Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

Monitoringbericht

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, Juni 2024

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

Expertenkommission zum
Energiewende Monitoring

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)
Prof. Dr. Veronika Grimm
Dr. Felix Matthes
Prof. Dr. Anke Weidlich

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
Ruhr-Universität Bochum
Universitätsstraße 150, 44801 Bochum
E-Mail: andreas.loeschel@ruhr-uni-bochum.de
Telefon: +49 234 – 32 28335

Prof. Dr. Veronika Grimm

Technische Universität Nürnberg (UTN)
Energy Systems and Market Design Lab
Ulmenstraße 52 h, 90443 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@utn.de
Telefon: +49 911 9274 1620

Dr. Felix Matthes

Öko-Institut
Borkumstraße 2, 13189 Berlin, Germany
E-Mail: f.matthes@oeko.de
Telefon: +49 30 - 40 50 85 - 381

Prof. Dr. Anke Weidlich

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg
Institut für Nachhaltige Technische Systeme
Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg
E-Mail: anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de
Telefon: +49 761 203-54011

Dieser Bericht beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Ruhr-Universität Bochum

Johanna Ohlig, Marvin Müller, Malte Herten

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)

Lukas M. Lang, Dr. Philipp Runge, Dr. Christian Sölch

Öko-Institut

Hauke Hermann, Dr. Katja Schumacher, Dr. Sibylle Braungardt

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Célia Burghardt, Hendrik Wulfert

Vorwort

Die Transformation des Energiesystems ist eine der zentralen Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich, auch im Kontext der europäischen Selbstverpflichtung zur Klimaneutralität bis 2050, dazu verpflichtet, in nur wenig mehr als zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Hierfür ist ein grundlegender technologischer Umbau des Energiesystems erforderlich. Dabei bildet das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung den konzeptionellen Rahmen für die Energiewende.

Von 2012 bis 2021 setzten die Berichte der unabhängigen Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring auf den jährlichen Monitoringberichten und alle drei Jahre auf den ausführlicheren Fortschrittsberichten "Die Energie der Zukunft" auf, die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt wurden. Inzwischen sind eine Reihe weiterer Publikationen zu den zentralen Themen der Energiewende hinzugekommen, sodass sich die Kommission nun direkt darauf bezieht. Der Auftrag der unabhängigen, aus vier Expertinnen und Experten bestehenden Kommission wurde durch einen Beschluss des Bundeskabinetts in 2024 angepasst und weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht der Expertenkommission ist daher als eigenständiger Bericht konzipiert, der Bezug nehmend auf bestehende Veröffentlichungen der Bundesregierung den Fortschritt der Energiewende evaluiert. Der vorliegende Bericht wurde inhaltlich am 22. April 2024 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2022 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch aktuelle Entwicklungen in den Jahren 2023 und 2024 dar.

Die Jahre 2022 und 2023 wurden geprägt durch den Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022. In Folge des Angriffs kam es in Europa zu einer Energiekrise, die neben zeitweise massiv gestiegenen Erdgas- und Strompreisen auch eine neue Diskussion um die Sicherstellung von Versorgungssicherheit und die Resilienz im Bereich der Energieimporte sowie der für die Energiewende relevanten Rohstoffe und strategischen Güter entfachte. Die Expertenkommission legt im vorliegenden Bericht daher einen besonderen Fokus auf die Preiswürdigkeit und Bezahlbarkeit der Energiewende, auf die Betrachtung der Resilienz des deutschen Energiesystems und auf etwaige Abhängigkeiten von Importen. Hierbei werden sowohl die Lieferketten der klassischen Energieträger (Kohle, Gas, …) als auch die Abhängigkeit von Importen strategischer Rohstoffe (Lithium, Iridium, …), die für die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu erneuerbaren Technologien essenziell sind, analysiert. Zu diesem Zweck wurde auch die von der Expertenkommission genutzte Energiewende-Ampel um die Dimension „Energiesicherheit" erweitert.

Für die Jahre 2022 und 2023 steht die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb. Die Expertenkommission drückt damit aus, dass die Ziele der Energiewende auch weiterhin erreicht werden können, diese Zielerreichung jedoch kein Selbstläufer ist. Vielmehr sieht die Expertenkommission in allen Dimensionen politischen Handlungsbedarf, damit die Transformation des Energiesystems

möglichst kostengünstig und schnell gelingt. Neben der Evaluierung des Status Quo gibt die Expertenkommission im Rahmen dieses Berichts eine Vielzahl an konkreten Handlungsempfehlungen ab und hat das letzte Kapitel der Charakterisierung einer wirkungsvollen Energie- und Klimapolitik gewidmet.

Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Johanna Ohlig, Marvin Müller und Malte Herten von der Ruhr-Universität Bochum (RUB), Dr. Christian Sölch, Dr. Philipp Runge und Lukas Lang von der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Hauke Hermann, Dr. Katja Schumacher und Dr. Sibylle Braungardt vom Öko-Institut sowie Célia Burghardt und Hendrik Wulfert von der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

Fehler und Mängel dieser Stellungnahme gehen allein zu Laster der Unterzeichner.

Andreas Löschel

Veronika Grimm

Felix Matthes

Anke Weidlich

Inhaltsverzeichnis

Vorwort i

Inhaltsverzeichnis iv

Zusammenfassung des Berichts 1

1. Stand der Energiewende 1
2. Der Energiesektor im Überblick 5
3. Strom 7
4. Stoffliche Energieträger 13
5. Wärme 17
6. Energie- und Versorgungssicherheit 19
7. Energiepreise und –kosten 22
8. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende 25
9. Emissionen und Umweltauswirkungen 27
10. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik 29

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen vii

Bericht 1

1. Stand der Energiewende 1

1.1 Einleitung 1

1.2 Dimensionen der Energiewende 3

1.3 Die Energiewende-Ampel 11

2. Der Energiesektor im Überblick 31

2.1 Endenergie 32

2.2 Endenergieanwendungen 42

2.3 Primärenergie 43

3. Strom 49

3.1 Stromverbrauch, Erzeugung und Handel 53

3.1.1 Erzeugung und Verwendung von Strom 53

3.1.2 Stromaußenhandel 57

3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien 60

3.2.1 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Solarenergie 60

3.2.2 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land 65

3.2.3 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie auf See 68

3.2.4 Förderung der erneuerbaren Energien und Stand des EEG-Kontos 70

3.3 Kohleausstieg 76

3.3.1 Gesetzliche Regelungen und aktueller Stand ... 76
3.3.2 Analyse eines Kohleausstiegs bis 2030 ... 84
3.4 Stromnetze ... 96
3.4.1 Engpassmanagement ... 96
3.4.2 Ausbau der Übertragungsnetze ... 105
3.4.3 Ausbau der Verteilnetze ... 117
3.4.4 Kostenentwicklung und Netzentgelte ... 123
3.4.5 Infrastrukturen koordiniert und langfristig planen ... 127
3.5 Flexibilisierung und Digitalisierung ... 132
3.5.1 Entwicklung von Flexibilität aus Lastmanagement und Speichern ... 132
3.5.2 Weitere Flexibilitätspotentiale im zukünftigen Stromsystem ... 134
3.5.3 Anreize für den Flexibilitätseinsatz ... 135
3.5.4 Digitalisierung: Smart Meter Rollout ... 137
4. Stoffliche Energieträger ... 141
4.1 Mineralölprodukte ... 144
4.2 Erdgas ... 150
4.3 Bioenergie ... 156
4.4 Wasserstoff und seine Derivate ... 160
4.4.1 Heutige Situation ... 161
4.4.2 Zukünftige Bedarfe der Sektoren ... 162
4.4.3 Inländische Erzeugung und Importbedarfe ... 163
4.4.4 Globale Lieferketten ... 170
4.4.5 Die Rolle von blauem Wasserstoff ... 172
4.4.6 Wasserstoff-Netze und -Infrastruktur ... 174
4.4.7 Gestehungskosten und Preise ... 178
4.4.8 Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten ... 181
4.4.9 Globale Handelsplattformen ... 185
5. Wärme ... 189
5.1 Endenergieverbrauch ... 190
5.2 Klimafreundliche Wärmeversorgung ... 193
5.3 Anteil erneuerbarer Energien und Beheizungsstruktur ... 195
5.4 Sanierung ... 204

6. Energie- und Versorgungssicherheit 211
6.1 Strom 213
6.1.1 Einleitung 213
6.1.2 Entwicklung der Residuallast 213
6.1.3 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten 216
6.1.4 Versorgungszuverlässigkeit und Regelleistung 220
6.1.5 Erzeugungskapazität im Strommarkt und Reserven 225
6.1.6 Langfristperspektive der Versorgungssicherheit im Stromsystem 229
6.2 Erdgas 237
6.3 Exkurs: Strategische Rohstoffe 248
7. Energiepreise und –kosten 257
7.1 Übersicht zu Energiepreisen 258
7.2 Gesamtkosten für Strom 267
7.3 Gesamtkosten für Kraftstoffe 270
7.4 Energiestückkosten 272
8. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende 277
8.1 Verteilungswirkungen 278
8.1.1 Energieausgaben privater Haushalte 278
8.1.2 Energiearmut 285
8.1.3 Unternehmen 290
8.2 Akzeptanz 294
9. Emissionen und Umweltauswirkungen 305
9.1 Treibhausgas-Emissionen 306
9.2 Umweltauswirkungen und Rohstoffentnahmen 311
9.2.1 Luftschadstoffe 311
9.2.2 Rohstoffentnahmen 314
9.2.3 Recycling 317
9.2.4 Flächeninanspruchnahme 320
9.3 Exkurs: Erweiterte Betrachtung von Umweltauswirkungen und Treibhausgas-Emissionen 322
10. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik 325
10.1 Europäischer Emissionshandel 326
10.2 Nationales (Brennstoff-) Emissionshandelssystem 331
10.3 CO_2-basierte Energiepreisreform 334
10.4 Empfehlungen für den Policy Mix 339

11. Literatur 347

11.1 Literatur zu Kapitel 2 347

11.2 Literatur zu Kapitel 3 348

11.3 Literatur zu Kapitel 4 360

11.4 Literatur zu Kapitel 5 366

11.5 Literatur zu Kapitel 6 369

11.6 Literatur zu Kapitel 7 375

11.7 Literatur zu Kapitel 8 379

11.8 Literatur zu Kapitel 9 384

11.9 Literatur zu Kapitel 10 388

Zusammenfassung des Berichts

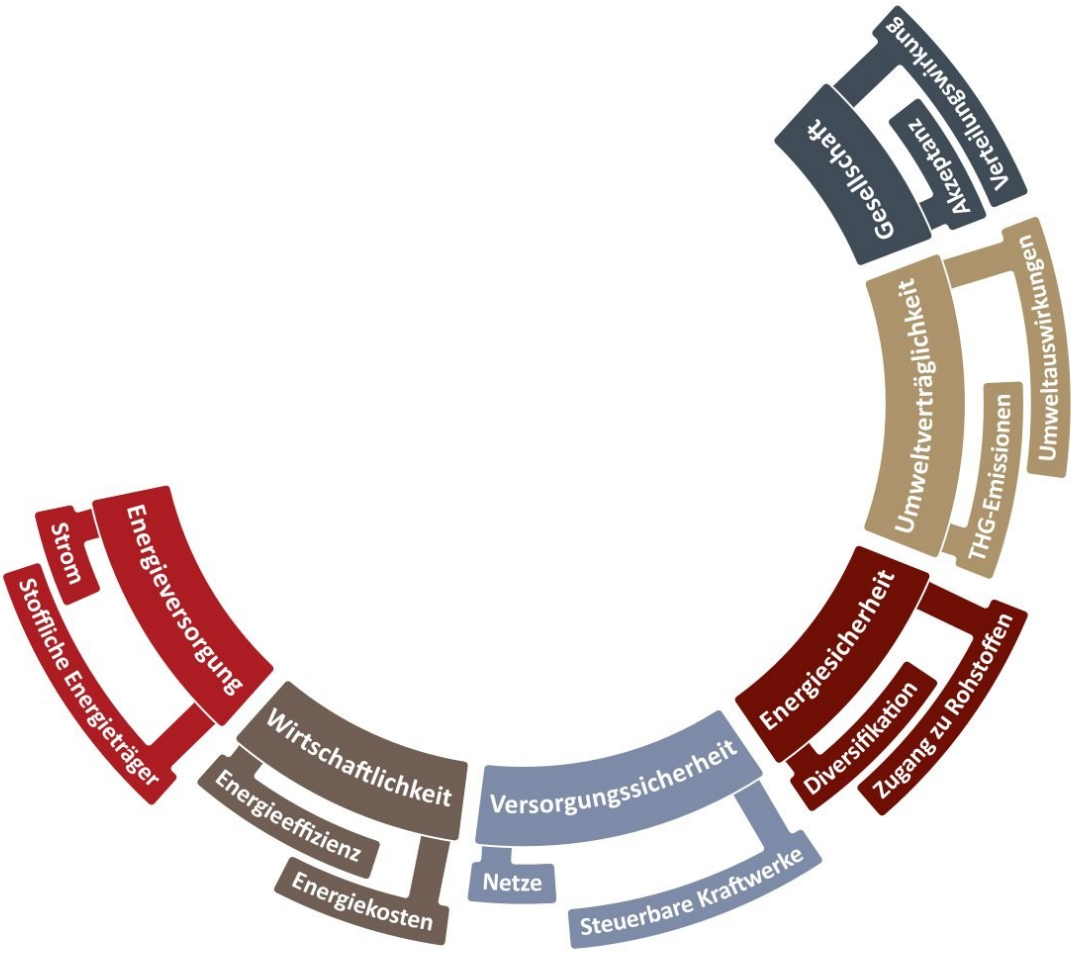
1. Stand der Energiewende

Z1. Die Transformation des Energiesystems ist eine der zentralen Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich, auch im Kontext der europäischen Selbstverpflichtung zur Klimaneutralität bis 2050, dazu verpflichtet, in nur wenig mehr als zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Hierfür ist ein grundlegender technologischer Umbau des Energiesystems erforderlich. Dabei bildet das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung den konzeptionellen Rahmen.

Z2. Von 2012 bis 2021 setzten die Berichte der unabhängigen Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring auf den jährlichen Monitoringberichten und alle drei Jahre auf den ausführlicheren Fortschrittsberichten "Die Energie der Zukunft" auf, die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt wurden. Inzwischen sind eine Reihe weiterer Publikationen zu den zentralen Themen der Energiewende hinzugekommen, sodass sich die Kommission nun direkt darauf bezieht. Der Auftrag der unabhängigen, aus vier Expertinnen und Experten bestehenden Kommission wurde durch einen Beschluss des Bundeskabinetts in 2024 angepasst und weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht der Expertenkommission ist daher als eigenständiger Bericht konzipiert, der Bezug nehmend auf bestehende Veröffentlichungen der Bundesregierung den Fortschritt der Energiewende evaluiert. Der vorliegende Bericht wurde inhaltlich am 22. April 2024 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2022 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch aktuelle Entwicklungen in den Jahren 2023 und 2024 dar.

Z3. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende traditionell anhand einer Energiewende-Ampel dar. Dem Prinzip der Energiewende-Ampel wird auch in diesem Bericht weiterhin gefolgt, ihre Zusammensetzung wurde jedoch im Vergleich zu den vorherigen Berichten angepasst. Für diesen Bericht wurden sechs Dimensionen der Energiewende identifiziert, die jeweils in zwei Unterdimensionen unterteilt sind. Die Dimensionen umfassen unterschiedliche Themenfelder, von der Energieversorgung und Wirtschaftlichkeit über die Energie- und Versorgungssicherheit bis hin zu Auswirkungen auf die Umwelt und Gesellschaft, und bieten daher ein Gerüst, um die Energiewende entlang aller relevanten Achsen zu evaluieren.

Abbildung Z-1: Die Dimensionen der Energiewende



Quelle: Eigene Darstellung der Dimensionen der Energiewende.

Z4. Die Dimension Energieversorgung umfasst in der Energiewende-Ampel neben der allgemeinen Entwicklung der Energieversorgung über alle Sektoren hinweg die Unterdimensionen “Strom” und “stoffliche Energieträger”. Die Unterdimension “Strom” umfasst Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. “Stoffliche Energieträger” beschreibt Entwicklungen bei der Nutzung von Wasserstoff und Biomasse zur Energiebereitstellung sowie bei der Nutzung synthetischer Brennstoffe in der Industrie, der Wärme und im Verkehrssektor.

Z5. Die Dimension Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Energieeffizienz” und “Energiekosten”. Während unter dem Punkt “Energieeffizienz” die Entwicklungen der Endenergieproduktivität und der Endenergieeffizienz im

Gebäudesektor untersucht werden, umfasst die Unterdimension “Energiekosten” Veränderungen bei den Strom- und Energiepreisen für Haushalte und Industrie sowie die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch nach Anwendungssektoren.

Z6. Die Dimension Versorgungssicherheit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Netze” und “steuerbare Kraftwerke”. Unter dem Punkt “Netze” werden der Ausbau und der Betrieb der deutschen Netzinfrastruktur analysiert. Dazu gehört auch der Umfang der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen. Die Unterdimension “steuerbare Kraftwerke” geht auf die Entwicklung der Leistung steuerbarer Kraftwerke in Deutschland ein und beschreibt die aktuell diskutierten Instrumente und Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Z7. Die Dimension Energiesicherheit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Diversifikation” und “Zugang zu Rohstoffen”. Diese behandeln die Marktkonzentration auf dem Markt der klassischen Energieträger (v.a. Gas, Rohöl- und Mineralölprodukte) sowie auf dem Markt der strategischen Rohstoffe der Energiewende (Lithium, Iridium, Kobalt, Nickel, Graphit, Mangan, Seltene Erden). Es wird analysiert, wie resilient das deutsche Energiesystem entlang seiner Lieferketten ist und wo potentielle Risiken in Form von Abhängigkeiten von einzelnen Ländern vorliegen.

Z8. Die Dimension Umweltverträglichkeit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Treibhausgas-Emissionen” und “Umweltauswirkungen”. Letztere befasst sich mit Anstrengungen, die zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren beitragen. Die Unterdimension “Umweltauswirkungen” hingegen befasst sich mit Umweltauswirkungen der Nutzung von Energie, die nicht direkt mit Treibhausgasen zusammenhängen. Dies beinhaltet die Schadstoffbelastung, Landnutzung und Rohstoffentnahme sowie die Auswirkungen auf die Umwelt entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Außerdem wird der Status Quo der deutschen Abfallwirtschaft untersucht.

Z9. Die Dimension Gesellschaft umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Akzeptanz” und “Verteilungswirkungen”. Unter dem Punkt “Akzeptanz” wird basierend auf repräsentativen Umfragen die Zustimmung der Bevölkerung zu den Zielen der Energiewende ausgewertet. Hierbei wird sowohl die generelle Zustimmung als auch die Zustimmung im Hinblick auf die konkrete Umsetzung oder die persönliche Betroffenheit berücksichtigt. Ergänzend dazu werden die “Verteilungswirkungen” der Energiewende anhand von empirischen Analysen zur Betroffenheit einzelner Gruppen durch Energiearmut beurteilt.

Z10. Die Bewertung des Fortschritts der Energiewende in der Energiewende-Ampel fußt auf der empirischen Analyse einer Vielzahl von Indikatoren. Sofern offizielle Ziele vorliegen, wird evaluiert, ob diese erreicht wurden, beziehungsweise wie wahrscheinlich die Erreichung zukünftiger Ziele ist. Indikatoren, für die Ziele erreicht oder sehr wahrscheinlich erreicht werden, erhalten die Ampelfarbe Grün, während Indikatoren, für die das Gegenteil der Fall ist, mit Rot bewertet werden. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus

heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Die Bewertung anhand der Ampelfarben kombiniert eine statistisch-faktenbasierte Methode mit der Expertise der Expertenkommission. **Tabelle 1-1** zeigt die zusammenfassende Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende. Hierbei zeigt sich, dass die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb steht und in allen Bereichen der Energiewende weiterhin Handlungsbedarf besteht, da die Zielerreichung kein Selbstläufer ist.

Tabelle Z-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2022/2023

Dimension		Unterdimension		Indikator	
Energieversorgung		Strom		Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 3.2.1)	
				Entwicklung der absoluten EE-Stromerzeugungskapazitäten (Kapitel 3.2)	
				Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Kapitel 3.2.1)	
		Stoffliche Energieträger		Grüner Wasserstoff (Kapitel 4.4)	
		Energiesektor im Überblick*		Entwicklung des Anteils der EE am Bruttoendenergieverbrauch (Kapitel 2.1)	
				Entwicklung des Endenergieverbrauchs (Kapitel 2.1)	
Versorgungssicherheit		Netze		Ausbau der Übertragungsnetze (Kapitel 3.4.2)	
				Digitalisierung (Kapitel 3.5.3)	
				Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen (Kapitel 3.4.1)	
				SAIDI Strom und SAIDI Gas (Kapitel 6.1.4 und 6.2)	
		Steuerbare Kraftwerke		Steuerbare Kraftwerke (Kapitel 6.1)	
				Batteriespeicher (Kapitel 3.5.1)	
Energiesicherheit		Diversifikation		Herfindahl Index für Erdgas (Kapitel 6.2)	
		Zugang zu Rohstoffen		Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung (Kapitel 6.3)	
Preiswürdigkeit/ Wirtschaftlichkeit		Energieeffizienz		Endenergieproduktivität (Kapitel 2.1)	
				Wärmebedarf (Kapitel 5.1)	
				Endenergieeffizienz im privaten Gebäudebereich (Kapitel 5.1)	
		Energiekosten		Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Kapitel 7.1)	
				Energiestückkosten der Industrie in Deutschland (Kapitel 7.1)	
				Durchschnittliche jährliche Energieausgaben privater Haushalte (Kapitel 7.1)	
				Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte (Kapitel 7.1)	

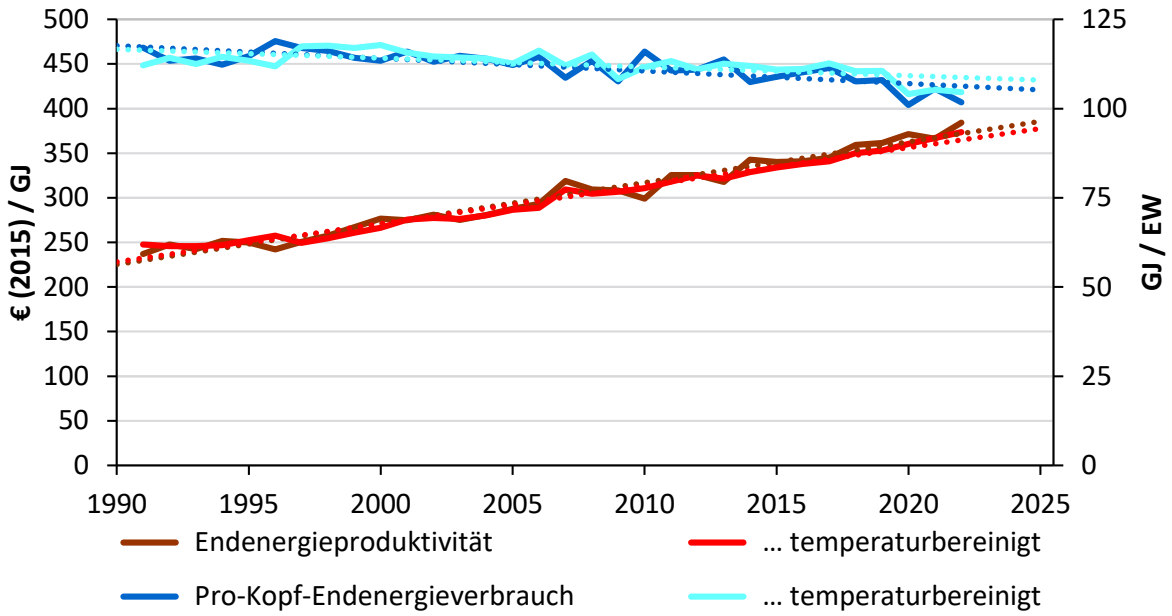
Umwelt-verträglichkeit	Treibhausgasemissionen	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Kapitel 9.1)	🟡
		Kohleausstieg (Kapitel 3.3)	🟡
		Ausbau von Wärmepumpen (Kapitel 5.3)	🟡
		Elektromobilität (Kapitel 3.1.1)	🔴
	Umweltauswirkungen	Schadstoffemissionen (Kapitel 9.2)	🟡
Gesellschaftliche Aspekte	Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Kapitel 8.2)	🟢
		Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende (Kapitel 8.2)	🟡
		Erwartete persönliche Betroffenheit durch die Energiewende (Kapitel 8.2)	🔴
	Verteilungswirkung	Energiearmut (Kapitel 8.1)	🔴
		Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen (Kapitel 8.1)	🟡
		Energiekostenbelastung bezogen auf die gesamten Konsumausgaben (Kapitel 8.1)	🟡

Anmerkungen: *Die Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ erfasst relevante Indikatoren, die sich weder der Unterdimension „Strom“ noch „stoffliche Energieträger“ zuordnen lassen. Daher hat die Dimension „Energieversorgung“ als einzige Ausnahme drei Unterdimensionen.
Quelle: Eigene Darstellung.

2. Der Energiesektor im Überblick

Z12. Der gesamte Endenergieverbrauch ist in den vergangenen drei Dekaden zunächst weitgehend unverändert geblieben und zeigt erst seit 2010 eine leicht rückläufige Tendenz. Die Fortschritte bei der Effizienz des Brenn- und Kraftstoffeinsatzes sowie die endenergieseitigen Effizienzgewinne durch die fortschreitende Elektrifizierung sind damit durch die Wachstumstrends im Bereich der wirtschaftlichen und der demografischen Entwicklung sehr weitgehend kompensiert worden. Das Ziel für die Senkung des Endenergieverbrauchs für Deutschland wurde mit dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) für das Jahr 2030 auf eine Minderung von 26,5 % im Vergleich zum Niveau des Jahres 2008 festgelegt. Bis zum Jahr 2019 ergaben sich Entwicklungen ohne eindeutige Trends, im Mittel entstanden Nachfragesenkungen für die Endenergie von insgesamt 2 Prozentpunkten (bezogen auf das Jahr 2008). Erst im Krisenjahr 2020 ergab sich ein Nachfragerückgang von gut 8 % ggü. 2008, wobei im Folgejahr der Endenergieverbrauch wieder deutlich anstieg. Im Jahr der Erdgaskrise 2022 ging der Endenergieverbrauch wieder um etwa 3 Prozentpunkte zurück. Mit Blick auf die temperaturbereinigten Größen wurde im Jahr 2020 eine Minderung des Endenergieverbrauchs ggü. 2008 um knapp 7 % erreicht, für die Jahre 2021 und 2022 lagen die entsprechenden Werte bei jeweils knapp 6 %. Das Endenergie-Reduktionsziel von 26,5 % wird damit nur erreichbar, wenn für den Zeitraum 2023 bis 2030 ein jahresdurchschnittlicher Verbrauchsrückgang (bezogen auf die temperaturbereinigten Größen) von 2,6 Prozentpunkten (bezogen auf 2008) realisiert werden kann. Die Expertenkommission weist jedoch auf die begrenzte Eignung der Bewertungsgrößen Endenergieverbrauchsniveau wie auch Endenergieverbrauchsintensität als Steuerungsindikatoren hin.

Abbildung Z-2: Endenergieproduktivität sowie Pro-Kopf-Verbrauch an Endenergie



Anmerkungen: siehe Abbildung 2-5 in der Stellungnahme.

Z13. Hinsichtlich der gesamten Endenergienachfrage ergibt sich aktuell eine Struktur von drei Sektoren (Industrie, private Haushalte, Verkehr) mit Anteilen von jeweils knapp 30 % sowie dem GHD-Sektor als mit Abstand kleinstem Verbrauchssektor (14 %). In den letzten drei Dekaden sind die Anteile der Industrie und des GHD-Sektors leicht gesunken, und die der privaten Haushalte und des Verkehrssektors deutlich gestiegen. Endenergie wird in Deutschland aktuell zu ca. 36 % zur Erzeugung mechanischer Energie (v.a. im Verkehrssektor), zu 33 % zur Deckung des Gebäudeenergiebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) sowie zu 23 % für die Bereitstellung von Prozesswärme (v.a. in der Industrie) eingesetzt. Im Jahr 1990 wurde 80 % des Endenergiebedarfs über fossile Energieträger gedeckt und ein Anteil von 20 % über Strom und Fernwärme. Der Anteil der fossilen Energieträger am gesamten Endenergiebedarf ist leicht rückläufig, beträgt aber immer noch etwa zwei Drittel. Der Beitrag direkt genutzter regenerativer Endenergieträger stieg bis zum Jahr 2022 auf ca. 10 %, der von Strom und Fernwärme erhöhte sich auf Werte von etwa 25 %. Mit Blick auf die Ausbauverpflichtung Deutschlands für erneuerbare Energien im Rahmen der Europäischen Union (von 40 % bis 2030) wurde bis 2023 ein Ausbau auf 22 % des Bruttoendenergiebedarfs erreicht. In Bezug auf diese EU-rechtliche Verpflichtung befindet sich Deutschland auf dem Zielpfad.

Z14. Im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG) hat der deutsche Gesetzgeber das Ziel definiert, das Niveau des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2030 um 39,3 % (bezogen auf 2008) zu senken. Im Jahr 2023 wurde ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 18 % erreicht. Ein

erheblicher Teil des rückläufigen Primärenergieverbrauchs resultiert jedoch aus energiestatistischen Artefakten, die vor allem durch die primärenergetische Bewertung der massiv steigenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie entstehen. Zur Erreichung des Ziels müsste der jährliche Rückgang des Primärenergiebedarfs vom langjährigen Mittelwert von 2 auf 3 Prozentpunkte (bezogen auf 2008) erhöht werden. Die Anteile der fossilen Energieträger Braunkohle und Steinkohle sind stark und die Anteile von Erdgas und Mineralöl aktuell leicht rückläufig. Die Nutzung der Kernenergie wurde zum 15. April 2023 beendet. 2023 übertraf der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieaufkommen in Deutschland erstmals den summarischen Anteil von Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie.

3. Strom

Stromverbrauch, Erzeugung und Handel

Z15. Elektrische Energie nimmt für die Erreichung der Klimaneutralität eine Schlüsselrolle ein. In den vergangenen Jahren war der Stromverbrauch zwar rückläufig und erreichte 2023 mit 525 TWh (brutto) den niedrigsten Stand seit 1990. Eine dauerhafte Fortsetzung dieser Entwicklung ist jedoch nicht zu erwarten, da im Zuge der Elektrifizierung zusätzliche Strombedarfe, z. B. durch Wärmepumpen, Elektromobilität, elektrifizierte industrielle Prozesse oder Elektrolyseure entstehen. Ein Ausbau dieser neuen Technologien hat bereits begonnen. Ihr Stromverbrauch macht insgesamt erst wenige Prozent des nationalen Stromverbrauchs aus, jedoch mit steigender Tendenz. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen stieg auf 4,5 TWh und jener von Elektrofahrzeugen auf 2,5 TWh in 2022. Im Bereich Elektrolyse gibt es derzeit noch keinen nennenswerten Stromverbrauch, jedoch sind bis 2030 Elektrolyseprojekte mit einer Gesamtleistung von rund 10,1 GW geplant.

Z16. Noch stärker als der Bruttostromverbrauch fiel 2023 die Bruttostromerzeugung. Dies führte dazu, dass Deutschland erstmals seit 2003 zum Nettostromimporteur wurde. Die Gründe hierfür lagen unter anderem in der gestiegenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa, dem deutschen Kernenergieausstieg und dem gesunkenen Stromverbrauch in den Nachbarländern. In dieser Marktsituation wurde häufig fossile Stromerzeugung aus deutschen Kraftwerken durch günstigere Importe verdrängt. Dies ermöglichte es Deutschland, Strom im Großhandel günstig aus dem Ausland zu beziehen. Entgegen einigen Darstellungen in der öffentlichen Diskussion lässt sich nicht genau quantifizieren, aus welchen Ländern bzw. aus welchen Quellen (erneuerbar, fossil, Kernenergie) der Strom zu jedem Zeitpunkt stammt, der nach Deutschland importiert wird. Zwar werden kommerzielle Austausche zwischen elektrisch benachbarten Ländern veröffentlicht, aber diese stellen keine bilateralen Handelsergebnisse dar. Maßgeblich für die Import- und Exportsituation von Strom im europäisch gekoppelten Markt sind die Netto-Exportpositionen aller beteiligten Länder.

Z17. Es ist ebenfalls zu beobachten, dass der Unterschied zwischen der Brutto- und der Nettostromerzeugung in den vergangenen Jahren kontinuierlich kleiner wurde, da anteilig mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Diese Stromerzeugung weist einen geringeren Kraftwerkseigenbedarf auf. Andererseits steigt der Anteil an Ausfallarbeit, d. h. an Strommengen, die aufgrund von Netzengpässen nicht ins Stromnetz eingespeist werden konnten (8,1 TWh in 2022).

Ausbau der erneuerbaren Energien

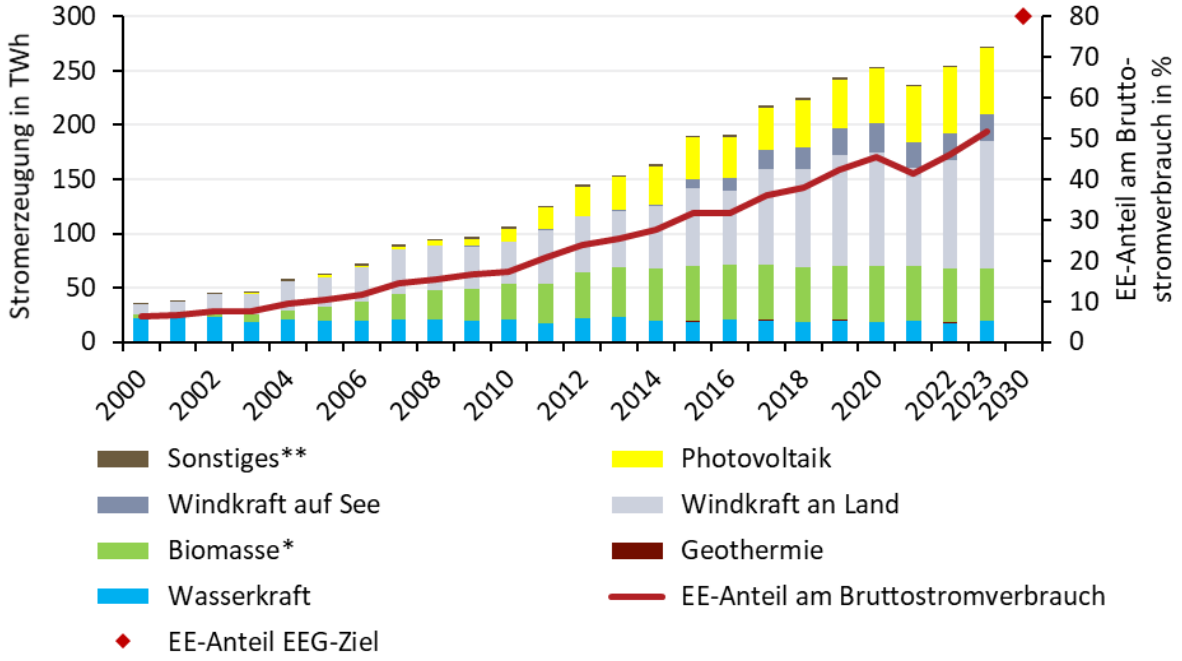
Z18. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stieg in den vergangenen Jahren weiter an, wobei die Windenergie und Photovoltaik den weitaus größten Anteil des Zuwachses ausmachten. 2023 stammte etwas über die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms (51,6 %) aus erneuerbaren Quellen, was einem deutlichen Plus gegenüber dem Vorjahr (46,2 %) entspricht. Die bisherige Entwicklung macht eine Erreichung des Ziels eines EE-Anteils von 80 % am Bruttostromverbrauch prinzipiell möglich, erfordert jedoch in den kommenden Jahren weitere und steigende Anstrengungen für einen zügigen Ausbau der Photovoltaik sowie vor allem der Windenergie an Land und auf See.

Z19. 2023 wurden Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 14,6 GW zugebaut, was den größten Zubau eines Jahres überhaupt in Deutschland darstellt. Ausschreibungen zur Förderung von Photovoltaikanlagen sind regelmäßig überzeichnet. Bei der Windenergie an Land stieg der jährliche Zubau seit 2019 zwar langsam wieder an (2023: +3,0 GW; höchster jährlicher Zubau bisher knapp 5 GW in 2017), befindet sich aber nach wie vor auf einem niedrigen Niveau im Vergleich zu dem, was zur Erreichung der Ziele des EEG erforderlich ist. Nur in zwei der letzten acht Ausschreibungsrunden wurden die ausgeschriebenen Gebotsmengen ausgeschöpft. Die erste von vier Ausschreibungen im Jahr 2024 war erneut unterzeichnet (1,8 von 2,5 GW). Langwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse und eine geringe Flächenverfügbarkeit stellen weiterhin Hemmnisse für den zügigen Ausbau dar. Ein Blick auf die in 2023 erteilten Genehmigungen (>70 % mehr genehmigte Leistung als 2022) lässt jedoch erwarten, dass der Windenergieausbau in Deutschland langsam wieder Fahrt aufnimmt.

Z20. Aufgrund der hohen Konzentration der Lieferländer vor allem bei der Versorgung mit Photovoltaikmodulen, sowie angesichts des hohen Preisdrucks (durch chinesische Module), die die deutsche und europäische Solarindustrie stark unter Druck setzen, werden Forderungen nach einer Unterstützung dieser Industrien laut. Hier ist die europäische Perspektive wichtig und sollte vor nationalen Maßnahmen stehen. Des Weiteren muss darauf geachtet werden, dass der Wettbewerb innerhalb der Branche nicht durch spezielle Förderungen verzerrt wird und neu einsteigende Unternehmen nicht benachteiligt werden. Im Bereich der Windenergie zeigen sich bei der Verfügbarkeit von Konverter-Stationen exemplarisch die Auswirkungen unzureichender

infrastruktureller Rahmenbedingungen für den Ausbau. Die Entwicklung, eine Konverterproduktion in Europa auf- und auszubauen, ist aus Sicht der Expertenkommission begrüßenswert, um diesem Mangel zu begegnen.

Abbildung Z-3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sowie Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch



Anmerkungen: siehe Abbildung 3-6 in der Stellungnahme.

Kohleausstieg

Z21. Das deutsche Kohleausstiegsgesetz aus dem Jahr 2020 sieht einen geordneten Stilllegungspfad für die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten bis 2038 vor. Im Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP hat die Bundesregierung vorgesehen, den Kohleausstieg idealerweise auf das Jahr 2030 vorzuziehen. Im Jahr 2022 wurde ein schnellerer Ausstieg aus der Braunkohle im Rheinischen Revier beschlossen. Zugleich wurden in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der Energiekrise Stilllegungen von Kohlekraftwerken hinausgezögert, um Erdgas als Brennstoff einzusparen. Diese Maßnahmen sind zum 31.03.2024 ausgelaufen.

Z22. Verschiedene energiewirtschaftliche Studien deuten darauf hin, dass ein beschleunigter Kohleausstieg vor 2038 in Deutschland möglich ist. Wichtige Bedingungen für den friktionsarmen Kohleausstieg sind der ambitionierte Ausbau erneuerbarer Energien, der Zubau an regelbaren Gaskraftwerken, deren Betrieb mittelfristig mit Wasserstoff möglich sein muss, sowie der Aus- und Aufbau der Netze für Strom und Wasserstoff. Die durchschnittlichen Strompreise würden aufgrund ähnlicher variabler Kosten von Gas- und Kohlekraftwerken nicht stark beeinflusst. Durch den vorgezogenen Kohleausstieg können sich in Abhängigkeit von den energiewirtschaftlichen

Rahmenbedingungen Rückwirkungen auf Stromimporte und die Verfügbarkeit gesicherter Leistung ergeben.

Z23. Bei den absehbaren CO_2-Preisen dürfte der Kohleausstieg im Wesentlichen marktgetrieben stattfinden. Auf zusätzliche Kompensationszahlungen an Unternehmen für die Stilllegung ihrer Kohlekraftkapazitäten sollte daher verzichtet werden. Um den emissionssenkenden Effekt des Kohleausstiegs abzusichern, sollten freiwerdende EU-ETS-Zertifikate vollständig aus dem Markt genommen und stillgelegt werden.

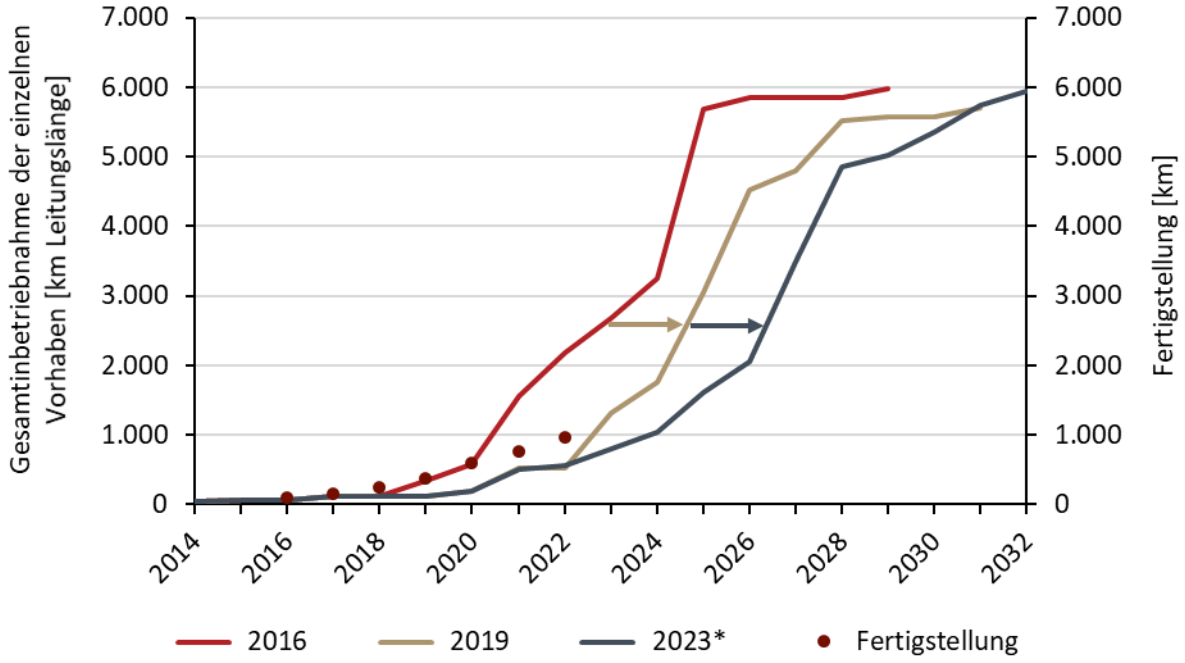
Netze

Z24. Die Stromnetzinfrastruktur spielt eine entscheidende Rolle für ein funktionierendes Energiesystem. Die Infrastruktur fällt in den Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu ihren Hauptaufgaben zählen nicht nur der sichere Betrieb des Netzes, sondern auch die Instandhaltung und Optimierung der bestehenden Infrastruktur sowie insbesondere der Netzausbau als Voraussetzung für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045. Besondere Herausforderungen für den Ausbau und sicheren Betrieb der Netzinfrastrukturen ergeben sich durch den angestrebten Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % bis zum Jahr 2030 und den beschleunigten Kohleausstieg (idealerweise bis 2030).

Z25. Die Systemdienstleistungskosten stiegen 2022 im Vergleich zu 2021 um 66,7 % auf einen neuen Höchstwert von 5,77 Mrd. €, hauptsächlich aufgrund gestiegener Engpassmanagementkosten (um 85,8 % auf 4,25 Mrd. €). In diesem Zeitraum sind die durchschnittlichen Redispatchkosten für konventionelle Kraftwerke insbesondere aufgrund der seit 2021 im Rahmen der Energiepreiskrise deutlich gestiegenen Strompreise von 49,77 €/MWh auf 117,33 €/MWh gestiegen (plus 135,8 %). Für die ersten drei Quartale des Jahres 2023 zeichnet sich eine leichte Entspannung bei den Engpassmanagementkosten ab, sie liegen allerdings weiterhin deutlich über dem Niveau der Vorjahre. Die Summe aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) im Verhältnis zur Bruttostromerzeugung ist 2022 auf einen neuen Höchstwert von 3,2 % angestiegen. Um die deutlich angestiegenen Abregelungen von Erneuerbaren zu reduzieren, wurde Ende 2023 das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ eingeführt, bei dem für noch festzulegende Entlastungsregionen prognostizierte Abregelungsstrommengen an berechtigte Verbraucher gegeben bzw. verauktioniert werden. Der Mechanismus kann aus Sicht der Expertenkommission das grundsätzliche Fehlen lokaler Preissignale für eine effiziente Engpassbewirtschaftung nicht beheben und ist mit einem hohen Bürokratieaufwand und potentiellen Fehlanreizen für den Stromhandel verbunden. Eine Alternative wäre die Stärkung lokaler Preissignale für einen effizienten Dispatch und eine systemdienlichere Verortung von Verbrauchern und Erzeugern sowie die weitere Flexibilisierung des Energiesystems zusammen mit gut ausgestalteten Instrumenten zur systemdienlichen Einbindung dieser Flexibilität.

Z26. Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein schneller und umfangreicher Netzausbau von zentraler Bedeutung. Ein Vergleich der Zielpfade aus dem Netzausbaumonitoring für die Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zwischen dem jeweils ersten Netzausbaumonitoring, dem Jahr 2019 (vgl. EWK 2021) und dem Stand nach dem ersten Halbjahr 2023 zeigt eine weitere Verzögerung des Übertragungsnetzausbaus. Aus Sicht der Expertenkommission lässt das Netzausbaumonitoring das Ausmaß der Verzögerungen nur unzureichend erkennen. Um weitere Verzögerungen beim Netzausbau frühzeitig zu erkennen und angemessen reagieren zu können, ist ein umfangreiches und transparentes Monitoring der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen von zentraler Bedeutung.

Abbildung Z-4: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG (für vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben)



Anmerkungen: siehe Abbildung 3-35 in der Stellungnahme.

Z27. Auch in den Verteilnetzen ist ein umfangreicher Ausbau erforderlich. Während dieser bisher vor allem durch die Einbindung der erneuerbaren Energien getrieben war, erfordern zunehmend auch die neuen Verbraucher (v. a. Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge) eine Verstärkung und Erweiterung der (Mittel- und Niederspannungs-)Netze. Gingen frühere Studien und Szenarien noch davon aus, dass der Investitionsbedarf in die Verteilnetze auf einem etwa gleichen Niveau bleiben würde wie historische Werte, so stiegen die Investitionen in die Verteilnetze in den vergangenen Jahren in der Realität kontinuierlich an. Neuere Studien gehen nun von weiter steigenden Investitionen aus. Dies macht es insbesondere erforderlich, dass Netzbetreiber ausreichend Eigenkapital einsetzen können, was in einem Zielkonflikt zu niedrigen Netzentgelten

stehen kann. Hier müssen ausgewogene Lösungen gefunden werden, um die nötigen Investitionen finanzieren zu können. Um die Beeinträchtigung der Bevölkerung durch den Netzausbau zu minimieren, sollten zudem Synergien mit anderen Infrastrukturmaßnahmen wie dem Fernwärme- oder Glasfaserausbau genutzt werden.

Z28. Mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023) erfolgte bereits der achte Durchgang der Bedarfsermittlung für das deutsche Übertragungsnetz, welcher erstmalig ein sogenanntes „Klimaneutralitätsnetz“ berücksichtigt, das die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ermöglicht. Die Expertenkommission begrüßt diesen Ansatz, empfiehlt allerdings eine breitere Spreizung der Szenarien in Betracht zu ziehen und zentrale Annahmen wie die Verortung der Elektrolyseure oder die Interkonnektorkapazität in den Szenarien oder in zusätzlichen Sensitivitätsanalysen zu variieren. Angesichts des identifizierten deutlichen Anstiegs der Netzkosten im NEP 2037/2045 (2023) im Vergleich zu vorherigen Versionen betont die Kommission die Notwendigkeit, weitere Optionen zur Kostensenkung zu prüfen, wie beispielsweise die Umstellung von Erdkabeln auf Freileitungen bei Gleichstrom-Projekten.

Z29. Die Expertenkommission empfiehlt außerdem, dass eine höhere Konsistenz bei den zentralen Annahmen, wie beispielsweise der residualen Spitzenlast, zwischen den verschiedenen Monitoring- und Planungs-Prozessen, die im Auftrag der Bundesregierung sowie im EU-Kontext erfolgen, hergestellt wird. Dies kann beispielsweise mit Hilfe eines langfristigen, sektorübergreifenden Szenariorahmens geschehen, der die Grundannahmen für all diese Prozesse vereinheitlicht. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den bereits begonnenen Prozess zur Entwicklung einer gemeinsamen langfristigen Systementwicklungsstrategie (SES) und zur Vereinheitlichung der Netzplanungsprozesse für Strom, Gas und Wasserstoff sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene. Sie weist aber auch darauf hin, dass das zukünftig benötigte CO_2-Netz in die Überlegungen zur Systementwicklungsstrategie dringend einbezogen werden sollte.

Z30. Angesichts der hohen Vorleistungskosten im Bereich der Netzinfrastrukturen, die aus dem in den verschiedenen Sektoren perspektivisch stark steigenden Strombedarf bei vergleichsweise hohen Unsicherheiten über die zeitliche Komponente dieses Strombedarfswachstums resultieren, hält die Expertenkommission die Prüfung von Modellen zur zeitlichen Verlagerung der Überwälzung auf die Netznutzungsentgelte wie im Bereich Wasserstoff („Amortisationskonto“) für sinnvoll.

Flexibilität

Z31. Bei der Entwicklung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem war vor allem ein sehr dynamischer Zubau von Speicherkapazitäten zu beobachten. Ende 2023 war die installierte Leistung von Batteriespeichern mit 7,5 GW bereits größer als die von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland. Die durchschnittliche Speicherkapazität der Batteriespeicher ist mit rund 1,5 kWh je

kW deutlich geringer als bei den Pumpspeicherkraftwerken (rund 6 kWh je kW), d. h. Batteriespeicher sind eher für den kurzfristigen Einsatz ausgelegt. Es bestehen vor allem für Heimspeicher derzeit kaum Anreize, diese gesamtsystemdienlich einzusetzen, sondern sie dienen vorwiegend der Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaikanlagen. Weitere prinzipielle Flexibilitätsoptionen wie steuerbare Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wurden ebenso ausgebaut, werden aber aufgrund fehlender Anreize ebenfalls bisher nicht zur Unterstützung des Systembetriebs eingesetzt. Hier ist durch den nun verbindlich festgelegten Rollout von intelligenten Messsystemen sowie durch neue Regelungen wie z. B. § 14a EnWG ein Einstieg gemacht, um zukünftig auch Lastflexibilität stärker zur Unterstützung des Systembetriebs einzubinden. Eine weitere Entwicklung zur verbesserten Nutzung von Flexibilität würde die Ermöglichung variabler und dynamischer Netzentgelte darstellen. Diese sollten im Zuge einer grundsätzlichen Überarbeitung der Netzentgeltsystematik möglichst bald betrachtet werden.

4. Stoffliche Energieträger

Mineralölprodukte

Z32. Mineralöl repräsentiert für die letzten Dekaden durchgängig den größten Anteil des gesamten Primärenergieverbrauchs. 98 % des Rohölverbrauchs werden importiert und in den Raffinerien zu Mineralölprodukten verarbeitet. Darüber hinaus werden mit einem Anteil von aktuell knapp 31 % des gesamten Mineraölaufkommens signifikante Mengen von Mineralölprodukten, vor allem Mitteldestillate wie Diesel oder leichtes Heizöl nach Deutschland importiert. Bei den Rohölimporten (d. h. dem weitaus größten Teil der Mineralölimporte) stammten im Zeitraum 2010 bis 2020 etwas über ein Drittel aus Russland. Seit 2023 spielen Rohölimporte aus Russland vor dem Hintergrund des Embargos der Europäischen Union faktisch keine Rolle mehr. Auch für die bisher über Pipelines direkt aus Russland belieferten Raffinerien in Ost-Deutschland wurden alternative Versorgungsoptionen gefunden bzw. umgesetzt. Der Verbrauchsanteil des Verkehrssektors lag in den letzten Jahren bei etwa 60 % der gesamten Mineralölnachfrage. Vor dem Hintergrund der klimapolitischen Zielsetzungen ist davon auszugehen, dass der Verbrauch von Mineralöl zukünftig stark abnimmt, vor allem getrieben durch die Entwicklungen im Verkehrsbereich. Eine besondere Situation ist für den bisherigen nichtenergetischen Einsatz von Mineralöl zu erwarten. Hier werden vor allem in der langfristigen Perspektive neue Ansätze der Kreislaufführung von Kohlenstoff sowie der Einsatz von wasserstoffbasierten synthetischen Kohlenwasserstoffen eine Rolle spielen müssen. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass mit den bisher absehbaren klimapolitischen Zielverfehlungen v. a. im Bereich der Verkehrspolitik (vgl. Kapitel 9.1) erhebliche Unsicherheiten mit Blick auf die Zukunft der Rohölversorgung und der Raffineriestandorte verbunden sind. Sie hält ein umfassendes Konzept zur Transformation bzw. zur Stilllegung oder Umnutzung der deutschen Raffineriestandorte sowie der unterschiedlichen Infrastrukturen der Ölversorgung für dringend notwendig.

Erdgas

Z33. Erdgas ist in Deutschland seit 1992 nach Mineralöl der Primärenergieträger mit dem zweitgrößten Aufkommensanteil. Auch hier wird der größte Anteil des Aufkommens für Deutschland über Importe gedeckt. Darüber hinaus sind die Erdgastransite über Deutschland in den vergangenen Jahren sehr stark angestiegen. Im Kontext der veränderten Versorgungssituation sind die Erdgaslieferungen von Deutschland an die Nachbarstaaten jedoch vor allem in den Jahren 2022 und 2023 deutlich zurückgegangen, liegen aber gleichwohl noch auf signifikanten Niveaus. Die Einstellung der Erdgaslieferungen aus Russland und die entsprechenden Maßnahmen zur Erdgaseinsparung sowie die Preisturbulenzen auf den globalen Erdgasmärkten führten in den Jahren 2022 und 2023 zu erheblichen Rückgängen des Erdgasverbrauchs in Deutschland. Die größten Beiträge dazu wurden von den beiden größten Nachfragesektoren, der Industrie (Erdgaseinsatz für Prozesswärme und den nichtenergetischen Verbrauch) sowie den privaten Haushalten (Erdgaseinsatz in der Gebäudeenergieversorgung) erbracht. Wie für Mineralöl wird durch die klimapolitischen Ziele auch der Erdgasverbrauch in Deutschland reduziert bzw. längerfristig auf Werte nahe Null zurückgeführt werden müssen. Diese Verbrauchsentwicklungen haben weitgehende Konsequenzen für die Entwicklung der Erdgasnetze (v. a. im Mittel- und Niederdruckbereich). Diese absehbaren Entwicklungen sollten in den verschiedenen Prozessen der Infrastrukturplanung (Netzentwicklungsplanung für das Fernleitungsnetz, kommunale Wärmepläne etc.) sorgfältig reflektiert und die Planungsprozesse stärker aufeinander abgestimmt sowie die bestehenden Planungslücken (v.a. im Bereich der Regionalversorgung) geschlossen werden. Die nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Erwägungen absehbaren Stilllegungsprozesse für größere Bereiche der Erdgasnetze machen nach Auffassung der Expertenkommission Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig (z. B. Verkürzung der Abschreibungsdauern und Abkehr vom Prinzip der Nettosubstanzerhaltung).

Bioenergie

Z34. Bioenergie repräsentiert in den letzten Jahren einen Anteil von ca. 9 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Der Beitrag von Biomasse zum gesamten Energieaufkommen hat sich seit 1990 fast verneunfacht, wobei der rapide Aufwuchs der Biomassenutzung im Zeitraum 2000 bis 2010 in den folgenden Jahren durch eine vergleichsweise geringe Zunahme abgelöst worden ist. Die in Deutschland zur Energiegewinnung genutzte Biomasse stammt fast vollständig (über 90 %) aus einheimischen Aufkommen, Biomasse-Importe decken nur einen sehr kleinen Teil des Bedarfs ab. In geringem Umfang ist Deutschland auch Exporteur von biogenen Energieträgern. Bisher wurde Biomasse insbesondere in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, sowie in der Wärmeerzeugung (v.a. für die Beheizung in Gebäuden) und im Verkehr eingesetzt. Der Biomasseeinsatz in der Strom- und Fernwärmeversorgung repräsentiert etwa 40 %, die Nutzung in den privaten Haushalten etwa 25 % und in den Sektoren Industrie, GHD sowie Verkehr jeweils etwa 10 % des gesamten Verbrauchs von Biomasse. Vor dem Hintergrund des begrenzten Aufkommens nachhaltig bereitgestellter Biomasse sowie der Nutzungskonkurrenzen u. a. mit dem im

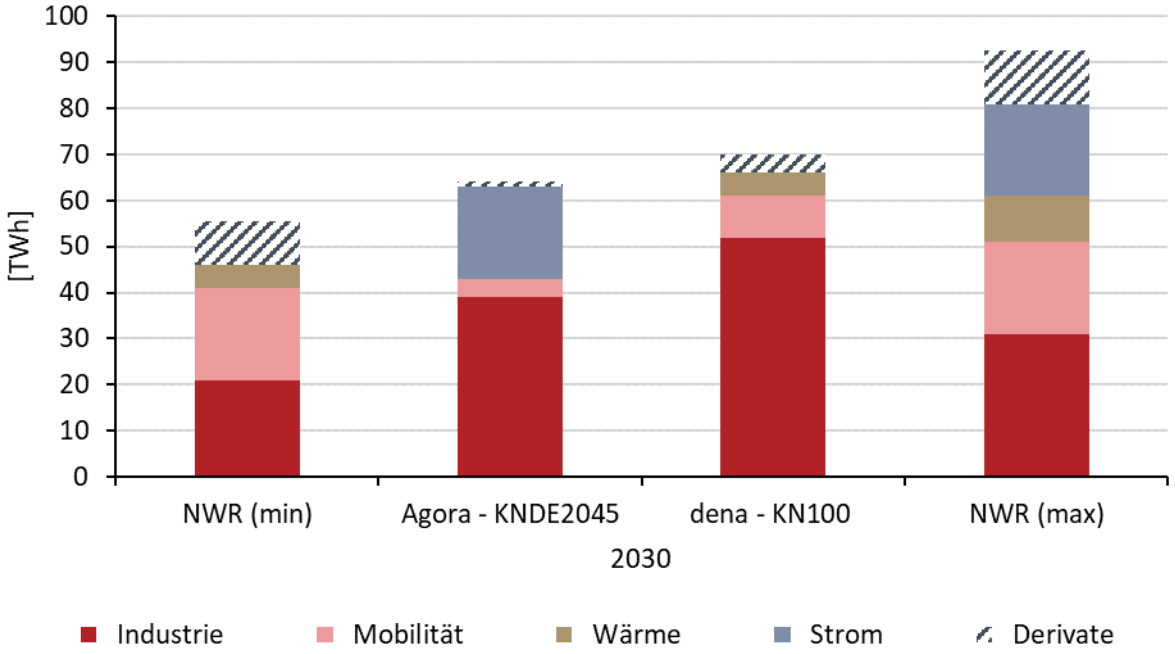
Kontext von Klimaneutralitätsstrategien notwendigen stofflichen Einsatz von Biomasse sieht die Expertenkommission in der energetischen Biomassenutzung einen begrenzten, aber gleichwohl unverzichtbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Die zukünftige Struktur der Biomassenutzung wird sich allerdings deutlich von den heutigen Einsatzstrukturen unterscheiden müssen. Dabei sollten vorrangig Rest- und Abfallbiomasse eingesetzt werden, wohingegen der Einsatz von Waldholz und Agrarrohstoffen für energetische Zwecke deutlich reduziert werden sollte. Mit Blick auf die Durchsetzung klarer Nachhaltigkeitsstandards wie auch eine sektoral differenzierte Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes sowie die konsistente Ausgestaltung der Nationalen Biomassestrategie (NaBiS), der Carbon Management-Strategie (CMS) sowie der Langfriststrategie Negativemissionen bzw. der entsprechenden europäischen Strategien, sieht die Expertenkommission zentrale Handlungsbedarfe.

Wasserstoff und seine Derivate

Z35. Wasserstoff ist ein bedeutender Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität. Der Einsatz von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten ist etwa im Bereich der saisonalen Energiespeicherung, bei industriellen Prozessen wie der Herstellung von Stahl und chemischen Grundstoffen sowie für die Luft- und Hochseeschifffahrt aus heutiger Sicht die einzige großskalig verfügbare Option zur Transformation in Richtung Klimaneutralität. Wasserstoffderivate sind zudem eine Möglichkeit für den frühzeitigen Langstreckentransport von Wasserstoff. Langfristig wird die entsprechende Versorgung auf Basis von grünem Wasserstoff beruhen, vor allem in einer Übergangsphase wird jedoch auch blauer Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen können.

Z36. Bisher wird in Deutschland vor allem grauer Wasserstoff durch die Reformierung von Erdgas hergestellt, wobei der überwiegende Teil des produzierten Wasserstoffs in der Industrie eingesetzt wird (Gesamtbedarf aller Sektoren im Jahr 2022: 42 TWh). Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten in Deutschland wird sich zukünftig dynamisch entwickeln und könnte 2030 aus Sicht unterschiedlicher Studien bereits bei 55 – 92 TWh liegen und bis 2045 auf 423 – 1.364 TWh ansteigen. Die installierte Leistung von Elektrolyseuren betrug im Februar 2024 etwa 66 MW und soll laut nationaler Wasserstoffstrategie bis 2030 auf 10 GW ansteigen. Da diese Elektrolysekapazität zur Deckung der prognostizierten Bedarfe schon im Jahr 2030 nicht ausreicht, sollte der Import von klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten zeitnah und mit hoher Dringlichkeit angestoßen werden. Die notwendigen Importe von Wasserstoffäquivalenten sind in unterschiedlicher Form und aus unterschiedlichen Regionen möglich. Dabei können Regionen und Länder mit besonders guten Bedingungen für erneuerbare Energien ein attraktives Geschäftsmodell für einen klimafreundlichen Energiehandel entwickeln, sofern die günstigen Produktionsbedingungen in diesen Ländern mit günstigen Transportoptionen kombiniert werden können. Die Expertenkommission empfiehlt, den globalen Handel mit Derivaten (Methanol, Ammoniak, ggf. Eisenschwamm etc.) auch durch staatliches Handeln anzureizen und von Beginn an eine diversifizierte Importstruktur mit vielfältigen Lieferländern und -regionen anzustreben.

Abbildung Z-5: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in 2030 nach Sektoren



Anmerkungen: siehe Tabelle 4-10 in der Stellungnahme.

Z37. Angesichts des prognostizierten hohen Bedarfs an Wasserstoff ist es für Deutschland von besonderer Bedeutung, die Wasserstoffbeschaffung und den Aufbau globaler Handelsplattformen voranzutreiben. Dabei ist ein europäisches Vorgehen basierend auf marktwirtschaftlichen Instrumenten von Vorteil, da die Beschaffung großer Mengen die spezifischen Kosten signifikant senken wird. Größtmögliche Preistransparenz, die durch wettbewerbliche Beschaffungs- und Vergabeinstrumente oder an Energiebörsen hergestellt werden kann, ist schon in der Marktinitialisierungsphase von Bedeutung.

Z38. Entscheidend für die Wasserstoff-Gestehungskosten und damit die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sind vor allem die Kosten des für die Elektrolyse eingesetzten Stroms. Vor diesem Hintergrund stellen die vergleichsweise hohen Preise für Strom in Europa eine große Herausforderung dar. Grundsätzlich weist die Expertenkommission darauf hin, dass sich die „Grüne Eigenschaft“ von Wasserstoff letztlich nur auf der Systemebene bewerten lässt und die Zuordnung von regenerativ erzeugtem Strom zu bestimmten Wasserstofferzeugungsprojekten zumindest als problematisch anzusehen ist. Die hohen rechtlichen Anforderungen der delegierten Rechtsakte zur Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff dürften die Produktionskosten bzw. den Wasserstoff-Hochlauf verteuern und gegebenenfalls verlangsamen. Hierbei sieht die Expertenkommission ein Spannungsfeld zwischen einerseits den in einigen Facetten diskussions- und verbesserungswürdigen Einzelregelungen (mit Blick auf Praktikabilität, Kosten und Mengen) und

andererseits den (fortgesetzten) Unsicherheiten bezüglich des regulativen Rahmens, die gegebenenfalls aus den für Veränderungen notwendigen langwierigen und komplexen Rechtssetzungsprozessen auf EU-Ebene entstehen würden.

Z39. Für den Wasserstoffhochlauf in Deutschland und Europa bildet der Aufbau einer Pipeline-Infrastruktur einen zentralen Ermöglichungsfaktor. Der aktuelle Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz beruht vor allem auf der Anbindung der großen industriellen Wasserstoffverbraucher, der potentiellen Wasserstoffverbraucher im Bereich der Stromwirtschaft, der Wasserstoffspeicher sowie der Importkorridore. Für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes auf nationaler und europäischer Ebene hält die Expertenkommission ein Finanzierungsmodell mit intertemporaler Kostenallokation („Amortisationskonto“) für einen pragmatischen und geeigneten Weg, robuste infrastrukturseitige Voraussetzungen für einen ambitionierten Wasserstoffhochlauf im Kontext vielfältiger Unsicherheiten zu schaffen, sieht aber auch noch einigen Klärungs- und Handlungsbedarf insbesondere bezüglich der genauen Ausgestaltung der Regulierung und der Finanzierung des Wasserstoff-Verteilnetzes.

Z40. Angesichts der großen Bedeutung von Speichern für das zukünftige Wasserstoffsystem und der Vielzahl von klärungsbedürftigen technischen, ökonomischen und regulatorischen Fragen in diesem Bereich hält die Expertenkommission eine umfassende Adressierung der Wasserstoffspeicherung in der geplanten Speicherstrategie der Bundesregierung für dringend notwendig.

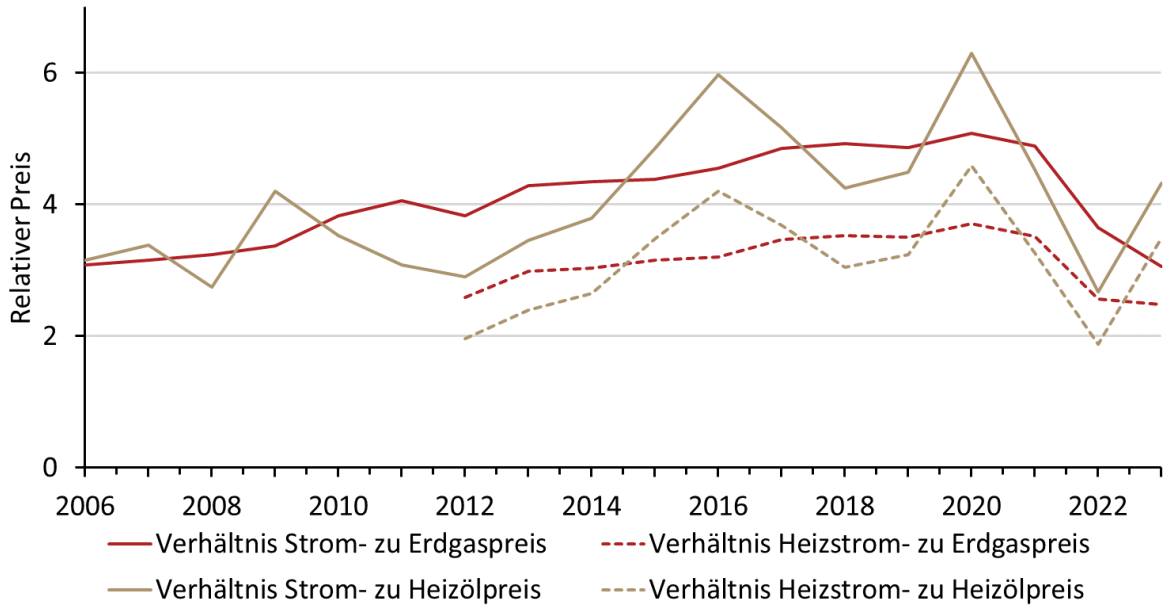
5. Wärme

Z41. Der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Wärme hat sich in den vergangenen zehn Jahren kaum verändert. Lediglich ein leichter Rückgang des Verbrauchs seit 2021 kann beobachtet werden. Auch der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten ist nicht nennenswert gesunken. Der Anteil der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien an der gesamten Wärmebereitstellung stieg in den letzten Jahren stetig an und liegt aktuell bei rund 19 %. Allerdings ist dies hauptsächlich auf eine steigende Wärmeerzeugung durch feste Biomasse, d. h. vor allem Holz, zurückzuführen. Da Biomasse begrenzt verfügbar ist und auch für andere Dekarbonisierungsstrategien wie den Ersatz fossiler Grundstoffe in Frage kommt, ist der Anstieg der Holzverfeuerung zum Heizen nicht positiv zu bewerten. Zudem verursacht die Wärmeerzeugung mit Holz CO_2-Emissionen (und weitere Schadstoffemissionen wie NOx), während die Einbindung des Kohlenstoffs durch Wälder davon unabhängig zum Ausgleich anderer schwerer vermeidbarer THG-Emissionen dienen könnte. Biomasse sollte daher vorwiegend in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie stofflichen Anwendungen oder für Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt und im Gebäudesektor nicht gefördert werden.

Z42. Die Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand ist weiterhin vor allem durch Gas- und Ölkessel geprägt. Bei Wohnungsneubauten sind hingegen über die Hälfte der installierten Heizsysteme Wärmepumpen. In Deutschland sind aktuell rund 2 Mio. Wärmepumpen installiert. Ihr jährlicher

Zubau steigt stetig (+356.000 im Jahr 2023), liegt jedoch unter dem Ziel der Bundesregierung von 500.000 neu installierten Wärmepumpen. Ein wichtiger Faktor, um den Ausbau von Wärmepumpen anzureizen, ist das Verhältnis des Strompreises zu den Brennstoffpreisen für die zur Verfügung stehenden Alternativen. Strom war in Deutschland in den vergangenen Jahren pro kWh oft mehr als dreimal so teuer wie Erdgas, sodass bereits die Betriebskosten einer Wärmepumpe höher sind als jene einer Gasheizung, zusätzlich zu höheren Anschaffungskosten. Ein Blick in das europäische Ausland zeigt, dass in Ländern, in denen der Preisunterschied zwischen Strom und Erdgas durch politische Maßnahmen reduziert wurde, der Anteil von Wärmepumpen deutlich höher ist als in Deutschland. Ein niedriger Strompreis ist auch für andere zu elektrifizierenden Anwendungen vorteilhaft. Die Abschaffung der EEG-Umlage Mitte 2022 war daher sinnvoll. Es sollten weitere Maßnahmen zur Senkung des Strompreises ergriffen werden. Zusätzlich könnten dynamische Netzentgelte dazu beitragen, die Flexibilität von neuen elektrifizierten Anwendungen zu nutzen.

Abbildung Z-6: Verhältnis von Strompreisen (Abnahmefall Haushalte) zu Erdgas- und Heizölpreisen 2006 bis 2023



Anmerkungen: siehe Abbildung 5-12 in der Stellungnahme.

Z43. Im Jahr 2023 waren 6,4 Mio. Haushalte in Deutschland an ein Fernwärmenetz angeschlossen, was eine Steigerung von rund 21 % gegenüber 2012 darstellt. Der Fernwärmeverbrauch ist in den letzten Jahren leicht rückläufig, bedingt durch milde Witterung und durch Einsparmaßnahmen. Neben dem Wandel der Beheizungsstruktur ist auch eine Effizienzsteigerung der Gebäude grundlegend für eine erfolgreiche Wärmewende. Zur Einhaltung der Klimaziele müssten jährlich 1,3 bis 2 % der Gebäude in Deutschland energetisch saniert werden. Die tatsächliche Sanierungsrate liegt jedoch unter 1 %. Die Datenlage zur Gebäudeeffizienz und zur Sanierungsrate ist unzureichend; hier wird ein verbessertes Monitoring empfohlen. Daten und Maßnahmen sollten

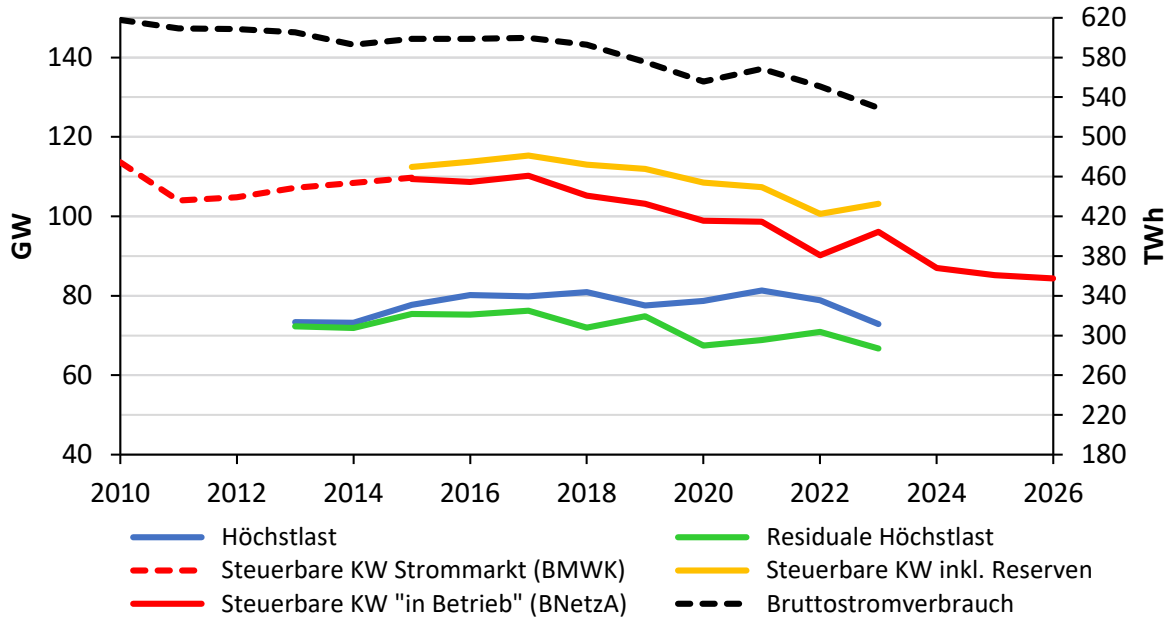
sowohl die Sanierungsrate als auch die Sanierungstiefe betrachten. Bei Fördermaßnahmen ist die soziale Ausgewogenheit wichtig. Mitnahmeeffekte sollten vermieden und Verteilungseffekte der Förderungen betrachtet werden. Die Expertenkommission empfiehlt, Fördermittel für die Gebäudesanierung stärker auf Eigentümer mit niedrigem Einkommen zu konzentrieren, und sieht die Ausweitung des Einkommens-Bonus auch auf Sanierungen der Gebäudehülle als sinnvollen ersten Schritt an. Es wird empfohlen, auch die Grundförderung und/oder den Geschwindigkeitsbonus nach Einkommen zu staffeln, um die begrenzten Fördermittel möglichst zielgerichtet einzusetzen. Hierbei sollten Haushalte mit niedrigen Einkommen im vermietenden Bestand nicht vergessen werden. Darüber hinaus wird empfohlen, die finanzielle Unterstützung des Neubaus eher auf den sozialen Wohnungsbau zu fokussieren, und Mittel stärker der energetischen Sanierung zukommen zu lassen.

