.

### **Windkraft**

Die Modellierung der Windkraftanlagen erfolgt in unserem Modell durch bestimmte Anlagentypen mit spezifischen Anlagenparametern. Je nach Randbedingungen wird ein entsprechender Typ für eine Region in Deutschland ausgewählt. Es stellt sich ein heterogener Anlagenmix ein. Für die Berechnung und die Anzahl der Anlagen wird das Ergebnis aus der ISAaR-Modellierung herangezogen, die anlagenscharf die benötigten Windkraftanlagen verortet. Es zeigt sich eine relativ heterogene Nord-Süd Verteilung der Windkraftanlagen über Bayern (siehe Abbildung 8-13). Dabei werden die notwendige Abstände und ausgeschlossenen Flächen wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben für die Ausweisung berücksichtigt.

### **Großbatteriespeicher**

Bei den Großspeichern, die in der Modellierung der Bayernpfade eingesetzt werden, handelt es sich in der Regel um dezentral verteilte Anlagen. Für die Berechnung der Zubauraten nehmen wir als Standardanlage einen 5 MWh-Speicher mit einer Leistung von 3 MW an. Für einen schnellen und dezentralen Aufbau bestehen die meisten Anlagen der Hersteller aus einem Containersystem, das aus zwei 20'-Containern (Batteriespeicher + Transformator) zusammengebaut wird. Der Flächenbedarf dieser Anlagen kann durch diesen Aufbau möglichst gering gehalten werden. Für den finalen Aufbau werden lediglich der Anschlusskanal und eine betonierte Bodenplatte mit der Größe von ca.  $30 \text{ m}^2$  pro Anlage benötigt. Daraus ergibt sich ein spezifisches Energie-zu-Fläche-Verhältnis von ungefähr  $170 \text{ Wh/m}^2$ .

### **Elektrolyse**

Für den Flächenbedarf von Elektrolyseanlagen wird angenommen, dass in Bayern hauptsächlich kleinere, dezentrale PEM-Container-Anlagen (Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur) errichtet werden. Als Standardtyp wird eine repräsentative 1 MW-Anlage (Typ ME450) [182] angenommen. Diese Anlage benötigt laut Datenblatt mit allen Hilfssystemen eine Fläche von  $52,8 \text{ m}^2$  [182]. Diese bezieht sich auf die Größe der notwendigen Bodenplatte. Der Anschluss

<sup>32</sup> Der Wert  $100 \text{ W/m}^2$  wurde infolge von Experteninterviews in Projekten der FfE ermittelt

an das elektrische Verteilnetz und die Gasinfrastruktur ist hierbei nicht eingerechnet. Für höhere Leistungen an einem Standort kann der Flächenbedarf für Container-Anlagen entsprechend multipliziert werden. Ab einer gewissen Anlagengröße lohnt es sich aufgrund der effizienteren Flächenausnutzung Gebäudeanlagen einzusetzen.

### **Stromnetze**

Für den Ausbau der Stromnetze ist grundsätzlich zwischen dem Zubau von Freileitungen und dem Zubau von Kabeln zu unterscheiden. Während Freileitungs-trassen aus überirdischen Masten mit Leiterseilen bestehen, werden Kabel unterirdisch im Boden verlegt, wobei unter Umständen – vor allem in der Höchstspannungsebene – Nebenanlagen wie Übergangsstationen, Blindleistungs-Kompensationsanlagen bei Drehstromkabeln und Konverterstationen bei Gleichstromkabeln erforderlich sind.

Der Leitungsausbau in den Verteilungsnetzen, insbesondere solche mit Nieder- und Mittelspannung, erfolgt nahezu ausschließlich mit Erdkabeln. Aus diesem Grund (auch, weil diese Kabel häufig unter Bürgersteigen, Straßen etc. verlegt werden) ist der überwiegende Anteil der zuzubauenden Leitungen im Verteilungsnetz wenig flächenwirksam in Bezug auf mögliche Einschränkungen der weiteren Nutzbarkeit benötigter Flächen. Im Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene) hingegen wird ein Großteil der Ausbauprojekte zum einen auch in Zukunft mit Freileitungen ausgeführt, zum anderen erfordern auch Erdkabel in diesen Spannungsebenen – analog zu Freileitungen – einen sogenannten Schutzstreifen, in dem nur einige wenige Landnutzungsarten wie z.B. landwirtschaftliche Nutzung zugelassen sind. Dies gilt eingeschränkt auch für Hochspannungsleitungen, die noch zur Verteilungsebene zählen, wobei auch hier in Zukunft für einen Großteil der Leitungen, insbesondere bei neu zu erschließenden Trassen, Verkabelung zu erwarten ist. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass für Freileitungen durch Fundamente, die für Masten benötigt werden, versiegelte Flächen entstehen. Für Erdkabel werden keine Masten benötigt und entsprechend tragen diese selbst nicht zu einer Erhöhung der versiegelten Fläche bei. Dafür entstehen gegebenenfalls durch weitere erforderliche Anlagen versiegelte Flächen.

Die tatsächliche Flächeninanspruchnahme realer Stromnetze und auch der im Zubau erforderlichen Stromleitungen ist wesentlich durch die konkrete Umsetzung der Netzausbauprojekte bestimmt. Dies lässt sich sowohl in Bezug auf versiegelte Flächen als auch auf Flächen, für die eine eingeschränkte sonstige Nutzbarkeit zu erwarten ist, festhalten. Das bedeutet,

dass Entscheidungen zur Trassenführung oder auch zur konkreten Ausgestaltung der Projekte (Umsetzung als Drehstrom- oder Gleichstromleitung, Anzahl der Stromkreise in einer Trasse etc.) die Größe der erforderlichen Fläche maßgeblich beeinflussen. Im Rahmen dieser Studie wird jedoch auch für die Ausbaubedarfe der verschiedenen Energieinfrastrukturen insbesondere auf Szenarienvergleiche und nicht auf einzelne Maßnahmen oder gar konkrete Ausführungsplanungen oder Trassenführung abgezielt. Daher lassen sich zwar Mengenangaben zu den Ausbaubedarfen auf Leitungsebene treffen, die Flächeninanspruchnahmen für diese Leitungsbauten lassen sich daraus jedoch nicht in geeigneter Weise quantifizieren.

Neben Stromleitungen werden in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen Umspannstationen benötigt, die als Verknüpfungspunkte zwischen den verschiedenen Spannungsebenen dienen. In den Verteilungsnetzen können in der Regel insbesondere die sogenannten Ortsnetzstationen (ONS) in der Umspannebene Mittelspannung zu Niederspannung barrierearm in ihre Umwelt integriert werden. Daher dürften in Bezug auf den Flächenbedarf lediglich die Umspannwerke von der Höchstspannungsebene zur Hochspannungsebene (Übergang Übertragungsnetze zu Verteilungsnetzen) sowie von der Hochspannung zur Mittelspannungsebene relevant sein. Obwohl auch hier die Flächenbedarfe wesentlich von der Ausführung abhängen und eine konkrete Planung aus den hier vorgenommenen Modellierungen definitionsgemäß nicht möglich ist, können die Flächenbedarfe für Umspannwerke in den Bayernpfaden dennoch auf Basis von Richtwerten abgeschätzt werden. Für eine Umspannstation zur Spannungstransformation von der Hoch- zur Mittelspannung lassen sich durchschnittlich etwa 30 Meter mal 40 Meter (0,12 ha) [207] und für ein durchschnittliches Umspannwerk von der Höchst- zur Hochspannung etwa 100 Meter mal 200 Meter (2 ha) [183] Flächenbedarf ansetzen. Generell ist dabei zu beachten, dass die verwendeten Flächen keine anderweitige Nutzung zulassen, dennoch wird häufig nur ein kleiner Teil der Fläche eines Umspannwerks (mit luftisolierter Schaltanlage) durch Betriebsstraßen, Fundamente oder das Betriebsgebäude tatsächlich versiegelt. Die oben genannten Werte werden im Folgenden für die überschlägige Bewertung der Flächenbedarfe der in den Bayernpfaden zusätzlich erforderlichen Umspannwerke betrachtet.

### **Gasnetze (Erdgas und Wasserstoff)**

Für die Gasnetze gelten unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika von Gas als rohrleitungsgebundene Energie dieselben Einordnungen wie für die Stromnetze. Die konkrete Ausprägung bietet

jedoch keine Entscheidungsmöglichkeit bezüglich der Ausführung als Freileitung oder Kabel, da Gasnetze als unterirdische Rohrleitungen verlegt werden. Zusätzlich sind Anlagen wie Kompressorstationen oder Gasdruckmess- und -regelanlagen o.ä. zu berücksichtigen. Auch hier ist jedoch davon auszugehen, dass insbesondere die unterirdische Verlegung von Rohrleitungen in den Verteilungsebenen wegen der üblichen Lage im Bereich von Verkehrswegen wenig flächenwirksam ist. Auf der Fernleitungsebene kann es für die Leitungstrasse und der damit einhergehenden Anlegung eines Schutzstreifens (ebenfalls analog zu den Stromnetzen) zu Nutzungseinschränkungen kommen.

#### 10.4.2 Verkehrsinfrastruktur

Die Bayernpfade zeigen die zukünftigen Herausforderungen im Verkehrssektor auf. Ob auf der Straße, der Schiene oder zu Wasser, die steigende Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr muss erbracht werden. Während im Personenverkehr auf der Straße die Gesamtverkehrsleistung und die Anzahl der Fahrzeuge sich leicht verringern, steigen in den anderen Bereichen durch den Modal Shift und die wachsende Wirtschaft die Zahlen deutlich an (s. Abschnitt 6.2)

Der größte Handlungsdruck ergibt sich im bayerischen Schienennetz. Es gilt, die steigende Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr durch die Modernisierung und Digitalisierung der Schieneninfrastruktur zu bewältigen sowie durch gezielte Elektrifizierung und Neubaumaßnahmen zu ergänzen. Eine Möglichkeit, die Kapazität der Schiene zukünftig zu erhöhen, wird zur Zeit in Stuttgart am digitalen Knotenpunkt „Stuttgart 21“ erprobt. Aktuelle Studien bzw. Voruntersuchungen zeigen, dass eine reine Digitalisierung der Streckennetze, wie z.B. die Einführung des European Train Control System, ihren Effekt verfehlt bzw. nicht ausschöpfen kann [184]. Vielmehr muss das Gesamtsystem des Schienenverkehrs betrachtet werden, das aus mehreren Einzelkomponenten besteht. So kann z.B. eine bessere Bremsverzögerung und Beschleunigung der Triebfahrzeuge im Nahverkehr zu einer deutlichen Zeitersparnis und höheren Taktung führen. Außerdem lassen sich durch vorausschauendes und präzises Fahren sowie die richtige Blockaufteilung zwischen den Zügen weitere Zeitverzögerungen minimieren. Andererseits sind vermeintlich logische Schlussfolgerungen, wie z.B. die Erhöhung der Zugkapazitäten durch Verlängerung der Züge, aufgrund der ansteigenden Dispositionszeit (Aus- und Zustiegszeit) meistens kontraproduktiv. Des Weiteren kommt eine Untersuchung der TU Darmstadt zu dem Schluss, dass gerade im Mischbetrieb (Fern- und Nahverkehr auf derselben Strecke) wegen der engeren Haltestellentaktung im Nahverkehr

entsprechende Überholgleise geschaffen werden müssen [184]. Schlussendlich ist eine reine Digitalisierung kein „Allheilmittel“, sondern es müssen verschiedenste Zahnräder des Mechanismus auf dem Weg zu einem besseren Gesamtsystem betrachtet werden.

Neben der Digitalisierung und Optimierung der Infrastruktur ist ein gezielter Ausbau der Strecken für die Steigerung der Attraktivität notwendig. Dabei sollte nicht nur auf die Verkürzung der Reisezeiten zwischen den großen Metropolen in Deutschland geachtet werden, sondern auch auf die Erweiterung der Kapazitäten für den transnationalen Güterverkehr und die Erweiterung des Personennahverkehrs, wie z.B. die Aus- und Neubaustrecke zwischen München – Rosenheim – Kiefersfelden oder die zweite Stammstrecke der S-Bahn München. Eine weitere Möglichkeit die Attraktivität der Bahn zu steigern, bietet die Reaktivierung von stillgelegten Strecken, um das Angebot für die Bürger:innen zu erweitern und den Umstieg auf die Schiene zu erleichtern.

Grundsätzlich ist es wichtig, die Infrastruktur kontinuierlich zu warten und genügend finanzielle Mittel für die Instandhaltung zur Verfügung zu stellen. Marode Brücken und die damit verbunden Baustellen im Straßenverkehr, veraltete Schleusen für die Binnenschifffahrt oder Langsamfahrstellen im Schienenverkehr erhöhen nicht nur das Sicherheitsrisiko, sondern behindern zudem den Verkehrsfluss und sorgen für eine Senkung der Verkehrsleistung. Allein die Kosten für die Instandhaltung kommunaler Verkehrsinfrastruktur belaufen sich in Deutschland laut einer Studie des Deutschen Instituts für Urbanistik (difu) auf ungefähr 372 Mrd. € bis 2030 [185]. Dabei entfallen ca. 305 Mrd. € auf den Straßenverkehr, wovon nur ca. 7 % für den Neubau von Straßen ausgegeben werden müssen. Die restlichen 93 % werden für die Wiederherstellung und Instandhaltung der Straßen, Tunnel und Brücken benötigt. Gerade Tunnel und Brücken, aber auch kleinere kommunale Verbindungsstraßen sind laut einer Befragung der vom difu untersuchten Kommunen in einem schlechten Zustand. Dieser Umstand wird zusätzlich durch das Ende der Nutzungsdauer vieler Infrastrukturen bis 2030 verstärkt.

#### 10.4.3 Ladeinfrastruktur

Der Bedarf an Ladeinfrastruktur richtet sich nach der Anzahl der Fahrzeuge und der Verkehrsleistung in den Bayernpfaden (s. Abschnitt 6.2). Hinzu kommen die Fahrzeuge, die aufgrund der zentralen Lage Bayerns in Europa die Fernstraßen als Transitstrecken nutzen. Die EU hat als Teil des Pakets „Fit for 55“ im Juli 2023 die Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für

alternative Kraftstoffe (AFIR) beschlossen. Laut diesem Rechtsakt sollen bis 2025 alle 60 km Ladepunkte mit mindestens 150 kW Ladeleistung für PKW und leichte Nutzfahrzeuge an den wichtigsten Verkehrskorridoren – Transeuropäisches Verkehrsnetz (TEN-V) – installiert werden. Außerdem sollen alle 60 km entlang des Kernnetzes Ladestationen mit min. 350 kW Ladeleistung für LKW bereitgestellt werden. Für Wasserstofffahrzeuge aller Art soll bis 2030 in allen städtischen Knoten und alle 200 km entlang des TEN-V-Kernnetzes weitere Tankstelleninfrastruktur entstehen. Für Bayern bedeutet die AFIR einen Ausbau der bestehenden Ladeinfrastruktur an den Hauptverkehrsachsen A3, Teilen der A6 und A8 sowie Teilen der A93 und der A94. Betrachtet man das aktuelle Schnellladernetz für Bayern, ist bereits eine gute Abdeckung mit min. 150 kW Ladeleistung zu erkennen.

Zwar strebt Bayern in seinem Klimaschutzprogramm das Ziel von 100.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkten im Jahr 2030 an (siehe Abschnitt 1.2). Allerdings ist bei genauerer Betrachtung der Ladeinfrastruktur zu erkennen, dass im Bereich der Lademöglichkeiten für schwere Nutzfahrzeuge ein großer Nachholbedarf besteht. Die Studie „StratES – Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs“ des Öko-Instituts aus dem August 2023 geht anhand der Verkehrsleistungsentwicklung und der Transformation von Elektrofahrzeugen mit Batterie (BEV)- und Elektrofahrzeugen mit Brennstoffzelle (FCEV) im Schwerlastverkehr von einem deutlichen Anstieg von Ladestationen und Tankstellen aus [186]. Gerade an den bereits erwähnten Hauptverkehrsachsen geht die Studie bis zum Jahr 2035 vom Ausbau von rund 200 Night-Charging-System- (150 kW Ladeleistung) und 10 Megawatt-Charging-System-Ladepunkten (>1 MW Ladeleistung) sowie einer Gesamtladeleistung von ca. 40 MW pro Standort alle 60 km aus. Hinzu kommt ein Ausbau der H<sub>2</sub>-Tankstellen an den städtischen Verkehrsknotenpunkten Nürnberg, München und Passau mit jeweils mehreren großen Tankstellen mit rund 10 Zapfsäulen und einem Durchsatz von mehr als 30 t H<sub>2</sub>/Tag.

#### 10.4.4 Bedarf an kritischen Rohstoffen

Der Bedarf an Bau- und Rohstoffen richtet sich nach der Transformation des bayerischen Energiesystems und der Installation von EE-Anlagen. In diesem Abschnitt soll es explizit um den Bedarf und Einsatz von kritischen Rohstoffen in den Schlüsseltechnologien Windkraft, PV-Anlagen, Elektrolyse und Batteriespeichern gehen. Kritische Rohstoffe sind meistens mineralische Elemente, welche aufgrund einer weltweit geringen Verfügbarkeit und hohe Nachfrage oder die Abhängigkeit von Staaten mit einem hohen Risikoindex einen hohen Risikowert in der Bereitstellung

aufweisen. Für die EE-Technologien werden die Elemente Kobalt, Kupfer, Graphit, Iridium, Lithium, Mangan, Nickel, Platin und Seltene Erden (Cer, Dysprosium, Lanthan, Neodym, Praseodym, Terbium, Scandium, Yttrium) als kritische Rohstoffe eingestuft [187]. Dabei werden die Rohstoffe in den verschiedenen Technologien in unterschiedlichen Mengen eingesetzt.

#### Windkraftanlagen

In Windkraftanlagen wird Kupfer für die Verkabelung und die Wicklung der Generatoren eingesetzt. Zusätzlich werden Dysprosium und Neodym für die Herstellung der Permanentmagneten in den Generatoren benötigt, Nickel und Mangan wiederum spielen eine Rolle in der Herstellung der Anlagen (s. Abbildung 10-20).

#### PV-Anlagen

PV-Anlagen enthalten für die Kontaktierung der einzelnen Zellen Kupfer. Des Weiteren werden geringe Mengen an Nickel benötigt. Im Vergleich zum Einsatz von anderen Rohstoffen, wie z.B. Silizium, halten sich die Mengen für Kupfer und Nickel in Grenzen.

#### Elektrolyse

Die PEM-Elektrolyse baut im Inneren des Stacks auf Platin-Metallen (Iridium und Platin) als essenziellen Katalysatoren für die Wasserelektrolyse auf. Zusätzlich werden Kupfer, Nickel, Mangan und eine Reihe Seltener Erden benötigt.

#### Batteriespeicher

Lithium-Ionen-Batteriespeicher benötigen hauptsächlich Lithium, Kobalt, Nickel und Mangan (je nach Zelltyp) für den Aufbau der Kathode sowie Graphit für die Anode. Des Weiteren wird Kupfer für die Kontaktierung der Anode eingesetzt.

Anhand der im Mix-Pfad berechneten installierten Leistungen für die Schlüsseltechnologien Onshore-Windkraftanlagen, PV-Anlagen, PEM-Elektrolyseure und Großbatteriespeicher lassen sich die bis 2040 notwendigen kritischen Rohstoffe abschätzen. In Abbildung 10-20 sind die jährlichen Rohstoffbedarfe dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die berechneten Mengen nur einen gewissen Anteil an den eigentlich benötigten Rohstoffen ausmachen.

Kritische Rohstoffe werden oft von einzelnen Nationen dominiert, ihre Beschaffung ist je nach politischer Ausrichtung der liefernden Staaten gefährdet. Die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) stuft in ihrem jährlichen Bericht das Risiko der einzelnen Rohstoffe

anhand der Länderkonzentration (Herfindahl-Hirschman-Index, HHI) und des gewichteten Länderrisikos (GLR) ein. Dabei beschreibt der HHI die Verteilung der geförderten Menge an Rohstoffen auf die Anzahl der fördernden Länder [188]. Der Wert 1 würde beim HHI bedeuten, dass ein einziges Land alle Förderkapazitäten besitzt. Das GLR wird anhand der Förder-, Produktions- bzw. Nettoexportanteile, die mit den Worldwide Governance Indicators (WGI) der Weltbankgruppe gewichtet werden, gebildet. Die WGIs spiegeln dabei die unterschiedlichen Ansichten über die Governance und das Länderisiko vieler Interessengruppen weltweit wieder und repräsentieren die Einschätzung von mehr als 30 Think tanks, internationalen Organisationen, Nichtregierungsorganisationen und privaten Unternehmen. Aus dieser Bewertung ergibt sich eine Matrix der entsprechenden Rohstoffe, die in Abbildung 10-21 dargestellt ist. Für die hier relevanten Rohstoffe ergibt sich eine Verteilung in den Risikogruppen 2 und 3. Im Folgenden wird näher auf die einzelnen Rohstoffe eingegangen und Probleme in der zukünftigen Bereitstellung aufgezeigt.

### Kobalt

Die benötigte Menge von rund 71 t/a (s. Abbildung 10-20) für die Herstellung von Großbatteriespeicher für Bayern stellen bei einer weltweiten Förderung von ca. 126.000 t/a im ersten Moment kein großes Problem dar. Allerdings müssen hier - neben anderen Verwendungszwecken - der große Bedarf an Kobalt für Elektrofahrzeugbatterien von rund 26 GWh/a (ca. 1.600 t/a) alleine in Bayern berücksichtigt werden. Im Vergleich beträgt die Zubaurate von stationären Großbatteriespeichern im Bayernpfad nur ca. 70 MWh/a bis 2040.

Bei Betrachtung der Verfügbarkeit von Kobalt sind immer stärker die ESG-Kriterien (Environmental, Social and Governance) beim Beschaffungsrisiko miteinbeziehen. Hauptproduzenten wie die DR Kongo (68,8 % der Bergwerksförderung) halten meistens nicht die hohen westlichen Standards ein. Die Themen Menschenrechte und Kinderarbeit sind laut einer Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe aus dem April 2021 unverändert ein Problem bei der Kobaltförderung in der DR Kongo [189].

### Anteil der kritischen Rohstoffe in ausgewählten Technologien

in t pro Jahr | Mix-Pfad | Bayern

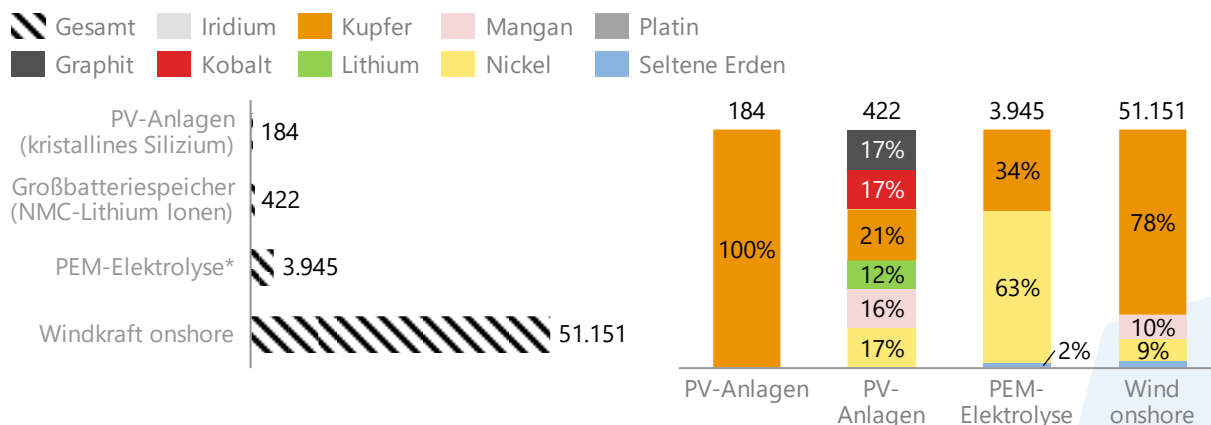


Abbildung 10-20: Anteil ausgewählter kritischer Rohstoffe der in dieser Studie betrachteten Technologien und der Gesamtbedarf an kritischen Rohstoffen anhand der Ausbauziele im Mix-Pfad pro Jahr



## Kupfer

Der Risikofaktor bei Kupfer wird meistens unterschätzt. Aufgrund der Verwendung von fast 80 % der gesamten Kupferproduktion als Leitermaterial in elektrotechnischen Anwendungen besteht eine für die Energiewende ungünstige Abhängigkeit. Der Hauptanteil mit rund 41 % der Raffinadeproduktion findet in China statt und sorgt für einen hohen GLR. Die vier größten Raffinerien der Welt befanden sich 2018 in China [190]. Zusätzlich verbrauchte China zum damaligen Zeitpunkt mehr als die Hälfte (51,2 %) des weltweit produzierten Anodenkupfers (mit einer Reinheit von über 99,9 %) als Ausgangsstoff zur Herstellung von Halbwerkzeugen und ist damit Spitzenreiter beim Verbrauch. Deutschland folgt China mit einem Bedarf von 1,2 Mio. t Anodenkupfer auf Platz drei. Kupfer besitzt zwar laut der DERA eine hohe statistische Reichweite von über 40 Jahren, ist allerdings aufgrund der hohen Abhängigkeit von China und den immer stärker werdenden Umwelt- und Sozialrisikofaktoren in den erzfördernden Ländern wie z.B. Chile zu einem kritischen Rohstoff geworden [190]. Der zusätzliche Bedarf für die Transformation des weltweiten Energiesystems wird die Lage nicht entspannen. Es gilt im bayerischen Interesse die verbliebenen deutschen Standorte für Primär- und Sekundärkupferherstellung zu sichern und die Attraktivität für Gesamtdeutschland zu wahren.

## Graphit

Die Herausforderung bei der Verwendung von Graphit besteht in den unterschiedlichen Kohlenstoffgehalten, Partikelgrößen und Reinheiten, die für den jeweiligen Anwendungsbereich benötigt werden. Obwohl die Produktionskapazitäten von synthetischem und natürlichem Graphit bisher ausreichend sind, werden wegen der ansteigenden Konzentration auf China und die für bestimmte Anwendungen notwendigen Graphitspezifikationen zukünftig Lieferengpässe erwartet [191]. Die Eintrittsbarrieren für weitere Marktteilnehmer zur Herstellung von synthetischem Graphit sind aufgrund der benötigten günstigen Energieinfrastruktur und der Verfügbarkeit von Ausgangsrohstoffen mit adäquater Qualität sehr hoch. Außerdem ist die Aufbereitung von Graphit nur bedingt möglich. Durch den steigenden Bedarf an Graphit für die Batterieproduktion wird sich die Position von China bis 2030 nicht ändern [191]. 2023 liegt die Abhängigkeit von China bei natürlichem Graphit bei 77,4 % der weltweiten Bergwerksförderung [188].

## Platingruppenmetalle (Platin und Iridium)

Die Gruppe der Platin-Metalle weist aufgrund der wenigen Lagerstätten weltweit einen sehr hohen HHI auf. Die drei größten Minen produzieren zusammen 91,4 % der Gesamtförderung, wobei die Mine in

## Bewertung ausgewählter kritischer Rohstoffe

GLR und HHI | 2022

Gewichtetes Länderisiko [GLR]

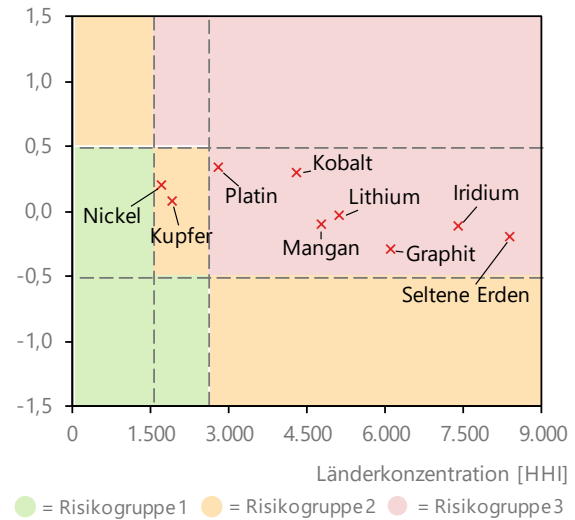


Abbildung 10-21: Bewertungsmatrix der DERA nach GLR und HHI für alle in dieser Studie beschriebenen Rohstoffe, eigene Darstellung nach [188]

Südafrika bereits 68,8 % des Gesamtanteils dem Markt zuführt. Dieser Zusammenhang führte in Folge eines Lieferengpasses in Südafrika und der steigenden Nachfrage durch die Einführung der 5G-Technologie Ende 2020 zu einem sprunghaften Anstieg des Iridiumpreises von rund 250 % in 3 Monaten [192]. Die geringe Verfügbarkeit und die hohe Abhängigkeit von einzelnen Staaten (Russland, Simbabwe, Südafrika) machen die Platin-Metalle zu sehr kritischen Metallen in der Transformation des Energiesystems. Mit Blick auf den Ausbau der Elektrolysekapazitäten werden bei der Verwendung der PEM-Elektrolyse alleine in Bayern pro Jahr rund 0,6 t Iridium benötigt. Bei einer aktuellen Förderquote von rund 7,3 t im Jahr 2022 [188] sind dies ca. 8 % der weltweiten Förderung.

## Seltene Erden

Seltene Erden stellen aufgrund der hohen Abhängigkeit von China ein großes Risiko dar. Während bei der Bergwerksförderung China einen Anteil von 62,4 % hat, sind es bei der Raffinadeproduktion 91,3 %. Aufgrund der Verwendung in verschiedensten High-Tech-Technologien sollten die Möglichkeiten geprüft werden, die Abhängigkeit durch die Erschließung europäischer Lagerstätten zu senken.

## Nickel und Mangan

Nickel und Mangan werden hauptsächlich als Rohstoffe für die Stahlherstellung eingesetzt. 2019 entfielen etwa 71 % der Nickelnachfrage auf die Produktion von rostfreien Stählen, rund 15 % wurden als Legierungsmetall benötigt [193]. Für die Batterieproduktion



wurden ca. 5 % nachgefragt. Mangan wird hauptsächlich zur Entschwefelung und als festigkeitssteigerndes Legierungselement in der Stahlherstellung verwendet [194]. China war bei Mangan mit einem Anteil von 67,8 % an der Ferromangan- und Ferrosilikomangan-Produktion in 2022 der weltweit größte Hersteller. Auch hinsichtlich der Raffinade von Nickel ist China mit 29,9 % der größte Lieferant [188]. Es zeigt sich auch hier die große Abhängigkeit von China bei der Produktion von Nickel und Mangan.

### **Lithium**

Nach der Risikobewertung der DERA besitzt Lithium im Jahr 2023 sowohl einen hohen GLR als auch einen relativen hohen HHI (s. Abbildung 10-21). Die drei Hauptproduzenten sind Australien (48,3 %), Chile (26,2 %) und China (16,2 %). China schlägt dabei fast 69,6 % des gehandelten Lithiumoxids und -hydroxids um [188]. Für die Entwicklung des Lithiumbedarfs weist die DERA bei einer Gesamtbatteriekapazität von 4.500 GWh für die Elektromobilität einen jährlichen Lithiumbedarf von rund 440 Tsd. t aus. Bei einer aktuellen Bergwerksförderung von ca. 82.000 t/a in 2022 wäre dies eine Verfünfachung der weltweiten Kapazitäten.

Es lässt sich zusammenfassen, dass eine erfolgreiche Energiewende ohne die benötigten Rohstoffe nicht möglich ist. Besonders die Abhängigkeit von China ist bei hoch kritischen Rohstoffen sehr ausgeprägt. Deutschland und besonders Bayern als sehr rohstoffarme Regionen sind weiterhin darauf angewiesen, strategische Handelsbeziehungen aufzubauen und gemeinsam mit den EU-Staaten als ebenbürtige Marktteilnehmer zu China aufzutreten. Ebenso sollte der Export der High-Tech-Technologien im Fokus stehen. Endprodukte wie Kraftfahrzeuge, Maschinen und chemische Erzeugnisse haben bisher den deutschen Export und das Bruttoinlandsprodukt bestimmt. Aufgrund des Wandels sollten neue Technologien wie z.B. elektrische Infrastrukturprodukte, Windkraftanlagen, Chip-Herstellung und Elektrolyseanlagen zukünftig eine stärkere Gewichtung erhalten.

### **10.4.5 Fachkräfte**

Die Transformation des bayerischen Energiesystems bedarf neben der Investitionen in neue Technologien und der Bereitstellung von Rohstoffen ausgebildeter Fachkräfte. Neben den neuen Technologien muss es Menschen geben, die diese entwickeln, konstruieren und am Ende in der Anwendung einbauen. Durch den Demografischen Wandel in Deutschland – mit dem Rückgang der Geburtenraten und der Zunahme von Personen, die in den Ruhestand gehen –, wird sich der Bedarf an Fachkräften in den nächsten Jahren vergrößern. Neben qualifizierten Fachleuten für die Forschung und Entwicklung wird in Zukunft weiterhin hochqualifiziertes Personal im Handwerk und der Produktion benötigt. Laut des ManpowerGroup Arbeitsmarktbarometers Q2/2023 ist der weltweite Fachkräftemangel in den letzten Jahren von 40 % im Jahr 2016 auf 77 % im Jahr 2023 rapide angestiegen [195]. Dies bedeutet, dass vier von fünf Arbeitgebern von Schwierigkeiten bei der Suche nach benötigten Talenten berichten. In Deutschland liegt der Wert sogar bei 86 %. Zusätzlich weist das Barometer aus, dass kleine Unternehmen wie z.B. Handwerksbetriebe die größten Probleme haben, neue Mitarbeiter zu finden. Die Zahlen des Arbeitsmarktbarometers werden durch die Entwicklung der Zahl der offenen Lehrstellen in Bayern bestätigt. Laut der Bundesagentur für Arbeit waren im September 2023 60.466 Bewerber:innen für insgesamt 103.344 Stellen gemeldet, wobei die Zahl der Bewerber:innen zurückging, während die offenen Stellen zugenommen haben [196]. Für eine Einschätzung der Bayernpfade sind die bisherigen Informationen aus Studien und vorangegangenen Untersuchungen nicht eindeutig verwertbar. Aus diesem Grund wird in dieser Studie nur auf die aktuellen Probleme auf dem Arbeitsmarkt hingewiesen. Betrachtet man die wöchentlichen Ausbauraten für EE-Anlagen, Gebäudesanierungen und Energieinfrastruktur bis 2040 in Bayern, ist nahezu sicher, dass infolge der aktuell geringen Verfügbarkeit von Handwerkern und des Fachkräftemangels vor uns große Herausforderungen stehen. Die Lösung des Problems wird gesamtgesellschaftlich angegangen werden müssen.



# **Exkurs: Das bayerische Energiesystem nach 2040 im Mix-Pfad**

# 11 Exkurs: Das bayerische Energiesystem nach 2040 im Mix-Pfad

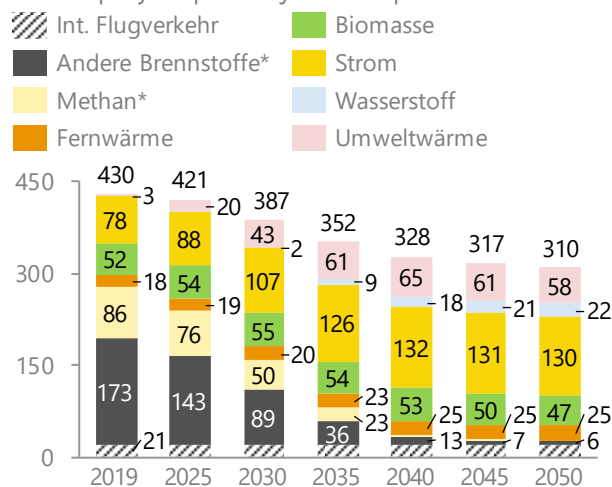
Die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem wird in Bayern bis zum Jahr 2040 vollzogen. Hier stellt sich die Frage, was sich in den darauffolgenden Jahren tut. Gibt es noch Transformationen in den Endenergiesektoren, der Bereitstellung von Energieträgern und der Infrastruktur oder ist das System bis dahin vollständig transformiert?

In Deutschland und Europa ist das Ziel der Klimaneutralität für die Jahre 2045 bzw. 2050 festgelegt worden. Folglich gibt es außerhalb Bayerns in Deutschland bis 2045 und in Europa bis 2050 noch signifikante Transformationen, die auch mögliche Auswirkungen auf das bayerische Energiesystem haben. Daher wurden im Rahmen der Studie alle Bayernpfade bis zum Jahr 2050 simuliert, um einerseits die innerbayerische Transformation nach 2040 und andererseits die Auswirkung der deutschen und europäischen Transformation auf das bayerische System quantifizieren zu können. Unterteilt in die Aspekte Endenergie, Bereitstellung und Infrastruktur stellt dieses Kapitel die Entwicklung in Bayern nach 2040 dar. Dabei sei darauf hingewiesen, dass Unsicherheiten bei Annahmen zu Transformationen, Technologie-Kosten und Energieträgerpreisen hier zunehmend größeren Unsicherheiten unterliegen, da der Zeitraum über 20 Jahre nach Entstehungspunkt der Studie liegt.

## Endenergie

Nach dem Jahr 2040 wird für die Modellierung der Endenergiesektoren angenommen, dass die Transformation in Bereichen, in denen sie noch nicht abgeschlossen ist (z.B. PKW oder Stahlindustrie), weiterläuft. Auch Effizienzmaßnahmen, wie z.B. die Gebäudehüllensanierung, werden in den 2040er-Jahren mit der gleichen Intensität wie im Zieljahr der Klimaneutralität in Bayern fortgeführt. In der Industrie werden bis auf die Stahlindustrie sämtliche Transformationsmaßnahmen bis zum Jahr 2040 abgeschlossen. Aufgrund der mittleren Lebensdauern der neu eingebauten Anlagen von 20 bis 30 Jahren führt diese fast vollständige Zielerreichung im Industriesektor zu Lock-in-Effekten in der Dekade nach 2040. Neue, von den Annahmen bis 2040 abweichende, Klimaschutzmaßnahmen oder vorzeitige Außerbetriebsetzungen werden nicht umgesetzt. Das heißt, es erfolgt keine explizite Ausgestaltung des Szenario-Rahmens nach dem Zieljahr der Klimaneutralität in Bayern. Mit Unsicherheiten behaftet bleiben somit z.B. die Fragen, ob möglicherweise die Sanierungsraten nach einer erfolgreichen Sanierung eines Großteils des bayerischen Gebäudebestands wieder abnehmen oder ob in bestimmten Fahrzeugklassen in den 2040er-Jahren Brennstoffzellenfahrzeuge aufgrund einer breiteren Verfügbarkeit von Wasserstoff an Bedeutung gewinnen.

(a) Endenergieverbrauch nach Energieträger in TWh. | Bayern | Wetterjahr 2012 | Mix



(b) Endenergieverbrauch nach Sektor in TWh. | Bayern | Wetterjahr 2012 | Mix

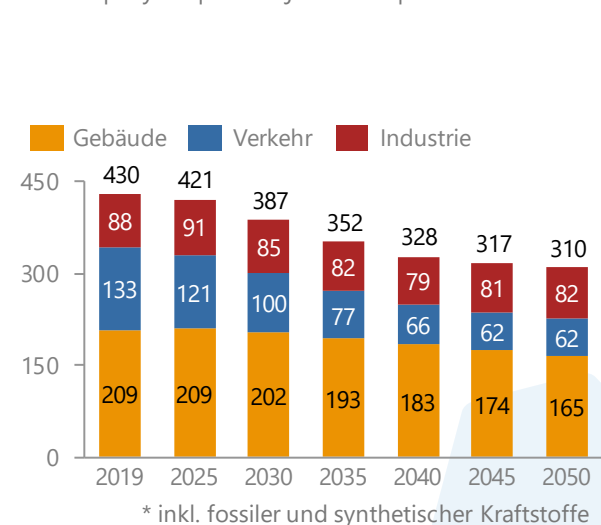


Abbildung 11-1: Endenergieverbrauch nach (a) Energieträger bzw. (b) Sektor und Stützjahr in Bayern bis 2050 im Mix-Pfad

Abbildung 11-1 zeigt, wie in Abschnitt 4 erläutert, den Endenergieverbrauch nach Energieträger (Abbildung 11-1 (a)) bzw. Sektor (Abbildung 11-1 (b)) und Stützjahr in Bayern bis 2050 im Mix-Pfad. Vom Jahr 2040 bis ins Jahr 2050 reduziert sich der gesamtbayrische EEV im Mix-Pfad um ca. 6 % bzw. von 328 TWh auf 310 TWh. Der größte Rückgang von 18 TWh ist auf den Gebäudesektor und die dort weiterlaufenden Effizienzmaßnahmen zurückzuführen. Im bayerischen Verkehrssektor geht der EEV, v.a. durch die bis ins Jahr 2040 noch nicht abgeschlossene Transformation von Verbrenner-PKW, um 4 TWh zurück. Durch das angenommene Wirtschaftswachstum steigt der EEV in der bayerischen Industrie von 2040 bis 2050 um 3 TWh. Grund dafür ist, dass nach der beinahe vollständigen Transformation die den EEV reduzierenden Effekte der Klimaschutzmaßnahmen den Anstieg der Nachfrage nicht mehr ausgleichen bzw. übersteigen. Dies ist u.a. auch im Güterverkehr sichtbar, dessen Verkehrsleistung durch das BIP getrieben wird.

Bezogen auf die Energieträgerzusammensetzung, die in Abbildung 11-1 (a) dargestellt ist, führt dies von 2040 bis 2050 zu einem Rückgang der Strom-, Bio-, Methan-, andere Brennstoffe- und Umweltwärmenachfrage sowie zu einem Anstieg der Nachfrage nach Wasserstoff und Kerosin für den internationalen Flugverkehr. Die Fernwärmenachfrage ist in dieser Dekade konstant. Dabei resultiert der Rückgang der anderen Brennstoffe, die sich

größtenteils aus fossilen und synthetischen Kraftstoffen zusammensetzen, um ca. 50 % vorrangig aus der fortlaufenden Transformation im Verkehrssektor, die bis ins Jahr 2050 beinahe komplett abgeschlossen ist. Auch der Anstieg der Wasserstoffnachfrage geht überwiegend auf diesen Sektor zurück, da die Neuzulassungsanteile der großen LKW und Sattelschlepper aus dem Jahr 2040 sowie das Wirtschaftswachstum deren Brennstoffzellenfahrzeugbestand weiter steigen lassen. Die Reduktion der Biomasse und der Umweltwärme ist vorwiegend auf den Rückgang der Raumwärmenachfrage durch Gebäudehüllensanierung zurückzuführen. Der damit einhergehende Rückgang des Strombedarfs wird vor allem durch Anstiege der Stromnachfrage aus dem Industriesektor eliminiert.

### Bereitstellung

Die Modellierung des Stützjahrs 2040 dient als Basis für die darauffolgenden Jahre 2045–2050. Thermische Kraftwerke können im System frei zugebaut werden, genauso wie Flexibilitäten und Erneuerbare Energien, für welche die Zielzahlen aus 2040 als Untergrenze fortgeschrieben werden, sofern es keine expliziten politischen Zielvorgaben für 2045 und 2050 gibt. Es findet im Vergleich zu 2040 kein weiterer Anstieg der Übertragungskapazitäten im Stromnetz statt. Die Übertragungskapazitäten des Wasserstoffnetzes steigen in Anlehnung an den geplanten Ausbau des European Hydrogen Backbones [139].

### Bayerische Strombilanz in TWh | Bayern | Mix

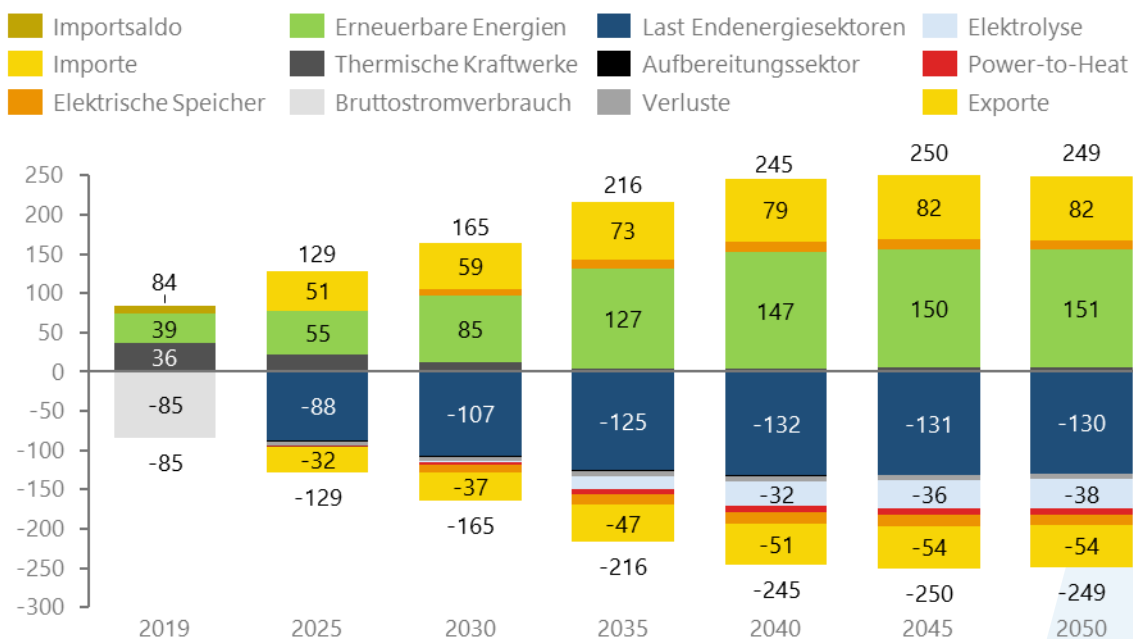


Abbildung 11-2: Bayerische Strombilanz bis 2050

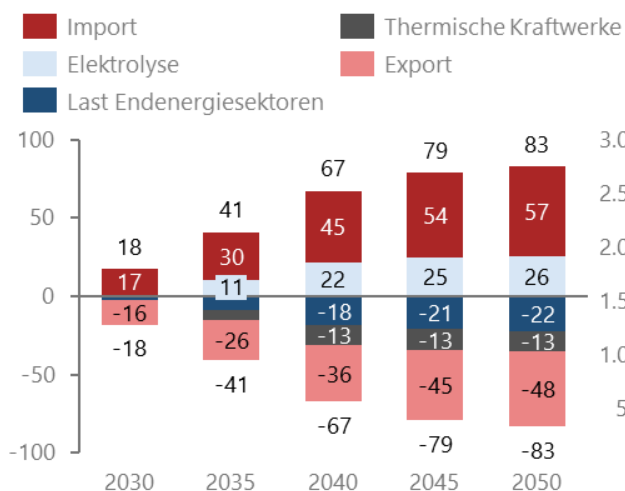
Abbildung 11-2 stellt die schon zuvor in Abschnitt 8.2 diskutierte Strombilanz des bayerischen Energiesystems für das Mix-Szenario bis zum Jahr 2050 dar. Es ist direkt ersichtlich, dass nach 2040 keine großen Änderungen auf der Bedarfs- und auf der Bereitstellungsseite stattfinden. Der zuvor diskutierte Endenergiebedarf geht aufgrund von Effizienzmaßnahmen zwischen 2040 und 2050 leicht zurück. Der Strombedarf der flexiblen Verbraucher Elektrolyse und Power-to-Heat steigt dagegen an. Die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse wird erhöht, was in einem gesteigerten Strombedarf von 37,5 TWh im Jahr 2050 gegenüber 32 TWh im Jahr 2040 resultiert. Auch Power-to-Heat erhöht sich um gut 10 % von 7,4 TWh im Jahr 2040 auf 8,3 TWh im Jahr 2050. Der Strombedarf insgesamt erhöht sich also marginal bis zum Jahr 2050. Die Erzeugung von Strom steigt auf der anderen Seite durch einen weiteren Zubau von PV-Freiflächen-Anlagen marginal an. Interessanterweise sinkt der Einsatz von Stromspeicher-Flexibilitäten (und hier vor allem seitens bidirektionaler Elektrofahrzeuge) dagegen um ca. 20 % ab. Während in 2040 noch 15 TWh Strom in elektrische Speicher eingespeichert wurden, sind es in 2050 nur noch ca. 12 TWh. Da die Transformation im deutschen und europäischen Energiesystem weiter fortgeschritten ist, wird noch mehr auf den Austausch mit den Nachbarregionen als Flexibilität gesetzt. Der Stromaustausch (sowohl Importe als auch Exporte) steigt folglich noch einmal leicht nach 2040 an. Gleichzeitig werden auch flexible Verbraucher etwas mehr eingesetzt. Elektrolyseure werden bei einem Anstieg der installierten Leistung um 0,5 GW knapp 17 % mehr zur Deckung der Wasserstoffnachfrage eingesetzt. Bei Power-to-Heat-Anlagen steigt der Einsatz um 11 % bei gleichbleibender

installierter Leistung. Insgesamt sind die Veränderungen im bayerischen System auf der Stromseite aber nur geringfügig, sodass daraus keine belastbaren Aussagen über eine weitere Transformation nach 2040 abgeleitet werden können.