6. Energie- und Versorgungssicherheit

Z44. Die Gewährleistung eines hohen Niveaus bei der Versorgungssicherheit für Strom und Erdgas bildet ein zentrales Handlungsfeld der Energiepolitik. Bei Strom betrifft dies den Transformationsprozess sowie auch das Stromsystem nach dem Erreichen des Ziels der Klimaneutralität, bei Erdgas vor allem den Transformationsprozess (und in der Folge dann die Versorgung mit Wasserstoff).

Z45. Entscheidend für die Versorgungssicherheit des Stromsystems ist die Deckung der Residuallast. Die Residuallast ist in den letzten Jahren gesunken und liegt derzeit bei etwa 70 GW, wird im Zuge der Elektrifizierung des Energiesystems in den nächsten Jahren jedoch ansteigen. Zur Deckung der Residuallast kommt steuerbaren Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Bedeutung zu. Der Bestand dieser Kraftwerkskapazitäten ist im Jahr 2024 erstmals unter einen Wert von 90 GW gesunken und wird in den nächsten Jahren im Zuge des Kohleausstiegs noch deutlich weiter fallen. In den meisten europäischen Nachbarstaaten vollziehen sich ähnliche Prozesse. Zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit werden in Deutschland erhebliche Kraftwerkskapazitäten außerhalb des Marktes vorgehalten, Ende 2023 belief sich die entsprechende Gesamtkapazität auf gut 14 GW. Dies entspricht etwas mehr als 12 % der gesamten steuerbaren Kraftwerkskapazität. Die unterschiedlichen Analysen zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation für Deutschland und die EU führen zu teilweise deutlich unterschiedlichen Ergebnissen. Die Expertenkommission sieht hier einen erheblichen Klärungsbedarf, auch mit Blick auf die zukünftige Rolle und die Robustheit der Nachfrageflexibilität und auch von Stromspeichern bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Abbildung Z-7: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs, der Höchstlast, der residualen Höchstlast sowie der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten



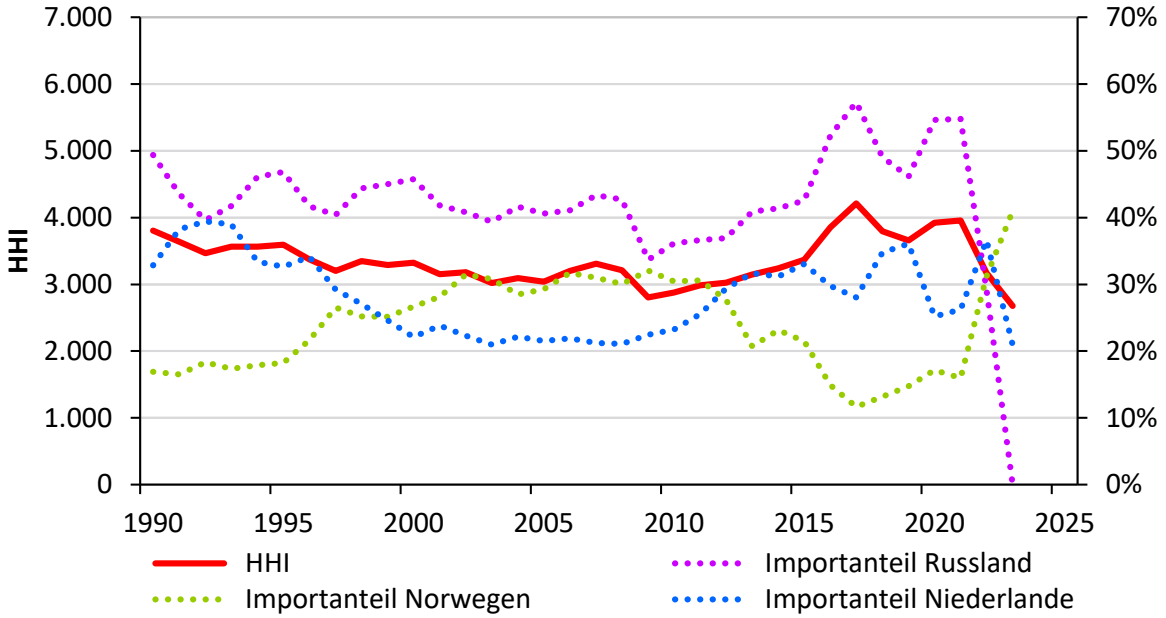
Anmerkungen: siehe Abbildung 6-4 in der Stellungnahme.

Z46. In verschiedenen Analysen zur Versorgungssicherheit wurde für den Zeitraum bis 2030 ein erheblicher Handlungsdruck herausgearbeitet. Eine konzeptionelle Neuordnung der Maßnahmen z. B. im Rahmen einer umfassenden Reform des Marktdesigns (und deren beihilferechtlichen Erfordernisse) wird allerdings bis zum Jahr 2030 nur sehr begrenzt möglich sein. Hier kann die Kraftwerkstrategie der Bundesregierung eine Brücke bilden. Gleichwohl verbleibt die Notwendigkeit, frühestmöglich eine umfassende Reform des Marktdesigns anzustoßen, welche das bestehende und zunehmend unübersichtlicher werdende System aus unterschiedlichen Reserven außerhalb des Strommarktes sowie sehr technologiespezifischen Einzelmaßnahmen ablöst sowie auch und besonders die Nachfrageseite des Stromsystems einbezieht (zur wichtigen Rolle der Flexibilität vergleiche Kapitel 3.5). Die längerfristige Perspektive mit Blick auf die Strukturen des zukünftigen Strommarktdesigns sollte deswegen eine wichtige Nebenbedingung für die Ausgestaltung der aktuell verfolgten Fördermaßnahmen werden. Gleiches gilt für die Förderung des Wasserstoffeinsatzes in der Verstromung (auf Grundlage der Nationalen Wasserstoffstrategie). Die Kommission weist aber an dieser Stelle noch einmal nachdrücklich darauf hin, dass ein deutlich höheres Maß an Transparenz und Belastbarkeit der grundlegenden Analysen zum Stand der Versorgungssicherheit eine unabdingbare Voraussetzung für die zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit ergriffenen Maßnahmen bildet.

Z47. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Erdgas war in den Jahren seit 2022 mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Die in den Jahren bis 2022 sehr stark gewachsene

Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus Russland hat zu einer sehr starken Konzentration des Erdgasaufkommens für Deutschland und für die Transitlieferungen in benachbarte Staaten geführt. Darüber hinaus ist für das Jahr 2021 ein strategisches Verhalten der unter Kontrolle russischer Unternehmen stehenden Erdgasspeicher in Deutschland festzustellen. Im Rahmen der nach dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und dem nahezu vollständigen Ausfall der Erdgaslieferungen von Russland nach Deutschland ausgerufenen Alarmstufe wurde eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen, mit denen der Erdgasverbrauch in Deutschland (v. a. in der Industrie und im Gebäudebereich) deutlich reduziert wurde, die Speicherstände auf das notwendige Niveau und der Ausbau einer LNG-Terminal-Infrastruktur mit großer Geschwindigkeit auf den Weg gebracht wurden. Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen. Ziel sollte es sein die Marktkonzentration im Bereich der Erdgas-Importe weiter deutlich zu reduzieren. Beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollten diese Aspekte von Anfang an als wichtige Ziele verfolgt sowie entsprechende Maßnahmen ergriffen und Instrumente entwickelt werden.

Abbildung Z-8: Importkonzentration und Importanteile der wichtigsten Erdgas-Lieferländer Deutschlands



Anmerkungen: siehe Abbildung 6-15 in der Stellungnahme.

Z48. Mit der Errichtung aller geplanten LNG-Terminals wird Deutschland in den 2020er Jahren und auch darüber hinaus über erhebliche LNG-Importkapazitäten verfügen. Die Expertenkommission empfiehlt, dass die unterschiedlichen Facetten der Erdgas-Versorgungssicherheit umfassend in Betracht gezogen und auf regelmäßiger Basis analysiert sowie transparent dargelegt und begründet werden sollten. Dies gilt sowohl mit Blick auf die im Kontext der Klimapolitik notwendige massive Rückführung des Erdgasverbrauchs in Deutschland und Europa, aber auch die Versorgung

von heute noch in erheblichem Maße von russischen Erdgaslieferungen abhängigen mittel- und zentral-europäischen Staaten sowie Ausfälle großer Importinfrastrukturen durch Unfälle, terroristische oder andere Vorkommnisse.

Z49. Durch die massive Förderung von LNG-Terminals aus dem Staatshaushalt werden die Versorgungssicherheitskosten der Erdgasversorgung von der Allgemeinheit getragen. Die Expertenkommission empfiehlt stattdessen eine Finanzierung der LNG-Infrastrukur nach dem Muster der Regelungen im Bereich der Mineralölversorgung (Erdölbevorratungsverband (EBV)).

Z50. Mit Blick auf die Versorgungsqualität der Strom- und Gasversorgung sind für Deutschland hohe Qualitätsniveaus zu konstatieren. Die Expertenkommission weist jedoch auf die begrenzte Aussagekraft der entsprechenden (SAIDI-) Indikatoren hin.

Z51. Neben den klassischen Energieträgern werden in Zukunft auch andere, nicht energetische Rohstoffe eine wichtige Rolle für die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem einnehmen. Diese sogenannten strategischen Rohstoffe sind für die Produktion der für ein klimaneutrales Energiesystem benötigten Technologien, wie zum Beispiel PV-Anlagen oder Elektrolyseure, essenziell. Entlang der Wertschöpfungsketten dieser Technologien liegen sowohl auf der Ebene der Rohstoffförderung als auch bei der Rohstoffaufarbeitung und Fertigung von (Teil-) Komponenten potentielle Versorgungsrisiken vor, v. a. bedingt durch beschränkte Produktionskapazitäten und hohe Marktkonzentration. Beides kann mit Blick auf den erwarteten Nachfrageanstieg im Rahmen der Energiewende zu stark steigenden Preisen für strategische Rohstoffe führen, was die Umsetzung der Energiewende – zumindest temporär – verteuern und verlangsamen kann. Um die Versorgungsrisiken zu mindern, empfiehlt die Expertenkommission eine maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion und Diversifizierung von Bezugsländern. Weiterhin sollte die Rohstoffintensität der Produktionsprozesse gesenkt und das Recycling strategischer Rohstoffe erhöht werden. Aufgrund von Vorlaufzeiten und erst mittel- bis langfristigen Wirkungen sollten diese Maßnahmen zeitnah umgesetzt und auch nachgehalten werden.

7. Energiepreise und –kosten

Z52. In Folge des russischen Angriffskriegs und der dadurch entstandenen Energiekrise sind die Großhandelspreise für Strom im Jahr 2022 deutlich angestiegen und verzeichneten Monatsmittelwerte mit in der Spitze über 500 €/MWh. Im Jahr 2023 sind die Preise kontinuierlich gesunken und betrugen zum Jahresende knapp über 100 €/MWh, was weiterhin deutlich über den Preisen des Jahres 2021 mit ca. 40 €/MWh liegt. Der Rückgang der Großhandelspreise macht sich bei den Letztverbraucherpreisen für Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel bemerkbar. Diese waren im Jahr 2023 rückläufig. Der durchschnittliche Strompreis in der Industrie sank ebenfalls, während er für private Haushalte im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr nochmals deutlich gestiegen ist. Der Preis für neu abgeschlossene private Stromverträge liegt Anfang 2024 jedoch wieder auf einem ähnlichen Niveau wie vor der Energiekrise.

Z53. Die Bundesregierung hat unterschiedliche Maßnahmen als Reaktion auf die gestiegenen Energiepreise beschlossen. Seit Juli 2022 wurde die EEG-Umlage abgeschafft bzw. wird nunmehr aus dem Bundeshaushalt finanziert. Diese Umfinanzierung wurde von der Expertenkommission in der Vergangenheit bereits gefordert (EWK 2021) und wird daher begrüßt. Für das verarbeitende Gewerbe wurde die Stromsteuer zeitlich befristet in den Jahren 2024 und 2025 auf 0,05 ct/kWh gesenkt. Für private Haushalte wurde für das Jahr 2023 die Strom- und Gaspreisbremse verabschiedet, bei der die Haushalte für ihren Verbrauch die vollen Marktpreise entrichten mussten, aber einen pauschalen Rabatt für 80 % des Vorjahresverbrauchs zum Preisdeckel in Höhe von 40 ct/kWh für Strom und in Höhe von 12 ct/kWh für Gas erhielten. Darüber hinaus wurde befristet die Umsatzsteuer für Erdgas und Fernwärme auf den ermäßigten Satz von 7 % reduziert.

Z54. Die Expertenkommission empfiehlt im Rahmen einer CO_2-basierten Energiepreisreform die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweilige europarechtlich zulässige Mindestniveau abzusenken (siehe Kapitel 10). Im Rahmen dieser Energiepreisreform empfiehlt die Expertenkommission an der im Jahr 2023 eingeführten Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte durch einen Bundeszuschuss vorerst festzuhalten, bis der Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung abschließend geklärt ist.

Z55. Wie bereits in vorherigen Stellungnahmen (z. B. EWK 2021) nutzt die Expertenkommission die Konzepte der Letztverbraucherausgaben und Energiestückkosten (Energiekosten bezogen auf die Bruttowertschöpfung oder den Bruttoproduktionswert), um die Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen. Die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind im Jahr 2022 um 9 % auf 92,5 Milliarden Euro gestiegen und entsprechen nun 2,4 % des deutschen Bruttoinlandprodukts. Der Anteil der staatlich induzierten Elemente ist aufgrund des Wegfalls der EEG-Umlage deutlich gesunken, während der Anteil der marktgetriebenen Elemente aufgrund der gestiegenen Energiepreise zugenommen hat. Die Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor betrugen im Jahr 2022 126 Milliarden Euro. Dies entspricht, vor allem bedingt durch die Entwicklungen auf den globalen Ölmärkten, einer Steigerung von 41 % gegenüber dem Vorjahr und von 34,5 % im Vergleich zu 2019.

Tabelle Z-2: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Stromabsatz	**[TWh]**	479	467	462	465	447	451	448	445	445	440	419	419	413
Gesamtausgaben	**Mrd €**	**58,7**	**63,6**	**64,3**	**58,7**	**70,4**	**69,5**	**68,5**	**69,0**	**73,3**	**75,1**	**76,3**	**79,8**	**92,5**
Staatlich induzierte Elemente		**16,4**	**22,5**	**23,7**	**29,6**	**32,3**	**31,5**	**33,2**	**34,8**	**34,6**	**34,0**	**33,9**	**33,6**	**20,3**
Stromsteuern		6,4	7,2	7,4	7,0	6,6	6,7	6,9	6,9	6,7	6,6	6,5	6,7	6,6
Konzessionsabgaben		2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9
EEG-Umlage		7,5	12,9	13,9	19,3	22,4	22,0	22,8	24,5	24,6	22,8	23,2	22,6	8,9
KWKG		0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0	0,8	0,9	1,3
Umlagen (§ 17F EnWG, § 18 AbLaV)		-	-	-	0,8	0,8	0,1	0,2	0,0	0,2	1,6	1,5	1,4	1,5
Staatlich regulierte Elemente		**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,8**	**18,0**	**18,7**	**20,8**	**19,9**	**20,1**	**20,6**	**21,1**	**23,2**
Netzentgelte Übertragungsnetze		2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9	4,9	4,9	5,3
Netzentgelte Verteilnetze		13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2	15,7	16,2	17,9
Marktgetriebene Elemente		**27,1**	**25,7**	**24,1**	**11,0**	**20,3**	**20,0**	**16,6**	**13,5**	**18,8**	**21,0**	**21,8**	**25,2**	**48,9**
Marktwert EEG-Strom		3,5	4,4	4,7	4,2	4,1	4,7	4,3	5,9	8,0	7,2	5,7	13,6	33,6
Erzeugung und Vertrieb		23,6	21,3	19,4	6,8	16,2	15,3	12,3	7,6	10,8	13,8	16,1	11,6	15,3

Anmerkungen: siehe Tabelle 7-1 in der Stellungnahme.

Z56. Die Energiestückkosten des verarbeitenden Gewerbes verzeichneten im Jahr 2020 keine nennenswerte Abweichung zum Vorjahr und lagen bei 5,9 % der Bruttowertschöpfung. Sie weisen jedoch eine starke Heterogenität in Bezug auf einzelne Wirtschaftssektoren auf. Wegen der erheblichen Nachlaufzeiten der statistischen Berichterstattung in Deutschland ist eine Bewertung der Entwicklung für die Jahre ab 2021 noch nicht möglich. Die Expertenkommission spricht sich

daher dafür aus, eine regelmäßigere Veröffentlichung der relevanten amtlichen Daten zu prüfen. Ohne eine solche Datengrundlage können keine Einschätzungen am aktuellen Rand getroffen werden, diese sind jedoch insbesondere mit Blick auf die dynamischen Entwicklungen der Energiepreise der letzten Jahre von hoher Relevanz. Für das weitere Monitoring der Energiewende sieht die Expertenkommission daher dringenden Handlungsbedarf, an vorherige, detailliertere Arbeiten zu Energiestückkosten (Löschel et al. 2015a, 2015b, Matthes et al. 2016, Kaltenegger et al. 2017) anzuknüpfen.

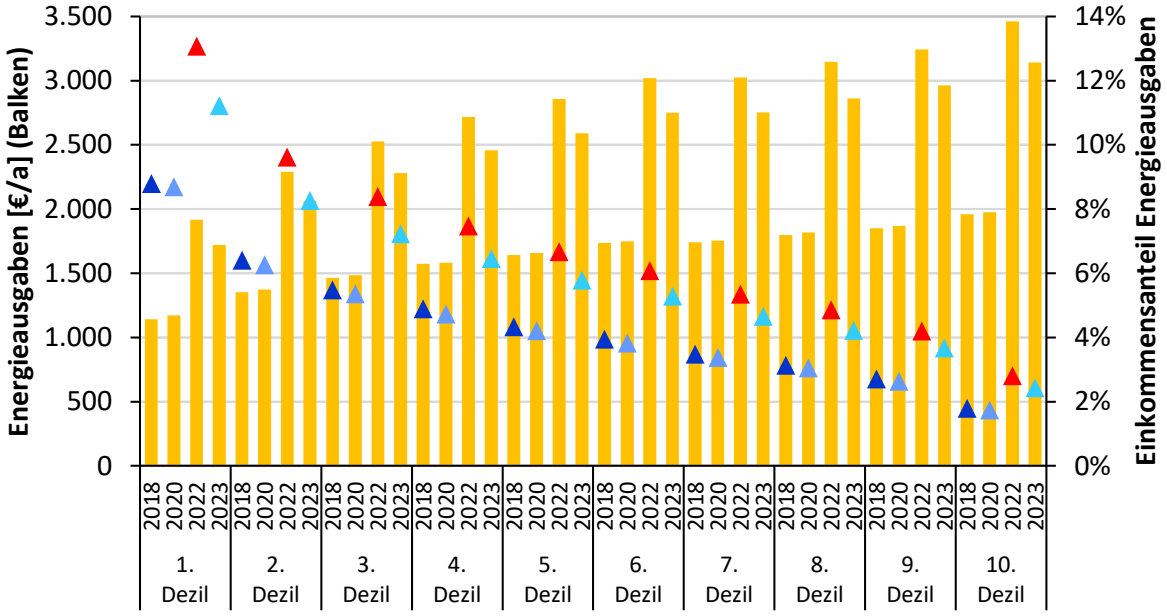
8. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende

Z57. Für den Erfolg oder Misserfolg der Energiewende sind gesellschaftliche Aspekte zentrale Elemente, da die Energiewende ohne den Rückhalt und die Beteiligung der Bevölkerung nur schwierig, bis gar nicht umgesetzt werden kann. Daher ist es wichtig, sowohl die entstehenden Be- oder Entlastungen für Verbraucher/innen als auch die generelle Zustimmung und Akzeptanz der geplanten Ziele und getroffenen Maßnahmen zu betrachten.

Z58. Die Energieausgaben deutscher Haushalte unterscheiden sich nach Haushaltsmerkmalen, z. B. dem Einkommen, deutlich. Während Haushalte im obersten Einkommensdezil aufgrund eines höheren Energieverbrauchs zwar absolut höhere Energieausgaben haben, ist die Belastung der unteren Einkommensdezile relativ zum Haushaltseinkommen stärker. So lag der Anteil der Energieausgaben im untersten Dezil im Jahr 2023 bei ca. 12 %, während er im obersten Dezil bei lediglich 2 % lag (FDZ 2022). Zudem ist auch Energiearmut ein für Deutschland relevantes Thema. Je nach Definition lebten im Jahr 2022 zwischen 4 % und 25 % der Haushalte in Deutschland in Energiearmut, der Anteil ist während der Energiepreiskrise deutlich gestiegen. Die Energiewende birgt das Risiko, diese ungleiche Belastung noch zu verstärken. Eine kurzfristige Abfederung der negativen Verteilungswirkungen, durch direkte Einkommensunterstützung oder die Auszahlung eines (sozialen) Klimageldes für besonders betroffene Haushalte, ist daher wichtig, um diese zu entlasten. Der wichtigste Hebel, um nachhaltig vor hohen Kosten zu schützen, ist jedoch die Erhöhung der Anpassungsreaktion, um eine Umstellung auf klimafreundliche Alternativen und eine Teilhabe am Klimaschutz zu ermöglichen. Dies sollte durch zielgerichtete investive Unterstützung für klimafreundliche Technologien und durch Bereitstellung nötiger Infrastruktur erfolgen. Eine soziale Ausgestaltung von Förderprogrammen kann Verteilungsungerechtigkeiten mindern. Die mit der Einführung des Klima-Sozialfonds im Rahmen des ETS-2 zu entwickelnden Maßnahmen sollten daher nicht (nur) pauschal entlasten, sondern so ausgestaltet werden, dass sie zur Dekarbonisierung besonders betroffener Gruppen führen, um nachhaltig hohe CO_2-Kosten und einen möglichen Carbon-Lock-in zu vermeiden. Für weiterführende Analysen der Verteilungswirkungen sieht die Expertenkommission einen erheblichen Bedarf für die Verstetigung der Datenerhebung in Form von Befragungen, sowie für die flächendeckende Erfassung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes und für die Einführung eines Gebäude- und Wohnungsregisters. Nur auf

Basis aussagekräftiger und robuster Daten lassen sich Probleme erkennen, zielgenaue Maßnahmen gestalten und ihre Wirkungen adäquat bewerten.

Abbildung Z-9: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2023)



Anmerkungen: siehe Abbildung 8-1 in der Stellungnahme.

Z59. Neben Haushalten zeigt sich auch bei Unternehmen eine unterschiedliche Betroffenheit der durch die Energiekrise angestiegenen Preise und Kosten. Auch hier sollten zukünftige Entlastungen möglichst anreizkompatibel gestaltet werden und insbesondere auch Kleinstunternehmen adressieren, die von bisherigen politischen Maßnahmen oft nicht entlastet wurden. Die Expertenkommission begrüßt daher die explizite Einschließung von Kleinstunternehmen in den Klima-Sozialfonds.

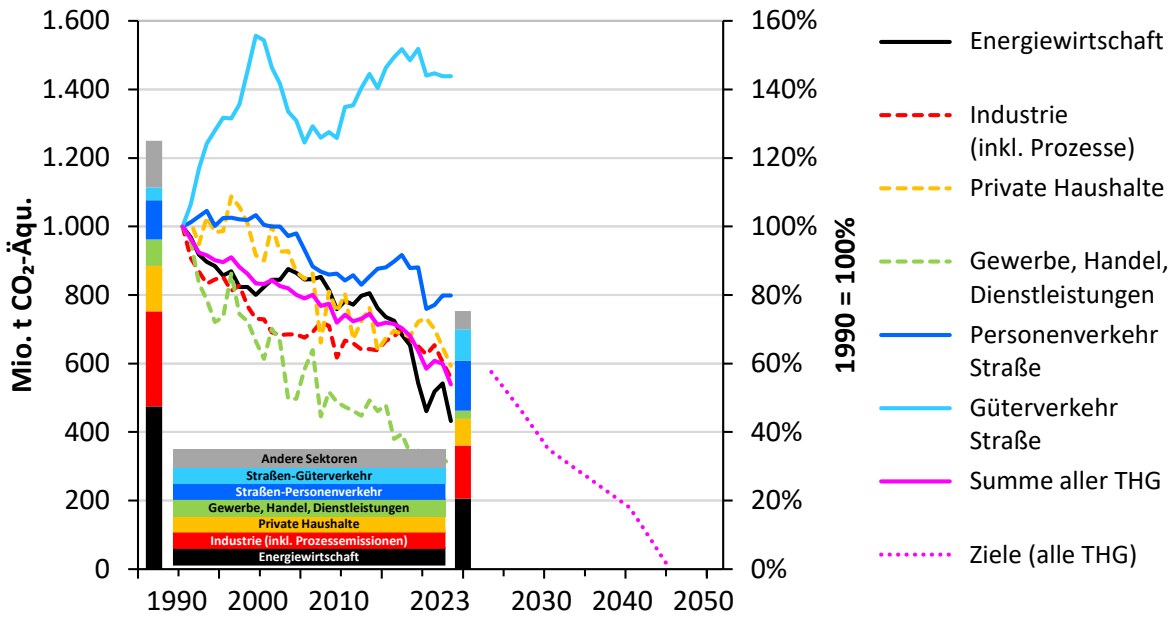
Z60. Zur Untersuchung der Akzeptanz der Energiewende hat die Expertenkommission unterschiedliche Haushaltsbefragungen ausgewertet. Die generelle Zustimmung zur Energiewende ist hoch (90 % der Befragten halten die deutsche Energiewende für (sehr) wichtig) und hat im Verlauf der Jahre nicht abgenommen. Gleichzeitig bewerten im Jahr 2023 nur noch ca. 20 % der Befragten die Umsetzung der Energiewende als gut und ca. 55 % als schlecht (2017: 42 % gut, 33 % schlecht). Auch erwarten 26 % der Befragten im Rahmen der Energiewende negative persönliche Auswirkungen auf ihr Wohnumfeld, was einer Verdopplung im Vergleich zum Jahr 2017 gleichkommt.

9. Emissionen und Umweltauswirkungen

Z61. Die Reduktion der Umweltbelastung und Treibhausgasemissionen der Energieversorgung sind zentrale Ziele der Energiewende.

Z62. Die gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) lagen im Jahr 2023 um 46 % unter dem Basisniveau des Jahres 1990. Für die Erreichung des Ziels für das Jahr 2030 (minus 65 %) ist ab dem Jahr 2020 eine jährliche Emissionsminderung von etwa 2,5 Prozentpunkten (bezogen auf die Basisjahremissionen von 1990) notwendig. Dieser Orientierungswert wurde im Durchschnitt der letzten drei Jahren trotz der massiven Emissonsminderung im Jahr 2023 (-6 Prozentpunkte) nicht erreicht, wobei die Emissionsminderungen im Jahr 2023 neben effektiven Klimapolitikmaßnahmen (Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, CO_2-Preise) auch auf kaum dauerhaft wirkende Sondereffekte (hohe Erdgaspreise, niedriger Stromverbrauch etc.) zurückzuführen sind. Im Vorjahresvergleich entfielen im Jahr 2023 zwei Drittel der Emissionsminderung auf die Energiewirtschaft. Dieser Sektor ist verantwortlich für etwa ein Drittel der gesamten deutschen CO_2-Emissionen und hat seine Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um fast 60 % verringert. Andere Sektoren weisen ebenfalls einen rückläufigen Trend auf, mit Ausnahme des Verkehrssektors und teilweise des Gebäudesektors, wo nur unterproportionale Emissionsminderungen zu verzeichnen sind. Aktuelle Projektionen zeigen, dass die Minderungsziele mit Blick auf die Gesamtheit aller Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 erreicht werden können, wenn die bisher anvisierten Maßnahmen implementiert werden. Dazu gehört insbesondere das Erreichen des 80 %-Ziels für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich und die Umsetzung diverser Maßnahmen in den einzelnen Sektoren. Es stellt sich jedoch die Frage, ob die in den Projektionen unterstellten Maßnahmen in den nächsten Jahren vollumfänglich umgesetzt werden. Die Expertenkommission sieht daher weiteren Handlungsbedarf, um (sektorale) Emissionsminderungsprofile zu erreichen, die auch die Zielerreichung nach 2030 absichern, wenn die verbleibenden Emissionsminderungsbeiträge der Energiewirtschaft deutlich abnehmen werden.

Abbildung Z-10: Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF)



Anmerkungen: siehe Abbildung 9-1 in der Stellungnahme.

Z63. Die Expertenkommission hat in vergangenen Stellungnahmen ein umfassenderes Ziel- und Monitoringsystem der Umweltverträglichkeit des Energiesystems diskutiert (EWK 2018, 2021). Im Rahmen des vorliegenden Berichts ist jedoch kein umfassendes Monitoring der gesamten Umweltwirkungen möglich, weshalb nur für das Energiesystem besonders relevante Umweltdimensionen betrachtet werden, die in vorherigen Stellungnahmen als solche identifiziert wurden (EWK 2018). Neben den Treibhausgasemissionen sollten damit auch andere Umweltbelastungen der Energieversorgung, wie zum Beispiel die Emissionen von Luftschadstoffen, die Rohstoffentnahmen und die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems sowie die aktuellen Recyclinganstrengungen betrachtet werden. Die Zielsetzungen der aktuellen europäischen Luftqualitätsrichtlinie für die Emission von Luftschadstoffen wurden im Jahr 2021 alle eingehalten. Aufgrund der aktuellen Diskussion einer Verschärfung der Richtlinie, besteht jedoch weiterhin Handlungsbedarf. Während insbesondere die Braunkohleförderung in Deutschland aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs rückläufig ist, zeigt sich eine deutliche Zunahme beim Abbau von Energieholz. Die Expertenkommission betrachtet diesen Trend aufgrund der unklaren Rolle von Biomasse in der Energiewende kritisch. Die in der dritten Phase des Ressourceneffizienzprogramms (ProgRes III) gesetzten Ziele für die Gesamtrohstoffproduktivität wurden im Jahr 2021 nicht erreicht. Bei der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems zeigt sich eine zunehmende Verlagerung von der fossilen (Braunkohletagebau) zur erneuerbaren (Windkraft- und Flächenphotovoltaikanlagen) Energieerzeugung und zu dem ein leichter Rückgang des Anbaus von Energiepflanzen. Beim Recycling sieht die Expertenkommission noch deutlichen Handlungsbedarf,

um aktuelle Fehlanreize zu korrigieren und so den Anteil der stofflichen Verwertung zu erhöhen und die Abfallwirtschaft auf den Pfad der Klimaneutralität zu führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt sie die Aufnahme der Abfallverbrennung in den nEHS ab dem Jahr 2024.

10. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik

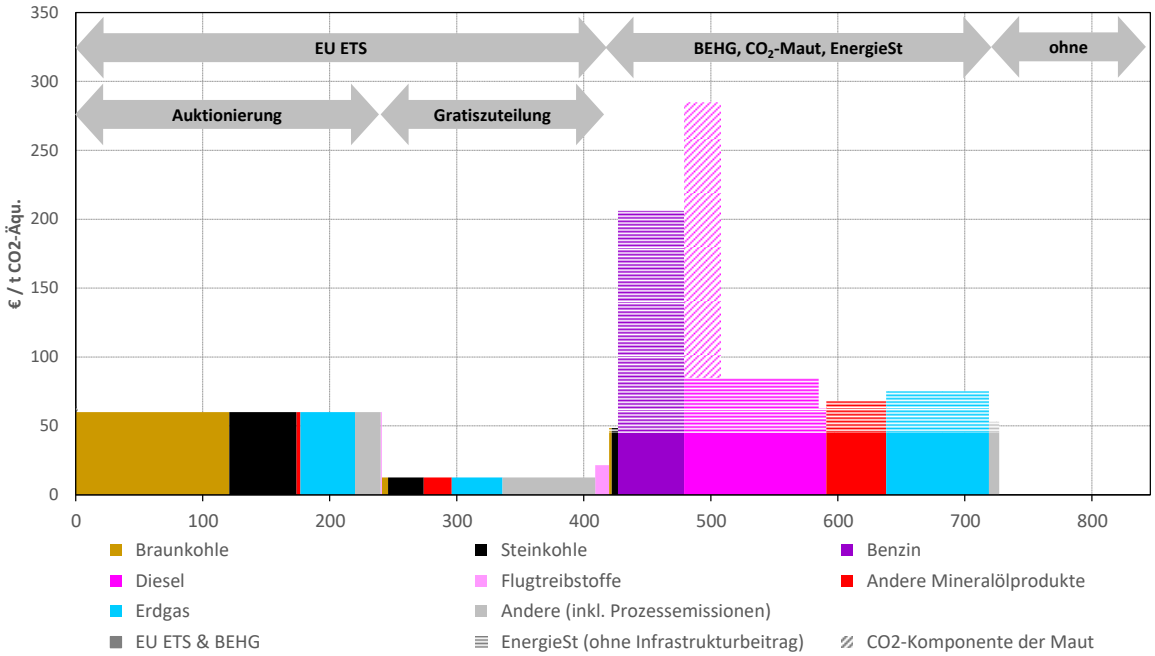
Z64. Im Rahmen der Fit-for-55-Gesetzgebung sind die rechtlichen Grundlagen für das 2005 gestartete Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS) im Jahr 2023 grundlegend überarbeitet worden. Das EU-ETS ist nicht nur ein CO_2-Bepreisungsinstrument auf Grundlage einer Mengensteuerung, sondern bildet zusammen mit weiteren Instrumenten ein zentrales Element der Klimaschutzarchitektur der Europäischen Union und sichert die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele. Das zentrale Reformelement im Zuge der jüngsten Revision des EU-ETS bildet die Anpassung des Mengenziels. Auch unter Berücksichtigung der Freisetzung von Emissionsberechtigungen aus der Marktstabilitätsreserve müssen die vom EU-ETS regulierten Anlagen vor 2040 ihre Emissionen auf Null senken. Bisher bilden die CO_2-Preise im EU-ETS diese langfristige Knappheitssituation jedoch nicht ab. Diese Situation hemmt Investitionen in Klimaneutralitätstechnologien. Als Ergänzung zum EU-ETS wurde zum Oktober 2023 der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der EU eingeführt. Die Expertenkommission begrüßt die Einführung des CBAM als weiteren Schritt zur Vermeidung bzw. Begrenzung von Carbon Leakage, sieht jedoch weiteren dringenden Handlungsbedarf. Bisher werden Exporte von klimaneutral hergestellten Gütern aus der Europäischen Union durch den CBAM nicht adressiert, außerdem könnte es dazu kommen, dass Carbon Leakage-Effekte bei Importen auf höhere Wertschöpfungsstufen verschoben werden. Die Expertenkommission hält ein sorgfältiges und intensives Monitoring der praktischen Effekte des CBAM für erforderlich und weist auf den weiterbestehenden Handlungsbedarf zur Entwicklung und Umsetzung von im internationalen Raum breiter wirkenden Instrumenten zur Vermeidung von Carbon-Leakage hin.

Z65. Darüber hinaus wurde mit der Novelle der EU-ETS-Richtlinie auch die Einführung eines zweiten Emissionshandelssystems (ETS-2) ab 2027 beschlossen. Der Geltungsbereich des ETS-2 erstreckt sich insbesondere auf die CO_2-Emissionen des Straßenverkehrs und die vom EU-ETS nicht erfassten stationären Anlagen, vor allem im Gebäudesektor. Die Expertenkommission unterstützt die geplante Überführung des 2021 eingeführten nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) in das ETS-2 und schlägt verschiedene Regelungen zur Flankierung dieser Überführung vor (Opt-in von nicht verpflichtend erfassten Anlagen, Mindestpreis), auch um die Unsicherheiten des Übergangs abzufedern, das höhere Ambitionsniveau des nEHS zu kompensieren und so die Erreichung der nationalen Minderungsziele robust zu flankieren, die durch die EU-Klimaschutzverordnung (Effort-Sharing-Regulation - ESR) vorgegeben sind.

Z66. Bisher ist die Höhe der effektiven Treibhausgas-Bepreisung in den einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bzw. für unterschiedliche Anwendungsbereiche sehr unterschiedlich.

Die effektiven CO_2-Preise liegen jenseits der von keinem Bepreisungsmechanismus erfassten Bereiche derzeit in einer Bandbreite von ca. 10 €/t CO_2 bis zu 280 €/t CO_2. Besonders hohe Werte ergeben sich für den Verkehrssektor (auch bei Berücksichtigung der Finanzierungsbeiträge der Kraftstoffbesteuerung für die Infrastruktur), besonders niedrige effektive CO_2-Preise ergeben sich für die von der kostenlosen Zuteilung erfassten Industrieanlagen im EU-ETS. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform ein zentraler Bestandteil eines effektiven und effizienten Rahmens zur Erreichung der langfristigen Energiewende- und Klimaschutzziele. Dabei sollen die Umlagen und Abgaben auf Strom gesenkt werden und dies mit einer CO_2-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Hier hat die Bundesregierung mit der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe und der Umfinanzierung der EEG-Umlage wichtige erste Schritte in die richtige Richtung unternommen. Die Expertenkommission empfiehlt die Stromsteuer auch für die anderen Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweils europarechtlich zulässige Mindestniveau abzusenken. Um die Lenkungswirkung bei der Besteuerung von Kraftstoffen zu erhöhen, sollten nach Auffassung der Expertenkommission Diesel und Erdgas nicht mehr geringer besteuert werden als Benzin.

Abbildung Z-11: Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland



Anmerkungen: siehe Abbildung 10-4 in der Stellungnahme.

Z67. Aus dem EU-ETS und dem nEHS sind 2023 Versteigerungsannahmen in Höhe von ca. 18 Mrd. € entstanden. Für die Jahre bis 2030 ist mit jährlichen Einnahmen von 15 bis 25 Mrd. € zu rechnen, wobei sich diese Bandbreite vor allem aus den Unsicherheiten bei der Preisentwicklung im ETS-2 ergibt. Ein ggf. auch national eingeführter Mindestpreis für das ETS-2 könnte diese Unsicherheiten

abfedern helfen. Auch angesichts der europarechtlich vorgegebenen Zweckbindung des Aufkommens aus dem EU-ETS und dem ETS-2 hält die Expertenkommission es für sinnvoll, die transformationsbedingt steigenden Netznutzungsentgelte teilweise durch Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung zu refinanzieren, solange ein Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung (z. B. in Form eines Klimageldes) noch nicht abschließend geklärt ist.

Z68. Für die CO_2-basierte Energiebepreisung ist ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene notwendig, um deren Effektivität zu steigern und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten zu vermeiden. Um das Zusammenspiel verschiedener Marktunvollkommenheiten zu adressieren, sind neben dem Emissionshandel ausgewählte komplementäre Maßnahmen sinnvoll. Diese dürfen allerdings bestehende und/oder geplante marktorientierte Instrumente nicht konterkarieren. Zudem ist es von entscheidender Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen so konzipiert sind, dass sie vor dem Hintergrund beschränkter fiskalischer Spielräume langfristig durchhaltbar sind. Eine kohärente und koordinierte Politik ist ein wesentlicher Faktor für den Erfolg von Klimaschutzmaßnahmen. Obwohl ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems technologieoffen sein sollte, gibt es aufgrund der langen Zeitskalen unverzichtbare und nicht aufschiebbare technologiespezifische Entscheidungen (sogenannte "No-regret"-Maßnahmen). Diese konzentrieren sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie auf Bereiche, in denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben.

Z69. In der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung gibt es gute Beteiligungsprozesse (z. B. den NEP-Prozess), die durch die Förderung von Transparenz und Partizipation sowie die Berücksichtigung verschiedener Perspektiven zu einer verbesserten Akzeptanz und Wirksamkeit von politischen Entscheidungen führen können. Andere Prozesse, bei denen die Beteiligung der Stakeholder zwar formal vorgesehen ist, die aber in der Praxis zeitaufwendig sind und zugleich wenig Einfluss auf die Entscheidungsfindung haben, können allerdings Frustration und Misstrauen in der Bevölkerung und bei den Beteiligten hervorrufen und die Legitimität von politischen Entscheidungen untergraben. Notwendige Maßnahmen zum Klimaschutz werden insbesondere für die kommende Phase der Transformation mit Härten für Industrie und/oder Haushalte verbunden sein, sind aber zum Erreichen der Klimaziele unvermeidbar. Für eine breite Akzeptanz dieser Maßnahmen in der Gesellschaft ist es zentral, dass ein konsistentes Gesamtkonzept für die Transformation entwickelt und kommuniziert wird, welches die Belastungen für die betroffenen Haushalte ausgewogen verteilt. Weitere zentrale Aspekte sind eine frühzeitige Ankündigung neuer Maßnahmen für eine bessere Planbarkeit sowie eine transparente Kommunikation.

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen

Abbildungen

Abbildung 1-1: Die Dimensionen der Energiewende 4

Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren 32

Abbildung 2-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren 33

Abbildung 2-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 35

Abbildung 2-4: Endenergieverbrauchs-Indikatoren 37

Abbildung 2-5: Endenergieproduktivität sowie Pro-Kopf-Verbrauch an Endenergie 39

Abbildung 2-6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsarten in Deutschland 43

Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 44

Abbildung 3-1: Netto- und Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Deutschland 2000-2023 53

Abbildung 3-2: Heizstromverbrauch für Wärmepumpen und elektrischer Energieverbrauch im Straßenverkehr 2014-2022 56

Abbildung 3-3: Anzahl elektrischer Pkw, Ladesäulen und Wärmepumpen 2014-2023 56

Abbildung 3-4: Kommerzieller Stromaußenhandel Deutschlands (Saldo) 1990-2023 57

Abbildung 3-5: Kommerzieller Stromaußenhandel Deutschlands (Saldo), monatlich aufgelöst für 2023 und zusammengefasst für 2015-2022 58

Abbildung 3-6: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sowie Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 61

Abbildung 3-7: Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten für Photovoltaik 2000-2023 und Ziele bis 2030 62

Abbildung 3-8: Realisierungsraten für Solaranlagen mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist nach Ausschreibungsrunde (1. Segment) 64

Abbildung 3-9: Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten für Windenergie an Land 2000-2023 und Ziele bis 2030 66

Abbildung 3-10: Realisierungsraten für Windenergieanlagen an Land mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist 68

Abbildung 3-11: Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten für Windenergie auf See 2000-2023 und Ziele bis 2030 69

Abbildung 3-12: Monatliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos 71

Abbildung 3-13: Jährliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos und Mittelfristprognose der Förderungen 72

Abbildung 3-14: Marktwerte für Strom aus Windkraft- und Solaranlagen sowie Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot) 73

Abbildung 3-15: Marktwerte für Strom aus Windkraftanlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte) 74

Abbildung 3-16: Marktwerte für Strom aus Solaranlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte) 74

Abbildung 3-17: Monatliche Einnahmen im Rahmen des EEG-Kontos 75

Abbildung 3-18: Monatlicher Kontostand des EEG-Kontos 76

Abbildung 3-19: Ergebnisse der Auktionen zu den Stilllegungen 79

Abbildung 3-20: Kohleausstiegspfad ohne Krisenmaßnahmen 80

Abbildung 3-21: Krisenmaßnahmen zur Ausweitung des Stromangebots 82

Abbildung 3-22: Kraftwerkseinsatz der von Krisenmaßnahmen betroffenen Kraftwerke in der Gasmangellage. 84

Abbildung 3-23: Entwicklung der Deckungsbeiträge von konventionellen Kraftwerken: Green Spark Spread, Clean Dark Spread, Clean Brown Spread 90

Abbildung 3-24: Preisdauerlinien für Deutschland im Jahr 2030 in Egerer et al. (2024) unter verschiedenen Kohleausstiegspfaden. 93

Abbildung 3-25: Preisdauerlinien für Deutschland im Jahr 2030 und 2035 im MMS der Projektionen 2024 . 95

Abbildung 3-26: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen 97

Abbildung 3-27: Dauer von strombedingten Redispatch-Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2022 98

Abbildung 3-28: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement 99

Abbildung 3-29: Entwicklung der Mengen für das Netzengpassmanagement und der Leistung der Netzreservekraftwerke 100

Abbildung 3-30: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements bzw. des Redispatch 2.0 (ab 2022) 101

Abbildung 3-31: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen 102

Abbildung 3-32: Stand des Netzausbaus (EnLAG) im Rahmen des Netzausbaumonitorings 106

Abbildung 3-33: Stand des Netzausbaus (BBPlG) im Rahmen des Netzausbaumonitorings 107

Abbildung 3-34: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG 109

Abbildung 3-35: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG (für vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben) 110

Abbildung 3-36: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG (für 2021 und 2022 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben) 111

Abbildung 3-37: Investitionen in die Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber 2008 bis 2023 118

Abbildung 3-38: Annuitätische Kosten gemäß Langfristszenarien, differenziert nach Netzebene, Ist (2020) und Zukunft bis 2045 ... 119

Abbildung 3-39: Hochspannungsleitungen und Engpassregionen ... 122

Abbildung 3-40: Entwicklung der Investitionen und Aufwendungen für die Stromnetzinfrastruktur (in Mio. €) und der Netzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie (in ct/kWh) ... 124

Abbildung 3-41: Verteilung der Netzentgelte in Deutschland für das Jahr 2023 ... 125

Abbildung 3-42: Installierte Leistung von Batteriespeichern ... 133

Abbildung 3-43: Fahrplan für den Smart Meter Rollout ... 138

Abbildung 3-44: Anteile verschiedener Messeinrichtungen und -systeme nach den verschiedenen Rollout-Fällen ... 139

Abbildung 4-1: Entwicklung des Mineralölaufkommens und des Verbrauchs von Mineralölprodukten in Deutschland ... 144

Abbildung 4-2: Konzentration der Importe von Rohöl und Mineralölprodukten nach Deutschland ... 147

Abbildung 4-3: Entwicklung des Erdgasaufkommens und des Erdgasverbrauchs in Deutschland ... 150

Abbildung 4-4: Investitionen, Aufwendungen und Netznutzungsentgelte im deutschen Erdgasnetz ... 154

Abbildung 4-5: Aufkommen und Verwendung biogener Energieträger ... 157

Abbildung 4-6: Wasserstoffverbrauch in Deutschland ... 161

Abbildung 4-7: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in 2030 nach Sektoren ... 163

Abbildung 4-8: Angekündigte Elektrolyseprojekte bis 2030 ... 165

Abbildung 4-9: Strombedarf (einheimisch oder international) zur Deckung des für Deutschland prognostizierten Bedarfs an grünem Wasserstoff ... 166

Abbildung 4-10: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland in 2030 und 2045 ... 167

Abbildung 4-11: Exportpotential für kostengünstigen grünen Wasserstoff nach Weltregionen ... 169

Abbildung 4-12: Gestehungskosten von Ammoniak, High Value Chemicals (HVC) und Stahl nach Standort der einzelnen Prozessschritte, angegeben in Relation zur Produktion in Deutschland ... 171

Abbildung 4-13: Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz (Planungsstand November 2023) ... 175

Abbildung 4-14: Wasserstoffgestehungskosten nach Technologie für 2022 und 2030 ... 179

Abbildung 4-15: Kosten- und Preisindizes für Wasserstoff ... 180

Abbildung 4-16: Optionen zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs nach delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 ... 183

Abbildung 5-1: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Sektoren ... 190

Abbildung 5-2: (Temperaturbereinigter) Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Anwendung ... 191

Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Energieträgern ... 192

Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch für Raumwärme privater Haushalte pro Wohnfläche ... 193

Abbildung 5-5: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte 196

Abbildung 5-6: Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand 198

Abbildung 5-7: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau 199

Abbildung 5-8: Anzahl und thermische Leistung installierter Wärmepumpen in Deutschland 200

Abbildung 5-9: Verwendung der Fernwärme in Deutschland nach Einsatzgebiet 200

Abbildung 5-10: Anzahl der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte und Trassenlänge der Wärmenetze in Deutschland 201

Abbildung 5-11: Fernwärmeerzeugung in Deutschland 202

Abbildung 5-12: Verhältnis von Strompreisen (Abnahmefall Haushalte) zu Erdgas- und Heizölpreisen 2006 bis 2023 203

Abbildung 5-13: Verteilung der Effizienz von Wohngebäuden nach Endenergie 205

Abbildung 5-14: Anteil der durch die KfW geförderter Wohneinheiten an der Gesamtzahl deutscher Wohnungen 207

Abbildung 6-1: Jahresdauerlinien der Residuallast in den Jahren 2015 und 2023 214

Abbildung 6-2: Vergleich der Residuallast 2015 bis 2023 215

Abbildung 6-3: Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten im deutschen Stromsystem 216

Abbildung 6-4: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs, der Höchstlast, der residualen Höchstlast sowie der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten 217

Abbildung 6-5: Steuerbare Kraftwerkskapazitäten nach Bundesländern 218

Abbildung 6-6: Entwicklung des SAIDI für die deutsche Stromversorgung 221

Abbildung 6-7: Entwicklung des SAIDI im europäischen Vergleich 221

Abbildung 6-8: Jährlich ausgeschriebene Primärregelleistung in Deutschland 222

Abbildung 6-9: Aktivierte Sekundärregelleistung (aFRR) pro Jahr 223

Abbildung 6-10: Aktivierte Minutenreserve (mFRR) pro Jahr 224

Abbildung 6-11: Wöchentlich durchschnittlicher Ausgleichsenergiepreis (reBAP) 225

Abbildung 6-12: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundene Kraftwerkskapazität 227

Abbildung 6-13: Reserven im deutschen Stromsystem und Marktrückkehrer im Jahr 2023 227

Abbildung 6-14: Saisonale Strukturmerkmale der deutschen Erdgasversorgung: a) Verbrauch, b) Nutzung der Speicher, c) Importe sowie d) Exporte 237

Abbildung 6-15: Importkonzentration und Importanteile der wichtigsten Erdgas-Lieferländer Deutschlands 240

Abbildung 6-16: Aufkommen von Erdgas und Außenhandel nach Lieferländern 241

Abbildung 6-17: Füllstände der Erdgasspeicher in Deutschland 245

Abbildung 6-18: Versorgungsstörungen bei Gas (SAIDI) 248

Abbildung 6-19: Versorgungsrisiken bei Schlüsseltechnologien 250

Abbildung 6-20: Marktkonzentration bei der Förderung strategischer Rohstoffe, 2019 251

Abbildung 6-21: Förderanteil der jeweils drei größten Förderländer für kritische Rohstoffe, 2019 252

Abbildung 7-1: Historische Entwicklung und Futures für Erdgas, Rohöl, Steinkohle, Strom und CO_2-Zertifikatspreise in Zentral-Westeuropa 259

Abbildung 7-2: Entwicklung der Preise für Strom (private Haushalte) 260

Abbildung 7-3: Entwicklung des Strompreises für industrielle Verbraucher 264

Abbildung 7-4: Entwicklung der Preise für leichtes Heizöl und Erdgas (Haushalte) 265

Abbildung 7-5: Entwicklung der Preise für Treibstoffe 266

Abbildung 7-6: Entwicklung der Preise für Biomasse 267

Abbildung 7-7: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP 270

Abbildung 7-8: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor 271

Abbildung 7-9: Entwicklung der Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe im Zeitraum 2008 bis 2020 273

Abbildung 7-10: Vergleich der sektoralen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe der Jahre 2008 und 2020 274

Abbildung 8-1: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2023) 279

Abbildung 8-2: Entwicklung der Energiekosten und Energiekostenbelastung nach Einkommensquintilen von März 2022 bis Juni 2023 280

Abbildung 8-3: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Einkommen, Energiebedarf des Wohngebäudes und Eigentumsverhältnissen aus der Erhebung von SVRV (2023) 284

Abbildung 9-1: Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF) 306

Abbildung 9-2: Entwicklung der Luftschadstoffemissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2021 312

Abbildung 9-3: Inländische Rohstoffentnahmen von Torf, Braunkohle und Energieholz 314

Abbildung 9-4: Gesamtrohstoffproduktivität in Deutschland im Zeitraum 2010 bis 2021 316

Abbildung 9-5: Recyclingquote von Verpackungsabfällen nach Rohstoff in Deutschland 2020 318

Abbildung 9-6: CO_2-Emissionen aus der Abfallverbrennung in Deutschland 320

Abbildung 10-1: Zielarchitektur der EU-Klimaschutzpolitik, 2005-2050 327

Abbildung 10-2: Preisentwicklung im EU-Emissionshandel (EU-ETS) 328

Abbildung 10-3: Cap und Emissionen im nationalen Brennstoffemissionshandel 332

Abbildung 10-4: Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland 335

Abbildung 10-5: Ist-Stand und Projektion für die Auktionseinnahmen aus dem EU-ETS (stationär), dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) und dem ETS-2 337

Tabellen

Tabelle 1-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2022/2023 12

Tabelle 1-2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren zum Stand der Energiewende 13

Tabelle 3-1: Ausschreibungsvolumina für Solaranlagen nach EEG 2023 und Ausbaupfad (Werte in GW) 63

Tabelle 3-2: Ausschreibungsergebnisse Solaranlagen des 1. Segments (PV-Freifläche) 64

Tabelle 3-3: Ausschreibungsergebnisse Windenergie an Land 2022 bis 2024 67

Tabelle 3-4: Ausschreibungsergebnisse Windenergie auf See für den Gebotstermin 01.07.2023 70

Tabelle 3-5: Überblick Ausschreibungen nach KVBG. 78

Tabelle 3-6: Zentrale Annahmen ausgewählter Studien. 87

Tabelle 3-7: Strompreise in Egerer et al. (2024) im Jahresdurchschnitt des Jahres 2030. 94

Tabelle 4-1: Struktur des Erdgasnetzes in Deutschland 154

Tabelle 5-1: Übersicht über Annahmen und Ergebnisse der BMWK-Langfristszenarien 197

Tabelle 6-1: Entwicklung der Kapazitäten steuerbarer Kraftwerke in den Nachbarstaaten Deutschlands 221

Tabelle 6-2: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Gas und Wasserstoff in exemplarischen Systemstudien 233

Tabelle 6-3: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten auf Basis Gas und Wasserstoff in den Studien zum Versorgungssicherheitsbericht 2022 234

Tabelle 6-4: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten auf Basis Gas und Wasserstoff im European Resource Adequacy Assessment 2023 235

Tabelle 6-5: In Betrieb und in Planung befindliche LNG-Terminals in Deutschland 244

Tabelle 7-1: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 270

Tabelle 8-1: Energiearmutsindikatoren Deutschland nach Einkommensgruppen, 2018 bis 2023 291

Tabelle 8-2: Fragen zur Akzeptanz im sozialen Nachhaltigkeitsbarometer 300

Tabelle 8-3: Fragen zur Akzeptanz in der Haushaltsbefragung des SVRV 303

Tabelle 8-4: Fragen zur Akzeptanz in der Haushaltsbefragung des SVRV aufgeteilt nach Sektoren 304

Tabelle 9-1: Zielsetzung für die Emissionsreduktion in Prozent gegenüber dem Jahr 2005 315

Tabelle 10-1: CO_2-Preis Entwicklung im nEHS (€/t CO_2) 334

Tabelle 10-2: Energiesteuern und implizite CO_2-Bepreisung 338

Bericht

Monitoringbericht

1. Stand der Energiewende

1.1 Einleitung

1. Die Transformation des Energiesystems ist eine der zentralen Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich, auch im Kontext der europäischen Selbstverpflichtung zur Klimaneutralität bis 2050, dazu verpflichtet, in nur wenig mehr als zwei Jahrzehnten klimaneutral zu werden. Hierfür ist ein grundlegender technologischer Umbau des Energiesystems erforderlich. Dabei bildet das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung den konzeptionellen Rahmen.

2. Von 2012 bis 2021 setzten die Berichte der unabhängigen Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring auf den jährlichen Monitoringberichten und alle drei Jahre auf den ausführlicheren Fortschrittsberichten “Die Energie der Zukunft“ auf, die vom Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt wurden. Inzwischen sind eine Reihe weiterer Publikationen zu den zentralen Themen der Energiewende hinzugekommen, sodass sich die Kommission nun direkt darauf bezieht. Der Auftrag der unabhängigen, aus vier Expertinnen und Experten bestehenden Kommission wurde durch einen Beschluss des Bundeskabinetts in 2024 angepasst und weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht der Expertenkommission ist daher als eigenständiger Bericht konzipiert, der Bezug nehmend auf bestehende Veröffentlichungen der Bundesregierung den Fortschritt der Energiewende evaluiert. Der vorliegende Bericht wurde inhaltlich am 22. April 2024 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2022 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch aktuelle Entwicklungen in den Jahren 2023 und 2024 dar.

3. Der Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 hat die Energiemärkte und auch die Energiepolitik der Jahre 2022 und 2023 geprägt. In Folge des Angriffs kam es in Europa zu einer Energiekrise, die neben zeitweise massiv gestiegenen Erdgas- und Strompreisen auch eine neue Diskussion um die Sicherstellung von Versorgungssicherheit und die Resilienz im Bereich der Energieimporte sowie der für die Energiewende relevanten Rohstoffe und strategischen Güter entfachte. Dies hat zu einer gestiegenen Energiekostenbelastung sowohl bei Haushalten als auch in der Industrie geführt und darüber hinaus zur allgemeinen Preissteigerung beigetragen. Zum Ende des Jahres 2023 und mit Beginn des Jahres 2024 hat sich die Situation auf den internationalen Energiemärkten wieder entspannt und die Letztverbraucherpreise befinden sich auf einem ähnlichen Niveau wie vor der Energiekrise.

4. Als Reaktion auf die Energiekrise hat die Bundesregierung in den Jahren 2022 und 2023 unterschiedliche Maßnahmen beschlossen, um Haushalte und Industrie zu entlasten. Für private Haushalte wurde für das Jahr 2023 die Strom- und Gaspreisbremse verabschiedet. Darüber hinaus wurde befristet auf den Zeitraum Oktober 2022 bis März 2024 die Umsatzsteuer für Erdgas und Fernwärme auf den ermäßigten Satz von 7 % reduziert. Als dauerhafte Maßnahme wurde seit Juli 2022 die EEG-Umlage abgeschafft bzw. wird die EEG-Förderung nunmehr aus dem Bundeshaushalt finanziert. Für das verarbeitende Gewerbe wurde die Stromsteuer zeitlich befristet für die Jahre 2024 und 2025 deutlich gesenkt.

5. Im Rahmen des sogenannten Osterpaketes 2022 und weiterer Gesetzgebungsvorhaben wurden darüber hinaus Beschlüsse gefasst, die den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die zugehörigen Infrastrukturvorhaben deutlich beschleunigen sollen. Im Rahmen des Osterpaketes hat die Bundesregierung unter anderem die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beschlossen, welches ab dem 1. Januar 2023 gilt. Dieses legt neue Ziele für den Wind- und Solarausbau fest. So sollen bis 2030 mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Zudem soll die Novelle die Planungs- und Genehmigungsverfahren und somit den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen.

6. In den nächsten Jahren werden die konsumentennahen Bereiche deutlich stärker in den Fokus der Energiewendepolitik kommen. Dies betrifft zum Beispiel das Gebäudeenergiegesetz, das Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung, die Elektromobilität sowie die verstärkte Rolle der CO_2-Bepreisung für Gebäude und Verkehr (BEHG). Damit erhalten die Akzeptanz, die Verteilungswirkungen und die Kommunikation von Politiken und Maßnahmen eine qualitativ neue Bedeutung.

7. Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen wurde im Jahr 2023 die Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie veröffentlicht. Diese erhöht das Ziel der heimischen Elektrolysekapazität in 2030 von 5 GW auf 10 GW und beschreibt außerdem einen kurz- bis mittelfristigen Plan für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und der Etablierung von Wasserstoffanwendungen. Der Ausbauplan der Infrastruktur sieht unter anderem den Aufbau eines deutschen Wasserstoff-Kernnetzes sowie eines „European Hydrogen Backbone“ vor, um den

möglichst breiten Transport von Wasserstoff zu ermöglichen. Zusätzlich ist die Ausarbeitung einer Importstrategie für Wasserstoff für das Jahr 2024 angekündigt worden.

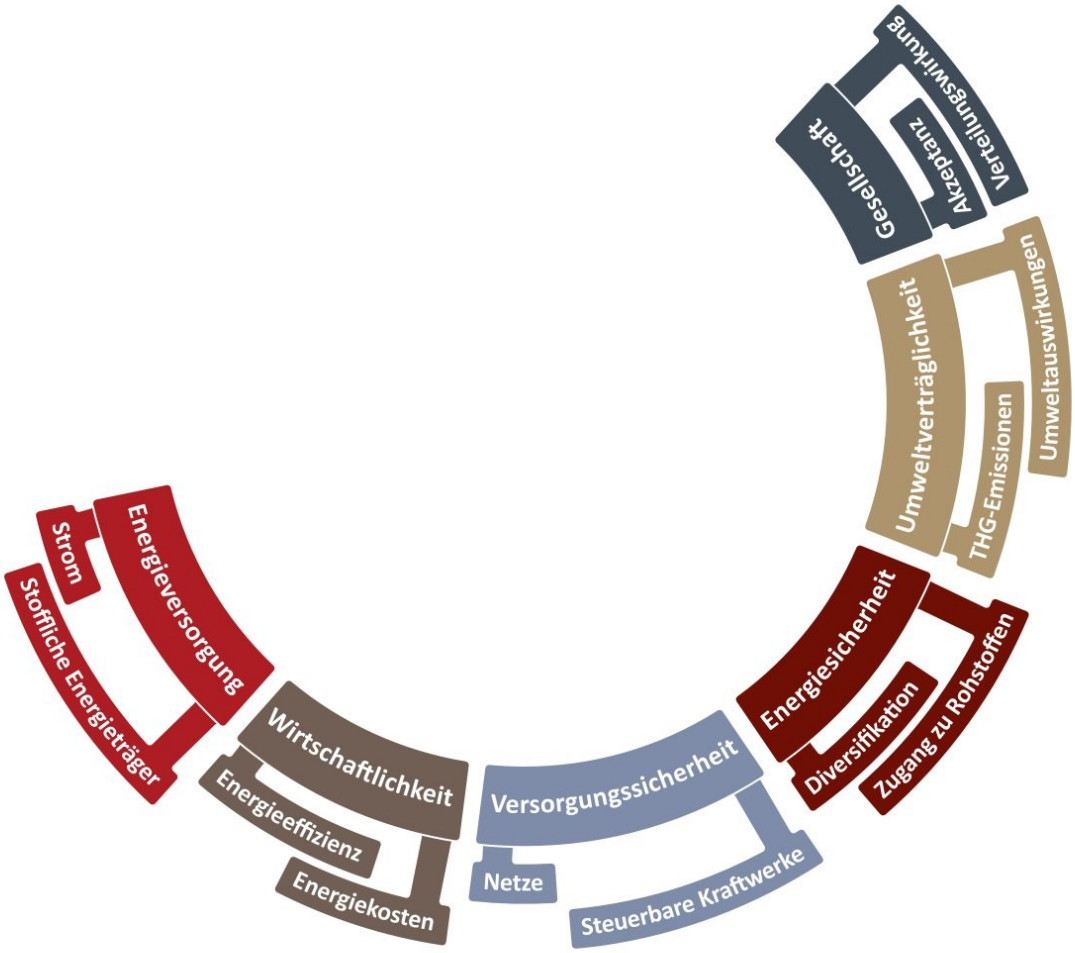
8. Weiterhin hat die Bundesregierung im Februar 2024 die Kraftwerkstrategie veröffentlicht, die langfristig eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne ermöglichen soll. Diese soll helfen, dem Rückgang der steuerbaren Kraftwerke entgegenzuwirken. Hierfür sollen neue wasserstofffähige Gaskraftwerke gebaut werden, die zunächst übergangsweise mit Erdgas und mittelfristig mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden. Die nach Plan kurzfristig auszuschreibenden Kapazitäten von 10 GW wasserstofffähiger Kraftwerke agieren gleichzeitig als mittelfristig garantierte Abnehmer von Wasserstoff und unterstützen so den Wasserstoffhochlauf.

9. Im November 2023 hat das Bundesverfassungsgericht die Umwidmung und Überführung von 60 Milliarden Euro, die ursprünglich als Reaktion auf die Corona Pandemie vorgesehen waren, in den Klimatransformationsfonds (KTF) für nichtig erklärt. Da die Gelder des KTF auch für die Energiewende genutzt werden, muss die ursprüngliche Planung der Bundesregierung für die Transformationsstrategie entsprechend angepasst werden. Im Jahr 2024 beläuft sich das Volumen des KTF nun auf 49 Milliarden Euro, und die Einsparung verglichen mit dem ursprünglichen Plan beträgt 12 Milliarden Euro. Obwohl wichtige Förderprogramme in den Bereichen der Wasserstoffwirtschaft, Elektromobilität und Wärmewende fortgeführt werden, müssen in Anbetracht des signifikant reduzierten Budgets eine Vielzahl an Programmen eingestellt werden. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen und Maßnahmen wird im Folgenden der aktuelle Stand der Energiewende eingeordnet.

1.2 Dimensionen der Energiewende

10. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende traditionell anhand einer Energiewende-Ampel dar. Werden die Ziele erreicht oder sehr wahrscheinlich erreicht, steht die Ampel auf Grün, während das Gegenteil mit Rot bewertet wird. Gelb bedeutet, dass die Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Dem Prinzip der Energiewende-Ampel wird auch in diesem Bericht weiterhin gefolgt, ihre Zusammensetzung wurde jedoch im Vergleich zu den vorherigen Berichten angepasst. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass zuvor im Monitoring der Bundesregierung betrachtete Messgrößen nun in diese Stellungnahme aufgenommen werden. Zuvor wurde der Fortschritt der Energiewende anhand von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren gemessen. Für diesen Bericht wurden sechs Dimensionen der Energiewende identifiziert, die jeweils in zwei Unterdimensionen unterteilt sind. Die Dimensionen umfassen unterschiedliche Themenfelder, von der Energieversorgung und Wirtschaftlichkeit über die Energie- und Versorgungssicherheit bis hin zu Auswirkungen auf die Umwelt und Gesellschaft, und bieten daher ein Gerüst, um die Energiewende entlang aller relevanten Achsen zu evaluieren. Abbildung 1-1 zeigt die Struktur der Dimensionen und Unterdimensionen.

Abbildung 1-1: Die Dimensionen der Energiewende



Quelle: Eigene Darstellung der Dimensionen der Energiewende.

11. Mit der gewählten Darstellung nimmt die Expertenkommission Bezug auf ihre zweite Stellungnahme, die die Dimensionen Energieversorgung, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Gesellschaft sowie die beiden Oberziele Treibhausgasemissionen und Ausstieg aus der Kernenergie identifiziert hat. Die ersten vier Dimensionen finden sich auch in der diesjährigen Darstellung in ähnlicher Form wieder und werden von der Expertenkommission weiterhin als essenziell bei der Umsetzung der Energiewende betrachtet. Das erste Oberziel der Treibhausgasemissionen wird ebenfalls weiterhin aufgeführt und bildet nun zusammen mit den Umweltauswirkungen die Dimension der Umweltverträglichkeit, während die Betrachtung des Atomausstiegs aufgrund dessen Abgeschlossenheit entfällt.

12. Die bisherigen Dimensionen werden im Rahmen dieser Stellungnahme um eine sechste Dimension erweitert, nämlich die der Energiesicherheit. Dieses Thema hat insbesondere mit Blick auf den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine stark an Relevanz gewonnen und sollte bei der Umsetzung der Energiewende berücksichtigt werden. Die Expertenkommission legt daher in ihrer diesjährigen Stellungnahme einen Fokus auf die Betrachtung der Resilienz des deutschen Energiesystems und auf etwaige Abhängigkeiten von Importen. Hierbei werden sowohl die Lieferketten der klassischen Energieträger (Kohle, Gas, …) als auch die Abhängigkeit von Importen kritischer Rohstoffe (Lithium, Iridium, …), die für die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu erneuerbaren Technologien essenziell sind, betrachtet.

Energieversorgung

13. Die Dimension Energieversorgung umfasst in der Energiewende-Ampel neben der allgemeinen Entwicklung der Energieversorgung über alle Sektoren hinweg die Unterdimensionen “Strom” und “stoffliche Energieträger”. Die Unterdimension “Strom” umfasst Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. “Stoffliche Energieträger” beschreibt Entwicklungen bei der Nutzung von Wasserstoff und Biomasse zur Energiebereitstellung sowie bei der Nutzung synthetischer Brennstoffe in der Industrie, der Wärme und im Verkehrssektor. Die Dimension „Energieversorgung“ steht in der Energiewende-Ampel auf Gelb.

14. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine der Kernzielsetzungen der Energiewende, da nur so langfristig ein klimaneutrales Energiesystem erreicht werden kann. Dieser wurde in den letzten Jahren bereits massiv gefördert und durch aktualisierte Ziele vorangetrieben, doch auch in Zukunft muss das Tempo hierbei hochgehalten werden, da die Zielerreichung kein Selbstläufer ist. Im Jahr 2023 betrug die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien 272 TWh und hat damit das Ziel von 287 TWh knapp verfehlt, während der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mit 52 % auf dem Zielpfad liegt. Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energie befindet sich ebenfalls auf dem Zielpfad, auch wenn beim Ausbau von Wind noch Handlungsbedarf besteht. Insgesamt sieht die Expertenkommission die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf einem guten Weg, die Unterdimension „Strom“ wird daher in der Energiewende-Ampel (siehe Tabelle 1-1 und Tabelle 1-2) mit Grün bewertet.

15. Neben den fluktuierenden erneuerbaren Energien, die aus Sonnen- bzw. Windenenergie gewonnen werden, wird auch klimafreundlicher Wasserstoff eine wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft spielen. Insbesondere der Einsatz von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in der Industrie sowie der Betrieb von Gaskraftwerken mit grünem Wasserstoff können wichtige Beiträge zur Erreichung der Klimaneutralität leisten. Der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist jedoch noch im Aufbau und mit vielen Unsicherheiten bezüglich Produktionstechnologien, internationalen Kooperationen und Verfügbarkeiten behaftet.

16. Die Erreichung des Ziels von 10 GW heimischer Elektrolysekapazität im Jahr 2030 hängt von der Umsetzung bisher geplanter Projekte ab (12,4 GW geplante Projekte bis 2030), weshalb die

Energiewende-Ampel für die Unterdimension „Stoffliche Energieträger“ auf Gelb steht. Die Expertenkommission empfiehlt daher, bereits in dieser frühen Phase die notwendigen Entscheidungen zu treffen, um Deutschland langfristig einen guten Stand im Wasserstoffmarkt zu sichern. Hierzu zählen die Schaffung einer belastbaren Nachfrage, der Ausbau von Infrastrukturen, die Schaffung eines geeigneten regulatorischen Rahmens und internationale Kooperationen mit Erzeugungsländern sowie die Förderung der heimischen Produktion.

Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit

17. Die Dimension Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Energieeffizienz” und “Energiekosten”. Während unter dem Punkt “Energieeffizienz” die Entwicklungen der Endenergieproduktivität und der Endenergieeffizienz im Gebäudesektor untersucht werden, umfasst die Unterdimension “Energiekosten” Veränderungen bei den Strom- und Energiepreisen für Haushalte und Industrie sowie die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch nach Anwendungssektoren. Die Dimension „Preiswürdigkeit/ Wirtschaftlichkeit“ steht in der Energiewende-Ampel auf Gelb.

18. Die Expertenkommission hat bereits in vorherigen Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass neben den erneuerbaren Energien die Energieeffizienz zu den strategischen Elementen zur Erreichung der Klimaschutzziele gehört. In der Industrie sowie in Haushalten kann eine steigende Energieeffizienz dazu beitragen, trotz steigender Energiepreise die gesamten Energiekosten konstant zu halten, und sichert so die Bezahlbarkeit von Energie. Insbesondere die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor, mit dem langfristigen Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050, ist ein essenzieller Baustein der Energiewende. Die geschätzte Sanierungsrate der letzten Jahre reicht für diese Zielerreichung nicht aus, der Rückgang des Endenergieverbrauchs des Wärmesektors von 2011 bis 2022 ist marginal. Obwohl die Endenergieproduktivität als Indikator der Energieeffizienz der Industrie auf dem Zielpfad liegt, steht die Energiewende-Ampel für die Unterdimension „Energieeffizienz“ daher auf Rot. Die Expertenkommission sieht dringenden Handlungsbedarf für eine Beschleunigung der Wärmewende.

19. Bezahlbare Energie spielt eine entscheidende Rolle für deutsche Haushalte und Unternehmen, da sie direkten Einfluss auf die Lebensqualität und die Wettbewerbsfähigkeit hat. Trotz der Energiewende ist daher die Preiswürdigkeit der deutschen Energieversorgung zu sichern, um der potentiellen Abwanderung von Industriezweigen zuvorzukommen und die Akzeptanz der Energiewende auf Haushaltsseitezu erhalten. Um die deutschen Energiekosten zu beurteilen, greift die Expertenkommission auf das Konzept der energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung zurück. Dieses umfasst zur Beurteilung der Energiekosten die sektoralen, aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität. Diese betragen im Jahr 2022 etwa 92,5 Milliarden Euro. Dies entspricht 2,4 % des Bruttoinlandprodukts und kommt einem Anstieg von 0,2 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr gleich. Für das deutsche Verarbeitende Gewerbe werden die Energiestückkosten betrachtet. Aufgrund mangelnder Daten können diese für die Jahre 2021 und 2022 allerdings noch nicht berechnet werden. Die Expertenkommission erwartet jedoch auch hier einen Anstieg bedingt durch

die gestiegenen Energiepreise. Da die Bundesregierung eine Vielzahl an Maßnahmen zur Entlastung von Haushalten und Industrie beschlossen hat (z. B. Umfinanzierung der EEG-Umlage, Strom- und Gaspreisbremse, Senkung der Stromsteuer für das verarbeitende Gewerbe), sind die beobachteten Preis- und Kostenanstiege moderat ausgefallen. Zu Beginn des Jahres 2024 liegen die Preise für Neuverträge zur Stromlieferung bereits wieder auf einem ähnlichen Niveau wie vor der Energiekrise 2022. Die Expertenkommission bewertet die Unterdimension „Energiekosten“ daher mit der Farbe Gelb.

Versorgungssicherheit

20. Die Dimension Versorgungssicherheit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Netze” und “steuerbare Kraftwerke”. Unter dem Punkt “Netze” werden der Ausbau und der Betrieb der deutschen Netzinfrastruktur analysiert. Dazu gehört auch der Umfang der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen. Die Unterdimension “steuerbare Kraftwerke” geht auf die Entwicklung der Leistung steuerbarer Kraftwerke in Deutschland ein und beschreibt die aktuell diskutierten Instrumente und Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Die Dimension „Versorgungssicherheit“ steht in der Energiewende-Ampel auf Gelb.

21. Die Energiewende erfordert einen ambitionierten Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze, um zu gewährleisten, dass die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu den Endkunden gelangt und die zunehmende Elektrifizierung der Industrie erfolgreich fortschreiten kann. Insbesondere der Ausbau der Übertragungsnetze von Nord- nach Süddeutschland muss zeitnah vorangetrieben werden, um Abregelungen zu reduzieren. Hier sieht die Expertenkommission dringenden Handlungsbedarf, da bis zum Jahr 2022 lediglich 1.281 der ursprünglich im EnLAG und BBPlG für dieses Jahr zur Fertigstellung geplanten 4.005 Kilometer in Betrieb genommen wurden. Dies kann zu weiteren Erhöhungen der Häufigkeit von Netzengpässen führen und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit regional erschweren. Die Energiewende-Ampel steht für die Unterdimension „Netze“ daher auf Rot. Hier sind stärkere lokale Preissignale und eine systemdienliche Verortung von Verbrauchern und Erzeugern sowie die weitere Flexibilisierung des Energiesystems unerlässlich. Gleichwohl ist die Qualität der Stromversorgung in Deutschland weiterhin sehr hoch.

22. Neben der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien werden auch langfristig noch steuerbare Kraftwerke benötigt, um auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne eine stabile Stromversorgung zu sichern. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und den Kohleausstieg geht die steuerbare Kraftwerkskapazität jedoch zurück. Der über das KWKG geförderte Kraftwerksneubau gleicht den Rückbau nur teilweise aus. Die Expertenkommission sieht in der Stärkung des Energy-only-Marktes sowie der Systemdienstleistungsmärkte eine wesentliche Voraussetzung für die Sicherung eines robusten Rahmens für die in großem Umfang notwendigen Investitionen in steuerbare Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen. Darüber hinaus kann die Kraftwerkstrategie der Bundesregierung ein Element für den Übergang zu einem langfristig tragfähigen Marktdesign sein. Aufgrund der noch ausstehenden praktischen Umsetzung der Kraftwerkstrategie und des noch

nicht vorliegenden Konzepts für die längerfristige Gestaltung des Marktdesigns steht die Energiewende-Ampel für die Unterdimension „steuerbare Kraftwerke“ auf Gelb.

Energiesicherheit

23. Die Dimension Energiesicherheit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Diversifikation” und “Zugang zu Rohstoffen”. Diese behandeln die Marktkonzentration auf dem Markt der klassischen Energieträger (v.a. Gas, Rohöl- und Mineralölprodukte) sowie auf dem Markt der strategischen Rohstoffe der Energiewende (Lithium, Iridium, Kobalt, Nickel, Graphit, Mangan, Seltene Erden). Es wird analysiert, wie resilient das deutsche Energiesystem entlang seiner Lieferketten ist und wo potentielle Risiken in Form von Abhängigkeiten von einzelnen Ländern vorliegen. Die Dimension „Energiesicherheit“ steht in der Energiewende-Ampel auf Rot.

24. Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wurde die starke Abhängigkeit der deutschen Versorgung mit Energieträgern deutlich und die Energiesicherheit, insbesondere im Winter, wurde das erste Mal seit Jahren ernsthaft in Frage gestellt. Die Expertenkommission erweitert daher die Energiewende-Ampel um die Dimension der Energiesicherheit. Vor Beginn des Krieges lag der Importanteil Russlands bei deutlich über 50 % und trotz des Rückgangs dieser Importe ist die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland weiterhin sehr hoch. Die Unterdimension „Diversifikation“ wird daher mit der Farbe Rot bewertet. Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen. Hierbei spielen die im Aufbau befindlichen LNG-Importkapazitäten eine wichtige Rolle. Die Expertenkommission empfiehlt außerdem, bei dem Aufbau internationaler Wasserstoffkooperationen Fragestellungen der Energiesicherheit und Abhängigkeit direkt mitzudenken.

25. Neben Energieträgern sind insbesondere strategische Rohstoffe wie zum Beispiel Lithium, Nickel oder Kobalt für die Energiewende von zentraler Bedeutung, da Technologien wie zum Beispiel Photovoltaik oder Elektrolyse davon abhängen. Die internationalen Märkte für strategische Rohstoffe weisen bereits heute eine starke Marktkonzentration auf. So liegt der Anteil der größten drei Förderländer von Graphit, Kobalt, Lithium, Seltenen Erden und Silizium bei oder über 75 % und auch gemessen am Herfindahl-Hirshmann-Index (HHI) mussdie aktuelle Marktkonzentration als sehr hoch bezeichnet werden. Dies gibt den Förderländern die Möglichkeit, ihre Marktmacht zu politischen Zwecken auszunutzen. Aufgrund von geologischen Gegebenheiten kann die Förderung dieser Rohstoffe nur bedingt ausgeweitet werden, was einen Rückgang der Marktkonzentration unwahrscheinlich macht. Die Expertenkommission bewertet die Unterdimension „Zugang zu Rohstoffen“ daher mit der Farbe Rot und empfiehlt eine maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion und die Diversifizierung von Bezugsländern. Zudem sollte beachtet werden, dass auch bei der Rohstoffaufarbeitung und der Fertigung von (Teil-)Komponenten erhebliche Marktkonzentration zu beobachten ist.

Umweltverträglichkeit

26. Die Dimension Umweltverträglichkeit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Treibhausgas-Emissionen” und “Umweltauswirkungen”. Letztere befasst sich mit Anstrengungen, die zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren beitragen. Die Unterdimension “Umweltauswirkungen” hingegen befasst sich mit Umweltauswirkungen der Nutzung von Energie, die nicht direkt mit Treibhausgasen zusammenhängen. Dies beinhaltet die Schadstoffbelastung, Landnutzung und Rohstoffentnahme sowie die Auswirkungen auf die Umwelt entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Außerdem wird der Status Quo der deutschen Abfallwirtschaft untersucht. Die Dimension „Umweltverträglichkeit“ steht in der Energiewende-Ampel auf Gelb.

27. Die Reduktion der Verbrennung von fossilen Energieträgern ist von entscheidender Bedeutung, um die deutschen Klimaziele zu erreichen. Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) im Jahr 2023 wurden gegenüber 1990 um 46 % verringert; die sektorübergreifenden Ziele wurden damit erreicht. Die einzelnen Sektoren Verkehr und Gebäude konnten ihre sektorspezifischen Ziele jedoch nicht erreichen. Die Emissionsminderung des Energiesektors wird unter anderem durch den Kohleausstieg vorangetrieben, welcher mit Auslaufen der Krisenmaßnahmen im Jahr 2024 wieder auf dem Zielpfad liegt. Die Unterdimension „THG-Emissionen“ wird insgesamt mit der Farbe Gelb bewertet.

28. Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung in Deutschland und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende. Die Expertenkommission hat bereits in vergangenen Stellungnahmen ein umfassenderes Ziel- und Monitoringsystem der Umweltverträglichkeit des Energiesystems diskutiert. Im Rahmen des vorliegenden Berichts ist jedoch kein umfassendes Monitoring der gesamten Umweltwirkungen möglich, weshalb nur die für das Energiesystem besonders relevanten Umweltdimensionen Luftschadstoffe, Rohstoffentnahmen, Flächeninanspruchnahme und Recycling betrachtet werden. Während die Emissionsreduktionsziele unterschiedlicher Luftschadstoffe im Jahr 2021 erreicht wurden, wurde das Ziel für die Gesamtrohstoffproduktivität im Jahr 2021 verfehlt. Im Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse ist die Einbindung in eine ganzheitliche Biomassestrategie wichtig, auch aufgrund der damit einhergehenden Flächeninanspruchnahme. Auch beim Recycling sieht die Expertenkommission noch deutlichen Handlungsbedarf, um aktuelle Fehlanreize zu korrigieren und die Abfallwirtschaft auf den Pfad der Klimaneutralität zu führen. Die Unterdimension „Umweltverträglichkeit“ wird daher mit der Farbe Gelb bewertet.

Gesellschaft

29. Die Dimension Gesellschaft umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen “Akzeptanz” und “Verteilungswirkungen”. Unter dem Punkt “Akzeptanz” wird basierend auf repräsentativen Umfragen die Zustimmung der Bevölkerung zu den Zielen der Energiewende ausgewertet. Hierbei wird sowohl die generelle Zustimmung als auch die Zustimmung im Hinblick auf die konkrete Umsetzung oder die persönliche Betroffenheit berücksichtigt. Ergänzend dazu werden die “Verteilungswirkungen” der Energiewende anhand von empirischen Analysen zur Betroffenheit einzelner Gruppen durch Energiearmut beurteilt. Die Dimension „Gesellschaft“ steht in der Energiewende-Ampel auf Gelb.

30. Die Akzeptanz der Bevölkerung spielt eine zentrale Rolle für den Erfolg der deutschen Energiewende. Die Bevölkerung stimmt der Energiewende im Allgemeinen zu. So finden 90 % der Befragten die Energiewende wichtig oder sehr wichtig. Die bisherige Umsetzung der Energiewende von Seiten der Bundesregierung wird jedoch zunehmend als schlecht bewertet. Der Anteil der Befragten, die der Bundesregierung eine gute Umsetzung attestieren, ist im Jahr 2022 um 22 Prozentpunkte geringer als 2017 und beträgt nur noch ca. 20 %. Auch sind die Befragten gegenüber Maßnahmen und Projekten in ihrer direkten Umgebung weniger positiv eingestellt. Weniger als 10 % von ihnen erwarten, dass die Energiewende in den nächsten zehn Jahren positive Auswirkungen auf ihre Finanzen oder ihren Beruf haben wird. Die Energiewende-Ampel steht für die Unterdimension „Akzeptanz“ daher auf Gelb. Eine transparente Kommunikation über die Vorteile und Herausforderungen der Energiewende und die langfristigen Auswirkungen auf Umwelt und Wirtschaft, sowohl global als auch insbesondere lokal, ist daher entscheidend, um das Verständnis und die Zustimmung in der Bevölkerung zu fördern.

31. Die Berücksichtigung der aus der Energiewende resultierenden Verteilungswirkungen ist ein zentraler Punkt, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu sichern, soziale Ausgewogenheit zu schaffen, unbillige soziale Härten zu vermeiden, eine breite Teilhabe zu ermöglichen und die Resilienz gegenüber Kostensteigerungen zu stärken. In Folge der Energiekrise hat sich die Energiekostenbelastung deutscher Haushalte erhöht, wobei die Belastung relativ zum Haushaltseinkommen bei Haushalten mit niedrigem Einkommen deutlich stärker angestiegen ist und sich grundsätzlich auf einem höheren Niveau befindet. Der Anteil der Haushalte, die von hohen Energiekosten betroffen sind und über weniger als 80 % des Medianeinkommens verfügen, ist zudem von 16 % im Jahr 2022 auf 25 % im Jahr 2023 angestiegen. Die Expertenkommission bewertet die Unterdimension „Verteilungswirkungen“ daher mit der Farbe Gelb. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, ist eine effiziente Umsetzung der Energiewende von großer Bedeutung. Darüber hinaus wird eine zielgenaue Unterstützung besonders betroffener Gruppen beim Umstieg auf fossilfreie Technologien oder Verhaltensweisen wichtig. Instrumente wie das Klimageld können darüber hinaus helfen, negative Verteilungswirkungen auszugleichen.

1.3 Die Energiewende-Ampel

Beschreibung des Ampelsystems

32. Die Bewertung des Fortschritts der Energiewende stellt die Expertenkommission anhand einer Energiewende-Ampel dar. Diese fußt auf der empirischen Analyse einer Vielzahl von Indikatoren, die in ihrer Gesamtheit in Tabelle 1-2 dargestellt sind. Jeder Indikator wird hierbei klar einer Dimension zugeordnet und mit der zeitlichen Entwicklung seiner Zielgröße angegeben. Sofern offizielle Ziele vorliegen, wird evaluiert, ob diese erreicht wurden, beziehungsweise wie wahrscheinlich die Erreichung zukünftiger Ziele ist. Indikatoren, für die Ziele erreicht oder sehr wahrscheinlich erreicht werden, erhalten die Ampelfarbe Grün, während Indikatoren, für die das Gegenteil der Fall ist, mit Rot bewertet werden. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist. Die Bewertung anhand der Ampelfarben kombiniert eine statistisch-faktenbasierte Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Um einen kompakten Überblick über den Fortschritt der Energiewende zu geben, vergibt die Expertenkommission nicht nur Ampelfarben für die einzelnen Indikatoren, sondern auch für die identifizierten Dimensionen und Unterdimensionen. Die Ampelfarbe einer Dimension basiert auf den Ampelfarben der ihr zugeordneten Unterdimensionen und Indikatoren.

33. Tabelle 1-1 zeigt die zusammenfassende Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende, dargestellt durch die entsprechende Einfärbung der Indikatoren, Unterdimensionen und Dimensionen. Hierbei zeigt sich, dass die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb steht und in allen Bereichen der Energiewende weiterhin Handlungsbedarf besteht, da die Zielerreichung kein Selbstläufer ist. In Tabelle 1-2 findet sich die detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren sowie deren Beurteilung mit Blick auf den Status Quo und die Zielerreichung. Zudem wird jeder Indikator im Bericht ausführlich betrachtet und beschrieben, die entsprechende Kapitelverortung ist Tabelle 1-1 zu entnehmen.

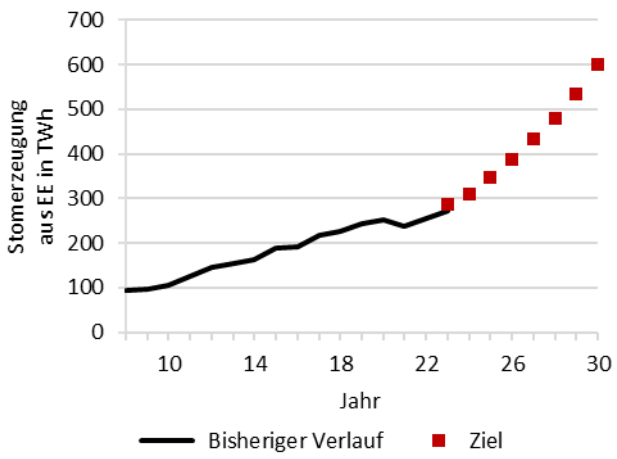
Tabelle 1-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2022/2023

Dimension		Unterdimension		Indikator	
Energieversorgung		Strom		Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 3.2.1)	
				Entwicklung der absoluten EE-Stromerzeugungskapazitäten (Kapitel 3.2)	
				Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Kapitel 3.2.1)	
		Stoffliche Energieträger		Grüner Wasserstoff (Kapitel 4.4)	
		Energiesektor im Überblick*		Entwicklung des Anteils der EE am Bruttoendenergieverbrauch (Kapitel 2.1)	
				Entwicklung des Endenergieverbrauchs (Kapitel 2.1)	
Versorgungssicherheit		Netze		Ausbau der Übertragungsnetze (Kapitel 3.4.2)	
				Digitalisierung (Kapitel 3.5.3)	
				Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen (Kapitel 3.4.1)	
				SAIDI Strom und SAIDI Gas (Kapitel 6.1.4 und 6.2)	
		Steuerbare Kraftwerke		Steuerbare Kraftwerke (Kapitel 6.1)	
				Batteriespeicher (Kapitel 3.5.1)	
Energiesicherheit		Diversifikation		Herfindahl Index für Erdgas (Kapitel 6.2)	
		Zugang zu Rohstoffen		Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung (Kapitel 6.3)	
Preiswürdigkeit/ Wirtschaftlichkeit		Energieeffizienz		Endenergieproduktivität (Kapitel 2.1)	
				Wärmebedarf (Kapitel 5.1)	
				Endenergieeffizienz im privaten Gebäudebereich (Kapitel 5.1)	
		Energiekosten		Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Kapitel 7.1)	
				Energiestückkosten der Industrie in Deutschland (Kapitel 7.1)	
				Durchschnittliche jährliche Energieausgaben privater Haushalte (Kapitel 7.1)	
				Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte (Kapitel 7.1)	
Umweltverträglichkeit		Treibhausgasemissionen		Reduktion der Treibhausgasemissionen (Kapitel 9.1)	
				Kohleausstieg (Kapitel 3.3)	
				Ausbau von Wärmepumpen (Kapitel 5.3)	
				Elektromobilität (Kapitel 3.1.1)	
		Umweltauswirkungen		Schadstoffemissionen (Kapitel 9.2)	

Gesellschaftliche Aspekte		Akzeptanz		Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Kapitel 8.2)	
				Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende (Kapitel 8.2)	
				Erwartete persönliche Betroffenheit durch die Energiewende (Kapitel 8.2)	
		Verteilungswirkung		Energiearmut (Kapitel 8.1)	
				Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen (Kapitel 8.1)	
				Energiekostenbelastung bezogen auf die gesamten Konsumausgaben (Kapitel 8.1)	

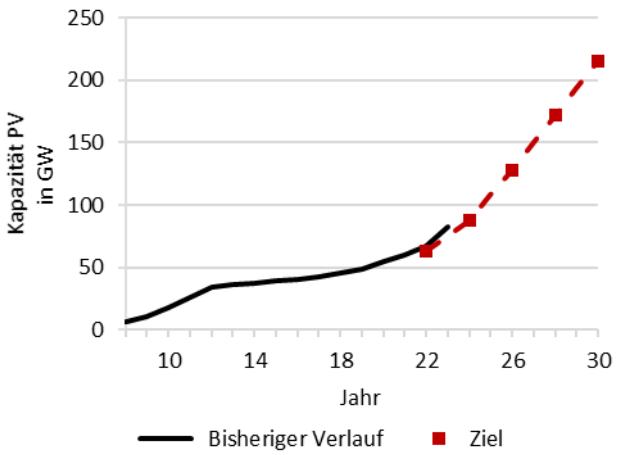
Anmerkungen: *Die Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ erfasst relevante Indikatoren, die sich weder der Unterdimension „Strom“ noch „stoffliche Energieträger“ zuordnen lassen. Daher hat die Dimension „Energieversorgung“ als einzige Ausnahme drei Unterdimensionen.
Quelle: Eigene Darstellung.

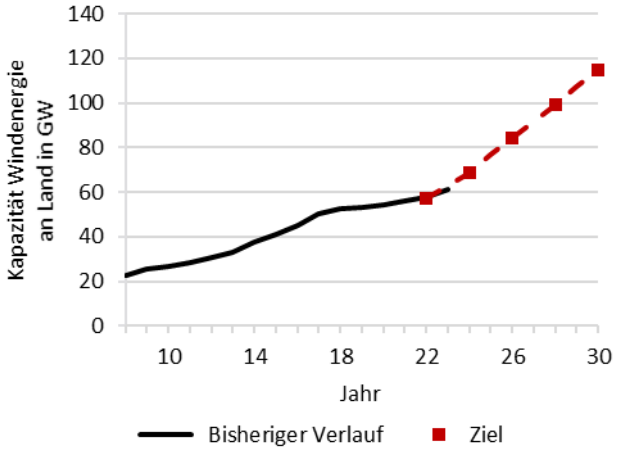
Tabelle 1-2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren zum Stand der Energiewende

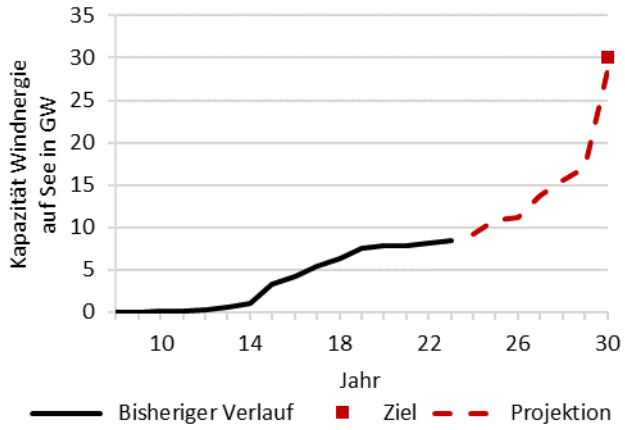
Dimension		Indikator		
Energieversorgung				
Strom		Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien		
		Messgröße: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien Zielsetzung: 287 TWh in 2023, 600 TWh in 2030 (EEG 2023; Zwischenziele in der Grafik dargestellt) Status quo: 272,3 TWh (2023) Beurteilung: Das Ziel des EEG 2023 einer Bruttostromerzeugung von 287 TWh wurde trotz eines windstarken Jahres 2023 (+ 13 TWh) nicht erreicht. Die Erzeugung lag um 5 % unter dem Zielpfad. Dennoch ist eine deutliche Steigerung der EE-Erzeugung zu erkennen und eine weitere Steigerung für die kommenden Jahre erwartbar.		

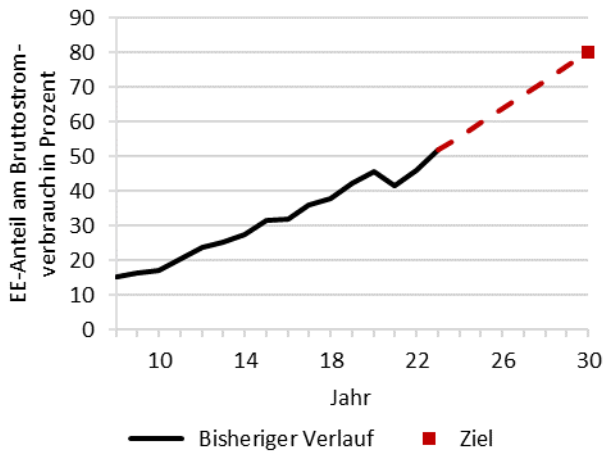
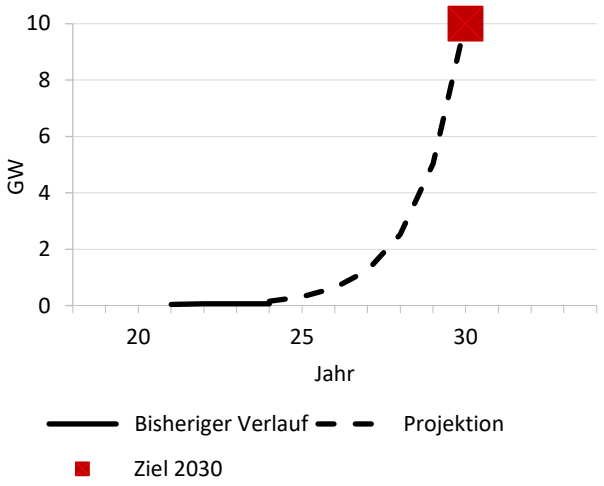
Entwicklung der absoluten EE-Stromerzeugungskapazitäten

Messgröße: Installierte Leistungen Windenergie an Land und auf See sowie Photovoltaik in GW
Zielsetzung: Kapazitäten für 2022 gemäß EEG in der Fassung von 2021 und für 2030 in der Fassung von 2023:
Photovoltaik: 63 GW (2022), 215 GW (2030)
Windenergie an Land: 57 GW (2022), 115 GW (2030)
Windenergie auf See: Mindestens 30 GW bis 2030 (WindSeeG; Zwischenziele in Grafik dargestellt)
Status quo: Kapazität 2023 (vorläufig):
Photovoltaik: 82 GW
Windenergie an Land: 61 GW
Windenergie auf See: 8,4 GW
Beurteilung: Sowohl die installierte Leistung der Photovoltaik als auch der Windenergie an Land lag Ende 2022 über dem Ziel des EEG 2021. Die Photovoltaik wurde 2023 um 14,6 GW ausgebaut und liegt somit auf dem Pfad der Zielerreichung. Die Windenergie an Land erfuhr in 2023 einen Zuwachs von nur 3,0 GW. Auch die Windenergie auf See wuchs nur um 0,2 GW. 2023 ergingen >70 % mehr Genehmigungen für Windenergieanlagen an Land als im Jahr davor. Diese wurden für rund 8 GW ausgesprochen und werden voraussichtlich in den kommenden Jahren realisiert, sodass ein Anstieg des Ausbaus erwartet werden kann.

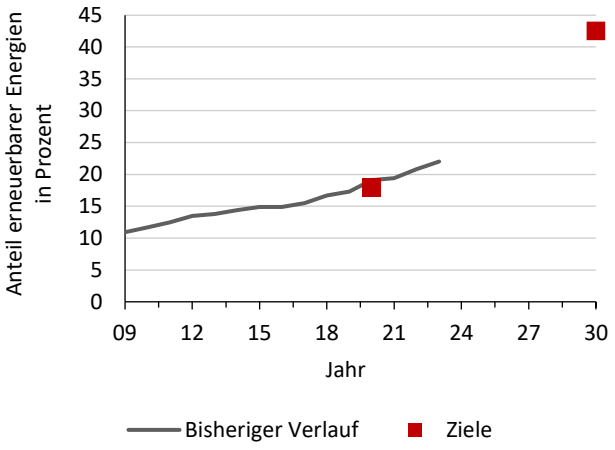






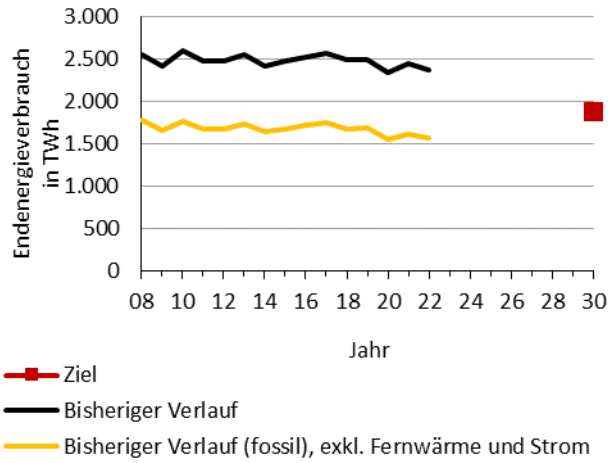
	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	
	Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in % Zielsetzung: mind. 80 % in 2030 (EEG 2023) Status quo: 52 % (2023) Beurteilung: Im EEG 2023 ist das Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 gegenüber der Fassung von 2021 deutlich angehoben worden (vorher 65 %). Um dieses Ziel zu erreichen ist eine Steigerung dieses Anteils um rund 4 Prozentpunkte jährlich nötig. Im vergangenen Jahr konnte eine Steigerung von 5,6 Prozentpunkte erzielt werden.	
Stoffliche Energieträ-ger	(Grüner) H_2	
	Messgröße: Elektrolyseleistung in GW Zielsetzung: mind. 10 GW heimische Elektrolysekapazität in 2030 (Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)) Status quo: 66 MW installierte Leistung im Februar 2024; Geplante Projekte bis 2030: 10,1 GW Beurteilung: Wenn die geplanten Projekte umgesetzt werden, wird das Ziel für das Jahr 2030 erreicht.	

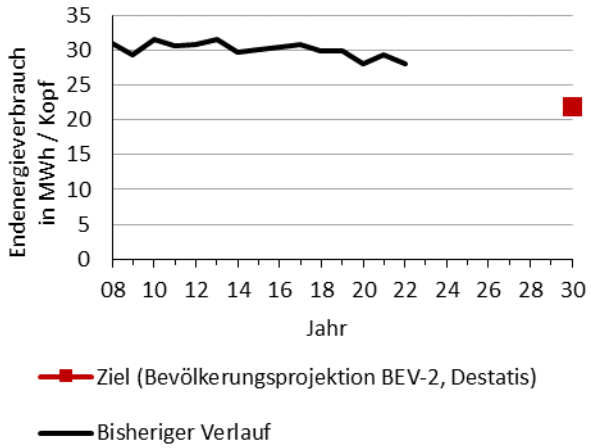
Energie-sektor im Überblick		Entwicklung des Anteils der EE am Bruttoendenergieverbrauch
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) in % Zielsetzung: 18 % in 2020 (Renewable Energy Directive (RED), 2009); 42,5 % bis 2030 (RED III, 2023) Status quo: 20,8 % (2022), 22 % (2023) Beurteilung: Das Ziel für 2020 nach der RED von 2009 wurde erreicht. Der gestiegene Anteil erneuerbarer Energien lässt sich vor allem auf die Fortschritte in der Stromerzeugung zurückführen, während er in anderen Sektoren deutlich niedriger war. Der absolute fossile Endenergieverbrauch exklusive Strom und Fernwärme hat sich seit 2008 kaum verändert (siehe nachfolgender Indikator). Der Erneuerbaren-Anteil am Endenergieverbrauch hat sich nach 2020 nicht gemäß dem Zielpfad entwickelt. Das Ziel für 2030 kann somit nur dann eingehalten werden, wenn der EE-Ausbau und Effizienzfortschritte stärker voranschreiten.

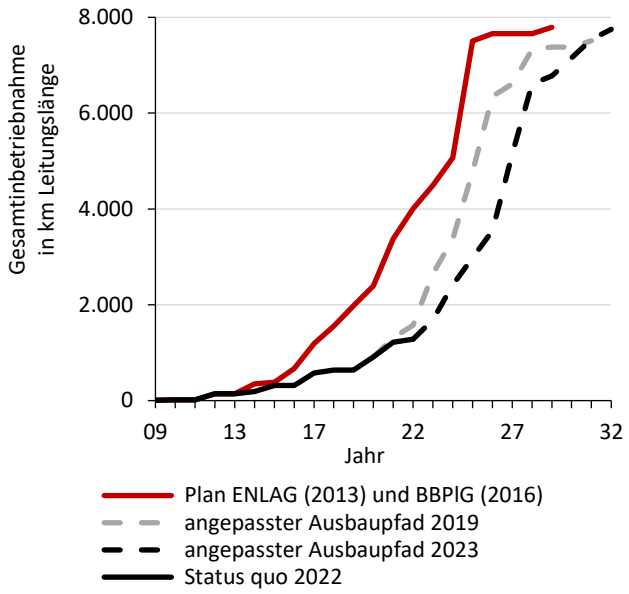
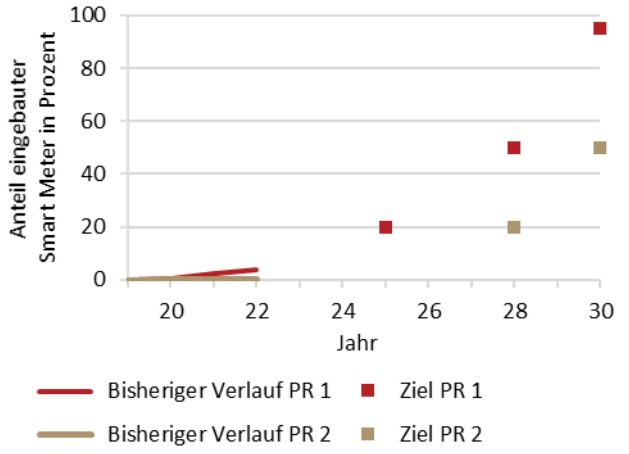


Entwicklung des Endenergieverbrauchs

Messgröße: Endenergieverbrauch in TWh
Zielsetzung: -26,5 % ggü. 2008 / 1.867 TWh im Jahr 2030 (EnEfG § 4 Abs. 1.1)
Status quo: 2.368 TWh (2022)
Beurteilung: Der Endenergieverbrauch war 2022 um 7 % niedriger als 2008 (-10 % für Endenergie pro Kopf). Bei linearer Interpolation des Ziels für 2030 beginnend in 2008 wäre für 2022 jedoch eine Senkung um 17 % auf 2.115 TWh erforderlich gewesen. Außerdem ist der gesunkene Verbrauch zu einem Teil auf die Corona- und Energiepreiskrisen sowie auf milde Winter zurückzuführen und nicht allein auf strukturelle Veränderungen.
Hinweis: Der Endenergieverbrauch bestimmt sich durch vielfältige Faktoren. Neben höherer Effizienz oder energiesparenden Verbrauchsmustern kann auch eine schwache wirtschaftliche Entwicklung den Endenergieverbrauch reduzieren. Somit ist die Aussagekraft dieses Indikators für den Stand der Energiewende beschränkt.

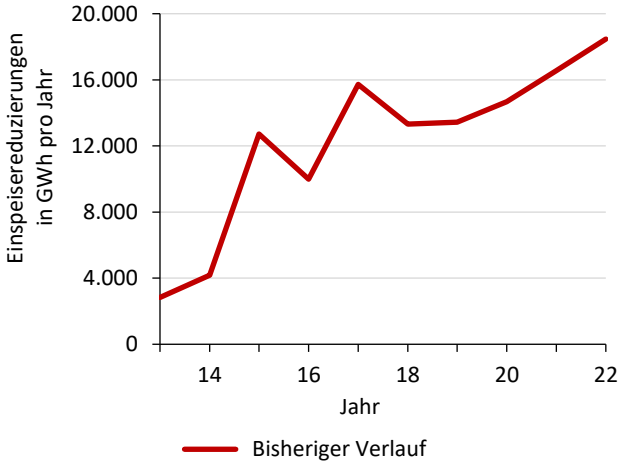




Versorgungssicherheit			
Netze		Ausbau der Übertragungsnetze	
		Messgröße: Abweichung der Gesamtinbetriebnahme zwischen Plan (im jeweils ersten Berichtsjahr des Netzausbaumonitoring) und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) in km Status quo 2022: Abweichung 2724 Kilometer (bisher Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben mit Länge von 1281 Kilometern, Planwert (2013 für EnLAG und 2016 für BBPlG): 4005 Kilometer) Beurteilung: Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten. Auch zuletzt haben sich die Verzögerungen unverändert fortgesetzt. Hinweis: Berücksichtigt werden hier nur die vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben. Für neuere Vorhaben ist eine vergleichbare Betrachtung über die Zeit noch nicht möglich.	
		Digitalisierung	
		Messgröße: Anteil Smart Meter/ Smart Meter Rollout Zielsetzung: (Smart Meter Gesetz) Pflichtrollout 1 (PR 1): Verbraucher 6 – 100 MWh/Jahr einschließlich § 14a EnWG und Erzeuger von 7 bis 100 kW): 2025: 20 %, 2028: 50 %, 2030: 95 % Pflichtrollout 2 (PR 2): Verbraucher > 100 MWh/Jahr und Erzeuger > 100 kW 2028: 20 %, 2030: 50 % Status quo: PR 1: 3,5 % (2022) PR 2: 0,1 % (2022) Beurteilung: Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende sieht zwei Rolloutphasen vor, die unterschiedliche Verbraucher und Erzeuger berücksichtigen. Die verpflichtenden Rolloutphasen haben noch nicht begonnen. In den letzten Jahren wurden nur bei wenigen Verbrauchern Smart Meter eingebaut.	

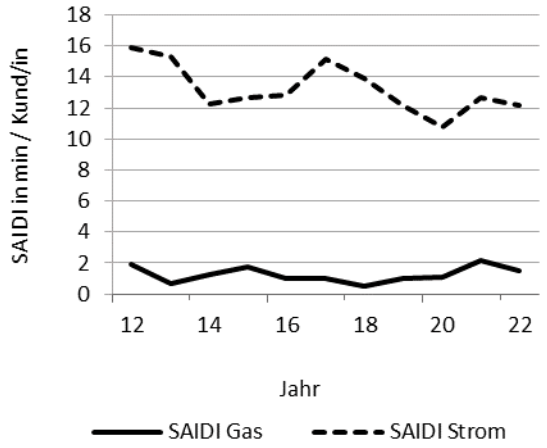
Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen

Messgröße: Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen (GWh pro Jahr)
Status quo 2022: 18.466 GWh pro Jahr
Beurteilung: Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in den erforderlichen Einspeisereduzierungen wider, die in den Jahren 2021 und 2022 neue Spitzenwerte erreicht haben.
Hinweis: Der optimale Umfang der Einspeisereduzierungen liegt nicht bei Null, weil ein Netzausbau zur Durchleitung aller gehandelter Strommengen nicht effizient ist. Auch gibt es neben der vorhandenen Netzinfrastruktur andere Einflussfaktoren auf den Umfang der Einspeisereduzierungen wie z. B. fehlende lokale Preissignale.



System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas

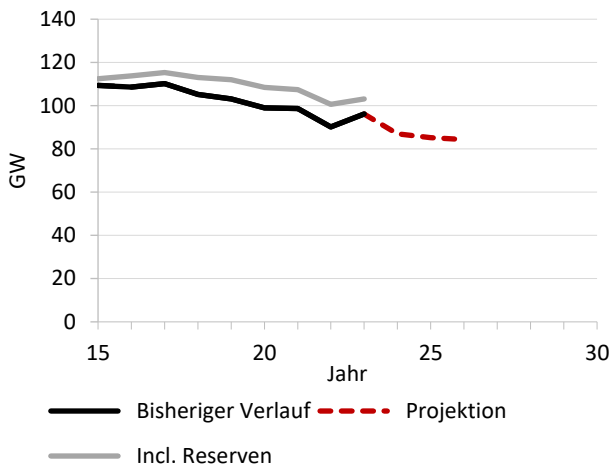
Messgröße: Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr in Minute pro Kund/in.
Aussage: SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig.
Status quo: 12,2 min pro Kund/in Strom und 1,52 min po Kund/in Gas (2022)
Beurteilung: Der SAIDI für Strom und Gas liegt auf einem geringen Niveau unterhalb der Durchschnittswerte 2011-2022 und ist auch im Vergleich mit Nachbarländern gering (2020: 12 - 68 min pro Kund/in, Deutschland 15 min pro Kund/in).



Steuerbare Kraftwerke

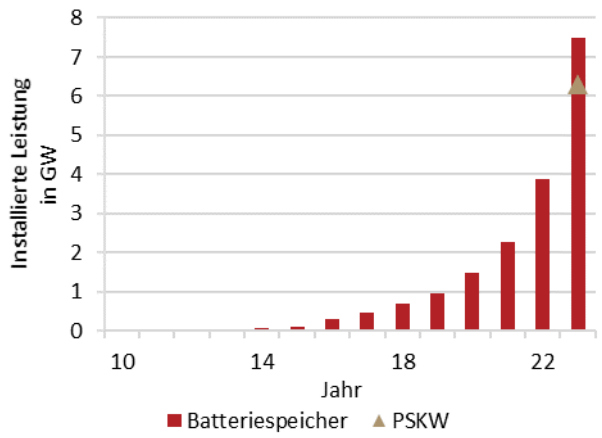
Steuerbare Kraftwerkskapazitäten

Messgröße: Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Kraftwerke (GW)
Status quo: Rückgang der Leistung von 109 GW (2015) auf 84 GW (2026)
Beurteilung: Der über das KWKG geförderte Kraftwerksneubau gleicht den Rückbau nur teilweise aus. Daher ist die Kraftwerkstrategie der Bundesregierung ein sinnvoller Ansatz, um hier gegenzusteuern.
Hinweis: Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und den Kohleausstieg geht die steuerbare Kraftwerkskapazität zurück. Systemdienliche Lokalisierungssignale für Neubaukraftwerke fehlen bisher.



Batteriespeicher

Messgröße: Installierte Leistung Batteriespeicher (GW)
Zielsetzung: Keine politische Zielsetzung; Vergleich mit NEP: 91 GW im Jahr 2037
Status quo: 7,5 GW (Ende 2023)
Beurteilung: In den letzten Jahren konnten hohe Wachstumsraten erzielt werden, so dass die installierte Leistung der Batteriespeicher auf dem Niveau der Pumpspeicherkraftwerke liegt. Um 2037 installierte Kapazitäten in der Größenordnung des NEP zu erreichen, sind jährliche Wachstumsraten von um die 20 Prozent nötig, was in den letzten Jahren gelungen ist. Ein solches Wachstum über einen langen Zeitraum aufrecht zu erhalten, bedarf jedoch großer Anstrengung.

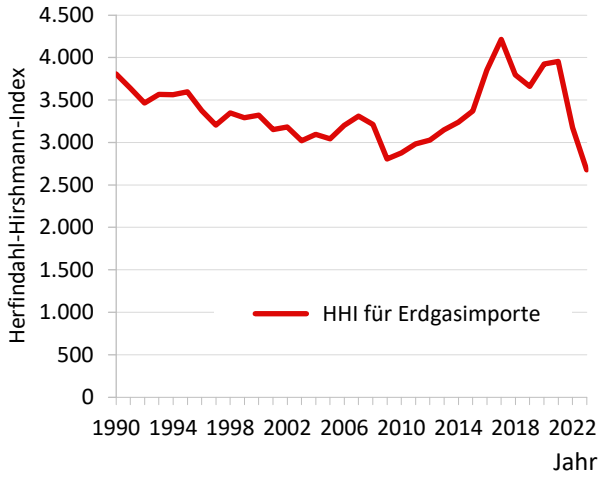


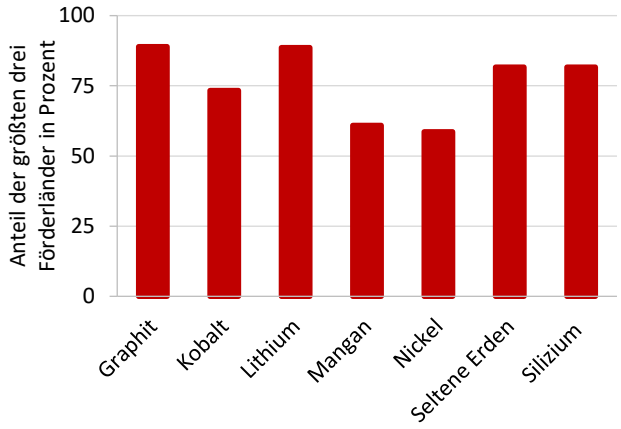
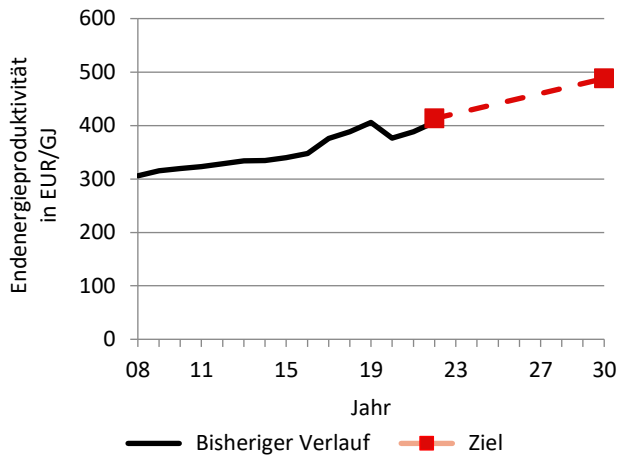
Energiesicherheit

Diversifikation

Import-Diversifikation

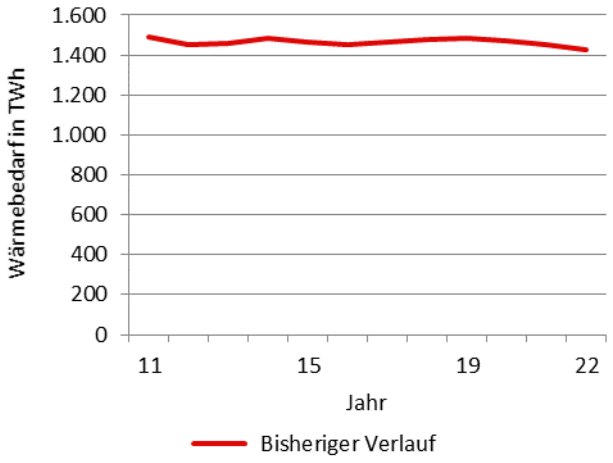
Messgröße: Herfindahl-Hirshmann-Index (HHI) für Erdgasimporte
Status quo: Die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland ist weiterhin sehr hoch.
Beurteilung: Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen. Hierfür spielen die im Aufbau befindlichen LNG-Import-Kapazitäten eine wichtige Rolle.



Zugang zu Rohstoffen	Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung	
	Messgröße: Anteil der größten drei Förderländer an der gesamten weltweiten Förderung in Prozent (%) Status quo: Die für das Gelingen der Energiewende essenziellen Rohstoffe Graphit, Kobalt, Lithium, Mangan, Nickel, Seltene Erden und Silizium weisen eine starke Marktkonzentration (59-89 %) auf der Förderebene auf. Beurteilung: Die hohe Marktkonzentration stellt ein erhebliches Risiko dar, da einzelne Länder die Möglichkeit haben ihre Marktmacht zu strategischen Zwecken zu nutzen. Aufgrund der langen Vorbereitungszeit, die für das Aufbauen neuer Minen anfällt, ist keine Entspannung des Marktes absehbar. Hinweis: Neben der Marktkonzentration auf der Förderebene sollten auch die anderen Schritte der Wertschöpfungskette betrachtet werden. Auch hier zeigt sich, dass oft einzelne Länder, insbesondere China, dominant sind und einen großen Teil des Marktes beherrschen.	
Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit		
Energieeffizienz	Steigerung der Endenergieproduktivität	
	Messgröße: Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch den temperaturbereinigten Endenergieverbrauch (EUR / Gigajoule) Zielsetzung: 2,1 % p.a. ggü. 2008 im Zeitraum 2020-2050 (BReg) Status quo: Die Endenergieproduktivität steigt im Jahr 2022 auf 406€/GJ. Dies entspricht einer Steigung um 4,5 % gegenüber dem Vorjahr Beurteilung: Das von der Bundesregierung gesetzte Ziel schreibt für den Zeitraum 2020-2050 eine Steigerung von 2,1 % pro Jahr gegenüber 2008 vor. Dieses Ziel wurde zwar knapp verfehlt, die jüngsten Einsparungen machen aber eine Zielerreichung wahrscheinlich.	

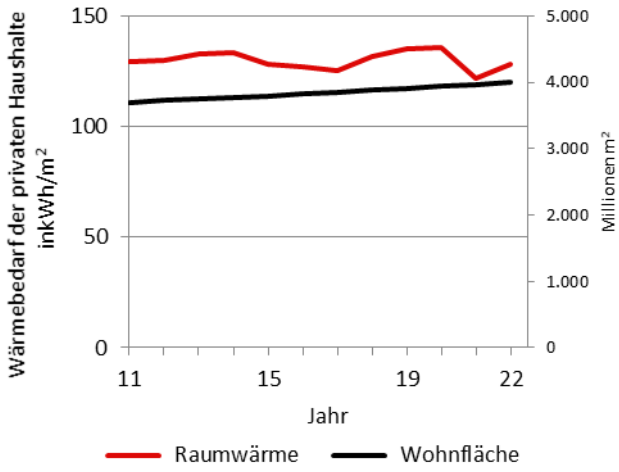
Reduktion des Wärmebedarfs

Messgröße: Temperaturbereinigter Endenergieverbrauch für Wärme, Warmwasser und Kühlung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte in TWh
Status quo: Der temperaturbereinigte Wärmebedarf sank im Jahr 2022 auf 1.427 TWh. Dies entspricht einem Rückgang in Höhe von 1,6 % gegenüber dem Vorjahr.
Beurteilung: Der Wärmebedarf ist zwar leicht rückläufig, hat sich jedoch im Betrachtungszeitraum seit 2011 nur wenig verringert.



Steigerung der Endenergieeffizienz im privaten Gebäudebereich

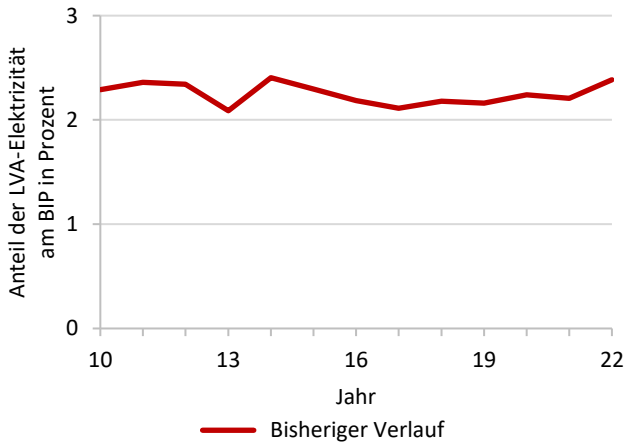
Messgröße: Temperaturbereinigter Raumwärmeverbrauch in privaten Haushalten in kWh/qm
Status quo: Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch im privaten Gebäudesektor stieg im Jahr 2022 auf 128,3 kWh/qm. Dies entspricht einem Anstieg in Höhe von 5,5 % gegenüber dem Vorjahr.
Beurteilung: Der Raumwärmebedarf pro Quadratmeter im privaten Sektor hat sich im Beobachtungszeitraum seit 2011 nur wenig verringert (-0,7 %). Um einen klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050 zu erreichen, ist dies nicht ausreichend.



Energiekosten

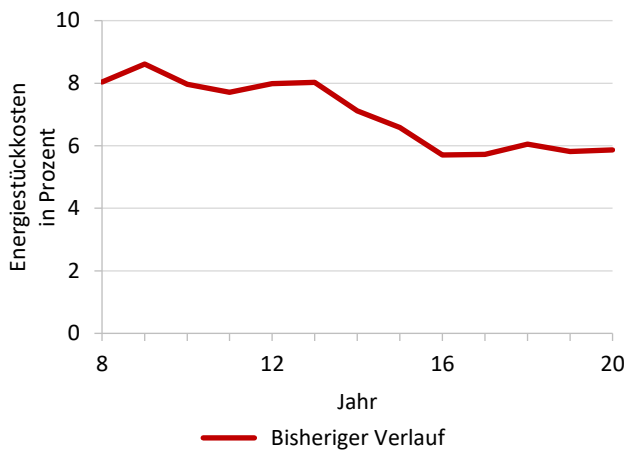
Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt

Messgröße: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität dividiert durch Bruttoinlandsprodukt in Prozent
Zielsetzung: Der Indikator misst die Belastung durch die Kosten für Elektrizität
Status quo: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP liegt bei 2,4 %.
Beurteilung: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP hat sich bis 2021 auf einem Niveau in der Größenordnung von 2,2 % stabilisiert. Im Jahr 2022 liegt der Anteil mit knapp 2,4 % höher, wird jedoch in Zukunft vermutlich wieder sinken.



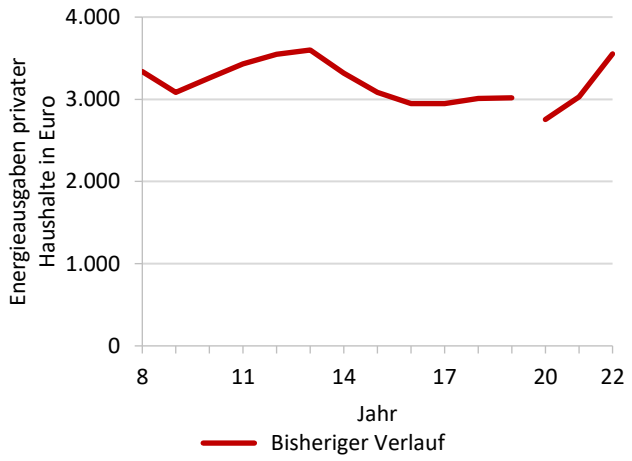
Energiestückkosten der Industrie in Deutschland

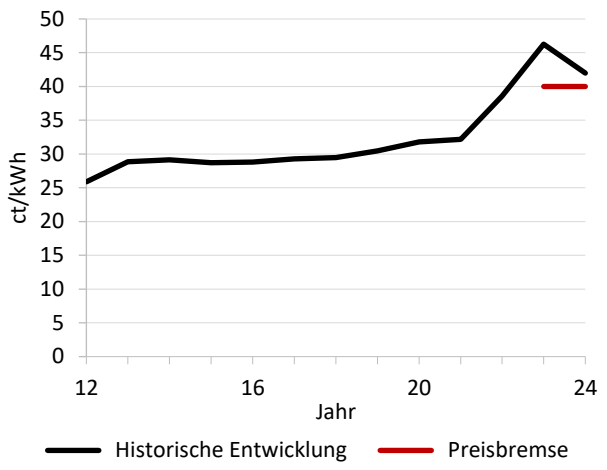
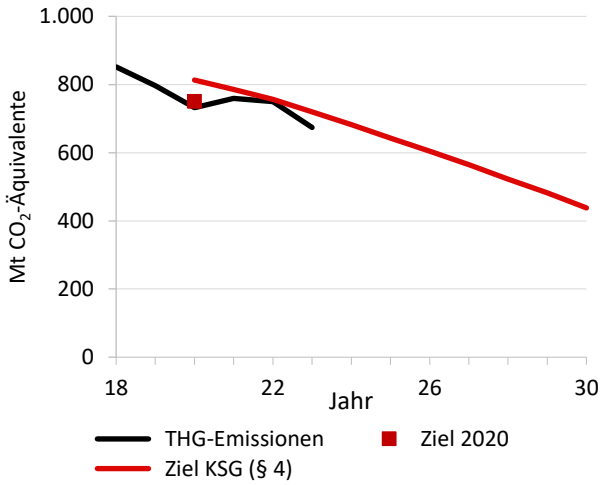
Messgröße: Energiestückkosten der Industrie definiert als Kosten für Energie dividiert durch Wertschöpfung (%)
Status quo: Die Energiestückkosten der deutschen Industrie sind im Jahr 2020 auf 5,9 % gestiegen.
Beurteilung: Die Energiestückkosten sind im Zeitraum 2008 bis 2020 um ca. 2 Prozentpunkte gefallen und stagnierten zuletzt auf diesem niedrigen Niveau. Die Expertenkommission geht davon aus, dass die Energiestückkosten aufgrund der Energiekrise in den Jahren 2021 und 2022 gestiegen sind. Für diesen Zeitraum liegen bisher keine gesicherten Daten vor.

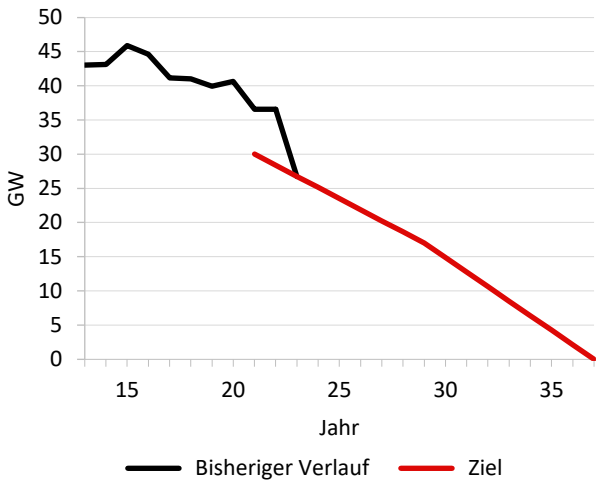
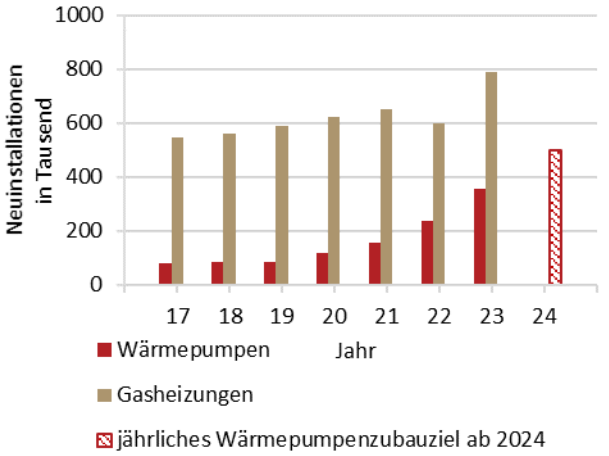


Durchschnittliche jährliche Energieausgaben privater Haushalte

Messgröße: Durchschnittliche jährliche Ausgaben privater Haushalte für Strom, Gas und andere Brennstoffe sowie für Kraft- und Schmierstoffe in Euro
Status quo: Die durchschnittlichen jährlichen Energieausgaben privater Haushalte sind im Jahr 2022 auf 3552€ gestiegen, was einem Anstieg von 17 % entspricht.
Beurteilung: Die Entwicklung der durchschnittlichen Energieausgaben folgt keinem langfristigen Trend, kurzfristig sind sie jedoch im Zeitraum 2020 bis 2022 im Rahmen der Energiekrise um 29 % angestiegen. Dennoch befinden sie sich auf einem moderaten Niveau und in den nächsten Jahren ist zumindest eine leichte Entspannung zu erwarten.
Hinweis: Bis zum Jahr 2019 wurde die Anzahl der Haushalte auf Basis von Hochrechnungen des 2011 Zensus bestimmt. Ab 2020 basiert die Zahl auf den Daten des neuen Zensus. Daher hat sich die Anzahl der Haushalte von 2019 auf 2020 um ca. 1 Million verringert. Die Zeitreihe ab dem Jahr 2020 ist somit nur bedingt vergleichbar mit den Daten bis 2019, was grafisch durch die Unterbrechung der Kurve dargestellt ist.



		Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte	
		Messgröße: Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte (ct/kWh) Aussage: Nach hohen krisenbedingten Preissteigerungen in den letzten beiden Jahren werden die Strompreise im Jahr 2024 voraussichtlich wieder sinken. Beurteilung: Die Strompreise für private Haushalte sind im europäischen Vergleich hoch (43 % über dem EU-Durchschnitt). Besonders der Anteil an Steuern am Strompreis für Haushaltskunden ist im europäischen Vergleich hoch. Kaufkraftbereinigt gehört Deutschland ebenso zu den Ländern in Europa, in denen die Strompreise eher hoch sind, jedoch nicht in der Gruppe der Länder mit besonders hohen Preisen.	
Umweltverträglichkeit			
Treibhausgasemissionen		Reduktion der Treibhausgasemissionen	
		Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) in Mio. t CO_2-Äqu. Zielsetzung: 65 % in 2030 ggü. 1990; 88 % in 2040 ggü. 1990; THG Neutralität bis 2045 (KSG) Status quo: Sektorübergreifend wurden die Minderungsziele in 2020 bis 2023 eingehalten. Beurteilung: Die sektorübergreifende Zielerreichung wurde auch durch Sondereffekte (Corona in 2020, Gaspreiskrise in 2022/2023) erreicht. Einzelne Sektoren wie Verkehr und Gebäude sind aber noch nicht auf dem notwendigen Minderungspfad.	
		Kohleausstieg	

		Messgröße: Bestehende Kapazitätsleistungen aus Kohlekraftwerken in GW Zielsetzung: Bis 2022: 30 GW; bis 2030: 17GW; Vollständiger Ausstieg bis spätestens 2038 Status quo: Ende 2023 betrug die Kapazität im Markt 37 GW. Mit dem Auslaufen der Krisenmaßnahmen wurde das Zielniveau für die Kapazitäten von Kohlekraftwerken erst im Jahr 2024 erreicht. Beurteilung: Die Krisenmaßnahmen können durch das Vorziehen des Kohleausstiegs im Rheinischen Revier auf 2030 im Zeitraum nach 2030 kompensiert werden.	
		Ausbau von Wärmepumpen	
		Messgröße: Anzahl Wärmepumpen Zielsetzung: 500.000 neu installierte Wärmepumpen pro Jahr ab 2024 (BReg) Status quo: 365.000 Neuinstallationen 2023 Beurteilung: 2023 wurden so viele Wärmepumpen in Deutschland installiert wie nie zuvor. Dennoch liegt dies noch deutlich hinter dem Ausbauziel der Bundesregierung.	

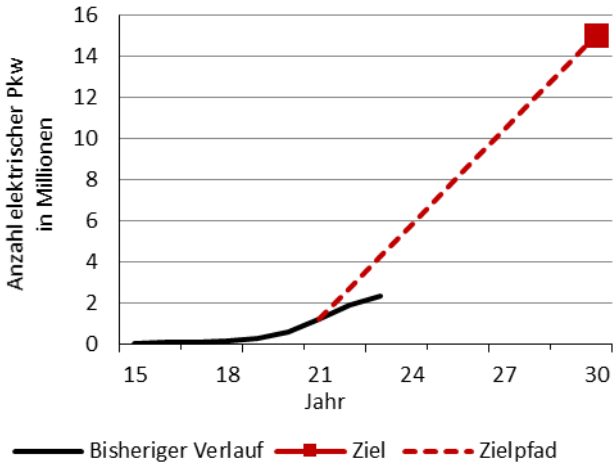
Elektromobilität (Erhöhung des Anteils an Elektrofahrzeugen)

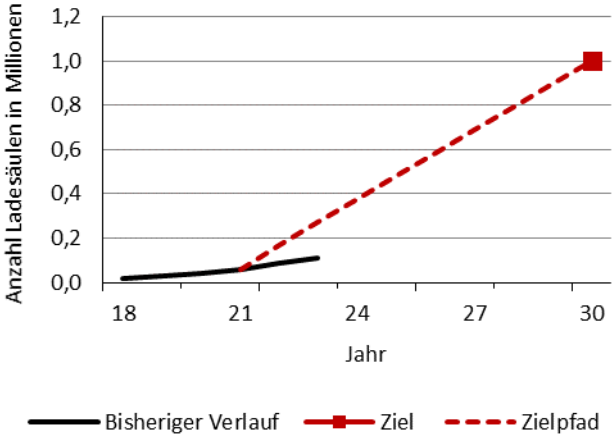
Messgröße: Anzahl an Elektro-Pkw inklusive Plug-in-Hybride, Anzahl öffentlicher Ladesäulen

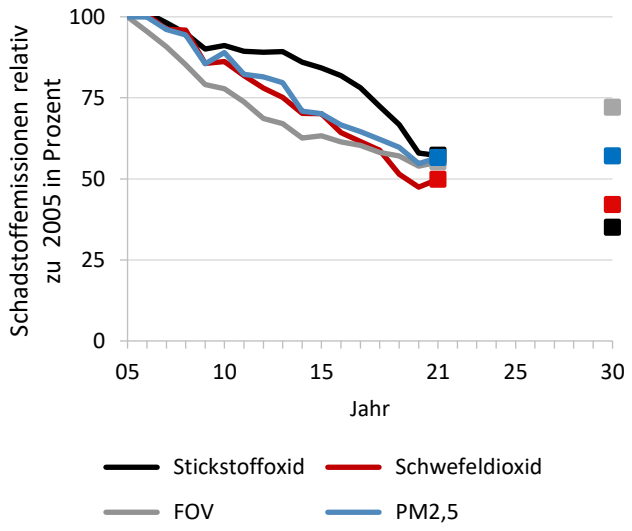
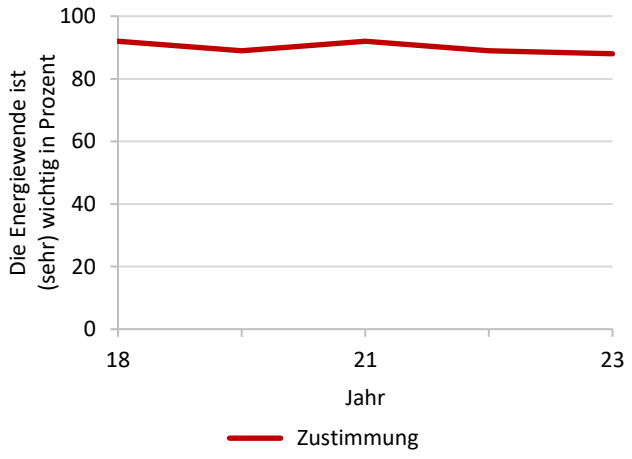
Zielsetzung: 15 Mio. Elektrofahrzeuge in 2030 und 1 Mio. Ladepunkte (Koalitionsvertrag BReg)

Status quo: 2,3 Mio. elektrische Pkw und 0,11 Mio. Ladepunkte (Ende 2023)

Beurteilung: Die Anzahl der elektrischen Pkw ist besonders seit 2020 stark angestiegen. 2021 und 2022 wurden jeweils 0,6 Mio. bzw. 0,7 Mio. Fahrzeuge netto neu zugelassen. Um 15 Millionen Elektroautos in 2030 zu erreichen, müssten jedoch im Mittel jährlich 1,6 Mio. Elektroautos netto neu zugelassen werden. Die Anzahl öffentlicher Ladesäulen muss sich bis 2030 mehr als verzehnfachen, um den Zielwert von 1 Mio. zu erreichen. Im Mittel müssten jährlich 115 Tsd. Ladesäulen zugebaut werden, also mehr als aktuell bestehen.



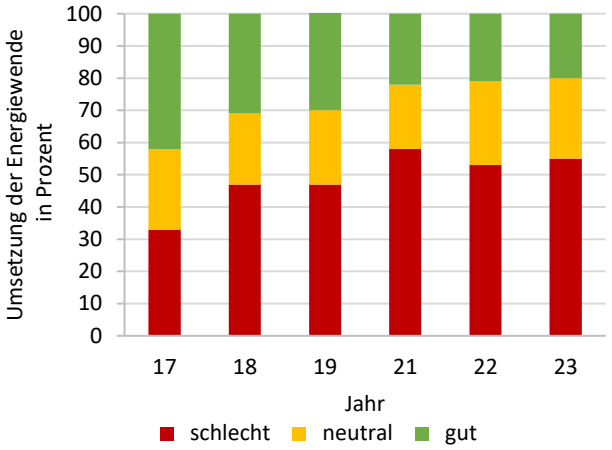


Umwelt-auswirkungen		Reduktion Schadstoffbelastung	
		Messgröße: Schadstoffemissionen relativ zum Basisjahr 2005 in Prozent Zielsetzung: EU-Richtlinie 2016/2284 schreibt Emissionsreduktionsvorgaben ggü. 2005 vor, jedoch nicht spezifisch für den Energiesektor. Stickstoffoxid: 39 % bis 2020 und 65 % bis 2030. Schwefeldioxid: 32 % bis 2020 und 58 % bis 2030. Flüchtige organische Verbindungen: 13 % bis 2020 und 28 % bis 2030. PM2,5: 26 % bis 2020 und 43 % bis 2030. Status quo: Relativ zum Basisjahr 2005 haben sich die Stickstoffoxidemissionen um 43 %, die Schwefeldioxidemissionen um 51 %, die FOV-Emissionen um 45 % und die PM2,5-Emissionen um 43 % verringert. Beurteilung: Die in EU-Richtlinie 2016/2284 vorgeschriebenen Emissionsreduktionsziele des Jahres 2020 für die Schadstoffe Stickstoffoxid, Schwefeldioxid, Flüchtige organische Verbindungen und PM2,5 wurden alle erreicht, sowohl auf Bundesebene als auch im Energiesektor im speziellen. Die Ziele für 2030 wurden für FOV und PM2,5 im Energiesektor ebenfalls bereits erreicht. Jedoch sind die Zielsetzungen recht konservativ.	
Gesellschaft			
Akzeptanz		Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende	
		Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der die Energiewende wichtig oder sehr wichtig findet in Prozent Status quo: Anteil der Bevölkerung, der die Energiewende wichtig oder sehr wichtig findet, liegt bei rund 90 % Beurteilung: Die Zustimmung der Privathaushalte zur Energiewende ist ungebrochen hoch: 88 % der befragten Haushalte halten die Energiewende für (sehr) wichtig. Diese hohe Zustimmung gilt sowohl für Haushalte, die unter hohem Kostendruck bei Strom und Wärme leiden, als auch für Eigentümer von Wohneinheiten. Im Vergleich zur Vorjahresbefragung ist auch der Wert der Haushalte, für die die Energiewende im vergangenen Jahr an Bedeutung gewonnen hat, angestiegen.	Wie wichtig ist die Energiewende für Deutschland? 

Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende

Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der die Umsetzung der Energiewende als schlecht, neutral oder gut bewertet in Prozent
Status quo: Anstieg derer, die die Umsetzung als schlecht bewerten ist hoch.
Beurteilung: Der Anteil der befragten Haushalte, der die Umsetzung der Energiewende als schlecht einstufen, ist seit 2017 um 22 Prozentpunkte gestiegen. Gleichzeitig ist ein Abfall um 22 Prozentpunkte bei gut zu beobachten.

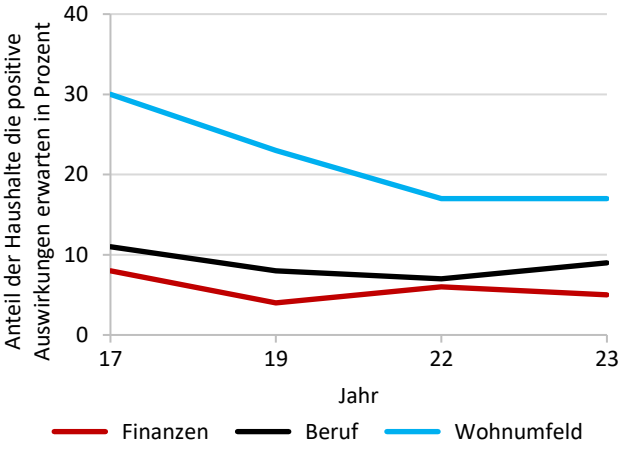
Wie würden Sie die Umsetzung der Energiewende in Deutschland beurteilen?



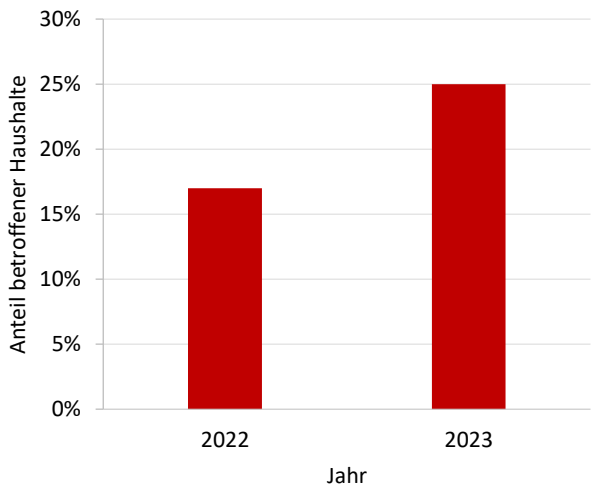
Erwartete persönliche Betroffenheit

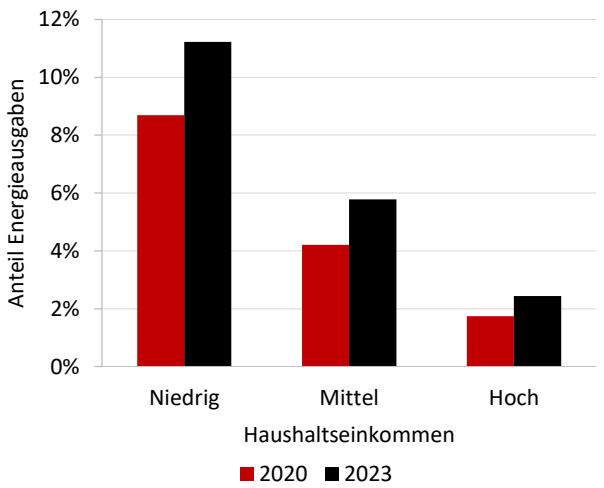
Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der aufgrund der Energiewende positive Auswirkungen in den Bereichen Finanzen, Beruf und Wohnumfeld erwartet
Status Quo: Finanzen: Der Anteil der positiven Auswirkungen der Energiewende auf die finanzielle Situation ist von 8 % auf 5 % gesunken.
Beruf: Der Anteil der positiven Auswirkungen der Energiewende auf die berufliche Tätigkeit ist von 11 % auf 9 % gefallen.
Wohnung: Der Anteil der positiven Auswirkungen der Energiewende ist von 30 % auf 17 % gesunken.
Beurteilung: Die Einschätzung positiver Betroffenheit ist sehr gering und im Betrachtungszeitraum der Jahre 2017 bis 2023 eher rückläufig. Insbesondere beim persönlichen Umfeld hat sich der Anteil der Befragten, die positive Auswirkungen der Energiewende erwarten, fast halbiert. Zuletzt lässt sich eine stagnierende Entwicklung beobachten, ein Aufwärtstrend ist jedoch nicht zu erkennen.
Hinweis: Lediglich für die Jahre 2017, 2019, 2022 und 2023 liegen Befragungswerte vor. Die Werte für die Jahre dazwischen wurden linear interpoliert.

Wird die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf Sie eher positive oder negative Auswirkungen haben?



Verteilungswirkung		**Energiearmut**
		Messgröße: Anteil der von hohen Energiekosten betroffenen Haushalte, die über ein Einkommen von weniger als 80 % des Medians verfügen Status quo: Indikatoren zeigen eine Zunahme der Energiearmut. Beurteilung: Deutschland hat bisher keine nationale Definition von Energiearmut. Auch fehlen für diese Zielgruppe spezifisch ausgerichtete Politiken und Maßnahmen über Sozialleistungen hinaus.
		Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen
		Messgröße: Energieausgaben im Verhältnis zum Einkommen Status quo: Haushalte mit wenig Einkommen sind mit über 10 % ihres Einkommens deutlich stärker durch Wärme- und Stromkosten belastet als Haushalte mit hohem Einkommen, die nur knapp über 2 % ihres Einkommens aufbringen müssen. Beurteilung: Energiekostenbelastung ist deutlich regressiv. Vor diesem Hintergrund sind bei der Ausgestaltung von Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende Verteilungswirkungen zu beachten.



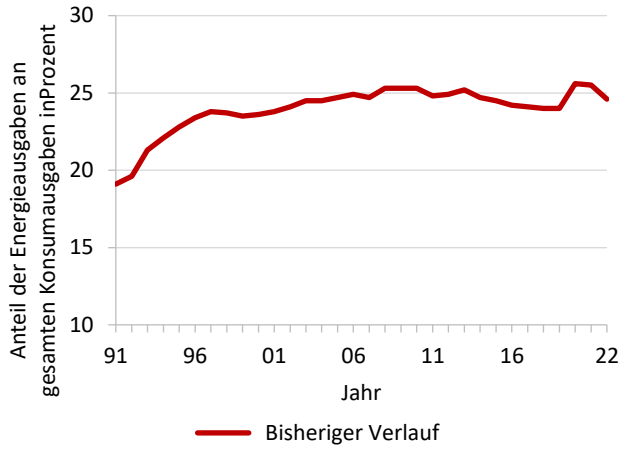


Energiekostenbelastung der Haushalte

Messgröße: Anteil der Konsumausgaben der privaten Haushalte in Deutschland für Wohnung, Wasser, Strom, Gas und andere Brennstoffe an den gesamten Konsumausgaben in Prozent

Status quo: Der Anteil der Konsumausgaben der privaten Haushalte für Wohnung, Wasser, Strom, Gas und andere Brennstoffe an den gesamten Konsumausgaben lag im Jahr 2022 bei 24,6 %, was einem Rückgang von ungefähr einem Prozentpunkt entspricht.

Beurteilung: Der Anteil stagniert seit 2006 weitestgehend auf einer Höhe von ungefähr 25 % und auch im Krisenjahr 2022 ist kein Anstieg zu verzeichnen (vielmehr sogar ein kleiner Rückgang).



Quelle: Eigene Darstellung.