Auf der Wasserstoffseite sind relativ gesehen größere Veränderungen zu beobachten. Einhergehend mit dem Anstieg der innerbayerischen Wasserstoffproduktion steigen der Endenergiebedarf und auch der Einsatz von H<sub>2</sub>-ready-Kraftwerken an. Der Energieträger Wasserstoff, dessen Hochlauf erst in den kommenden Jahren Fahrt aufnehmen wird, nimmt somit nach 2040 eine noch wichtigere Rolle ein als im Zieljahr 2040. Abbildung 11-3 zeigt dazu die Wasserstoffbilanz bis zum Jahr 2050 auf. Der Endenergieverbrauch steigt von 18 TWh im Jahr 2040 auf 22 TWh im Jahr 2050 und der Einsatz thermischer Kraftwerke von 12,5 TWh auf 13,5 TWh an. Die Wasserstoffbereitstellung durch innerbayerische Elektrolyse auf der anderen Seite steigt um über 20 % auf 26,5 TWh an. Auch die Austausche durch Importe und Exporte nehmen um über 20 % weiter zu, was die Wichtigkeit des Hydrogene Backbone unterstreicht.

Der Bedarf an Biomasse und flüssigen Kohlenwasserstoffen nimmt auf der Bereitstellungsseite analog zum Rückgang auf der Endenergieseite ab. Herkömmliches Erdgas ist bereits 2040 nahezu vollständig aus dem System entfernt und auch bei der Fernwärmebereitstellung gibt es keine relevanten Veränderungen mehr. Allerdings sei hier darauf hingewiesen, dass auf der Bereitstellungsseite durchaus Veränderungen möglich wären, wenn beispielsweise die Geothermie in höherem Maße erschlossen wird.

**Bayerische Wasserstoffbilanz**  
in TWh | Bayern | Mix



**Bayerische Wasserstoffherzeugung pro Monat**  
in GWh | Bayern | Mix

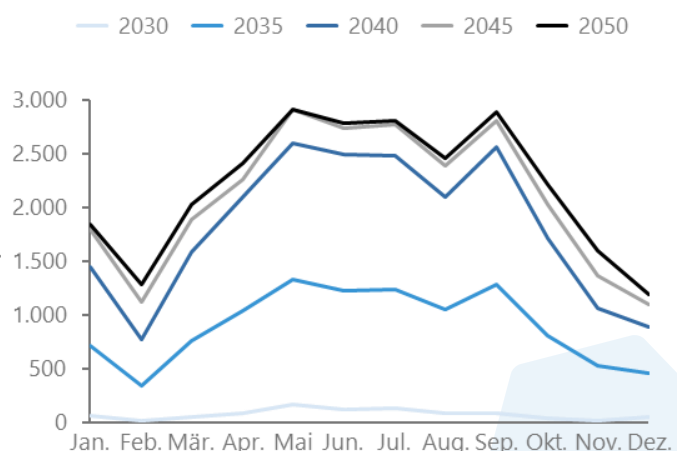


Abbildung 11-3: Bayerische Wasserstoffbilanz für das Mix Szenario bis 2050. Links ist die jährliche Energiebilanz für die Stützjahre zu sehen. Auf der rechten Seite ist die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse in monatlicher Auflösung dargestellt.

Zusammenfassend sind jedoch die Veränderungen hinsichtlich der Energieträgerbereitstellung im bayerischen Energiesystem nach 2040 nur moderat. Dies zeigt auch eine Robustheit der Lösung des klimaneutralen Systems im Jahr 2040 auf, das sich nicht signifikant in eine andere Richtung entwickelt.

### Infrastruktur

In den Strom- und Gasverteilungsnetzen ist die Transformation der Nachfrage- und Angebotsseite hin zur Klimaneutralität bereits zum Stützjahr 2040 erreicht. Danach finden nur noch geringe Veränderungen der Netzausbautreiber statt, sodass die Netzmengengerüste und folglich auch die annuitätischen Kosten in den Stromverteilungsnetzen nahezu den Werten des Jahres 2040 entsprechen. Lediglich im Gasverteilungsnetz ergibt sich rechnerisch noch eine Reduktion der annuitätischen Kosten nach 2040, da, wie in den Abschnitten 3.3.3 und 9.1.1 bereits erläutert, praxisnah unterstellt wird, dass nicht mehr benötigte Teile des CH<sub>4</sub>-Netzes erst stillgelegt werden können, nachdem die letzten Anschlüsse kein Gas mehr beziehen (Abbildung 11-4). Im Jahr 2050 betragen die annuitätischen Kosten dann nur noch etwa 40 % der für das Ausgangsjahr bestimmten Kosten. Wegen des Zeitversatzes bei der Stilllegung erreicht die kumulierte Summe der damit verbundenen Kosten ihr Maximum zum Ende des Betrachtungszeitraums. Bei der im Zuge der Ergebnisdarstellung in Abschnitt 9.1.1 genannten Summe der Stilllegungskosten in Höhe von ca. 2,3 Mrd. € ist dies bereits berücksichtigt.

**Annuitätische Netzkosten des bayerischen Gasverteilungsnetzes**  
in Mrd. € pro Jahr | Mix

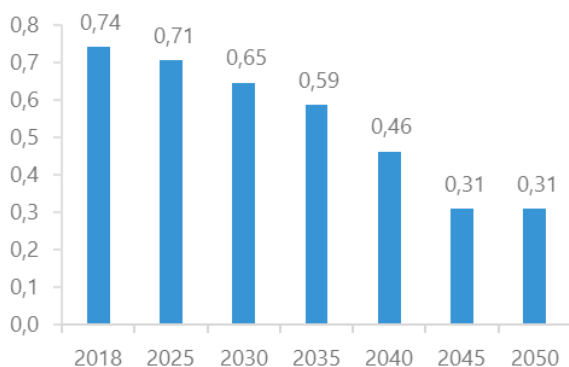


Abbildung 11-4: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario

Das Netzmengengerüst des bayerischen Übertragungsnetzes wächst im Mix-Szenario nach dem Jahr 2040 noch um weitere ca. 100 Stromkreiskilometer an, wie in Abbildung 11-5 dargestellt. Neben den zusätzlichen Stromkreiskilometern, werden noch weitere ca.

200 Stromkreiskilometer von 220 kV- und 380 kV-Leitungen auf 380 kV HSL/HTL-Leitungen umgestellt. Somit steigt die Länge der 380 kV HSL/HTL Leitungen zwischen dem Jahr 2040 und dem Jahr 2050 um ca. 300 Stromkreiskilometer.

### Netzmengengerüst

in Stromkreiskilometern | ÜN Bayern | Mix

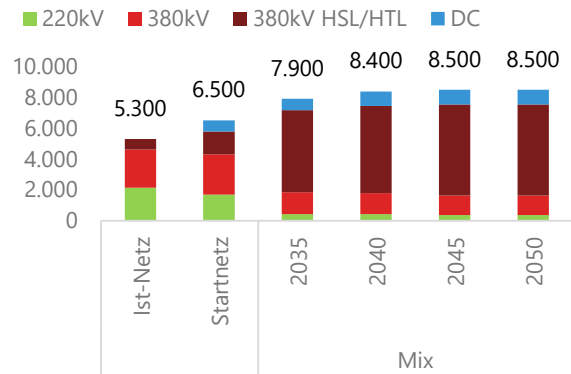


Abbildung 11-5: Netzmengengerüst (Stromkreiskilometer) des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bis 2050 (Mix-Szenario)

Der Vergleich der bis zum Jahr 2040 notwendigen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen in Höhe von 6.400 Stromkreiskilometern (vgl. Abbildung 9-9) mit den nach dem Jahr 2040 notwendigen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen in Höhe von 300 Stromkreiskilometern zeigt, dass der überwiegende Teil der Transformation bis 2040 stattfindet. Punktuelle Verstärkungen des Übertragungsnetzes nach dem Jahr 2040 sind aufgrund der leicht steigenden Einspeisung aus EE-Anlagen, der Lasten und des Stromaustausches notwendig. Die annuitätischen Kosten des Strom-Übertragungsnetzes ändern sich analog nur minimal und steigen von 1,23 Mrd. Euro pro Jahr in 2040 auf 1,25 Mrd. Euro pro Jahr.

Da für die Gas-Fernleitungsnetze im Rahmen dieser Studie keine explizite Modellierung vorgenommen wird, liegen hierzu auch keine detaillierten Ergebnisse vor. Die in die Analyse der Fernleitungsnetze einbezogenen Ergebnisse von Modellierungen, wie sie in anderen Studien vorgenommen wurden, lassen jedoch erkennen, dass die grundsätzlichen Bedarfe in Bayern auch bis 2040 bereits bestehen und eine Versorgung auch nach diesem Zeitpunkt mit der dann bestehenden Infrastruktur möglich sein kann. Wie bereits in Abschnitt 9.2.2 erläutert, sollten für eine weiterführende Betrachtung – besonders für das Wasserstofffernleitungsnetz – zu gegebener Zeit weitere Simulationen erfolgen, um die tatsächlichen Bedarfe zu ermitteln.





# **Einordnung in die deutsche Studienlandschaft**

# 12 Einordnung in die deutsche Studienlandschaft

## 12.1 Analyse der deutschen Studien

Um eine fundierte Grundlage für die Ausgestaltung und Zieldefinition entscheidender Handlungsfelder auf dem Weg in ein klimaneutrales Energiesystem zu schaffen, werden die Kerngrößen aus sechs Szenarien der fünf bedeutendsten Energiesystemstudien miteinander verglichen (s. Tabelle 12-1). Ziel dieser Metastudienanalyse ist es, wertvolle Erkenntnisse über die Potenziale und insbesondere die Herausforderungen der Transformation des Energiesystems in Deutschland zu gewinnen. Dadurch wird – unter Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten in Bayern – die Ausgestaltung entscheidender Kerngrößen der Energiesystemmodellierung unterstützt.

Tabelle 12-1: Ausgewählte Szenarien der Metastudienanalyse

Szenario	Herausgeber	Jahr
KN2045	u.a. AGORA Energiewende	2021
Klimapfad-2045	BDI	2021
KN100	dena	2021
Ariadne-Mix	Kopernikus Projekt	2021
T45-Strom	BMWK	2022
T45-Wasserstoff	BMWK	2022

Das Szenario KN2045 wurde in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ erarbeitet. Die Herausgeber der Studie Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und die Stiftung Klimaneutralität haben die Prognos AG, das Öko-Institut e.V. und das Wuppertaler Institut beauftragt, folgende Frage zu beantworten: „(Wie) können wir Klimaneutralität bis 2045 erreichen?“ [197]. Im Rahmen eines Szenarios wird diese Frage als Nachfolgestudie von „Klimaneutrales Deutschland 2050“ erarbeitet.

Ebenso als Nachfolgestudie der Studie „Klimapfade für Deutschland“ aus dem Jahr 2018 hat der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) die Studie „Klimapfade 2.0“ herausgegeben. In dieser Studie wurde die Boston Consulting Group (BCG) damit beauftragt aufzuzeigen, wie die Klimaziele insbesondere für 2030, aber auch darüber hinaus, nämlich bis 2045, eingehalten werden können. Das erarbeitete Szenario Klimapfad-2045 legt dabei einen besonderen Fokus auf die notwendigen Investitionen, Förderungen und Bepreisungen bis 2030 und 2045 [198].

Herausgeber der Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ ist die deutsche Energie-Agentur (dena). An der Ausarbeitung waren mehr als zehn wissenschaftliche Institute beteiligt. Die Studie analysiert in ihrem Hauptszenario – KN100 –, wie die Sektorziele bis 2030 erreicht werden können und wie Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 erzielt werden kann. Darüber hinaus werden in vier Pfadausprägungen weitere Varianten zur Zielerreichung betrachtet, wobei in der Metastudienanalyse das Hauptszenario – KN100 – untersucht wird [199].

Die Studie „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ entstammt dem Forschungsprojekt Ariadne, eines von vier Teilprojekten der Forschungsinitiative Kopernikus zum Thema Energiewende, die vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert werden. An der Modellierung von sechs Szenarien mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 waren 26 Forschungsinstitute beteiligt. Die Metastudienanalyse vergleicht das Technologiemixszenario. Hier wird ein ausgewogener Technologiemix für die Erreichung der Klimaschutzziele als notwendig unterstellt [200].

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz hat das Fraunhofer ISI mit den Partnern Consentec GmbH, ifeu und der TU Berlin die T45-Szenarien mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 berechnet. Insgesamt wurden hier fünf Szenarien mit unterschiedlichem Energieträgerfokus erstellt. Im Kontext der Metastudienanalyse werden die Szenarien T45-Strom (mit einem starken Einsatz von Strom) und T45-Wasserstoff (mit einem starken Einsatz von Wasserstoff) betrachtet.

## Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger

in TWh | Deutschland

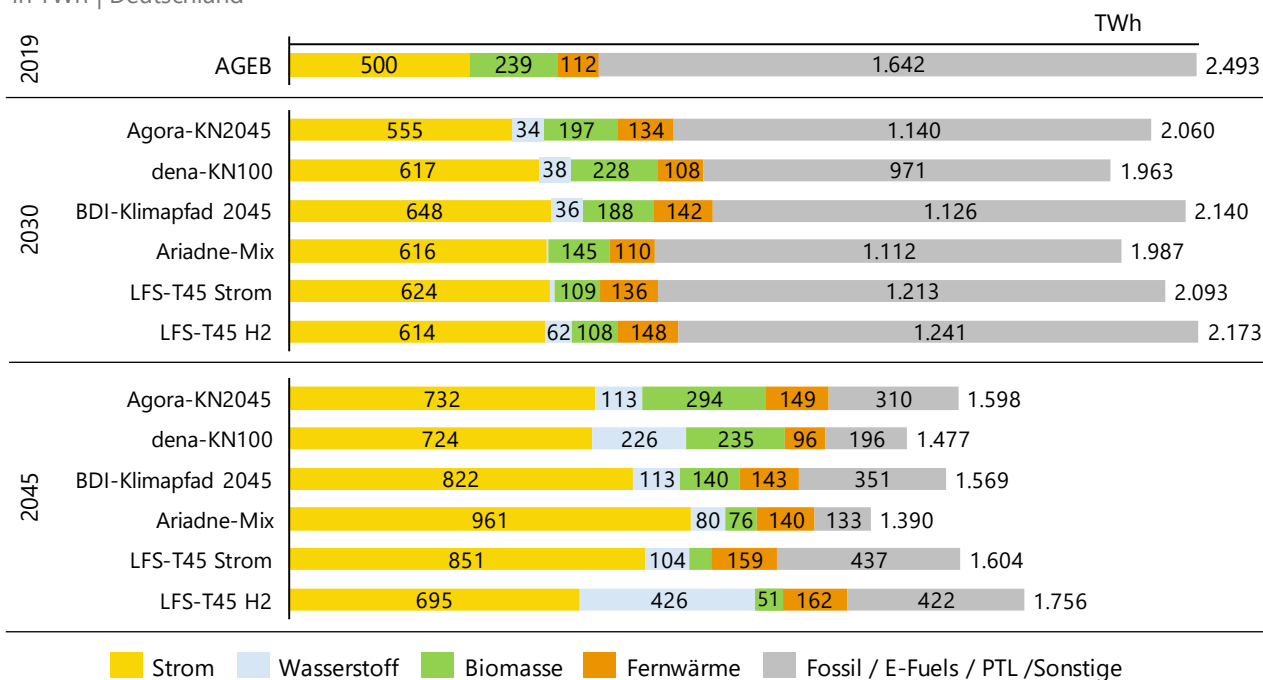


Abbildung 12-1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger im Vergleich der betrachteten Studien

Im Folgenden wird die Entwicklung einzelner Kerngrößen der Szenarien miteinander verglichen. Dabei werden die auffälligsten Unterschiede der Endenergieverbräuche (s. Abbildung 12-1), der installierten Leistungen fluktuierender erneuerbarer Energien (s. Abbildung 12-2), der Nettostromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung (s. Abbildung 12-3) sowie der Treibhausgasemissionen und des Carbon Capture-Einsatzes (s. Abbildung 12-4) zwischen den einzelnen Szenarien thematisiert.

### Endenergieverbrauch

Der absolute Endenergieverbrauch geht über alle Szenarien bis zum Zieljahr 2045 kontinuierlich zurück (s. Abbildung 12-1). Haupttreiber dafür sind Effizienzsteigerungen bei konventionellen Technologien durch technologischen Fortschritt und Technologiewechsel hin zu alternativen strombasierten Technologien mit höherem Wirkungsgrad (z.B. von kraftstoffbetriebenen PKW zu elektrischen PKW).

Der Technologiewechsel führt zu einem steigenden Strombedarf in allen Szenarien bis zum Zieljahr 2045 (s. Abbildung 12-1). Es lässt sich erkennen, dass eine vermehrte Einigkeit über die absoluten Strombedarfe im Jahr 2030 gegenüber dem absoluten Strombedarf im Jahr 2045 besteht. 2045 weicht der absolute Strombedarf des BDI-Klimapfads ~100 TWh vom Strombedarf in Agora-KN2045 und dena-KN100 ab. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass der BDI-Klimapfad 2045 im Zieljahr einen geringeren

Einsatz von Biomasse für die Bereitstellung der Gebäudewärme und einen um rund 85 TWh geringeren Elektrifizierungsgrad der Industrie annimmt. Darüber hinaus fällt auf, dass Ariadne-Mix 2045 im Vergleich zu AGORA-KN2045, dena-KN100 und BDI-Klimapfad 2045 einen deutlich höheren Strombedarf aufweist. Insbesondere weist Ariadne-Mix einen starken Anstieg des Strombedarfs im Gebäudesektor auf. Ein wesentlicher Treiber des hohen Strombedarfs im Gebäudesektor des Ariadne-Mix-Szenarios sind geringe unterstellte Sanierungsraten. Im Studienvergleich weist das Ariadne-Mix Szenario von 2030 – 2045 die geringste mittlere Sanierungsrate pro Jahr auf (1,3%) [200].

Bei der Entwicklung des Wasserstoffbedarfs zeigt sich szenarioübergreifend ein deutlicher Zuwachs des Bedarfs. Besonders zwischen 2030 und 2045 steigt der Wasserstoffbedarf stark an (s. Abbildung 12-1). Allerdings lassen sich auch hier, besonders im Jahr 2030, deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien erkennen. Auffällig ist, dass Ariadne-Mix in 2030 im Vergleich einen deutlich geringeren Wasserstoffbedarf als Agora-KN2045 oder dena-KN100 aufweist. Agora-KN2045 und dena-KN100 sehen den Einsatz von Wasserstoff im LKW-Bereich, während Ariadne-Mix den Fokus auf Power-to-Liquid (PTL)-Kraftstoffen im LKW-Verkehr sieht [200]. Außerdem nehmen Agora-KN2045, BDI-Klimapfad 2045, Ariadne-Mix und LFS-T45 Strom hohe Kosten und eine verringerte Verfügbarkeit von Wasserstoff für den

Gebäudesektor an. Somit gehen diese Studien von keinem (Agora-KN2045, Ariadne-Mix und LFS-T45-Strom) bzw. einem sehr geringen Einsatz von Wasserstoff (BDI-Klimapfade 2045) im Gebäudesektor aus. Lediglich dena-KN100 und LFS-T45 H<sub>2</sub> gehen von einem substanziellen Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor aus. Dena-KN100 rechnet beispielsweise mit einer Beimischung von H<sub>2</sub> ins bestehende Erdgasnetz und dem Aufbau eines reinen H<sub>2</sub>-Netzes. Den größten Bedarf an Wasserstoff sehen alle Studien anteilig in der Industrie, in der der Wasserstoff stofflich und energetisch genutzt wird.

Die Bandbreite des energetischen Biomasseeinsatzes nimmt bis 2045 zu. Agora-KN2045 nimmt eine Zunahme des energetischen Biomassebedarfs an, während BDI-Klimapfade 2045 und Ariadne-Mix von einer Abnahme der energetisch genutzten Biomasse ausgehen (s. Abbildung 12-1). Die Unsicherheiten bei der Entwicklung des Biomasseeinsatzes zeigt sich auch bei der Untersuchung der Art der Biomasse: Agora-KN2045 sieht langfristig einen Wechsel von gasförmigem zu festem Biomasseeinsatz (+30 %), während der feste Biomasseeinsatz bei BDI-Klimapfade 2045 um 17 % abnimmt. Dena-KN100 sieht bis 2045 einen ungefähr konstanten Bedarf an energetisch genutzter Biomasse. 2030 wird die Biomasse über alle Szenarien hinweg überwiegend im Gebäudesektor für die Wärmebereitstellung eingesetzt. Agora-KN2045, dena-KN100 und BDI-Klimapfade 2045 bleiben im Gebäudesektor ungefähr auf heutigem Niveau, was den Biomasseverbrauch im Gebäudesektor betrifft. Ariadne-Mix geht dagegen bereits bis 2030 von einem deutlichen Rückgang der energetisch genutzten Biomasse im Gebäudesektor aus (ca. 40 %) [200]. Bis 2045 nimmt die energetisch genutzte Biomasse bei BDI-Klimapfade 2045 und Ariadne-Mix stark ab, wobei sie bei Agora-KN2045 und dena-KN100 eher konstant bleibt. Der hohe Biomasseverbrauch 2045 in der Agora-KN2045-Studie ist im Wesentlichen auf einen hohen Bedarf an Biomasse in der Industrie zurückzuführen. Hier wird die Biomasse als essenzieller Rohstoff für metallurgische Prozesse gesehen.

Die Fernwärme entwickelt sich in allen Szenarien auf einem vergleichbaren Niveau. Lediglich dena-KN100 nimmt einen Rückgang des Endenergieverbrauchs durch die Fernwärme an. Dies ist auf die sehr hohen Gebäudesanierungsraten und Effizienzsteigerungen in der Fernwärmeversorgung zurückzuführen. Ein zusätzlich interessanter Aspekt ist der angenommene Rückgang der Fernwärmeversorgung von verschiedenen Industriezweigen bei Agora-KN2045 und BDI-Klimapfade 2045. Dieser Annahme liegt zugrunde, dass große Fernwärmeerzeuger wie Kohlekraftwerke vermehrt abgeschaltet werden und in der Folge die

Bereitstellung der Gebäudewärme durch Strom als kostengünstiger angesehen wird.

### Installierte Leistung fluktuierender Energien

Abbildung 12-2 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von Photovoltaik, Wind-Onshore und Wind-Offshore. Es wird deutlich, dass insbesondere bei der installierten Photovoltaikleistung für das Jahr 2030 keine Einigkeit seitens der betrachteten Studien besteht und die Varianz der installierten Leistungen bis 2045 zunimmt.

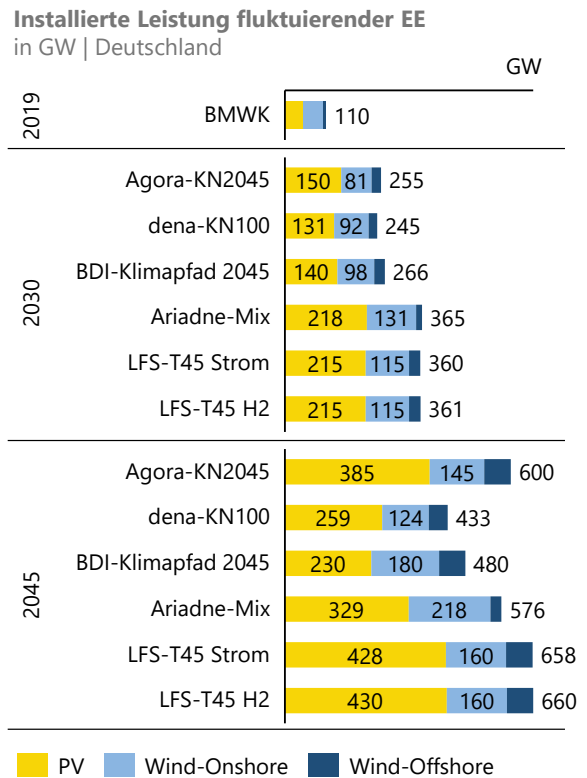


Abbildung 12-2: Entwicklung der installierten Erneuerbaren Energien-Leistung in den verglichenen Studien

Die Pläne der Bundesregierung für den Ausbau erneuerbarer Energien sind ambitioniert. Das im April 2022 vorgelegte Osterpaket hat die Ausbauziele der installierten PV-Leistung und installierten Wind-Onshore Leistung im Vergleich zum Koalitionsvertrag vom Dezember 2021 nochmals verschärft.

Bis 2030 sollen die installierte PV-Kapazität 215 GW und die installierte Wind-Onshore-Kapazität insgesamt 115 GW betragen. Die Ausbauziele für Offshore-Wind werden im Rahmen des Osterpakets nicht weiter angepasst und bleiben auf dem Niveau des Koalitionsvertrags. Ziel sind 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 [201], [9].