2. Der Energiesektor im Überblick

Das Wichtigste in Kürze

Der gesamte Endenergieverbrauch ist in den vergangenen drei Dekaden zunächst weitgehend unverändert geblieben und zeigt erst seit 2010 eine leicht rückläufige Tendenz. Die Fortschritte bei der Effizienz des Brenn- und Kraftstoffeinsatzes sowie die endenergieseitigen Effizienzgewinne durch die fortschreitende Elektrifizierung sind damit durch die Wachstumstrends im Bereich der wirtschaftlichen und der demografischen Entwicklung sehr weitgehend kompensiert worden. Das Ziel für die Senkung des Endenergieverbrauchs für Deutschland wurde mit dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) für das Jahr 2030 auf eine Minderung von 26,5 % im Vergleich zum Niveau des Jahres 2008 festgelegt. Bis zum Jahr 2019 ergaben sich Entwicklungen ohne eindeutige Trends, im Mittel entstanden Nachfragesenkungen für die Endenergie von insgesamt 2 Prozentpunkten (bezogen auf das Jahr 2008). Erst im Krisenjahr 2020 ergab sich ein Nachfragerückgang von gut 8 % ggü. 2008, wobei im Folgejahr der Endenergieverbrauch wieder deutlich anstieg. Im Jahr der Erdgaskrise 2022 ging der Endenergieverbrauch wieder um etwa 3 Prozentpunkte zurück. Mit Blick auf die temperaturbereinigten Größen wurde im Jahr 2020 eine Minderung des Endenergieverbrauchs ggü. 2008 um knapp 7 % erreicht, für die Jahre 2021 und 2022 lagen die entsprechenden Werte bei jeweils knapp 6 %. Das Endenergie-Reduktionsziel von 26,5 % wird damit nur erreichbar, wenn für den Zeitraum 2023 bis 2030 ein jahresdurchschnittlicher Verbrauchsrückgang (bezogen auf die temperaturbereinigten Größen) von 2,6 Prozentpunkten (bezogen auf 2008) realisiert werden kann. Die Expertenkommission weist jedoch auf die begrenzte Eignung der Bewertungsgrößen Endenergieverbrauchsniveau wie auch Endenergieverbrauchsintensität als Steuerungsindikatoren hin.

Hinsichtlich der gesamten Endenergienachfrage ergibt sich aktuell eine Struktur von drei Sektoren (Industrie, private Haushalte, Verkehr) mit Anteilen von jeweils knapp 30 % sowie dem GHD-Sektor als mit Abstand kleinstem Verbrauchssektor (14 %). In den letzten drei Dekaden sind die Anteile der Industrie und des GHD-Sektors leicht gesunken und die der privaten Haushalte und des Verkehrssektors deutlich gestiegen. Endenergie wird in Deutschland aktuell zu ca. 36 % zur Erzeugung mechanischer Energie (v.a. im Verkehrssektor), zu 33 % zur Deckung des Gebäudeenergiebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) sowie zu 23 % für die Bereitstellung von Prozesswärme (v.a. in der Industrie) eingesetzt. Im Jahr 1990 wurde 80 % des Endenergiebedarfs über fossile Energieträger gedeckt und ein Anteil von 20 % über Strom und Fernwärme. Der Anteil der fossilen Energieträger am gesamten Endenergiebedarf ist leicht rückläufig, beträgt aber immer noch etwa zwei Drittel. Der Beitrag direkt genutzter regenerativer Endenergieträger stieg bis zum Jahr 2022 auf ca. 10 %, der von Strom und Fernwärme erhöhte sich auf Werte von etwa 25 %. Mit Blick auf die Ausbauverpflichtung Deutschlands für erneuerbare Energien im Rahmen der Europäischen Union (von 40 % bis 2030) wurde bis 2023 ein Ausbau auf 22 % des Bruttoendenergiebedarfs erreicht. In Bezug auf diese EU-rechtliche Verpflichtung befindet sich Deutschland auf dem Zielpfad.

Im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG) hat der deutsche Gesetzgeber das Ziel definiert, das Niveau des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2030 um 39,3 % (bezogen auf 2008) zu senken. Im Jahr 2023 wurde ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 18 % erreicht. Ein erheblicher Teil des rückläufigen Primärenergieverbrauchs resultiert jedoch aus energiestatistischen Artefakten, die vor allem durch die primärenergetische Bewertung der massiv steigenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie entstehen. Zur Erreichung des Ziels müsste der jährliche Rückgang des Primärenergiebedarfs vom langjährigen Mittelwert von 2 auf 3 Prozentpunkte (bezogen auf 2008) erhöht werden. Die Anteile der fossilen Energieträger Braunkohle und Steinkohle sind stark und die Anteile von Erdgas und Mineralöl aktuell leicht rückläufig. Die Nutzung der Kernenergie wurde zum 15. April 2023 beendet. 2023 übertraf der Anteil der erneuerbaren Energien am

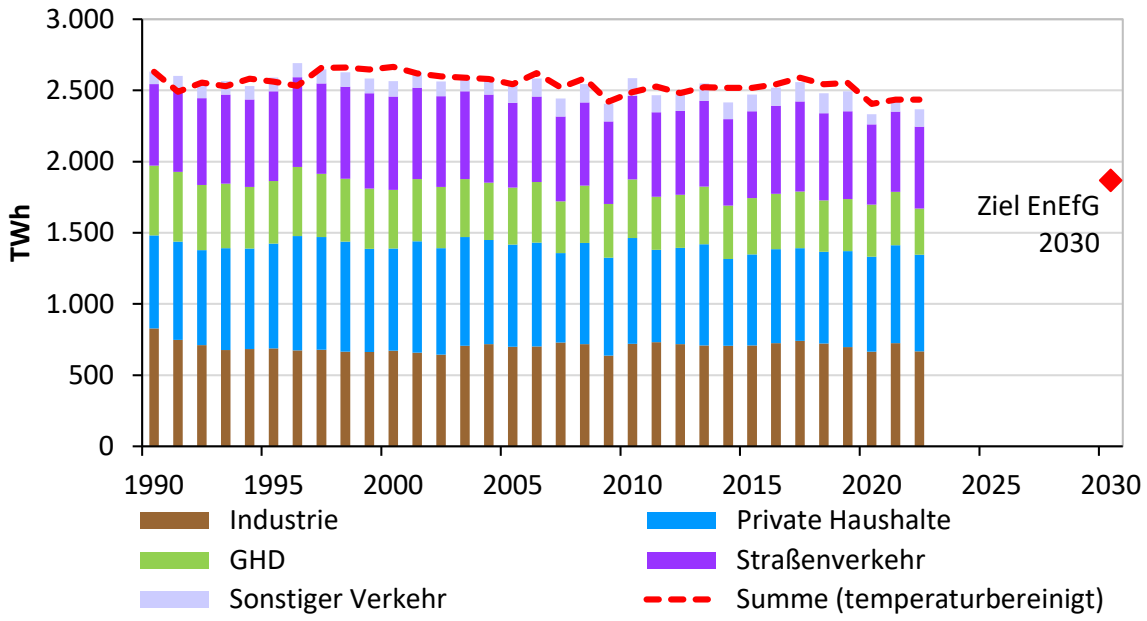
Primärenergieaufkommen in Deutschland erstmals den summarischen Anteil von Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie.

2.1 Endenergie

34. Die Trends für die zum Einsatz im Letztverbrauch abgesetzten Energieträger (Endenergieverbrauch) zeigen im Gesamtzeitraum seit 1990 mit Ausnahme einiger Anpassungsprozesse im Zuge der deutschen Vereinigung in der ersten Hälfte der 1990er Jahre relativ stetige Entwicklungstrends ohne gravierende Veränderungen der Entwicklungsdynamiken oder Strukturbrüche (Abbildung 2-1 und Abbildung 2-3). Der gesamte Endenergieverbrauch ist in den vergangenen drei Dekaden weitgehend stabil geblieben und zeigt erst seit 2010 eine leicht rückläufige Tendenz, wobei die Krisenjahre 2009 (Wirtschaftskrise), 2020 (Pandemiekrise) und 2022 (Erdgas- und Energiepreiskrise) auch im Bereich des Endenergieverbrauchs deutlich erkennbar sind. Die Fortschritte bei der Effizienz des Brenn- und Kraftstoffeinsatzes sowie die endenergieseitigen Effizienzgewinne durch die fortschreitende Elektrifizierung sind damit durch die Wachstumstrends im Bereich der wirtschaftlichen und der demografischen Entwicklung sehr weitgehend kompensiert worden.

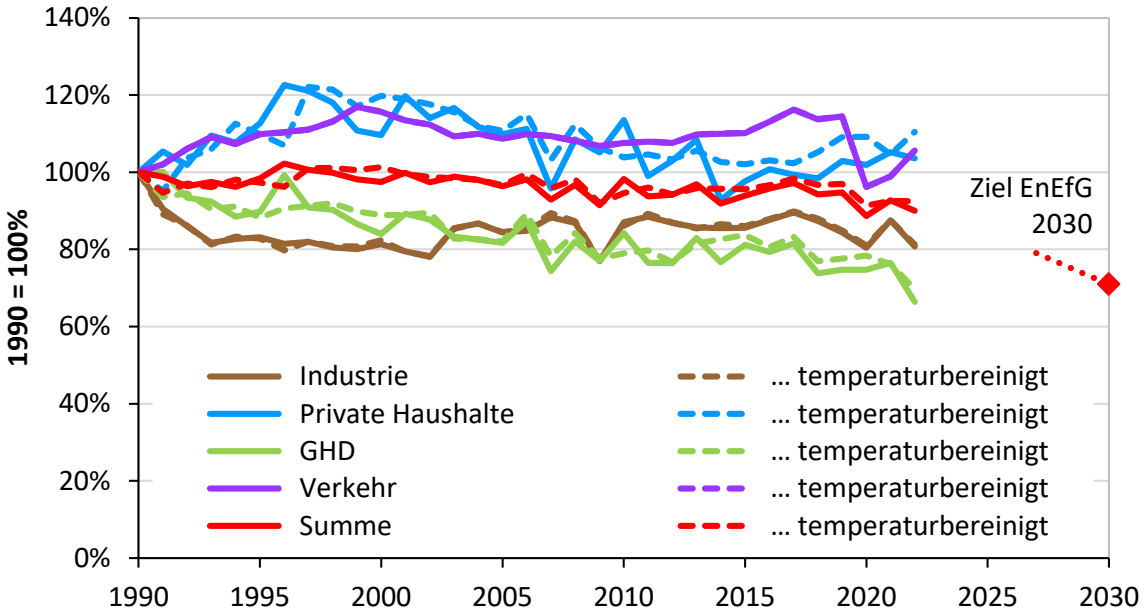
35. Mit Blick auf die gesamte Endenergienachfrage ergibt sich aktuell eine Struktur von drei Sektoren (Industrie, private Haushalte, Verkehr) mit Anteilen von jeweils knapp 30 % sowie dem GHD-Sektor als mit Abstand kleinsten Verbrauchssektor.

Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen (2023a), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

Abbildung 2-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen (2023a), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

.

36. Der Vergleich der realen Daten mit den Ergebnissen einer Temperaturbereinigung[1] zeigt, dass sich für den Endenergieverbrauch insgesamt in einzelnen Jahren deutliche Abweichungen ergeben, die generellen Trends für die realen und die temperaturbereinigten Werte sich jedoch nicht verändern. Mit Blick auf die sektorale Struktur der Endenergienachfrage sind die folgenden langfristigen Trends festzuhalten (Abbildung 2-1):

- Der gesamte Endenergieverbrauch der Industrie war insbesondere durch die Anpassungsprozesse nach der deutschen Vereinigung bis 1993 um 18 % unter den Vergleichswert von 1990 gesunken. Nach diesem in der Industrie besonders stark ausgeprägten Sondereffekt, blieb der Endenergieverbrauch der Industrie bei leichten Schwankungen bis zum Jahr 2005 im Mittel auf dem zur Mitte der 1990er Jahre erreichten Niveau und stieg in den Folgejahren im Trend leicht an (+4 %). Nach einem starken Einbruch im Pandemiejahr 2020 (-5 % gegenüber dem Vorjahr) und einer deutlichen Erholung im Folgejahr (+9 %) ging er im Erdgas- und Energiepreiskrisenjahr 2022 wieder um 8 % zurück. Dies entspricht einem Wert von 3 % unter dem

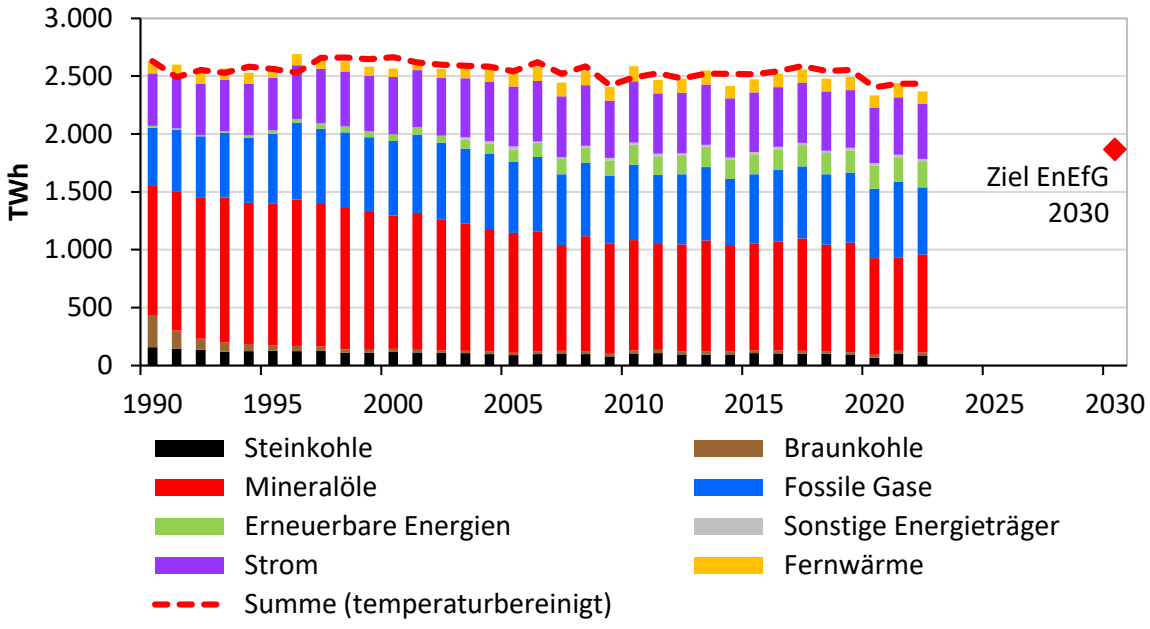
[1] Die Temperaturbereinigung erfolgte mit dem von der AG Energiebilanzen verwendeten Ansatz. Danach werden die der Raumwärmeerzeugung zuzurechnenden Anteile des energieträgerspezifischen Endenergieverbrauchs mit dem Verhältnis der klimatischen Rahmenbedingungen für das jeweilige Jahr zum langjährigen Mittel bereinigt. Als langjähriger Vergleichswert wird der Mittelwert der Jahre von 1990 bis zum jeweiligen Vorjahr verwendet. Als Indikator für die klimatischen Verhältnisse in den einzelnen Jahren nutzt die Expertenkommission die von Eurostat veröffentlichten repräsentativen Heizgradtage für Deutschland (EUROSTAT 2024, JRC 2024).

Niveau von 1995 (bzw. 19 % unter dem von 1990), also den Endenergieverbrauchsniveaus, die in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre erreicht wurden. Rückgänge des industriellen Endenergieverbrauchs in ähnlichen Dimensionen sind im Zeitraum seit 1990 nur für die Jahre 2009 (Wirtschaftskrise in Folge der Banken- und Finanzkrise) sowie 1991 (Strukturwandel in den neuen Bundesländern) aufgetreten. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Ursachen, aber auch die strukturellen bzw. die längerfristigen Ausstrahlungseffekte der vier genannten Krisensituationen sich teilweise deutlich voneinander unterscheiden. Schließlich verändern die klimatischen Rahmenbedingungen den Endenergieverbrauch der Industrie nur in sehr geringem Maße.

- Nochmals deutlich stärker gesunken ist der Endenergieverbrauch im GHD-Sektor. Als grundsätzliches Muster ist hier seit 1990 ein Rückgang von etwa 10 Prozentpunkten pro Dekade zu verzeichnen, wobei die zwischenjährigen Veränderungen sich in der Bandbreite von -15 bis +11 % bewegen, unter anderem als Folge der meteorologischen Rahmenbedingungen. Einen Sonderfall stellt hier das Jahr 2022 dar, hier ging der Endenergieverbrauch innerhalb nur eines Jahres um 13 % (im Vergleich zum Vorjahr) zurück, vor allem wohl als Folge der Energiepreiskrise. Einen ähnlich gravierenden Einbruch des Endenergieverbrauchs der GHD-Sektoren war in den letzten drei Dekaden nur einmal (2009 als Folge der Banken- und Finanzkrise) zu verzeichnen. Im Gegensatz zum Endenergieverbrauch der Industrie hat also die Pandemiesituation im Jahr 2020 den Endenergieverbrauch der GHD-Sektoren deutlich weniger stark beeinflusst. Dies gilt auch mit Blick auf die temperaturbereinigten Größen.
- Eine deutlich weniger stetige Entwicklung ergibt sich für den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte, wobei die zwischenjährigen Veränderungen v.a. temperatur- und teilweise lagerstandsbedingt deutliche Schwankungen aufweisen. Die Entwicklung der temperaturbereinigten Größen zeigt im Bereich der privaten Haushalte deutlich geringere Schwankungen. Nach der deutschen Vereinigung wuchs der Endenergieverbrauch deutlich an und erreichte in der Dekade von 1995 bis 2005 ein Niveau von 10 bis 20 Prozentpunkten über dem Wert von 1990, unter anderem als Folge der zunehmenden Wohnflächenausstattung im Bereich der privaten Haushalte. Danach gingen die Verbrauchsniveaus, unter anderem durch die Modernisierung von Gebäudehüllen und Heizungssystemen stetig auf etwa das Ausgangsniveau von 1990 zurück, zeigen aber seit 2019 wieder einen steigenden Trend. Auch im Jahr 2022 ist der Endenergieverbrauch im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig abgesunken. Der Vergleich mit den temperaturbereinigten Größen zeigt, dass dieser Rückgang vor allem auf die klimatischen Rahmenbedingungen zurückzuführen ist.
- Ein grundsätzlich unterschiedlicher Trend ist für den Endenergieverbrauch des Verkehrssektors zu beobachten. Nach einem schnellen Anstieg in der ersten Hälfte der 1990er Jahre stabilisierte sich der Endenergieverbrauch (bei nur einzelnen Ausreißer-Jahren) bis zum Jahr 2015 auf einem Niveau 10 % über dem des Basisjahres 1990, stieg dann nochmals deutlich um etwa 5 Prozentpunkte an, brach im Jahr 2020 um 16 % gegenüber dem Vorjahr ein, stieg aber

in den Folgejahren wieder deutlich und erreichte 2022 ein Niveau von 6 % über dem Ausgangswert von 1990. Dominiert werden die Endenergieverbrauchstrends im Verkehrssektor sehr deutlich vom Straßenverkehr. Innerhalb des Straßenverkehrs ergeben sich durchaus unterschiedliche Trends.[2] Der Endenergieverbrauch von Pkw stieg von 1990 bis zur Jahrtausendwende zunächst um ca. 3 bis 5 Prozentpunkte, stabilisierte sich dann wieder auf dem Niveau von 1990 und sank ab 2005 auf Werte von um die 10 % unter dem Ausgangswert von 1990. Im Krisenjahr 2020 sank der Endenergieverbrauch der Pkw um 10 % gegenüber dem Vorjahr und blieb auch 2021 auf etwa diesem Niveau und stieg 2022 wieder leicht an (+1,5 %). Für Nutzfahrzeuge und Busse stieg der Endenergieverbrauch in den 1990er Jahren massiv an und erreichte zur Jahrtausendwende ein Niveau von 56 % über dem Niveau von 1990. In der Folgedekade ging der Endenergieverbrauch wieder leicht zurück, stieg aber ab 2010 wieder deutlich an und erreichte im Jahr 2019 ein Allzeithoch von 60 % über dem Basisniveau von 1990. Im Jahr 2020 sank der Endenergieverbrauch von Nutzfahrzeugen und Bussen leicht (3 % im Vergleich zum Vorjahr) und stabilisierte sich im Folgejahr auf diesem Niveau. Während Pkw im Jahr 1990 noch knapp drei Viertel des Endenergieverbrauchs im Straßenverkehr repräsentierten, sank der Anteil bis zum Anfang der 2020er Jahre auf nur noch 60 %.

Abbildung 2-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen (2023a), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

[2] Die nach einzelnen Verkehrsbereichen differenzierten Endenergieverbräuche werden nur teilweise in den deutschen Energiebilanzen, aber in vergleichsweise hoher Auflösung in den von Deutschland für die UNFCCC erstellten Nationalen Treibhausgasinventaren berichtet (Umweltbundesamt 2024).

37. Für die Struktur der Endenergienachfrage nach Energieträgern sind die folgenden langfristigen Trends festzuhalten (Abbildung 2-3):

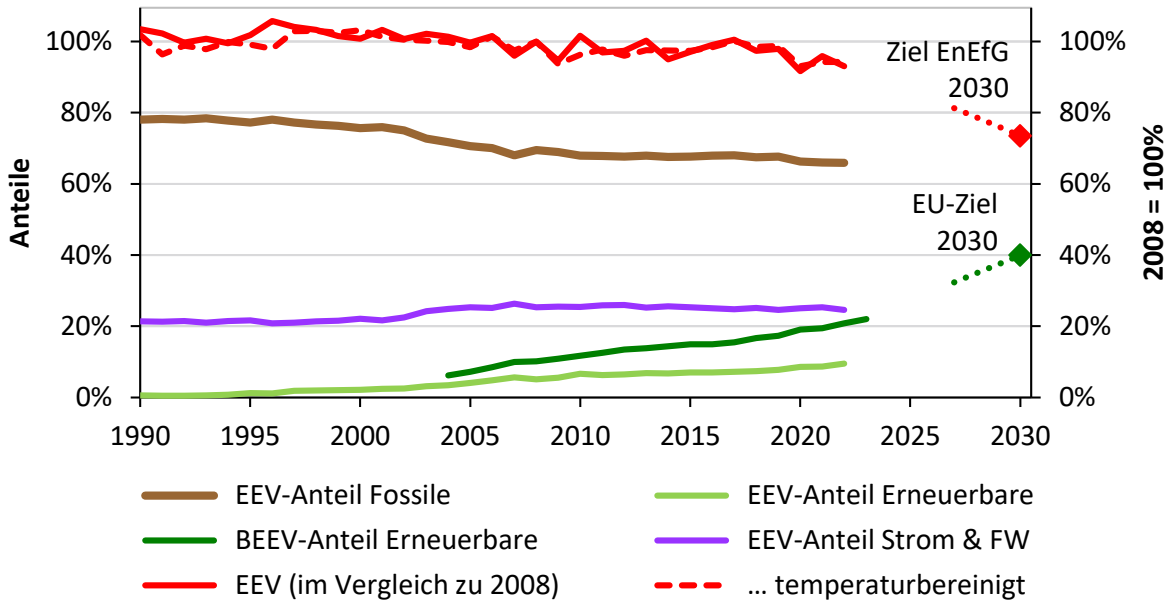
- Der Verbrauch fossiler Brenn- und Kraftstoffe ist über den Gesamtzeitraum erheblich gesunken, wobei sich für die unterschiedlichen Energieträger unterschiedliche Trends ergeben. Während Kohle im Bereich des Endenergieverbrauchs eine untergeordnete Rolle spielt und aktuell nur noch in wenigen Bereichen des Verarbeitenden Gewerbes in größerem Umfang eingesetzt wird (v.a. in der Stahl- und Zementindustrie), ist der Absatz von Mineralölprodukten im Zeitraum 1990 bis 2022 relativ stetig und insgesamt um ca. 25 % zurückgegangen. Im Gegensatz dazu ist der Verbrauch fossiler Gase leicht angestiegen (+17 %); gleichwohl ist der Endenergieverbrauch fossiler Energieträger im Zeitraum von 1990 bis 2022 um insgesamt 24 % gesunken. Der deutlichste Rückgang des Verbrauchs fossiler Energieträger ergab sich dabei mit -54 % für den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie mit -36 % für das Verarbeitende Gewerbe und den Bergbau jenseits der Energiegewinnung. Der Verbrauchsrückgang bei Kohle, Mineralöl und fossilen Gasen in den privaten Haushalten lag etwas unter dem für den gesamten Endenergieverbrauch (-22 %), im Verkehrssektor blieb das Niveau im fossilen Segment der Kraftstoffnachfrage seit 1990 nahezu unverändert.
- Der direkte Einsatz erneuerbarer Energien (Biomasse, Solarenergie, Umweltwärme) im Bereich des Endenergieverbrauchs hat seit 1990 um etwa den Faktor 15 zugenommen, wobei hier das sehr niedrige Ausgangsniveau zu berücksichtigen ist. Auch hier zeigen sich im Vergleich der Sektoren deutliche Unterschiede. Während sich der Einsatz erneuerbarer Energien im GHD-Sektor seit 1990 fast verzwanzigfacht hat, ergab sich für die privaten Haushalte sowie die Industrie eine Zunahme um den Faktor 10. Diese Wachstumsraten sind jedoch auch im Kontext der Basisniveaus des Jahres 1990 einzuordnen. Von der Gesamtzunahme des Einsatzes erneuerbarer Energien im Endverbrauch entfällt ein Anteil von nahezu der Hälfte (48 %) auf die privaten Haushalte, jeweils knapp ein Fünftel (18 %) auf die Sektoren Industrie und GHD sowie der geringste Anteil von 16 % auf den Verkehrssektor.
- Eine weitaus geringere Dynamik ergab sich für den Absatz von Strom an die Endverbraucher. Bis zum Zeitraum 2015 bis 2018 war der Einsatz von Strom gegenüber 1990 um 13 bis 14 % gestiegen, sank im Zuge der Krisenjahre ab 2020 dann jedoch wieder auf Werte, die aktuell nur noch wenig (5 %) über dem Ausgangsniveau von 1990 liegen. Die strukturellen Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Endverbrauchssektoren sind jedoch sehr deutlich. Während der Stromverbrauch der privaten Haushalte in den 1990er Jahren relativ schnell anstieg, liegt er seitdem in einer Bandbreite von 10 bis 20 % über dem Bezugswert von 1990. Dies hat sich auch in den Krisenjahren am aktuellen Rand nicht geändert. In der Industrie ist dagegen in den Jahren seit 2020 der Stromverbrauch deutlich zurückgegangen und liegt um etwa 10 % unter den Durchschnittsniveaus der vergangenen zwei Dekaden. Deutlich gravierender wurden die Stromverbrauchsniveaus des GHD-Sektors durch die Krisenjahre seit 2020 beeinflusst. Während hier bis 2019 ein Stromverbrauchswachstum von 25 % bis 30 % ggü.

1990 entstanden war, lag der Stromverbrauch im Jahr 2022 nur noch 5 % über dem Vergleichsniveau des Jahres 1990. Im Verkehrssektor entwickelte sich der Stromverbrauch bei insgesamt und im Vergleich zu den anderen Endverbrauchssektoren sehr geringen Niveaus im Zeitverlauf sehr uneinheitlich.

- Eine ebenfalls vergleichsweise geringe Dynamik ergibt sich schließlich auch für die Fernwärmelieferungen. Diese haben sich seit 1990 vergleichsweise uneinheitlich entwickelt und lagen im Jahr 2022 etwa auf dem Niveau des Vergleichsjahres 1990.

38. Ob und inwieweit die Niveau- und Strukturveränderungen des Endenergieverbrauchs der Jahre ab 2020 allein Ergebnis der Krisen- bzw. Krisenbewältigungsprozesse sind oder auch schon erste Elemente struktureller Veränderungen (Verhaltensänderungen, verstärkte Elektrifizierungsprozesse) in größerem Umfang widerspiegeln ist derzeit auf der aggregierten Ebene des gesamten Endenergieverbrauchs noch nicht erkennbar.

Abbildung 2-4: Endenergieverbrauchs-Indikatoren



Anmerkung: BEEV – Bruttoendenergieverbrauch nach EU-Erneuerbaren-Richtlinie (vgl. spezifische Erläuterungen im nachstehenden Text).
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen (2023a), AGEE-Stat (2024), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

39. Das Ziel für die Senkung des Endenergieverbrauchs für Deutschland wurde mit dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) für das Jahr 2030 auf eine Minderung von 26,5 % im Vergleich zum Niveau des Jahres 2008, d. h. einen Zielwert von 1.867 TWh festgelegt. Bis zum Jahr 2019 ergaben sich Entwicklungen ohne eindeutige Trends, im Mittel entstanden nach 2008 Nachfragesenkungen für die Endenergie im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr von insgesamt 2 Prozentpunkten. Erst im Krisenjahr 2020 ergab sich ein Nachfragerückgang von gut 8 % ggü. 2008, wobei im Folgejahr der

Endenergieverbrauch wieder deutlich anstieg. Im Jahr der Erdgaskrise 2022 ging der Endenergieverbrauch wieder um etwa 3 Prozentpunkte zurück. Mit Blick auf die temperaturbereinigten Größen wurde im Jahr 2020 eine Minderung des Endenergieverbrauchs ggü. 2008 um knapp 7 % erreicht, für die Jahre 2021 und 2022 lagen die entsprechenden Werte bei jeweils knapp 6 %. Das Endenergie-Effizienzziel von 26,5 % wird damit nur erreichbar, wenn für den Zeitraum 2023 bis 2030 ein jahresdurchschnittlicher Verbrauchsrückgang (bezogen auf die temperaturbereinigten Größen) von 2,6 Prozentpunkten (bezogen auf das Basisniveau von 2008) realisiert werden kann.

40. Die Abbildung 2-4 zeigt die Entwicklung verschiedener Schlüsselindikatoren für die strukturelle Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Der Anteil fossiler Energieträger am Endenergiebedarf bildet dabei einen Indikator für den Bedarf an direkter und indirekter Defossilisierung (d. h. im Endverbrauch bzw. im Umwandlungssektor). Der Anteil von Strom und Fernwärme vermittelt ein Bild darüber, welcher Anteil der Defossilisierung über den Umwandlungssektor erreicht wurde bzw. werden soll und der Anteil erneuerbarer Energieträger bildet einen Indikator für den Beitrag der erneuerbaren Energieträger zur Defossilisierung.

- Der Anteil fossiler Energieträger am insgesamt nur leicht gesunkenen Endenergieverbrauch ging von knapp 80 % zum Beginn der 1990er Jahre bis 2007 auf etwas unter 70 % zurück, stagnierte auf diesem Niveau und ging erst im Verlauf der Krisenjahre ab 2020 auf einen Wert von etwa 66 % zurück.
- Der Anteil von Strom und Fernwärme lag bis zur Jahrtausendwende auf einem Niveau von um die 20 %, stieg dann auf Werte von etwa 25 % und verblieb bis zum aktuellen Rand in dieser Größenordnung. Die zunehmenden Anteile von Strom und Fernwärme haben damit knapp ein Viertel der rückläufigen Aufkommensanteile fossiler Endenergieträger ersetzt.
- Der Anteil direkt genutzter regenerativer Endenergieträger stieg in einer vergleichsweise stetigen Entwicklung bis 2022 auf ein Niveau von ca. 10 %. Damit wurden knapp drei Viertel der Anteilsverluste fossiler Endenergieträger durch den direkten Einsatz erneuerbarer Energien kompensiert.

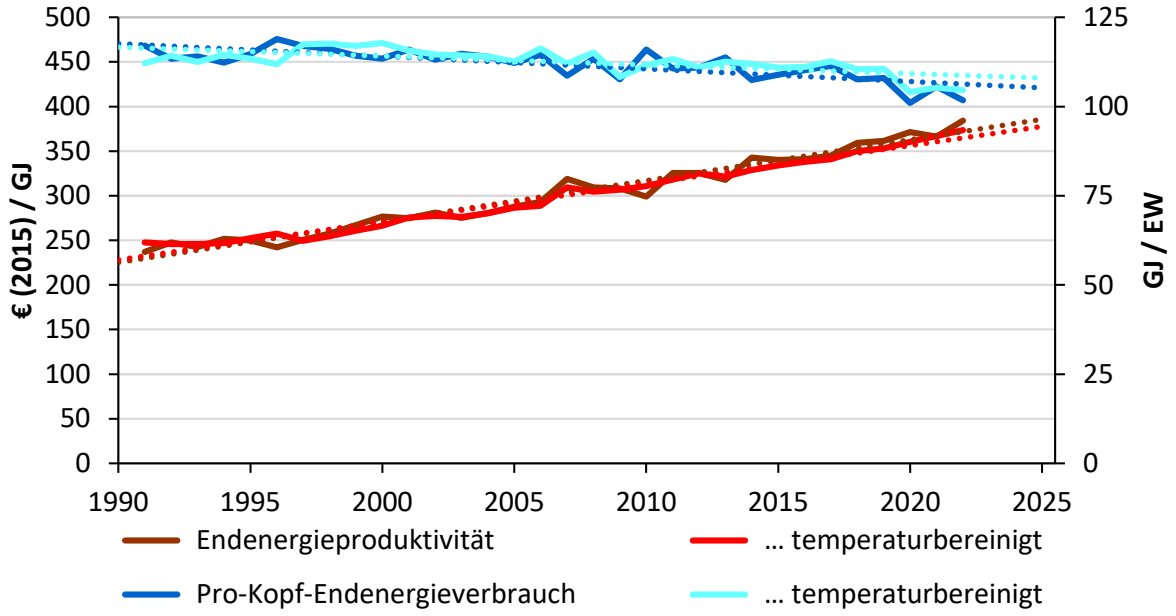
41. Im Kontext der Erneuerbaren-Energien-Politik der Europäischen Union wird für die Entwicklung der erneuerbaren Energien eine andere Metrik verwendet, die erstens die Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung einbezieht und zweitens auf eine andere Endenergie-Bezugsgröße abstellt. Der nach einem komplexen Regelwerk[3] ermittelte Anteil der erneuerbaren Energien am sog. Bruttoendenergieverbrauch stieg von 6 % im Jahr 2004 auf knapp 21 % im Jahr 2022 sowie etwa 22 % im Jahr 2023 an (AGEE-Stat 2024). Der Vergleich zum Anteil direkt genutzter erneuerbarer Energien zeigt, dass der Zuwachs des für die EU-Ziele genutzten Indikators bisher zum

[3] Für die Ermittlung des Erneuerbaren-Energien-Anteils wird der Einsatz von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, im Verkehr sowie in den Bereichen Heizung und Kühlung auf den gesamten Endenergieverbrauch zuzüglich der Leitungsverluste bezogen. Für Wasserkraft und die Windstromerzeugung werden Normalisierungsrechnungen durchgeführt, um überjährige Schwankungen wegen des Wind- und Wasserangebots zu bereinigen. Im Bereich der Biomasse werden einige Biomassen nicht oder nur begrenzt angerechnet, auch sind für einige erneuerbare Energieträger Mehrfachanrechnungen möglich. Zudem werden Beiträge von grenzüberschreitenden Projekten angerechnet (Eurostat 2022).

größeren Teil durch die massiv zuwachsenden Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung geprägt wird (vergleiche dazu Kapitel 3.1).

42. Die Entwicklung der in Abbildung 2-4 gezeigten Indikatoren, insbesondere der nur wenig sinkende Anteil fossiler Energieträger am Endenergieverbrauch zeigen im Kontext der Transformation zur Klimaneutralität die große Bedeutung einer deutlich stärkeren und deutlich schnelleren Ablösung fossiler Energieträger durch Energieeffizienz, den Einsatz von im Umwandlungssektor dekarbonisierten Energieträgern (Elektrifizierung, Fern- und Nahwärme und zukünftig Wasserstoff bzw. seine Derivate). Mit Blick auf die in den letzten Jahren kaum veränderten Anteile fossiler Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch wird aber auch deutlich, dass der EU-Indikator zum Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch die Fortschritte der Dekarbonisierung im Bereich der Endenergiesektoren nur sehr unzureichend abbildet. Als zielführende Fortschrittsindikatoren sollte der Anteilsausbau der erneuerbaren Energien gemäß der in der Erneuerbaren-Richtlinie der EU verankerten Methodik immer in den Kontext der Entwicklungen im Bereich der fossilen Energieträgeranteile im Endenergieverbrauch gestellt werden.

Abbildung 2-5: Endenergieproduktivität sowie Pro-Kopf-Verbrauch an Endenergie



Anmerkung: Der zugrundeliegende Endenergieverbrauch bezieht sich auf die Original- sowie die temperaturbereinigten Werte, eine Lagerstandsbereinigung erfolgte nicht.
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen (2023a), Destatis (2024) und Berechnungen des Öko-Instituts.

43. Als Indikator für die Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs nutzt die Bundesregierung (BMWI 2021) die Endenergieproduktivität, die sich aus dem Endenergieverbrauch sowie dem Bruttoinlandsprodukt (in realen Preisen) ergibt und die somit ein Maß der Energieeffizienz der Wirtschaftsleistung bildet. Im Jahr 2022 lag die Endenergieproduktivität bei 384 €/GJ bezogen

auf die effektiven Werte bzw. 374 €/GJ auf der Basis des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einer Steigerung von 4,9 %, wobei diese Steigerung der Endenergieproduktivität deutlich über dem Trend der Vorjahre liegt und maßgeblich durch die klimatischen Rahmenbedingungen sowie wahrscheinlich auch die Energiekrisensituation geprägt ist (Abbildung 2-5). Die Zielsetzung der Bundesregierung sieht bis 2050 eine Steigerung der Endenergieproduktivität von jährlich 2,1 % gegenüber dem Basisjahr 2008 vor (BMWi 2010). Dieses Ziel wurde bisher nicht erreicht, über den Zeitraum 2008 bis 2022 liegt die durchschnittliche jährliche Produktivitätssteigerung bei 1,6 % (effektiv) bzw. 1,5 % (temperaturbereinigt). Zur Erreichung des im Energieeffizienzgesetz niedergelegten Endenergie-Verbrauchsziels müsste auf Basis des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs und unter Annahme eines mittleren realen BIP-Wachstums von 0,5 % die Energieproduktivität von 2023 bis 2030 jedoch um jahresdurchschnittlich 4,3 % steigen.

Zur Eignung von Endenergieverbrauchs-Indikatoren als Steuerungsgröße

Das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) legt als Ziel die Senkung des Endenergieverbrauchs bis 2030 um 26,5 % gegenüber dem Verbrauch von 2008 fest. Deutschland setzt damit die Anforderungen aus der europäischen Energieeffizienzrichtlinie um und leistet seinen Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel. Dieses legt eine Obergrenze des Endenergieverbrauchs in der EU für 2030 auf 763 Mio. t Rohöläquivalent für 2030 fest, was einer Reduktion um 11,7 % gegenüber dem im Jahr 2020 für das Jahr 2030 geschätzten Endenergieverbrauch entspricht.

Die Festlegung eines absoluten Endenergieverbrauchsziels ist mit Problemen behaftet, denn der Endenergieverbrauch ist stark mit der wirtschaftlichen Entwicklung korreliert, steigt also in konjunkturell guten Zeiten an und sinkt während einer Rezession. Abwanderung von energieintensiver Industrie würde zudem positiv zur Zielerreichung beitragen, auch dann, wenn dies zu vermehrtem Import von Gütern mit hohem CO_2-Fussabdruck führt (Carbon Leakage). Das EnEfG regelt zwar, dass „[d]ie Bundesregierung […] die Erreichung der Ziele […] bei außergewöhnlichen und unerwarteten konjunkturellen Entwicklungen oder außergewöhnlichen und unerwarteten Bevölkerungsentwicklungen anpassen [kann]“, allerdings ist unklar, wann eine außergewöhnliche und unerwartete konjunkturelle Entwicklung vorliegt.

Insofern stehen die Ziele der Energieverbrauchssenkung einerseits und die Möglichkeiten für Wirtschaftswachstum anderseits in einem Spannungsverhältnis, sofern es nicht gelingt, Energieverbrauch und BIP ausreichend stark voneinander zu entkoppeln. In den Jahren 2008 bis 2022 ist die Energieproduktivität nur um durchschnittlich 1,6 % pro Jahr gestiegen. Damit lag die Verbesserung in einer ähnlichen Größenordnung wie der globale Durchschnitt (IEA 2023)[4]. Bei einer Fortführung dieser Steigerungsrate der Energieproduktivität und unter Annahme der aktuell erwarteten wirtschaftlichen Entwicklung würde das Ziel nach EnEfG sehr klar verfehlt werden.

[4] Allerdings ist im gleichen Zeitraum die Bevölkerung in Deutschland um 5 % angestiegen (von 2008 bis 2022, Destatis 2023).

Eine deutliche Steigerung des Energieproduktivitätsfortschritts ist somit dringend geboten. Im Abschlussdokument der COP28 hat sich Deutschland gemeinsam mit 124 weiteren Ländern dazu bekannt, die jährliche Effizienzverbesserung bis 2030 zu verdoppeln. (UNFCCC 2023). Durch Fortschritte insbesondere in der Elektrifizierung ist dieses Ziel prinzipiell erreichbar, bedarf aber dennoch deutlicher Anstrengungen. Es setzt an der relativen Verbesserung an, ohne ein absolutes Ziel des Endenergieverbrauchs festzusetzen, was – in Kombination mit einem hohen Ambitionsniveau – Vorteile bietet.

Konjunkturelle Schwächephasen oder die Verlagerung von industrieller Produktion ins Ausland würden bei einem Indikator, der auf den Energieverbrauch abstellt, zur Zielerreichung beitragen. Eine Indikatorik, die an der Energieeffizienz oder der Energieproduktivität ansetzt, vermeidet diese Problematik. Die Umsetzung weniger energieintensiver Lebensstile (Suffizienz), die Elektrifizierung oder die Reduktion des Energieverbrauchs durch die Dämmung von Gebäuden leisten in allen Ansätzen einen Beitrag zur Zielerreichung. Vor diesem Hintergrund sieht die Expertenkommission einerseits den Wert von Endenergie-Kenngrößen bei sektoral differenzierten Bewertungen, weist aber andererseits auch auf den begrenzten Wert von Indikatoren hin, die auf den gesamten Endenergieverbrauch bezogenen sind. Die Betrachtung des absoluten Endenergieverbrauchs ebenso wie die der Endenergieintensität, deren deutliche Reduktion Ziele der aktuellen Energiepolitik sind, sollten immer auch im Kontext wirtschaftlicher Entwicklungen bewertet werden.

44. Eine geeignete Messgröße zur Einordnung des Endenergieverbrauchs bildet schließlich auch der Pro-Kopf-Verbrauch an Endenergie. Wie die Abbildung 2-5 verdeutlicht, hat die sehr dynamische demographische Entwicklung in Deutschland auch die Endenergienachfrage deutlich geprägt. Bei einem in den letzten Jahren insgesamt nur wenig sinkenden bzw. leicht steigenden Endenergieverbrauch ist der Endenergiebedarf pro Kopf der Bevölkerung bedingt durch den Bevölkerungszuwachs von über 3 Mio. Menschen seit 2008 deutlich gesunken. Insbesondere für die Krisenjahre ab 2020 zeigt sich aus der Überlagerung der Verbrauchs- und der demographischen Effekte ein deutlicher Unterschied zur absoluten Entwicklung des Endenergieverbrauchs. Im Vergleich zum Basisjahr 2008 der Energieeffizienzverpflichtungen für Deutschland fällt der Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs mit 10 bzw. 9 % (effektive bzw. temperaturbereinigte Werte) um etwa 3 Prozentpunkte stärker aus als für die effektiven bzw. temperaturbereinigten Absolutwerte des Endenergieverbrauchs.

45. Wie die Abbildung 2-5 verdeutlicht, hat die sehr dynamische demographische Entwicklung in Deutschland auch die Endenergienachfrage deutlich geprägt. Bei einem in den letzten Jahren insgesamt nur wenig sinkenden bzw. leicht steigenden Endenergieverbrauch ist der Endenergiebedarf pro Kopf der Bevölkerung bedingt durch den Bevölkerungszuwachs von über 3 Mio. Menschen seit 2008 deutlich gesunken. Insbesondere für die Krisenjahre ab 2020 zeigt sich aus der Überlagerung der Verbrauchs- und der demographischen Effekte ein deutlicher Unterschied

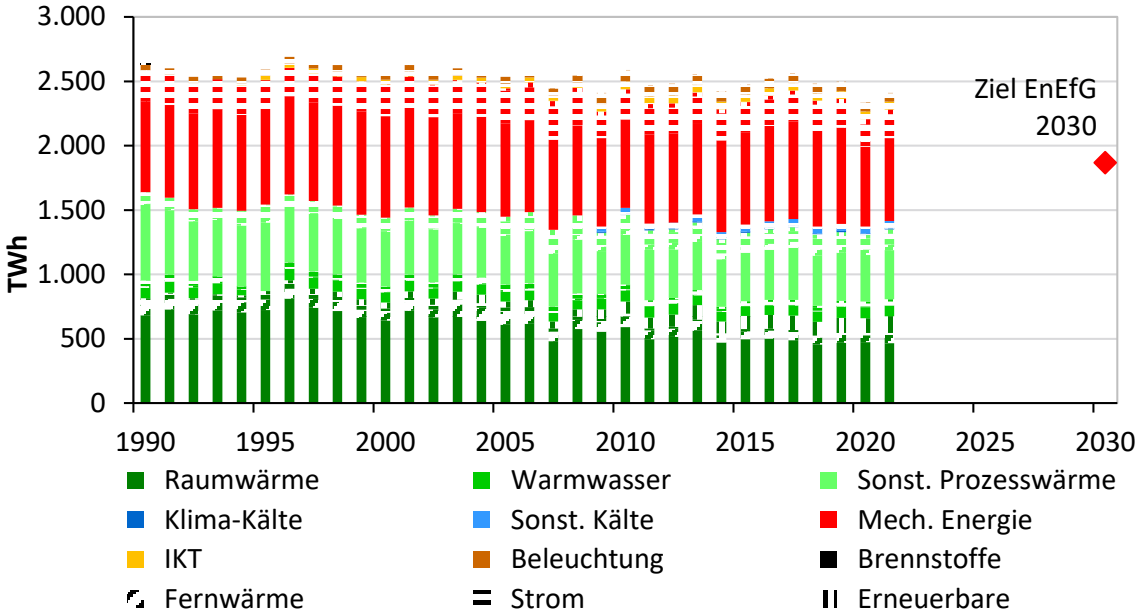
zur absoluten Entwicklung des Endenergieverbrauchs. Im Vergleich zum Basisjahr 2008 der Energieeffizienzverpflichtungen für Deutschland fällt der Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs mit 10 bzw. 9 % (effektive bzw. temperaturbereinigte Werte) um etwa 3 Prozentpunkte stärker aus als für die effektiven bzw. temperaturbereinigten Gesamtwerte des Endenergieverbrauchs.

2.2 Endenergieanwendungen

46. Mit Blick auf die technisch-wirtschaftlichen Optionen zur Ablösung fossiler Energieträger wie auch auf die entsprechenden politischen Maßnahmen sind neben der sektoralen Struktur des Endenergieeinsatzes auch die Struktur der Energieanwendungen von hoher Relevanz. Abbildung 2-6 zeigt die Struktur der Endenergieanwendungen und deren Abdeckung mit fossilen Brennstoffen, Strom, Fernwärme und direkt eingesetzten erneuerbaren Energien:

- Etwa 30 % des gesamten Endenergieeinsatzes von fossilen Brennstoffen entfällt aktuell auf die Raumwärmeerzeugung, etwa 5 % auf die Warmwasserbereitung und etwa 23 bis 24 % auf die Prozesswärmeerzeugung. Mechanische Antriebe, d. h. vor allem Fahrzeuge, repräsentieren einen Anteil von 40 % des gesamten Verbrauchs fossiler Brennstoffe.
- Über die Hälfte des gesamten Fernwärmeverbrauchs wird für Raumwärme nachgefragt, etwa 6 % für die Warmwasserbereitstellung sowie etwa 40 % für die Prozesswärme.
- Der direkte Einsatz erneuerbarer Energien in den Endverbrauchssektoren erfolgt zu etwa 60 % für Raumwärmezwecke, 8 bis 9 % für die Warmwasserbereitstellung sowie 15 bis 16 % für Prozesswärme. Auf den Bereich der mechanischen Antriebe (v.a. im Verkehrssektor) entfällt ein Anteil von ca. 16 % der insgesamt eingesetzten erneuerbaren Energien.
- Stromanwendungen dominieren vor allem den Bereich der stationären Antriebe (ca. 35 % des gesamten Stromeinsatzes in den Endverbrauchssektoren), Prozesswärmeerzeugung (ca. 17 %) sowie für Beleuchtung (ca. 13-14 %), IKT-Anwendungen (ca. 11 %) und Kälteanwendungen (ca. 10 %). Fahrzeugantriebe (ca. 5 % des gesamten Stromeinsatzes), Raumwärme (ca. 3 %), Warmwasserbereitstellung (ca. 4 %) spielen mit Blick auf den Stromverbrauch bisher nur eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 2-6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsarten in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen und Berechnungen des Öko-Instituts.

47. Die quantitativ größten Ablösenotwendigkeiten entstehen damit vor allem im Verkehrssektor, gefolgt von den Gebäudewärmeanwendungen. An dritter Stelle hinsichtlich der Ablösungsnotwendigkeiten fossiler Brennstoffe steht die Prozesswärmeerzeugung, die jedoch mit Blick auf technische und wirtschaftliche Herausforderungen bzw. deren Vielfalt von großer Bedeutung ist.

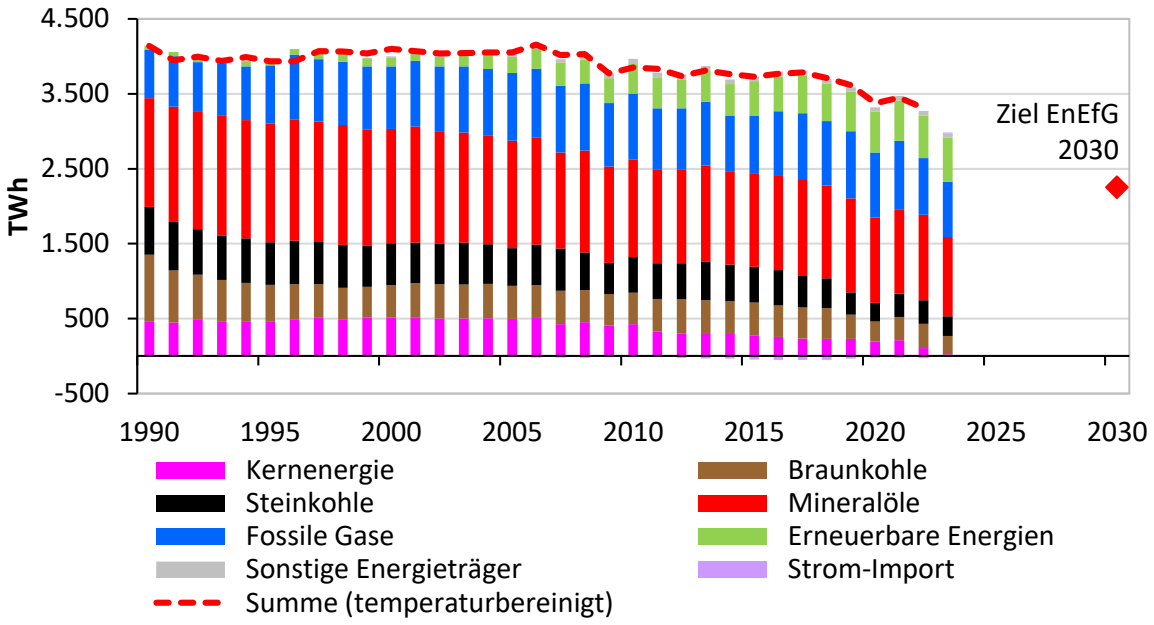
2.3 Primärenergie

48. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Zeitraum von 1990 bis 2022 um gut 20 % gesunken. Ein signifikanter Rückgang des Primärenergieverbrauchs ergibt sich aber erst für den Zeitraum nach 2005, bis dahin bewegte sich das Niveau um die Ausgangswerte von 1990/1991. Im Jahrfünft nach 2006 ging der Primärenergieverbrauch um etwa 10 % zurück und reduzierte sich bis 2022 um nochmals etwa 10 Prozentpunkte. Ein erheblicher Teil dieses Rückgangs entfällt jedoch auf die Krisenjahre 2020 und 2022, in denen der Rückgang des Primärenergieverbrauchs im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr 7 bzw. 6 % betrug. Das Jahr 2023 war nach den im März 2024 vorliegenden Daten durch einen weiteren Rückgang des Primärenergieverbrauchs (um ca. 9 %) geprägt, bedingt vor allem durch den Rückgang des Braunkohleeinsatzes (-23 %), des Steinkohleeinsatzes (-18 %), des Einsatzes von Mineralölen (-7 %) und von Erdgas (-2 %). Die Beendigung der Kernenergienutzung in Deutschland zum 15. April 2023 führte im Jahresvergleich zu einem

Rückgang des Primärenergieaufkommens aus Kernenergie um 79 %. Das Aufkommen aus erneuerbaren Energien nahm im Jahr 2023 um 3 % zu.

49. Ein erheblicher Teil des rückläufigen Primärenergieverbrauchs resultiert jedoch aus einem energiestatistischen Artefakt, das durch die primärenergetische Bewertung der massiv steigenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie entsteht (vgl. die folgende Box).

Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AG-Energiebilanzen (2023a), AG Energiebilanzen (2023c) und Berechnungen des Öko-Instituts.

Zur sinkenden Aussagekraft der Kenngröße Primärenergieverbrauch

Mit zunehmenden Anteilen der Stromerzeugung aus Solar- und Windkraft nimmt die Aussagekraft des Indikators Primärenergie deutlich ab. Der Grund dafür liegt in den energiestatistischen Konventionen zur Bilanzierung der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie aus Wasserkraft wie auch des Strom-Außenhandels. Die Energiebilanzen in Deutschland und der Europäischen Union folgen hier den Konventionen der Internationalen Energieagentur, nach der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft (ohne Pumpspeicherkraftwerke) und der Stromaußenhandel mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 100 % in Primärenergie umgerechnet werden. Im Vergleich dazu wird die konventionelle Stromerzeugung mit der realen Umwandlungseffizienz bzw. die Kernenergie mit einem Standard-Umrechnungsfaktor (33 %) bei der Primärenergieberechnung berücksichtigt. Wird also eine Kilowattstunde konventioneller Stromerzeugung durch die gleiche Stromerzeugung aus Wind- oder Solarenergie ersetzt, sinkt die in der Energiebilanz ausgewiesene Primärenergie für diese Stromerzeugung bei einer Umwandlungseffizienz der konventionellen Stromerzeugung von z. B. 33 % um den Faktor von 3. Bei hohen Anteilen der Solar- und Windstromerzeugung entsteht durch diese energiestatistische Konvention ein massiver Rückgang des Primärenergieverbrauchs, der nicht als Energieeinsparung missinterpretiert werden sollte.

50. Die Struktur des Primärenergieaufkommens in Deutschland ist mit Blick auf die Energieträger teilweise von vergleichsweise geringen Strukturänderungen, teilweise von gravierenden Verschiebungen gekennzeichnet (Abbildung 2-7):

- Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2023 bildet Mineralöl das größte Einzelsegment des Primärenergieaufkommens. Der Anteil stieg von 35 % in den 1990er Jahren relativ schnell auf etwa 40 %, stagnierte auf diesem Niveau und ging nach der Jahrtausendwende auf Anteilswerte von etwa einem Drittel zurück. In den Jahren 2022 und 2023 lag der Primärenergieanteil bei 35 bzw. 36 %. Der höchste Verbrauch von Mineralöl in Deutschland wurde bisher im Jahr 1999 erreicht.
- Der Erdgasverbrauch stieg ebenfalls in den frühen 1990er Jahren deutlich an (von 15 auf ca. 20 % im Jahr 1995), stagnierte dann bis etwa 2015 auf diesem Niveau und erhöhte sich dann auf Werte von über 25 %. Im Erdgas-Krisenjahr 2022 ging der Erdgasanteil am Primärenergieaufkommen für Deutschland erstmals seit 1990 und auch in einer signifikanten Größenordnung zurück und lag nach einer leichten Erholung im Jahr bei 2023 bei 25 % (2022: 23 %). Der bisherige Spitzenverbrauchswert für Erdgas wurde im Jahr 2021 erreicht.
- Der Primärenergieverbrauch an Braunkohle entwickelte sich im Wesentlichen in drei Phasen. Der Zeitraum 1990 bis 1995 war vor allem durch die Anpassungsprozesse in den neuen Bundesländern geprägt, der Primärenergieanteil für Deutschland insgesamt sank von 20 % auf etwa 12 %. Bis zum Jahr 2015 verblieb der Braunkohle-Anteil in dieser Größenordnung und ging danach auf etwa 8 bis 9 % zurück, stieg im Jahr der Erdgas-Krise 2022 aber im Vergleich

zum Vorjahr wieder auf 10 % an und ging im Jahr 2023 wieder auf gut 8 % zurück. Nur im Jahr 2020 lag der Primärenergieanteil auf einem (um 0,2 Prozentpunkte) niedrigeren Wert. Der niedrigste Wert für die vor allem in der Verstromung eingesetzte Braunkohle im Zeitraum 1990 bis 2022 ist für das Jahr 2020 zu verzeichnen.

- Der Anteil des Primärenergieeinsatzes von Steinkohle (vor allem für die Verstromung und die Stahlerzeugung) blieb in der Dekade vor der Jahrtausendwende bei etwa 14 bis 15 % relativ stabil, sank dann bis 2010 auf etwa 12 %, verblieb bis 2018 auf etwa diesem Niveau und ging in den Folgejahren deutlich auf Werte von 8 bis 9 % zurück. Für die Jahre 2021 und 2022 sind für Steinkohle leichte Anstiege der Aufkommensanteils (1,4 bzw. 0,8 Prozentpunkte) zu verzeichnen. Im Jahr 2023 wurde nach einem Rückgang ein Aufkommensanteil von leicht unter 9 % erreicht. Auch für Steinkohle bildet das Jahr 2020 das Jahr mit dem bisher niedrigsten Verbrauchsniveau, im Jahr 2023 lag das absolute Niveau des Primärenergieverbrauchs an Steinkohle leicht über dem Wert von 2020.
- Der Primärenergiebeitrag der Kernenergie bewegte sich bis zum Jahr 2010 auf einem Niveau von 11 bis 12 % und geht seitdem entsprechend der Abschaltreihenfolge der Kernenergie-Ausstiegsbeschlüsse zurück. Für das Jahr 2022 ergab sich ein Primärenergieanteil von 3 %, für das Jahr 2023 von 0,7 % bevor er in 2024 auf Null fallen wird.
- Die erneuerbaren Energien repräsentierten bis zur Jahrtausendwende von 1 auf 3 % steigende Primärenergieanteile, danach vergrößerte sich der Anteil relativ stetig und schnell und erreichte in den Jahren 2022 und 2023 Niveaus von 17,5 bzw. knapp 20 %.[5] Erstmals übertraf der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieaufkommen in Deutschland den summarischen Anteil von Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie.

51. Die Verwendung der Primärenergie hinsichtlich der Einsatzbereiche ist im Verlauf der letzten drei Dekaden relativ stabil geblieben:

- Ein Anteil von etwa 80 % des gesamten Primärenergieaufkommens wird in den Umwandlungsbereichen (Kraftwerke, Raffinerien, Kokereien etc.) eingesetzt. Die dort erzeugten (Sekundär-) Energieträger bilden den größten Teil des Endenergieverbrauchs in den Endverbrauchsektoren.
- Die Endverbrauchssektoren Industrie, GHD, private Haushalte und Verkehr verbrauchten Anfang der 1990er Jahre etwa 64 % des gesamten Energieaufkommens (aus dem direkten Primärenergieeinsatz wie z. B. bei Erdgas oder aus in den Umwandlungssektoren bereitgestellten Energieträgern wie Mineralölprodukte oder Strom und Fernwärme), aktuell liegt dieser Wert bei über 70 %.
- Ein Anteil von 7 bis 8 % der in Deutschland eingesetzten Primärenergie entfällt auf den nichtenergetischen Einsatz (v.a. in der Chemieindustrie).

[5] Auf die Problematik der primärenergetischen Bewertung der Solar- und Windenergie und die damit einhergehende tendenzielle Unterschätzung der erneuerbaren Energien sei hier nochmals hingewiesen (vgl. Box in Kapitel 2.3).

52. Im Saldo von Energie-Importen und -Exporten ist der Netto-Importanteil am inländischen Primärenergieverbrauch von 58 % im Jahr 1990 auf etwa 70 % im Jahr 1995 gestiegen (vor allem durch die Ablösung der Braunkohlenutzung in den neuen Bundesländern) und ist seitdem auf etwa diesem Niveau konstant. Gleichwohl haben sich signifikante strukturelle Veränderungen ergeben. Während bis zur Jahrtausendwende nur vergleichsweise geringe Energiemengen (re-) exportiert wurden, stieg dieser Anteil in den Folgejahren deutlich und ab 2018 massiv an. Seitdem wird etwa ein Drittel der importierten Energieträger in verarbeiteter Form (v.a. Mineralölprodukte) oder direkt (Erdgas) wieder exportiert (vgl. dazu Kapitel 4).

53. Auch wenn die Aussagekraft des Verbrauchsindikators Primärenergie mit dem Ausbau der Wind- und Solarenergienutzung zunehmend geringer wird, hat der deutsche Gesetzgeber mit dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) auch einen Zielwert für das Niveau des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2030 gesetzt. Wiederum bezogen auf das Basisniveau des Jahres 2008 soll der Primärenergieverbrauch um 39,3 % gesenkt werden. Mit deutlich größerer Stetigkeit als für den Endenergieverbrauch wurde bis zum Jahr 2022 ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 17 bzw. 19 % in den Krisenjahren 2020 und 2022, 13 % für das Zwischenjahr 2021 sowie 25 % für das Jahr 2023 erreicht. Wird das Jahr 2023 als Ausgangspunkt gesetzt, so müsste ein jahresdurchschnittlicher Rückgang des Primärenergiebedarfs in den Jahren von 2024 bis 2030 von etwa 3 Prozentpunkten (bezogen auf 2008) erzielt werden, im Vergleich zur jahresdurchschnittlichen Reduktion des Primärenergiebedarfs im Zeitraum 2008 bis 2023 entspricht dies einer Zunahme von ca. einem Prozentpunkt.

3. Strom

Das Wichtigste in Kürze

Stromverbrauch, Erzeugung und Handel

Elektrische Energie nimmt für die Erreichung der Klimaneutralität eine Schlüsselrolle ein. In den vergangenen Jahren war der Stromverbrauch zwar rückläufig und erreichte 2023 mit 525 TWh (brutto) den niedrigsten Stand seit 1990. Eine dauerhafte Fortsetzung dieser Entwicklung ist jedoch nicht zu erwarten, da im Zuge der Elektrifizierung zusätzliche Strombedarfe, z. B. durch Wärmepumpen, Elektromobilität, elektrifizierte industrielle Prozesse oder Elektrolyseure entstehen. Ein Ausbau dieser neuen Technologien hat bereits begonnen. Ihr Stromverbrauch macht insgesamt erst wenige Prozent des nationalen Stromverbrauchs aus, jedoch mit steigender Tendenz. Der Stromverbrauch von Wärmepumpen stieg auf 4,5 TWh und jener von Elektrofahrzeugen auf 2,5 TWh in 2022. Im Bereich Elektrolyse gibt es derzeit noch keinen nennenswerten Stromverbrauch, jedoch sind bis 2030 Elektrolyseprojekte mit einer Gesamtleistung von rund 10,1 GW geplant.

Noch stärker als der Bruttostromverbrauch fiel 2023 die Bruttostromerzeugung. Dies führte dazu, dass Deutschland erstmals seit 2003 zum Nettostromimporteur wurde. Die Gründe hierfür lagen unter anderem in der gestiegenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa, dem deutschen Kernenergieausstieg und dem gesunkenen Stromverbrauch in den Nachbarländern. In dieser Marktsituation wurde häufig fossile Stromerzeugung aus deutschen Kraftwerken durch günstigere Importe verdrängt. Dies ermöglichte es Deutschland, Strom im Großhandel günstig aus dem Ausland zu beziehen. Entgegen einigen Darstellungen in der öffentlichen Diskussion lässt sich nicht genau quantifizieren, aus welchen Ländern bzw. aus welchen Quellen (erneuerbar, fossil, Kernenergie) der Strom zu jedem Zeitpunkt stammt, der nach Deutschland importiert wird. Zwar werden kommerzielle Austausche zwischen elektrisch benachbarten Ländern veröffentlicht, aber diese stellen keine bilateralen Handelsergebnisse dar. Maßgeblich für die Import- und Exportsituation von Strom im europäisch gekoppelten Markt sind die Netto-Exportpositionen aller beteiligten Länder.

Es ist ebenfalls zu beobachten, dass der Unterschied zwischen der Brutto- und der Nettostromerzeugung in den vergangenen Jahren kontinuierlich kleiner wurde, da anteilig mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Diese Stromerzeugung weist einen geringeren Kraftwerkseigenbedarf auf. Andererseits steigt der Anteil an Ausfallarbeit, d. h. an Strommengen, die aufgrund von Netzengpässen nicht ins Stromnetz eingespeist werden konnten (8,1 TWh in 2022).

Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stieg in den vergangenen Jahren weiter an, wobei die Windenergie und Photovoltaik den weitaus größten Anteil des Zuwachses ausmachten. 2023 stammte etwas über die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms (51,6 %) aus erneuerbaren Quellen, was einem deutlichen Plus gegenüber dem Vorjahr (46,2 %) entspricht. Die bisherige Entwicklung macht eine Erreichung des Ziels eines EE-Anteils von 80 % am Bruttostromverbrauch prinzipiell möglich, erfordert jedoch in den kommenden Jahren weitere und steigende Anstrengungen für einen zügigen Ausbau der Photovoltaik sowie vor allem der Windenergie an Land und auf See.

2023 wurden Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 14,6 GW zugebaut, was den größten Zubau eines Jahres überhaupt in Deutschland darstellt. Ausschreibungen zur Förderung von Photovoltaikanlagen sind regelmäßig überzeichnet. Bei der Windenergie an Land stieg der jährliche Zubau seit 2019 zwar langsam wieder an (2023: +3,0 GW; höchster jährlicher Zubau bisher knapp 5 GW in 2017), befindet sich aber nach wie vor auf einem niedrigen Niveau im Vergleich zu dem, was zur Erreichung der Ziele des EEG erforderlich ist. Nur in zwei der

letzten acht Ausschreibungsrunden wurden die ausgeschriebenen Gebotsmengen ausgeschöpft. Die erste von vier Ausschreibungen im Jahr 2024 war erneut unterzeichnet (1,8 von 2,5 GW). Langwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse und eine geringe Flächenverfügbarkeit stellen weiterhin Hemmnisse für den zügigen Ausbau dar. Ein Blick auf die in 2023 erteilten Genehmigungen (>70 % mehr genehmigte Leistung als 2022) lässt jedoch erwarten, dass der Windenergieausbau in Deutschland langsam wieder Fahrt aufnimmt.

Aufgrund der hohen Konzentration der Lieferländer vor allem bei der Versorgung mit Photovoltaikmodulen, sowie angesichts des hohen Preisdrucks (durch chinesische Module), die die deutsche und europäische Solarindustrie stark unter Druck setzen, werden Forderungen nach einer Unterstützung dieser Industrien laut. Hier ist die europäische Perspektive wichtig und sollte vor nationalen Maßnahmen stehen. Des Weiteren muss darauf geachtet werden, dass der Wettbewerb innerhalb der Branche durch spezielle Förderungen nicht verzerrt wird und neu einsteigende Unternehmen nicht benachteiligt werden. Im Bereich der Windenergie zeigen sich bei der Verfügbarkeit von Konverter-Stationen exemplarisch die Auswirkungen unzureichender infrastruktureller Rahmenbedingungen für den Ausbau. Die Entwicklung, eine Konverterproduktion in Europa auf- und auszubauen, ist aus Sicht der Expertenkommission begrüßenswert, um diesem Mangel zu begegnen.

Kohleausstieg

Das deutsche Kohleausstiegsgesetz aus dem Jahr 2020 sieht einen geordneten Stilllegungspfad für die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten bis 2038 vor. Im Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP hat die Bundesregierung vorgesehen, den Kohleausstieg idealerweise auf das Jahr 2030 vorzuziehen. Im Jahr 2022 wurde ein schnellerer Ausstieg aus der Braunkohle im Rheinischen Revier beschlossen. Zugleich wurden in den Jahren 2022 und 2023 aufgrund der Energiekrise Stilllegungen von Kohlekraftwerken hinausgezögert, um Erdgas als Brennstoff einzusparen. Diese Maßnahmen sind zum 31.03.2024 ausgelaufen.

Verschiedene energiewirtschaftliche Studien deuten darauf hin, dass ein beschleunigter Kohleausstieg vor 2038 in Deutschland möglich ist. Wichtige Bedingungen für den friktionsarmen Kohleausstieg sind der ambitionierte Ausbau erneuerbarer Energien, der Zubau an regelbaren Gaskraftwerken, deren Betrieb mittelfristig mit Wasserstoff möglich sein muss, sowie der Aus- und Aufbau der Netze für Strom und Wasserstoff. Die durchschnittlichen Strompreise würden aufgrund ähnlicher variabler Kosten von Gas- und Kohlekraftwerken nicht stark beeinflusst. Durch den vorgezogenen Kohleausstieg können sich in Abhängigkeit von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen Rückwirkungen auf Stromimporte und die Verfügbarkeit gesicherter Leistung ergeben.

Bei den absehbaren CO_2-Preisen dürfte der Kohleausstieg im Wesentlichen marktgetrieben stattfinden. Auf zusätzliche Kompensationszahlungen an Unternehmen für die Stilllegung ihrer Kohlekraftkapazitäten sollte daher verzichtet werden. Um den emissionssenkenden Effekt des Kohleausstiegs abzusichern, sollten freiwerdende EU-ETS-Zertifikate vollständig aus dem Markt genommen und stillgelegt werden.

Netze

Die Stromnetzinfrastruktur spielt eine entscheidende Rolle für ein funktionierendes Energiesystem. Die Infrastruktur fällt in den Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu ihren Hauptaufgaben zählen nicht nur der sichere Betrieb des Netzes, sondern auch die Instandhaltung und Optimierung der bestehenden Infrastruktur sowie insbesondere der Netzausbau als Voraussetzung für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045. Besondere Herausforderungen für den Ausbau und sicheren Betrieb der Netzinfrastrukturen ergeben sich durch den angestrebten Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % bis zum Jahr 2030 und den beschleunigten Kohleausstieg (idealerweise bis 2030).

Die Systemdienstleistungskosten stiegen 2022 im Vergleich zu 2021 um 66,7 % auf einen neuen Höchstwert von 5,77 Mrd. €, hauptsächlich aufgrund gestiegener Engpassmanagementkosten (um 85,8 % auf 4,25 Mrd. €). In diesem Zeitraum sind die durchschnittlichen Redispatchkosten für konventionelle Kraftwerke insbesondere aufgrund der seit 2021 im Rahmen der Energiepreiskrise deutlich gestiegenen Strompreise von 49,77 €/MWh auf 117,33 €/MWh gestiegen (plus 135,8 %). Für die ersten drei Quartale des Jahres 2023 zeichnet sich eine leichte Entspannung bei den Engpassmanagementkosten ab, sie liegen allerdings weiterhin deutlich über dem Niveau der Vorjahre. Die Summe aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) im Verhältnis zur Bruttostromerzeugung ist 2022 auf einen neuen Höchstwert von 3,2 % angestiegen. Um die deutlich angestiegenen Abregelungen von Erneuerbaren zu reduzieren, wurde Ende 2023 das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ eingeführt, bei dem für noch festzulegende Entlastungsregionen prognostizierte Abregelungsstrommengen an berechtigte Verbraucher gegeben bzw. verauktioniert werden. Der Mechanismus kann aus Sicht der Expertenkommission das grundsätzliche Fehlen lokaler Preissignale für eine effiziente Engpassbewirtschaftung nicht beheben und ist mit einem hohen Bürokratieaufwand und potentiellen Fehlanreizen für den Stromhandel verbunden. Eine Alternative wäre die Stärkung lokaler Preissignale für einen effizienten Dispatch und eine systemdienlichere Verortung von Verbrauchern und Erzeugern sowie die weitere Flexibilisierung des Energiesystems zusammen mit gut ausgestalteten Instrumenten zur systemdienlichen Einbindung dieser Flexibilität.

Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein schneller und umfangreicher Netzausbau von zentraler Bedeutung. Ein Vergleich der Zielpfade aus dem Netzausbaumonitoring für die Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zwischen dem jeweils ersten Netzausbaumonitoring, dem Jahr 2019 (vgl. EWK 2021) und dem Stand nach dem ersten Halbjahr 2023 zeigt eine weitere Verzögerung des Übertragungsnetzausbaus. Aus Sicht der Expertenkommission lässt das Netzausbaumonitoring das Ausmaß der Verzögerungen nur unzureichend erkennen. Um weitere Verzögerungen beim Netzausbau frühzeitig zu erkennen und angemessen reagieren zu können, ist ein umfangreiches und transparentes Monitoring der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen von zentraler Bedeutung.

Auch in den Verteilnetzen ist ein umfangreicher Ausbau erforderlich. Während dieser bisher vor allem durch die Einbindung der erneuerbaren Energien getrieben war, erfordern zunehmend auch die neuen Verbraucher (v. a. Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge) eine Verstärkung und Erweiterung der (Mittel- und Niederspannungs-)Netze. Gingen frühere Studien und Szenarien noch davon aus, dass der Investitionsbedarf in die Verteilnetze auf einem etwa gleichen Niveau bleiben würde wie historische Werte, so stiegen die Investitionen in die Verteilnetze in den vergangenen Jahren in der Realität kontinuierlich an. Neuere Studien gehen nun von weiter steigenden Investitionen aus. Dies macht es insbesondere erforderlich, dass Netzbetreiber ausreichend Eigenkapital einsetzen können, was in einem Zielkonflikt zu niedrigen Netzentgelten stehen kann. Hier müssen ausgewogene Lösungen gefunden werden, um die nötigen Investitionen finanzieren zu können. Um die Beeinträchtigung der Bevölkerung durch den Netzausbau zu minimieren, sollten zudem Synergien mit anderen Infrastrukturmaßnahmen wie dem Fernwärme- oder Glasfaserausbau genutzt werden.

Mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023) erfolgte bereits der achte Durchgang der Bedarfsermittlung für das deutsche Übertragungsnetz, welcher erstmalig ein sogenanntes „Klimaneutralitätsnetz“ berücksichtigt, das die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ermöglicht. Die Expertenkommission begrüßt diesen Ansatz, empfiehlt allerdings eine breitere Spreizung der Szenarien in Betracht zu ziehen und zentrale Annahmen wie die Verortung der Elektrolyseure oder die Interkonnektorkapazität in den Szenarien oder in zusätzlichen Sensitivitätsanalysen zu variieren. Angesichts des identifizierten deutlichen Anstiegs der Netzkosten

im NEP 2037/2045 (2023) im Vergleich zu vorherigen Versionen betont die Kommission die Notwendigkeit, weitere Optionen zur Kostensenkung zu prüfen, wie beispielsweise die Umstellung von Erdkabeln auf Freileitungen bei Gleichstrom-Projekten.

Die Expertenkommission empfiehlt außerdem, dass eine höhere Konsistenz bei den zentralen Annahmen, wie beispielsweise der residualen Spitzenlast, zwischen den verschiedenen Monitoring- und Planungs-Prozessen, die im Auftrag der Bundesregierung sowie im EU-Kontext erfolgen, hergestellt wird. Dies kann beispielsweise mit Hilfe eines langfristigen, sektorübergreifenden Szenariorahmens geschehen, der die Grundannahmen für all diese Prozesse vereinheitlicht. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den bereits begonnenen Prozess zur Entwicklung einer gemeinsamen langfristigen Systementwicklungsstrategie (SES) und zur Vereinheitlichung der Netzplanungsprozesse für Strom, Gas und Wasserstoff sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene. Sie weist aber auch darauf hin, dass das zukünftig benötigte CO_2-Netz in die Überlegungen zur Systementwicklungsstrategie dringend einbezogen werden sollte.

Angesichts der hohen Vorleistungskosten im Bereich der Netzinfrastrukturen, die aus dem in den verschiedenen Sektoren perspektivisch stark steigenden Strombedarf bei vergleichsweise hohen Unsicherheiten über die zeitliche Komponente dieses Strombedarfswachstums resultieren, hält die Expertenkommission die Prüfung von Modellen zur zeitlichen Verlagerung der Überwälzung auf die Netznutzungsentgelte wie im Bereich Wasserstoff („Amortisationskonto“) für sinnvoll.

Flexibilität

Bei der Entwicklung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem war vor allem ein sehr dynamischer Zubau von Speicherkapazitäten zu beobachten. Ende 2023 war die installierte Leistung von Batteriespeichern mit 7,5 GW bereits größer als die von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland. Die durchschnittliche Speicherkapazität der Batteriespeicher ist mit rund 1,5 kWh je kW deutlich geringer als bei den Pumpspeicherkraftwerken (rund 6 kWh je kW), d. h. Batteriespeicher sind eher für den kurzfristigen Einsatz ausgelegt. Es bestehen vor allem für Heimspeicher derzeit kaum Anreize, diese gesamtsystemdienlich einzusetzen, sondern sie dienen vorwiegend der Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaikanlagen. Weitere prinzipielle Flexibilitätsoptionen wie steuerbare Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wurden ebenso ausgebaut, werden aber aufgrund fehlender Anreize ebenfalls bisher nicht zur Unterstützung des Systembetriebs eingesetzt. Hier ist durch den nun verbindlich festgelegten Rollout von intelligenten Messsystemen sowie durch neue Regelungen wie z. B. § 14a EnWG ein Einstieg gemacht, um zukünftig auch Lastflexibilität stärker zur Unterstützung des Systembetriebs einzubinden. Eine weitere Entwicklung zur verbesserten Nutzung von Flexibilität würde die Ermöglichung variabler und dynamischer Netzentgelte darstellen. Diese sollten im Zuge einer grundsätzlichen Überarbeitung der Netzentgeltsystematik möglichst bald betrachtet werden.

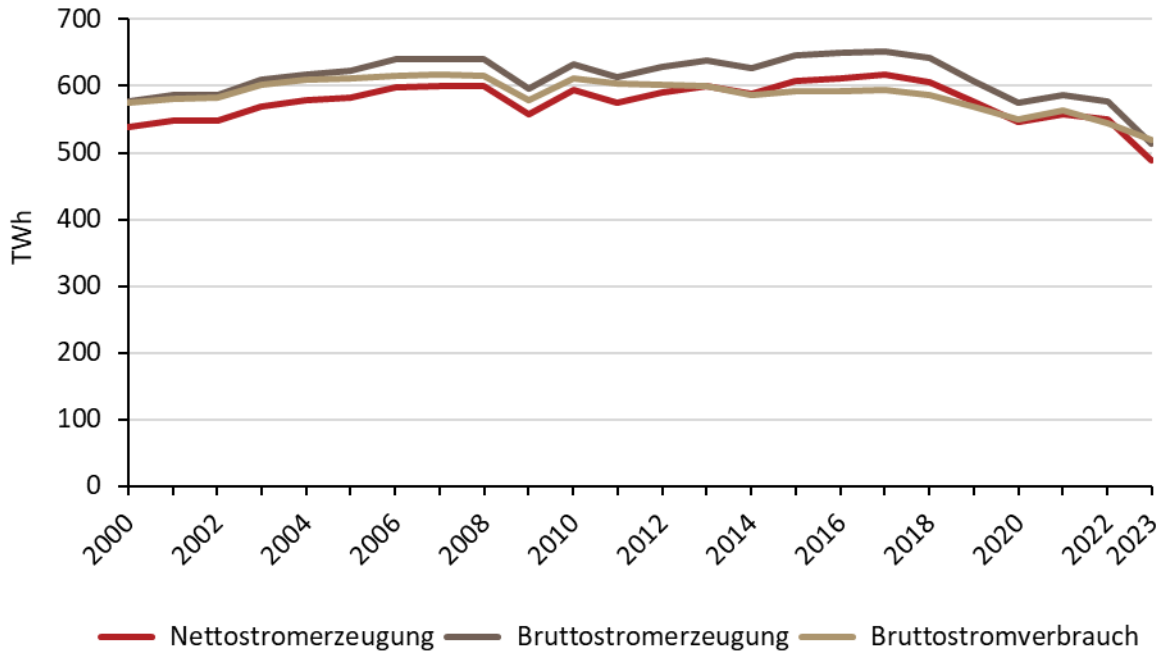
3.1 Stromverbrauch, Erzeugung und Handel

3.1.1 Erzeugung und Verwendung von Strom

54. Der Stromverbrauch machte in den vergangenen Jahren rund ein Fünftel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus, mit steigender Tendenz. Durch eine zunehmende Elektrifizierung ist davon auszugehen, dass dieser Anteil zukünftig weiter steigen wird. Elektrischer Strom wird somit zum zentralen Energieträger auf dem Weg zur Klimaneutralität.

55. Insgesamt war der deutsche Bruttostromverbrauch in den Jahren seit 2017 rückläufig (vgl. Abbildung 3-1). Im ersten Jahr der Corona-Pandemie ging er deutlich stärker zurück, da sich Verbrauchsmuster änderten und die Wirtschaftsleistung gegenüber dem Vorjahr niedriger war. 2023 sank der Stromverbrauch demgegenüber noch einmal spürbar. Das Jahr war geprägt von einer sinkenden industriellen Produktion (auch wenn beim Bruttoinlandsprodukt seit 2020 jährlich ein Wachstum zu verzeichnen war). Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass aufgrund der hohen Strompreise in 2022 und vor allem im Jahr 2023 investive und verhaltensbasierte Sparmaßnahmen ergriffen worden sind, die den Verbrauch insgesamt minderten. Im Jahr 2023 wurden in Deutschland (brutto) 525,5 TWh Strom verbraucht (AGEB 2024b), was den niedrigsten Wert seit 1990 darstellt.

Abbildung 3-1: Netto- und Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Deutschland 2000-2023



Anmerkung: Mit Berücksichtigung von Pumpspeichereinheiten
Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB 2023a).

56. Während bis 2012 der Bruttostromverbrauch und die Brutto- und Nettostromerzeugung nahezu parallel verliefen, entkoppelten sich diese ab 2012 zunehmend. Der Bruttostromverbrauch sank, während die Stromproduktion stieg, was zu hohen Stromexporten führte. Im Jahr 2023 kehrte sich dieses Verhältnis um, und Deutschland importierte netto Strom (vgl. Kapitel 3.1.2). Ebenfalls ist zu beobachten, dass die Differenz zwischen Netto- und Bruttostromerzeugung in den letzten fünf Jahren stark abgenommen hat. Dies liegt in der geänderten Erzeugungsstruktur begründet. Windkraft- und Photovoltaikanlagen weisen einen deutlich niedrigeren Stromeigenbedarf auf als konventionelle Kraftwerke; erstere hatten einen gestiegenen, letztere einen gesunkenen Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland. Weitere Faktoren, die den Unterschied zwischen Brutto- und Nettostromerzeugung ausmachen, sind Netzverluste. Aufgrund von Netzengpässen abgeregelte Strommengen zählen hingegen nicht zum Bruttostromverbrauch. Die Entwicklung dieser Mengen (Ausfallarbeit durch Abregelung) werden in Kapitel 3.4.1 dargestellt.

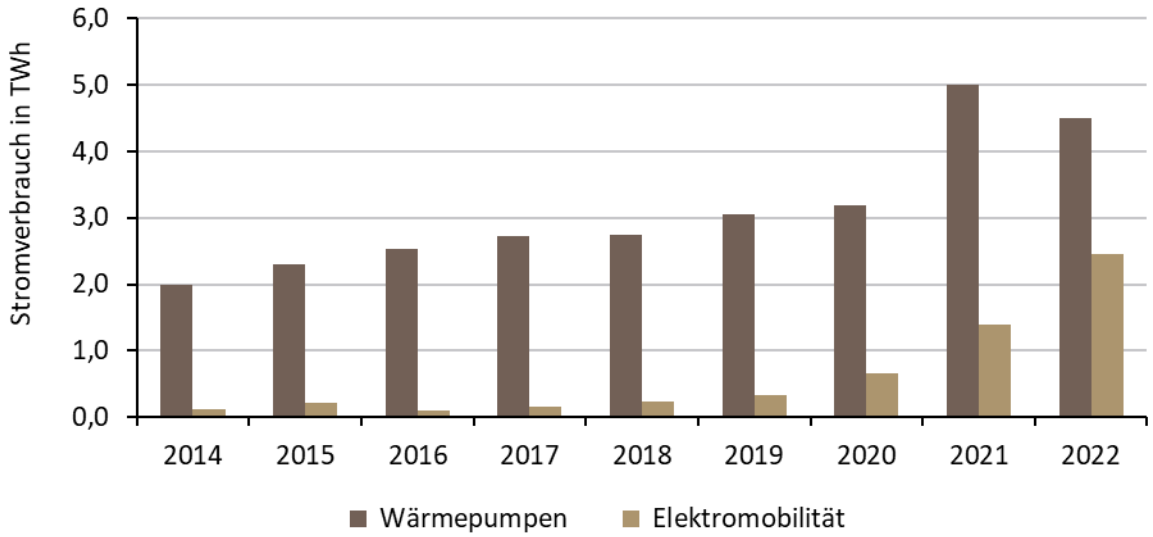
57. Ungeachtet des sinkenden Trends im Stromverbrauch wird zukünftig ein steigender Strombedarf erwartet. Die Elektrifizierung in den Endverbrauchssektoren Gebäude, Mobilität und Industrie ist eine zentrale Defossilisierungsstrategie und bewirkt einen Wechsel von anderen Energieträgern auf elektrische Energie. In Szenarienstudien, die Wege zur Klimaneutralität für Deutschland bis 2045 aufzeigen, wird von einem Nettostromverbrauch von 467 bis 648 TWh im Jahr 2030 und 683 bis 961 TWh im Jahr 2045 ausgegangen (ESYS 2023, Prognos et al. 2022). Das wäre eine Verdopplung des heutigen Nettostromverbrauchs von 466 TWh im Jahr 2023 (AGEB 2024b). Die Bundesregierung geht für 2030 von einem Strombedarf von 750 TWh (brutto) aus (BMWK 2024) und orientiert sich damit am oberen Rand der Szenarienwerte. Im Netzentwicklungsplan wird ein noch höherer jährlicher Nettostrombedarf von 888 bis 989 TWh im Jahr 2037 und 1.100 bis 1.259 TWh im Jahr 2045 angenommen (BNetzA 2023b).

58. Eine der Stromanwendungen, die den Strombedarf zukünftig ansteigen lassen wird, sind Wärmepumpen zum elektrischen Heizen. Das aktuelle Ziel der Bundesregierung ist es, jährlich 500.000 neue Wärmepumpen zu installieren. Im Netzentwicklungsplan werden Stromverbräuche für Wärmepumpen von 79 bis 114 TWh für 2037 und 91 bis 118 TWh für 2045 angenommen. Für die Vergangenheit wird der Verbrauch von Heizstrom ab dem Jahr 2014 im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur ausgewiesen und ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Der Verbrauch von Wärmepumpen-Heizstrom ist von 2 TWh im Jahr 2013 auf 4,5 TWh im Jahr 2022 gestiegen, wobei nicht alle Wärmepumpen-Anschlüsse einen Heizstromvertrag haben und daher nur ein Teil dieses Stromverbrauchs erfasst wird. Von den in 2022 bestehenden 1,7 Mio. Wärmepumpen bezogen nur 0,7 Mio. Heizstrom, siehe Abbildung 3-2. Heizstromverträge haben in der Regel einen geringeren Arbeitspreis als Haushaltsstromverträge und erlauben im Gegenzug eine temporäre Abschaltung zur Netzentlastung. Jedoch erfordert dies einen separaten Stromzähler, wofür fixe Kosten hinzukommen. Dies lohnt sich also nur ab einem bestimmten Stromverbrauch der Wärmepumpe (Verbraucherzentrale 2024; Fraunhofer IEG 2017). Der Anteil an Wärmepumpen mit

Heizstromvertrag schwankte in den Jahren 2014 bis 2022 zwischen 43 % und 48 % (mit einer Ausnahme im Jahr 2021 mit 54 %; 2022 dann wieder 44 %). Die Schwankungen gehen vermutlich auf Preisentwicklungen für Wärmepumpen-Heizstromverträge zurück. Durchschnittliche Heizstrompreise stiegen 2022 und 2023 an, und neue Stromverträge waren insbesondere im Jahr 2022 deutlich teurer, sodass in dieser Zeit neue Wärmepumpen in vielen Fällen günstiger mit bestehenden Stromverträgen versorgt werden konnten. Bei der zum 1. Januar 2023 eingeführten Strompreisbremse wurde außerdem zunächst nicht zwischen Standard- und Heizstromverträgen unterschieden (§ 5 Abs. 2 StromPBG). Die Heizstromtarife lagen knapp unter dem Strom-Bruttoreferenzpreis von 40 ct/kWh und wurden nicht gesenkt. Erst im August 2023 wurde ein separater Grenzpreis von 28 ct/kWh für Heizstrom eingeführt, wodurch Heizstromverträge wieder attraktiver wurden (BNetzA 2023, S.36).

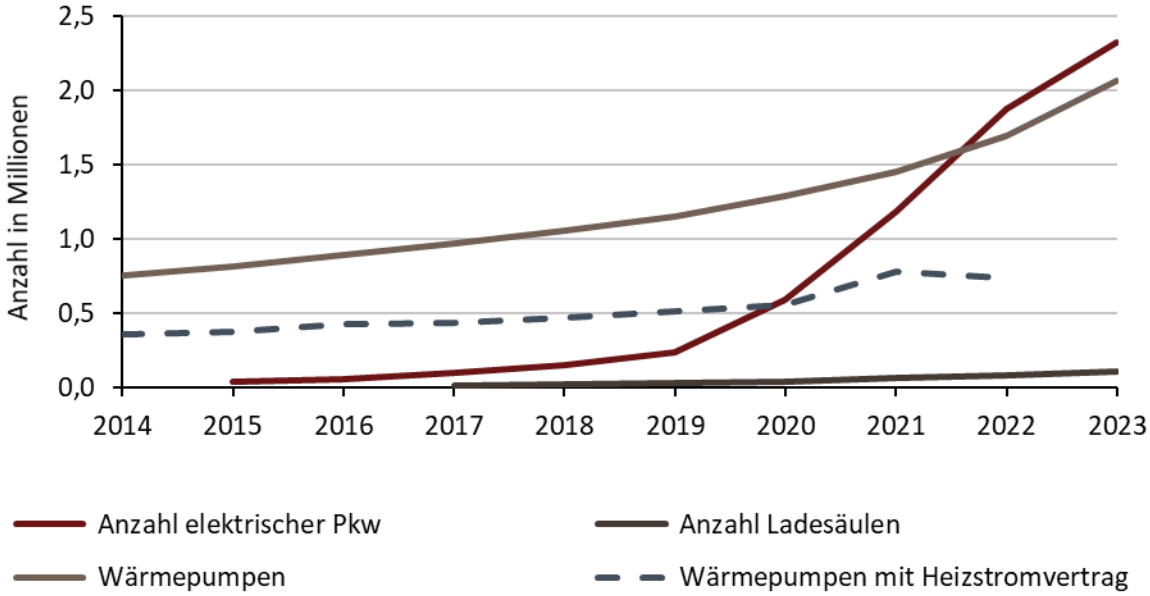
59. Im Sektor Mobilität entsteht ein zusätzlicher Stromverbrauch durch elektrische Fahrzeuge. Hier ist der Stromverbrauch zwischen 2014 und 2022 von fast null auf etwa 2,5 TWh gestiegen. Der Bestand elektrischer Pkw betrug Ende 2022 1,9 Millionen und ist bis Ende 2023 auf 2,3 Millionen angewachsen (KBA 2024), siehe Abbildung 3-2. Weitere elektrische Fahrzeuge im Straßenverkehr umfassen rund 63.000 Krafträder, 2.700 Busse, sowie 80.000 Lastkraftwagen und 1.300 Zugmaschinen (KBA 2024). Ziel ist es laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung, bis 2030 15 Mio. elektrische Pkw in der deutschen Fahrzeugflotte zu erreichen. Im Netzentwicklungsplan werden Strombedarfe für Elektromobilität von 80 bis 125 TWh für 2037 bzw. 104 bis 156 TWh für 2045 angenommen (BNetzA 2023b). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Leistungen, mit denen Elektrofahrzeuge geladen werden, oft sehr hoch sind, d. h. die Energiemenge wird in einer kürzeren Zeitspanne bezogen und könnte zu hohen Leistungsspitzen führen, sofern keine Koordination der Ladevorgänge z. B. über Preissignale (und ggf. auch über Reduktionen gemäß § 14a EnWG) stattfindet.

Abbildung 3-2: Heizstromverbrauch für Wärmepumpen und elektrischer Energieverbrauch im Straßenverkehr 2014-2022



Anmerkungen: Stromverbrauch für Wärmepumpen umfasst nur Wärmepumpen mit Heizstromvertrag (43 bis 54 % aller Wärmepumpen); der Anteil der mit Heizstrom belieferten Wärmepumpen sank 2022 auf 44 % (2021: 54 %), was einen Aspekt für den Rückgang des Verbrauchs in 2022 darstellt. Der Stromverbrauch für Elektromobilität bezieht sich auf den Straßenverkehr und umfasst Pkw-Verkehr, öffentlichen Personenverkehr und Güterverkehr. Pkw-Verkehr macht mit 2,3 TWh von 2,5 TWh im Jahr 2022 nahezu den gesamten Verbrauch aus.
Quellen: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (verschiedene Jahre), AG Energiebilanzen (2023b).

Abbildung 3-3: Anzahl elektrischer Pkw, Ladesäulen und Wärmepumpen 2014-2023



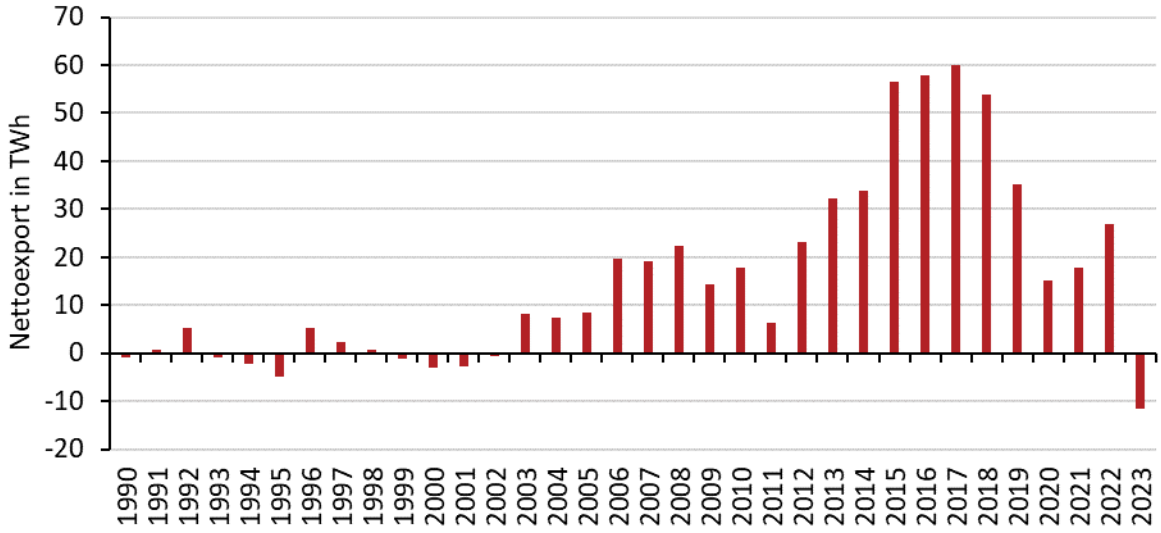
Anmerkungen: Elektrische Pkw beinhalten batterieelektrische Pkw und Plug-in-Hybride.
Quellen: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (verschiedene Jahre), AG Erneuerbare Energien-Statistik (2024), Kraftfahrt-Bundesamt (2024), Bundesnetzagentur (2024).

60. In der Industrie ist eine Defossilisierungsstrategie die Elektrifizierung von mit fossilem Gas und Kohle betriebenen Prozessen. Diese kann durch die direkte Nutzung von Strom oder indirekt über die Nutzung von mit Strom über Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff erfolgen. Daten zum zusätzlichen Strombedarf durch elektrifizierte Industrieprozesse sind nicht verfügbar. Der gesamte Stromverbrauch des Industriesektors betrug 2022 201 TWh (AGEB 2024a) und 2023 187 TWh (AGEB 2024b). In den Szenarien des Netzentwicklungsplan wird ein Anstieg auf 267,4 bis 352,0 TWh im Jahr 2037 und 311 bis 469 TWh im Jahr 2045 erwartet (BNetzA 2023b). Der Strombedarf für Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff ist bisher vernachlässigbar, da die installierte Elektrolyseleistung bisher nur 66 MW beträgt (gemäß Stand EWI 2024). Jedoch sind bis 2030 bereits 10,1 GW Elektrolyseurleistung geplant (ebd.). Im Netzentwicklungsplan liegt der Strombedarf für die Elektrolyse im Jahr 2037 bzw. 2045 bei 101,8 bis 164,9 TWh bzw. 220 bis 358 TWh (BNetzA 2023b).

3.1.2 Stromaußenhandel

61. Das Jahr 2023 war geprägt durch eine Umkehr der deutschen Stromhandelsbilanz von Nettoexporten hin zu Nettoimporten. Seit 2003 war Deutschland stets Netto-Stromexporteur, mit Mengen bis zu rund 60 TWh in 2017; 2023 war der Saldo hingegen mit –11,6 TWh erstmals seit Langem negativ (vgl. Abbildung 3-4). Diese Situation wurde vielfältig in der öffentlichen Debatte berichtet, doch nicht immer waren die Interpretationen dazu sachlich zutreffend. Dies gilt zum einen für Aussagen, Deutschland sei abhängig von der Stromerzeugung aus dem Ausland. Zum anderen wurden in vielen Darstellungen von kommerziellen Austauschfahrplänen (Commercial Exchanges, veröffentlicht durch ENTSO-E) Rückschlüsse auf die Herkunft des importierten Stroms in Bezug auf Lieferländer oder Erzeugungsquellen gezogen, was in dieser Form jedoch aus den Daten nicht abgeleitet werden kann.

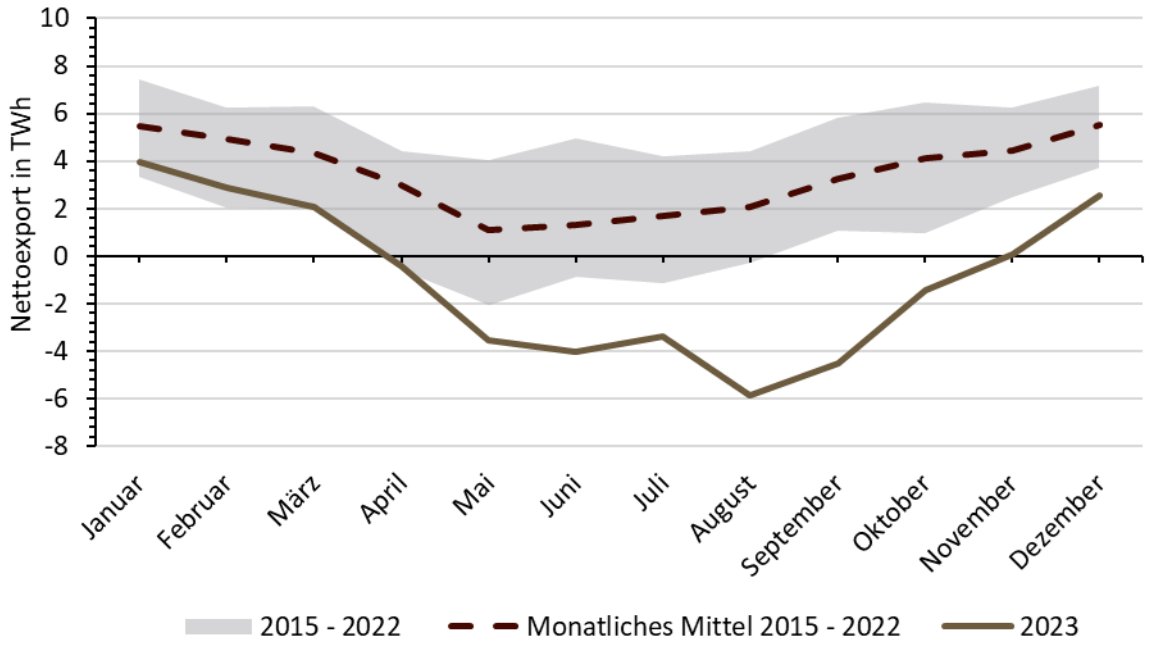
Abbildung 3-4: Kommerzieller Stromaußenhandel Deutschlands (Saldo) 1990-2023



Anmerkungen: AG Energiebilanzen für die Jahre 1990-2014, SMARD für die Jahre 2015-2023.
Quellen: AG Energiebilanzen (AGEB 2023a), SMARD.

62. Ein wichtiger Grund für die gestiegenen Importe ist zunächst, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa, insbesondere im Jahr 2023 im Vergleich zu 2022, prozentual stärker gestiegen ist als in Deutschland. Der Anteil an Stromerzeugung aus Solar-, Windkraft- und Wasserkraftanlagen stieg in Deutschland im Jahr 2023 gegenüber 2022 in Deutschland um 7,5 %, in der EU jedoch um 14 % (Ember 2024) sowie in den Ländern der ENTSO-E-Region um 13,6 % (Ember 2024 für Deutschland und EU, Energy-Charts 2024 für ENTSO-E). Somit stand öfter als in der Vergangenheit Strom mit variablen Erzeugungskosten nahe null aus erneuerbaren Quellen aus dem Ausland zur Verfügung, der teurere fossile Stromerzeugung in Deutschland verdrängen konnte. Hierbei stieg insbesondere die solare Stromerzeugung in Europa stark an (EU +17,5 %, Europa ENTSO-E +17,6 %), während sie in Deutschland gegenüber 2022 nahezu unverändert war, trotz starkem Ausbau der Erzeugungskapazitäten (Ember 2024, Energy-Charts 2024). Bei der Windkraft war der Anstieg der Stromerzeugung in Deutschland ähnlich hoch wie im europäischen Durchschnitt. Diese Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung begründete vor allem Importe in den Sommermonaten, in denen die solare Einstrahlung hoch ist, und Exporte im Winter aufgrund der absolut hohen Windstromproduktion auch in Deutschland. Dieses Muster ist in der monatlichen Aufschlüsselung der Im- und Exportüberschüsse gut zu erkennen (vgl. Abbildung 3-5).

Abbildung 3-5: Kommerzieller Stromaußenhandel Deutschlands (Saldo), monatlich aufgelöst für 2023 und zusammengefasst für 2015-2022



Quelle: SMARD (2024).

63. Der Ausstieg aus der Kernenergie mit den letzten Anlagen im April 2023 verringerte die konventionelle Stromerzeugung, die vergleichsweise günstige Grenzkosten der Erzeugung aufweist, in Deutschland, was ebenfalls weniger Exporte bzw. mehr Importe zur Folge hatte. Die Netto-Stromproduktion aus Kernkraftwerken sank von 32,8 TWh im Jahr 2022 auf 6,7 TWh im Jahr 2023 (bis Mitte April, danach auf null). Hierbei ist anzumerken, dass die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken ebenfalls in starkem Maße sank. Der absolute Rückgang der Stromproduktion aus Braunkohle- und Kernkraftwerken war mit jeweils rund 26 TWh in etwa gleich groß, gefolgt vom Rückgang der Steinkohleerzeugung in Höhe von rund 23 TWh. Im Vergleich zum Jahr 2022 ist die Erzeugung aus Braunkohle um 20,2 TWh gesunken und aus Steinkohle um 12,1 TWh (alle Angaben nach SMARD 2024). Der Rückgang der Kohleerzeugung ist u. a. auch auf einen gesunkenen Stromverbrauch in den europäischen Nachbarländern zurückzuführen (minus 3,4 % in der EU, Ember 2024). Da Deutschland einen vergleichsweise hohen Anteil an fossilen Kraftwerken hat, führt dies zu einem Rückgang der Stromerzeugung in Deutschland. Die Gesamtschau auf die konventionelle Stromerzeugung lässt den Schluss zu, dass Deutschland wahrscheinlich weiterhin netto Strom hätte exportieren können, wenn die drei zuletzt betriebenen Kernkraftwerke nicht stillgelegt worden wären, aber dass nicht allein die Stromerzeugung aus Kernkraft, sondern auch jene aus Kohlekraftwerken deutlich gesunken ist und zusammen zur starken Reduktion der Außenhandelsbilanz beigetragen haben.

64. Die sinkende konventionelle Stromerzeugung in Deutschland folgt einem bereits länger anhaltenden Trend. Dieser ist nicht primär durch politisch festgelegte Kraftwerksstilllegungen begründet, sondern spiegelt die Wettbewerbssituation im europäischen Strommarkt wider (vgl. Kapitel 3.3). In vielen Stunden war Strom im europäisch gekoppelten Markt zu einem Preis verfügbar, der unter den variablen Gestehungskosten deutscher fossiler Kraftwerke lag, sodass der Import in diesen Zeiten günstiger war als die heimische Stromproduktion. Dass im Rahmen der verfügbaren Übertragungskapazitäten europaweit die günstigsten Kraftwerke eingesetzt werden, um die europäische Stromnachfrage zu decken, ist effizient und daher wünschenswert, und es generiert einen ökonomischen Mehrwert für das gesamte Elektrizitätssystem. Deutsche Verbraucher profitierten also 2023 davon, dass durch Stromimporte die Großhandelspreise in Deutschland niedriger waren, als sie es ohne Importe gewesen wären. Im Jahr 2022 hingegen profitierten deutsche Kraftwerksbetreiber davon, dass sie aufgrund reduzierter Stromerzeugung aus französischen Kernkraftwerken sowie dürre- und hitzebedingt niedrigerer Erzeugung in europäischen Wasserkraftanlagen vermehrt Strom exportieren konnten, was mit höheren Großhandelspreisen einherging. Die Marktkopplung in Europa, die die Im- und Exporte systemweit optimiert, führt mittlerweile dazu, dass sich in mehr als der Hälfte aller Stunden des Jahres in Zentral-Westeuropa ein einheitlicher Strompreis einstellt.[6] Dies ist ein Indikator dafür, dass heute bereits ein großer

[6] Angabe für 2021; in 2022 ging diese Zahl nominell zurück, jedoch ist sie nicht mehr direkt mit den Jahren davor vergleichbar aufgrund einer Änderung der Marktkopplungsregion von Central Western European auf die Core Capacity Calculation Region. Quelle: Amprion Marktbericht 2022 und 2022/23, https://www.amprion.net/Strommarkt/Marktbericht/.

Teil des durch Im- und Exporte möglichen ökonomischen Mehrwerts für Europa tatsächlich realisiert wird.

65. Die deutschen Stromimporte seit 2023 sind somit primär als Ergebnis des gekoppelten Stromhandels und der ökonomisch sinnvollen Nutzung der günstigsten Erzeugung in Europa zu interpretieren. Aussagen zu Abhängigkeiten von Nachbarländern oder zur Versorgungssicherheit lassen sich aus der Strombilanz hingegen nicht direkt ableiten. Für die Versorgungssicherheit sind die installierte Leistung und die Verfügbarkeit steuerbarer Kraftwerkskapazitäten (ggf. auch Speicher und anderer Flexibilitätsoptionen) im Inland unter Berücksichtigung ihrer regionalen Verortung und der Übertragungsnetze die relevanten Indikatoren. Auch Grenzkuppelkapazitäten, die Stromimporte ermöglichen, tragen zur Diversifizierung des Strombezugs bei und können somit die Versorgungssicherheit erhöhen. Die Betrachtung der Situation in Bezug auf die Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren wird in Kapitel 6 diskutiert.

66. Bezüglich der Herkunft des nach Deutschland importierten Stroms werden von vielen Akteuren Aussagen getroffen, die sich auf die von ENTSO-E veröffentlichten bilateralen Stromflüsse stützen. Diese Commercial Exchanges sind für den Betrieb der Netze und Märkte relevant, jedoch suggerieren sie das Vorliegen bilateraler Handelsbeziehungen zwischen Nachbarländern, welche es in dieser Form in der Realität nicht gibt. Der größte Teil des Stromhandels ergibt sich aus dem gekoppelten (Day-Ahead- und Intraday-)Markt, in dem über alle teilnehmenden Länder hinweg ein Optimum an Austauschbeziehungen berechnet wird. Dieses europaweit optimierte Marktergebnis resultiert in Netto-Austauschpositionen für jede Gebotszone, d. h. in positiven Strommengen für Netto-Exportländer und negativen Mengen für Importeure, in jeweils stündlicher Auflösung. Anhand der Netzwerktopologie werden hieraus die günstigsten Stromflüsse zwischen jeweils elektrisch benachbarten Ländern (d. h. Länder, zwischen denen physische Grenzkuppelkapazitäten bestehen) ermittelt und als Commercial Exchanges für die jeweiligen Länderpaare ausgegeben. Diese stellen keine tatsächlichen bilateralen Handelsgeschäfte dar. Aus dem Marktergebnis resultieren in jeder Stunde Flussmuster über ganz Europa, die sehr weiträumig sein können. Die physikalische Herkunft des Stroms lässt sich in diesem System mit aufwändigeren Methoden der Flussverfolgung (Flow Tracing, vgl. z. B. Schäfer et al. 2019) bestimmen.

3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

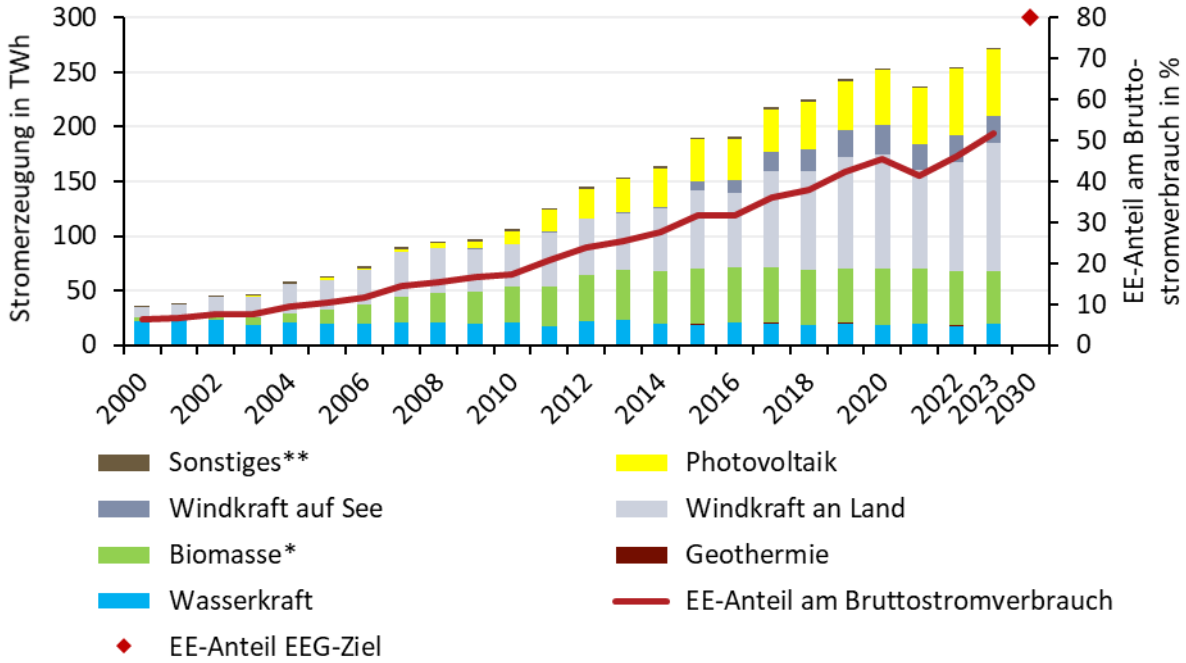
3.2.1 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Solarenergie

67. In

68. Abbildung 3-6 sind die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung dargestellt. Die EE-Stromerzeugung ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Während die Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse (seit 2012) jedes Jahr auf einem etwa ähnlichen Niveau lagen, stieg jene aus Windkraft

und Photovoltaik nahezu stetig an – mit leichtem Einbruch im sehr windschwachen Jahr 2021. Dies führte auch zu einem fast kontinuierlichen Anstieg des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch, der 2023 bei 51,8 % lag. Um das Ziel für 2030 von 80 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch gemäß EEG 2023 zu erreichen, müssten jährlich im Mittel gut vier Prozentpunkte Steigerung des Anteils erreicht werden, bei gleichzeitig steigendem Strombedarf. 2023 lag der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch um 5,6 Prozentpunkte über dem des Vorjahres, d. h. der Anstieg entsprach dem, was für den Zielpfad erforderlich ist. Allerdings war der Stromverbrauch im gleichen Zeitraum gesunken, was – neben einem Anstieg vor allem der Windproduktion um 17 TWh – einen Teil der Anteilssteigerung ausmachte.

Abbildung 3-6: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sowie Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

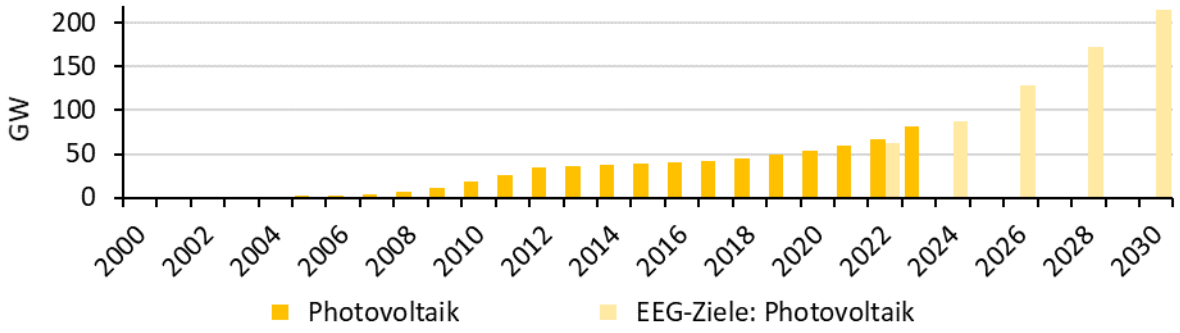


Anmerkungen: *Biomasse inkl. biogenem Anteil am Hausmüll (Annahme 50 % des Hausmülls); **Deponie- und Klärgas
Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2024), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023).

69. Die Wind- und Solarenergie machen nicht nur den größten Anteil erneuerbarer Stromerzeugung aus, sondern stellen auch den größten Teil der installierten erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (seit 2011 stets über 80 % aller EE-Kapazitäten; 2023: 90 %). Für diese Schlüsseltechnologien hat die Bundesregierung verschiedene Ausbauziele im EEG und im WindSeeG festgelegt. Mit dem EEG 2023 wurde das Ausbauziel für Solaranlagen für das Jahr 2030 auf 215 GW (vorher 100 GW) mehr als verdoppelt. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein starkes Wachstum der installierten Photovoltaikleistung nötig. Der jährliche Zubau an PV-Leistung lag mit 14,6 GW im Jahr 2023 deutlich höher als in den vorherigen Jahren (2022: +7 GW, 2021: +6 GW, 2020: +6 GW) und ließ die insgesamt installierte PV-Leistung auf 82,2 GW ansteigen (vgl. Abbildung 3-7). Dies macht die Erreichung des Zielwertes für 2024 gemäß Ausbaupfad des EEG 2023

von 88 GW wahrscheinlich. Zur Erreichung der weiteren Schritte des Ausbaupfades muss die jährliche Ausbaurate dann noch weiter gesteigert werden.

Abbildung 3-7: Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten für Photovoltaik 2000-2023 und Ziele bis 2030



Anmerkung: Ziele gemäß EEG 2021 für 2022 und gemäß EEG 2023 für zukünftige Werte
Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2024), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023; EEG 2021).

70. Ein zentrales Element zur Förderung und Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien sind die Ausschreibungsverfahren gemäß EEG. In den Ausschreibungen können Betreiber zukünftiger Anlagen zur EE-Stromerzeugung Gebote für die Höhe des sogenannten anzulegenden Wertes abgeben. Der anzulegende Wert bestimmt die Förderhöhe der Anlage über die Marktprämie. Ist eine Anlage im Ausschreibungsverfahren erfolgreich, so bekommt sie über eine festgelegte Förderdauer (bei PV-Anlagen 20 Jahre) die Differenz zwischen dem gebotenen anzulegenden Wert und dem durchschnittlichen Markterlös von PV-Anlagen an der Strombörse (Marktwert) als Förderung. Für kleine Anlagen bis 100 kW gibt es neben der Marktprämie noch die feste Einspeisevergütung als Fördermechanismus. Die Höhe der Einspeisevergütung ist gesetzlich im EEG festgelegt und wird nicht über Ausschreibungen bestimmt. Seit dem EEG 2021 wird bei der Ausschreibung für Solaranlagen zwischen den beiden Segmenten Freiflächenanlagen und Anlagen an Gebäuden oder Lärmschutzwänden unterschieden.[7]

71. In Tabelle 3-1 sind die festgeschriebenen Ausschreibungsvolumina der beiden Segmente sowie der Ausbaupfad nach EEG 2023 dargestellt. Der Vergleich zwischen dem im EEG angestrebten Ausbaupfad und den Ausschreibungsmengen zeigt, dass jährlich noch einmal etwa gleich viel PV-Leistung außerhalb der ausgeschriebenen Mengen zugebaut werden muss, was zum Beispiel Anlagen sein können, die über die feste Einspeisevergütung gefördert werden.

[7] Solaranlagen in einer baulichen Anlage, die weder Gebäude noch Lärmschutzwand sind, werden den Freiflächenanlagen zugeordnet.

Tabelle 3-1: Ausschreibungsvolumina für Solaranlagen nach EEG 2023 und Ausbaupfad (Werte in GW)

Jahr	1. Segment (Freifläche)	2. Segment (auf Gebäuden)	Ausbaupfad	Zusätzlich erforderlicher Ausbau**
2021	1,85	0,30	60,1	
2022	3,60	0,35	67,4	
2023	5,85	0,65	80,4	
2024	8,10	0,90	88,0	
2025	9,90	1,10	108,0*	9,0
2026	9,90	1,10	128,0	9,0
2027	9,90	1,10	150,0*	11,0
2028	9,90	1,10	172,0	11,0
2029	9,90	1,10	193,5*	10,5
2030			215,0	21,5

Anmerkungen: *interpolierte Werte **bei Umsetzung im Ausschreibungsjahr
Quelle: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021; EEG 2023).

72. Die Ausschreibungen im Jahr 2023 waren alle – teils sehr deutlich – überzeichnet (vgl. Die Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Ausschreibungen des ersten Segments mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist waren in vielen Runden mit über 90 % oder sogar 100 % sehr hoch (vgl. Abbildung 3-8). In der dritten Ausschreibungsrunde 2017 und in der ersten und dritten Ausschreibungsrunde 2018 sind Ausreißer dieses hohen Niveaus zu erkennen (35, 44 und 55 %). In diesem Zeitraum lag der Zuschlagswert im Mittel erstmals unter 5 ct/kWh, was bis zur Ausschreibung im März 2019 anhielt. In späteren Ausschreibungsrunden stieg der Zuschlagswert wieder an und bot so einen Anreiz, trotz bestehenden Zuschlags erneut zu bieten, obwohl dadurch Strafzahlungen fällig werden.

73. Tabelle 3-2). Zuvor kam es im Juni und November 2022 zu unterzeichneten Ausschreibungsrunden. Ein Grund hierfür lag in den gestiegenen Gestehungskosten, da die Preise für PV-Module im Verlauf des Jahres 2022 entgegen dem langfristigen Trend angestiegen waren. Gestiegene Rohstoffkosten, vor allem für Silizium, führten zu einem Anstieg der Produktionskosten für PV-Module von 25 bis 30 % (IEA 2022). Als Reaktion darauf wurde der zulässige Höchstwert des anzulegenden Werts von 5,9 ct/kWh auf 7,37 ct/kWh erhöht, was den deutlichen Anstieg der Gebotsmengen in 2023 mit erklärt. Die mengengewichtet durchschnittlichen Zuschlagswerte lagen jedoch nur Anfang des Jahres mit 7,03 ct/kWh nahe dem zulässigen Höchstwert. In der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde sanken sie mit 6,47 ct/kWh bzw. 5,17 ct/kWh wieder deutlich ab, auf Werte unterhalb jener im Jahr 2022.

74. Die Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Ausschreibungen des ersten Segments mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist waren in vielen Runden mit über 90 % oder sogar 100 %

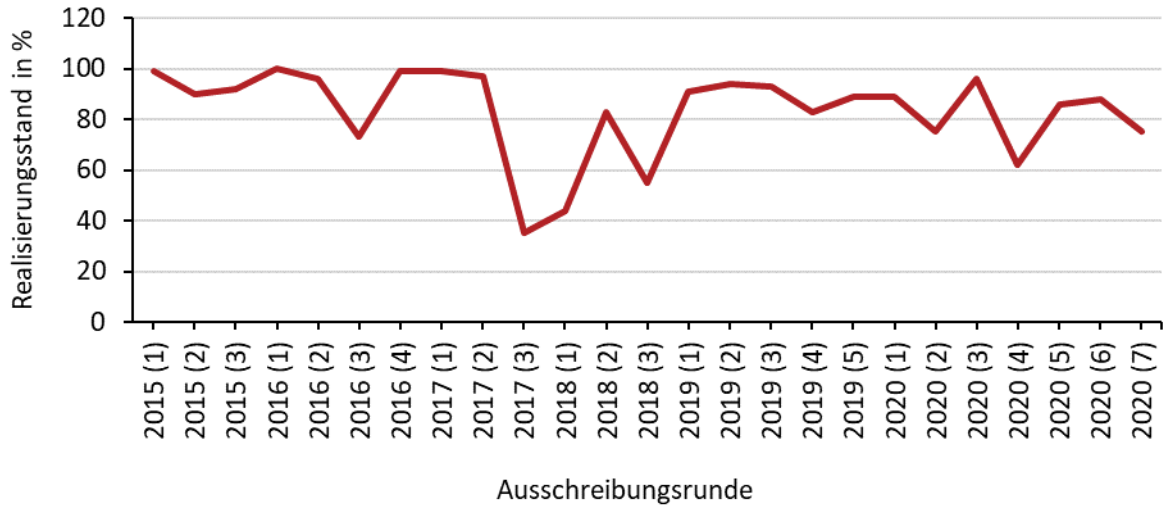
sehr hoch (vgl. Abbildung 3-8). In der dritten Ausschreibungsrunde 2017 und in der ersten und dritten Ausschreibungsrunde 2018 sind Ausreißer dieses hohen Niveaus zu erkennen (35, 44 und 55 %). In diesem Zeitraum lag der Zuschlagswert im Mittel erstmals unter 5 ct/kWh, was bis zur Ausschreibung im März 2019 anhielt. In späteren Ausschreibungsrunden stieg der Zuschlagswert wieder an und bot so einen Anreiz, trotz bestehenden Zuschlags erneut zu bieten, obwohl dadurch Strafzahlungen fällig werden.

Tabelle 3-2: Ausschreibungsergebnisse Solaranlagen des 1. Segments (PV-Freifläche)

	Mrz 2022	Jun 2022	Nov 2022	Mrz 2023	Jul 2023	Dez 2023
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.108	1.126	890	1.950	1.611	1.611
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.116	714	677	2.869	4.653	5.485
Zuschlagsmenge (MW)	609	696	1.084	1.952	1.673	1.613
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,57	5,70	5,90	7,37	7,37	7,37
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,19	5,51	5,80	7,03	6,47	5,17
Niedrigster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	4,05	4,87	5,20	5,29	5,39	4,44
Höchster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	5,55	5,69	5,90	7,30	6,65	5,47

Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2022; BNetzA/BKartA 2023).

Abbildung 3-8: Realisierungsraten für Solaranlagen mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist nach Ausschreibungsrunde (1. Segment)



Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2022; BNetzA/BKartA 2023).

75. Die derzeit positiven Entwicklungen machen ein Erreichen der Ausbauziele für Solaranlagen wahrscheinlich. Maßnahmen wie das Solarpaket 1 sollen den PV-Ausbau fördern (BReg 2024). Hierfür werden unter anderem Änderungen bei den Ausschreibungen sowie eine gezielte Förderung von Agri-PV umgesetzt. Zudem soll der Abbau von bürokratischen Hürden den PV-Ausbau beschleunigen (bspw. vereinfachte Registrierung von Balkonanlagen).

76. Ein Großteil der zugebauten PV-Anlagen stammte aus chinesischer Produktion. Deutsche sowie europäische Hersteller stehen unter sehr starkem Wettbewerbsdruck. Mit dem Resilienz-Bonus wurde ein Vorschlag gemacht, wie deren Wettbewerbsposition gestärkt werden kann. Der Vorschlag konnte sich jedoch nicht durchsetzen. Aus Sicht der Expertenkommission sollten Unterstützungen für spezielle Industrien Teil einer europäischen Industriestrategie und nicht rein national orientiert sein. Der Blick auf die Chancen und Wettbewerbsfähigkeit der Solarindustrie in Europa ist wichtig, um Abhängigkeiten zu vermeiden und Wachstumschancen zu nutzen. Gleichzeitig muss darauf geachtet werden, dass durch spezielle Förderungen der Wettbewerb innerhalb der Branche nicht verzerrt wird und neu einsteigende Unternehmen nicht benachteiligt werden. Es ist anzumerken, dass auch die deutschen und europäischen Hersteller in relevantem Umfang Vorprodukte aus China einsetzen, sodass man auch weiterhin auf chinesische Erzeugnisse angewiesen sein wird. Die Ansiedlung der vorgelagerten Produktion in Deutschland oder Europa erfordert zusätzliche Ressourcen und Zeit. Angesichts knapper Mittel und dem Bedarf für einen schnellen PV-Ausbau müssen Unterstützungen für europäische PV-Produzenten wohlüberlegt sein und sich auf Bereiche konzentrieren, in denen Chancen auf eine zukünftig stabile Wettbewerbsposition bestehen.

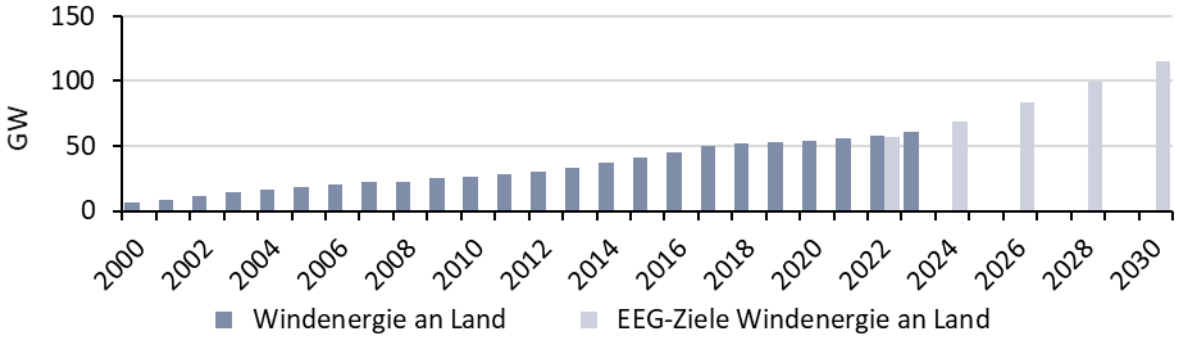
3.2.2 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land

77. Im Rahmen der EEG-Novellierung wurden auch die Ausbauziele für die Windenergie an Land erhöht. Nachdem der Zubau an Kapazitäten 2019 mit nur 859 MW den tiefsten Stand seit 2008 erreicht hatte, stieg er in den darauffolgenden Jahren wieder stetig an und erreichte 2023 ein Plus von 3 GW. Im Vergleich zu dem ausbaustärksten Jahr 2017 (+ 4,9 GW), war der Kapazitätszuwachs dennoch eher gering. Die insgesamt installierte Leistung betrug am Jahresende 2023 61 GW (vgl. Abbildung 3-9). Um das Ziel einer installierten Leistung von 69 GW in 2024 und die Ziele der Folgejahre zu erreichen, muss der jährliche Zubau noch deutlich gesteigert werden.

78. Seit 2017 wird der Ausbau für Windenergie an Land über Ausschreibungen gesteuert. Zuletzt war dieses Instrument aber weniger erfolgreich als bei der Photovoltaik. In den Jahren 2022 und 2023 war nur eine Ausschreibungsrunde nicht unterzeichnet (siehe Tabelle 3-3). In einigen Ausschreibungsrunden erreichte die Zuschlagsmenge nur ein Drittel (Dezember 2022) bzw. die Hälfte (Februar 2023) des ausgeschriebenen Volumens. Anders als bei der Photovoltaik hat die Anhebung des zulässigen Höchstwerts von 5,88 ct/kWh auf 7,35 ct/kWh im Februar 2023 zu keiner Verbesserung der Situation geführt. Zwar war die eingereichte Gebotsmenge mit 1.502 MW eine der höchsten in der nahen Vergangenheit, aber in Anbetracht der ausgeschriebenen Menge von

3.210 MW kann dies nicht als Erfolg gewertet werden. Auch in der letzten Ausschreibungsrunde 2023 kam es zu einer Unterzeichnung, allerdings von lediglich 120 MW.

Abbildung 3-9: Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten für Windenergie an Land 2000-2023 und Ziele bis 2030



Anmerkung: Ziele gemäß EEG 2021 für 2022 und gemäß EEG 2023 für zukünftige Werte.
Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2024), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023; EEG 2021).

79. Im EEG 2023 wurde in § 28 festgelegt, dass ab dem Jahr 2024 die Ausschreibungsmengen, für die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten, auf die Mengen der folgenden Ausschreibungen aufgeschlagen werden. Bis zum 15. März eines Jahres ist diese nachzuholende Menge zu bestimmen und dann auf die vier darauffolgenden Ausschreibungen zu verteilen. Dies wurde im März 2024 erstmals durchgeführt. Das tatsächliche Ausschreibungsvolumen der Ausschreibungen für Windenergie an Land im Mai, August und November 2024 beträgt nun 4,1 GW statt der ursprünglichen 2,5 GW. Mit einer weiteren Anpassung in der ersten Ausschreibung 2025 werden somit 6,4 GW mehr ausgeschrieben, um die entsprechende Unterzeichnung in 2023 auszugleichen. Jedoch kann die Bundesnetzagentur die tatsächliche Ausschreibungsmenge auch wieder reduzieren, wenn eine Unterzeichnung droht. Sofern es keine Anzeichen dafür gibt, dass deutlich mehr Windkraftprojekte an Land in den Wettbewerb um eine Förderung eintreten werden als in den letzten Ausschreibungen, sollte einerseits überprüft werden, in wieweit und unter welchen Bedingungen die Ausschreibungsmengen angepasst werden. Andererseits sollten auch Maßnahmen geprüft werden, die zur Erhöhung der Angebotsmengen beitragen können (Höchstpreise, Genehmigungen).

80. Der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert der letzten Ausschreibungen lag stets auf oder nur wenig unter dem Niveau des zulässigen Höchstwerts. Der Wettbewerb um die Förderung ist also gering. Die Gründe für die geringe Zahl an Geboten liegen in den weiter bestehenden Hemmnissen in den Planungs- und Genehmigungsprozessen für Windkraftanlagen. Die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ist erst nach vorangeschrittener Entwicklung des Ausbauprojektes zulässig (es muss die immissionsschutzrechtliche Genehmigung bereits vorliegen), sodass nur wenige Projekte diese Hürde nehmen können.

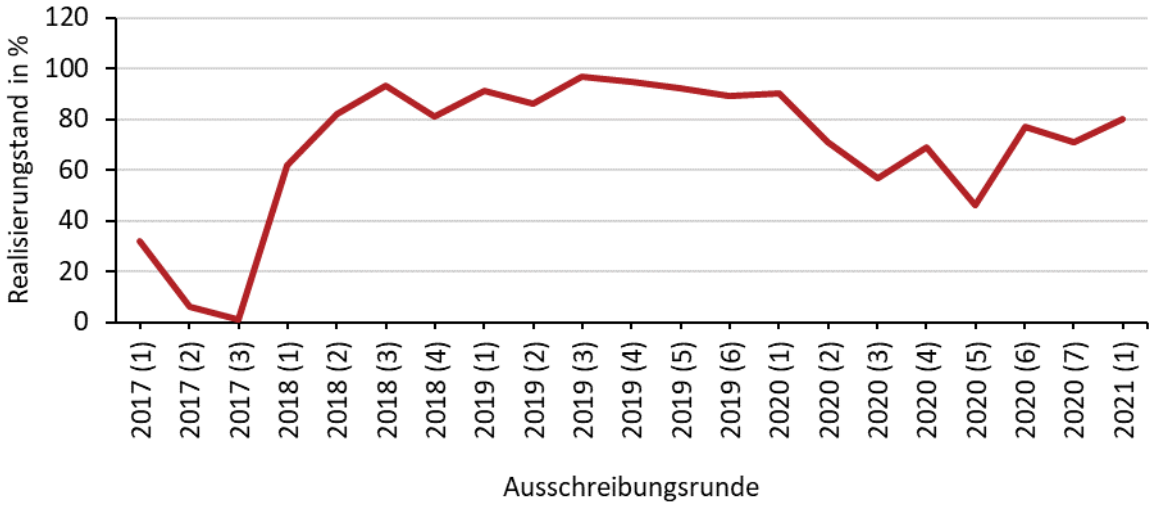
Tabelle 3-3: Ausschreibungsergebnisse Windenergie an Land 2022 bis 2024

	Feb 2022	Mai 2022	Sep 2022	Dez 2022	Feb 2023	Mai 2023	Aug 2023	Nov 2023	Feb 2024
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.328	1.320	1.320	604	3.210	2.866	1.667	2.087	2.486
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.356	947	773	203	1.502	1.597	1.436	1.981	1.836
Zuschlagsmenge (MW)	1.332	931	773	189	1.411	1.535	1.433	1.967	1.795
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	5,88	5,88	5,88	5,88	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh)	5,76	5,85	5,84	5,87	7,34	7,34	7,32	7,31	7,34
Niedrigster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	4,77	5,44	5,76	5,86	7,24	7,25	6,00	5,88	7,25
Höchster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	5,88	5,88	5,88	6,5,88	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35

Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2022; BNetzA/BKartA 2023).

81. Die erst späte Möglichkeit der Teilnahme an der Ausschreibung (nach immissionsschutzrechtlicher Genehmigung) hat zum Ziel, die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte nach ihrer Zuschlagerteilung zu erhöhen. Dementsprechend hoch waren auch die tatsächlichen Realisierungsraten der Windenergie an Land in vielen Ausschreibungsrunden (vor allem 2017 bis 2020). Seit 2020 schwanken die Raten stärker und liegen zwischen rund 40 und 80 % (vgl. Abbildung 3-10). Ein Grund für die geringeren Realisierungsraten 2020 könnten Auswirkungen der Coronapandemie sein. Sehr niedrige Realisierungsraten waren bei den ersten Ausschreibungen 2017 zu verzeichnen. Bei diesen Ausschreibungen waren vorwiegend Bürgerenergiegesellschaften erfolgreich. Diese konnten bis dahin ohne vorher eingeholte immissionsschutzrechtliche Genehmigungen an der Ausschreibung teilnehmen. Sie hatten außerdem eine längere Umsetzungsfrist als andere Investoren, nämlich 54 Monate, d. h. bis 2022. Da ihnen der Anzulegende Wert im Fall eines erfolgreichen Gebots garantiert war, und im Verlauf von mehr als vier Jahren Umsetzungsfrist auf sinkende Anlagenpreise zu hoffen war, hatten die Bürgerwindprojekte einen starken Anreiz, möglichst lange mit der Realisierung zu warten. Da die meisten der bezuschlagten Bürgerwindprojekte noch keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung hatten und nicht für alle die Wette auf sinkende Realisierungskosten aufging, blieb ein hoher Anteil der Projekte unrealisiert.

Abbildung 3-10: Realisierungsraten für Windenergieanlagen an Land mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist



Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2022; BNetzA/BKartA 2023).

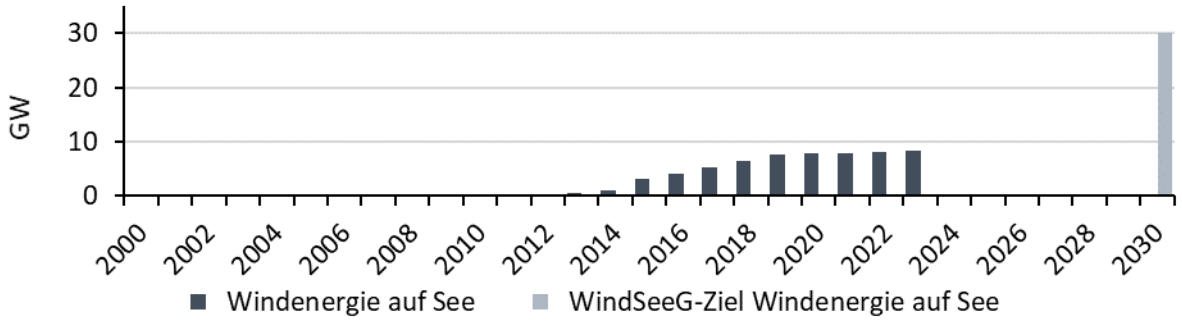
82. Die aktuellen Ausschreibungsrunden zeigen, dass das Interesse an Windparkprojekten derzeit gering ist und somit die Erreichung der Ausbauziele gemäß EEG gefährdet ist. Die Bundesregierung möchte durch die kürzlich umgesetzten Anpassungen des Raumordnungsgesetzes und des EnWG schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren ermöglichen. Diese Änderungen werden jedoch auf Landesebene noch nicht ausreichend umgesetzt (vgl. BWE 2023). Vor allem die Genehmigungsprozesse für Schwertransporte werden hierbei oft als weiterhin bestehendes Hemmnis hervorgehoben. Es besteht somit weiterer Verbesserungsbedarf bei den Planungen und Genehmigungen. Allerdings wurden im Jahr 2023 insgesamt 73 % mehr Windkraftanlagen genehmigt als 2022 (Deutsche WindGuard 2024), sodass sich eine Besserung abzeichnet und von einem Wachstum der neu installierten Leistung in 2024 ausgegangen werden kann. Auch die Flächenverfügbarkeit stellt eine noch bestehende Hürde zur Zielerreichung dar. Mit dem Wind-an-Land-Gesetz, das zum 1.2.2023 in Kraft trat, werden deutliche Verbesserungen bei der Ausweisung von Flächen für die Windkraftnutzung umgesetzt. Die Branche schätzt den Zubau für das Jahr 2024 anhand der bisherigen Bezuschlagungen und Erfahrungswerten auf 3,6 bis 4,1 GW (Deutsche WindGuard 2024).

3.2.3 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie auf See

83. Verglichen mit Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land sind die Ausbauzahlen für Windenergie auf See gering. Der Rekordzubau wurde 2017 mit 1,3 GW erreicht. Seit 2020 wurden kaum weitere Anlagen zugebaut (in keinem Jahr mehr als 350 MW), 2023 waren es lediglich 258 MW. Die gesamte installierte Leistung betrug 8,5 GW (siehe Abbildung 3-11). Das Ziel des

WindSeeG einer installierten Leistung von 30 GW in 2030 ist somit noch weit von der Erreichung entfernt.

Abbildung 3-11: Entwicklung der installierten Erzeugungskapazitäten für Windenergie auf See 2000-2023 und Ziele bis 2030



Anmerkung: Ziel nach WindSeeG.
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2024).

84. Auch der Ausbau der Windenergie auf See wird über Ausschreibungen gesteuert. In 2021 und 2022 wurden alle ausgeschriebenen Mengen (2021 0,95 GW; 2022: 0,98 GW) bezuschlagt. Bei einem jährlich konstanten Zubau würden zur Zielerreichung jährlich 3 GW zugebaut werden müssen, was deutlich unter dem aktuellen Ausbau liegt. Ein linearer Zubau ist allerdings nicht zu erwarten, da die Ausschreibungsvolumina in den kommenden Jahren deutlich angehoben werden (2023 und 2024: 8 bis 9 GW, 2025 und 2026: 3 bis 5 GW, ab 2027 jährlich 4 GW).

85. Aufgrund besserer Standortbedingungen können für die Windenergie auf See deutlich geringere Zuschlagswerte als bei der Windenergie an Land erzielt werden. Zuletzt lag der Zuschlagswert stets bei 0 ct/kWh. Es fehlt also nicht an interessierten Projektierern und Investoren, sondern an verfügbaren Flächen mit Netzanschluss, die über die Ausschreibungen vergeben werden. Im Juli 2023 wurden Mengen und Flächen erstmals durch ein mehrstufiges Gebotsverfahren ausgeschrieben, um die Zahlungsbereitschaft für Ausbauflächen zu ermitteln. Dieses Vorgehen wurde von der Expertenkommission in früheren Berichten mehrfach vorgeschlagen und hat sich nun gut etabliert. In der ersten Runde konnten Bietende einen Gebotswert für den anzulegenden Wert abgeben. Für alle ausgeschriebenen Flächen lagen die Zuschlagswerte bei 0 ct/kWh, d. h. bei einem Förderungsverzicht. In einer zweiten Runde wird dann in einem dynamischen Online-Gebotsverfahren eine Zahlungsbereitschaft für eine Fläche (in €/MW) über die sogenannte zweite Gebotskomponente ermittelt. Der Bieter mit dem höchsten Gebot erhält dabei den Zuschlag für die Fläche.

86. In Tabelle 3-4 sind die Ausschreibungsergebnisse der Gebotsrunde vom 01.07.2023 dargestellt. Für die zweite Gebotskomponente konnten Zahlungen in Höhe von 1,56 – 2,07 Mio. €/MW erzielt werden. Insgesamt ergeben sich daraus Einnahmen von 12,6 Mrd. €. Nach § 23 WindSeeG

müssen 90 % der zweiten Gebotskomponente als Stromkostensenkungskomponente an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden. Des Weiteren müssen jeweils 5 % an den Bundeshaushalt als Meeresnaturschutzkomponente und als umweltfreundliche Fischereikomponente gezahlt werden.

Tabelle 3-4: Ausschreibungsergebnisse Windenergie auf See für den Gebotstermin 01.07.2023

Fläche	BK6-23-002	BK6-23-003	BK6-23-004	BK6-23-005
Bezuschlagte Menge (MW)	2.000	2.000	2.000	2.000
Bezuschlagter Gebotswert der zweiten Gebotskomponente (EUR/MW)	1,83 Mio.	1,875 Mio.	1,56 Mio.	2,07 Mio.

Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA 2023).

87. Aus den aktuellen Ausbau- und Ausschreibungsentwicklungen ist nur schwer abzuleiten, ob die Ziele der Bundesregierung erreicht werden können. Mögliche Faktoren, die einen Ausbau verlangsamen können, sind der aktuelle Mangel an Fachkräften und Schiffen, infrastrukturelle Problem wie ein zu langsamer Ausbau der Häfen sowie fehlende Produktionskapazitäten für die Windkraftanlagen. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH hat im Januar 2023 darauf hingewiesen, dass aufgrund mangelnder Produktionskapazitäten für Konverter mehrere ausgeschriebene Projekte erst später umgesetzt werden als geplant. Für 2029 handelt es sich dabei um 4 GW, wovon 2 GW erst 2030 und weitere 2 GW erst 2031 an das Netz angeschlossen werden können. Bei weiteren 1,5 GW verspätet sich der Netzanschluss um wenige Monate. Diese Verzögerung wird nun durch das BMWK und den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber Tennet bereits in der Ausschreibung kommuniziert, da eine Verzögerung die Wirtschaftlichkeitsberechnungen stark verändern können. Des Weiteren hat das BMWK kommuniziert, dass mit keinen weiteren Verzögerungen zu rechnen ist, da für einen Großteil aller Projekte bereits Rahmenverträge vereinbart wurden. Auch im Bereich der Windenergie sollte zudem die Entwicklung deutscher und europäischer Produktionskapazitäten im Blick behalten werden. Im Bereich Konverter-Stationen zeigen sich exemplarisch die Auswirkungen mangelnder infrastruktureller Rahmenbedingungen. Das Vorhaben, eine Konverterproduktion in Rostock aufzubauen, ist ein zielführender Schritt, diesem Mangel zu begegnen.

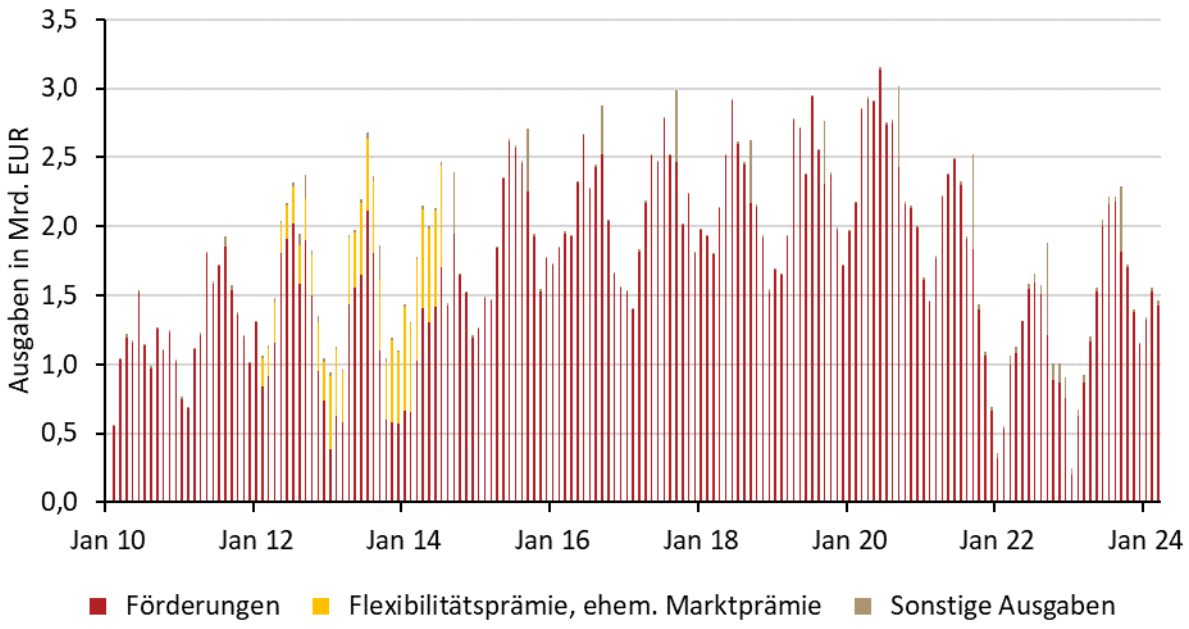
3.2.4 Förderung der erneuerbaren Energien und Stand des EEG-Kontos

88. Die finanzielle Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung gemäß EEG und weiteren Gesetzen und Verordnungen wird durch die Übertragungsnetzbetreiber abgewickelt und im EEG-Konto dokumentiert. Das EEG-Konto weist alle Einnahmen und Ausgaben im Zusammenhang mit der Förderung aus. Die Differenzkosten, d. h. die Differenz zwischen den Ausgaben für Vergütungs- und Prämienzahlungen und den Einnahmen aus der Vermarktung, bestimmen den Betrag, der bis

Juni 2022 über die EEG-Umlage und seit Juli 2022 durch Zahlungen des Bundes ausgeglichen werden muss.

89. Abbildung 3-12 zeigt die Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die Förderung und für verschiedene Aufgaben im Rahmen der Vermarktung der geförderten Energiemengen und deren Abwicklung. Den weitaus größten Teil machen die Förderungen aus; diese umfassen die Marktprämie, die Einspeisevergütung sowie weitere Instrumente, z. B. den Mieterstromzuschlag. Bis 2011 gab es nur die feste Einspeisevergütung als Fördermechanismus. Im Jahr 2012 wurden die Flexibilitätsprämie für Biomassekraftwerke sowie die Marktprämie für selbst vermarkteten Strom eingeführt. Diese Prämien wurden 2014 weiterentwickelt und nicht mehr gesondert im EEG-Konto ausgewiesen, daher sind sie in der Abbildung nur für den Zeitraum von 2012 bis 2014 zu sehen und werden danach unter Förderungen geführt. Bei den sonstigen Ausgaben sind in vielen Jahren hohe Werte jeweils in den Monaten August und September zu beobachten; hierbei handelt es sich lediglich um Rückzahlungen aus Jahresendabrechnungen des vorangegangenen Kalenderjahrs. Weitere Ausgaben sind Kosten für die Börsenzulassung der ÜNBs, Ausgleichsenergie, IT-Infrastruktur, Zinsen und andere. Diese machten über den dargestellten Zeitraum hinweg zusammengenommen weniger als zwei Prozent der gesamten Ausgaben aus. Die Summe der Förderungen und Prämien von 2010 bis März 2024 betrug 299 Mrd. €, mit einem jährlichen Höchstwert im Jahr 2020 mit 30 Mrd. € (2022: 12,6 Mrd. €, 2023: 16,8 Mrd. €).