## Entwicklung der Nettostromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung

in TWh | Deutschland

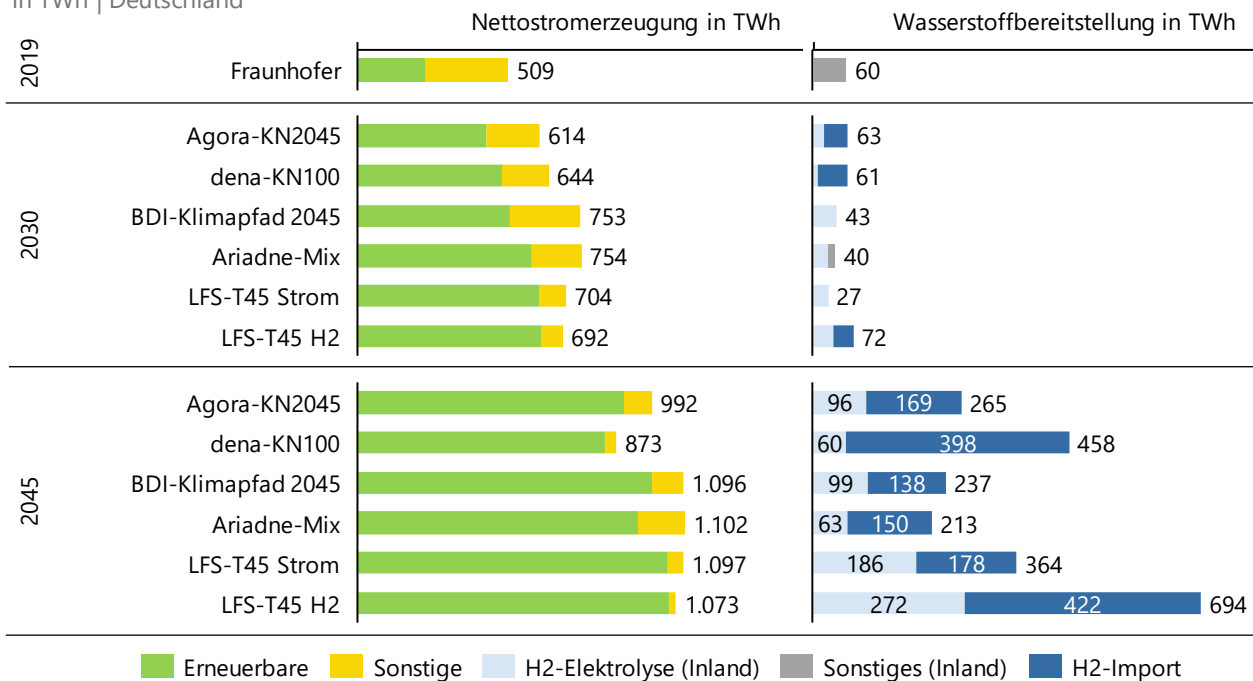


Abbildung 12-3: Entwicklung der Nettostromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung im Metastudienvergleich

In Abbildung 12-2 wird deutlich, dass in der Hälfte der untersuchten Szenarien das Ausbauziel der PV-Kapazität bis 2030 nicht erreicht wird. Die LFS-Szenarien treffen das Ziel genau und Ariadne-Mix übertrifft das Ziel. Zwischen 2030 und 2045 steigt die installierte PV-Kapazität noch einmal stark an. Insbesondere Agora-KN2045 geht in dieser Zeitspanne von einem enormen Zuwachs der installierten PV-Kapazität aus. So ist der jährliche Zubau der installierten PV-Kapazität bei Agora-KN2045 doppelt so groß wie bei dena-KN100.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den installierten Wind-Kapazitäten. Auch hier wird das Ziel des Osterpakets für 2030 von 115 GW Wind-Onshore und 30 GW Wind-Offshore von 50 % der Szenarien verfehlt, obwohl alle Szenarien mindestens eine Verdopplung der installierten Kapazitäten aufweisen (s. Abbildung 12-2).

### Entwicklung der Nettostromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung

Im letzten Abschnitt wurde deutlich, dass die installierten Kapazitäten an fluktuierenden Erneuerbaren Energien bis 2045 stark ansteigen. Das zeigt sich auch

am stetig anwachsenden Anteil Erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung<sup>33</sup> (s. Abbildung 12-3). Die absolute Nettostromerzeugung nimmt über alle Szenarien bis 2045 um mindestens 36 % zu. Der Anteil von Wind und Photovoltaik an der Nettostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien macht 2030 einen Anteil von mindestens 60 % und 2045 von mindestens 85 % aus. Dagegen geht die Verstromung der Biomasse bis 2045 in allen Szenarien zurück. Im gleichen Maße, wie der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zunimmt, nimmt der Anteil der konventionellen Stromerzeugung stetig ab. Eine Ausnahme stellt hier die Verstromung von Erdgas dar, die in allen Szenarien bis 2025 bzw. 2030 noch ansteigt, bevor die Erdgasverstromung dann stark zurückgeht und teilweise durch die Verstromung von Wasserstoff ersetzt wird. Abbildung 12-3 zeigt außerdem das eindeutige Bild der stark ansteigenden Wasserstoffbereitstellung bis 2045. Aktuell werden jährlich in Deutschland rund 55-60 TWh Wasserstoff produziert und verbraucht [202]. Dabei basieren lediglich 5 % der heutigen Wasserstoffherzeugung auf dem Elektrolyseverfahren. Der überwiegende Teil des produzierten Wasserstoffs wird aktuell durch Dampfreformierung<sup>34</sup> gewonnen [202]. Die Erzeugung von Wasserstoff im Elektrolyseverfahren nimmt aber über

<sup>33</sup> Die Nettostromerzeugung bezeichnet dabei die Gesamtmenge an elektrischer Energie, die von Kraftwerken und anderen Energiequellen erzeugt wird, abzüglich des Stroms, der von den Kraftwerken selbst verbraucht wird.

<sup>34</sup> Bei der Dampfreformierung werden Kohlenwasserstoffe unter hohem Druck zu Methan, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid umgewandelt, bevor sie dann zu Wasserstoff katalysiert werden.

## Entwicklung der Treibhausgasemissionen und CCS

in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. und Mio. t CO<sub>2</sub> | Deutschland

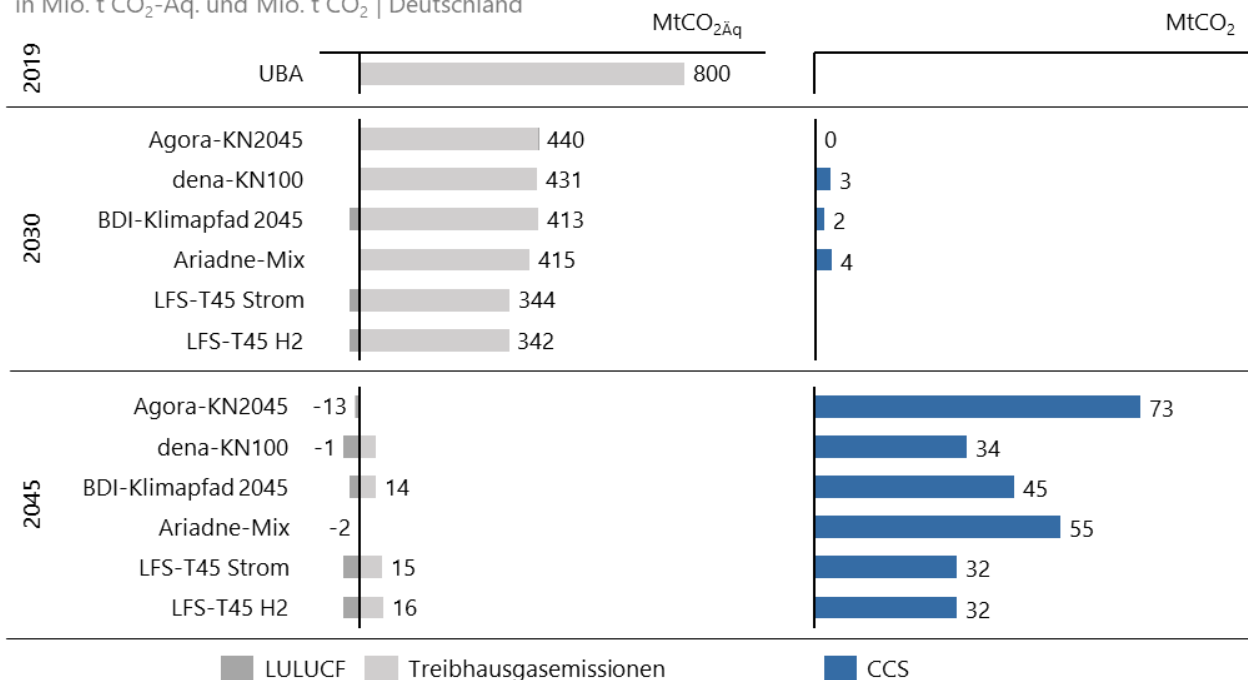


Abbildung 12-4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen und CCS im Metastudienvergleich

alle Szenarien über die Zeit stark zu, so dass in nahezu allen betrachteten Szenarien mit Ausnahme des dena-KN100-Szenarios das Ziel der Bundesregierung von 20 GW installierter Elektrolyseleistung bis 2030 erreicht wird. Insbesondere ab 2030 wird in den Szenarien von einer zunehmenden Verfügbarkeit von Wasserstoff ausgegangen. Überwiegend erwarten die Szenarien bei der Wasserstoffbereitstellung einen positiven Importsaldo, d.h. es wird mit einem höheren H<sub>2</sub>-Import als der Eigenerzeugung von Wasserstoff gerechnet (s. Abbildung 12-3). Allerdings lässt sich beim Vergleich der Szenarien eine Uneinigkeit über den Umfang der H<sub>2</sub>-Importe im Jahr 2045 erkennen.

### Entwicklung der Treibhausgasemissionen und CCS

Betrachtet man die Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen bis 2045, zeigt sich, dass in allen Szenarien das Ziel der Treibhausgasreduktion der Bundesregierung und bayerischen Landesregierung von 65 % gegenüber 1990 erreicht wird. Die vollständige Reduktion der Treibhausgasemissionen im Jahr 2045 wird bei der Hälfte der betrachteten Szenarien erreicht, wobei lediglich Agora-KN2045 die Klimaneutralität ohne Einberechnung der natürlichen Emissionssenkungen<sup>35</sup> des LULUCF Sektors erreicht. Der Großteil

der residualen Emissionen stammt aus der Landwirtschaft.

Außerdem geht aus Abbildung 12-4 deutlich hervor, dass alle Szenarien mit dem Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS) zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen rechnen. Dabei besteht Konsens darüber, dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidung bis 2030 aufgrund von hohen Kosten und mangelnder Technologiereife noch keine große Relevanz hat. Erst zwischen 2030 bis 2045 kommt vermehrt Technologien für die Speicherung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe, der Nutzung biogener Stoffe (BECCS) oder aus der Atmosphäre selbst (DACCS) eine Schlüsselrolle auf dem Weg zur Klimaneutralität zu. 2045 zeigt sich jedoch eine gewisse Varianz bei dem Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidungen. Agora-KN2045 prognostiziert für das Jahr 2045 beispielsweise verstärkt den Einsatz von BECCS und DACCS, während bei dena-KN100 DACCS keine Anwendung findet<sup>36</sup>.

<sup>35</sup> Der LULUCF-Sektor schließt natürliche Emissionssenkungen wie Grünland, Moore und andere Feuchtgebiete, die alle CO<sub>2</sub> speichern können, ein.

<sup>36</sup> DACCS (Direct Air Carbon Capture and Storage) bezeichnet das Verfahren, bei dem das bereits vorhandene Kohlendioxid aus der

Atmosphäre entfernt wird, während BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) das aus biomassebasierten Prozessen freigesetzte Kohlendioxid auffängt und speichert.



## 12.2 Einordnung der Bayernpfade

Der Studienvergleich auf Deutschlandebene gibt einen guten Überblick über die Entwicklung des gesamten Energiesystems und hilft bei der Erstellung und allgemeinen Parametrierung der Bayernpfade. Für eine Einordnung der Ergebnisse ist es wichtig, bereits bestehende Studien auf bayerischer Ebene heranzuziehen. Aufgrund des nicht vorhandenen bayerischen Fokus der bereits betrachteten Studien in Abschnitt 12.1 wird hier eine neue Studie mit dem Blick auf das bayerische Energiesystem herangezogen.

Die Studie „Bayern Energie 2040“ der FfE wurde im Auftrag der VBEW Dienstleistungsgesellschaft mbH und in Begleitung durch die Vereinigung Bayerischer Wirtschaft (vbw) und der Prognos AG im Jahr 2023 veröffentlicht [2]. Ziel der Studie ist es, in vier verschiedenen Szenarien die Möglichkeit eines klimaneutralen Bayern 2040 zu untersuchen. Wie in der vorliegenden Studie werden in diesen Transformationspfaden die zukünftigen Endenergiebedarfe in den Sektoren und die Energieerzeugung für Bayern landkreisscharf und im zeitlichen Verlauf ermittelt. Die vier Szenarien „E.plan“, „H<sub>2</sub>igher“, „AgreE“ und „bEElated“ unterscheiden sich in verschiedenen Ausprägungen und spannen einen entsprechenden Szenarientrichter auf. Das Szenario E.plan, welches in einem Szenarioprozess unter Beteiligung von ca. 65 bayerischen Institutionen aus Energiewirtschaft und Industrie erstellt wurde, orientiert sich sehr stark an einer elektrifizierten Welt und sieht die Verwendung von Wasserstoff und anderen Energieträgern als teurere

Alternativen. Als Gegensatz wird im H<sub>2</sub>igher Szenario der Einsatz von Wasserstoff zur Transformation des Energiesystems als bevorzugte Technologie gesehen. Im Vergleich zu unseren Bayernpfaden lassen sich die beiden Szenarien am ehesten mit dem Mix-, ELimport- und H<sub>2</sub>import-Pfad vergleichen. Das AgreE-Szenario stellt die Suffizienz im bayerischen Energiesystem in den Vordergrund und repräsentiert die zukünftigen Herausforderung bei der Einsparung von Energie. Zusätzlich wird im Szenario „bEElated“ eine verzögerte Transformation des Systems betrachtet. Beide Szenarien lassen sich mit unseren Pfaden nicht vergleichen und werden daher in der weiteren Untersuchung nicht berücksichtigt.

### Endenergieverbrauch

Die Gesamtübersicht in Abbildung 12-5 zeigt den Vergleich des Gesamtendenergiebedarfs in den verschiedenen Szenarien der beiden Studien. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist in der Tendenz bei beiden Studien ähnlich. Insgesamt ist der Verbrauch in unserer Studie etwas höher als beim „Bayernplan“. Im Jahr 2030 ist bei dieser Studie ein höherer Einsatz von Biomasse und Strom bei allen Szenarien zu erkennen. Zusätzlich ist die Transformation der fossilen Energieträger (Erdgas und andere Brennstoffe) etwas weiter vorangeschritten als bei E.plan und H<sub>2</sub>igher. Beim Vergleich der beiden Wasserstoff-Szenarien zeigt sich in 2040 ein größerer Unterschied im Wasserstoffbedarf. Während in den Bayernpfaden 2040 Erdgas vollständig transformiert ist, finden sich in den Bayernplan-Szenarien Restbestände. Im Folgenden werden die Ursachen für die unterschiedlich

### Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Bayern

in TWh | „Bayernplan Energie 2040“ u. „Bayern klimaneutral“ | Bayern

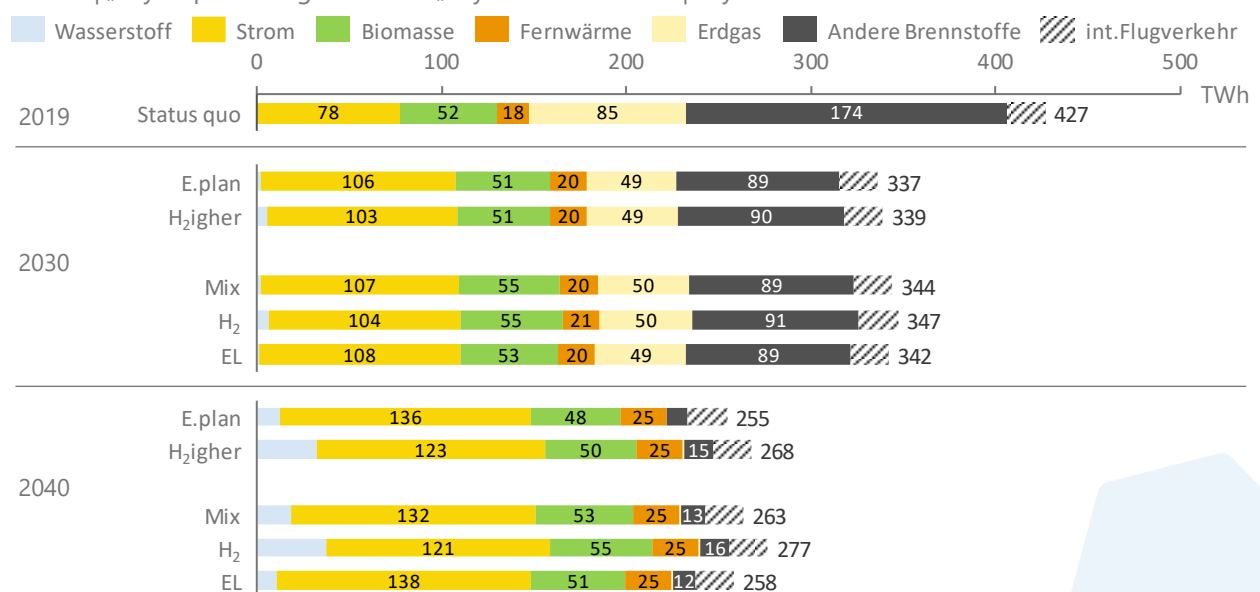


Abbildung 12-5: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Vergleich ausgewählter Szenarien der beiden Studien „Bayern Energie 2040“ und dieser Studie, aufgeteilt nach Energieträgern

Ausprägungen anhand der einzelnen Energieträger näher erläutert.

### Stromverbrauch in den Endenergiesektoren

TWh | „Bayernplan Energie 2040“ und „Bayern klimaneutral“ | Bayern

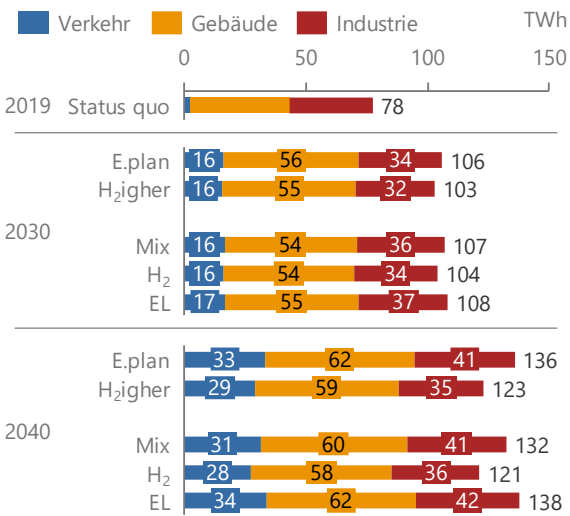


Abbildung 12-6: Vergleich des Stromverbrauchs der Endenergiesektoren in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien

Der Stromverbrauch in den Szenarien und Bayernpfaden unterscheidet sich hauptsächlich im Verkehrssektor (s. Abbildung 12-6). Bis im Jahr 2030 dominiert in beiden Studien die Transformation der PKW – bis 2030 werden 15 Mio. BEV als Ziel in der Eröffnungsbilanz angenommen [18]. Im Gegensatz zu den VBEW-Szenarien wird in den Bayernpfaden aufgrund aktueller Marktstudien des NOW ein schnellerer Anstieg des Bestands an elektrischen LKW angenommen [51]. Durch die unterschiedliche Parametrierung der Zielzahlen von BEV und FCEV im Schwerlastverkehr in den beiden Studien ergibt sich 2040 ein größerer Unterschied zwischen den Studien. Während in VBEW mit einer höheren Elektrifizierungsquote gerechnet wurde, wird bei den Bayernpfaden im Mix- und H<sub>2</sub>-Pfad ein verstärkter Einsatz von Wasserstofffahrzeugen angenommen. Dieser Unterschied ergibt sich auch bei den zu transformierenden Fahrzeugen pro Woche in Abschnitt 10.4.1 in Abbildung 10-18. Während im „Bayernplan“ nur 5.900 fossile Verbrenner-PKW pro Woche transformiert werden mussten [2], sind es im Mix-Pfade bereits 7.150 Fahrzeuge pro Woche. Dies liegt zum einen an den 2 Jahren, die zwischen den beiden Startpunkten der Berechnung liegen, in denen lediglich rund 60.000 neue E-Fahrzeuge in Bayern im Bestand hinzukamen, zum anderen an dem angepassten Modal-Shift in dieser Studie, welcher etwa ein Drittel weniger PKW auf die Schiene verlagert.

Die beiden Studien weisen in fast allen Szenarien – mit Ausnahme der H<sub>2</sub>-Pfade – die gleiche Sanierungsquote auf. Da die Sanierungsraten (s. Tabelle 3-6) mit den Jahren stetig zunehmen, fällt der Anstieg des Strombedarfs bis 2030 höher aus. Insgesamt ergibt sich zwischen den einzelnen Szenarien kein großer Unterschied.

Die vorliegende Studie zeigt einen leicht höheren Stromverbrauch im Industriesektor auf als im Bayernplan. Aus Sicht der Industrie ist die Elektrifizierung (v.a. der Prozesswärmebereitstellung) ein sehr wichtiger Hebel zur Dekarbonisierung, weshalb Strom in allen Szenarien stark vertreten ist. Die Effizienzvorteile elektrischer Wärmebereitstellung im Vergleich zur Verbrennung – vor allem in Anwendungen <200°C – führen zu einem hohen Stromeinsatz und gleichzeitig einer starken Reduktion der Emissionen. Grundsätzlich basieren beide Studien auf dem gleichen Input der bayerischen Industrie und den einschlägigen Expertenmeinungen aus Wirtschaft und Wissenschaft. Die Narrative der Strom- und Wasserstoffpfade wurden stärker an die Randbereiche des Szenarientrichters angepasst, während die Bayernplan-Szenarien insgesamt einen moderateren Weg in der Transformation der Industrie unterstellen. So wird z.B. in den EL-Pfaden im Gegensatz zum E.plan angenommen, dass Temperaturanwendungen unter 160 °C nahezu vollständig über Großwärmepumpen und EHK transformiert werden.

In Abbildung 12-7 zum Wasserstoffverbrauch sind im Verkehrssektor durch den höheren Einsatz von Wasserstoff im Schwerlastverkehr beim Mix-Pfad in „Bayern klimaneutral“ deutliche Unterschiede im Vergleich zum Eplan-Szenario zu erkennen (ca. 100 % Steigerung). Auch in den Wasserstoffszenerarien schlägt sich dieser Unterschied in der Parametrierung mit einer Erhöhung des Verbrauchs von ungefähr 30 % nieder. Im Gebäudesektor wird bei den H<sub>2</sub>-Pfaden eine Beimischung von max. 10 Vol-% nicht ausgeschlossen. In den EL-Pfaden wird eine Wasserstoffnutzung ausgeschlossen. In der Industrie wird ebenfalls im Mix- und H<sub>2</sub>-Pfad mehr Wasserstoff eingesetzt. Im Gegensatz zu den E.plan-Szenarien wird im Mix-Pfad auch in der Niedertemperaturprozesswärmebereitstellung Wasserstoff in geringen Mengen eingesetzt. Dies führt zu einer Steigerung des Wasserstoffverbrauchs von rund 30 % im Mix-Pfad. Im Wasserstoffpfad wird verstärkt Wasserstoff in den Prozesswärmen <500 °C und <100 °C eingesetzt. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien mit Wasserstofffokus (H<sub>2</sub>igher und H<sub>2</sub>) ist dennoch mit 0,5 TWh relativ gering.