Abbildung 3-12: Monatliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos

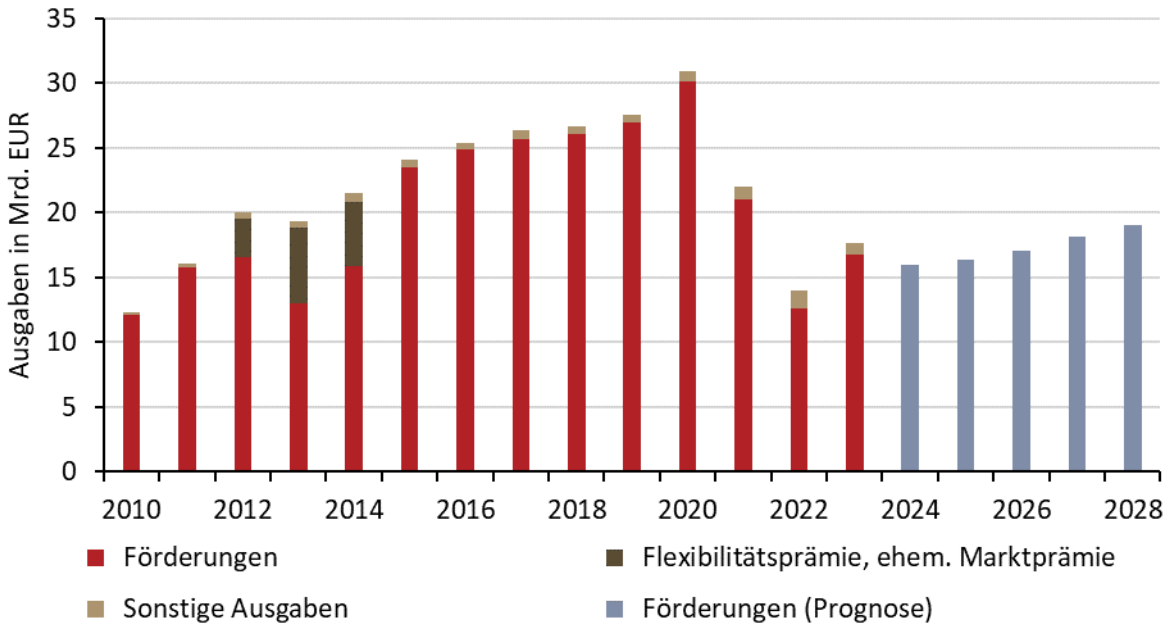


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

90. Die jährliche Betrachtung der Ausgabenseite erlaubt auch einen Vergleich mit den prognostizierten Zahlungen an finanziellen Förderungen im Rahmen des EEG. Die Netzbetreiber

veröffentlichen diese im Rahmen ihrer Mittelfristprognose (Netztransparenz.de) für fünf Jahre in die Zukunft, d. h. aktuell bis 2028. Es wird von steigenden Auszahlungen ausgegangen, siehe Abbildung 3-13. In der aktuellen Prognose werden in 2024 geringere Förderzahlungen im Vergleich zu 2023 sowie in der Folge kontinuierlich leicht steigende Zahlungen erwartet. Für 2024 wurde insgesamt bei prognostizierten Auszahlungen an Anlagenbetreiber von 15,8 Mrd. € und prognostizierten Einnahmen aus der Vermarktung von 4,9 Mrd. € und unter Berücksichtigung weiterer (geringer) Kosten und Erlöse sowie dem Kontostand des EEG-Kontos vom 31.12.2023 ein EEG-Finanzierungsbedarf von 10,6 Mrd. € ermittelt. Bis März 2024 wurden vom Bund 3,3 Mrd. € an das EEG-Konto gezahlt.

Abbildung 3-13: Jährliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos und Mittelfristprognose der Förderungen

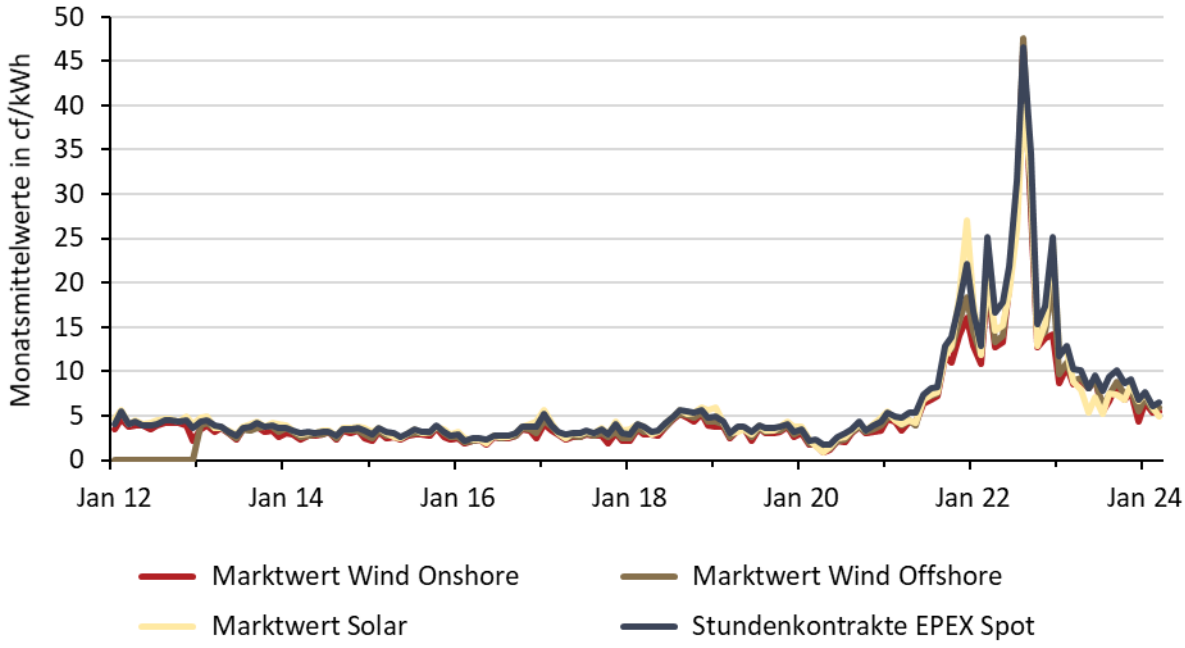


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

91. Die Einnahmenseite aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist in Abbildung 3-17 dargestellt. Hier dominiert bis 2022 die EEG-Umlage. Die Einnahmen aus der Vermarktung der geförderten EEG-Mengen ging von 2012 bis 2020 zurück. In diesem Zeitraum sanken auch die Stromgroßhandelspreise und damit einhergehend die Marktwerte der erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 3-14 ab 2012). Neben den absoluten Marktwerten ist auch der relative Wert im Verhältnis zum EPEX-Basispreis (Stundenkontrakte) interessant, da erwartet werden kann, dass dieser aufgrund der Gleichzeitigkeit der Erzeugung im Verlauf des Ausbaus der erneuerbaren Energien abnimmt. Diese Entwicklung kann auch tatsächlich beobachtet werden, wie in Abbildung 3-15 und Abbildung 3-16 ersichtlich ist. Über die absoluten Mengen des vermarkteten Stroms gibt das EEG-Konto keine Auskunft; zwar stieg die aus geförderten EE-Anlagen erzeugte Strommenge im

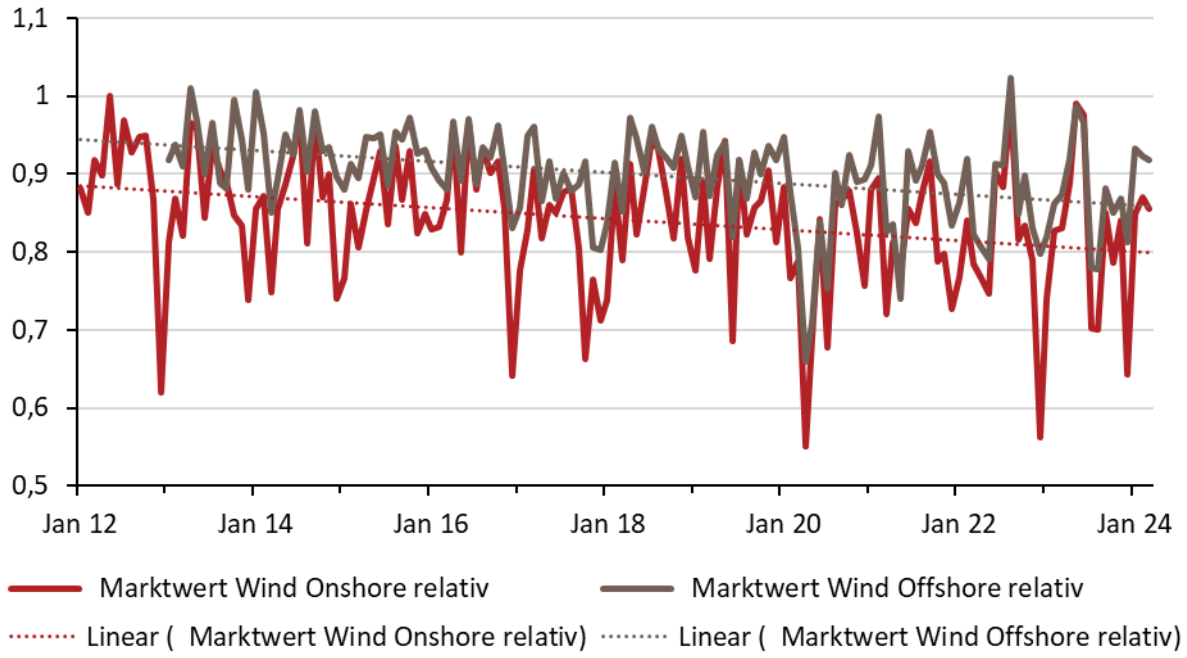
betrachteten Zeitraum deutlich an, gleichzeitig werden Neuanlagen seit Einführung der Marktprämie zunehmend durch die Anlagenbetreiber (oder von ihnen Beauftragte) vermarktet und nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber, daher werden diese Erlöse nicht als Einnahmen im EEG-Konto geführt. In den Jahren 2021 und besonders 2022 stiegen die Einnahmen aus der Vermarktung dennoch stark an, was durch die hohen Strompreise in diesem Zeitraum zu erklären ist.

Abbildung 3-14: Marktwerte für Strom aus Windkraft- und Solaranlagen sowie Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot)



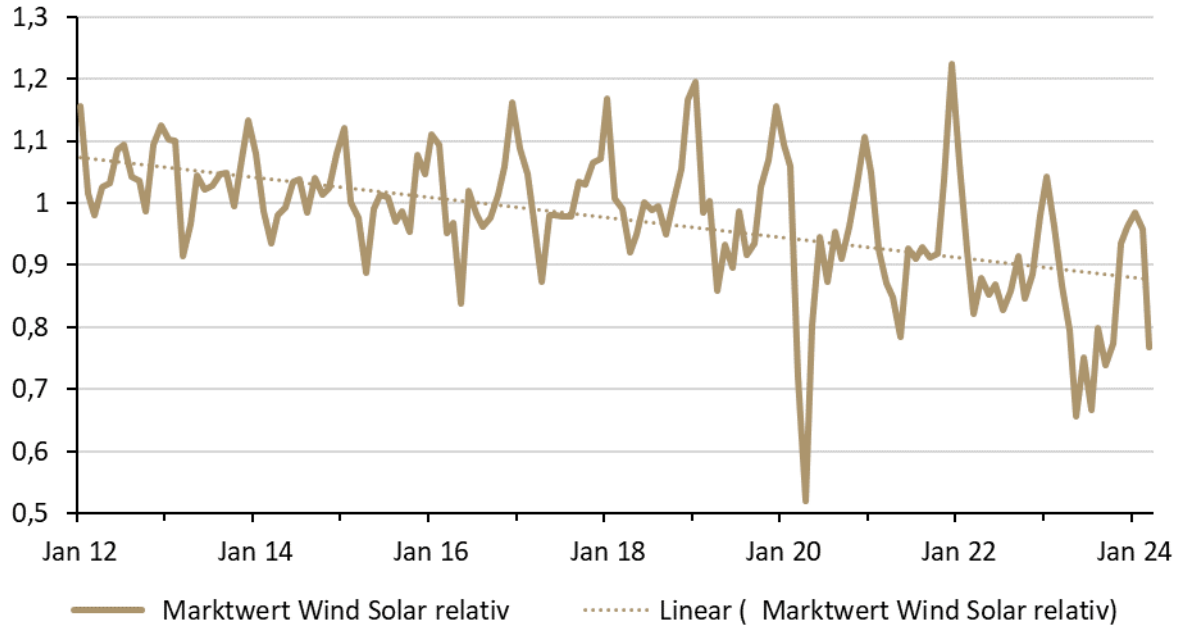
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

Abbildung 3-15: Marktwerte für Strom aus Windkraftanlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

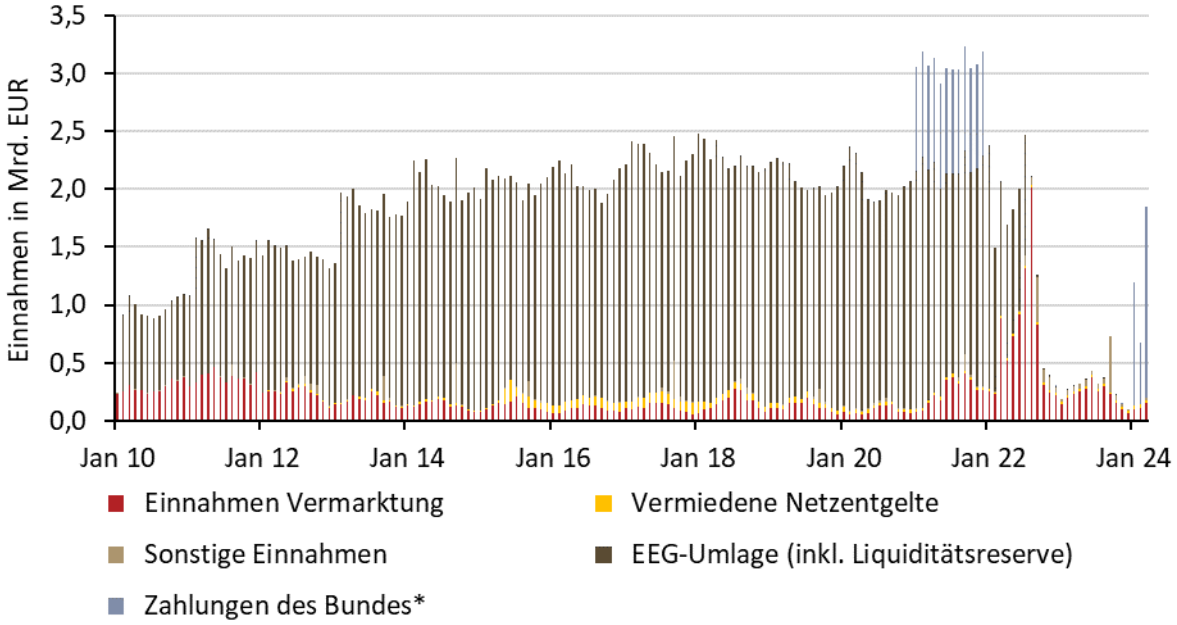
Abbildung 3-16: Marktwerte für Strom aus Solaranlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

92. Im Zuge des Konjunkturprogramms zur Bewältigung der Corona-Folgen wurde die EEG-Umlage 2021 durch einen Bundeszuschuss auf 6,5 ct/kWh in 2021 und auf 6 ct/kWh in 2022 gesenkt. Es wurden im Januar, Mai und Oktober 2021 hierfür insgesamt 10,8 Mrd. € auf das EEG-Konto gezahlt, das dadurch von einem negativen Kontostand Ende 2020 zurück ins Plus gelangte (siehe Abbildung 3-18). Zum 1.7.2022 wurde die EEG-Umlage dann ganz abgeschafft. Zu diesem Zeitpunkt war das EEG-Konto durch die Zahlungen aus dem Konjunkturprogramm und die hohen Einnahmen der Vermarktung mit 16 Mrd. € im Plus und stieg danach noch weiter auf 17,4 Mrd. €. Aus diesem Grund kam es erst im Januar 2024 erstmals zu einer Zahlung des Bundes als Ersatz für die EEG-Umlage.

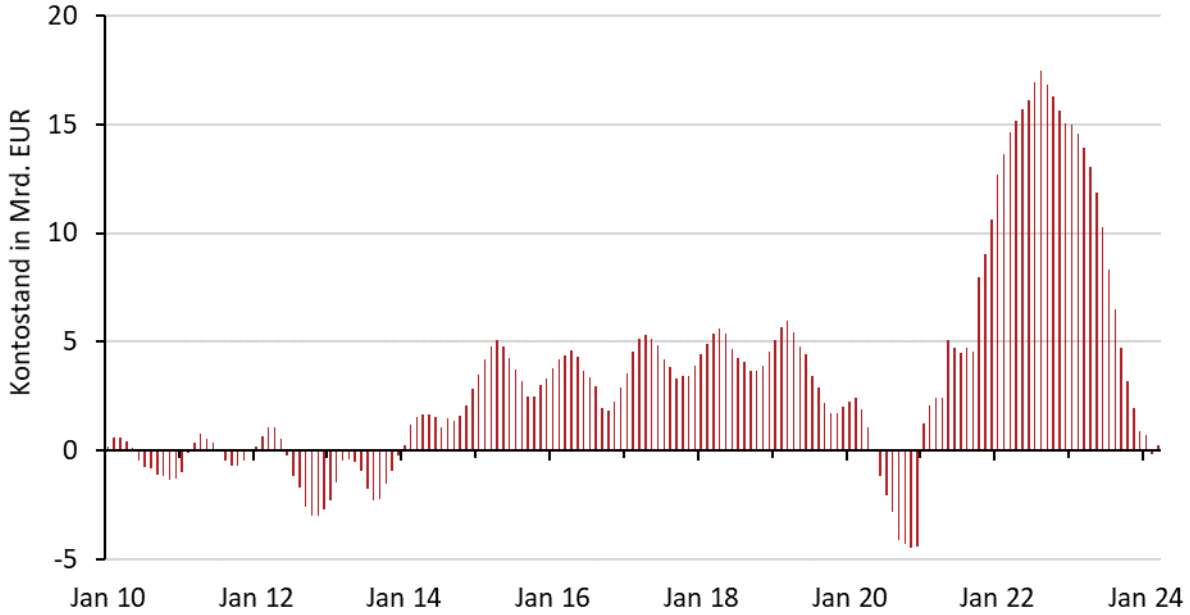
Abbildung 3-17: Monatliche Einnahmen im Rahmen des EEG-Kontos



Anmerkung: *Zahlungen des Bundes im Jahr 2021 fanden in den Monaten Januar (5,1 Mrd. €), Mai (3 Mrd. €) und Oktober (2,7 Mrd. €) statt und wurden für die verbesserte Darstellung in dieser Grafik in durchschnittliche monatliche Zahlungen für das gleiche Jahr umgerechnet.
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

93. Bei den sonstigen Einnahmen sieht man ebenso wie bei den Ausgaben die teilweise höheren Werte im September, welche Rückforderungen von zu viel gezahlten Förderungen des Vorjahres darstellen. Weitere Einnahmen sind Zahlungen der Verteilnetzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der sogenannten vermiedenen Netzentgelte, welche über den betrachteten Zeitraum hinweg fast 2 % der gesamten Einnahmen ausmachten. Sonstige Einnahmen betrugen deutlich weniger als 1 % der Einnahmen. Die Summe der EEG-Umlagen und Zahlungen des Bundes von 2010 bis März 2024 betrug 261 Mrd. €. Dies zusammen mit den Vermarktungserlösen von 37 Mrd. € ergibt zusammen den gleichen Betrag wie die Summe der Förderungen und Prämien. Die Übersicht über die monatlichen Kontostände im EEG-Konto wird in Abbildung 3-18 gegeben.

Abbildung 3-18: Monatlicher Kontostand des EEG-Kontos



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber Netztransparenz.de

3.3 Kohleausstieg

3.3.1 Gesetzliche Regelungen und aktueller Stand

Kohleausstieg nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz

94. Der Kohleausstieg ist in Deutschland über das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) geregelt. Darin sind sowohl gesetzlich etappenweise Zielniveaus bzgl. installierter Kapazitäten der Kohlekraftwerke formuliert als auch die einzelnen Stilllegungspfade für Braun- und Steinkohlekraftwerke. Die Zielniveaus sind bis dato trotz der Entwicklungen in den Jahren 2022 und 2023 unverändert geblieben. So formuliert der Gesetzestext für das Zieldatum zum 01.04.2030 noch eine installierte Nettonennleistung von maximal 17 GW an Kohlekraftwerken. Diese teilen sich in 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle auf. Bis zum 31.12.2038 sollen alle Kohlekraftwerkskapazitäten stillgelegt sein. Trotz dieser konkreten Zielniveaus ist es auch möglich einzelne Kapazitäten früher stillzulegen und somit die gesetzlichen Zielniveaus früher zu erreichen.

95. Im KVBG ist in §§ 54, 56 ein Monitoring des Kohleausstiegs in den Jahren 2022, 2026, 2029 und 2032 vorgesehen, welches von der Expertenkommission mit einer Stellungnahme begleitet werden soll. Der für 2022 vorgesehene Monitoringbericht zum Kohleausstieg liegt bisher noch nicht vor. Bei diesem Monitoring werden die Auswirkungen der Reduzierung und Beendigung der

Kohleverstromung auf die Versorgungssicherheit, auf die Anzahl und die installierte Leistung der von Kohle auf Gas umgerüsteten Anlagen, auf die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung und auf die Strompreise überprüft. Außerdem wird die Erreichung der gesetzlich festgelegten Zielniveaus (siehe dazu Abbildung 3-20) in das Monitoring einbezogen. In diesem Kontext sieht das KVBG eine Überprüfung vor, ob der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 erreicht werden kann (BMWK 2020).

96. Auch im aktuellen Koalitionsvertrag haben die Koalitionsfraktionen festgehalten, dass zur Einhaltung der Klimaschutzziele ein beschleunigter Kohleausstieg nötig sei. Dieser soll idealerweise bis 2030 erfolgen (vgl. SPD, Bündnis90/Die Grünen & FDP 2021).

97. Die gesetzlichen Stilllegungspfade für Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke werden im KVBG unterschiedlich geregelt:

- Braunkohlekraftwerke sind zumeist große einzelne Kraftwerksblöcke, welche auch individuell im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz aufgeführt sind. Der Ausstiegspfad umfasst für Braunkohlekraftwerke eine individuelle Stilllegung mit einem genauen Enddatum des Betriebs (§ 49 KVBG). Darüber hinaus ist für einzelne Braunkohlekraftwerke eine zeitlich gestreckte Stilllegung vorgesehen (dies betrifft jedoch nur drei einzelne Kraftwerksblöcke: Jänschwalde A und B sowie Niederaußem H oder G). Die betroffenen Kraftwerksblöcke werden während der zeitlich gestreckten Stilllegung ausschließlich bei Bedarf durch den Übertragungsnetzbetreiber betrieben. Im Jahr 2023 haben sich konkrete Änderungen für die Stilllegung von größeren Braunkohlekraftwerken ergeben. Braunkohlekraftwerke in Westdeutschland (Kohlerevier Rheinland) sind nun bereits bis 2030 stillzulegen. Im Gegenzug konnten die beiden Kraftwerksblöcke Neurath D und Neurath E bis April 2024 betrieben werden. Unter Einbezug dieser Anpassungen verbleiben nach dem 31.03.2030 noch knapp 6,3 GW Nennleistung an Braunkohleanlagen in Deutschland.
- Im Gegensatz zu großen Braunkohlekraftwerken wurde für Steinkohlekraftwerke und kleinere Braunkohlekraftwerke der Stilllegungspfad nicht kraftwerksspezifisch im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz aufgeführt. Die Stilllegung der Steinkohlekraftwerke wird vor allem über zwei Möglichkeiten realisiert. Zum einen wurden Stilllegungsauktionen für Kompensationszahlungen durchgeführt. Die in der Auktion erfolgreichen Kraftwerke müssen in der Folge zu einem in der Auktion festgelegten, festen Enddatum den Betrieb einstellen. Damit wird ein marktbasierter Ansatz gewählt. Darüber hinaus existiert die Möglichkeit einer gesetzlichen Reduzierung der Kraftwerkskapazität, also eines ordnungsrechtlichen Eingriffs. Bis zum Zieljahr 2026 wird die Zielerreichung für die Steinkohlekraftwerke in erster Linie durch Auktionen sichergestellt. Da die Auktionen für die Zieljahre 2024 bis 2026 unterzeichnet waren, wurden als Sonderfall drei Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von in Summe 1,4 GW ordnungsrechtlich stillgelegt („gesetzliche Reduzierung“).

98. Für Steinkohlekraftwerke und kleinere Braunkohlekraftwerke spielen die sieben Stilllegungsauktionen eine große Rolle, die von der Bundesnetzagentur durchgeführt wurden. Insgesamt wurden 10,7 GW Kraftwerksleistung bezuschlagt, die bis 2026 stillgelegt werden.

99. **Tabelle 3-5** zeigt die Ergebnisse der Auktionen im Überblick. In vielen Auktionen lag das gewichtete Auktionsergebnis (etwa 70 €/kW) deutlich unter den jeweiligen Höchstpreisen (149 €/kW als gewichteter Mittelwert).

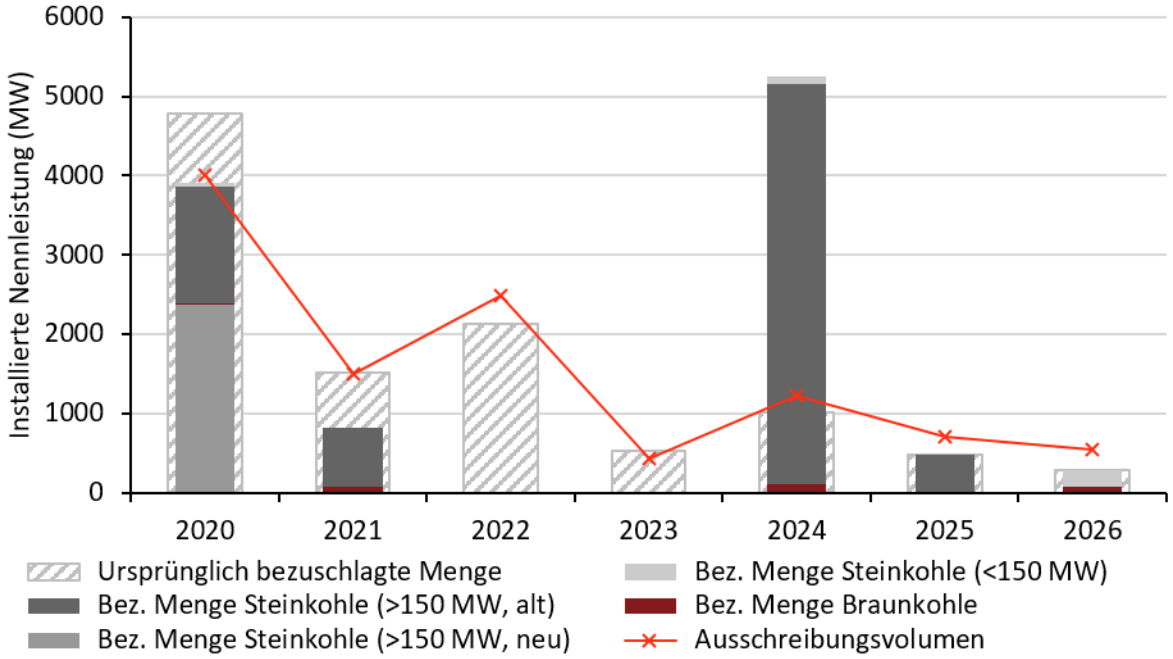
Tabelle 3-5: Überblick Ausschreibungen nach KVBG.

Auktions-termin	Zieldatum (Stillle-gungsjahr)	Ausschrei-bungs-volumen	Bezu-schlagte Menge	Kosten	Auktions-ergebnis	Höchst-preis
		GW	GW	Mio. €	€/kW	€/kW
1	2020	4	4,8	317	66	165
2	2021	1,5	1,5	4-85	3-56	155
3	2022	2,5	2,1	219	103	155
4	2023	0,4	0,5	40-62	76-115	116
5	2024	1,2	1,0	46	45	107
6	2025	0,7	0,5	47	98	98
7	2026	0,5	0,3	13-24	45-85	89
Summe / Mittelwert		10,8	193,5*	686-800	64-75	149

Quellen: Tiedemann & Müller-Hansen (2022), Bundesnetzagentur (2022), Bundesnetzagentur (2023).

100. Insgesamt wurden in den Stilllegungsauktionen 41 Kraftwerksblöcke bezuschlagt. Der überwiegende Anteil der in der Auktion erfolgreichen Kraftwerke entfällt auf größere Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung > 150 MW (davon 7,8 GW ältere Kraftwerke mit einer Inbetriebnahme vor dem Jahr 2014 und 2,4 GW neue Steinkohlekraftwerke mit einem Inbetriebnahmedatum ab 2014). Insgesamt wurden 0,6 GW Anlagen mit einer Leistung < 150 MW bezuschlagt. Abbildung 3-19 zeigt die Ergebnisse der Ausschreibungen im Jahresverlauf und nach Technologie, Nennleistung und Alter gruppiert. Die nach den ursprünglichen Auktionen geplante Stilllegung ist mit den hellgrau schraffierten Balken dargestellt. Im Jahr 2022 wurden Krisenmaßnahmen ergriffen, um Erdgas einzusparen. Abbildung 3-19 zeigt die Effekte dieser Maßnahmen. Es ist zu erkennen, dass sich durch die befristete Marktrückkehr von Kraftwerken aus den ersten beiden Auktionen und die Laufzeitverlängerungen für die Kraftwerke aus der dritten und vierten Auktion der Zeitpunkt der Stilllegung von Kraftwerken mit einer Stilllegung von etwa 4 GW bis zum Jahr 2024 verschoben hat.

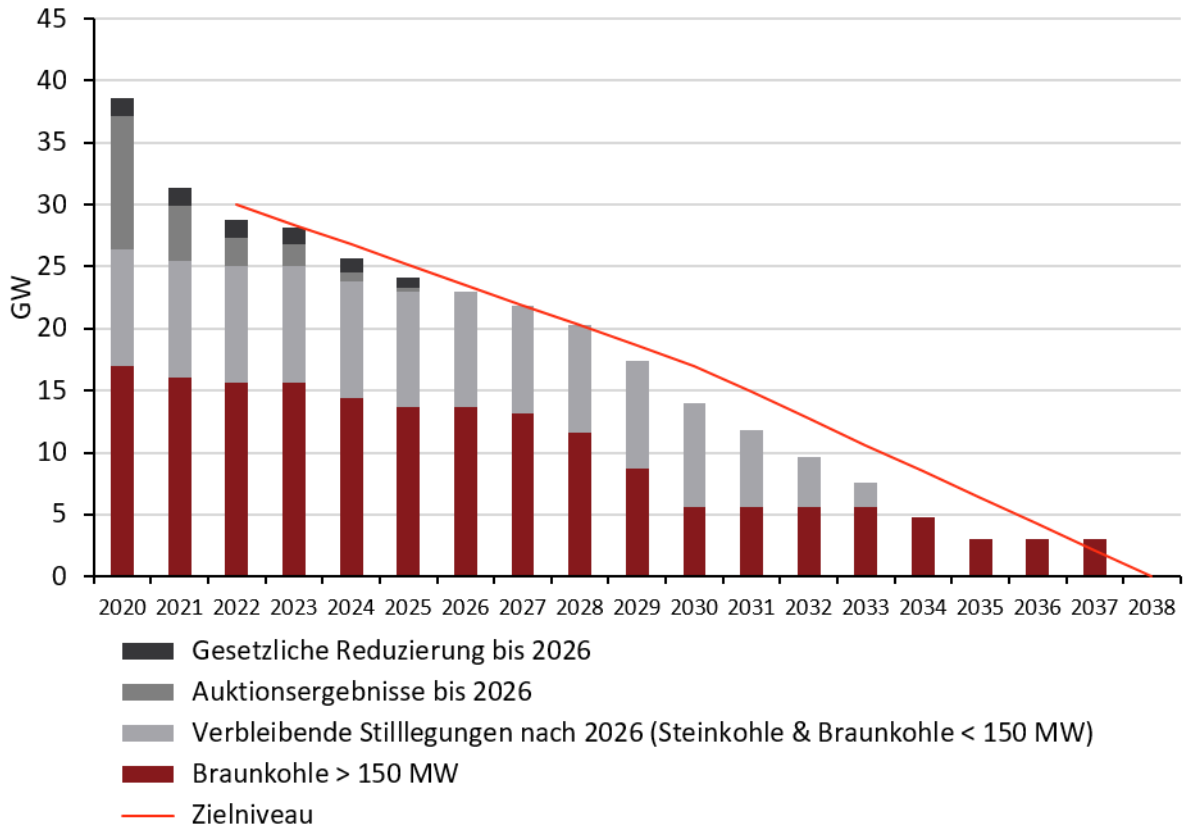
Abbildung 3-19: Ergebnisse der Auktionen zu den Stilllegungen



Anmerkungen: Die Ausschreibungsrunde im Jahr 2020 war überzeichnet. Somit hat gemäß § 18 Abs. 8 S. 2 KVBG das Gebot mit der Kennziffer, durch dessen Zuschlag das Ausschreibungsvolumen von 4.000 MW erstmals überschritten wurde, noch einen Zuschlag erhalten. Braunkohle-Kleinanlagen nehmen nach § 43 KVBG an den Ausschreibungsrunden teil.
Quellen: Bundesnetzagentur (2022), Bundesnetzagentur (2023).

101. Abbildung 3-20 fasst nun die Entwicklungen für Braun- und Steinkohlekraftwerke in einer Gesamtgrafik zusammen. Hier wird die verbliebene Nennleistung je nach Technologie in den Jahren bis 2038 dargestellt, wobei die beschriebenen Entwicklungen bis 2026 bereits berücksichtigt sind. Ab 2027 wird die Erreichung des Zielpfades (rote Linie) insbesondere über die gesetzliche Reduzierung der Kraftwerkskapazität, also einem ordnungsrechtlichen Eingriff, sichergestellt. Vom Zielniveau wird die verbleibende Leistung der großen Braunkohlekraftwerke abgezogen. Als Unterziel ergibt sich die installierte Nennleistung an Steinkohlekraftwerken (und kleinen Braunkohlekraftwerken). Ob und in welchem Umfang die gesetzliche Reduzierung ab 2027 zur Anwendung kommt, ist offen. Im Rahmen des Vorziehens des Kohleausstiegs im rheinischen Revier auf das Jahr 2030 hat der Gesetzgeber im § 4 (2) KVBG den folgenden Satz vier angefügt: „Die in Anlage 2 genannten Braunkohleanlagen Niederaußem K, Neurath F (BoA 2) und Neurath G (BoA 3) werden bei der Berechnung des Zielniveaus für die Reduzierung der Steinkohleverstromung nach Satz 3 so behandelt, als würden sie zum Zieldatum 2038 stillgelegt.“ Im Ergebnis verändert sich der Stilllegungspfad der Steinkohlekraftwerke durch das Vorziehen des Kohleausstiegs bei den Braunkohlekraftwerken nicht. Dies wird dadurch deutlich, dass die erwartete Leistung der Kohlekraftwerke ab 2030 deutlich unter dem Zielniveau verläuft und sich der Ausstiegspfad dann insgesamt ambitionierter darstellt.

Abbildung 3-20: Kohleausstiegspfad ohne Krisenmaßnahmen



Quellen: KVBG (für die Braunkohlekraftwerke und das Zielniveau), Bundesnetzagentur (2023) (pars-Liste), Bundesnetzagentur (2023) (Auktionsergebnisse).

102. Nationale Maßnahmen wie der deutsche Kohleausstieg wirken sich auf den EU-Emissionshandel aus (EU-ETS). Um die Effekte eines nationalen Kohleausstiegs auf den EU-ETS ausgleichen zu können, ist nach § 8 Absatz 1 Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) vorgesehen, dass die Bundesregierung die durch den Kohleausstieg freiwerdende Menge an Zertifikaten im EU-Emissionshandelssystem löscht (vergleiche die folgende Box).

Löschung von Zertifikaten zur Absicherung der Emissionsminderung durch den Kohleausstieg

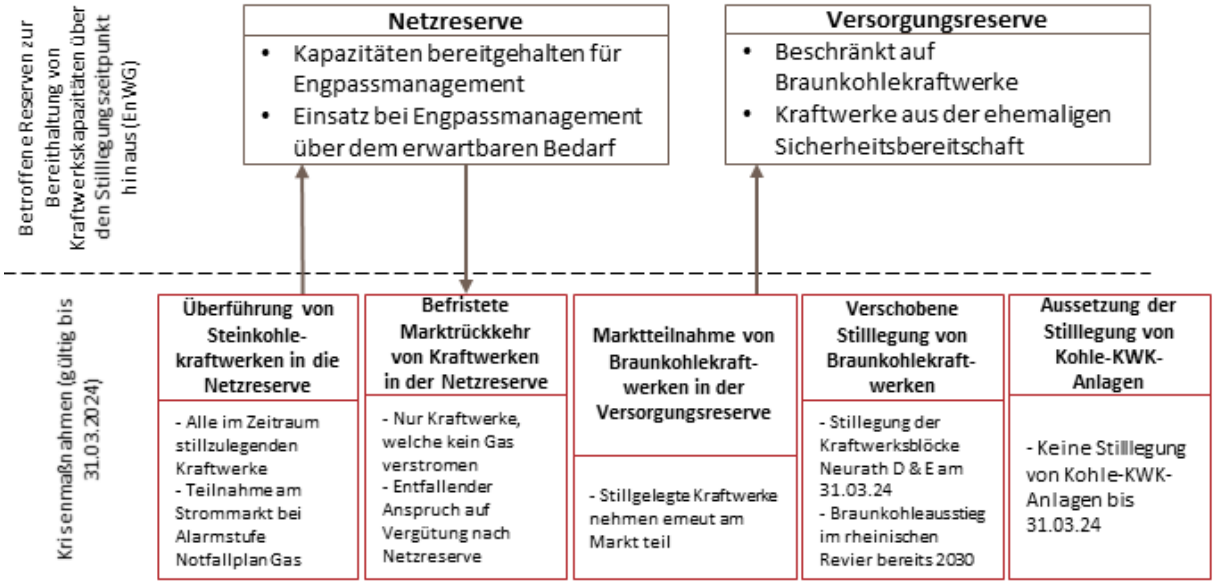
Nach § 8 Absatz 1 Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) ist vorgesehen, dass die Bundesregierung die durch den Kohleausstieg freiwerdende Menge an Zertifikaten im EU-Emissionshandelssystem löscht. Die Quantifizierung erfolgt jeweils ex-post, also für das Vorjahr. Dabei soll auch die Wirkung der Marktstabilitätsreserve (MSR) berücksichtigt werden, die ggf. einen Teil der Überschüsse aufnimmt. Die EU-Kommission hat im Herbst 2023 die Auktionsverordnung für den EU-Emissionshandel entsprechend überarbeitet. Nach § 25 der EU-Auktionsverordnung wurde das Verfahren für die Löschung geändert und ist nun kompatibler mit den nationalen Vorgaben des TEHG. Mit der Überarbeitung ist eine jährliche Ex-post-Löschung möglich. Bis Ende des Jahres 2023 musste die Bundesregierung die Löschungsabsicht für die durch die im Jahr 2022 stillgelegten Kraftwerksblöcke entstehenden Emissionsminderungen und auch die Methode notifizieren, wie die zukünftige Löschung erfolgen soll (Ziffer 9 des Anhang 2 der Auktionsverordnung). Dies ist auch erfolgt. In den Folgejahren ist bis zum Mai des Jahres die Notifizierung der geplanten Löschungsmenge für die Emissionsminderungen im Vorjahr möglich.

Für die Konsistenz der nationalen Maßnahmen ist es wichtig, dass durch den Kohleausstieg freiwerdende und nicht in die MSR überführten Zertifikate gelöscht werden, um einen Emissionsanstieg in anderen Anlagen, die vom EU-Emissionshandel erfasst werden, zu vermeiden.

Der Einsatz von Kohlekraftwerken als Teil der Krisenmaßnahmen

103. Durch die andauernde angespannte Versorgungslage für Erdgas als Folge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine bestand der Bedarf zusätzliche Kapazitäten zur Stromerzeugung zu mobilisieren. Besonders Kohlekraftwerke waren dabei von besonderem Interesse, da diese ohne Verzögerung zur Stromerzeugung herangezogen werden konnten. Dafür sind nach dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) im Bereich Strom verschiedene Möglichkeiten festgelegt wie Kraftwerke aus Reserven befristet in den Markt zurückkehren konnten und wie existierende Kraftwerke über ihren Stilllegungstermin hinaus betrieben werden konnten. In der kurzen Frist bis 2024 wird durch den Einsatz von Kohlekraftwerken als Krisenmaßnahme vom ursprünglich geplanten Kohleausstiegspfad, der in Abbildung 3-20 dargestellt ist, abgewichen. Diese Möglichkeiten werden in Abbildung 3-21 dargestellt und im Folgenden erläutert. Es wird dargestellt, welche Krisenmaßnahmen zur Ausweitung des Stromangebots ergriffen wurden und welche Reserven ggf. betroffen sind.

Abbildung 3-21: Krisenmaßnahmen zur Ausweitung des Stromangebots



Quelle: Eigene Darstellung.

104. Im deutschen Stromsystem wird eine Reihe von Kraftwerksreserven vorgehalten (vergleiche Kapitel 6.1). Im Zuge der Krisenmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung wurden für einige Mechanismen Sonderregelungen geschaffen. Dies betrifft einerseits die Netzreserve und andererseits die Versorgungsreserve. Darüber hinaus wurden Laufzeitverlängerungen für Kraftwerksblöcke ermöglicht, die im Rahmen des KVBG und des KWKG zur Stilllegung verpflichtet waren.

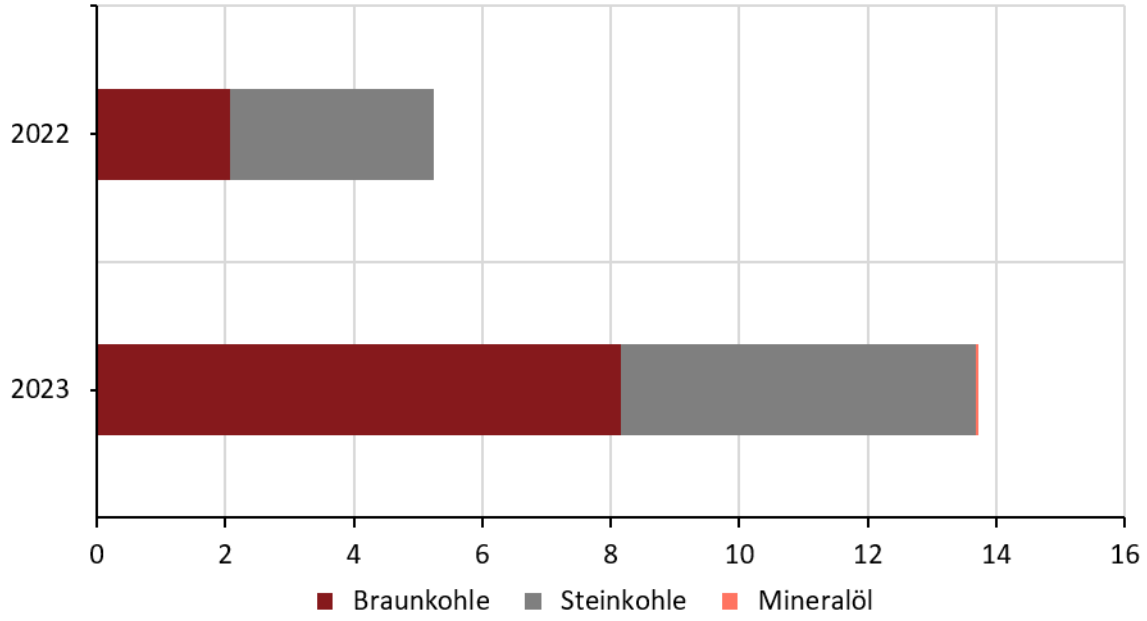
105. Im Falle der Alarm- oder Notfallstufe des Notfallplans Gas (vergleiche Kapitel 6.2) sollte Gasverbrauch zur Stromerzeugung reduziert werden. Diese Alarmstufe gilt seit dem 23.06.2022. Die Krisenmaßnahmen der Bundesregierung zur Bewältigung dieser angespannten Versorgungslage im Stromsektor durch Aktivierung von Kraftwerkskapazitäten betreffen nun die angesprochenen Sonderregelungen. Diese entscheiden somit auch über den Einsatz der Kraftwerkskapazitäten. Geregelt werden die Maßnahmen u. a. über das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz, welches seit 30.09.22 und zeitlich limitiert bis 31.03.24 gültig war:

- Durch die Stromangebotsausweitungsverordnung mussten bzw. konnten in der Netzreserve vorgehaltene Steinkohlekraftwerke befristet bis maximal 31.03.2024 erneut am Markt teilnehmen (dies betrifft im Jahr 2023 16 Kraftwerke mit einer gesamten Nennleistung von knapp 6,4 GW). Für diese Kraftwerke entfiel bei einer Marktteilnahme der Anspruch auf Vergütung im Rahmen der Netzreserve.
    - Nach KVBG stillzulegende Steinkohlekraftwerke wurden, sofern rechtlich und technisch möglich, zunächst in die Netzreserve überführt und mussten im Falle der

Alarmstufe oder Notfallstufe des Notfallplans Gas auch voll am Strommarkt teilnehmen (konkret betrifft dies die Kraftwerke der 3. und 4. Ausschreibungsrunde, siehe dazu Tabelle 1). Somit ist deren Stilllegungszeitpunkt auf 2024 verschoben.
    - Kraftwerke, die sich jenseits dessen bereits in der Netzreserve befinden und kein Gas verstromen, konnten befristet an den Markt zurückkehren.
- Braunkohlekraftwerke in der Versorgungsreserve nahmen bis zum 31.03.2024 am Strommarkt teil (dies betrifft die Kraftwerksblöcke Jänschwalde E & F, Niederaußem E & F und Neurath C).
- Die Stilllegung der beiden Braunkohlekraftwerksblöcke Neurath D & E wurde um 15 Monate auf den 31.03.2024 verschoben. Im Gegenzug wird der Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier auf das Jahr 2030 vorgezogen (dies betrifft die Kraftwerksblöcke Niederaußem K, Neurath G und Neurath H).
- Nach § 35 Absatz 22 KWKG wurde die verpflichtende Stilllegung von Kohle-KWK-Anlagen, die den Kohleersatzbonus nutzen, bis zum 31.03.2024 ausgesetzt (dies betrifft z. B. den Kraftwerksblock Herne 4).

106. Über diese Krisenmaßnahmen ergab sich in den beiden Jahren 2022 und 2023 ein zusätzlicher Einsatz von konventionellen Kraftwerken. Die folgende Abbildung 3-22 zeigt die Summe der Stromproduktion der in der Gasmangellage wieder eingesetzten bzw. der nicht stillgelegten Kraftwerke. Im Jahr 2022 betrug die Produktion ca. 5 TWh und ist im Jahr 2023 auf fast 14 TWh gestiegen. Bezogen auf die Summe der Kohleverstromung wurden im Jahr 2022 3 % und im Jahr 2023 11 % der Erzeugung aus diesen Reservekraftwerken bereitgestellt. Bei den Reservekraftwerken handelt es sich überwiegend um Kohlekraftwerke. Das einzige Mineralölkraftwerk Irsching 3 trug nur 0,1 % zur gesamten Stromerzeugung der Kraftwerke bei, welche von den Krisenmaßnahmen erfasst wurden.

Abbildung 3-22: Kraftwerkseinsatz der von Krisenmaßnahmen betroffenen Kraftwerke in der Gasmangellage.



Anmerkung: Es wurden keine Erzeugungsdaten für GKM-7 sowie Marl berichtet (7 % der wieder eingesetzten Kraftwerksleistung)
Quelle: ENTSO-E Transparency Platform.

107. Durch die zeitliche Limitierung der Maßnahmen wirken sich diese lediglich bis 31.03.2024 auf die Verwendung der Kohlekraftwerke aus. Der Kohleausstiegspfad des KVBG bis 2038 bleibt damit im Kern unverändert.

3.3.2 Analyse eines Kohleausstiegs bis 2030

Aktuelle Studien zur Analyse eines Kohleausstiegs bis 2030

108. Nach KVBG soll der Kohleausstieg bis spätestens 2038 vollzogen werden. Im Gegensatz dazu wird im Koalitionsvertrag ein Kohleausstieg bis 2030 angestrebt (vgl. SPD, Bündnis90/Die Grünen & FDP 2021). Nach aktuellem Stand bleiben jedoch größere Kohlekraftwerkskapazitäten über das Jahr 2030 hinaus bestehen. Für die westdeutschen Braunkohlekraftwerke ist ein Ausstieg bereits bis 2030 möglich. Für diese ist eine Stilllegung bis 2030 bereits gesetzlich geregelt. Neuere Steinkohlekraftwerke (z. B. Datteln), zu denen es keine konkreten Pläne über eine Stilllegung oder Umrüstung vor dem gesetzlichen Zieldatum zum Ausstieg aus der Steinkohleverstromung gibt, müssen dann gemäß der gesetzlichen Zieldaten (der Pfad wird in Abbildung 3-20 dargestellt) über die gesetzliche Reduzierung stillgelegt werden, jedoch erst nach 2030. In Ost-Deutschland sollen nach aktueller Planung der Unternehmen die Braunkohlekraftwerke noch bis 2038 betrieben werden. Die Stilllegung von Kohlekraftwerken muss jedoch nicht zwangsläufig über die gesetzlichen

Regelungen des KVBG erfolgen, sondern kann auch marktgetrieben aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfolgen.

109. Um Erkenntnisse zu gewinnen, unter welchen Rahmenbedingungen ein frühzeitiger marktgetriebener Kohleausstieg erfolgen könnte bzw. welche Auswirkungen ein marktgetriebener oder ordnungsrechtlicher Kohleausstieg auf das Stromsystem haben würde, werden quantitative Energiemarktmodelle eingesetzt. Diese erlauben es, die Entscheidungen verschiedener Akteure am Strommarkt unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingen sowie unter verschiedenen Annahmen bezüglich der für die Entscheidungen der Marktakteure relevanten Parameter zu analysieren. Der Vergleich der Ergebnisse in verschiedenen Szenarien erlaubt es, Aussagen zum Einfluss bestimmter Rahmenbedingungen oder Marktentwicklungen (z. B. CO_2- und Brennstoffpreise, EE-Ausbau oder Kostenentwicklungen bei verschiedenen Technologien) auf die Entscheidungen der Marktakteure zu treffen und Trends zu identifizieren. Aufschlussreich ist insbesondere der Vergleich verschiedener Szenarien. Absolute Ergebnisse einzelner Szenarien sollten hingegen nicht überinterpretiert werden, da es in der Realität weitere, nicht in den Modellen berücksichtigte oder abbildbare Einflussfaktoren auf das tatsächliche Marktgeschehen gibt.

110. Die Auswirkungen eines marktgetriebenen beziehungsweise ordnungsrechtlichen Kohleausstiegs wurden in einer Reihe von Studien analysiert, deren Ergebnisse hier überblicksartig zusammengefasst werden:

- EWI (2022): Die Analyse erfolgt mit Hilfe eines für ganz Europa kalibrierten Strommarktmodells, welches endogen Zubau- und Abbauentscheidungen für Erzeugungskapazitäten bestimmt. Die Studie unterstellt in verschiedenen Szenarien einen verlangsamten und einen ambitionierten EE-Ausbau, der den Zielsetzungen der Bundesregierung entspricht. Die Gesamtnachfrage wird auf 628-716 TWh je nach Szenario festgelegt, abhängig vom Grad der Elektrifizierung. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt im Modell mit einem (teilweise bindenden) Maximum, bei dem die Zubaumenge bis zum Jahr 2026 auf 7 GW und bis 2030 auf 16 GW limitiert ist. Unter den in der Studie getroffenen Annahmen verbleibt 2026 noch eine Kohlestromerzeugung von 30 – 165 TWh und im Jahr 2030 noch von 9 – 93 TWh je nach Szenario. Die Kohlekraftwerke werden im Jahr 2030 v.a. zur Residuallastdeckung betrieben und die gesetzlichen Zielwerte des deutschen Kohleausstiegspfads bzgl. installierter Leistung werden teilweise unterschritten, was auf marktgetriebene Stilllegungen hindeutet. Parallel zu diesen Stilllegungen werden Gaskraftwerke zur Deckung des entstehenden Bedarfs an steuerbarer Leistung mit einer Leistung zwischen 2 und 6 GW zugebaut. Dieser Zubau findet in der Modellierung marktgetrieben statt.
- Agora Energiewende, Prognos & Consentec (2022): In dieser Studie wird untersucht, mit welchen Maßnahmen die Klimaneutralität der deutschen Stromversorgung bis 2035 erreicht werden kann. Diese Analyse erfolgt mit einem detaillierten und teilweise regionalisierten Modell für Deutschland und Europa, in welchem jährliche Betrachtungen bis zum Jahr 2035 vorgenommen werden. Angenommen wird ein Anteil der regenerativen

Stromerzeugung von 80 % im Jahr 2030, wobei die Gesamtnachfrage im Jahr 2030 726 TWh beträgt. Bei Gaspreisen, die mittelfristig durch den LNG-Preis (ca. 34 €/MWh) bestimmt werden, ergibt sich bei einem Anstieg des CO_2-Preises auf ca. 100 €/t ein marktgetriebener Kohleausstieg bis 2030. Kohleverstromung ist unter diesen Annahmen bereits ab 2025 weniger rentabel.

- Egerer et al. (2022) & (2024): Für verschiedene Szenarien zu Rohstoffpreisen und dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung werden in einem Strommarktmodell der marktgetriebene Zubau und die Abbauentscheidungen in Deutschland und seinen Nachbarländern analysiert. In Egerer et al. (2022) wird für 2030 eine EE-Erzeugung von 588 TWh und eine Gesamtnachfrage von 750 TWh angenommen. Bei im Vergleich zu anderen Studien hohen Gaspreisen (Szenarien mit 40 und 65 €/MWh neben einem Szenario mit 15 €/MWh) und einem CO_2-Preis von 114 €/t verbleiben in den Berechnungen im Jahr 2030 noch 8-17 GW an Kohlekapazitäten im Markt, außer bei einem forcierten Kohleausstieg. Im Vergleich dazu ergibt sich für Egerer et al. (2024) bei Szenarien mit einem höheren CO_2-Preis (155 €/t) in Verbindung mit niedrigeren Gaspreisen (28,50 €/MWh) ein marktgetriebener Braunkohleausstieg bis 2030.
- UBA (2023): In einer Analyse mit einem europaweiten Modell mit jahresscharfer Auflösung bis 2033 und Fünfjahresschritten bis 2050 werden im Projektionsbericht 2023 zwei Grundszenarien verglichen, in denen unterschiedliche Maßnahmenpakete zur Reduktion von Emissionen analysiert werden. Der Zubau von Gaskraftwerken erfolgt exogen, wobei angenommen wird, dass dieser v.a. durch den Umbau von bisher kohlebetriebenen KWK-Anlagen getrieben wird. Der Kapazitätsbedarf zur Deckung der Stromnachfrage wird identifiziert, eine detaillierte Analyse des marktgetriebenen Zubaus von Gaskraftwerken erfolgt nicht. Angenommen werden je nach Grundszenario 660-712 TWh Gesamtnachfrage und eine erneuerbare Erzeugung von 548-558 TWh. Da ein Großteil der Kohlekraftwerke in den Berechnungen keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet, zeigen die Ergebnisse, dass die entsprechenden Kohlekraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2030 nahezu vollständig aus dem Markt gedrängt sind, wobei in einem Szenario 3 GW verbleiben. Erdgas-KWK-Kraftwerke werden exogen als Ersatz der Kohle-KWK-Anlagen und im Rahmen der Förderung von KWK-Anlagen in Höhe einer installierten Leistung von ca. 4,8 GW zugebaut.
- Sgarciu et al. (2023): Die Auswirkungen der zwei zentralen Maßnahmen (die CO_2-Bepreisung sowie ein ordnungsrechtlicher Eingriff) zur Erreichung des Kohleausstiegs werden in einer Modellanalyse mit endogenen Kapazitätsentscheidungen betrachtet. Dabei werden niedrige Preise für Emissionszertifikate (37-64 €/t) bei einer erneuerbaren Erzeugungsmenge von 408 TWh und einer Gesamtstromnachfrage von 601 TWh angenommen. Ein marktgetriebener Kohleausstieg vor 2038 ergibt sich in dieser Modellierung schon durch moderate Preise für Emissionszertifikate. Im Gegenzug werden über den Markt Gaskraftwerke zugebaut, um die fehlende Erzeugungskapazität zu substituieren.

Tabelle 3-6: Zentrale Annahmen ausgewählter Studien.

	EWI (2022)	Agora Energiewende, Prognos & Consentec (2022)	Egerer et al. (2022)	UBA (2023)	Sgarciu et al. (2023)	Egerer et al. (2024)
Modellbeschreibung						
Betrachtung von Zu- und Abbau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten	endogener Zu- und Abbau. Zubau limitiert.	endogener Zu- und Abbau	endogener Zu- und Abbau	endogene Stilllegung von Kohlekraftwerken	endogener Zu- und Abbau	endogener Zu- und Abbau
Betrachtung Ausland	Stromhandel	Stromhandel	Stromhandel und endogene Zu- und Abbauentscheidungen	Stromhandel	Stromhandel	Stromhandel und endogene Zu- und Abbauentscheidungen
Zeithorizont	2026 & 2030	2022 - 2035, verschiedene Zieljahre	2030	2023-2050, verschiedene Zieljahre	2020-2040, verschiedene Zieljahre	2030
Modellannahmen						
Erzeugungsmengen EE	435 – 638 TWh	619 TWh	588 TWh	548 - 558 TWh	408 TWh	541 TWh
Gesamtstromnachfrage	628 – 716 TWh	726 TWh	700 TWh	660-712 TWh	601 TWh	609 - 743 TWh
Preis für Emissionszertifikat	118 €/t	100 €/t	114 €/t	79 - 109 €/t	37-64 €/t	75 – 155 €/t

Gaspreis	22 – 59 €/MWh	~ 34 €/MWh	40 – 65 €/MWh	24 - 40 €/MWh	35 €/MWh	29 €/MWh
Gasbestand Ausgangssituation	24 GW	30 GW	24 GW	28.8	~ 30 GW	32 GW
Modellergebnisse						
Gaskraftbestand in 2030	26 - 30 GW	46 GW	41 - 58 GW	30 - 34 GW	~ 38 GW	33 – 45 GW
Kohlekraftbestand in 2030	12 - 17 GW	0 GW	0 - 17 GW	0 - 3 GW	~ 4 – 17 GW	0 - 14 GW
Notwendiger Zubau Gas	2 - 6 GW (mit Limit)	16 GW	17 - 34 GW	~ 5 GW	~ 8 GW	1 - 13 GW

Anmerkung: Es wurden Studien ausgewählt, bei denen die Annahmen offengelegt wurden.

111. Die hier betrachteten Studien zeigen auf, dass der Kohleausstieg marktgetrieben und schneller als zu den gesetzlichen Zielwerten (vgl. Abbildung 3-20) stattfinden könnte. Ein vollständiger marktgetriebener Kohleausstieg deutlich vor 2038 ergibt sich jedoch nur unter entsprechenden Rahmenbedingungen. Dazu gehören ein steigender CO_2-Preis (über die im NEP angenommenen 114 €/t hinaus), ein konsequenter, beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien sowie ein entsprechender Zubau von Gaskraftwerken. In den Studien geht ein marktgetriebener Kohleausstieg in den meisten Fällen mit einem entsprechenden marktgetriebenen Zubau von Gaskraftwerken einher (siehe Tabelle 3-6), welche unter den in den Strommarktmodellen getroffenen Annahmen in einem Energy-Only-Markt mit einer Gebotszone für Deutschland ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften. Da in der Realität unter den aktuellen Gegebenheiten die Funktionsweise des Strommarkt 2.0 aus verschiedenen Gründen geschwächt wurde, ist unklar, ob die Investitionsanreize für einen rein marktgetriebenen Zubau von Gaskapazitäten ausreichen. Wird in diesem Fall der Zubau der Gaskraftwerke nicht anderweitig sichergestellt (z. B. über Ausschreibungen wie sie in der Kraftwerkstrategie vorgesehen sind, vgl. Kapitel 6.1), ist auch ein frühzeitiger, marktgetriebener Kohleausstieg ungewiss, bzw. müssten Kohlekraftwerke durch entsprechende Flankierungsmaßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und ggf. außerhalb des Marktes vorgehalten werden.

Aktuelle Entwicklung der Deckungsbeiträge von Kohlekraftwerken

112. Die in der Tabelle 3-6 betrachteten Modellrechnungen werden im Folgenden durch eine Berechnung der möglichen Deckungsbeiträge von konventionellen Kraftwerken basierend auf aktuellen Future-Strompreisnotierungen ergänzt (vergleiche z. B. frühere Arbeiten wie Öko-Institut et al. 2012 und Öko-Institut 2021). Die Ergebnisse für die ermittelten Deckungsbeiträge (Spreads) sind in Abbildung 3-23 enthalten. Für die Ermittlung der Deckungsbeiträge wurde dabei so vorgegangen, dass vom Future-Strompreis die Kosten für Brennstoffe und CO_2 abgezogen wurden.[8] Dabei wurden repräsentative Anlagen verwendet.[9] Um abzubilden, dass konventionelle Kraftwerke in der Regel flexibel eingesetzt werden und somit im Durchschnitt einen höheren Spotpreis realisieren können als den Strompreis für eine Grundlaststromlieferung (Base), wurden differenzierte „price capture rates“ verwendet. Diese bilden – wie bei einem Profilfaktor für erneuerbare Energien – das Verhältnis der realisierten Spotmarkterlöse der Technologien im Verhältnis zum durchschnittlichen Spotpreis ab. Es wurden die real erreichten Werte für das Jahr 2023 verwendet (110 % für Braunkohlekraftwerke, 133 % für Steinkohlekraftwerke und 138 % für stromgeführte Erdgaskraftwerke).[10]

113. Als Ergebnis ist festzuhalten, dass in den nächsten Jahren bis 2026 durchaus positive Deckungsbeiträge in einer Größenordnung von 30 bis 40 €/MWh erwirtschaftet werden können, die ausreichen sollten, um die Fixkosten der Kraftwerke zu decken und somit auch den Weiterbetrieb dieser Anlagen sicherzustellen. Mit Blick auf die zweite Hälfte der 2020er sinken die Deckungsbeiträge jedoch deutlich ab und es zeichnet sich ab, dass diese ab 2028 für die Kohlekraftwerke sogar negativ werden. Die Möglichkeit der Refinanzierung der Fixkosten (Personal, Revisionen) nimmt dann ab. Soweit die Capture-Rate dann nicht deutlich ansteigt und bei gesunkener Auslastung höhere Erlöse ermöglicht, wäre ein marktgetriebener weitgehender Kohleausstieg dann sehr wahrscheinlich. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass nach derzeit geltender Rechtslage die Möglichkeit besteht, Kohlekraftwerke aus dem Markt gehen zu lassen, sie aber mit Blick auf die Versorgungs- bzw. Systemsicherheit in Reserven vorzuhalten (auch wenn diese Option mit Blick auf Technik, Personal sowie Brennstoffbevorratung Grenzen hat). Jenseits dessen sollten alle Versuche unterlassen werden, defizitäre Kraftwerke über direkte oder indirekte Subventionen im Markt zu halten.

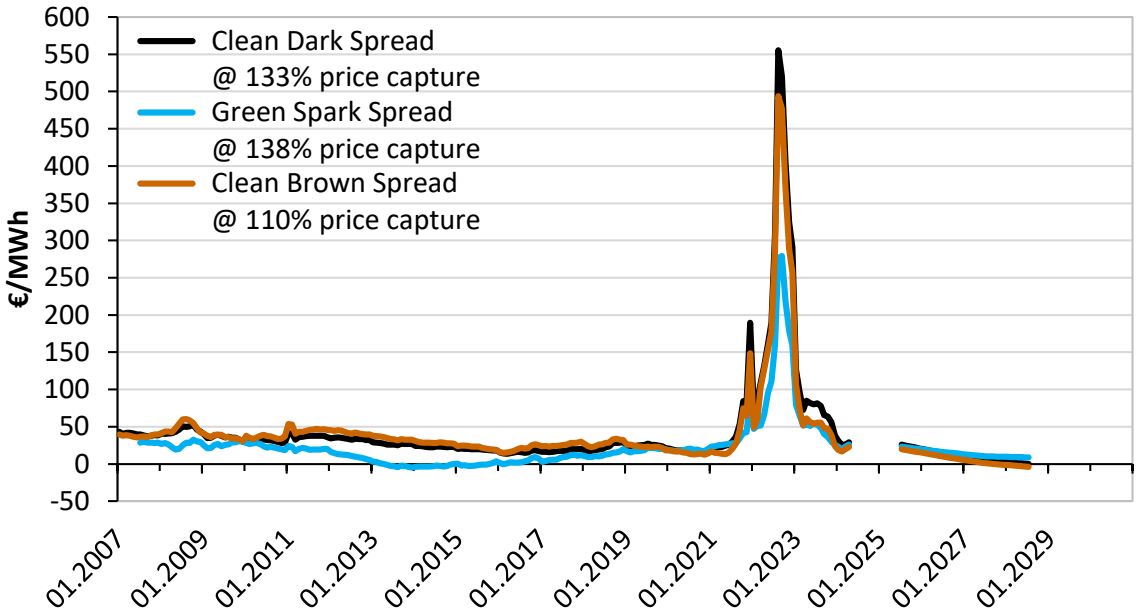
---

8 Für Braunkohlekraftwerke wurden kurzfristige variable Brennstoffkosten in Höhe von 1,5 €/MWh angesetzt (Öko-Institut 2021)

9 Die verwendeten Nutzungsgrade betragen 55% für Erdgaskraftwerke, 45% für Steinkohlekraftwerke und 40% für Braunkohlekraftwerke.

10 Basierend auf der Produktion der Blöcke Neurath F, Neurath G und Boxberg R (Braunkohle), Wilhelmshaven und Lünen (Steinkohle) und Hamm 10, Hamm 20 und Knapsack 2 (Erdgas) im Jahr 2023.

Abbildung 3-23: Entwicklung der Deckungsbeiträge von konventionellen Kraftwerken: Green Spark Spread, Clean Dark Spread, Clean Brown Spread



Anmerkung: Die Berechnung der historischen Daten bis April 2024 basiert auf Preisergebnissen für die jeweiligen Terminkontrakte für das Folgejahr. Für die Projektion werden die im April 2024 gehandelten Terminkontrakte für die Jahre 2025 bis 2028 verwendet. Dadurch ergibt sich methodisch im Jahr 2025 eine Lücke, um die Terminkontrakte des Jahres 2024 nicht doppelt zu verwenden.
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EEX und ICE.

Entwicklung der gesicherten Leistung im Kontext des Kohleausstiegs

114. In den oben genannten Studien ergibt sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen ein marktgetriebener Zubau an steuerbaren Kraftwerken. In der Realität ist ein rein marktgetriebener Zubau aufgrund des aktuell geschwächten Marktdesign allerdings fraglich. Auch bleibt dabei offen wie viel Kapazität bis 2030 in absoluten Zahlen zugebaut werden muss. Die Bundesregierung plant nach der Ankündigung der Kraftwerkstrategie zunächst mit einem Zubau von 10 GW an Gaskraftwerken, welche auf den Betrieb mit Wasserstoff umgestellt werden sollen. Je nach Grundannahmen (marktgetriebener Zubau oder z. B. Zubau von KWK-Anlagen, die über das KWKG gefördert werden) variieren die in der Fachliteratur prognostizierten Zubaumengen an steuerbaren Kraftwerkskapazitäten. EWI (2022) sowie UBA (2023) im Projektionsbericht gehen von einem eingeschränkten bzw. exogenen Zubau an Gaskraftwerken aus, der primär über das KWKG finanziert wird. Somit ergibt sich in diesen Studien ein vergleichsweise niedriger Ausbaubedarf. Bei endogenem Ausbau der Kapazitäten in Reaktion auf die erwarteten Knappheitspreise und Vertrauen in den Bestand des Marktdesigns kann sich auch ein deutlich höherer Zubau an Gaskraftwerken bis 2030 ergeben, siehe Egerer et al. (2022) oder Sgarciu et al. (2023). Ein vollständiger Kohleausstieg bis 2030 kann die Notwendigkeit des Zubaus an Gaskraftwerken verstärken, wie Egerer et al. (2022) zeigen. Dies bezieht sich sowohl auf die notwendige installierte

Leistung (im Vergleich zum planmäßigen Kohleausstieg bis 2038 ergibt sich dort ein zusätzlicher Zubau von 5 bis 12 GW), als auch den Kraftwerkseinsatz.

115. Die zur Kompensation eines Kohleausstiegs notwendigen Gaskraftwerke werden auch langfristig als Reservekapazitäten bzw. für die Versorgungssicherheit benötigt (vgl. Kapitel 6.1). Es besteht nun die Möglichkeit diese regelbaren Kraftwerkskapazitäten an netzdienlichen Orten zu platzieren. Verschiedene Studien zeigen die Perspektive auf, dass Gesamtsystemkosten durch den Zubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken an netzdienlichen Orten unter Berücksichtigung von Netzausbau und dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung in der Summe gesenkt werden könnten (siehe z. B. Grimm et al. 2021, McKinsey 2024).

116. Blickt man über die Landesgrenzen Deutschlands hinaus, so können sich durch den potentiell vorgezogenen Kohleausstieg in Deutschland Auswirkungen auf die Erzeugungskapazitäten der Nachbarländer ergeben. Abrell & Kosch (2022) zeigen in einer empirischen Betrachtung den signifikanten Zusammenhang nationaler Entwicklungen bei Erzeugungskapazitäten mit den erwirtschafteten Renten von Erzeugungskapazitäten im Ausland. In einer Studie von Steppat et al. (2023) wird für Europa in Summe langfristig ein marktgetriebener Rückbau von Kohlekraftwerken erwartet, der im internationalen Kontext teilweise durch Gaskraftwerke und v.a. durch den Zubau von erneuerbarer Erzeugung kompensiert wird. Dies deutet auf substanzielle Zusammenhänge und Wechselwirkungen nationaler Defossilisierungsstrategien hin. Bezogen auf den deutschen Kohleausstieg wird dieser Zusammenhang in Egerer et al. (2022) ausführlicher mit Hilfe eines Strommarktmodells für Deutschland und seine Nachbarländer untersucht. Der Rückgang der Stromerzeugung durch einen Kohleausstieg bis 2030 wird nicht vollständig durch die Produktion von neuen Gaskraftwerken in Deutschland ersetzt. Stattdessen erhöhen sich neben einer teilweisen höheren Gasverstromung in Deutschland die Importe aus dem Ausland, was dazu führt, dass Deutschland in den Berechnungen für 2030 Nettoimporteur von Strom ist. In einigen Szenarien kommt es dazu, dass in den Nachbarländern weniger Kohlekraftwerke stillgelegt werden. Somit könnte durch einen Kohleausstieg bis 2030 jenseits marktgetriebener Prozesse Kohlestromproduktion von Deutschland ins Ausland verlagert werden. Da eine detailliertere Betrachtung der konkreten Auswirkungen des deutschen Kohleausstiegs auf Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarländern von erheblicher Bedeutung ist, regt die Expertenkommission an, solche Zusammenhänge in zukünftigen Evaluationen eines (vorgezogenen) Kohleausstiegs ausführlicher zu analysieren und transparent darzustellen.

Preiseffekte des Kohleausstiegs

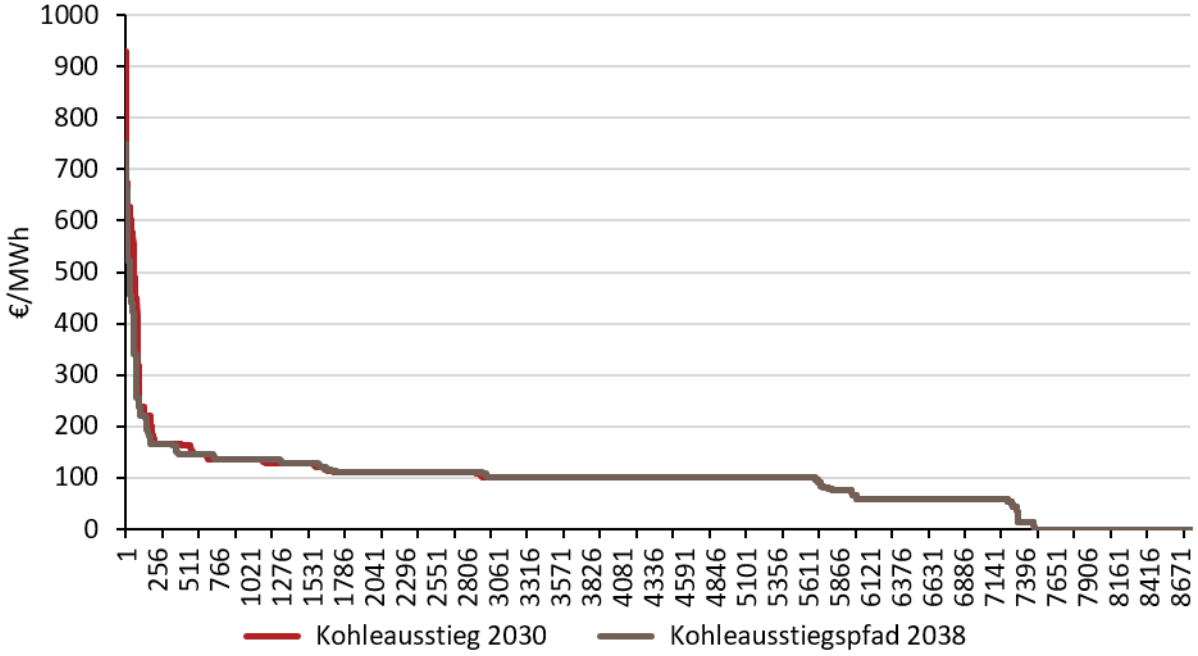
117. Großhandelsstrompreise ergeben sich im Energy-Only-Markt im Zusammenspiel von Stromangebot und (residualer) Stromnachfrage am Strommarkt. Die Angebotsfunktion ist dabei durch die Merit-Order gegeben, die die verfügbaren Erzeugungskapazitäten nach ihren Grenzkosten ordnet. Je nach Höhe der Nachfrage kommt in einer Handelsperiode (üblicherweise Viertelstunden) zunächst die günstigste, bei hoher Nachfrage teurere Kapazitäten in den Markt

und setzen den Preis. In den Jahren 2022 und 2023 ergaben sich durch die hohen Gaspreise entsprechend hohe Strompreise durch preissetzende Gaskraftwerke mit hohen Grenzkosten. Mittlerweile sind aber die Gaspreise wieder deutlich gesunken. Mit Blick auf einen möglichen vorgezogenen, ordnungsrechtlichen Kohleausstieg bis 2030 stellt sich die Frage, ob die Stilllegung dieser Erzeugungskapazitäten, welche potentiell niedrigere Grenzkosten als Gaskraftwerke aufweisen, Preiseffekte am Strommarkt auslösen kann und wenn ja, in welcher Höhe. Für das Jahr 2030 zeichnen die aktuellen Entwicklungen folgendes Bild:

- Gaspreise, welche im Jahr 2022 noch über 75 €/MWh im Grenzübergangspreis lagen, tendieren in den Future-Märkten bereits dazu in den Bereich von 28 - 29 €/MWh (Dutch TTF Natural Gas Futures, EEX THE Natural Gas Futures, Stand März 2024) zu sinken. Mittelfristig kann also von einem Gaspreis auf moderatem Niveau bei ausreichender lokaler Versorgung ausgegangen werden.
- Es kann von einem Anstieg der CO_2-Preise ausgegangen werden. Bei ansteigenden CO_2-Preisen würden die Grenzkosten der Kohlekraftwerke stärker ansteigen als die der Gaskraftwerke. Dadurch würden die Volllaststunden der Kohlekraftwerke sinken, so dass sie schon vor ihrem Ausscheiden einen geringeren Einfluss auf den Preis hätten.
- Vor dem Hintergrund der aktuell gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen können Kohlekraftwerke auch über das Jahr 2030 hinaus betrieben werden. Fraglich ist ob unter den bereits genannten Entwicklungen die vorgesehenen Kapazitäten im Jahr 2030 überhaupt ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, oder ob ein marktgetriebener Kohleausstieg zumindest teilweise bereits vorgezogen stattfindet (vgl. die Diskussion im vorherigen Abschnitt).

118. Ein vollständiger Kohleausstieg bis 2030 sollte somit unter Berücksichtigung der aufgeführten Entwicklungen des Stromsystems nur geringe Auswirkungen auf das durchschnittliche Preisniveau in Deutschland haben. Durch einen Gaspreis auf mittlerem Niveau oder den ansteigenden Preis für Emissionszertifikate haben Kohlekraftwerke im Jahr 2030 nur geringe Volllaststunden und werden mit variablen Erzeugungskosten ähnlich zu Gaskraftwerken betrieben. Somit kann Stromerzeugung hier ohne große Preiseffekte zwischen den Energieträgern substituiert werden (vgl. Abbildung 3-24).

Abbildung 3-24: Preisdauerlinien für Deutschland im Jahr 2030 in Egerer et al. (2024) unter verschiedenen Kohleausstiegspfaden.



Anmerkung: Verglichen werden zwei Szenarien mit einem CO_2-Preis von 155 EUR/t.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Egerer et al. (2024).

119. Neben den Effekten des Kohleausstiegs auf das Preisniveau in Deutschland gilt es, die Auswirkungen auf die Nachbarstaaten im Blick zu behalten. Deutschland spielt als zentral gelegenes Land im europäischen Strombinnenmarkt eine wichtige Rolle für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Daher wirken sich nationale Entscheidungen wie der vorgezogene Kohleausstieg bis 2030 nicht nur auf Deutschland selbst, sondern auch auf die Nachbarländer aus. Diese Interaktion zwischen den (meist) nationalen Strompreiszonen wird in Egerer et al. (2024) ausführlicher betrachtet. Der erwartete Durchschnittspreis in Deutschland über das Jahr 2030 liegt in den Modellierungsergebnissen bei 78 – 91 €/MWh je nach angenommener Entwicklung der äußeren Rahmenbedingungen (vgl. Die Ergebnisse in Egerer et al. (2024) deuten darauf hin, dass es unter den getroffenen Annahmen keine wesentlichen Preiseffekte eines deutschen Kohleausstiegs bis 2030 auf die Preise in Deutschland selbst sowie den Nachbarländern geben wird, wie in Tabelle 3-7 exemplarisch für Deutschland und Frankreich zeigt. Obwohl Deutschland in den Berechnungen im Falle eines Kohleausstiegs bis 2030 mehr Strom aus den Nachbarländern importiert, hat dies aufgrund der bei höheren CO2-Preisen sehr ähnlichen variablen Erzeugungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken nur geringe Auswirkungen auf die Strompreise der unterschiedlichen Gebotszonen. Dies zeigt auch ein Vergleich der Preisdauerlinien aus Egerer et al. (2024) mit und ohne vorgezogenen Kohleausstieg für das Jahr 2030 in Abbildung 3-24. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse in Abbildung 3-24 und Abbildung 3-25, dass sich auch bei einem deutlich gestiegenen Anteil an

erneuerbaren Energien im Strommix für 2030 nur in einer begrenzten Anzahl an Stunden ein niedriger Strompreis nahe 0 €/MWh ergeben würde. Konventionelle Erzeugungstechnologien bleiben in den meisten Stunden des Jahres preissetzend. Diese Situation wird sich bei Anteilen der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien von mehr als 80 %, d. h. jenseits des Zeithorizonts 2030 deutlich verändern (siehe dazu Abbildung 3-25).

120. Tabelle 3-7 für Egerer et al. 2024). Ein vergleichbares Preisniveau im europäischen Durchschnitt für das Jahr 2030 ergibt sich z. B. auch in Steppat et al. (2023).

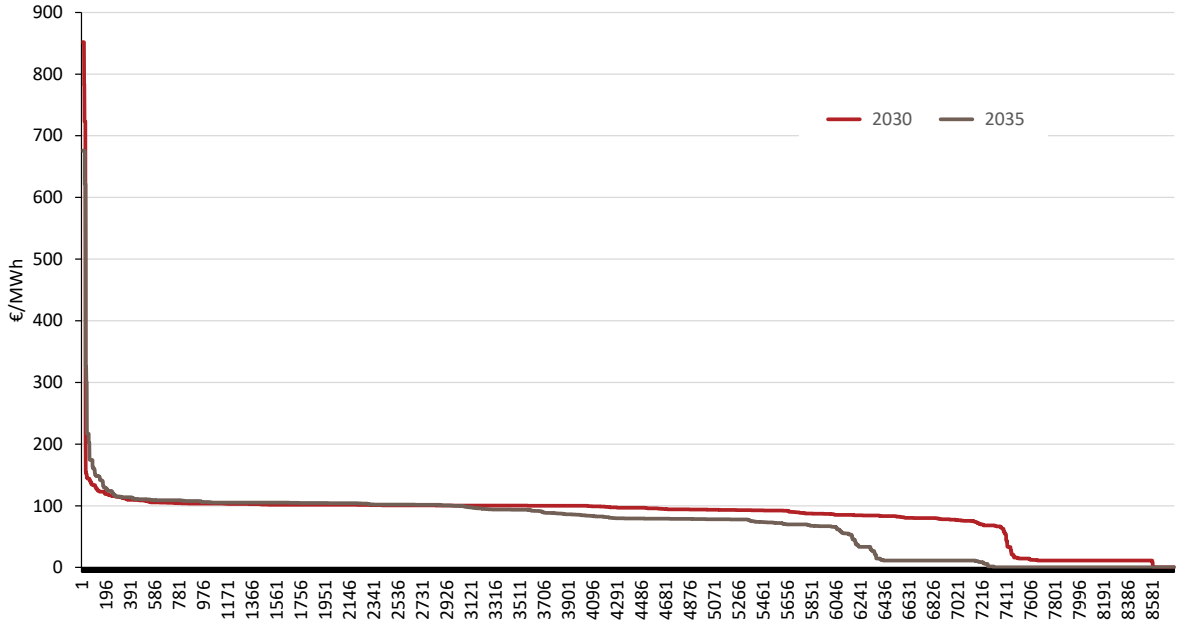
121. Die Ergebnisse in Egerer et al. (2024) deuten darauf hin, dass es unter den getroffenen Annahmen keine wesentlichen Preiseffekte eines deutschen Kohleausstiegs bis 2030 auf die Preise in Deutschland selbst sowie den Nachbarländern geben wird, wie in Tabelle 3-7 exemplarisch für Deutschland und Frankreich zeigt. Obwohl Deutschland in den Berechnungen im Falle eines Kohleausstiegs bis 2030 mehr Strom aus den Nachbarländern importiert, hat dies aufgrund der bei höheren CO_2-Preisen sehr ähnlichen variablen Erzeugungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken nur geringe Auswirkungen auf die Strompreise der unterschiedlichen Gebotszonen. Dies zeigt auch ein Vergleich der Preisdauerlinien aus Egerer et al. (2024) mit und ohne vorgezogenen Kohleausstieg für das Jahr 2030 in Abbildung 3-24. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse in Abbildung 3-24 und Abbildung 3-25, dass sich auch bei einem deutlich gestiegenen Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix für 2030 nur in einer begrenzten Anzahl an Stunden ein niedriger Strompreis nahe 0 €/MWh ergeben würde. Konventionelle Erzeugungstechnologien bleiben in den meisten Stunden des Jahres preissetzend. Diese Situation wird sich bei Anteilen der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien von mehr als 80 %, d. h. jenseits des Zeithorizonts 2030 deutlich verändern (siehe dazu Abbildung 3-25).

Tabelle 3-7: Strompreise in Egerer et al. (2024) im Jahresdurchschnitt des Jahres 2030.

EUR/MWh	Kohleausstiegspfad 2038		Kohleausstieg 2030	
	hoher CO_2-Preis (155 €/t)	moderater CO_2-Preis (105 €/t)	hoher CO_2-Preis (155 €/t)	moderater CO_2-Preis (105 €/t)
DE	91,0	78,1	92,9	81,6
FR	99,5	85,6	99,5	85,5

Quelle: Egerer et al. (2024).

Abbildung 3-25: Preisdauerlinien für Deutschland im Jahr 2030 und 2035 im MMS der Projektionen 2024



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von UBA (2024).

Fazit

122. Aktuell zeigt sich also, dass der Kohleausstieg voraussichtlich deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale, bzw. das energiewirtschaftliche Umfeld erfolgen wird. Auf zusätzliche Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte daher möglichst verzichtet werden. Um den emissionssenkenden Effekt des Kohleausstiegs abzusichern, sollten freiwerdende EU-ETS-Zertifikate vollständig aus dem Markt genommen und stillgelegt werden.

123. Mit einem deutlich beschleunigten und markgetriebenen Kohleausstieg ergeben sich jedoch einige Herausforderungen und entsteht ggf. auch politischer Handlungsbedarf:

- Was bedeutet eine solche Entwicklung für die Braunkohletagebausysteme, vor allem mit Blick auf die aktuellen Förder- und Abraumstrategien sowie die Nachsorge und Rekultivierung einschließlich der dafür notwendigen Finanzierung?
- Falls es nicht zu einem ausreichenden Zubau von Gas/Wasserstoffkraftwerken kommt und Kohlekraftwerke in größerem Umfang in Reserven gehalten werden müssen, besteht dringender Klärungsbedarf für die Möglichkeiten und Grenzen solcher Reservestrategien mit

Blick auf den technischen Zustand der Anlagen, die Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal, die Kosten der Reservehaltung und die Bevorratung von Brennstoffen, etc.

124. Die Expertenkommission sieht mit Blick auf diese Fragestellungen erheblichen Analyse- und Klärungsbedarf.

3.4 Stromnetze

125. Für ein funktionierendes Stromsystem spielt die Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle. Diese liegt in der Verantwortlichkeit der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu den zentralen Aufgaben gehören neben dem sicheren Netzbetrieb auch die Wartung und Optimierung des Bestandsnetzes sowie der zusätzliche Netzausbau, um die Netzinfrastruktur auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045 auszurichten. Auf dem Transformations-Pfad zu einem solchen „Klimaneutralitätsnetz“ müssen aber auch wichtige Zwischenziele wie beispielwiese der Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 und der angestrebte vorgezogene Kohleausstieg (idealerweise bis zum Jahr 2030, vgl. Kapitel 3.3) berücksichtigt werden. Das vorliegende Kapitel betrachtet zunächst die Entwicklungen beim Engpassmanagement in Kapitel 3.4.1 und befasst sich anschließend mit dem notwendigen Ausbau des Übertragungsnetzes in Kapitel 3.4.2 und des Verteilnetzes in Kapitel 3.4.3. Kapitel 3.4.4 gibt einen Überblick über die Ausgaben für Netzinvestitionen und Instandhaltung sowie die Entwicklungen der Netzentgelte für Stromverbraucher. Abschließend wird in Kapitel 3.4.5 die Notwendigkeit einer langfristig angelegten und über alle Sektoren koordinierten Netzausbauplanung diskutiert und die aktuellen Entwicklungen zusammengefasst (basierend auf Empfehlungen der EWK in ihrer letzten Stellungnahme, vgl. EWK 2021).

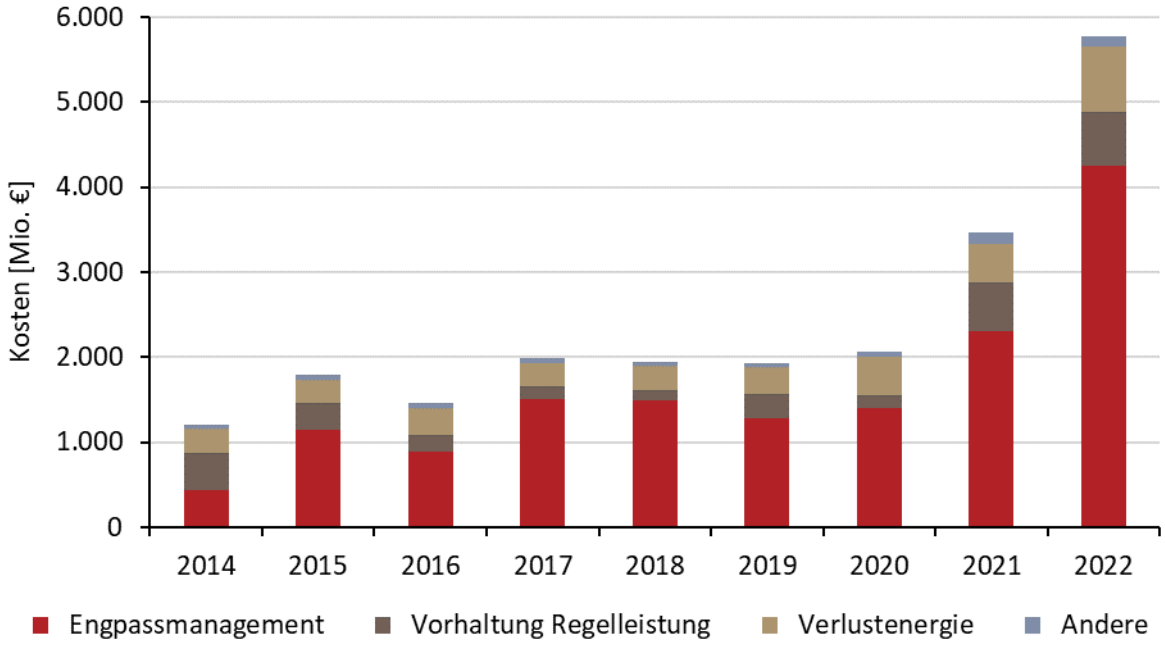
3.4.1 Engpassmanagement

126. Die Kosten für die Systemdienstleistungen[11], die von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte bezahlt werden, setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung, die Beschaffung von Verlustenergie sowie den Kosten zusammen, die durch die Behebung von Netzengpässen entstehen (Engpassmanagement). Nach einem leichten Rückgang der angefallenen Kosten in den Jahren 2018 um 1,6 % und 2019 um 1,0 % (jeweils im Vergleich zum Vorjahr) und einem leichten Anstieg im Jahr 2020 um 7,2 %, ist im Jahr 2021 ein deutlicher Anstieg um 67,1 % zu verzeichnen. Ein weiterer deutlicher Anstieg um 66,7 % erfolgte im Jahr 2022 auf 5,77 Mrd. €, wobei es sich um den höchsten bisher aufgetretenen Wert handelt. Abbildung 3-26

[11] Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve), Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA 2023).

stellt die Entwicklung der wichtigsten Kostenpositionen der Systemdienstleistungen grafisch dar: Alle Kostenpositionen liegen im Jahr 2021 über Vorjahresniveau. Die prozentual deutlichste Kostensteigerung trat mit 272,9 % bei den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung auf. Grund hierfür sind unter anderem die stark gestiegenen Preise an den Spotmärkten, da die Preise für Regelleistung auch durch Opportunitäten an den Spotmärkten beeinflusst werden (ElCom 2021). Aber auch bei den Kosten für das Engpassmanagement und die sonstigen Kosten sind deutliche Anstiege zu verzeichnen (65,5 % und 82,8 %). Der absolut größte Anstieg fällt dabei bei den Kosten für Engpassmanagement an, die auch historisch den größten Anteil an den Systemkosten haben (um 908 Mio. €). Während die Kosten für das Engpassmanagement in den Jahren 2017 bis 2020 auf einem ähnlichen Niveau gehalten werden konnten, ist der deutliche Anstieg in 2021 vor allem auf die steigenden Redispatch- und Countertrading-Kosten (aufgrund der seit 2021 deutlich gestiegenen Strompreise) zurückzuführen, siehe Abbildung 3-28. Auch im Jahr 2022 überstiegen die Kostenpositionen für Engpassmanagement, für die Vorhaltung von Regelleistung und für Verlustenergie die Vorjahreswerte deutlich. Die relativ wie absolut deutlichste Zunahme erfolgte dabei bei den Engpassmanagementkosten (um 84,2 % bzw. um 1.942 Mio. €). Eine detailliertere Betrachtung zu dieser Entwicklung erfolgt unten bei der Diskussion der Engpassmanagementkosten in Abbildung 3-28. Der Anstieg der Kosten für Verlustenergie um 68,3 % ist auf die im Jahr 2022 deutlich gestiegenen Beschaffungskosten von Strom zurückzuführen.

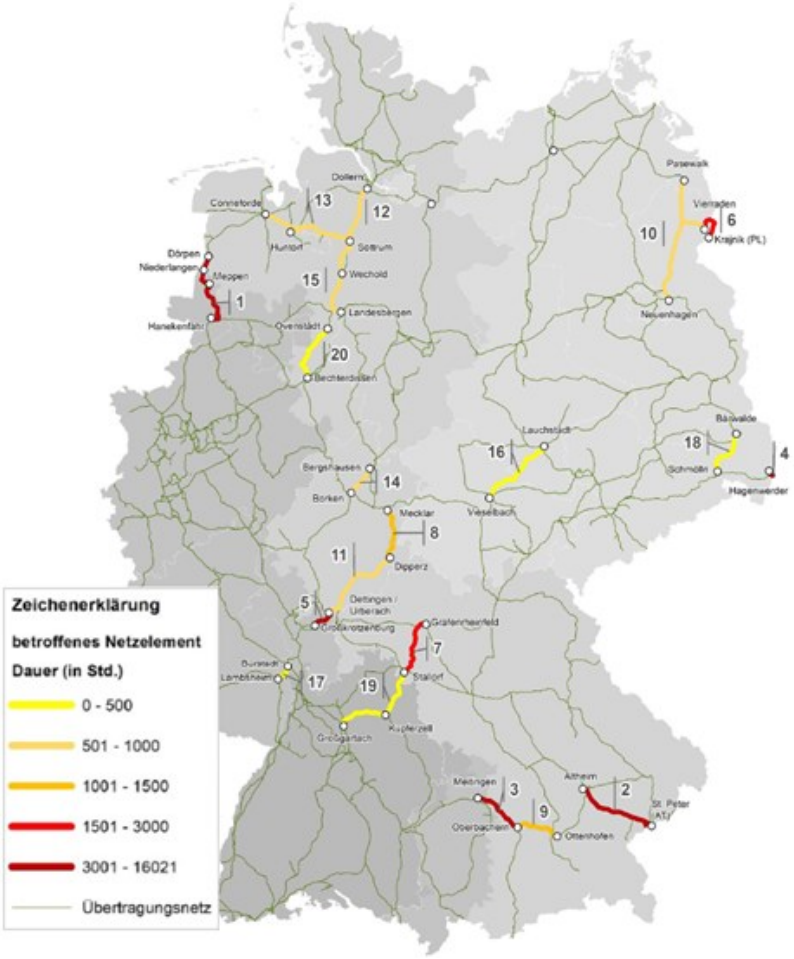
Abbildung 3-26: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen



Anmerkung: In den Kosten für das Engpassmanagement sind aus Gründen der Vereinfachung auch die Kosten für den spannungsbedingten Redispatch enthalten.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2023).

127. Die Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz erfolgt im Wesentlichen über konventionelle Kraftwerke (im Rahmen des Redispatch und durch Netzreservekraftwerke) sowie die Abregelung erneuerbarer Erzeuger (Einspeisemanagement). Im Rahmen der Umstellung auf Redispatch 2.0 werden Reduzierungen der Erneuerbaren Energien seit dem dritten Quartal 2022 über den Redispatchmechanismus geregelt. Abbildung 3-27 zeigt die 20 im Jahr 2022 am häufigsten von Redispatch betroffenen Netzelemente in Deutschland. Dabei wird deutlich, dass die Netzengpässe in Deutschland entlang der kompletten Nord-Süd-Achse auftreten.

Abbildung 3-27: Dauer von strombedingten Redispatch-Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2022

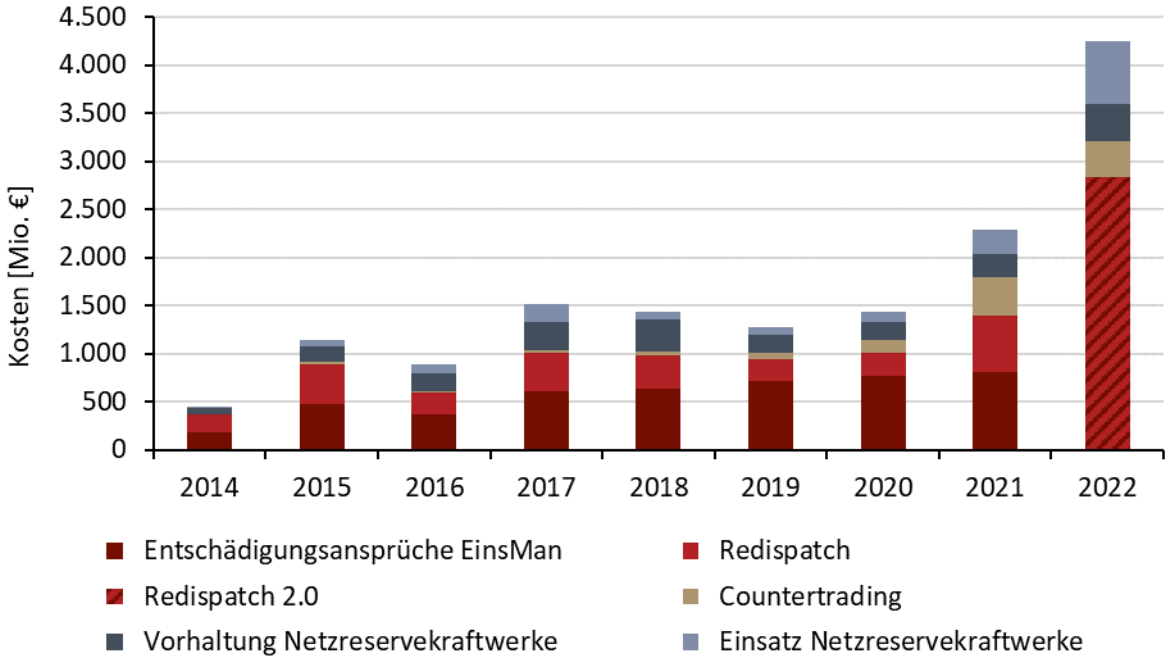


Anmerkung: Die Zahlen neben den Leitungen geben die Reihenfolge der am häufigsten von Redispatch betroffenen Netzelemente wieder.
Quelle: BNetzA (2023), Karte zu Tabelle 5.

128. Abbildung 3-28 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Kosten für Engpassmanagement sowie der einzelnen Kostenkomponenten. Der leichte Anstieg der Kosten für das Netzengpassmanagement von 2019 auf 2020 (um 152 Mio. € bzw. 11,9 %) wird vor allem durch den Anstieg der Kosten für Countertrading um 71 Mio. € (+110,9 %) und der Kosten für Entschädigungsansprüche aus dem Einspeisemanagement um 51 Mio. € (+7,2 %) getrieben. Der deutliche

Anstieg in 2021 wird vor allem durch die im Rahmen der im Jahr 2021 begonnenen Energie(preis)krise (vgl. Kapitel 7.1) sprunghaft angestiegenen Brennstoffkosten der konventionellen Erzeuger getrieben, welche im Rahmen von Redispatch, Countertrading und dem Einsatz von Netzreservekraftwerken für die entstandenen Kosten entschädigt werden müssen. So sind die Kosten für Redispatch um 350 Mio. € (+ 145,8 %), die Kosten für Countertrading um 262 Mio. € (+ 194,1 %) und die Kosten für den Einsatz von Netzreservekraftwerken um 149 Mio. € (+ 149,0 %) angestiegen. Die jeweils abgerufenen Volumina haben sich dabei deutlich geringer unterschieden (im Vergleich zu 2020), siehe Abbildung 3-29.

Abbildung 3-28: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement



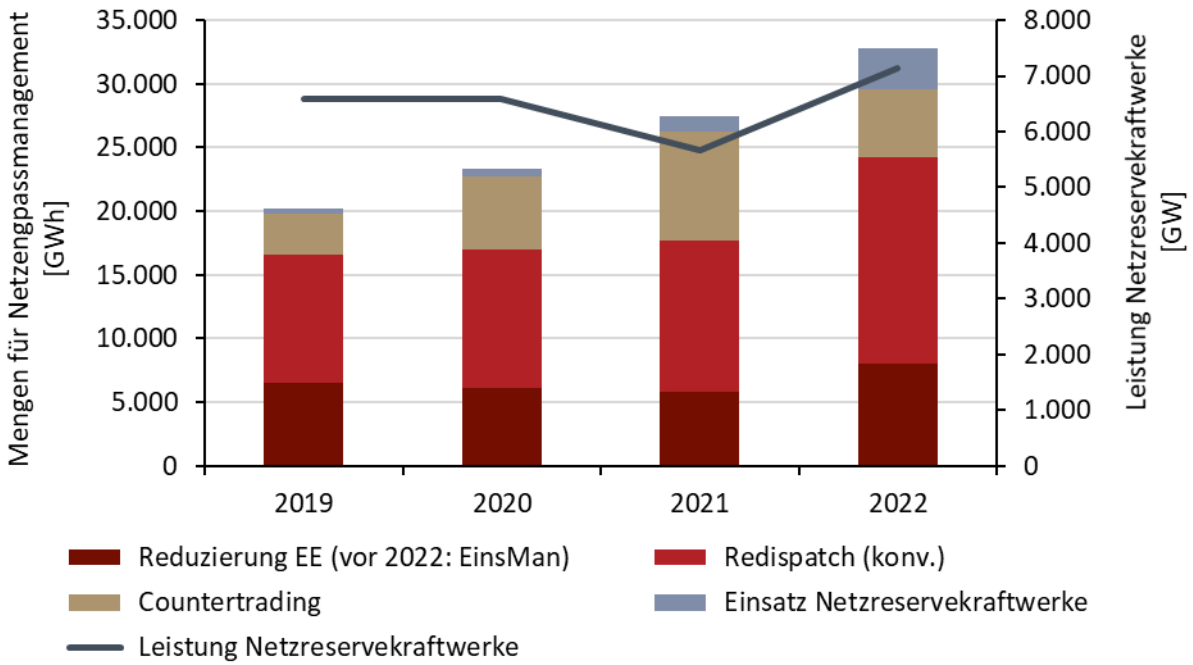
Anmerkung: Ab dem Jahr 2022 wird die Abregelung von erneuerbaren Energien durch den Redispatch 2.0 geregelt, so dass die Kosten dafür Teil der Kosten für Redispatch 2.0 sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von EWK (2021) und BNetzA/BKartA (2023).

129. Ein noch deutlicherer Anstieg der Engpassmanagementkosten ist im Jahr 2022 zu beobachten (um 85,8 % auf 4.247 Mio. €). Seit dem Jahr 2022 wird die Abregelung erneuerbarer Energien über den Redispatch 2.0 geregelt, sodass die Kosten für Redispatch 2.0 ab 2022 sowohl die Kosten für die Abregelung erneuerbarer als auch konventioneller Erzeuger umfassen. Diese Kosten sind im Vergleich zu den Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement im Vorjahr um 1.440 Mio. € (+ 103,1 %) auf 2.837 Mio. € gestiegen, wovon 942 Mio. € auf Entschädigungsansprüche erneuerbarer Energien entfallen (2021: 807 Mio. €). Der größte Teil des Anstiegs der Kosten für Redispatch 2.0 ist allerdings auf die im Jahr 2022 noch deutlich stärker gestiegenen Brennstoffkosten der konventionellen Kraftwerke zurückzuführen. Während die Redispatchkosten für konventionelle Kraftwerke von 590 Mio. € im Jahr 2021 auf 1895 Mio. € im Jahr 2022 gestiegen sind (+ 221,3 %), sind die dafür eingesetzten Mengen um 36,3 % angestiegen (38,7 % Anstieg bei

den reduzierten EE-Mengen). Somit sind in diesem Zeitraum die durchschnittlichen Redispatchkosten für konventionelle Kraftwerke von 49,77 €/MWh auf 117,33 €/MWh gestiegen (+ 135,8 %).

130. Auch die Kosten für den Einsatz von Netzreservekraftwerken sind im Jahr 2022 deutlich um 401 Mio. € (+ 161,2 %) gestiegen, was zum einen auf die deutlich gestiegenen Brennstoffpreise zurückzuführen ist, zum anderen auf die deutlich gestiegenen Volumina beim Einsatz der Netzreservekraftwerke um 1.958 GWh (+ 153,0 %), vgl. Abbildung 3-29. Auch wird im Vergleich zu den Jahren 2018 bis 2021 wieder mehr Kapazität an Netzreservekraftwerken vorgehalten (7.150 GW statt 5.670 GW in 2021 und 6.598 GW in den Jahren 2018 bis 2020; nach 11.430 GW in 2017), was zu einem Anstieg der Vorhaltekosten um 146 Mio. € (+ 60,2 %) führt.

Abbildung 3-29: Entwicklung der Mengen für das Netzengpassmanagement und der Leistung der Netzreservekraftwerke

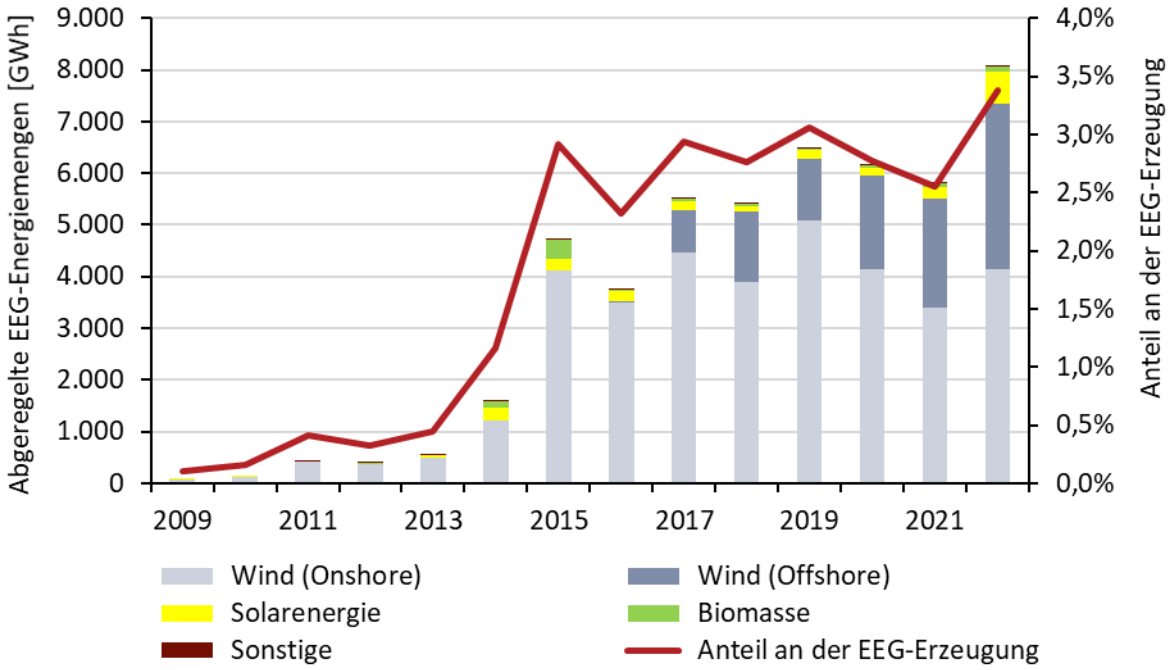


Anmerkung: Da die Abregelung von erneuerbaren Energien (vor 2022: Einspeisemanagement) im Jahr 2022 durch den Redispatch 2.0 geregelt wird, wird die Abregelung von erneuerbaren Energien und der Redispatch (1.0 und 2.0) von konventionellen Erzeugern über den gesamten Zeitraum separat dargestellt.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2022a, 2022b, 2023).

131. Für das Jahr 2023 liegen bisher Zahlen zum Engpassmanagement für die ersten drei Quartale vor (vgl. BNetzA 2024a). Im Vergleich mit demselben Zeitraum im Jahr 2022 sind die Engpassmanagementkosten von 3.147 Mio. € auf 2.346 Mio. € gesunken (- 25,4 %). Die höchsten relativen Rückgänge sind dabei beim Countertrading (- 52,0 % bzw. 155 Mio. €) und beim Einsatz der Netzreservekraftwerke (- 55,5 % bzw. 297 Mio. €) zu verzeichnen. Die Kosten für Redispatch 2.0 sinken von 2.095 Mio. € auf 1.768 Mio. € (- 15,6 %). Es zeichnet sich somit eine leichte Entspannung bei den Engpassmanagementkosten ab, die allerdings weiterhin deutlich über dem Niveau der Vorjahre liegen.

132. Abbildung 3-30 zeigt die abgeregelten Energiemengen der erneuerbaren Erzeuger im Rahmen des Einspeisemanagements bzw. im Rahmen des Redispatch 2.0 seit der Umstellung im Jahr 2022. Diese sind in den Jahren 2020 und 2021 leicht gesunken, während im Jahr 2022 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen ist. Nachdem sich der Anteil an der EEG-Erzeugung von 2015 bis 2020 (bis auf das windschwache Jahr 2016) auf konstantem Niveau zwischen 2,8 % und 3,1 % befand, ist dieses im Jahr 2021 auf 2,5 % zurückgegangen. Im Jahr 2022 erfolgte ein deutlicher Anstieg auf 3,4 %, den höchsten bisher aufgetretenen Wert. Der Anstieg ist hauptsächlich auf einen Anstieg der Abregelung von Wind Offshore- und Onshore-Anlagen zurückzuführen (+ 1.091 GWh bzw. + 745 GWh), wobei der größte relative Anstieg bei Solarenergie erfolgt (um 383 GWh bzw. 161,3 %). Der Anteil der abgeregelten Wind Offshore-Anlagen an der gesamten abgeregelten Energiemenge ist 2022 auf einen Höchstwert von 39 % angestiegen, während der Anteil der abgeregelten Wind Onshore-Menge einen Tiefstwert von 51 % erreicht.

Abbildung 3-30: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements bzw. des Redispatch 2.0 (ab 2022)

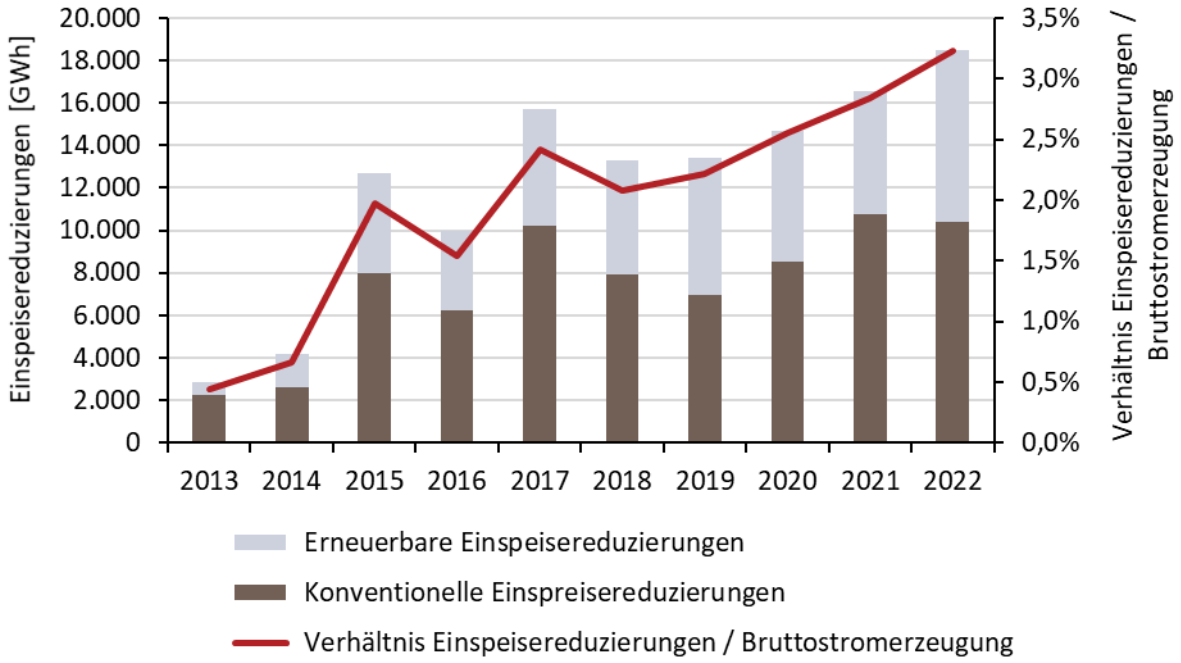


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EWK (2021), BNetzA/BKartA (2022b, 2023) und eigenen Berechnungen.

133. Seit ihrer Stellungnahme von 2019 hat die Expertenkommission für ein vollständiges Bild der Netzengpassmanagementmaßnahmen die Summe aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) sowie das Verhältnis zur Bruttostromerzeugung als Indikator für die netzseitige Versorgungssicherheit (bzw. Systemsicherheit) verwendet (vgl. Absatz 415 in EWK 2019 bzw. Absatz 228 in EWK 2021). Nach einem deutlichen Anstieg dieses Verhältnisses von unter 0,5 % in den Jahren vor 2014 bis zu seinem Höhepunkt von 2,4 % in 2017 ist der Wert 2018 und

2019 wieder leicht unter diese Marke gesunken und dann in den Jahren 2020 bis 2022 kontinuierlich auf einen neuen Höchstwert von 3,2 % angestiegen, vgl. Abbildung 3-31. Damit steht etwa jeder 31. Kilowattstunde Bruttostromerzeugung eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung gegenüber.

Abbildung 3-31: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von EWK (2021), BNetzA/BKartA (2022a, 2022b), BNetzA (2023a) und eigenen Berechnungen.

134. Um die zuletzt deutlich gestiegenen erneuerbaren Einspeisereduzierungen zu senken, ist am 29. Dezember 2023 das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ im Rahmen des neu eingeführten § 13k EnWG in Kraft getreten (EnWG 2024). Dieses sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber für noch festzulegende Entlastungsregionen eine Prognose der stündlichen Abregelungsstrommengen spätestens am Vormittag des Vortages durchführen. Teilmengen dieser Prognose werden zunächst in einer Übergangsphase an berechtigte Teilnehmer gegeben, deren Verbrauchsanlagen durch Lasterhöhung zur Reduzierung der prognostizierten Netzengpässe beitragen können („Entlastungsanlagen“). Nach der Erprobungsphase werden die Abre-gelungsstrommengen in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zugeteilt. Die BNetzA bestimmt zum 1. Juli 2024 Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs, die eine zuschaltbare Last für die Registrierung zu erfüllen hat (BNetzA 2024b). Diese Kriterien spielen eine große Rolle bei der Frage nach möglichen Auswirkungen des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ auf das Marktgeschehen. So besteht beispielsweise die Gefahr, dass Akteure, die eigentlich Strom am Strommarkt beschaffen würden, in Antizipation möglicher Engpässe die Nachfrage reduzieren und Strom zu einem günstigeren Preis über den nachgelagerten „Nutzen statt Abregeln“-Mechanismus beziehen (vgl.

auch die Diskussion zu Inc-Dec-Gaming z. B. in Hirth et al. 2019). Diese Reduktion der Stromnachfrage in Entlastungsregionen mit einem Überangebot an günstigem Grünstrom könnte die Engpasssituation dann sogar noch verstärken (vgl. auch Ott und Wambach 2023). Das Instrument zielt auf neue und flexible Abnehmer in der Wärme- oder Wasserstofferzeugung in Entlastungsregionen ab, die sich über ein umfangreiches Verfahren qualifizieren müssen. Sind die Kriterien zu strikt oder die Entlastungsregionen sehr klein, kann Marktmacht innerhalb der jeweiligen Auktionen entstehen und zu Ineffizienzen führen. Außerdem führt der Mechanismus zwar dazu, dass vor einem Engpass weniger erneuerbare Energieerzeugung reduziert werden muss, dennoch führt das unveränderte Strommarktdesign ohne lokale Preissignale dazu, dass nach dem Engpass weiterhin teurere und meist klimaschädliche Kraftwerke zugeschaltet werden müssen. Der Mechanismus kann somit das grundsätzliche Fehlen lokaler Preissignale für eine effiziente Engpassbewirtschaftung nicht beheben. Auch schränkt ein Mechanismus, der nur auf zusätzliche Lasten abzielt, die nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen, die Wirtschaftlichkeit dieser Verbraucher stark ein, da sowohl die Häufigkeit als auch die Höhe zukünftiger regional auftretender Engpässe sehr schwer zu prognostizieren ist (vgl. auch Grimm et al. 2022). Aus Sicht der Expertenkommission ist das neu eingeführte Instrument „Nutzen statt Abregeln“ mit einem hohen Bürokratieaufwand und potentiellen Fehlanreizen für den Stromhandel verbunden. Die Expertenkommission empfiehlt daher, alternative Mechanismen zum Einbinden von mehr Flexibilität (insbesondere auch auf der Nachfrageseite) zu prüfen, die weniger anfällig sind und für einen breiteren Anwendungsbereich eingesetzt werden können. Außerdem sollten zunächst Hürden für eine höhere Lastflexibilität am Strommarkt abgeschafft werden, wie z. B. Fehlanreize durch den Leistungspreis beim Netzentgelt für Großabnehmer, die einen konstanten, unflexiblen Stromverbrauch belohnen, vgl. Kapitel 3.5. Zum anderen sollte eine Stärkung lokaler Preissignale für einen effizienten Dispatch und eine systemdienlichere Verortung von Verbrauchern und Erzeugern forciert werden (vgl. EWK 2021, 2023).

135. Gemäß den Ausführungen in Kapitel 6.1 ist die Netzstabilität in Deutschland weiterhin auf einem hohen Niveau. Die Herausforderungen für den sicheren und stabilen Netzbetrieb werden jedoch durch die Stilllegung weiterer Großkraftwerke, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie höhere Leistungstransite und damit eine Höherauslastung des Übertragungsnetzes zunehmen. Zur Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität, Frequenzstabilität und transienten Stabilität auch in Zukunft sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Diese könnten z. B. darin bestehen, Momentanreserve und Blindleistung marktlich zu beschaffen, sodass auch weitere Anlagen als bisher diese bereitstellen können, neue Kraftwerke für den Einsatz im Phasenschieberbetrieb einsetzbar zu machen, Kompensationsanlagen für stationäre und regelbare Blindleistung zu errichten oder auch ein verbessertes Monitoring der Systemstabilität zu betreiben. Erhebungen wie bspw. die Befragung zur Spannungsqualität durch die Bundesnetzagentur (BNetzA 2021a) sollten nach Auffassung der Expertenkommission regelmäßiger durchgeführt werden. Auch die proaktive Bearbeitung der Weiterentwicklung wie die Roadmap Systemstabilität durch das BMWK (BMWK 2023a) sind zielführende Aktivitäten.

136. Der Ausbau der Übertragungsnetze verringert die Notwendigkeit für Maßnahmen des Engpassmanagements und ermöglicht die Ausschöpfung der Allokationseffizienz der Stromgroßhandelsmärkte. Gleichzeitig ist das vollständig ausgebaute Netz, in dem keine Engpässe mehr auftreten, nicht notwendigerweise das insgesamt kostengünstigste System. Ab einem gewissen Ausbaugrad würde ein weiterer Netzausbau höhere Kosten verursachen als der Einsatz effizienter Instrumente des Engpassmanagement. In diesem insgesamt kosteneffizienten System gäbe es weiterhin Zeitpunkte, in denen nicht alle gewünschten Stromtransite realisiert werden können. Daher ist neben dem Netzausbau auch die Weiterentwicklung des Engpassmanagements eine wichtige Maßnahme. Die weitere Flexibilisierung des Energiesystems zusammen mit gut ausgestalteten Instrumenten zur systemdienlichen Einbindung der Flexibilität liefert hierfür eine wichtige Grundlage. Diskussionen wie z. B. das Redispatch 3.0, d. h. die Einbindung kleiner Flexibilitätseinheiten sowie der Nachfrageseite und Speicher in das Engpassmanagement zielen in diese Richtung und sind wichtige Aktivitäten. Neue Instrumente sollten sorgsam abgestimmt werden mit weiteren Anreizsystemen wie bspw. den Netzentgelten (siehe auch Kapitel 3.5).

137. Zur Verringerung bzw. Vermeidung von Redispatchmaßnahmen setzt die Bundesregierung auf eine Bestandsnetzoptimierung im Sinne des NOVA-Prinzip. NOVA steht für „Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“ und stellt sicher, dass zunächst Optimierungsmaßnahmen ergriffen werden, bevor netzverstärkende Maßnahmen und letztlich Netzausbaumaßnahmen zum Zuge kommen. Netzoptimierenden Maßnahmen, die eine bessere Ausnutzung der Übertragungskapazität des Netzes ohne weiteren Netzausbau ermöglichen, sind z. B. Phasenschieber-Transformatoren, die den Lastfluss aktiv steuern können, die Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen sowie der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (auch Freileitungs-Monitoring genannt). Da sich die Übertragungsfähigkeit der Stromleitungen je nach Jahreszeit und Wetter unterscheidet, kann mit Hilfe des Freileitungsmonitorings bei kälteren Temperaturen und Kühlung durch Wind mehr Strom übertragen werden als beispielsweise an heißen Sommertagen (TransnetBW 2024a). Bei günstigen Witterungsverhältnissen kann die Belastbarkeit der Leitungen so um bis zu 20 Prozent gesteigert werden. Zur Erfassung der Witterungsverhältnisse müssen eigene Wetterstationen eingerichtet werden. Erforderliche Umbaumaßnahmen für Freileitungen, deren optimierter Betrieb auf diese Weise technisch realisierbar und energiewirtschaftlich sinnvoll ist, müssen im Netzentwicklungsplan Strom beschrieben und von der Bundesnetzagentur bestätigt werden. Technisch angelehnt an das Prinzip des Freileitungsmonitorings ist die am 1. Januar 2023 begonnene temporäre Höherauslastung des Stromübertragungsnetzes auf Basis von EnWG (2024), § 49b, die im Rahmen der Energiepreiskrise für eine befristete Zeit ermöglicht wird und keine vorherige Genehmigung erfordert (50hertz 2024). Gemäß Bundesregierung (2023) sollen durch die temporäre Höherauslastung im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen nach vorläufigen Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber im Winter 2023/2024 Redispatch-Maßnahmen in Höhe von bis zu 10 TWh vermieden werden. Dies soll abhängig von der Entwicklung der Stromkosten zu Einsparungen in Höhe von ca. 1-2 Mrd. € pro Jahr führen.

138. Darüber hinaus werden innovative Netzbetriebsmittel eingesetzt, zu denen z. B. sogenannte Netzbooster gehören (BNetzA 2019). Im Gegensatz zur klassischen präventiven Auslegung des (n-1)-Kriteriums, bei der das Übertragungsnetz nach Eintreten eines Ausfalls keine Überlastungen aufweisen darf, lassen reaktive Betriebsführungsansätze wie das Netzbooster-Konzept eine kurzfristige Überlastung im Fehlerfall zu. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit erfolgt dabei reaktiv durch schnell aktivierbare Anlagen und ermöglicht somit eine höhere Auslastung im Normalbetrieb (n-0). Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Netzboostern hat die BNetzA im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019, vgl. BNetzA 2019) bestätigt. Erste Netzbooster Pilotanlagen werden von TransnetBW im Raum Kupferzell, von Tennet in Audorf Süd in Schleswig-Holstein und Ottenhofen in Bayern (jeweils mit einer Leistung von 100 MW und einer Kapazität von 100 MWh) und von Amprion als dezentraler Netzbooster im Gebiet von LEW Verteilnetz in Bayerisch-Schwaben (mit eine Gesamtleistung von 250 MW) geplant (TransnetBW 2024b; Tennet 2023; Amprion 2023). Die Pilotanlagen befinden sich aktuell in der Planungs- und Genehmigungsphase und sollen in den Jahren 2025 bis 2026 in Betrieb genommen werden.

139. Die Expertenkommission begrüßt prinzipiell ein Vorgehen, das kosteneffizient ist. Vor dem Hintergrund der langfristigen Herausforderungen der Energiewende in den kommenden Jahren ist genau darauf zu achten, in welchem Umfang ein Ausbau der Netze oder der Rückgriff auf den gezielten Einsatz netzoptimierender Maßnahmen notwendig ist. Die Optimierung des Bestandnetzes stellt daher einen wichtigen Baustein dar, darf aber über die langfristigen Erfordernisse des Netzneubaus nicht hinwegtäuschen.

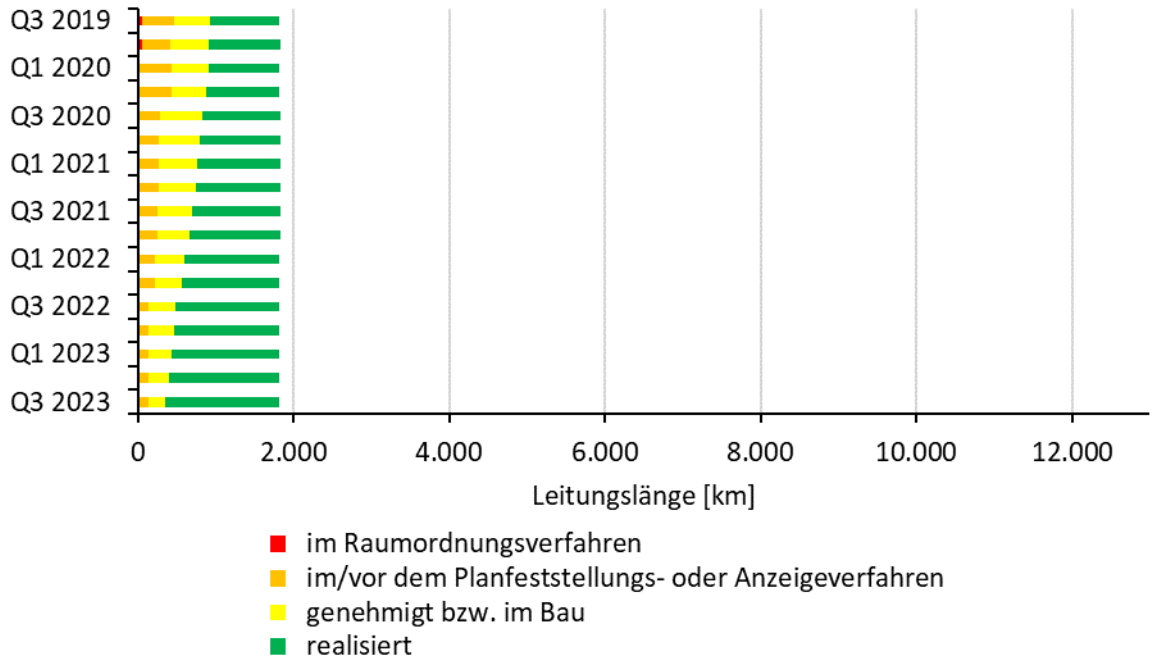
3.4.2 Ausbau der Übertragungsnetze

140. Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein schneller und umfangreicher Netzausbau von zentraler Bedeutung. Dieser ist eine zentrale Voraussetzung für andere wichtige Schritte auf dem Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2045 wie z. B. der EE-Ausbau auf 80 % der Bruttostromerzeugung im Jahr 2030 oder ein vorgezogener Kohleausstieg. So wird beispielsweise das 30-GW-Ausbauziel für Windenergie auf See bis 2030 daran geknüpft, dass die für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten rechtzeitig geschaffen werden können (vgl. WindSeeG 2023, § 1 (2)). Dementsprechend liegt die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen im überragenden öffentlichen Interesse. Es ist daher von zentraler Bedeutung den Fortschritt des Netzausbaus kontinuierlich zu evaluieren, um im Fall von auftretenden Verzögerungen schnell reagieren zu können und die Klimaschutzziele nicht zu gefährden.

141. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013, welches alle zwei Jahre durch die im Netzentwicklungsplan identifizierten und von der BNetzA bestätigten Netzausbaumaßnahmen ergänzt wird, verankern die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem. Jedoch entstanden immer wieder Verzögerungen beim Netzausbau. Bis Ende 2022 wurden insgesamt

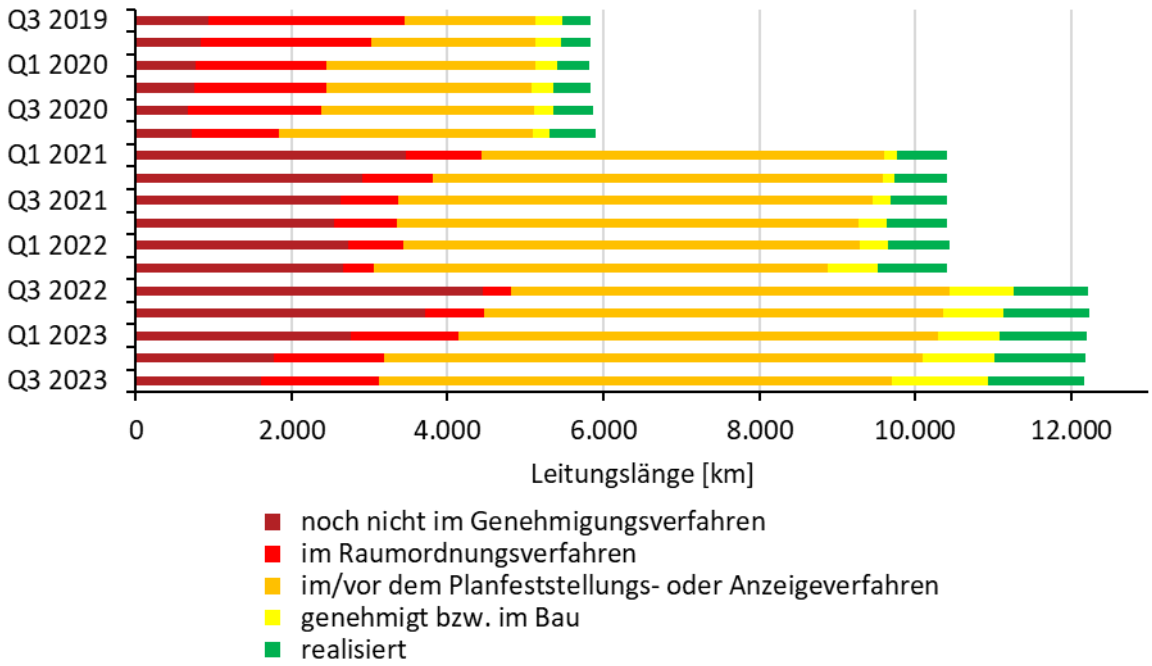
2.459 der aktuell geplanten 14.054 Kilometer der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt (BNetzA 2023b). Gegenüber 2021 (1.934 Kilometer) entspricht dies einem Zuwachs von 525 Kilometern. Abbildung 3-32 zeigt die Veränderungen beim Stand des Netzausbaus der EnLAG-Vorhaben seit Q3 2019 aus den quartalsweise veröffentlichten Berichten zum Monitoring des Netzausbaus. Die EnLAG-Vorhaben wurden 2009 in das Gesetz aufgenommen und haben sich seitdem nur geringfügig bzgl. ihres genauen Verlaufs geändert. Eine Darstellung des Netzausbaus der BBPlG-Vorhaben über die Zeit findet sich in Abbildung 3-33. Die Vorhaben, die im Rahmen des BBPlG in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, blieben bis Ende 2020 weitgehend unverändert und umfassten nahezu 6000 Kilometer Leitungslänge. Mit dem Wechsel des Zieljahres für den Netzentwicklungsplan von 2030 auf 2035, der erstmals im Rahmen des NEP 2021 erfolgte, und vor dem Hintergrund der ehrgeizigen Klimaschutzziele für 2030 sowie der erheblich gestiegenen Ausbauziele für erneuerbare Energien in den letzten Jahren, wurde ein verstärkter Bedarf an Leitungen für einen reibungslosen Netzbetrieb deutlich. Durch die Integration zusätzlicher Vorhaben im Bundesbedarfsplan in den Jahren 2021 und 2022 hat sich die Gesamtleitungslänge aller Vorhaben seit Ende 2020 mehr als verdoppelt. Die Dynamik dieser Entwicklung verdeutlicht die Anpassung an die wachsenden Anforderungen im Kontext der Energiewende. Abbildung 3-33 illustriert, dass insbesondere im letzten Jahr der Start der Genehmigungsverfahren im Vergleich zu den Vorjahren beschleunigt wurde. Im Gegensatz dazu erfolgten sowohl bei den genehmigten als auch bei den realisierten Vorhaben nur geringe Fortschritte zwischen den einzelnen Quartalen. Dies unterstreicht die Komplexität und die mit dem Netzausbau verbundenen Herausforderungen.

Abbildung 3-32: Stand des Netzausbaus (EnLAG) im Rahmen des Netzausbaumonitorings



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis der Berichte zum Monitoring des Netzausbaus der BNetzA unter https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

Abbildung 3-33: Stand des Netzausbaus (BBPlG) im Rahmen des Netzausbaumonitorings



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis der Berichte zum Monitoring des Netzausbaus der BNetzA unter https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

142. Zu den im Rahmen des Netzausbaumonitoring veröffentlichten Zahlen der fertiggestellten Leitungskilometer (Kategorie „realisiert“ in den Abbildung 3-32 und Abbildung 3-33) werden allerdings auch schon gebaute Abschnitte einzelner Leitungen gezählt, die erst zum Teil gebaut wurden und daher noch nicht genutzt werden können. Die Expertenkommission erachtet diese Angabe alleine als nicht zielführend und empfiehlt eine transparentere Berichterstattung zu wählen, z. B. durch Aufnahme einer weiteren Kategorie für die schon in Betrieb genommenen bzw. grundsätzlich einsatzbereiten Leitungskilometer (d. h. Kategorien Fertigstellung und Inbetriebnahme).

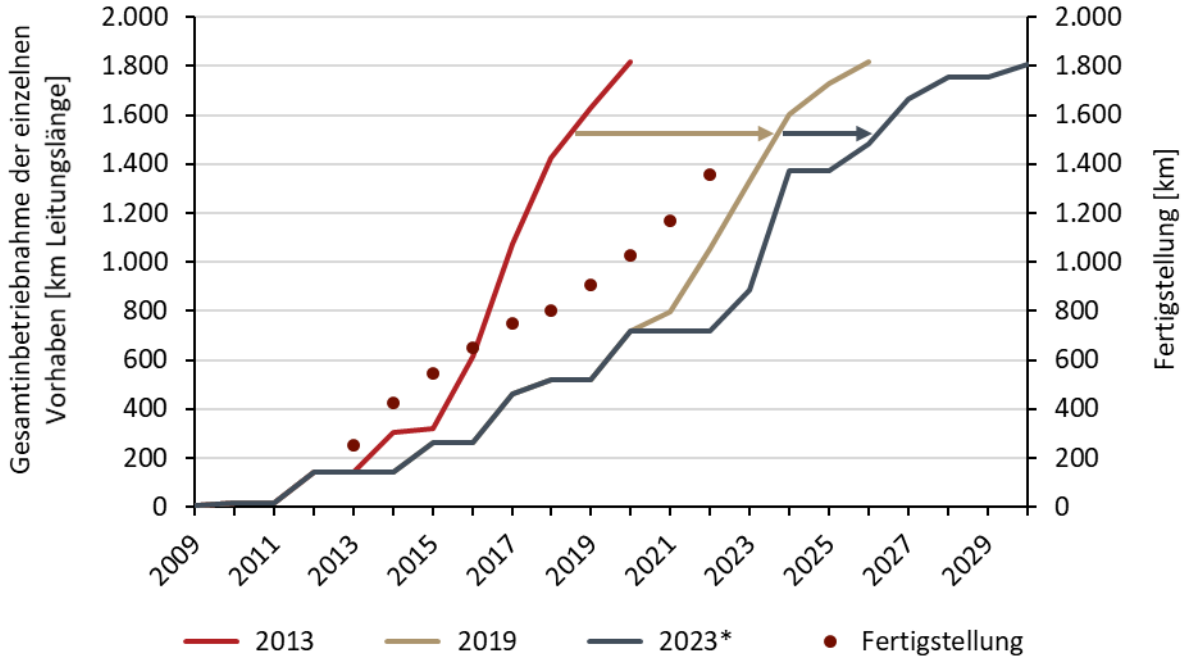
143. Zu jedem Leitungsvorhaben werden im Rahmen des Netzausbaumonitorings außerdem Termine für die geplante Gesamtinbetriebnahme angegeben. Diese Termine werden über die Berichtsjahre hinweg immer weiter nach hinten geschoben. Abbildung 3-34 und Abbildung 3-35 verdeutlichen den Umsetzungsfortschritt für die vor 2021 gesetzlich festgesetzten Leitungsvorhaben.[12] Es wird das jeweils erste öffentlich verfügbare Berichtsjahr (2013 für ENLAG und 2016 für BBPlG) mit den Jahren 2019 (Stand zum letzten Monitoringbericht, vgl. EWK 2021) und 2023 verglichen. Dabei werden zum einen die Fortschritte bei den fertiggestellten Leitungskilometern auf der Sekundärachse angegeben. Zum anderen wird die sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme der einzelnen Vorhaben auf der Primärachse dargestellt. Dabei bilden die

[12] Dieser Fokus bei den Vorhaben des BBPlG erlaubt einen Vergleich über einen längeren Zeitraum hinweg. Die in den Jahren 2021 und 2022 hinzugekommenen Vorhaben liegen größtenteils noch weit in der Zukunft und wurden bisher bis auf kleine Korrekturen (siehe unten) mit einem ersten Zieldatum versehen. Eine Betrachtung dieser Vorhaben erfolgt separat in Abbildung 3-36.

historischen und geplanten Werte der Gesamtinbetriebnahme die Grundlage für die grafische Darstellung. Für die Jahre 2013, 2016 und 2019 wird der Stand zum Ende des Kalenderjahres, also aus dem jeweils vierten Quartal, verwendet, für das Jahr 2023 der Stand nach dem ersten Halbjahr, also aus dem zweiten Quartal, was dem aktuellsten bei Anfertigung dieses Berichts vorliegenden Stand entspricht. Beim Vergleich der Angaben in den quartalsweise veröffentlichten Berichten zum Netzausbaumonitoring fällt allerdings auf, dass neben regelmäßig stattfindenden geringfügigen Anpassungen bei den Verläufen der Vorhaben, und somit der Leitungslänge, nur in sehr wenigen Berichten ein Update der Gesamtinbetriebnahme stattfindet. So blieb der Stand zu den geplanten Gesamtinbetriebnahmejahren bei den Vorhaben aus dem Bericht des vierten Quartals 2019 unverändert bis einschließlich des Berichts im zweiten Quartal 2021. Im Bericht des dritten Quartals 2021 erfolgte dann eine weitreichende Anpassung mit einer deutlichen Korrektur der Prognosewerte für die Inbetriebnahme nach hinten, welche bis zum aktuellen Zeitpunkt (Q2|2023) für diese Vorhaben unverändert blieben. Ob eine weitere Anpassung der geplanten Gesamtinbetriebnahme seit dem Bericht zum dritten Quartal 2021 aufgrund der größtenteils noch weit in der Zukunft liegenden Inbetriebnahmejahre oder aufgrund der Erwartung, dass durch die verschiedenen gesetzlichen Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus keine weiteren Verzögerungen eintreten, ausblieb, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht genau festgestellt werden. Die Expertenkommission wird diese Entwicklung im Rahmen zukünftiger Monitoringberichte daher genau beobachten.

144. Ende 2022 waren insgesamt 1.356 der 1.821 Kilometer der EnLAG-Vorhaben fertiggestellt (bei einer Gesamtinbetriebnahme der Vorhaben bis Ende 2022 von 716 km). Mit Blick auf die Gesamtinbetriebnahme der EnLAG-Vorhaben (vgl. Abbildung 3-34) zeigt sich, dass dieser Wert im Netzausbaumonitoring 2019 bereits für das Jahr 2020 prognostiziert wurde und bis 2022 eine weitere Inbetriebnahme von insgesamt 1.055 Kilometern erwartet wurde. Ab 2021 ergibt sich somit im historischen Verlauf bis 2022 aber auch in den Prognosen von 2023 eine weitere deutliche Verzögerung der Gesamtinbetriebnahme bei den ENLAG-Vorhaben. Diese zeitliche Verschiebung der Prognosen ist ganz analog zu den bisherigen Berichten der Expertenkommission auch in diesem Bericht zu beobachten. Allerdings zeigt sich beim Blick auf die Fertigstellung von Leitungskilometern, dass diese in den Jahren seit 2019 deutlich zugelegt hat. Es bleibt daher zu hoffen, dass sich viele Vorhaben kurz vor der Inbetriebnahme befinden und somit die aktuellen Prognosen insbesondere für das Jahr 2024 (geplanter Anstieg von 888 auf 1.372 Kilometer) eingehalten werden können.

Abbildung 3-34: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG

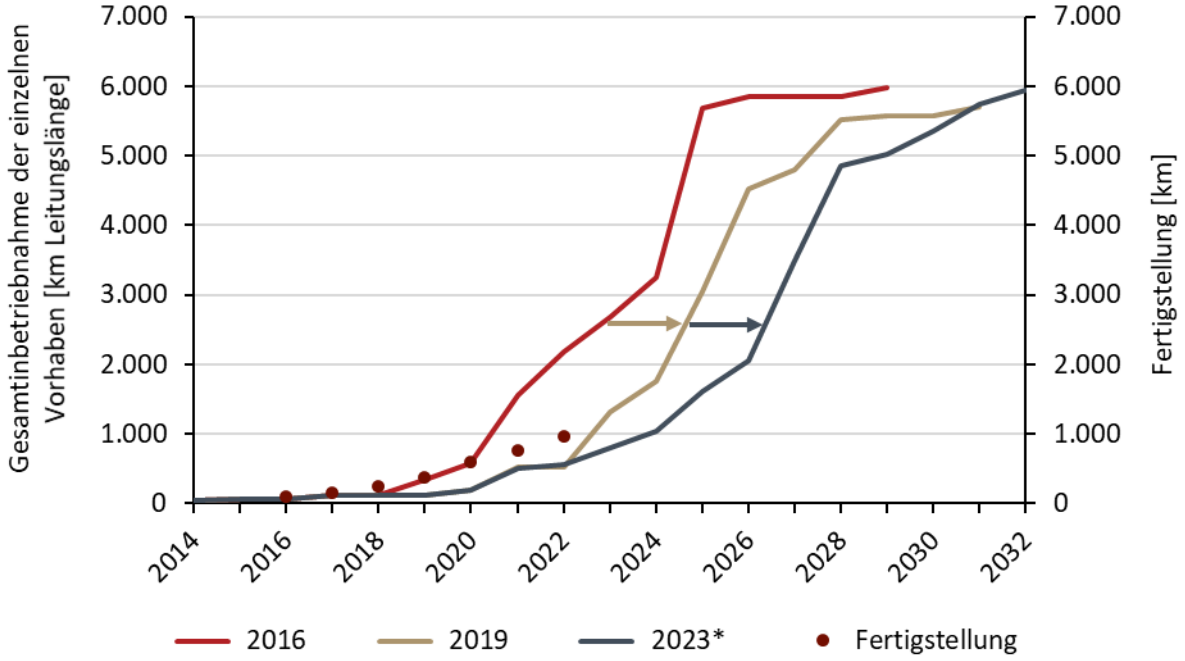


Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade für 2013 und 2019 jeweils zum Ende des Kalenderjahres, für 2023* zum Ende des zweiten Quartals. 2013 fand das erste Netzausbaumonitoring für die ENLAG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2013, 2020, 2023c).

145. Eine ähnliche Dynamik zeichnet sich in den Prognosen für die Fertigstellung der Vorhaben im BBPlG, die bereits vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden, ab (vgl. Abbildung 3-35). Ende 2022 waren erst 961 der 5.943 Kilometer der hier betrachteten BBPlG-Vorhaben realisiert (bei einer Gesamtinbetriebnahme der Vorhaben bis Ende 2022 von 565 km). Auch zwischen den Berichtsjahren 2019 und 2023 hat sich die prognostizierte Gesamtinbetriebnahme der BBPlG-Vorhaben weiter um circa ein bis zwei Jahre nach hinten verschoben. Die Verschiebung zwischen den Jahren 2019 und 2023 ist für einen Großteil der Leitungslänge nochmal so groß wie zwischen dem ersten Berichtsjahr (2016) und 2019, trotz bereits beschlossener Beschleunigungsmaßnahmen wie z. B. der Novellierung des NABEG (Netzausbaubeschleunigungsgesetz) im April 2019. Da im Netzausbaumonitoring der BNetzA eine detaillierte Auswertung zum Fortschritt beim Netzausbau ähnlich zu dem Vorgehen der Expertenkommission fehlt, erfolgt auch keine Diskussion möglicher Ursachen für die deutliche Verschiebung bei der geplanten Gesamtinbetriebnahme, insbesondere im Zusammenhang mit dem umfangreichen Update der prognostizierten Inbetriebnahmejahre im Bericht Q3|2021 (siehe oben). Ein Grund könnte sein, dass im Rahmen der Einführung weiterer Beschleunigungsmaßnahmen nach 2019 eine realistischere, mit diesen Maßnahmen vereinbare Anpassung der geplanten Gesamtinbetriebnahme

erfolgt ist. Zu hoffen bleibt nun, dass dadurch zukünftig keine oder nur noch eine deutlich geringere Verschiebung auftritt. Bei den in Abbildung 3-35 betrachteten Vorhaben fällt der Unterschied zwischen fertiggestellten Leitungskilometern und Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben deutlich geringer aus als bei den ENLAG-Vorhaben, was daran liegt, dass bis Ende 2022 erst 1.881 der 12.233 Leitungskilometer genehmigt wurden.

Abbildung 3-35: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG (für vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben)

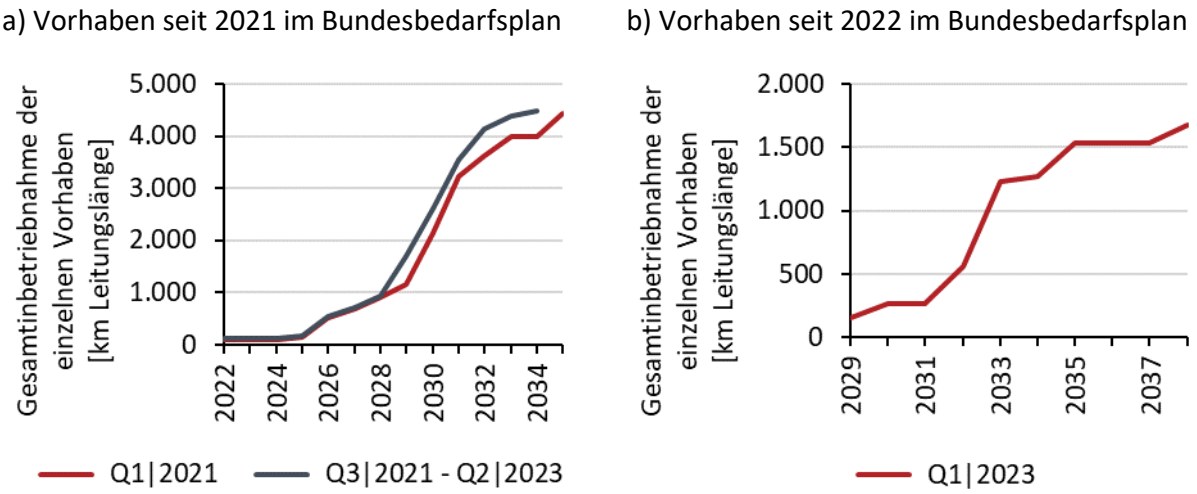


Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade für 2016 und 2019 jeweils zum Ende des Kalenderjahres, für 2023* zum Ende des zweiten Quartals. 2016 fand das erste Netzausbaumonitoring für die BBPlG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2017a, 2020, 2023c).

146. Wie oben bereits erwähnt, wurden in den Jahren 2021 und 2022 weitere Vorhaben, die im Rahmen der Netzentwicklungsplanung von den Übertragungsnetzbetreibern als relevant identifiziert und von der BNetzA genehmigt wurden, in den Bundesbedarfsplan aufgenommen. Die geplante Gesamtinbetriebnahme dieser Vorhaben ist in Abbildung 3-36 dargestellt. Die neuen Vorhaben aus dem Jahr 2021 wurden in Q1|2021 das erste Mal im Netzausbaumonitoring aufgeführt und wurden dort direkt mit einer Prognose für die Inbetriebnahme der einzelnen Vorhaben versehen. Diese Prognose wurde in Q2|2021 geringfügig (bei drei Vorhaben) und in Q3|2021 im Rahmen der umfangreichen Anpassungen abgeändert und sind seitdem bis zum Bericht Q2|2023 unverändert geblieben. Wie der linken Grafik in Abbildung 3-36 zu entnehmen ist, erfolgte im

Rahmen der Anpassungen über alle neuen Vorhaben aus dem Jahr 2021 hinweg eine leichte Vordatierung der Inbetriebnahme. Die neuen Vorhaben aus dem Jahr 2022 (rechte Grafik) wurden in Q3|2022 in das Netzausbaumonitoring aufgenommen und wurden in Q1|2023 zum ersten Mal mit Prognosen für die Gesamtinbetriebnahme versehen, welche bis zum aktuellen Stand (Q2|2023) noch nicht angepasst wurden. Abbildung 3-36 bildet die Grundlage für das Monitoring möglicher Verzögerungen bei den neuen BBPlG-Vorhaben in den zukünftigen Monitoringberichten der Expertenkommission.