### Wasserstoffverbrauch in den Endenergiesektoren

TWh | „Bayernplan Energie 2040“ und „Bayern klimaneutral“ | Bayern

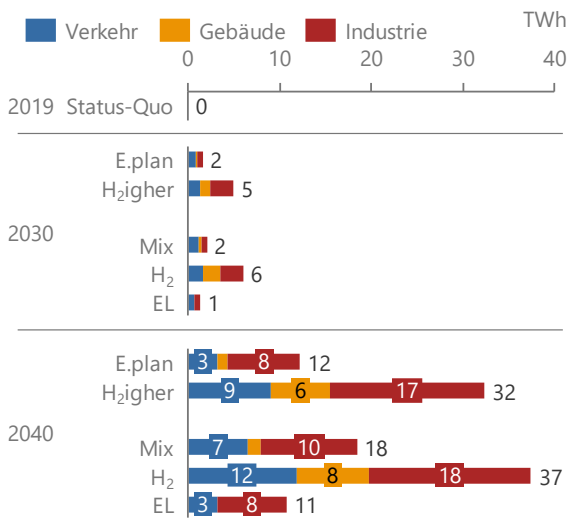


Abbildung 12-7: Vergleich des H<sub>2</sub>-Verbrauchs der Endenergiesektoren in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien

Der Biomasseverbrauch im Verkehrssektor wird durch den heutigen Anteil an fossilen Kraftstoffen und die Anzahl an Verbrennungsfahrzeugen gedeckelt. Durch den geringeren Modal-Shift im Vergleich zur VBEW-Studie fällt der Biomasseverbrauch im Jahr 2030 in allen Pfaden um rund 90 % höher aus (s. Abbildung 12-8). Zwischen den Szenarien in den Studien ergeben sich aufgrund der gleichen Transformationsgeschwindigkeit keine Unterschiede. In der Wärmebereitstellung werden in den Bayernpfaden Biomassekessel als Brückentechnologie v.a. zur Substitution von Ölheizkesseln in ländlichen Regionen eingesetzt. Dies führt zu einer Steigerung im Mix- und H<sub>2</sub>-pfad von ca. 10 %. Generell sind im Gegensatz zu den VBEW-Szenarien Abweichungen gegenüber den Bayernpfaden zu erkennen. Die Unterschiede korrelieren dabei mit der Annahme einer verminderten Geschwindigkeit des WP-Hochlaufs im Vergleich zum Bayernplan. Der Biomasseinsatz in der Industrie ist im Vergleich zur Bayernplan-Studie leicht erhöht. In der Papierindustrie wird zur Wärmebereitstellung der Anteil erhöht. Ebenfalls wird in der Zement- und Kalkindustrie der Wasserstoffanteil im Zieljahr gesenkt und durch Biomasse substituiert. In der Berechnung ergeben diese Änderungen im Vergleich von E.plan und Mix-Pfad eine Steigerung von ca. 6 % des Endenergieverbrauchs.

Die Unterschiede im Fernwärmebedarf fallen marginal aus. Durch leichte Verbesserungen bei der Parametrierung entstehen im Gebäudesektor leichte Unterschiede. An Fernwärme angeschlossene Gebäude haben in allen Szenarien und Pfaden identische

Sanierungsraten und -tiefen, die insgesamt geringer ausfallen als bei anderen Heiztechnologien im Gebäudesektor. Grund dafür ist die höhere Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz, die keine Sanierung über den kW 70 Standard hinaus erforderlich macht.

### Biomasseverbrauch in den Endenergiesektoren

TWh | „Bayernplan Energie 2040“ und „Bayern klimaneutral“ | Bayern

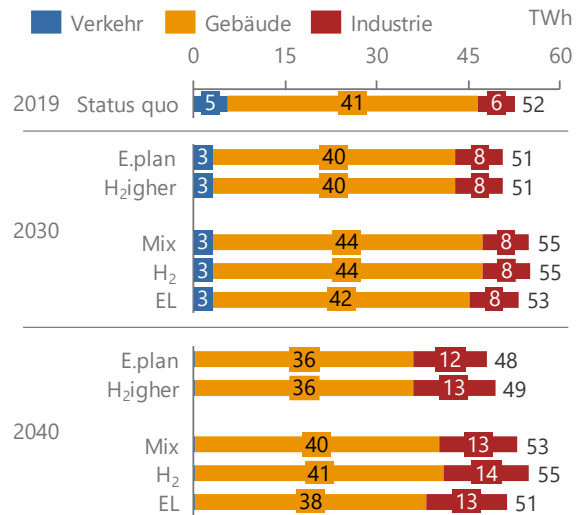


Abbildung 12-8: Vergleich des Biomasseverbrauchs der Endenergiesektoren in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien

### Installierte Leistung fluktuierender Energie

Die installierte Leistung von PV- und Windkraftanlagen sind die wichtigsten Erneuerbaren Energien in Bayern. Abbildung 12-9 zeigt die Entwicklung der Leistungen in den verschiedenen Szenarien der beiden Studien. Bis 2030 werden die Mantelzahlen in beiden Studien auf Basis der politischen Klimaschutz- und Ausbauziele für ganz Deutschland vorgegeben. Durch eine verbesserte Regionalisierung wird Bayern in unserer Studie ein leicht höherer Anteil von 2 GW an Wind- und PV-Leistung zugewiesen (s. Abbildung 12-9). Ab 2030 kann das Model einen endogenen Zubau vornehmen. Hierbei wird allerdings lediglich PV über die Zubauuntergrenzen hinweg zugebaut und das volle bayerische Potenzial nicht ausgeschöpft.

Infolge der Importbeschränkungen im Mix-Pfad wird im Vergleich zum E.plan mehr Photovoltaik zugebaut. Im H<sub>2</sub>import-Pfad führt der höhere Bedarf an Wasserstoff, der von einem vermehrten Einsatz in thermischen Kraftwerken und dem höheren Einsatz im Endenergiesektor verursacht wird, zu einem verstärkten Ausbau von bayerischen Elektrolyseanlagen, die durch die erhöhte PV-Produktion versorgt werden. Im

Bereich der Windkraftanlagen kommt es 2040 in einigen Bundesländern (z.B. Bayern, Baden-Württemberg, Thüringen) zu einem verstärkten Ausbau und in anderen Bundesländern (z.B. Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein) zu einem geringeren Ausbau. Insgesamt verschiebt sich ein Teil der extremen Ausbauraten von Nord nach Süd. Die Veränderungen sind auf zwei Faktoren zurückzuführen. Zum einen die Anpassung der Gebietskulisse (s. Abschnitt 3.2.1) mit einer höheren Anzahl an Faktoren und einer genaueren Kategorisierung der Flächen und zum anderen eine verbesserte Regionalisierung mit Berücksichtigung der Flächenkategorien und aktualisierten Erzeugungszeitreihen (s. Abschnitt 3.2.5). Im Vergleich zur VBEW-Studie erhöhen sich dadurch auch in Bayern deutlich die notwendigen Zubauraten pro Woche (vergleiche Abschnitt 10.4.1, Abbildung 10-18 mit [2]). Generell findet der Ausbau der Windenergie in allen Szenarien nicht oberhalb der Ausbauuntergrenze statt.

### Installierte PV- und Windleistung in Bayern

GW | „Bayernplan Energie 2040“ u. „Bayern klimaneutral“ | Bayern

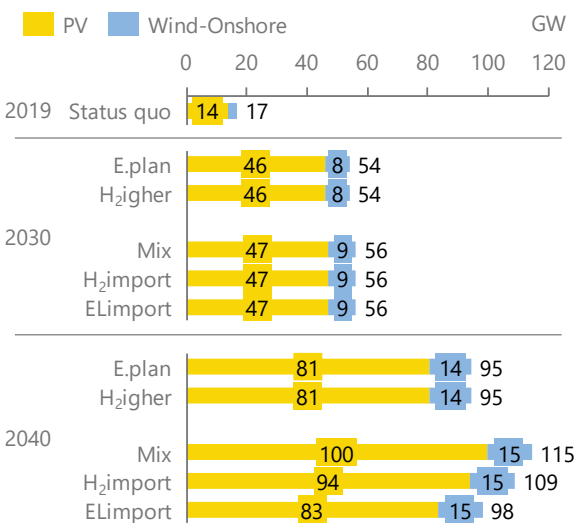


Abbildung 12-9: Vergleich der installierten Leistung von PV- und Windkraftanlagen in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien

### Entwicklung der Nettostromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung

Die Nettostromerzeugung fällt, wie in Abbildung 12-10 dargestellt, in allen Bayernpfaden höher als in der VBEW-Studie aus. Die Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke („Sonstiges“ in Abbildung 12-10) hat wegen des stärkeren Einsatzes von Wasserstoff in H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerken eine erhöhte

Stromerzeugung zur Folge. Durch den höheren Ausbau der EE-Anlagen in den Bayernpfaden und die Importbeschränkungen sowie den höheren Wasserstoffbedarf im H<sub>2</sub>import-Pfad ergibt sich insgesamt eine größere Stromerzeugung mittels Erneuerbarer Energien.

### Nettostromerzeugung in Bayern

TWh | „Bayernplan Energie 2040“ und „Bayern klimaneutral“ | Bayern

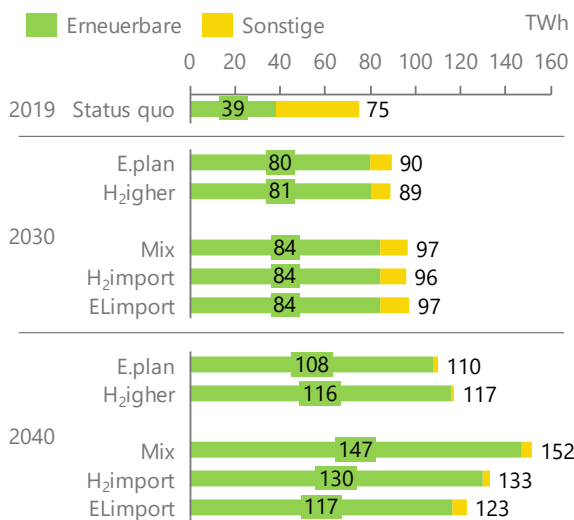


Abbildung 12-10: Vergleich der Nettostromerzeugung – eingeteilt in Erneuerbare Energie und Sonstige – in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien

Wie bereits auf der Nachfrageseite (s. Kap. 3.1 – „Endenergienachfrage“) und bei der Stromerzeugung beschrieben, wird in den Bayernpfaden mit einem höheren Wasserstoffeinsatz gerechnet. Dies bedingt auch auf der Bereitstellungsseite, wie aus Abbildung 12-11 ersichtlich, einen deutlichen Anstieg gegenüber den VBEW-Szenarien.

Die Importbeschränkung im Mix-Pfad führt zu einer höheren Wasserstoffherzeugung mithilfe von Elektrolyse. Allgemein wurde im Unterschied zur VBEW-Studie der European Hydrogen Backbone [203] als Grundlage für die bayerischen Importkapazitäten herangezogen. Durch die hohen Kapazitäten des European Hydrogen Backbone ist dieser Effekt in den Ergebnissen nicht zu beobachten.

### Wasserstoffherzeugung und Import in Bayern

TWh | „Bayernplan Energie 2040“ und  
„Bayern klimaneutral“ | Bayern

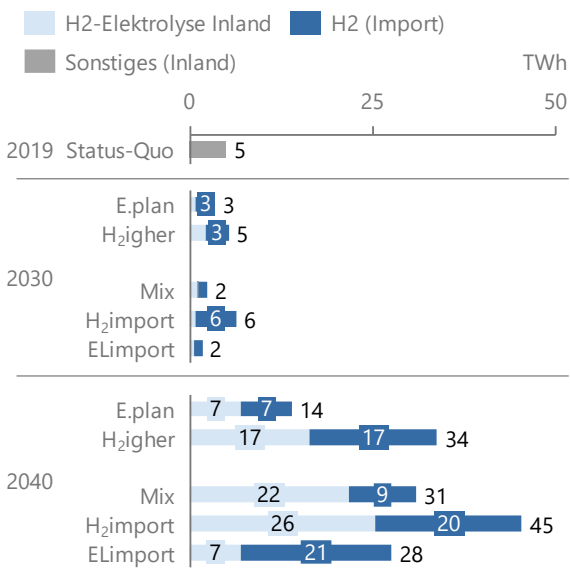


Abbildung 12-11: Vergleich der Wasserstoffbereitstellung und des Imports in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien

### Entwicklung der Treibhausgasemissionen und CCS

Die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen und der Einsatz von CCS bewegen sich in beiden Studien auf einem sehr ähnlichen Niveau. Durch die gleichen Modellierungsansätze sind ausschließlich durch die unterschiedlichen Gesamtenergiemengen marginale Unterschiede in den THG-Emissionen zu erkennen. Gleichzeitig bewegen sich die CCS-Maßnahmen in einem ähnlichen Rahmen [2].

# 13 Bibliographie

- [1] Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder - Treibhausgas(THG)-Emissionen 2019 nach Art der Gase und Bundesländern. In <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/thg#8972>. (Abruf am 2023-03-15); Baden-Württemberg: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023.
- [2] Kigle, Stephan: Bayernplan Energie 2040 - Wege zur Treibhausgasneutralität - Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), 2023.
- [3] Monitoringbericht Bayern - Zum Umbau der Energieversorgung Bayerns. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (STMWI), 2022.
- [4] Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG). In <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayKlimaG>. (Abruf am 2023-05-15); Bayern: Bayerische Staatskanzlei, 2020.
- [5] Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2023-2028 - Freiheit und Stabilität - Für ein modernes, weltoffenes und heimatverbundenes Bayern (BayKoaV). Ausgefertigt am 2023-10-26; München: CSU, Freie Wähler, 2023.
- [6] Bayerischer Landtag beschließt Lockerung von 10H. In <https://www.bayern.de/bayerischer-landtag-beschliet-lockerung-von-10h/>. (Abruf am 2024-1-15); München: Bayerische Staatsregierung, 2023.
- [7] Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land (sog. Wind-an-Land-Gesetz). In <https://www.bmwsb.bund.de/Shared-Docs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/ExterneLinks/wind-an-land-gesetz.html>. (Abruf am 2023-05-15); Berlin: Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB), 2022.
- [8] Pressemitteilungen: Bericht aus der Kabinettsitzung vom 17. Mai 2022. Bayern: Bayerische Staatskanzlei, 2022.
- [9] Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen- 20. Legislaturperiode - Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Berlin: Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen, 2021.
- [10] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>. (Abruf am 2022-03-15); Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [11] Das Bayerisches Klimaschutzprogramm. Bayern: Bayerische Staatsregierung, 2022.
- [12] Andrae, Kathrin: Unternehmen fürchten Stagflation - DIHK-Kunjunkturumfrage Jahresbeginn 2023. Berlin: Deutsche Industrie- und Handelskammer, 2023.
- [13] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen - 1. Januar 2022 - FZ 13. Flensburg: Kraftfahrtbundesamt, 2022.
- [14] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen 1. Januar 2022; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2022.
- [15] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. (Abruf am 2023-2-20); Bonn: Bundesnetzagentur, 2023.
- [16] Zahlen & Daten. In <https://www.waerme-pumpe.de/presse/zahlen-daten/>. (Abruf am 2023-07-13); Berlin: Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2023.
- [17] Guminski, Andrej et al.: eXtremOS Summary Report - Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021.
- [18] Eröffnungsbilanz Klimaschutz. Berlin: BMWK, 2022.
- [19] Fiedler, Claudia et al.: Modelling transformation pathways for EU27+3 final energy demand using temporally and spatially resolved sector models. In: Conference Proceedings Current and Future Challenges to Energy Security; 5th AIEE Energy Symposium, virtual conference, December 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2020.
- [20] Guminski, Andrej: CO2 Abatement in the European Industry Sector - Evaluation of



- Scenario-Based Transformation Pathways and Technical Abatement Measures. Dissertation. Published by the Technical University Munich (TUM) - TUM School of Engineering and Design: Munich, Germany, 2021.
- [21] EnergiebilanzAB ("aviation bunkers" gemäß internationaler Methodik/UGRdL). In <https://www.stmwi.bayern.de/energie/energiedaten/energiebilanz-2019/>. (Abruf am 2023-11-22); München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2022.
- [22] Jetter, Fabian: Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung. München: FfE, 2022.
- [23] Industrial Reporting under the Industrial Emissions Directive 2010/75/EU and European Pollutant Release and Transfer Register Regulation (EC) No 166/2006; Copenhagen: European Environment Agency (EEA), 2022.
- [24] Marktstammdatenregister - Öffentliche Marktakteursübersicht: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>; Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- [25] Schneider, Clemens et al.: klimaneutrale Industrie - Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Berlin: AGORA Energiewende, 2020.
- [26] Brunke, Jean-Christian: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland - Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven. Dissertation. Herausgegeben durch die Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, geprüft von Voß, Alfred und Sauer, Alexander: Stuttgart, 2017.
- [27] Hübner, Tobias; Serafin von Roon: Modellierung kosteneffizienter Transformationspfade der deutschen Industrie. In: Energieinnovation 2020 - 16. Symposium Energieinnovation 16(20). München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2020.
- [28] Laufendes, Projekt: Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor (2018 - 2021). München: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [29] Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe - Stromerzeugung, Strombezug, Stromabgabe, Stromverbrauch: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (Tabelle: 43531-0002); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022.
- [30] Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen der WZ 2008; Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit, 2021.
- [31] Jahrerhebung über die Energieverwendung der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe - Energieverbrauch, Jahressumme - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte (Tabelle: 43531-01-02-4); Düsseldorf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2022.
- [32] Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-144-19
- [33] Guminski, Andrej: Bayernplan Energie 2040 - Wege zur Treibhausgasneutralität - Zusammenfassung. München: FfE, 2023.
- [34] Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.
- [35] Guidehouse, IER, FfE & BBG & Partner: Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor (2018 - 2021) - Unveröffentlichter Projektbericht. 2021.
- [36] Leisin, Matthias: Glas 2045 - Dekarbonisierung der Glasindustrie. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2022.
- [37] Pleier A., Kracht H., Guminski A.: Analyse CO2-Infrastrukturbedarf in Bayern - Eine vbw Studie, erstellt von der FfE - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. München: FfE GmbH, 2023.
- [38] Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien - Eine CO2 - Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2020.
- [39] Energiebilanz 2019 „klassisch“ (Methodik der Länder). In <https://www.stmwi.bayern.de/energie/energiedaten/energiebilanz-2019/>. (Abruf am 2022-8-22); München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2022.
- [40] Energy balance guide - Methodology guide for the construction of energy

- balances & Operational guide for the energy balance builder tool. Brüssel: Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat), 2019.
- [41] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter - 1. Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [42] Eurostat: Stock of vehicles by category and NUTS 2 regions; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [43] Eurostat: Railway transport - national and international railway goods transport by loading/unloading NUTS 2 region; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [44] OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap - Deutschland. Daten mit OpenDatabase-Lizenz veröffentlicht unter: <http://www.openstreetmap.org>. (Abruf am 2022-1-24); Cambridge: OpenStreetMap Foundation, 2022.
- [45] Eurostat: Air transport of passengers by NUTS 2 regions; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [46] Eurostat: Air transport of freight by NUTS 2 regions; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [47] Eurostat: Goods loaded and unloaded in ports for inland waterways transport; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [48] REGULATION (EU) 2023/851 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 19 April 2023 amending Regulation (EU) 2019/631 as regards strengthening the CO2 emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles in line with the Union's increased climate ambition (REGULATION (EU) 2023/851). Ausgefertigt am 2023-04-19, Version vom 2023-02-14; Brüssel: Europäische Union, 2023.
- [49] Fahrzeugzulassungen (FZ) - Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2022.
- [50] EU-Klimaschutzpaket: Fit For 55. In <https://www.bundesregierung.de/bregde/themen/europa/fit-for-55-eu-1942402>. (Abruf am 2023-03-30); Berlin: Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2022.
- [51] Market development of climate-friendly technologies in heavy-duty road freight transport in Germany and Europe - Evaluation of the 2022 Cleanroom Talks with truck manufacturers. Berlin: NOW GmbH, 2023.
- [52] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 "Klimaschutz im Verkehr": AG1-Bericht - Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2021.
- [53] Güterverkehr - Beförderungsmenge und Beförderungsleistung nach Verkehrsträgern: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Gueterverkehr/Tabellen/gueterbefoerderung-lr.html>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2023.
- [54] BUND-Kurzinfo Kurzstreckenflüge auf die Schiene verlagern - Eine Strategie für Klimaschutz durch weniger Flugverkehr. Berlin: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND), 2019.
- [55] Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Verkehr und Umwelt; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2020.
- [56] Deutsche Bahn - Integrierter Bericht 2022. Berlin: Deutsche Bahn AG, 2022.
- [57] Pichlmaier, Simon: Ecological Assessment of Scenarios for the Energy Supply of the German Transport Sector. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM); München, 2022.
- [58] Schmerbeck, Moritz: Pkw-Markt: VDA passt Prognosen an - Anpassung der Prognosen für den deutschen sowie den europäischen Pkw-Markt - Märkte noch immer deutlich unter Vorkrisenniveau. In [https://www.vda.de/de/presse/Pressemeldungen/2023/230502\\_PM\\_Pkw-Markt--VDA-passt-Prognosen-an](https://www.vda.de/de/presse/Pressemeldungen/2023/230502_PM_Pkw-Markt--VDA-passt-Prognosen-an). (Abruf am 2023-10-27); Berlin: VDA (Verband der Automobilindustrie), 2023.
- [59] Verkehr in Zahlen 2020/2021 - 49. Jahrgang; Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2020.
- [60] Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [61] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen - 1. Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.
- [62] Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen - 1. Januar 2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2020.

- [63] Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr - Mittelfristprognose Winter 2020/21. München/Köln: INT-RAPLAN Consult GmbH, 2021.
- [64] Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change (TRACCS); Thessaloniki: EMISIA SA, 2013.
- [65] Verkehr in Kilometern (VK) Zeitreihe Jahre 2014-2020; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2021.
- [66] Eurostat Energiebilanzen - Daten 2019 (Ausgabe 2021): [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_bal\\_c/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table?lang=en); Luxemburg: Eurostat, Statistisches Amt der Europäischen Kommission, 2021.
- [67] Eurocontrol Aviation Outlook 2050 - Main Report. Brüssel: Eurocontrol, 2022.
- [68] Reference Scenario 2020 (REF2020) - Summary report: Energy, transport and GHG emissions; Brüssel: European Commission, 2021.
- [69] Dossow, Patrick et al.: Application-oriented energy and emission balances for Europe. München: FfE, 2021.
- [70] AGEB AG Energiebilanzen e.V. - Definitionen/Methodik. In <https://ag-energiebilanzen.de/faq/definitionen-methodik/>. (Abruf am 2023-03-28); Berlin: AGEB AG Energiebilanzen e.V., 2023.
- [71] Bevölkerung am 1. Januar nach Altersgruppen, Geschlecht und NUTS 3 Regionen - 2014-2021; Luxemburg: European Commission - Eurostat, 2022.
- [72] Main scenario - Population on 1st January by age, sex and NUTS 3 regions [proj\_13rps3]; Luxemburg: European Commission (EC), 2016.
- [73] Eurostat: Population on 1st January by age, sex and type of projection [proj\_19np]; Luxemburg: European Commission (EC), 2020.
- [74] Pelling, Christoph et al.: Generating energy carrier specific space heating and hot water load profiles at NUTS-3-level in Europe. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [75] Schmid, Tobias: Wärmenetze - Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland. München: FfE, 2022.
- [76] Muñoz Sabater, J.: ERA5-Land hourly data from 1981 to present: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-land> (Abruf 16.06.2021), Copernicus Climate Change Service, Climate Data Store, 2021. DOI: 10.24381/cds.e2161bac
- [77] Eurostat: Average household size - EU-SILC survey [ilc\_lvph01]; Luxemburg: European Commission (EC), 2022.
- [78] Eurostat: Average size of dwelling by household type and degree of urbanisation [ilc\_hcmh02]; Luxemburg: European Commission (EC), 2019.
- [79] GHS population grid, derived from GPW4, multitemporal (1975, 1990, 2000, 2015): [http://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-ghsl-ghs\\_pop\\_gpw4\\_globe\\_r2015a](http://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-ghsl-ghs_pop_gpw4_globe_r2015a); Brüssel, Columbia: Joint Research Centre (JRC) European Commission, Center for International Earth Science Information Network - CIESIN Columbia University, 2015.
- [80] Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut: Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Langfassung). Berlin: Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.
- [81] Edwards, R et al.: Definition of input data to assess GHG default emissions from biofuels in EU legislation - Version 1c - Science for Policy Report. Luxembourg: Joint Research Centre (JRC), 2017.
- [82] Eurostat: Beschäftigungsdaten im Technologiebereich und in Sektoren mit umfassenden Kenntnissen nach NUTS-2-Regionen und Geschlecht (von 2008, NACE Rev. 2). In: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=htec\\_emp\\_reg2&lang=de](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=htec_emp_reg2&lang=de). (Abruf am 2020-05-20); Luxemburg: Eurostat, 2020.
- [83] Eurostat: Beschäftigung nach Vollzeit-/Teilzeittätigkeit, Geschlecht und NUTS-2-Regionen (1 000) - lfst\_r\_lfe2eftpt. In: [https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=lfst\\_r\\_lfe2eftpt&lang=de](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=lfst_r_lfe2eftpt&lang=de). (Abruf am 2020-05-20); Luxemburg: Eurostat, 2020.
- [84] Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Jahr, Kanton, Wirtschaftsabteilung, Grössenklasse und Variable: [https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-0602010000\\_101/px-x-0602010000\\_101/px-x-0602010000\\_101.px](https://www.pxweb.bfs.admin.ch/pxweb/de/px-x-0602010000_101/px-x-0602010000_101/px-x-0602010000_101.px); Neuenburg, Schweiz: Bundesamt für Statistik (BFS), 2017 (überarbeitet: 2017).
- [85] Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth,

- Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2022.
- [86] Ruhnau, Oliver et al.: time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. Aachen: RWTH Aachen University, 2019.
- [87] Greif, Simon; Freiberger, Leona; Corradini, Roger; Trentmann, Lennart; Schenk, Werner: Wärmepumpen in Bestandsgebäuden - Möglichkeiten und Herausforderungen im Eigenheim. Ludwigsburg: Wüstenrot Stiftung, 2022. ISBN: 978-3-96075-027-7.
- [88] Hagen, Jonas: Wärmepumpen im Gebäudesektor - Eine Technologie für eine fossilfreie Wärmeversorgung. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2023.
- [89] Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., 2023.
- [90] Bayerische Wasserstoffstrategie. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2020.
- [91] Der Gasnetzgebietstransformationsplan - Ergebnisbericht 2023. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2023.
- [92] 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024 - Konzeption zur Umsetzung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz; Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, 2022.
- [93] Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (GEG). Ausgefertigt am 2020-08-08; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat, 2020.
- [94] Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG) (GEG). Ausgefertigt am 2020-08-08, Version vom 2023-10-16; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023.
- [95] Conrad, Jochen: Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Verminderung im Sektor private Haushalte. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, geprüft von Wagner, Ulrich und Auer, Thomas: München, 2020.
- [96] Kleinertz, Britta et al.: Klimaneutrale Wärme München 2035 - Ermittlung der Möglichkeiten zur Umsetzung von Lösungspfaden für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München. München & Freiburg: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH & Öko-Institut e.V., 2021.
- [97] DVGW e.V.: DVGW-Zertifizierungsprogramm ZP 3100 Ergänzungsprüfungen für Heizkessel für gasförmige Brennstoffe für einen Wasserstoffgehalt von bis zu 20 Vol.-%. 2020. Karlsruhe: DVGW, 2020
- [98] Regionalmodell COSMO-EU. In [https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num\\_modellierung/01\\_num\\_vorhersagemodelle/regionalmodell\\_cosmo\\_eu.html](https://www.dwd.de/DE/forschung/wettervorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersagemodelle/regionalmodell_cosmo_eu.html). (Abruf am 2022-7-21); Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2022.
- [99] Kleinertz, Britta et al.: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung bestehender Trinkwassersysteme - Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- [100] Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen - 31. Dezember 2020. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [101] Forschungsbericht 526/3 - Aktualisierte BMAS-Prognose "Digitalisierte Arbeitswelt". Berlin: Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS), 2021.
- [102] Hörner, Michael: Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude - Teilbericht Strukturdaten: Stand und Dynamik der energetischen Modernisierung von Gebäudehülle und haustechnischen Anlagen im Bestand der Nichtwohngebäude. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2022.
- [103] Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung - Gemäß Artikel 2a der Richtlinie 2018/844/EU des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Energy performance of buildings directive, EPBD 2018). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- [104] Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2020 - Daten für die Jahre

- von 1990 bis 2020; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021.
- [105] Kemmler, Andreas et al.: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Gesamtdokumentation der Szenarien. Basel: Prognos AG, 2021.
- [106] Gierkink, Max et al.: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021.
- [107] Kigle, Stephan et al.: Greenhouse Gas Abatement in EUROPE—A Scenario-Based, Bottom-Up Analysis Showing the Effect of Deep Emission Mitigation on the European Energy System. In: *Energies* 2022, 15, 1334. Basel: MDPI, 2022.  
<https://doi.org/10.3390/en15041334>.
- [108] Kern, Timo et al.: Modeling and Evaluating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles in the Future European Energy System. In: *Energy Reports ICACER 2022 conference proceedings*. Amsterdam: FfE München, 2022.
- [109] Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [110] Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E. Bonn: BNetzA, 2023.
- [111] Pichlmaier, Simon et al.: Integration of Renewable Energies through the Production of Hydrogen under Investigation of Disruptive Developments in Investment Costs: A Techno-economic Evaluation. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbh, 2020.
- [112] ICE: Marktdaten ICE NatGas Futures. 2023.
- [113] Spectron: Spectron OTC API#2. 2023.
- [114] ICE: ICE Brent Crude Futures. 2023.
- [115] EEX: Marktdaten EEX 4. Period European Carbon Futures. 2023.
- [116] Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- [117] Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: *BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2*. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- [118] Schmid, Tobias; Jetter, Fabian; Gallet, Marc: Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien - Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 in: [https://www.ffe.de/download/article/616/20160518\\_Begleitdokument\\_regionalisierung\\_erneuerbarer\\_energien.pdf](https://www.ffe.de/download/article/616/20160518_Begleitdokument_regionalisierung_erneuerbarer_energien.pdf). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016
- [119] Büchs, Sebastian: Steuerung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in Unterfranken - Planungshilfe für Städte, Gemeinden und Projektträger. Würzburg: Regierung von Unterfranken, 2021.
- [120] Leitfaden Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V., 2023.
- [121] Schroedter - Homscheidt, Marion et al.: User's Guide to the CAMS Radiation Service - Status December 2016. Shinfield Park: ECMWF, 2016.
- [122] Schulz, Jan-Peter; Schättler, Ulrich: Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2011
- [123] Ebner, Michael et al.: Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe. In: *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Piscataway: IEEE, 2019.
- [124] Pape, Carsten: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Kassel: Fraunhofer IEE, 2023. DOI: 10.24406/publica-1093.
- [125] Schmid, Tobias et al.: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2021.
- [126] Global Wind Atlas 3.0. In <https://globalwindatlas.info/en>. (Abruf am 2022-8); Copenhagen: Technical University of Denmark (DTU), 2019.
- [127] TYNDP 2022 Scenario Report. Brüssel: ENTSO-E, 2022.
- [128] Hecker, Constanze; Zauner, Evamaria; Pellingner, Christoph; Carr, Luis; Hötzl, Stephan: Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa. In: *IEWT 2015*. Wien, 2015
- [129] Lebois, Olivier et al.: TYNDP 2020 - Scenario Report. Brüssel: ENTSO-E, 2020.
- [130] Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand 22.11.2022; Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2022.



- [131] Hamacher, Thomas et al.: Bewertung Masterplan Geothermie. München: Technische Universität München, 2020.
- [132] Veröffentlichung Zu- und Rückbau - BNetzA Kraftwerksliste - Stand 25.11.2022; Bonn: BNetzA, 2022.
- [133] Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Freie Demokratische Partei (FDP): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit - Koalitionsvertrag 2021 - 2025. 2021.
- [134] Hydrogen Projects Database: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>; Paris, France: International Energy Agency (IEA), 2022.
- [135] Kröger, David: Electricity market modeling considering a high penetration of flexible heating systems and electric vehicles. Dortmund: Technische Universität Dortmund. Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie3), 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120406>.
- [136] TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines | Version. April 2022. Brüssel: ENTSO-E, 2022.
- [137] Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: Übertragungsnetzbetreiber, 2021.
- [138] Netzentwicklungsplan 2035, Version 2021 - Bestätigung des NEP 2035. Bonn: Bundesnetzagentur, 2022.
- [139] van Rossum, Rik: European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. Utrecht, NL: Guidehouse, 2022.
- [140] Statistischer Bericht - 15. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung - Bundesländer - 2021 bis 2070: <https://service.destatis.de/laenderpyramiden/>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2022.
- [141] Bevölkerung nach Bundesländern 1990 bis 2021: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/tab-bevoelkerung-nach-bundeslaendern-1990-bis-2021>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [142] Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2023.
- [143] Stromnetzlängen und Anzahl der Transformatoren im Verteilnetz in Bayern 2017. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.
- [144] Sensfuß, Frank et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45 [Netzinfrastuktur]. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2022.
- [145] Wasserstoff-Kernnetz. In <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>. (Abruf am 2023-11-30); Berlin: FNB Gas, 2023.
- [146] Cracker Capacity. In: <https://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/petrochemicals-facts-and-figures/cracker-capacity/>. (Abruf am 2021-12-16); Brussels: Petrochemicals Europe, 2021.
- [147] Eurostat Energiebilanzen - Daten 2019 (Ausgabe 2021): [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_bal\\_c/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table?lang=en); Luxemburg: Eurostat, Statistisches Amt der Europäischen Kommission, 2021.
- [148] ENTSO-E: Transparency Plattform. In <https://transparency.entsoe.eu>. (Abruf am 2023-03-27); Brüssel: ENTSO-E, 2023.
- [149] Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 - Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal: Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, 2023.
- [150] Trendtabellen THG nach Sektoren; Dessau-Roßlau: Umwelt Bundesamt, 2022.
- [151] Wie heizt Deutschland 2019? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019.
- [152] Turbo für den Waldumbau - Ministerpräsident Dr. Markus Söder und Forstministerin Michaela Kaniber ziehen Klimawald-Zwischenbilanz. In <https://www.stmelf.bayern.de/service/presse/pm/2023/30-millionen-baeume-programm/index.html>. (Abruf am 2023); München: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, 2023.
- [153] Veröffentlichung Zu- und Rückbau - BNetzA Kraftwerksliste - Stand 19.07.2023; Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2023.
- [154] Bothe, David et al.: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse. Eine Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.) Berlin: FNB Gas e. V., 2017.



- [155] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG): NUTS-Gebiete 1:5 000 000, Stand 31.12. (NUTS5000 31.12.). 2022.
- [156] Sensfuß, Frank et al.: Langfristszenarien Website. In <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>. (Abruf am 2023-11-30); Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2022.
- [157] Sensfuß, Frank et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien T45 [Webinar Energieangebot]. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2022.
- [158] Bühler, Fabian et al.: Evaluation of energy saving potentials, costs and uncertainties in the chemical industry in Germany. In: Applied Energy Volume 228. Philadelphia, USA: Elsevier, 2018.
- [159] Investitionen des Verarbeitenden Gewerbes in Bayern 2021 - (sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden): [https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/veroeffentlichungen/statistische\\_berichte/e1600c\\_202100.pdf](https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/veroeffentlichungen/statistische_berichte/e1600c_202100.pdf); Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik, Bayerisches Landesamt für Statistik, 2023.
- [160] Fattler, Steffen, Conrad, Jochen, Regett, Anika et al.: Dynamis Datenanhang - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-146-19
- [161] Lübbers, Sebastian: Technische CO<sub>2</sub>-Senken - Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO<sub>2</sub>-Negativemissionstechnologien - Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Berlin: Prognos AG, 2021.
- [162] Monitoringbericht 2022 - Stand 1. Februar 2023. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2023.
- [163] Martkdaten der EEX AG. In <https://www.eex.com/en/market-data/environmentals/futures>. (Abruf am 2023-5-15); Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2023.
- [164] Dossow, Patrick et al.: FfE Discussion Paper: Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland. München: FfE, 2021.
- [165] Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_PC\\_205\\_\\_custom\\_3925284/default/table?lang=de](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205__custom_3925284/default/table?lang=de); Luxemburg: eurostat, 2023.
- [166] Hirschl, Bernd: Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2010.
- [167] Hirschl, Bernd et al.: Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg. Berlin: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung, 2011.
- [168] Jenniches, Simon: Assessing the regional economic impacts of renewable energy sources – A literature review. In <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118303447>. (Abruf am 2024-2-5); Utrecht: Copernicus Institute of Sustainable Development, Utrecht University, 2018.
- [169] Bruttowertschöpfung. In: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Glossar/bruttowertschoepfung.html>. (Abruf am 2020-06-16); Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2020.
- [170] Nettoeinkommen und verfügbares Nettoeinkommen privater Haushalte im Monat nach Bundesländern: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/5758/umfrage/verfuegbares-nettoeinkommen-nach-bundeslaendern/>; Wiesbaden: DESTATIS, 2009.
- [171] Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: <https://www.statistikportal.de/de/industrie/verarbeiten-von-steynen-und-erden-unternehmen>; Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023.
- [172] Hebesätze deutscher Städte und Gemeinden 2022: <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/steuer-und-finanzpolitik/hebesaetze-56878#:~:text=Die%20Gewerbesteuer%2DHebes%3%A4tze%20lagen%202022,mehr%20als%20in%20den%20Vorjahren.>; Berlin: Deutsche Industrie- und Handelskammer, 2022.
- [173] Harmsen, Susanne: Deutlicher Anstieg der Beschäftigung im Jahr 2022 mit Fokus auf Erneuerbare Energien. In <https://www.bayern-innovativ.de/de/seite/400-000-beschaeftigte-in-erneuerbaren-energien>. (Abruf am 2024-2-5); Nürnberg: bayern innovativ, 2024.

- [174] Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen. In <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#undefined>. (Abruf am 2023-07-20); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2023.
- [175] Matthey, Astrid et al.: Methodenkonventionen 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [176] Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern. In: <https://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/bioenergie-potenzialatlas.html>. (Abruf am 2020-09-16); Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) e.V., 2013.
- [177] Zwischenspeicherung von Energie in bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen zur Optimierung des Ladevorgangs am Intraday-Markt. München: Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“, 2022.
- [178] Fußball-Regeln 2023/2024 (Fußball-Regeln 2023/2024). Ausgefertigt am 2023-09; Frankfurt a. M.: Deutscher Fußball-Bund, 2023.
- [179] Bayerischer Agrarbericht 2022. In <https://www.agrarbericht.bayern.de/landwirtschaft/wertschoepfung.html>. (Abruf am 2022-09-12); Bayern: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, 2021.
- [180] Greif, Simon et al.: Wärmepumpen-Ampel - Räumlich hochaufgelöstes Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in Deutschland zur Erreichung der Klimaziele. In <https://www.ffe.de/projekte/waermepumpen-ampel/>. (Abruf am 2022-10-27); München: FfE eV, 2022.
- [181] Fahrzeugzulassungen (FZ 27) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen; Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), 2023.
- [182] PEM-Elektrolyseur ME450 - Datenblatt. Augsburg: H-TEC SYSTEMS, 2023.
- [183] Nebenanlagen. In [https://plus.netzausbau.de/N2000/DE/Technik/Nebenanlagen/nebenanlagen-node.html#:~:text=Ein%20durchschnittliches%20Umspannwerk%20mit%20einer,zu%20400%20m%20\\*%20600%20m%20](https://plus.netzausbau.de/N2000/DE/Technik/Nebenanlagen/nebenanlagen-node.html#:~:text=Ein%20durchschnittliches%20Umspannwerk%20mit%20einer,zu%20400%20m%20*%20600%20m%20). (Abruf am 2023-11-28); Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2020.
- [184] Reinhart, Peter: Viel mehr Kapazität mit ETCS (&Co.) - aber wie? Aktuelle Erkenntnisse aus dem Digitalen Knoten Stuttgart. In: Scientific Railway Signalling Symposium 2023; Darmstadt: Prof. Dr.-Ing. Andreas Oetting, Prof. Dr.-Ing. Birgit Milius, 2023.
- [185] Arndt, Wulf-Holger: Investitionsbedarfe für ein nachhaltiges Verkehrssystem - Schwerpunkte kommunale Netze. Berlin: Deutsches Institut für Urbanistik gGmbH (Difu), 2023.
- [186] Göckeler, Katharina: StartES - Szenarien für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs. Freiburg: Öko-Instut e.V., 2023.
- [187] Foyer, Aaron: Critical Minerals: The Cheat Sheet. In <https://energyminute.ca/infographics/critical-minerals-the-cheat-sheet/>. (Abruf am 2023-11-29); Calgary, Kanada: Energy Minute, 2023.
- [188] Al Barazi, Siyamend: DERA-Rohstoffliste 2023. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2023.
- [189] Vetter, Sebastian: Lieferketten und Abbaubedingungen im artisanalen Kupfer-Kobalt-Sektor der Demokratischen Republik Kongo. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2021.
- [190] Dorner, Ulrike: DERA Rohstoffinformationen 45 - Rohstoffrisikobewertung - Kupfer. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2020.
- [191] Damm, Sophie: DERA Rohstoffinformationen 51 - Rohstoffrisikobewertung - Graphit. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2021.
- [192] Bastian, Dennis: Edelmetalle – Nornickel meldet geringere Produktion, Rekord-Iridiumpreis. In: Rohstoff-Trends Q2/2021. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2021.
- [193] Szurlies, Michael: DERA Rohstoffinformation 48 - Rohstoffrisikobewertung - Nickel. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2021.
- [194] Mangan - Rohstoffwirtschaftlicher Steckbrief. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2021.
- [195] Fachkräftemangel - Zusatzbefragung im Rahmen des ManpowerGroup Arbeitsmarktbarometers für Q2 /23. Frankfurt a. M.: ManpowerGroup Deutschland GmbH & Co. KG, 2023.
- [196] Aktuelle Situation auf dem Ausbildungsmarkt. In <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Bildung/Ausbildung/Situation-auf-dem-Ausbildungsmarkt-Stand-der->

- Nachvermittlung-Januar-2018.jsp. (Abruf am 2023-11-28); München: vbw - Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., 2023.
- [197]** Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Berlin: Prognos AG, 2021.
- [198]** Boston Consulting Group: Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Berlin: Bundesverband der Deutschen Industrie, 2021.
- [199]** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), 2021.
- [200]** Ariadne-Report - Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam: Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021.
- [201]** Überblickspapier Osterpaket. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.
- [202]** Wasserstoff - dena-FACTSHEET. Berlin: DENA - Deutsche Energie Agentur, 2022.
- [203]** European Hydrogen Backbone: European Hydrogen Backbone. In <https://www.ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>. (Abruf am 2023-08-15); Utrecht, NL: European Hydrogen Backbone, 2023.
- [204]** Bedarfsermittlung 2021-2035 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [205]** Strompreispaket für produzierende Unternehmen – Bundesregierung entlastet stromintensive Unternehmen. In <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-fuer-produzierende-unternehmen-bundesregierung-entlastet-stromintensive-unternehmen-2235602>. (Abruf am 2023); Berlin: Bundesregierung, 2023.
- [206]** Länderspezifischen Emissionsinventare für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF), Bayern; Braunschweig: Thünen-Institut für Agrarklimaschutz, Arbeitsgruppe Emissionsinventare (emissionsinventare@thuenen.de), 2023.
- [207]** Umspannwerk kann im allgemeinen Wohngebiet zulässig sein. In <https://www.hausundgrundverband.de/aktuelles/einzelansicht/umspannwerk-kann-im-allgemeinen-wohngebiet-zulaessig-sein-3151/>. (Abruf am 2023-11-

28); Düsseldorf: Haus & Grund Rheinland-westfalen, 2016.

# 14 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Treibhausgasemissionen in Bayern [2].....	13
Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren in Bayern [2].....	14
Abbildung 1-3: Energieträgermix der Bruttostromerzeugung in Bayern [2].....	14
Abbildung 1-4: Installierte PV- und Windleistung im Ländervergleich .....	15
Abbildung 1-5: Installierte Leistung und Volllaststunden, eigene Darstellung nach [3].....	15
Abbildung 1-6: Entwicklung der verkauften Heizungsanlagen in Deutschland aufgeteilt nach Energieträger [16].....	18
Abbildung 1-7: Entwicklung der installierten Wind-Onshore-, PV-Freiflächen- und PV-Gebäudeflächenleistung ab 2015 bis 2022 in Deutschland und Bayern aus dem Marktstammdatenregister [15].....	18
Abbildung 2-1: Schematische Darstellung des Szenarioprozesses in der Studie „Bayern klimaneutral“ .....	21
Abbildung 2-2: Überblick der Bayernpfade zur Erreichung der Klimaneutralität in Bayern 2040 .....	22
Abbildung 3-1: Modellkette des Energiesystemmodells in dieser Studie.....	26
Abbildung 3-2: Modularer Aufbau der Sektormodelle inkl. beispielhafter Datensätze [17].....	27
Abbildung 3-3: Abdeckung der Energiebilanz durch das Industriemodell Smlnd. Eigene Darstellung aus [2] in Anlehnung an [20] mit Daten aus [21] und diversen prozessspezifischen Publikationen, die in [20] zusammengefasst sind. Unter Querschnittstechnologien werden hier alle industriellen Anwendungsarten mit Ausnahme der Prozesswärme zusammengefasst (d.h. Raumwärme- und Warmwasser, Beleuchtung, Kälte, mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Lüftung).....	28
Abbildung 3-4: Methodik zur Regionalisierung des industriellen Stromverbrauchs [22] .....	29
Abbildung 3-5: Landkreise und Regierungsbezirke in Bayern.....	30
Abbildung 3-6: Industrieller EEV in Bayern im Jahr 2019 und Standorte der energieintensiven Industrie.....	32
Abbildung 3-7: Angenommene Entwicklung der Bruttowertschöpfung und Produktionsmengen in Deutschland basierend auf [34]. Die Werte wurden bayernspezifisch in Stakeholder Workshops des Projekts [2] erweitert. Zusätzlich erfolgten Aktualisierungen anhand .....	33
Abbildung 3-8: Ablauf der Modellierung der Transformationspfade im Verkehrssektor [2].....	35
Abbildung 3-9: Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts [34].....	39
Abbildung 3-10: Entwicklung der Verkehrsleistung nach Verkehrsträger.....	39
Abbildung 3-11: Modellablauf der Transformationspfade im Sektor Gebäude [2].....	42
Abbildung 3-12: Vereinfachte Darstellung der Regionalisierung von Wärmeanwendungen, angelehnt an [2] .....	43
Abbildung 3-13: Stündlicher COP und Strombedarf von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme in privaten Haushalten in München für das Jahr 2019 (Wetterjahr 2012).....	46
Abbildung 3-14: Parametrierung der Transformation von (a) Öl- und (b) Gasheizungen in Bestandsgebäuden.....	47
Abbildung 3-15: Entwicklung der Erwerbspersonen und der Nettogrundflächen der Nichtwohngebäude [2] .....	49
Abbildung 3-16: Systemgrenzen des Energiesystemmodells ISAaR und dessen Energieträgerschienen. Die graue Fläche repräsentiert den Umfang des Modells. Die horizontalen Linien repräsentieren die verschiedenen Energieträgerschienen. Deren Wechselwirkungen miteinander sind durch vertikale Verbindungen dargestellt. Außerhalb der Modellgrenzen liegen die	

Endenergiesektormodelle sowie die Modelle der Erneuerbaren Energien, die jeweils Inputdaten für die ISAaR bereitstellen. ....	50
Abbildung 3-17: Parametrierung der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung (Realpreise 2019) .....	51
Abbildung 3-18: Überblick über das Modell zu den Erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windenergie.....	52
Abbildung 3-19: Schleswig-Flensburg, links: alte Weißflächenanalyse; rechts: aktualisierte Weißflächenanalyse (Für die Modellierung des deutschen Energiesystems) .....	55
Abbildung 3-20: Links: Leistungspotenzial berechnet durch das FfE-Tool WiSTI ohne Ausschluss von Standorten mit sehr geringen Windgeschwindigkeiten; rechts: Reduziertes Potenzial, das an ISAaR übergeben wird.....	56
Abbildung 3-21: Windenergiepotenzial nach Zubaustufen .....	57
Abbildung 3-22: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse .....	62
Abbildung 3-23: Schematische Darstellung der Ermittlung von Netzausbaubedarfen und Netzkosten im Stromübertragungsnetz.....	69
Abbildung 3-24: Beispielhafte Skizzierung von Auswirkungen unterschiedlicher Modellierung von Anschlusszahlreduktionen .....	71
Abbildung 3-25: Beispielrechnung zur Illustration der Wirkung von unterschiedlichen Modellparameteransätzen .....	72
Abbildung 3-26: Darstellung relevanter Eingangsgrößen für die Analyse der Fernleitungsnetzbedarfe in dieser Studie (schematisch am Beispiel der Wasserstoff-Fernleitungsnetze (* mittig aus [144], ** rechts aus [145]).....	74
Abbildung 4-1: Endenergieverbrauch nach (a) Energieträger bzw. (b) Sektor und Stützjahren in Bayern im Mix-Pfad.....	77
Abbildung 4-2: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im Mix-Pfad .....	78
Abbildung 4-3: Gesamtbayerischer Endenergieverbrauch nach Energieträger im Pfadvergleich .....	79
Abbildung 5-1: Status quo des Endenergieverbrauchs und der Emissionen der bayerischen Industrie.....	84
Abbildung 5-2: THG-Emissionen in der bayerischen Industrie im Pfadvergleich .....	86
Abbildung 5-3: Entwicklung der THG-Emissionen im Industriesektor nach Wirtschaftszweigen im Mix-Pfad .....	86
Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch in der Industrie nach Energieträgern im Pfadvergleich... ..	87
Abbildung 5-5: Stoffliche Energieträgernutzung des Industriesektors im Pfadvergleich. * Inkl. fossiler und synthetischer Energieträger   Naphtha und Flüssiggas werden Bottom-up mittels durchschnittlicher Verbräuche berechnet. Es kommt daher bei Naphtha zu einer Abweichung von 0,9 TWh zur Energiebilanz Bayern im Jahr 2019.   ~50% der nicht-energetischen Verbräuche werden in der bayerischen Energiebilanz nicht nach Energieträgern ausgewiesen. ** Für die HVC-Synthese .....	88
Abbildung 5-6: Änderung des Endenergieverbrauchs in Bayern nach Maßnahmenclustern in der Industrie im Mix-Entwicklungspfad (gerundete Werte). *Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die fossilen Energieträger in dieser Grafik zusammengefasst. **Für den Brennstoffwechsel wird zum einfacheren Nachvollziehen zwischen Kohlen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen differenziert.....	89
Abbildung 5-7: Möglicher Stromverbrauch in Bayern für die Produktion von grünem Feedstock und synthetischen Kraftstoffen.....	92
Abbildung 6-1: Emissionen und Endenergieverbrauch des bayerischen Verkehrssektors .....	96
Abbildung 6-2: Scope 1-Emissionen des bayerischen Verkehrssektors nach Stützjahren und Pfaden .....	97
Abbildung 6-3: Scope 1-Emissionen nach Verkehrsträgern im Mix-Pfad .....	97
Abbildung 6-4: Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern je Pfad .....	98
Abbildung 6-5: Endenergieverbrauch nach Verkehrsträger im Mix-Pfad .....	99
Abbildung 6-6: Bestand an PKW und LKW über 12t im Start- und Zieljahr im Pfadvergleich .	100

Abbildung 7-1: Emissionen und Endenergieverbrauch des bayerischen Gebäudesektors.....	104
Abbildung 7-2: Scope 1-Emissionen des bayerischen Gebäudesektors nach Stützjahren und Pfaden .....	105
Abbildung 7-3: THG-Emissionen nach Anwendung im Gebäudesektor im Mix-Pfad.....	105
Abbildung 7-4: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Gebäudesektor.....	106
Abbildung 7-5: Endenergienachfrage der Anwendungen Raumwärme und Warmwasser nach Heiztechnologie und Pfad.....	106
Abbildung 7-6: Endenergieverbrauch nach Anwendung im Mix-Pfad .....	107
Abbildung 8-1: Primärenergiebedarf von Bayern in PJ. Die Grafik zeigt den Bedarf an fossilen Energieträgern wie Stein- und Braunkohle sowie den zunehmenden Einsatz Erneuerbarer Energien sowie Strom- und Wasserstoffimporte. Synthetische Kraftstoffimporte fasst die Energieträger synthetisches Methan und synthetische Kohlenwasserstoffe zusammen. Weitere verwendete Primärenergieträger, u.a. Abfall, Brenntorf und Kokereigas, sind unter Sonstiges zusammengefasst. Nicht enthalten sind die in Abschnitt 5.3 diskutierten möglichen Stromverbräuche von Raffinerien in der Zukunft. Der Primärenergiebedarf des internationalen Flugverkehrs sowie Umgebungswärme ist in allen Jahren separat ausgewiesen. ....	111
Abbildung 8-2: Strombilanz des Mix-Pfads in Bayern in den verschiedenen modellierten Stützjahren zusammen mit der realen Bilanz im Jahr 2019. Negative Werte stellen den Verbrauch dar, wozu auch die Nachfrage aus den Endenergiesektoren sowie Exporten gehören, während positive Werte für die erzeugte Energie stehen, darunter auch Importe. Die Gesamtsumme der Strombilanz ergibt für jedes Stützjahr 0, da die Stromnachfrage zu jeder Stunde vom Modell gedeckt werden muss. Rechts ist die Nachfrage der Endenergiesektoren, die links in dunkelblau dargestellt ist, nach den einzelnen Sektoren aufgeschlüsselt zu sehen.....	112
Abbildung 8-3: Anteile Erneuerbarer Energien, thermischer Kraftwerke und Importe am Bruttostromverbrauch in Bayern, dar- gestellt für die verschiedenen Pfade. In der Mitte der Kreise ist der gesamte Bruttostromverbrauch in TWh zu sehen, der vor allem im Jahr 2040 stark bezüglich der Zielpfade variiert. Durch die Beschränkung des jährlichen Importsaldos auf 0 in den balance-Pfaden tragen Importe bilanziell in diesen nicht zur Deckung der Nachfrage bei..	113
Abbildung 8-4: Monatliche Strombilanz in Bayern im Jahr 2040. Negative Werte zeigen den Stromverbrauch, während positive die erzeugte Strommenge repräsentieren. Die Bilanz von Verbrauch und Erzeugung ergibt in jedem Monat insgesamt 0. Die größten saisonalen Unterschiede zeigen sich in der Nachfrage aus den Endenergiesektoren und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Zusätzlich werden in Monaten mit wenig Erzeugung Importe zur Deckung der Nachfrage herangezogen, während in Monaten mit hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien viel exportiert wird.....	115
Abbildung 8-5: Stündliche Strombilanz für je eine charakteristische Winter- bzw. Sommerwoche. Die Stromerzeugung in der Winterwoche ist deutlich niedriger als im Sommer, was an den hohen Peaks der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien liegt. In der dargestellten Sommerwoche lässt sich gut sehen, dass die dadurch erzeugte Energie zum Großteil direkt exportiert wird. Weiterhin wird in der Juniwoche fast durchgehend Strom zur Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse aufgewendet, während dies im Winter zur zu ausgewählten Stunden mit negativer Residuallast passiert..	116
Abbildung 8-6: Bayerische Energiebilanz für Wasserstoff ab 2030 (links), für Bayern zusammen mit der monatlichen Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse (rechts) im Mix-Pfad. Die Summe der Energiebilanz pro ergibt hierbei für jedes Stützjahr 0. Die hellblauen Balken der jährlichen Wasserstoffherzeugung entsprechen jeweils der Summe aus der monatlichen Darstellung rechts..	117
Abbildung 8-7: Installierte Leistung von Elektrolyseuren und Volllaststunden im Jahr für die verschiedenen Pfade. In den balance Pfaden ist der jährliche Importsaldo auf	



	0 begrenzt, was zu einer höheren installierten Leistung im Vergleich zu den Import-Pfaden führt. Im H <sub>2</sub> balance-Pfad ist die installierte Leistung um ein Vielfaches höher als in den restlichen Pfaden, was wiederum trotz der höchsten Produktionsmenge an Wasserstoff zu einer vergleichsweise niedrigen Anzahl an Volllaststunden führt. ....	118
Abbildung 8-8:	Anteile von Importen und innerbayerischer Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und Dampfreformierung am Wasserstoffbedarf in den verschiedenen Zielpfaden in Bayern. Durch die jährliche Begrenzung des Importsaldos auf 0 in den balance Varianten tragen Importe bilanziell nicht zur Deckung der Wasserstoffnachfrage bei. Im Mix-Pfad wurde der Importsaldo auf maximal 50% der statischen Last aus den Endenergiesektoren und dem Umwandlungssektor begrenzt. Die Gesamtnachfrage ist in der Mitte der Kreise in TWh angegeben. ....	119
Abbildung 8-9:	Fernwärmebilanz in Bayern im Jahr 2040. Auf der Lastseite gibt es auf dieser Energieträgerschiene nur die Nachfrage aus den Endenergiesektoren inklusive Verluste sowie Einspeisung in thermische Speicher. Die Bereitstellung erfolgt zum Großteil durch Power-to-Heat-Anlagen oder thermische Kraftwerk-Anlagen, wozu KWK-Kraftwerke, die mit Wasserstoff und Gas betrieben werden, sowie Restwärme aus Abfallverbrennung und Industrie zählen. Zusätzlich trägt der Einsatz von Erneuerbaren Energien – dazu zählen Geothermie und Biomasse – sowie die Rückspeisung aus thermischen Speichern zur Lastdeckung bei. ....	120
Abbildung 8-10:	Installierte Leistung an Erneuerbaren Energien und die damit in System eingespeiste Strommenge .....	121
Abbildung 8-11:	Im Jahr 2040 durch Erneuerbare Energien erzeugte Strommenge der verschiedenen Pfade. ....	121
Abbildung 8-12:	Historische Ausbauraten und jährlicher Ziel-Zubau in Bayern basierend auf dem Zubau im Mix-Pfad. Die Balken zeigen den jährlichen Zubau von 2000 bis 2023 an. Die schwarze gestrichelte Linie repräsentiert dabei den historischen Mittelwert für diesen Zeitbereich. ....	122
Abbildung 8-13:	Regionale Entwicklung der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft im Mix-Pfad (nach Abregelung).....	123
Abbildung 8-14:	Installierte Kraftwerksleistung, aufgeteilt nach Biomasse-Blockheizkraftwerken (BioBHKW), Gas- und Dampf-Kraftwerken und Gasturbinen sowie H <sub>2</sub> -ready- Gaskraftwerken (links) und Anschlussleistung von Flexibilitäten (rechts). Zu den Flexibilitäten zählen Großbatteriespeicher und Pumpspeicher sowie Demand-Side-Management (DSM) des Industriesektors und bidirektional ladende Fahrzeuge (BDL). ....	125
Abbildung 9-1:	Installierte Leistung je EE-Technologie und Residuallast im Verteilungsnetz je Stützjahr im Mix-Szenario .....	129
Abbildung 9-2:	Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario .....	130
Abbildung 9-3:	Annuitätische Netzkosten nach Netzebenen für die Jahre 2018 und 2040 im Mixszenario.....	131
Abbildung 9-4:	Installierte Leistung je EE-Technologie und Residuallast im Verteilungsnetz je Szenario für das Jahr 2040 .....	132
Abbildung 9-5:	Entwicklung der annuitätischen Netzkosten in den betrachteten Szenariem .	132
Abbildung 9-6:	Relative Entwicklung der annuitätischen Netzkosten nach Netzebenen im Jahr 2040, jeweils bezogen auf das Mix-Szenario.....	133
Abbildung 9-7:	Maximale (n-1)-Netzbelastung im bayerischen Übertragungsnetz in den Betrachtungsjahren 2035 und 2040 vor weiterem Netzausbau gegenüber dem Startnetz 2035 (Mix-Szenario).....	134
Abbildung 9-8:	Netzmengengerüst (Stromkreis- kilometer) des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2040 unter Berücksichtigung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen (Mix-Szenario).....	134

Abbildung 9-9: Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im bayerischen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2040, differenziert nach Startnetzmaßnahmen gemäß BBP und weiterem Netzausbau .....	135
Abbildung 9-10: Annuitätische Netzkosten des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2040 .....	135
Abbildung 9-11: Ermittelte Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im bayerischen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2040, differenziert nach Startnetzmaßnahmen gemäß BBP und weiterem Netzausbau im Szenarienvergleich.....	136
Abbildung 9-12: Annuitätische Netzkosten des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2040 im Szenarienvergleich .....	136
Abbildung 9-13: Entwicklung der zur Wärmeerzeugung eingesetzten Gaskessel im Mix-Szenario differenziert nach eingesetztem Energieträger .....	137
Abbildung 9-14: Entwicklung der Leitungslänge des Gasverteilungsnetzes im Mix-Szenario .....	137
Abbildung 9-15: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario.....	138
Abbildung 9-16: Entwicklung der Leitungslänge des zur Versorgung der auf Wasserstoff umgestellten Gaskessel voraussichtlich benötigten Verteilungsnetzes .....	138
Abbildung 9-17: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten in den betrachteten Szenarien .....	139
Abbildung 9-18: Wasserstoffbilanz und Erdgasbilanz ab 2030 im Mix-Szenario als Indikatoren für die grundsätzlichen Anforderungen an die Gas-Fernleitungsnetze .....	140
Abbildung 9-19 In den Langfristszenarien ermittelter Ausbauzustand der Erdgas-Fernleitungsnetze für das Jahr 2045 in den Szenarien T45-Strom und T45-H2 [144] .....	141
Abbildung 9-20 In den Langfristszenarien ermittelter Ausbauzustand der Wasserstoff-Fernleitungsnetze für das Jahr 2045 in den Szenarien T45-Strom und T45-H2 [144] .....	141
Abbildung 9-21: Wasserstoff-Kernnetz (Entwurf der FNB Gas vom 15.11.2023 [145]) .....	142
Abbildung 9-22: Regionale Ausprägung des Wasserstoff-Kernnetzes [145] im Vergleich zur regionalen Verteilung der Elektrolyse-Leistung und H <sub>2</sub> -Rückverstromung im Mix-Szenario (eigene Darstellung basierend auf [155] unter der Lizenz „Datenlizenz Deutschland – Namensnennung -Version 2.0“) .....	143
Abbildung 9-23: Regionale Ausprägung des Wasserstoff-Kernnetzes [145] im Vergleich zur regionalen Verteilung der Elektrolyse-Leistung und H <sub>2</sub> -Rückverstromung im H <sub>2</sub> balance-Szenario (eigene Darstellung basierend auf [155] unter der Lizenz „Datenlizenz Deutschland – Namensnennung -Version 2.0“) .....	143
Abbildung 9-24: Maximale (n-1)-Netzbelastung im bayerischen Übertragungsnetz im Szenario H <sub>2</sub> balance im Betrachtungsjahr 2040. Links: Netzbelastung entsprechend ursprünglicher Modellierung, rechts: Netzbelastung mit einer zum Wasserstoff-Kernnetz kompatiblen Regionalisierung der Rückverstromungskraftwerke.....	144
Abbildung 10-1: Kumulierte Differenzinvestitionen in der Industrie nach Maßnahmencluster gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz .....	148
Abbildung 10-2: Kumulierte Differenzinvestitionen im Verkehrssektor nach Verkehrsträger gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz.....	150
Abbildung 10-3: Kumulierte Differenzinvestitionen im Gebäudesektor nach Maßnahme gegenüber dem BAU-Pfad als Referenz.....	151
Abbildung 10-4: Kumulierte annuitätische Differenzinvestitionen der verschiedenen Pfade. Als Referenz für die Berechnung der Differenzkosten wird das BAU-Szenario herangezogen.....	153
Abbildung 10-5 Absolute OPEX pro Stützjahr berechnet aus der Energiebeschaffung und den Energieträgerpreisen für die modellierten Stützjahre im Pfadvergleich zusammen mit dem Referenzwert aus 2019.....	153
Abbildung 10-6: Kumulierte Differenzinvestitionen für die Strom-Verteilungsnetze im Pfadvergleich. Für die Differenzen dienen dabei die Investitionskosten des BAU-Pfads als Referenz.....	154

Abbildung 10-7: Kumulierte Differenzinvestitionen für die Strom-Übertragungsnetze im Pfadvergleich. Für die Differenzen dienen dabei die Investitionskosten des BAU-Pfades als Referenz.....	155
Abbildung 10-8: Kumulierte Differenzinvestitionen für die Gas-Verteilnetze im Pfadvergleich. Für die Differenzen dienen dabei die Investitionskosten des BAU-Pfades als Referenz.....	155
Abbildung 10-9: Kumulierte annuitätische Differenzkosten des Gesamtsystems. Die CAPEX und OPEX sind gegenüber den Kosten des BAU-Pfades ausgewiesen.....	156
Abbildung 10-10: OPEX durch Energiebeschaffung je Sektor in Bayern basierend auf der Energiebereitstellung im Mix-Pfad.....	157
Abbildung 10-11: Modellierter Entwicklung des Haushaltsstrompreises in Bayern von 2019 bis 2040. ....	158
Abbildung 10-12: Modellierter Entwicklung des Industriestrompreises für bayerische Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von 70-150 GWh (2019–2040) .....	159
Abbildung 10-13: Erwartete Kosten von Energieträgern basierend auf den Brennstoffkosten und den CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten .....	160
Abbildung 10-14: Kumuliertes Wertschöpfungspotenzial und Beschäftigungseffekte 2024 – 2040 durch Windenergieanlagen, Aufdach- und Freiflächen-PV sowie Erdwärmepumpen in Gebäuden in Bayern im Mix-Szenario (eigene Berechnung in Anlehnung an [166]) .....	161
Abbildung 10-15: THG-Emissionen und notwendige Kompensationen. Oben ist der Verlauf der Emissionsbilanz für die modellierten Stützjahre zusammen mit den statistischen Werten von 1990 und 2019 zu sehen. Links unten ist die notwendige Kompensation durch THG-Senken im Vergleich mit den Senkenpotenzialen vergangener Jahre gezeigt. Unten rechts sind die Prozessemissionen der Industrie dargestellt.....	163
Abbildung 10-16: Visualisierung der gehandelten Mengen an Strom und Wasserstoff im Mix-Szenario. Das Balkendiagramm in der Mitte zeigt den Gesamtverbrauch und die Gesamtzeugung von Strom und Wasserstoff in Bayern. Die Pfeile repräsentieren die Im- und Exporte, die zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten stattfinden. ....	165
Abbildung 10-17: Stromerzeugung, Residuallast und Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern (Elektrolyse, Power-to-Heat) in stündlicher Auflösung. Die Zeitreihen sind nach absteigender Residuallast geordnet dargestellt. Die Residuallast ist als durchgezogene rote Linie zu sehen.....	167
Abbildung 10-18: Die anhand der Ausbauzahlen des Mix-Pfades berechneten notwendigen Transformationsmaßnahmen pro Woche zur Erreichung der bayerischen Klimaziele im Jahr 2040.....	169
Abbildung 10-19: Flächenbedarf der PV-Freiflächenanlagen in den Landkreisen von Bayern bezogen auf die Landkreisfläche. Es ist sehr gut der "Bayerische Sonnengürtel" in den südlichen Landkreisen zu erkennen. Die bezogene Gesamtfläche für Bayern liegt im Mix-Pfad bei 0,83 %.....	170
Abbildung 10-20: Anteil ausgewählter kritischer Rohstoffe der in dieser Studie betrachteten Technologien und der Gesamtbedarf an kritischen Rohstoffen anhand der Ausbauziele im Mix-Pfad pro Jahr.....	175
Abbildung 10-21: Bewertungsmatrix der DERA nach GLR und HHI für alle in dieser Studie beschriebenen Rohstoffe, eigene Darstellung nach [188].....	176
Abbildung 11-1: Endenergieverbrauch nach (a) Energieträger bzw. (b) Sektor und Stützjahr in Bayern bis 2050 im Mix-Pfad.....	179
Abbildung 11-2: Bayerische Strombilanz bis 2050.....	180
Abbildung 11-3: Bayerische Wasserstoffbilanz für das Mix Szenario bis 2050. Links ist die jährliche Energiebilanz für die Stützjahre zu sehen. Auf der rechten Seite ist die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse in monatlicher Auflösung dargestellt. ....	181
Abbildung 11-4: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Mix-Szenario.....	182

Abbildung 11-5: Netzmengengerüst (Stromkreis kilometer) des bayerischen Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bis 2050 (Mix-Szenario).....	182
Abbildung 12-1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger im Vergleich der betrachteten Studien .....	185
Abbildung 12-2: Entwicklung der installierten Erneuerbaren Energien-Leistung in den verglichenen Studien .....	186
Abbildung 12-3: Entwicklung der Nettostromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung im Metastudienvergleich .....	187
Abbildung 12-4: Entwicklung der Treibhausgasemissionen und CCS im Metastudienvergleich .....	188
Abbildung 12-5: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Vergleich ausgewählter Szenarien der beiden Studien „Bayern Energie 2040“ und dieser Studie, aufgeteilt nach Energieträgern .....	189
Abbildung 12-6: Vergleich des Stromverbrauchs der Endenergiesektoren in ausgewählten Szenarien der Bayern- studien.....	190
Abbildung 12-7: Vergleich des H <sub>2</sub> -Verbrauchs der Endenergiesektoren in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien.....	191
Abbildung 12-8: Vergleich des Biomasseverbrauchs der Endenergiesektoren in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien.....	191
Abbildung 12-9: Vergleich der installieren Leistung von PV- und Windkraftanlagen in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien.....	192
Abbildung 12-10: Vergleich der Nettostromerzeugung – eingeteilt in Erneuerbare Energie und Sonstige – in ausgewählten Szenarien der Bayernstudien.....	192
Abbildung 12-11: Vergleich der Wasserstoffbereitstellung und des Imports in ausgewählten Szenarien der Bayern- studien.....	193
Abbildung 16-1: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im BAU-Pfad .....	219
Abbildung 16-2: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im H <sub>2</sub> -Pfad .....	220
Abbildung 16-3: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im EL-Pfad .....	221

# 15 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Verkehrsträger bzw. Fahrzeugklassen nach Energieträgern.....	36
Tabelle 3-2: Anteil der Elektro- und H2-Fahrzeuge an den Neuzulassungen von PKW und Sattelschleppern.....	38
Tabelle 3-3: Datengrundlage der Modellierung des Straßenverkehrs.....	40
Tabelle 3-4: Anwendungen im Gebäudesektor und deren heutige und zukünftige Energieträger .....	41
Tabelle 3-5: Sanierungstiefen ohne und mit Anschluss an das Fernwärme-netz im Mix-, H2- und EL-Pfad .....	47
Tabelle 3-6: Sanierungsraten in Gebäuden mit und ohne Fernwärmeanschluss .....	48
Tabelle 3-7: Entwicklung der spezifischen Wohnfläche je Einwohner .....	48
Tabelle 3-8: Energieeffizienzklassen des Neubaus von Wohn- und Nicht-wohngebäuden.....	49
Tabelle 3-9: Landwirtschaftliche Flächen mit Bewertung hinsichtlich des Raumwiderstands für Freifläche-Photovoltaik.....	53
Tabelle 3-10: Beispiel für die Einteilung verschiedener Kriterien in Kategorien für die Gebietskulisse Windenergie. Flächen innerhalb der Abstände werden der jeweiligen Kategorie zugeordnet.....	54
Tabelle 3-11: Technische Daten der synthetischen Windenergieanlagen .....	57
Tabelle 3-12: Handelskapazitäten für Strom zwischen Bayern und den benachbarten Marktgebieten in GW. Die Handelskapazitäten zwischen „Deutschland ohne Bayern“ und Bayern, sowie Bayern und Österreich sind jeweils in beide Richtungen gleich hoch.....	59
Tabelle 3-13: THG-Minderungsziele in Bayern, Deutschland und Europa .....	60
Tabelle 3-14: Heutiger Netzbestand in Bayern – ungefähre Angaben nach [143] .....	65
Tabelle 3-15: Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Strom-Verteilungsnetz.....	66
Tabelle 3-16: Heutiger Netzbestand in Bayern – ungefähre Angaben.....	71
Tabelle 3-17: Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Gas-Verteilungsnetz.....	72
Tabelle 5-1: Kopplung der Energieträger bei der Transformation des Aufbereitungsaufwands.....	91
Tabelle 8-1: Gehandelte Strommengen in TWh zwischen Bayern und den umliegenden Nachbarländern Deutschland ohne Bayern, Österreich und Tschechien im Mix-Pfad.....	114
Tabelle 8-2 Wasserstoffimporte und -exporte zwischen Bayern und den angrenzenden Marktgebieten in TWh .....	119
Tabelle 9-1: Überblick über die wesentlichen Ausbautreiber des Wasserstoff-Systems für das Jahr 2040 im Szenarienvergleich.....	140
Tabelle 10-1 Zusätzliche Energieträgerimporte nach Bayern in TWh. Die hier aufgeführten Importe an synthetischen Energieträgern stellen den maximal notwendigen Import dar. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Kompensationspotenziale von natürlichen Senken fällt der Bedarf an klimaneutralen Kraftstoffen gegebenenfalls niedriger aus.....	166
Tabelle 12-1: Ausgewählte Szenarien der Metastudien- analyse.....	184
Tabelle A-16-1: Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen .....	213
Tabelle 16-2: Anteile der Antriebsarten an den Neuzulassungen im Pfadvergleich .....	214
Tabelle 16-3: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern (Mix-Szenario).....	216
Tabelle 16-4: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern (EL-Szenario).....	217
Tabelle 16-5: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern (H2-Szenario).....	218





# 16 Anhang

## 16.1 Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen

Tabelle A-16-1: Wirtschaftszweige im Sektor Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen<sup>37</sup>

### Wirtschaftszweige GHD

---

Groß- und Einzelhandel

---

Hotels, Cafés, Restaurants

---

Verkehr und Datenübertragung

---

Finanzen

---

Gesundheit

---

Bildung

---

Öffentliche Ämter

---

Sonstige Dienstleistungen

---

Baugewerbe

---

---

<sup>37</sup> Der Endenergieverbrauch des Baugewerbes wird nach der Methodik der AG Energiebilanzen e.V. dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zugeordnet [70]. Im Rahmen dieser Studie werden seine Emissionen auch diesem Sektor zugewiesen.

## 16.2 Anteile der Antriebsarten an den Neuzulassungen

Tabelle 16-2: Anteile der Antriebsarten an den Neuzulassungen im Pfadvergleich

		2030		2035		2040	
		Strom	H2	Strom	H2	Strom	H2
<b>PKW</b>	Mix	98.5 %	0 %	98.5 %	0.5 %	98.5 %	1 %
	H <sub>2</sub>	97.5 %	1 %	94 %	5 %	89.5 %	10 %
	EL	98.5 %	0 %	99 %	0 %	99.5 %	0 %
	BAU	25 %	0 %	25 %	0 %	25 %	0 %
<b>Kraftrad</b>	Mix						
	H <sub>2</sub>	66.6 %	0 %	100 %	0 %	100 %	0 %
	EL						
	BAU	15 %	0 %	15 %	0 %	15 %	0 %
<b>Bus</b>	Mix	74 %	1 %	95 %	5 %	90 %	10 %
	H <sub>2</sub>	73 %	2 %	90 %	10 %	80 %	20 %
	EL	74.5 %	0.5 %	97.5 %	2.5 %	95 %	5 %
	BAU	13 %	0.3 %	13 %	0.3 %	13 %	0.3 %
<b>Kleine LKW</b>	Mix	67 %	0 %	97.5 %	0.5 %	98 %	1 %
	H <sub>2</sub>	66 %	1 %	93 %	5 %	89 %	10 %
	EL	67 %	0 %	98 %	0 %	99 %	0 %
	BAU	8 %	0 %	8 %	0 %	8 %	0 %
<b>Mittlere LKW</b>	Mix	69 %	5 %	90 %	10 %	88 %	12 %
	H <sub>2</sub>	64 %	10 %	80 %	20 %	76 %	24 %
	EL	72 %	2 %	95 %	5 %	95 %	5 %
	BAU	6 %	0 %	6 %	0 %	6 %	0 %
<b>Große LKW</b>	Mix	61.5 %	12.5 %	72.5 %	27.5 %	60 %	40 %
	H <sub>2</sub>	54 %	20 %	55 %	45 %	20 %	80 %
	EL	64 %	10 %	80 %	20 %	80 %	20 %

	BAU	0.4 %	0 %	0.4 %	0 %	0.4 %	0 %
<b>Sattelschlepper</b>	Mix	59 %	15 %	70 %	30 %	50 %	50 %
	H <sub>2</sub>	54 %	20 %	55 %	45 %	20 %	80 %
	EL	64 %	10 %	80 %	20 %	80 %	20 %
	BAU	0,2 %	0 %	0,2 %	0 %	0,2 %	0 %

## 16.3 Parametrierung der Industriemodellierung

Tabelle 16-3: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern (Mix-Szenario)

	CO <sub>2</sub> -Verminderungsmaßnahme	Referenz Prozess/ Anwendung	Frühester Maßnahmen- beginn	Austauschrate in %/a	Anwendungsfaktor in %
<b>Effizienz</b>	Prozesseffizienz	Prozessanwendungen	2024	0,1 – 14	2 – 99
	QST Effizienz	QST Anwendungen	2024	1 – 100	16 – 99
<b>Energieträgerwechsel (Prozessinnovation)</b>	Elektrolichtbogenofen	Primärstahl	2025	5	90
	MTO/MTA	HVC	2025	4	60
	Elektrocracker	HVC	2030	4	40
	Multi-fuel & H <sub>2</sub> -Brenner	Zement & Kalk	2025 & 2030	7 – 25	100
	Elek. Schmelzwanne	Hohlglas	2030	8	80
	Oxyhybridwanne	Hohlglas	2025	1	20
	Elek. Schmelzwanne	Flachglas	2030	8	80
	Oxyhybridwanne	Flachglas	2025	1	20
	Power-to-heat	Papiermaschine	2025	3	50
	Wasserstoffbrenner	Papiermaschine	2030	3	30
	Biomasseinsatz	Papiermaschine	2025	1,3	20
	GroßWP	RW & PW < 100 °C	2025	6	90
	GroßWP & EHK	PW 100 °C – 500 °C	2025	6	90
<b>QSETW</b>	Multi-fuel-Brenner	RW & PW	2025	7 – 20	100
	H <sub>2</sub> -Brenner	RW & PW	2030	9 – 25	100
<b>CC</b>	CCS Zement / Kalk	Zement / Kalk	2030 / 2025	8	100

QST: Querschnittstechnologie | CC(S): Carbon capture and Storage | ETW: Energieträgerwechsel | HVC: High value chemicals  
RW: Raumwärme | PW: Prozesswärme | WP: Wärmepumpe | MTO/MTA: Methanol-to-Olefines/Aromatics

Tabelle 16-4: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern (EL-Szenario)

	<b>CO<sub>2</sub>-Verminderungs- maßnahme</b>	<b>Referenz Prozess/ Anwendung</b>	<b>Frühester Maßnahmen- beginn</b>	<b>Austauschrate in %/a</b>	<b>Anwendungsfaktor in %</b>
<b>Effizienz</b>	Prozesseffizienz	Prozessanwendungen	2024	0,1 – 14	2 – 99
	QST Effizienz	QST Anwendungen	2024	1 – 100	16 – 99
<b>Energieträgerwechsel (Prozessinnovation)</b>	Elektrolichtbogenofen	Primärstahl	2025	5	90
	MTO/MTA	HVC	2025	2,7	40
	Elektrocracker	HVC	2030	1	60
	Multi-fuel & H <sub>2</sub> -Brenner	Zement & Kalk	2025 & 2030	7 – 25	100
	Elek. Schmelzwanne	Hohlglas	2030	1	90
	Oxyhybridwanne	Hohlglas	2025	0,7	10
	Elek. Schmelzwanne	Flachglas	2030	1	90
	Oxyhybridwanne	Flachglas	2025	0,7	10
	Power-to-heat	Papiermaschine	2025	4	60
	Wasserstoffbrenner	Papiermaschine	2030	1	10
	Biomasseinsatz	Papiermaschine	2025	2	30
	GroßWP	RW & PW < 100 °C	2025	7	100
	<b>QS ETW</b>	GroßWP & EHK	PW 100 °C – 500 °C	2025	7
Multi-fuel-Brenner		RW & PW	2025	7 – 20	100
H <sub>2</sub> -Brenner		RW & PW	2030	9– 25	100
<b>CC</b>	CCS Zement / Kalk	Zement / Kalk	2030 / 2025	8	100

QST: Querschnittstechnologie | CC(S): Carbon capture and Storage | ETW: Energieträgerwechsel | HVC: High value chemicals  
 RW: Raumwärme | PW: Prozesswärme | WP: Wärmepumpe | MTO/MTA: Methanol-to-Olefines/Aromatics

Tabelle 16-5: Szenarioabhängige Eingangsparameter für die Industriemodellierung in Bayern (H2-Szenario)

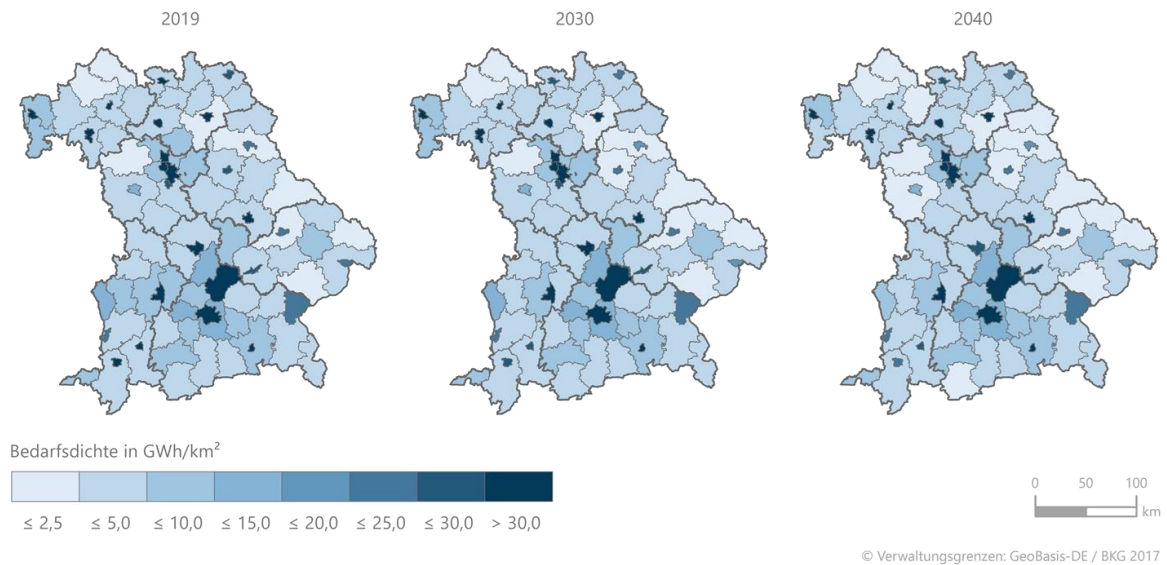
	<b>CO<sub>2</sub>-Verminderungs- maßnahme</b>	<b>Referenz Prozess/ Anwendung</b>	<b>Frühester Maßnahmen- beginn</b>	<b>Austauschrate in %/a</b>	<b>Anwendungsfaktor in %</b>
<b>Effizienz</b>	Prozesseffizienz	Prozessanwendungen	2024	01 – 14	2 – 99
	QST Effizienz	QST Anwendungen	2024	1 – 100	16 – 99
<b>Energieträgerwechsel (Prozessinnovation)</b>	Elektrolichtbogenofen	Primärstahl	2025	5	90
	MTO/MTA	HVC	2025	7	100
	Elektrocracker	HVC	2030	4	40
	Multi-fuel & H <sub>2</sub> -Brenner	Zement & Kalk	2025 & 2030	7 – 25	100
	Elek. Schmelzwanne	Hohlglas	2030	3	30
	Oxyhybridwanne	Hohlglas	2025	5	70
	Elek. Schmelzwanne	Flachglas	2030	1	10
	Oxyhybridwanne	Flachglas	2025	6	90
	Power-to-heat	Papiermaschine	2025	1,3	20
	Wasserstoffbrenner	Papiermaschine	2030	6	60
	Biomasseinsatz	Papiermaschine	2025	1,3	20
	GroßWP	RW & PW < 100 °C	2025	3	50
	<b>QS ETW</b>	GroßWP & EHK	PW 100 °C – 500 °C	2025	5
Multi-fuel-Brenner		RW & PW	2025	7 – 20	100
H <sub>2</sub> -Brenner		RW & PW	2028	8-9	100
<b>CC</b>	CCS Zement / Kalk	Zement / Kalk	2030 / 2025	8	100

QST: Querschnittstechnologie | CC(S): Carbon capture and Storage | ETW: Energieträgerwechsel | HVC: High value chemicals  
 RW: Raumwärme | PW: Prozesswärme | WP: Wärmepumpe | MTO/MTA: Methanol-to-Olefines/Aromatics



## 16.4 Entwicklung der regionalen Endenergieverbräuche

### BAU-Pfad – Endenergieverbrauch



### BAU-Pfad – Stromverbrauch

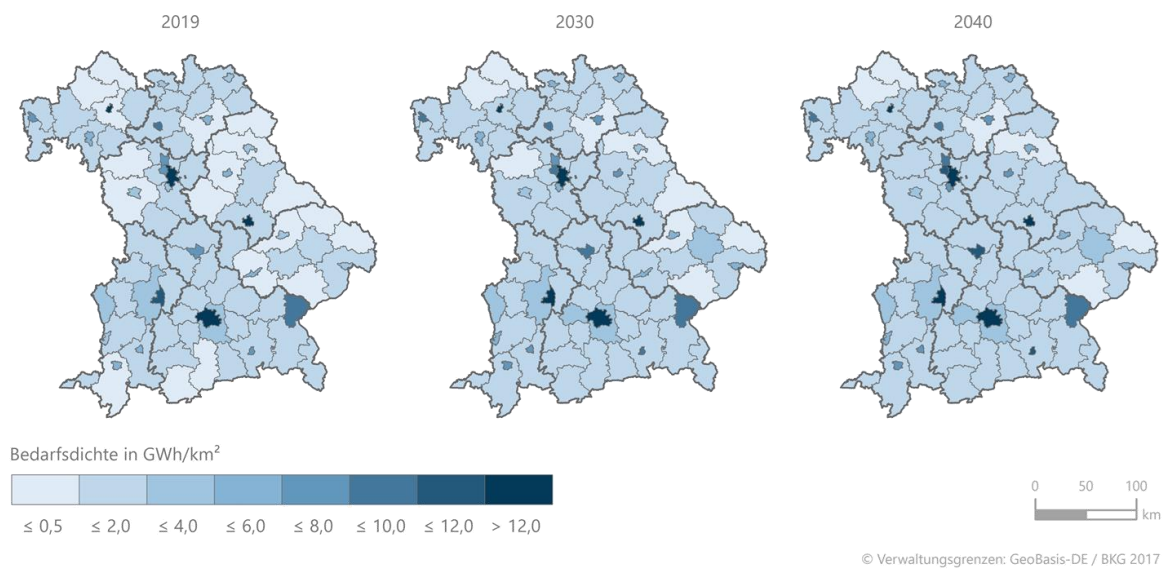
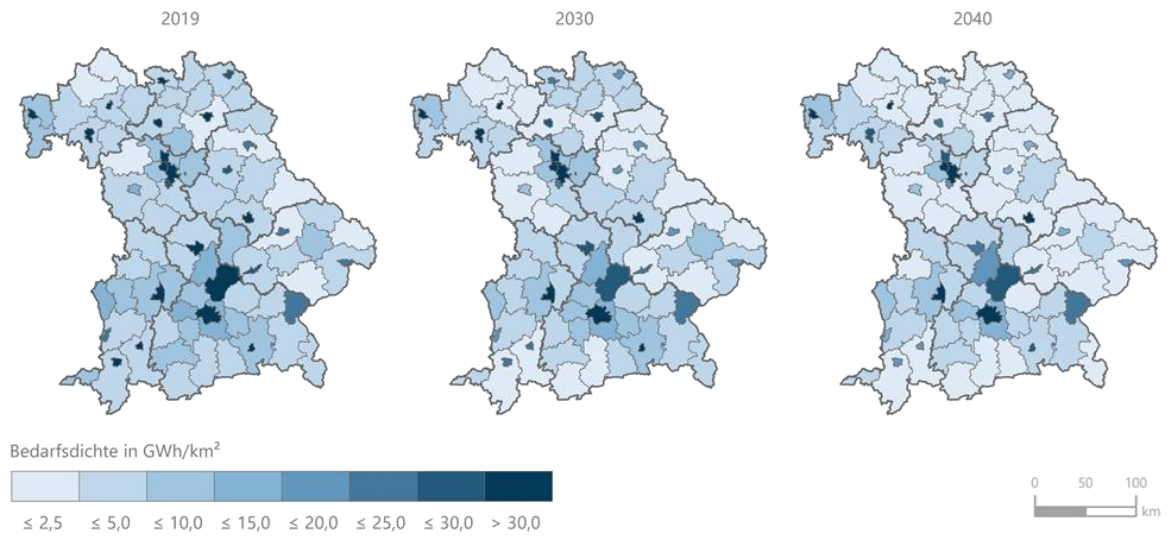


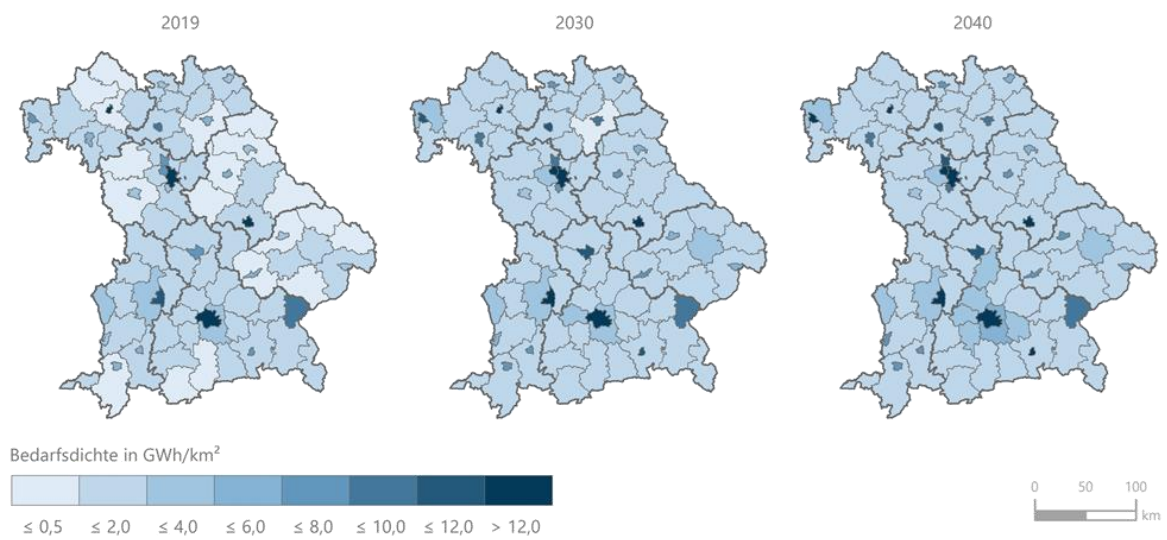
Abbildung 16-1: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im BAU-Pfad

### H2-Pfad – Endenergieverbrauch



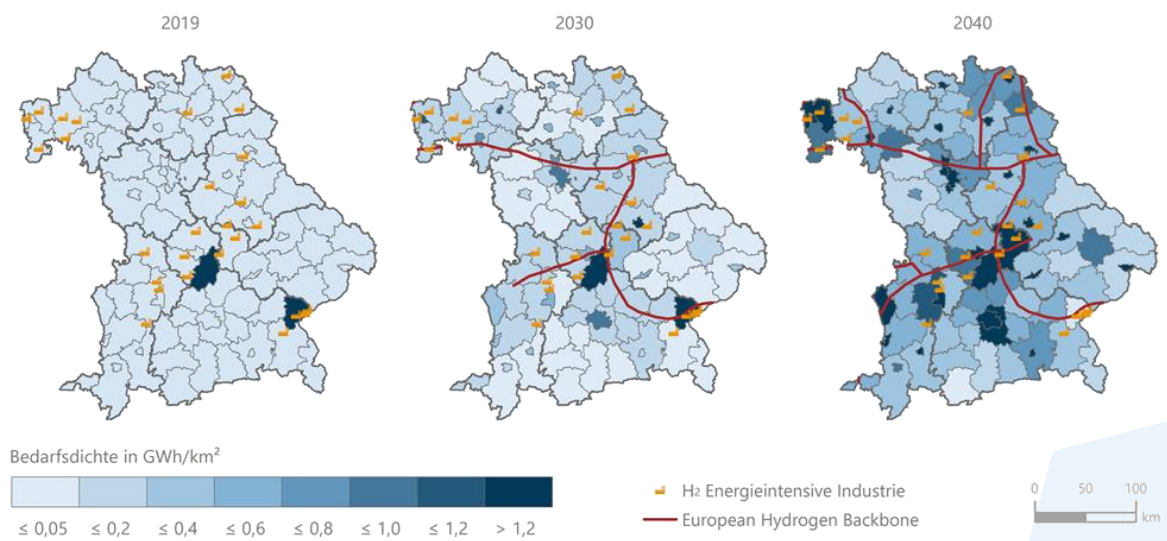
© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

### H2-Pfad – Stromverbrauch



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

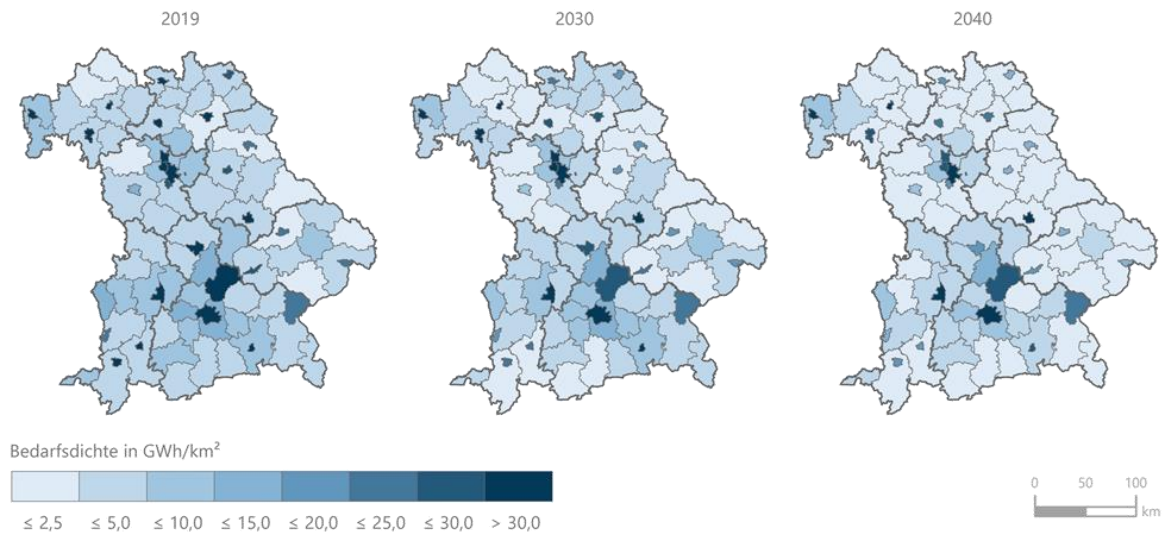
### H2-Pfad – Verbrauch von Wasserstoff und -derivaten



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

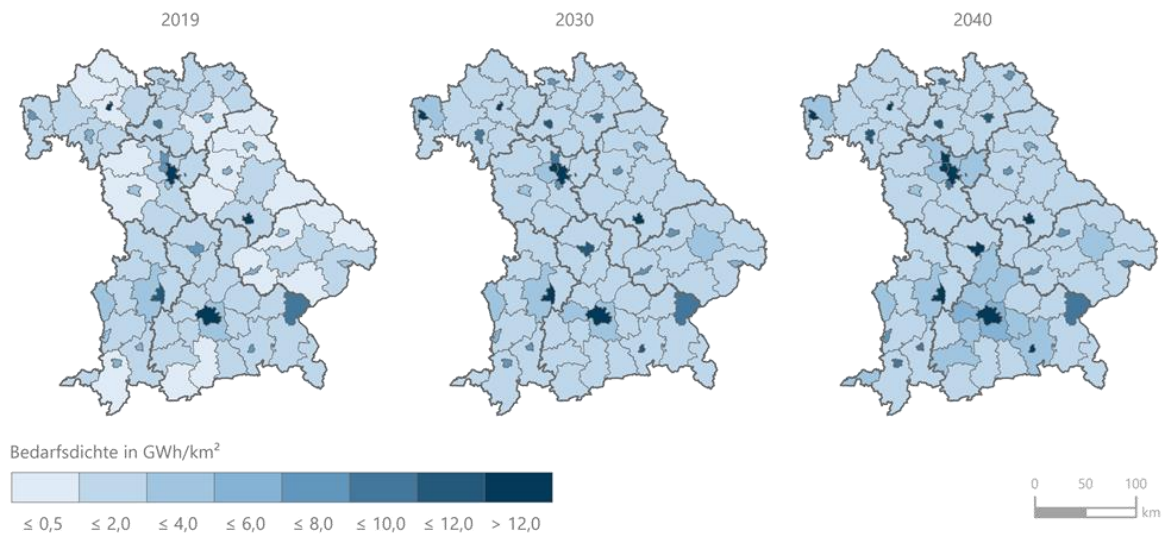
Abbildung 16-2: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im H<sub>2</sub>-Pfad

### EL-Pfad – Endenergieverbrauch



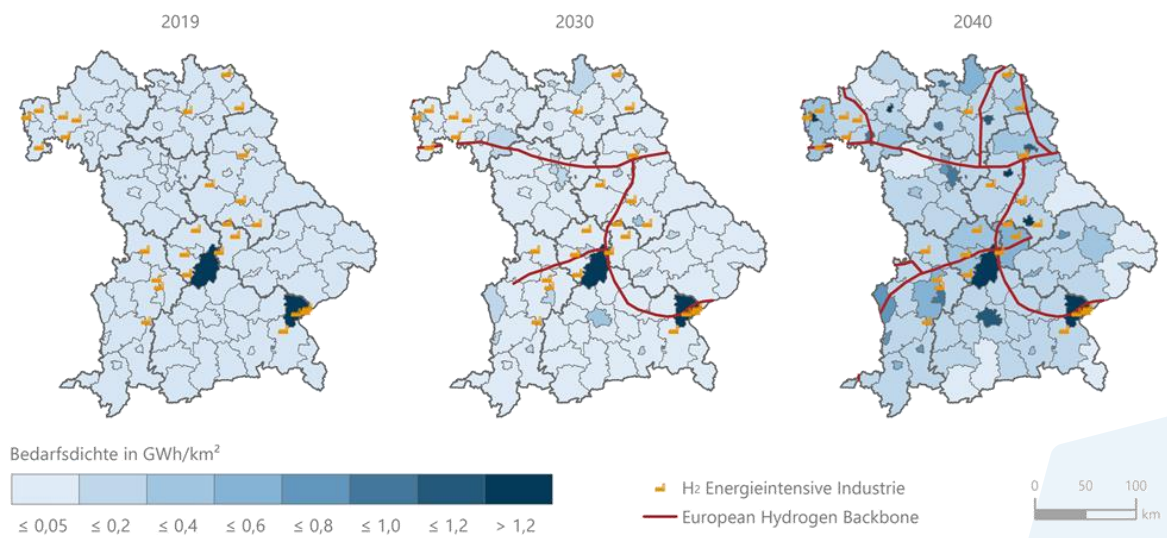
© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

### EL-Pfad – Stromverbrauch



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

### EL-Pfad – Verbrauch von Wasserstoff und -derivaten



© Verwaltungsgrenzen: GeoBasis-DE / BKG 2017

Abbildung 16-3: Entwicklung des regionalen Endenergieverbrauchs im EL-Pfad