Abbildung 3-36: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG (für 2021 und 2022 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben)



Anmerkung: Für jede Kurve ist in der Legende angegeben, in welchen Berichten des Netzausbaumonitorings die zugrundeliegenden Prognosewerte für die Gesamtinbetriebnahme zu finden sind.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2021b, 2023c, 2023d).

Beschleunigung des Netzausbaus und Monitoring

147. Um den in der Vergangenheit deutlich verzögerten Netzausbau (vgl. z. B. auch EWK 2019, 2021) zu beschleunigen und weitere Verzögerungen zu verhindern, wurden in den letzten Jahren zahlreiche Maßnahmen auf den Weg gebracht. Dazu gehören u. a. die Novellierung des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) im April 2019, um durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau zu führen, sowie umfangreiche Rechtsänderungen im Rahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets und des Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften (Bundesgesetzblatt 2022). Auch die Ende 2023 in Kraft getretene EnWG-Novelle zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben (Bundesgesetzblatt 2023a) enthält weitere Regelungen für den Stromnetzausbau, u. a. eine umfassende Erweiterung der Kompetenzen der BNetzA. Zusätzlich soll der Bund-Länder-Beschleunigungspakt Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter verbessern und unter anderem die personelle Ausstattung von Behörden und Gerichten stärken. Um im

Fall von Klagen gegen wichtige Infrastrukturprojekte die Verfahrenszeit zu beschleunigen ist im März 2023 das Gesetz zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich in Kraft getreten, welches das Ziel hat, dass Gerichtsverfahren zu bedeutsamen Infrastrukturvorhaben Vorrang gegenüber anderen Verfahren erhalten (Bundesgesetzblatt 2023b). Zur Begleitung der Umsetzung des angepassten Rechtsrahmens der Verteilnetzplanung wurde der Branchendialog Verteilnetze der Zukunft initiiert. Weitere Maßnahmen befinden sich in der Ausarbeitung, u. a. im Rahmen der Task Force Netze (vgl. BMWK 2023b).

148. Um keine weiteren Verzögerungen beim Netzausbau aufkommen zu lassen ist ein umfangreiches und transparentes Monitoring der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen zentral. Ein Beispiel dafür ist die Veröffentlichung des Stands bei den erwarteten und erteilten Genehmigungen im Stromübertragungsnetz durch die BNetzA seit dem Jahr 2023 (vgl. BNetzA 2023e). Die Auswertung beschränkt sich dabei allerdings auf die Ausbauvorhaben im Zuständigkeitsbereich der BNetzA, was etwa 7.400 km des gesamten Übertragungsnetzausbaubedarfs von rund 14.000 km ausmacht. Im Jahr 2023 konnten alle Anfang 2023 im Rahmen des Netzausbau-Controllings ans BMWK gemeldeten erwarteten Genehmigungen auch tatsächlich genehmigt und somit für den Bau freigegeben werden. Weitere 400 km wurden in 2023 durch gesetzliche Beschleunigung genehmigungsfrei, sodass unmittelbar mit der Umsetzung begonnen werden konnte.

149. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen und der steigenden Notwendigkeit eines effizienten Netzausbaus empfiehlt die Expertenkommission eine fortlaufende Überwachung und Anpassung der Planungs- und Genehmigungsprozesse, um sicherzustellen, dass der Ausbau mit den ambitionierten Zielen in Einklang steht und zeitnah umgesetzt werden kann. Ein frühzeitiges Erkennen weiterer Verzögerungen bei den zentralen Leitungsvorhaben für das zukünftige Stromnetz ist die Voraussetzung um rechtzeitig reagieren und weitere Maßnahmen treffen zu können. Der aktuelle Fortschritt beim Aufbau der LNG-Infrastruktur (vgl. Kapitel 4.2) zeigt, welche Ausbaugeschwindigkeit möglich ist, wenn vor dem Hintergrund einer akuten Krisensituation (hier: drohende Gasmangellage) ein parteiübergreifender politischer Wille vorhanden ist. Von ähnlich großer Bedeutung ist ein rechtzeitig ausgebautes Stromnetz für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität sowie für die Erreichung der Klimaziele, insbesondere um den dafür benötigten Ausbau der erneuerbaren Energien und den angestrebten vorgezogenen Kohleausstieg für das Jahr 2030 nicht zu gefährden.

150. Die Expertenkommission empfiehlt daher für das Netzausbaumonitoring neben der quartalsweisen Darstellung des aktuellen Netzausbaufortschritts als Momentaufnahme noch weitere Indikatoren zum frühzeitigen Erkennen von Verzögerungen zwischen den Quartalsberichten aufzunehmen. Ein solcher Indikator kann die in diesem Kapitel verwendete Darstellung des Netzausbaufortschritts im Vergleich zur ursprünglichen Planung sein. Ein vergleichbares Vorgehen zum Monitoring der Verzögerungen beim Netzausbau findet sich auch im Bericht des Bundesrechnungshofs zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung (Bundesrechnungshof 2024). Dort

wird zum Stichtag 30. September 2023 gegenüber der ursprünglichen Planung ein Zeit- und Ausbauverzug von sieben Jahren und 6.000 km ausgewiesen, während es im Bericht aus dem Jahr 2021 noch fünf Jahre und 4.000 km waren (Bundesrechnungshof 2021). Eine Stärkung des internen und externen Prozesses des Netzausbaumonitorings sieht die Expertenkommission als dringend geboten. Ein regelmäßiger Austausch zwischen der Bundesregierung, den Regulierungsbehörden und den Übertragungsnetzbetreibern über bisherige Erfahrungen und zum Fortschritt des Netzausbaus spielt dabei eine zentrale Rolle.

Netzentwicklungsplanung

151. Dem NOVA-Prinzip folgend, setzt die Bundesregierung seit dem NEP 2030 (Version 2017) vermehrt auf die Potentiale bei der Optimierung des Bestandsnetzes, wo erstmals auch innerhalb weniger Jahre umzusetzende Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt wurden (BNetzA 2017b). Im NEP 2030 (Version 2019) wurde erstmals der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel, wie beispielsweise von Netzbooster Pilotanlagen, bestätigt (BNetzA 2019). Vor dem Hintergrund des im Rahmen der EEG-Novelle 2023 weiter beschleunigten EE-Ausbau und dem angestrebten vorgezogenen Kohleausstieg bis 2030, haben die Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können, um die bereits heute angespannte Engpasssituation (vgl. Kapitel 3.4.1) zu entschärfen (ÜNB 2023a). Die Bewertung und Ermittlung dieser Ad-hoc-Maßnahmen erfolgte auf Basis des Szenarios und Netzmodells der gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG 2023), § 34, erstellten Langfristanalyse mit Betrachtungsjahr 2030 (vgl. ÜNB 2023b). Im Rahmen der Analyse erfolgte eine Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen wie der Höherauslastung des Netzes oder der geplanten Netzbooster, die diese Maßnahmen als erforderlich bestätigt und unter anderem deren Potential zur Senkung des Redispatchbedarfs (insbesondere von EE-Anlagen) aufzeigt. Auch zeigen die Berechnungen, dass bereits in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen genehmigte Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung vorgezogen und zusätzliche Anlagen gebaut werden müssen. Die Expertenkommission begrüßt die Berücksichtigung der verschiedenen Ad-hoc-Maßnahmen, da deren Umsetzung planerisch und baulich weniger anspruchsvoll als der Leitungsneubau ist und deshalb mit einer fristgerechten Umsetzung gerechnet werden kann.

152. Anfang 2022 startete mit der Veröffentlichung des Szenariorahmenentwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 (NEP 2037/2045 (2023)) bereits der achte Durchgang der Bedarfsermittlung, der im Juli 2022 von der BNetzA genehmigt wurde (ÜNB 2022; BNetzA 2022). Drei Szenarien blicken in das Jahr 2037, drei weitere Szenarien in der langen Frist sogar ins Jahr 2045. Der NEP 2037/2045 (2023) beschreibt erstmalig ein sogenanntes „Klimaneutralitätsnetz“, welches die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ermöglicht. Somit wird zum ersten Mal tatsächlich ein Endzustand betrachtet, während in den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen nur eine „Endzustandsillusion” vorlag. Da die Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude überwiegend durch direkte oder indirekte Elektrifizierung erfolgt, spielt Strom dabei eine

zentrale Rolle. Der Szenariorahmen stützt sich unter anderem auf eine Reihe aktueller Systemstudien, die mittels einer integrierten Betrachtung aller Sektoren mögliche Entwicklungspfade zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels aufzeigen und dabei richtungsgebende Kennzahlen für den Stromsektor ausweisen.

153. Die Szenarien wurden so gewählt, dass in Szenario A verstärkt Wasserstoff zum Einsatz kommt, während die Szenarien B und C eine stärkere Direktelektrifizierung vorsehen. Ihnen liegen unterschiedlich hohe Annahmen zu Effizienzgewinnen und der Höhe des Stromverbrauchs zugrunde, wobei in Szenario B die höchste Effizienz unterstellt wird. In allen Szenarien wird ein vorgezogener Kohleausstieg vor 2037 angenommen. Außerdem erreicht der erneuerbare Ausbau in allen Szenarien die Zielsetzungen im EEG bzw. WindSeeG. Der Bruttostromverbrauch liegt in den Szenarien für 2037 zwischen 899 und 1.053 TWh und in den Szenarien für 2045 zwischen 1.079 und 1.303 TWh. Es wird angenommen, dass ein Großteil des Bedarfs an Flexibilität durch eine Anpassung der Stromverbräuche bereitgestellt wird. So wird beispielweise davon ausgegangen, dass zwischen 50 % und 100 % der Einheiten in privaten Haushalten flexibel und damit marktorientiert eingesetzt werden. Ob die Annahme neuer markt- und netzbasierter Flexibilitäten rechtzeitig und in erforderlichem Umfang realisierbar ist, ist noch nicht absehbar. Hier sind noch enorme Anstrengungen erforderlich. Aus Sicht der Expertenkommission ist dazu auch eine grundlegende Umgestaltung der elektrizitätsbezogenen Abgaben und Umlagen und eine Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich (vgl. Empfehlungen in EWK 2016, 2018, 2019, 2021, und Kapitel 3.5.3). Außerdem weist die Expertenkommission darauf hin, dass sich die Annahmen zur residualen Spitzenlast im NEP deutlich von denen im Versorgungssicherheitsmonitoring unterscheiden. Während die residuale Spitzenlast im Versorgungssicherheitsmonitoring bis 2030 konstant bleibt, steigt diese im NEP für 2037 deutlich an. Die Expertenkommission empfiehlt daher, dass eine höhere Konsistenz solcher zentralen Annahmen zwischen den verschiedenen Monitoring- und Planungs-Prozessen, die im Auftrag der Bundesregierung erfolgen, hergestellt wird. Dies kann beispielsweise mit Hilfe eines langfristigen, sektorübergreifenden Szenariorahmens geschehen, der die Grundannahmen für all diese Prozesse vereinheitlicht (vgl. Systementwicklungsstrategie in Kapitel 3.4.5).

154. Bei der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse wird für 2037 eine Kapazität zwischen 26 und 40 GW und für 2045 zwischen 50 und 80 GW angenommen. Dabei wird über alle Szenarien hinweg angenommen, dass eine umfassend ausgebaute Wasserstoffspeicher- und -transportinfrastruktur bereits im Jahr 2037 vorhanden ist und dass etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse bereitgestellt wird. Bei der Verortung von Elektrolyseuren wird wie folgt vorgegangen: Zunächst werden heute bereits absehbare Projekte aus Netzanschlussanfragen bei den Netzbetreibern sowie alle als sogenannte „Important Projects of Common European Interest“ („IPCEI“) geförderten Projekte berücksichtigt (insgesamt 14 GW). Die Differenz zur Erreichung der genehmigten Elektrolyseleistung wird in einem zweiten Schritt netzdienlich verortet. Im zugrunde liegenden Szenariorahmen hat die BNetzA vorgegeben, dass durch die Verortung der Elektrolyseure keine neuen Engpässe im Übertragungsnetz entstehen. Daher

wird die Verortung der Elektrolyseure unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Die Übertragungsnetzbetreiber merken zu diesem Vorgehen an, dass die Annahme solch eines netzdienlichen Ausbaupfads einen regulatorischen Rahmen voraussetzt, der zukünftig entsprechende Allokationssignale aussendet. Da entsprechende Rahmenbedingungen derzeit nicht gegeben sind, ist der Ansatz aus heutiger Sicht mit hohen Unsicherheiten verbunden. Sind für die Allokation zukünftig andere Kriterien ausschlaggebend, ist die Entstehung zusätzlicher Engpässe im Übertragungsnetz wahrscheinlich. Die Expertenkommission teilt diese Ansicht und empfiehlt die Aufnahme einer Sensitivitätsanalyse mit einer weniger netzdienlichen Verortung der Elektrolysekapazität. Ein entscheidender Faktor ist dabei auch die Frage, wie schnell die südlichen Bundesländer an ein Wasserstoffnetz angeschlossen werden können. Im Rahmend der Wasserstoff-Roadmap Bayern (H2.B 2022) wurde z. B. ein Bedarf an regionaler Elektrolyseleistung zwischen 0,3 und 1,7 GW für 2030 berechnet, wenn ein Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz bis 2030 erfolgt. Wird hingegen unterstellt, dass der Anschluss an das Wasserstoffnetz erst 2035 erfolgt und die aktuellen Produzenten grauen Wasserstoffs bis 2030 auf grünen Wasserstoff umstellen, steigt der Elektrolysebedarf auf 3 bis 10 GW im Jahr 2035.

155. Auch in der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) war die Verortung der Elektrolyseure das wichtigste Thema aus den Bereichen Wirtschaft und Politik. So sind viele Unternehmen aber auch Städte und Gemeinden aufgrund ehrgeiziger Klimaziele bei ihrer Umsetzung auf die entsprechende Energieinfrastruktur angewiesen. Darüber hinaus wurde im Zusammenhang mit den Eingangsdaten aus dem Szenariorahmen in vielen Stellungnahmen angemerkt, dass eine breitere Spreizung der Szenarien wünschenswert wäre. Beispielsweise gab es über alle Szenarien hinweg keine Variation bei der Interkonnektorleistung. Daher wurden weitere Sensitivitätsanalysen zur Variation einzelner Parameter gefordert, so z. B. für Interkonnektorkapazitäten, Effizienzannahmen oder das unterstellte Wetterjahr (2012). In vielen Stellungnahmen wurde außerdem eine stärkere Verzahnung der Strom- und Gasinfrastruktur gefordert (siehe dazu die aktuellen Entwicklungen zur Systementwicklungsstrategie in Kapitel 3.4.5).

156. Trotz der auf den Netzausbaubedarf eher entlastend wirkenden Annahmen zur Verortung der Elektrolyseure, zeichnet sich im NEP 2037/2045 (2023) ein erheblicher innerdeutscher Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes ab. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen im Vergleich zum NEP 2035 (2021) diverse zusätzliche Maßnahmen vor (Steigerung des Gesamtausbaubedarfs um mehr als 60 %). Gegenüber dem im NEP 2035 (2021) vorgeschlagenen Netzausbaubedarf identifiziert der NEP 2037/2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.620 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 52,3 Mrd. €. Dies liegt insbesondere an der Ausweisung von fünf zusätzlichen Gleichstrom-Projekten, die zur Sicherstellung der erforderlichen Transportaufgabe notwendig und im aktuellen Bundesbedarfsplan noch nicht enthalten sind.

157. Im März 2024 bestätigte die BNetzA den NEP 2037/2045 (2023), wobei die Bestätigung mehr Maßnahmen enthält als von den ÜNB im zweiten Entwurf vorgesehen waren (BNetzA 2024c). So wurden unter anderem zwei der fünf neuen Gleichstromverbindungen um jeweils zwei GW Leistung erweitert, was die Übertragungskapazität in Richtung Süden weiter erhöht. Insgesamt wurden von den 13.650 Leitungskilometern der vorgeschlagenen Maßnahmen für einen Netzneubau oder -verstärkung im zweiten Entwurf des NEP 12.700 km bestätigt. Im Vergleich dazu haben die Vorhaben des Bundesbedarfsplans aktuell eine Gesamtlänge von 11.800 km. Der bestätigte Netzentwicklungsplan bildet nun die Grundlage für eine Anpassung des Bundesbedarfsplans.

158. Dadurch entsteht ein deutlicher Anstieg der Netzkosten, der entweder durch Erhöhung der Netzentgelte auf die Stromkunden umgelegt oder durch Zahlungen aus dem Staatshaushalt abgefedert werden muss. Vor dem Hintergrund der sowieso schon gestiegenen Energiekostenbelastung der Verbraucher sowie der aktuellen Haushaltslage gilt es wo immer möglich Einsparpotentiale bei den Netzkosten zu identifizieren. Eine aktuell immer häufiger diskutierte Option ist die Abkehr vom Prinzip, dass neue Gleichstrom-Übertragungsleitungen vorrangig als Erdkabel verlegt werden müssen. Diese Vorgabe wurde 2015 gesetzlich festgelegt mit der Hoffnung dadurch die Akzeptanz für den Netzausbau bei den Anwohnern im Bereich neuer Trassen zu erhöhen. Da die Installation von Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen jedoch um ein Vielfaches teurer ist, führt diese Umstellung zu einer erheblichen Mehrbelastung. So haben z. B. Berechnungen von McKinsey ergeben, dass bei Vorhaben, bei denen statt Erdkabeln auch Freileitungen möglich sind, die benötigten Investitionen bis 2035 um rund 20 bis 40 Mrd. € gesenkt werden könnten (vgl. McKinsey 2024). Neben dem Nachteil der deutlich höheren Kosten von Erdkabeln werden noch weitere Aspekte wie eine längere Realisierungsdauer und eine kürzere Lebensdauer diskutiert. Zusätzlich werden eine geringere Verfügbarkeit und längere Ausfallzeiten bei mechanischen Störungen erwartet. Da Erdkabel in maximal 1.000-Meter-Einheiten hergestellt und verbaut werden können, müssen die Kabel mindestens einmal pro Kilometer durch Muffen verbunden werden (vgl. BMWK 2019). Da Muffen eine erhöhte Fehleranfälligkeit besitzen (vgl. ENTSO-E 2013), muss die Funktionsfähigkeit regelmäßig überprüft werden. Trotzdem bleibt selbst bei regelmäßiger Überprüfung ein erhöhtes Ausfallrisiko bestehen, da die geplanten Gleichstromtrassen mit Längen von mehreren hundert Kilometern eine Vielzahl von Muffen enthalten werden. Auch bei Freileitungen sind Ausfälle möglich, z. B. durch atmosphärische Störungen wie Blitzeinschläge oder mechanisch verursachte Schäden an Leitung oder Masten. Allerdings erfolgen Reparaturen bei mechanischen Schäden an Freileitungen in der Regel in Stunden oder Tagen. Im Gegensatz dazu können Reparaturen bei Erdkabeln auch Wochen oder Monate dauern.

159. Neben der Erdverkabelung von Gleichstrom-Leitungen sind im Rahmen von EnLAG und BBPlG auch Wechselstrom-Erdkabel-Piloten vorgesehen. In einem ersten Erfahrungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Teilerdverkabelung (TEV) aus dem Jahr 2020 werden ebenfalls deutlich höhere Investitionskosten (in der Regel um mindestens den Faktor 6) und eine geringere Verfügbarkeit als bei Freileitungen aufgeführt (vgl. ÜNB 2020). Demnach zeigt die Praxis auch, dass

die TEV-Abschnitte der Pilotvorhaben in Planung und Bau hinter den Freileitungsabschnitten hinterherhinken (um mindestens ein bis zwei Jahre nach den derzeitigen Erfahrungen). Des Weiteren zeigen die Erfahrungen aus den laufenden Pilotvorhaben bisher, dass die TEV nicht per se zu mehr Akzeptanz bei den betroffenen und involvierten Akteuren beitragen. Vielmehr scheinen sich wahrgenommene Betroffenheiten weg von Anwohnern, die mitunter nicht unmittelbar an der Trasse leben, hin zu Eigentümern und Bewirtschaftern, insbesondere Landwirten, zu verlagern.

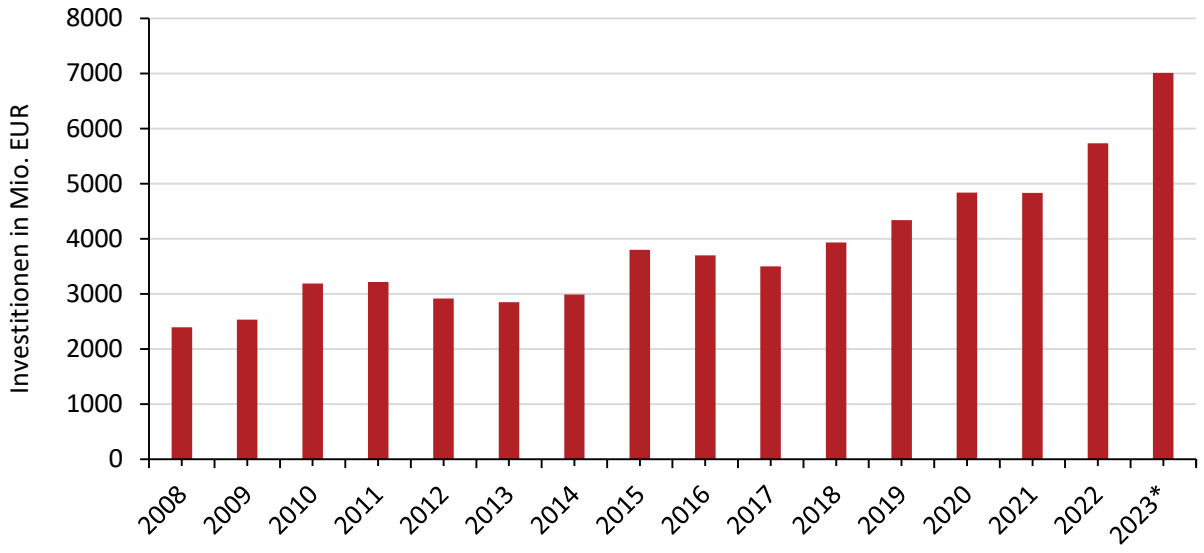
160. Abschließend begrüßt die Expertenkommission, dass mit dem NEP 2037/2045 (2023) zum ersten Mal auch mehrere Langfristszenarien in die Netzentwicklungsplanung aufgenommen worden sind (vgl. Empfehlung in EWK 2021). Vor dem Hintergrund der langwierigen Prozesse von Planung, Genehmigung und Bau betont die Kommission die Dringlichkeit, bereits heute mit den Anpassungen des Stromnetzes an ein klimaneutrales Energiesystem zu beginnen. Dabei wird empfohlen, eine breitere Spreizung der Szenarien in Betracht zu ziehen und zentrale Annahmen wie die Verortung der Elektrolyseure oder die Interkonnektorkapazität in den Szenarien oder in zusätzlichen Sensitivitätsanalysen zu variieren. Angesichts des identifizierten deutlichen Anstiegs der Netzkosten im NEP 2037/2045 (2023) im Vergleich zum vorherigen NEP 2035 (2021) betont die Kommission die Notwendigkeit, weitere Optionen zur Kostensenkung zu prüfen. Eine mögliche Option wäre die Umstellung von Erdkabeln auf Freileitungen, zumindest bei den im NEP analysierten Gleichstrom-Projekten, die sich noch nicht in einem Genehmigungsverfahren befinden. Die Expertenkommission empfiehlt daher, diese Abwägung im bereits begonnenen neunten Durchgang der Bedarfsermittlung mit dem NEP Strom 2037/2045 (Version 2025) zu berücksichtigen und sorgfältig zu prüfen. Insbesondere weist die Expertenkommission darauf hin, dass Maßnahmen zur Kosteneinsparung keinesfalls zu Verzögerungen der Planungs- und Umsetzungsprozesse führen dürfen.

3.4.3 Ausbau der Verteilnetze

161. Neben dem Übertragungsnetz muss auch das Verteilnetz kontinuierlich ausgebaut werden, um die Herausforderungen der Energiewende bewältigen zu können. Während der Übertragungsnetzausbau Gegenstand zahlreicher Studien ist, sind Untersuchungen, die den notwendigen Ausbau der Verteilnetze zur Ermöglichung der Energiewende seltener. Eine frühe größere Untersuchung stellte die dena-Verteilnetzstudie (dena 2012) dar. Sie legte den damaligen Netzentwicklungsplan von 2012 sowie ein Szenario der Zielsetzungen der deutschen Bundesländer zugrunde und hatte einen zeitlichen Horizont bis 2030. Darin wurden die nötigen Investitionen in die Verteilnetze auf 27,5 Mrd. € (NEP 2012) bzw. auf 42,5 Mrd. € (Bundesländerszenario) beziffert, was selbst im teureren Szenario weniger als 2,5 Mrd. € pro Jahr entspricht. Diese Größenordnung ist ähnlich den historischen Investitionen zu der Zeit, als die Studie erstellt wurde. Eine Studie der Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (Agora Verkehrswende et al. 2019) kommt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass trotz stark steigender Herausforderungen für das Verteilnetz die Investitionen in die Nieder- und Mittelspannung (Fokus der Studie) sowie in die Hochspannung vergleichbar sind mit den Investitionen der Vergangenheit. Zum Zeitpunkt dieser

Studie lagen jene Investitionen bereits zwischen 2,4 und 3,8 Mrd. € pro Jahr. Die Studie fokussiert auf den Markthochlauf der Elektromobilität und nimmt dabei die Erreichung der Klimaneutralität (bis 2050) im Verkehrssektor in den Blick. Die dena-Leitstudie (dena 2021a), die Szenarien für die Erreichung von 80 % bzw. 95 % weniger Emissionen in 2050 gegenüber 1990 betrachtet, ermittelt Investitionsbedarfe im Verteilnetz getrennt nach Nieder- und Mittelspannung (modellbasiert) und Hochspannung (aus Vergangenheitsdaten extrapoliert). Diese Studie kommt auf einen Gesamt-Investitionsbedarf für die Verteilnetze zwischen 2015 und 2050 in den Szenarien mit starker Elektrifizierung von 253 Mrd. €, d. h. 7,2 Mrd. € jährlich. Dieser Bedarf ist deutlich höher als die historischen Investitionen zum Zeitpunkt der Studienerstellung.

Abbildung 3-37: Investitionen in die Netzinfrastruktur der Verteilnetzbetreiber 2008 bis 2023

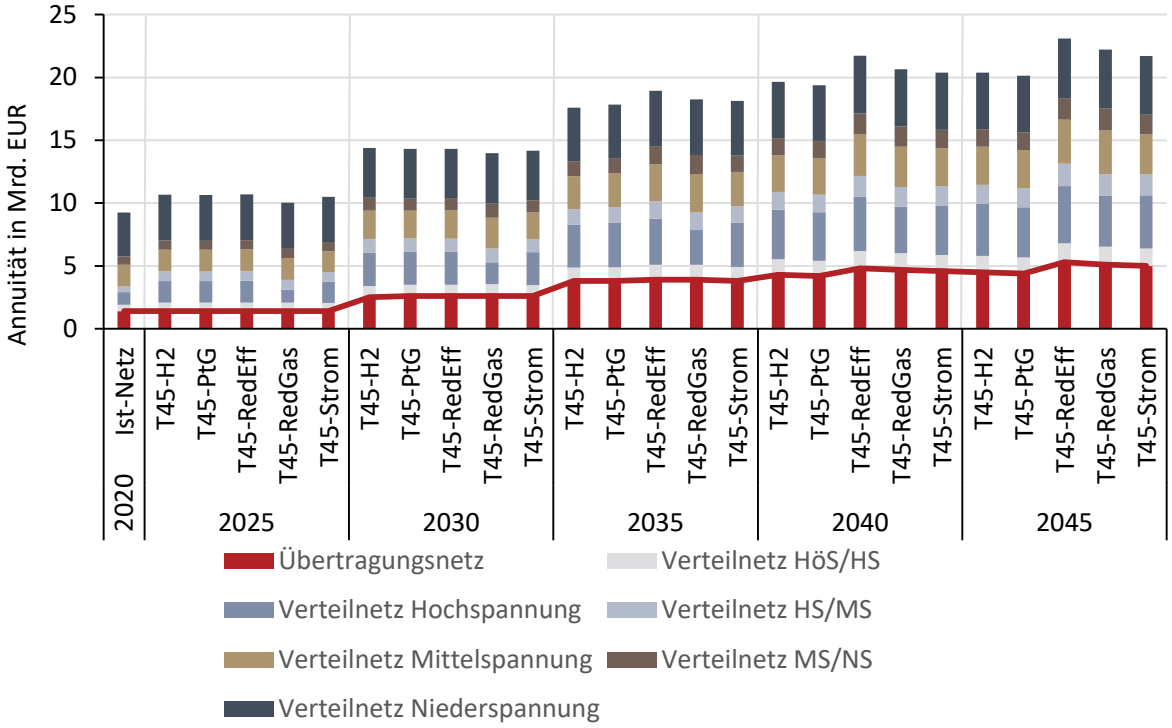


Anmerkung: *2023 Planwerte
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2014 und 2023).

162. Der Blick auf die Entwicklung der jährlichen Investitionen in Verteilnetze, der in Abbildung 3-37 dargestellt ist, bestätigt das Bild der ersten beiden dargestellten Studien nicht. Entgegen der Annahme, dass zukünftige Investitionen nur in ähnlicher Größenordnung wie historische Investitionen erforderlich sind, waren in den vergangenen Jahren deutlich steigende Investitionen zu verzeichnen (Angaben sind nicht preisbereinigt). Die Investitionen in 2023 (Planwerte) lagen bei 7 Mrd. €, nach 5,3 Mrd. € in 2022 und 4,8 Mrd. € in 2021 und 2020. Die Bundesnetzagentur nannte zuletzt einen Investitionsbedarf von etwa 150 Mrd. € bis 2045 („mit erheblichen Unsicherheiten"). Dies entspricht rund 7 Mrd. € pro Jahr. Die Langfristszenarien gehen von einem deutlich steigenden Ausbaubedarf der Verteilnetze aus und quantifizieren diesen in annuitätischen Netzkosten, die den jeweiligen Netzbestand auf Tagesneuwertbasis bewerten. Sie liegen in den Szenarien in 2025 noch bei rund 9 Mrd. € und in 2045 bereits bei 16 bis 18 Mrd. € (Langfristszenarien.de 2022).

Hierbei ist die Erwähnung relevant, dass Investitionen in die Verteilnetze stets den deutlich größeren Anteil der Netzinvestitionen ausgemacht haben (rund 85 % in 2020) und ausmachen werden. In den Langfristszenarien unterscheiden sich die ermittelten Netzinvestitionen zudem nur wenig zwischen den betrachteten Szenarien, die jeweils unterschiedliche Schwerpunkte in Bezug auf die Nutzung von Strom, Erdgas oder Wasserstoff sowie auf die Fortschritte in der Energieeffizienz setzen (T45-H2, T45-PtG, T45-RedEff, T45-RedGas und T45-Strom). Dies ist in Abbildung 3-38 dargestellt. Der rote Teil der Balken repräsentiert die Kosten des Übertragungsnetzes (Höchstspannungsebene HöS), alle anderen Spannungsebenen sind Teil des Verteilnetzes (Hochspannung HS, Mittelspannung MS und Niederspannung NS). Parallel zu den steigenden Investitionen ist jedoch auch ein steigender Stromverbrauch zu erwarten (vgl. Kapitel 3.1), sodass die Netzkosten in Zukunft auf einen größeren Stromdurchsatz umgelegt werden. Aus diesem Grund bedeuten steigende Investitionen nicht zwangsläufig langfristig steigende Netzentgelte je transportierter Energieeinheit.

Abbildung 3-38: Annuitätische Kosten gemäß Langfristszenarien, differenziert nach Netzebene, Ist (2020) und Zukunft bis 2045



Anmerkung: Übertragungsnetz in Rot, Rest Verteilnetz
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten aus Langfristszenarien.de 2024 (Szenario Explorer).

163. Eine bessere Abschätzung des Ausbaubedarfs der Verteilnetze wird von den Netzausbauplänen erwartet. Zunächst haben die Verteilnetzbetreiber im Juni 2023 erstmals nach der Verpflichtung in § 14d EnWG Schätzungen zur künftigen Stromerzeugung und zum Stromverbrauch sowie zu den zu erwartenden Netzanschlüssen veröffentlicht. Hierzu wurden die

Verteilnetze in sechs Planungsregionen eingeteilt, in denen sich die Netzbetreiber jeweils zum Netzausbau abstimmen mussten. Die Grundlage für die Planung stellten Regionalszenarien dar, in denen die Verteilnetzbetreiber die voraussichtliche Entwicklung von Stromerzeugung und -verbrauch innerhalb ihrer Planungsregion ermitteln. Darauf aufbauend müssen die Netzbetreiber für diese Regionen nun Netzausbaupläne erstellen, die bis zum 30. April 2024 zu veröffentlichen sind. Die Szenarien und Ausbaupläne müssen sich am Ziel der Klimaneutralität bis 2045 orientieren und sind alle zwei Jahre zu aktualisieren.

164. Die Ergebnisse der Befragung der Bundesnetzagentur zum Zustand und zum Ausbau der Verteilnetze mit Stand 2022 (BNetzA 2023h) legen ebenfalls eher weiter steigende Investitionsbedarfe für die Verteilnetze nahe. Der Bericht fasst Informationen zusammen, die die Bundesnetzagentur bis Ende 2021 gemäß § 14 EnWG von den Verteilnetzbetreibern mit mehr als 100.000 Kunden abgefragt hat. Die Datenbasis umfasst die Antworten von 82 Verteilnetzbetreibern (von 860 insgesamt), die zusammen die Hochspannungsebene in Deutschland nahezu vollständig sowie die Mittel- und Niederspannungsebene jeweils zu ca. 80 % abdecken. Die von den 82 Netzbetreibern gemeldeten Netzausbaumaßnahmen sowie die aggregierte 10-Jahresplanung bis 2032 summiert sich auf einen Verteilnetzausbaubedarf für die Erhöhung der Übertragungskapazität (Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Verstärkung und Optimierung) von 42,3 Mrd. €. Reine Ersatzinvestitionen wurden dabei ebenso wenig wie sonstige Investitionen quantitativ erfasst. 51 Verteilnetzbetreiber gaben jedoch an, derzeit solche weitere Investitionsprojekte durchzuführen, wie z. B. Investitionen in Gebäude, Logistikzentren, Fuhrparks oder Netzleitstellen und -systeme sowie Digitalisierung. Insofern sind die gemeldeten 42,3 Mrd. € nicht mit den in Abbildung 3-38 dargestellten Investitionskosten vergleichbar. Vergleicht man jedoch den in 2022 gemeldeten Verteilnetzausbaubedarf mit dem der Vorjahresabfrage, so ergibt sich eine Steigerung um fast 50 %.[13]

165. Während der Haupttreiber des Ausbaus im Verteilnetz bisher die Einbindung der erneuerbaren Energien war, wird in den kommenden Jahren die Verbrauchsseite stärker als bisher den Ausbaubedarf mitbestimmen, vor allem in den unteren Spannungsebenen. Die der Bundesnetzagentur gemeldeten Einzelmaßnahmen des Netzausbaus (dies sind größtenteils solche in der Hochspannungsebene) sind zu rund 40 % durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und zu knapp einem Viertel durch den Verbrauch getrieben; der Rest ist entweder eine Kombination aus beiden oder nicht zugeordnet. Bei den 10-Jahresplänen (dies umfasst vor allem die Mittel- und Niederspannung) machen hingegen die überwiegend verbrauchsgetriebenen Maßnahmen klar den größten Anteil aus. Insgesamt ist ein Ausbau von 92.642 km Leitungslänge geplant, davon 18.501 km in der Hochspannung.

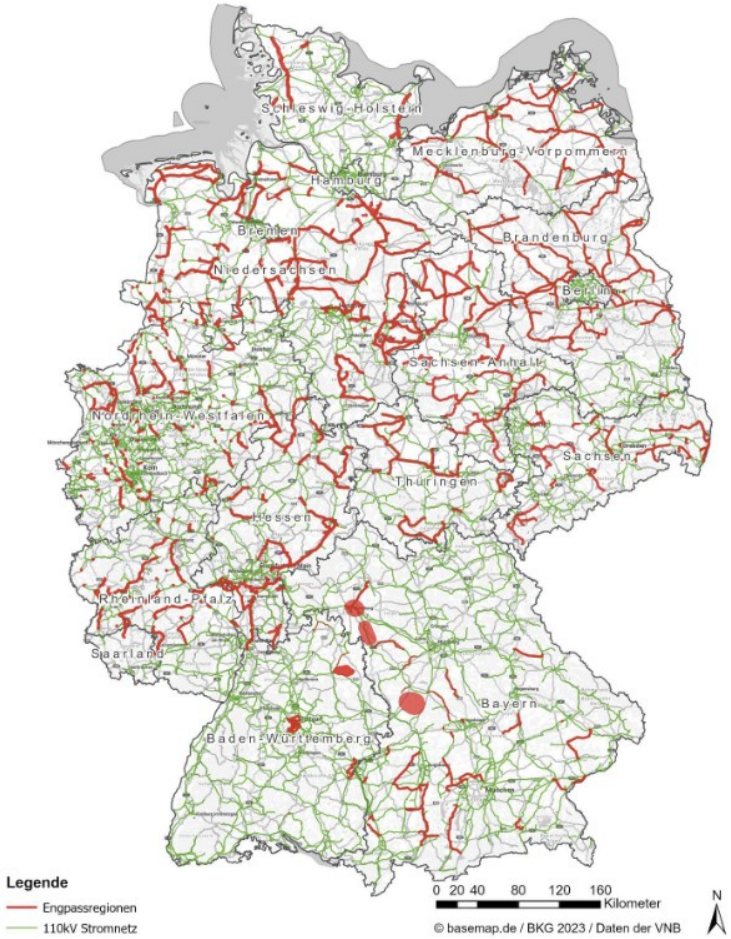
[13] Hierfür verglich die Bundesnetzagentur die Angaben der 58 Netzbetreiber, die sowohl im Bericht von 2021 als auch von 2022 erfasst wurden. Die Summe der Einzelmaßnahmen und 10-Jahrespläne dieser Betreiber betrug 2022 38,8 Mrd. EUR und 2021 26,4 Mrd. EUR.

166. Der gemäß den Darstellungen zu erwartende erhebliche Verteilnetzausbau wird mit einer starken Häufung von Baustellen einhergehen. Diese stellen – vor allem in dicht besiedelten Gegenden – eine starke Beeinträchtigung für die Menschen dar, die in ihrer Nähe wohnen oder tätig sind. Um die Beeinträchtigungen möglichst gering zu halten, sollten möglichst viele Synergien mit dem Ausbau anderer Infrastruktur wie Wärmenetzen oder Glasfaserkabeln gesucht werden.

167. Abbildung 3-39 zeigt die regionale Verteilung des Ausbaubedarfs in den Verteilnetzen für das Hochspannungsnetz. Darin sind Netzengpässe in Rot eingezeichnet. Es wird deutlich, dass es mehr Engpässe im Norden Deutschlands gibt, vor allem in den Regionen, in denen viele Windkraftanlagen installiert sind. Die Netzgebiete der Großstädte sind überwiegend engpassfrei; Stuttgart stellt hiervon eine Ausnahme dar. Die regional ungleichen Engpasssituationen und Ausbaubedarfe erklären auch zu großen Teilen die ebenfalls regional sehr unterschiedlichen Verteilnetzentgelte. Der Umstand, dass Verteilnetzentgelte tendenziell in den Regionen, in denen ein hoher Anteil des Kapazitätsausbaus erneuerbarer Energien (vor allem der Windenergie) stattfindet, überdurchschnittlich hoch sind, ist problematisch. Da Netzentgelte derzeit ausschließlich von der Verbrauchsseite getragen werden, widerspricht diese Ungleichheit dem Gerechtigkeitsempfinden jener Stromverbraucher, die die höheren Kosten tragen, und könnte die Akzeptanz des Netzausbaus reduzieren. Daher hat die Bundesnetzagentur Ende 2023 ein Eckpunktepapier[14] in die Debatte eingebracht, in dem der Vorschlag gemacht wird, in Regionen mit hoher angeschlossener Leistung von erneuerbaren Energien die finanzielle Mehrbelastung bundesweit zu verteilen (siehe auch Kapitel 3.4.4).

[14] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231201_EckpunkteNetzkosten.html

Abbildung 3-39: Hochspannungsleitungen und Engpassregionen



Quelle: Bundesnetzagentur (2023b).

168. Angesichts der großen erforderlichen Investitionen steigt auch die Herausforderung ihrer Finanzierung. Hierfür müssen Netzbetreiber ausreichend Eigenkapital zur Verfügung haben, um auch das zur Ausweitung der Investitionen nötige Fremdkapital mobilisieren zu können. Die Erträge der Netzbetreiber bilden die Grundlage für den Aufbau von Eigenkapital und somit für Neuinvestitionen. Die Erträge kommen aus den Netzentgelten, die in den Stromtarifen enthalten sind und durch die Bundesnetzagentur reguliert werden. Hier besteht ein Zielkonflikt darin, dass Netzentgelte einerseits möglichst niedrig sein sollten, damit Strom günstig bezogen werden kann. Daher wird stets um die Anerkennung von Kostenbestandteilen sowie um die gewährte Eigenkapitalverzinsung gerungen. Andererseits bedeuten niedrige Netzentgelte auch knappere Einnahmen für die Netzbetreiber und somit weniger verfügbares Eigenkapital, mit dem Investitionen finanziert werden können. In diesem Zielkonflikt müssen stets ausgewogene Lösungen gefunden werden.

3.4.4 Kostenentwicklung und Netzentgelte

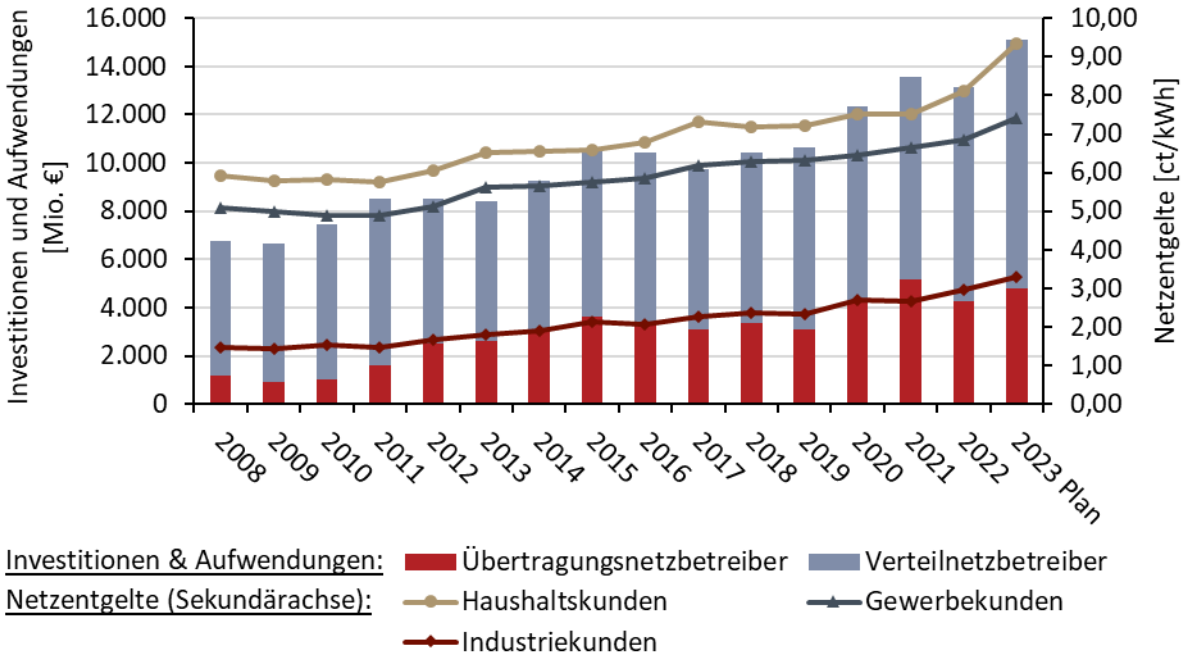
169. Um eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, investieren Verteilnetzbetreiber sowie Übertragungsnetzbetreiber in den Ausbau und die Wartung der Stromnetze. In Die hier dargestellten Werte für den Ausbau und die Instandhaltung der Stromnetze werden neben weiteren Ausgaben der Netzbetreiber (siehe Systemkosten in Kapitel 3.4.1) nach der Systematik der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber einberechnet. Die für einen Netzbetreiber berechnete Erlösobergrenze bestimmt dann die Höhe der Netzentgelte, die er auf seiner Netzebene erheben darf. Im Netzentgelt eines Stromabnehmers sind die Netzentgelte der seinem Netzanschluss vorgelagerten Netzebenen enthalten. Nach aktueller Regulierung darf ein Netzbetreiber die ihm entstandenen Kosten nur auf die in seinem Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher umlegen (mit Ausnahmen beim Übertragungsnetzentgelt, siehe unten). Aufgrund des sehr heterogenen Netzzustands in Deutschland, z. B. in Bezug auf Alter, Ausbau und Konzentration regionaler erneuerbarer Erzeuger, treten deutschlandweit sehr unterschiedliche Netzentgelte je nach Netzbetreiber und Region auf. Die Verteilung der Netzentgelte in Deutschland für das Jahr 2023 für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden wird in Abbildung 3-41 dargestellt. Die im Schnitt höchsten Netzentgelte treten dabei über alle Kundengruppen hinweg in Brandenburg, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern auf. Zu den Bundesländern mit den im Schnitt niedrigsten Netzentgelten gehören Bayern und Niedersachsen.

170. Abbildung 3-40 wird die Entwicklung der Investitionen und Aufwendungen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für die Stromnetzinfrastruktur dargestellt (vgl. BNetzA/BKartA 2023). Bei den Investitionen handelt es sich um die aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie den Wert neu gemieteter bzw. gepachteter Sachanlagen. Für die Aufwendungen werden alle technischen und administrativen Maßnahmen berücksichtigt, die während des Lebenszyklus einer Anlage zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen. Während die Investitionen und Aufwendungen insgesamt im Jahr 2021 den bisherigen Höchststand von 13.556 Mio. € erreichen, geht dieser Wert im Jahr 2022 wieder leicht um 437 Mio. € zurück auf 13.119 Mio. € (davon 9.650 Mio. € für Investitionen und 3.469 Mio. € für Aufwendungen). Dabei sind die Ausgaben der Verteilnetzbetreiber seit 2020 jedes Jahr um ca. 400 Mio. € gestiegen. Im Gegensatz dazu liegt der Wert der Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2022 wieder auf dem Wert von 2020, nachdem im Jahr 2021 ein Anstieg zum Vorjahr um ca. 900 Mio. € zu verzeichnen war. Der deutliche Anstieg der geplanten Gesamtausgaben für das Jahr 2023 ist vor allem auf den Anstieg der Ausgaben der Verteilnetzbetreiber in Höhe von 1.446 Mio. € zurückzuführen (im Vergleich zu 540 Mio. € bei den Übertragungsnetzbetreibern).

171. Die hier dargestellten Werte für den Ausbau und die Instandhaltung der Stromnetze werden neben weiteren Ausgaben der Netzbetreiber (siehe Systemkosten in Kapitel 3.4.1) nach der Systematik der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber einberechnet. Die für einen Netzbetreiber berechnete Erlösobergrenze bestimmt dann die Höhe

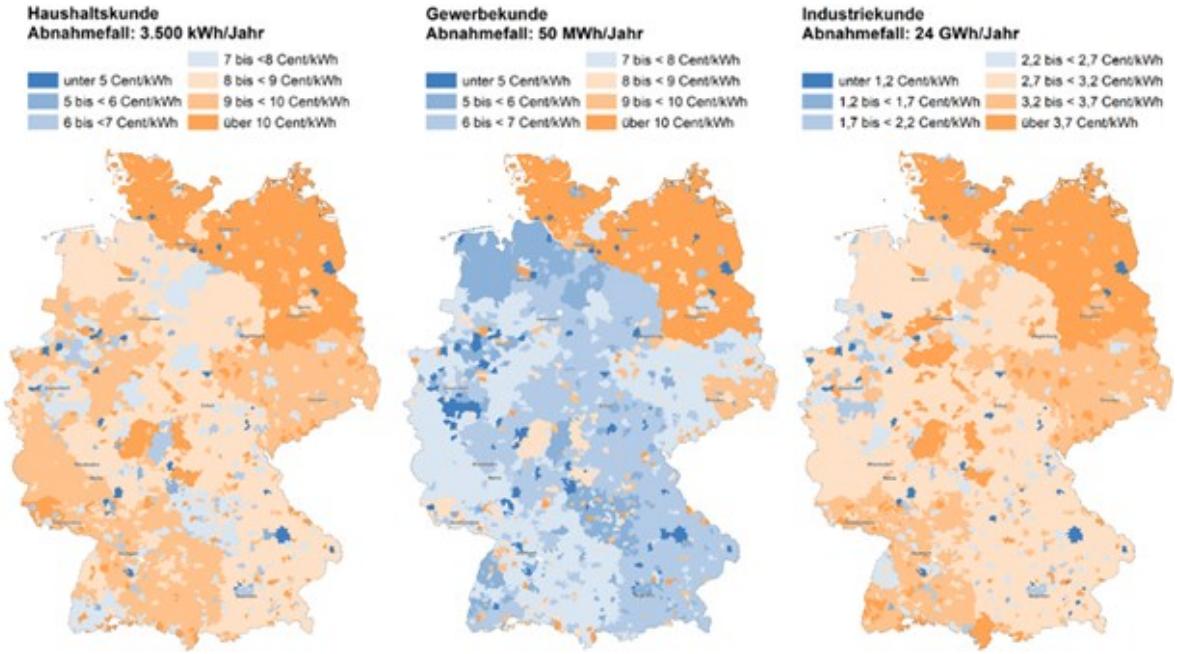
der Netzentgelte, die er auf seiner Netzebene erheben darf. Im Netzentgelt eines Stromabnehmers sind die Netzentgelte der seinem Netzanschluss vorgelagerten Netzebenen enthalten. Nach aktueller Regulierung darf ein Netzbetreiber die ihm entstandenen Kosten nur auf die in seinem Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher umlegen (mit Ausnahmen beim Übertragungsnetzentgelt, siehe unten). Aufgrund des sehr heterogenen Netzzustands in Deutschland, z. B. in Bezug auf Alter, Ausbau und Konzentration regionaler erneuerbarer Erzeuger, treten deutschlandweit sehr unterschiedliche Netzentgelte je nach Netzbetreiber und Region auf. Die Verteilung der Netzentgelte in Deutschland für das Jahr 2023 für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden wird in Abbildung 3-41 dargestellt. Die im Schnitt höchsten Netzentgelte treten dabei über alle Kundengruppen hinweg in Brandenburg, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern auf. Zu den Bundesländern mit den im Schnitt niedrigsten Netzentgelten gehören Bayern und Niedersachsen.

Abbildung 3-40: Entwicklung der Investitionen und Aufwendungen für die Stromnetzinfrastruktur (in Mio. €) und der Netzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie (in ct/kWh)



Anmerkungen: Annahmen für Berechnung des Nettonetzentgeltes (inkl. Messstellenbetrieb): Haushaltskunde 2.500 - 5.000 kWh (vor 2016 Abnahmefall 3.500, mengengewichtet), Gewerbekunde 50 MWh (arithmetisch), Industriekunde 24 GWh (arithmetisch).
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2021), BNetzA/BKartA (2016) und BNetzA/BKartA (2023).

Abbildung 3-41: Verteilung der Netzentgelte in Deutschland für das Jahr 2023



Quelle: BNetzA/BKartA (2023).

172. Aufgrund der Energiewende und der sich verändernden Erzeugungs- und Nutzungsstrukturen werden sowohl politisch als auch wissenschaftlich verschiedene Reformen der Netzentgeltsystematik diskutiert. Ein erster Schritt gegen die ungleich verteilten Netzentgelte ist das bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelt, welches im 2017 verabschiedeten Netzentgeltmodernisierungsgesetz eingeführt wurde. Nachdem die Netzentgelte 2019 erstmals zu 20 Prozent bundeseinheitlich festgelegt wurden und seitdem jährlich um weitere 20 Prozent angeglichen wurden, gab es im Jahr 2023 zum ersten Mal ein bundeseinheitliches Übertragungsnetzentgelt. Dieses wurde auf 3,12 ct/kWh festgesetzt (Amprion 2022), wobei neben der Angleichung anlässlich der Energiekrise zusätzlich eine Stabilisierung des Netzentgeltes durch Hilfen aus dem Entlastungspaket der Bundesregierung (12,84 Mrd. € gemäß EnWG 2024, § 24b) auf etwa dem Vorjahresniveau (50Hertz: 3,04 ct/kWh; Amprion: 2,94 ct/kWh; Tennet: 3,25 ct/kWh; TransnetBW: 3,03 ct/kWh) erfolgte. Für 2024 haben sich die Übertragungsnetzentgelte auf 6,43 ct/kWh verdoppelt (TransnetBW 2023a). Ausschlaggebend dafür sind die weiterhin hohen Kosten für Systemdienstleistungen als Folge der immer noch erhöhten Preise auf den Brennstoffmärkten. Zur Stabilisierung der Übertragungsnetzentgelte 2024 wurde zunächst ein Zuschuss von 5,5 Mrd. € aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) beschlossen, was einer Reduzierung der Netzentgelte in Höhe von 3,24 ct/kWh entsprochen hätte.[15] Zu beachten ist, dass das Übertragungsnetzentgelt in der hier ausgewiesenen Höhe nur für einen Teil des Stromverbrauchs

[15] Dieser Wert ergibt sich aus der Differenz der Ankündigung der Übertragungsnetzbetreiber zu den Netzentgelten für 2024 vor (3,19 ct/kWh, siehe TransnetBW 2023b) und nach (6,43 ct/kWh, siehe TransnetBW 2023a) Wegfall des Zuschusses in Höhe von 5,5 Mrd. € aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds.

fällig wird, nämlich als Arbeitspreis für Entnahmen aus dem Höchstspannungsnetz bei einer Jahresbenutzungsdauer von weniger als 2500 Stunden pro Jahr (ÜNB 2023c). Bezogen auf den Stromabsatz von 413 TWh im Jahr 2022 (Destatis 2024) beträgt der durchschnittliche Anstieg der Übertragungsnetzentgelte durch Wegfall des Zuschusses 1,3 ct/kWh. Allerdings wurde der staatliche Zuschuss aufgrund der geänderten haushaltsrechtlichen Lage nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Energie- und Klimafonds wieder aufgehoben. Solange ein Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung (z. B. in Form eines Klimageldes) noch nicht abschließend geklärt ist, empfiehlt die Expertenkommission für die Übergangszeit eine Fortführung der im Jahr 2023 eingeführten Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte durch einen Bundeszuschuss (vgl. auch Kapitel 10.4 und Frondel und Schmidt 2024).

173. Auch auf Verteilnetzebene wird eine deutschlandweite Angleichung der Netzentgelte diskutiert (vgl. BNetzA 2023f). So plant die BNetzA eine Umlage für alle Kunden, mit der die Netzentgelte in den besonders stark vom Ausbau der erneuerbaren Energien betroffenen Regionen reduziert werden sollen. Nach einem dazu im Dezember 2023 von der BNetzA veröffentlichten Eckpunktepapier würde diese Umlage durch eine Erhöhung der Umlage nach § 19 StromNEV (§ 19-Umlage) erhoben werden. Im Gegenzug sollen jene Kunden, deren Region aufgrund von Windkraft und Photovoltaik stark von den Kosten des Verteilnetzausbaus betroffen ist, entlastet werden. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, im dritten Quartal 2024 eine Festlegung zur sachgerechten Verteilung der Kosten zu erlassen, die frühestens zum 1. Januar 2025 in Kraft tritt.

174. Die Expertenkommission begrüßt den Ansatz, die ungleiche Verteilung der Netzkosten, die insbesondere durch den regional sehr unterschiedlichen Ausbau erneuerbarer Energien verursacht wird, gerechter zu gestalten. Dies ist ein wichtiger Schritt, um sicherzustellen, dass die Kosten der Energiewende fair auf die Verbraucher verteilt werden. Allerdings betont die Expertenkommission auch, dass eine generelle Angleichung der Netzentgelte über alle Netzregionen und -ebenen hinweg nicht das angestrebte Ziel sein kann, da das Netzentgelt auch eine Steuerungswirkung für systemdienliche Investitionen und Stromverbräuche entfalten sollte. In der aktuellen Ausgestaltung wirken die durch das Netzentgelt gesetzten Preissignale allerdings genau gegenteilig, da vergleichsweise hohe Netzentgelte in Regionen mit einem hohen EE-Anteil keinen Anreiz zu einer Erhöhung der Stromnachfrage in diesen Regionen geben. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine systematische und systemdienliche Überarbeitung des Netzentgeltsystems daher unbedingt notwendig. Dabei sollte das Netzentgeltsystem so ausgestaltet werden, dass es den Aufbau und den Betrieb eines nachhaltigen Energiesystems unterstützt und gleichzeitig sicherstellt, dass die Kosten möglichst fair und verursachergerecht auf die Verbraucher verteilt werden.

175. So kann beispielsweise die Einführung einer regional differenzierten Netzentgeltkomponente, insbesondere auch für Erzeuger (G-Komponente), Anreize für eine netzdienliche Standortentscheidung bieten (vgl. auch Monopolkommission 2015 und Grimm et al. 2019). Eine solche G-Komponente kommt bereits heute in vielen europäischen Ländern zum Einsatz, zum Teil

auch mit saisonaler oder regionaler Differenzierung, macht in den meisten Fällen aber nur einen geringen Anteil an den gesamten Netzentgeltkosten aus (vgl. ENTSO-E 2022, Table 4.1). Bereits in ihren letzten Stellungnahmen hat die Expertenkommission auf die positive Steuerungswirkung eines zweiseitigen Netzentgeltes hingewiesen (vgl. Absatz 183 in EWK 2021 und Kapitel 6.5 in EWK 2023). Neben der lokalen Steuerungswirkung könnten dynamische Netzentgelte, die über die Zeit variieren, Anreize für eine flexiblere Nutzung des Netzes schaffen, indem sie Verbraucher belohnen, die ihren Stromverbrauch in Zeiten geringer Netzauslastung verlagern (vgl. Kapitel 3.5.3). Eine weitere Option für eine fairere Verteilung der Netzkosten könnte eine Leistungspreiskomponente beim Netzentgelt auch für Kunden, die nach dem Standardlastprofil gemessen werden (d. h. die einen Verbrauch kleiner 100 MWh haben), sein. So werden auch Endverbraucher, die einen Teil ihres Stromverbrauchs selber erzeugen, die für die Deckung des restlichen Bedarfs aber weiterhin auf die Backup-Funktion des Netzes angewiesen sind, angemessen an den Netzkosten beteiligt (vgl. EWK 2023).

176. Neben der Notwendigkeit einer umfangreichen Reformierung des Netzentgeltsystems sieht die Expertenkommission vor dem Hintergrund der insgesamt stark gestiegenen Kosten für die Netzentgelte einen Handlungsbedarf, die Kosten wieder zu senken. Daher ist zu begrüßen, dass bereits erste Maßnahmen zur Kostensenkung ergriffen wurden (z. B. die temporäre Höherauslastung der Übertragungsnetze nach EnWG 2024, § 49b). Langfristig ist die Beschleunigung des Netzausbau von großer Bedeutung, um die Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen zu senken. Kurzfristig sind jedoch weitere Maßnahmen sinnvoll, wie die Einführung lokaler Preissignale und die Abschaffung vermiedener Netzentgelte, u. a. für KWKG-Anlagen.

177. Angesichts der hohen Vorleistungskosten im Bereich der Netzinfrastrukturen, die mit Blick auf die in den verschiedenen Sektoren perspektivisch stark steigenden Strombedarfe bei vergleichsweise hohen Unsicherheiten über die zeitliche Komponente dieses Strombedarfswachstums entstehen, hält die Expertenkommission die Prüfung von Modellen zur zeitlichen Verlagerung der Überwälzung auf die Netznutzungsentgelte wie im Bereich Wasserstoff („Amortisationskonto“) für sinnvoll (vgl. auch Kapitel 4.4.6).

3.4.5 Infrastrukturen koordiniert und langfristig planen

178. Um die Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, ist ein umfangreicher Umbau der Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No Regret“-Maßnahme, vgl. Kapitel 10.4). Dabei ist eine langfristig angelegte und vor allem integrierte Planung zwischen den verschiedenen Energieträgern zentral. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Beim Aufbau der umfangreichen neuen Infrastrukturen

sollte wo immer möglich angestrebt werden, bestehende Infrastruktur zu nutzen und zu erweitern. Dies kann z. B. im Gasnetz durch die Umwidmung aktuell nicht benötigter Leitungen zum Transport von Wasserstoff geschehen. Im Verkehrssektor ist der europaweite Ausbau von Ladeinfrastruktur und Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln. Eine wichtige Frage ist dabei auch, welche Teile der Infrastruktur zu regulieren sind und welche dem Wettbewerb überlassen werden können.

Nationale Koordination

179. Mit dem NEP 2037/2045 (2023) wurde, wie in ihrer letzten Stellungnahme von der Expertenkommission gefordert (vgl. EWK 2021, Kapitel 6.3), zum ersten Mal eine Betrachtung über das Jahr 2035 hinaus vorgenommen, sodass neben dem Jahr 2037 nun auch eine Betrachtung des Jahres 2045, also dem Zieljahr für das Erreichen der Klimaneutralität, erfolgt. Ein Beispiel für die Relevanz einer koordinierten Ausbauplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze ist die Diskussion zu den Annahmen der Anlagenstandorte für die Wasserstofferzeugung im aktuellen NEP 2037/2045 (2023) (vgl. Kapitel 3.4.2 und ÜNB 2023a). Da angenommen wird, dass in den betrachteten Szenarien ein ausreichend großes Wasserstoffnetz vorhanden ist, werden alle über die heutige Planung hinausgehenden Elektrolysekapazitäten in den nördlichen Teil von Deutschland gebaut. Diese Annahme führt zu einer Entlastung des Stromnetzes und somit zu einem geringeren Stromnetzausbau sowie niedrigeren Netzausbaukosten. Es wird allerdings keine Sensitivitätsanalyse vorgenommen, die den Einfluss einer weniger netzdienlichen Verortung der Elektrolyseanlagen auf den Netzausbaubedarf untersucht.

180. In der 2021 veröffentlichten dena-Netzstudie III (dena 2021b) wurde die Idee eines Systementwicklungsplans (SEP) vorgestellt, der den aktuellen Planungsprozessen der Netzentwicklungspläne (NEP) Strom und Gas und perspektivisch Wasserstoff vorangestellt ist und eine über alle Energietransportinfrastrukturen hinweg optimierte, konsistente und verbindliche Grundlage liefert. Begründet wird dies u. a. mit der voranschreitenden Sektorkopplung, die eine bessere Abstimmung zwischen den NEP-Prozessen erforderlich macht, z. B. mit Bezug auf Elektrolyseure, Backup-Kraftwerke und Annahmen über die Nachfrageentwicklungen (insbesondere für neue Verbraucher) sowie Erzeugung und Import. Dabei soll eine gemeinsame Ausrichtung auf das Ziel Klimaneutralität 2045 erfolgen. Daher wurde gefordert, dass der SEP über den zum damaligen Zeitpunkt noch üblichen Planungshorizont von 2035 hinaus bis ins Jahr 2045 blicken muss. Ziel des SEP sollte u. a. die Abstimmung gemeinsamer Größen der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom und Gas, wie beispielsweise Kapazitäten und Volllaststunden von Gaskraftwerken und Elektrolyseuren sowie deren Standorte, sein. Eine wichtige Forderung in der dena-Netzstudie III war, dass die Ergebnisse des SEP durch die Governance politisch legitimiert werden, z. B. durch eine gesetzliche Verankerung des SEP im EnWG als neuen Infrastrukturplanungsprozess sowie eine verbindliche Vorgabe, wie Politik und Netzbetreiber die Ergebnisse des SEP weiterverwenden sollen. Auch im Koalitionsvertrag wurde die Stärkung der gemeinsamen und

vorausschauenden Planung der Netzinfrastrukturen auf allen politischen Ebenen gefordert (vgl. SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP 2021).

181. Basierend auf diesen Überlegungen wurde der Prozess zur Entwicklung einer Systementwicklungsstrategie (SES) angestoßen (vgl. BMWK 2023c). Diese soll ein gemeinsames Leitbild für ein klimaneutrales Energiesystem entwickeln und die Transformationspfade dahin aufzeigen. Die SES wird vom BMWK in einem partizipativen Prozess erstellt, in den Vertreter/innen der Energiewirtschaft, Industrie, Zivilgesellschaft und Politik eingebunden sind. Wissenschaftlich basiert die SES auf den BMWK-Langfristszenarien, die das Energiesystem bis 2045 betrachten und dabei auch die Klimaziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) und des Pariser Klimaabkommens berücksichtigen. Diese Szenarien wurden im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Auftrag des BMWK modelliert und im Oktober 2022 vorgestellt. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Auch die Energieinfrastrukturen (Strom und Gase) werden modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei die Untersuchung von unterschiedlichen Szenarien, um so Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen. Bisher wurden fünf Szenarien modelliert, die die aktuellen energie- und klimapolitischen Zielvorgaben berücksichtigen und den relevanten Lösungsraum für die Umsetzung der Energiewende aufspannen. Die drei Grundszenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Bedeutung der eingesetzten Energieträger in den Nachfragesektoren, sodass ein Szenario einen sehr hohen Anteil von direktelektrischen Lösungen (z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen), eines einen hohen Anteil von grünem Wasserstoff und eines einen hohen Anteil von synthetischen Kohlenwasserstoffen annimmt. Basierend auf dem Strom-Szenario werden zwei weitere Szenariovarianten modelliert, nämlich eines mit einer geringeren Energieeffizienz (z. B. geringere Sanierungsrate und Sanierungstiefe bei Gebäuden) und eines mit einer minimalen Erdgasnutzung (vor dem Hintergrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine). Die Wahl der Szenarien soll aber auch zukünftig regelmäßig geprüft und durch weitere Szenarien ergänzt werden, wenn sich neue bisher nicht berücksichtigte Entwicklungen abzeichnen. Im Februar 2024 wurden vier neue Szenarien als Sensitivitäten der T45-Szenarien vorgestellt (Fraunhofer ISI et al. 2024a). In einem Basisszenario erfolgt dabei zunächst ein Update des bisherigen Strom-Szenarios, wobei neben Anpassungen bei der Regionalisierung von EE- und Elektrolyseuren im Ausland auch die Anzahl der Modellregionen in Deutschland von sechs auf elf erhöht wurde, um die Regionalisierung detaillierter betrachten zu können. In den weiteren Szenarien wird einmal eine geringere Verfügbarkeit von Wasserstoffspeichern angenommen, einmal ein höherer Anteil an PV-Erzeugung und einmal, basierend auf dem „PV+“-Szenario, eine höhere Dezentralität durch mehr stationäre und mobile (Vehicle-to-Grid bzw. V2G) Speicher.

182. Der im November 2023 veröffentlichte Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie (SES) des BMWK bündelt aus technisch-systemischer Sicht Erkenntnisse aus den BMWK-Langfristszenarien. Die enthaltene technische Systembeschreibung für das deutsche Stromsystem skizziert

dabei einen robusten Lösungsraum auch im Falle unterschiedlicher Technologieentwicklungen (vgl. BMWK 2023d; PKNS 2023). Im Zentrum dieser Strategie steht die Gewährleistung einer zuverlässigen Stromversorgung, die mit der wachsenden Nachfrage durch die Sektorkopplung Schritt hält. Hierbei setzen Wind- und Photovoltaikanlagen die Maßstäbe für eine nachhaltige Energieerzeugung. Ergänzend treten H_2-Kraftwerke in Aktion, um Lücken zu schließen, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen nicht ausreicht. Die Strategie berücksichtigt nicht nur nationale, sondern auch europäische Dimensionen, indem sie auf einen umfangreichen Stromaustausch setzt, um großräumige Ausgleichseffekte zu ermöglichen. Die Integration neuer Verbraucher durch Sektorenkopplung führt zu einem Anstieg des Stromverbrauchs, jedoch eröffnen sich dadurch auch neue Potentiale im Stromsystem. Diese neuen Verbraucher dienen als flexible Ressourcen, um Angebotsschwankungen auszugleichen, Preisspitzen zu glätten und das Netz zu stabilisieren. Der Einsatz von Speichern wird als weiteres Instrument genutzt, um zeitliche Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Nachfrage zu bewältigen. Gleichzeitig wird auf einen starken Ausbau der Interkonnektoren gesetzt, um Vorteile des Binnenmarkts wie z. B. Ausgleichseffekte oder die gegenseitige Absicherung optimal zu nutzen. Zusätzlich wird ein intensiver Ausbau und die Optimierung von Übertragungs- und Verteilnetzen als essenziell erachtet, um die Gesamtstruktur des Stromsystems zu stärken, dies auch schon kurz- und mittelfristig.

183. Die komplette Strategie soll im ersten Halbjahr 2024 fertig vorliegen und als Grundlage der folgenden Netzentwicklungspläne und weiterer Strategien und Programme genutzt werden. Als Folge dieses Zeitplans verschiebt sich auch die Übergabe des Szenariorahmenentwurfes für den NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber an die BNetzA auf den 30. Juni 2024 und erfolgt nicht, wie bisher gesetzlich vorgesehen, bis zum 10. Januar 2024 (vgl. BNetzA 2023g). Begründet wird das damit, dass der nächste Szenariorahmen die Festlegungen der SES angemessen zu berücksichtigen habe. Die Fristverschiebung zur Vorlage des Szenariorahmenentwurfs geht einher mit einer Vereinheitlichung des zeitlichen Rahmens für die Netzplanungsprozesse Strom, Gas und Wasserstoff. Die Expertenkommission begrüßt dieses Vorgehen zur Schaffung einer gemeinsamen Systementwicklungsstrategie und zur Vereinheitlichung der Netzplanungsprozesse für Strom, Gas und Wasserstoff. Sie weißt aber auch darauf hin, dass das zukünftig benötigte CO_2-Netz in die Überlegungen zur Systementwicklungsstrategie dringend einbezogen werden sollte (vgl. auch VDZ 2024).

Europäische Koordination

184. Darüber hinaus ist auch eine enge Koordination auf europäischer Ebene anzustreben. Im Bereich der Stromnetze leistet der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) auf europäischer Ebene schon heute effektiv die Koordination beim Netzausbau (vgl. https://tyndp.entsoe.eu), wobei alle zwei Jahre ein neuer Durchlauf startet. Der TYNDP fokussiert auf die Interkonnektoren zwischen den einzelnen europäischen Ländern und unterstützt mit der europäischen Sichtweise die nationalen Netzentwicklungspläne. Der TYNDP 2022 fokussiert bei seinen Berechnungen auf die Jahre 2030 und 2040 und identifiziert einen notwendigen zusätzlichen Bedarf von 64 GW an

über 50 Grenzen für das Jahr 2030, was einer Steigerung von 55 % gegenüber dem Netz von 2025 entspricht. Für das Jahr 2040 wird insgesamt ein Zubaubedarf an grenzüberschreitenden Kapazitäten von 88 GW an über 65 Grenzen bestimmt (ein Anstieg von 75 % gegenüber dem Netz von 2025). Inzwischen hat der Prozess zum TYNDP 2024 gestartet mit der Vorstellung und der Konsultation des „Scenario Storyline Report“ (vgl. ENTSO-E & ENTSO-G 2023) im Jahr 2023. Im Herbst 2024 sollen die finalen Szenarien vorgestellt werden. In diesem Durchlauf soll nun erstmalig neben den Jahren 2030 und 2040 auch das Jahr 2050 analysiert werden, wobei der Fokus auf 2040 liegen soll. Auch wurde im Rahmen des TYNDP im Januar 2024 erstmalig ein europäischer Offshore-Netzentwicklungsplan veröffentlicht, der die zuletzt deutlich gestiegenen Ambitionen beim europäischen Wind-Offshore-Ausbau berücksichtigt. Die TYNDP Szenarien werden seit 2018 gemeinsam von ENTSO-E (Strom) und ENTSO-G (Gas) entwickelt, um eine gemeinsame Basis für die europäische Netzausbauplanung für Strom und Gas zu haben. Auf europäischer Ebene ist die Koordination beim Ausbau der Netze somit schon weit fortgeschritten und gut verankert. Im nächsten Schritt sollte eine zusätzliche Verschränkung mit den Planungen zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur erfolgen, um die Schnittstellen zwischen den Energienetzen in der Planung frühzeitig berücksichtigen zu können. So können z. B. Wasserstoffkraftwerke nur dort betrieben werden, wo eine Anbindung an die Wasserstoffinfrastruktur gegeben ist.

185. Vergleicht man bisherige Ergebnisse aus den unterschiedlichen Prozessen (SES für DE und TYNDP für EU), fällt auf, dass der identifizierte Ausbaubedarf der Interkonnektoren hier deutlich auseinander geht (vgl. auch BMWK 2023d). Während der TYNDP 2022 für 2040 einen Ausbau der für den Stromaustausch verfügbaren Interkonnektorkapazitäten Deutschlands auf ca. 46 GW vorsieht (ausgehend von ca. 32 GW im Startnetz 2025, vgl. ENTSO-E 2023), werden in den BMWK-Langfristszenarien „T45-Szenarien (2022)“ die Austauschkapazitäten mit den elektrisch verbundenen Nachbarländern Deutschlands bis 2045 je nach Szenario auf insgesamt 80 bis 110 GW ausgebaut (vgl. Fraunhofer ISI et al. 2022). Im Vergleich dazu ergibt sich in den neuen Langfristszenarien „T45-Strom* Szenarien (2024)“ nur ein Anstieg der grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands bis 2045 auf insgesamt 57-81 GW (vgl. Fraunhofer ISI et al. 2024b). Hier gilt es nun aus Sicht der Expertenkommission die Annahmen bzgl. der Stärkung des europäischen Binnenmarktes zu vereinheitlichen, sodass die Prozesse hier zu vergleichbaren Größen kommen, um die nationale und die europäische Netzausbauplanung noch besser miteinander zu verschränken.

186. Abschließend konstatiert die Expertenkommission eine positive Entwicklung in Bezug auf die langfristige und koordinierte Netzausbauplanung sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene seit ihrer letzten Stellungnahme im Jahr 2021 (EWK 2021). Die festgestellten Fortschritte werden als ermutigend betrachtet, und die Kommission ermuntert alle involvierten Akteure nachdrücklich, mit hoher Priorität weiterhin an diesem Prozess mitzuwirken. Diese positive Entwicklung signalisiert einen konstruktiven Weg hin zu einer verbesserten Netzinfrastruktur,

die entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung von nachhaltigen Energiezielen und einer effizienten Stromversorgung ist. Die kontinuierliche Zusammenarbeit aller Beteiligten ist notwendig um eine längerfristige Planung und Koordination des Netzausbaus zu gewährleisten.

3.5 Flexibilisierung und Digitalisierung

3.5.1 Entwicklung von Flexibilität aus Lastmanagement und Speichern

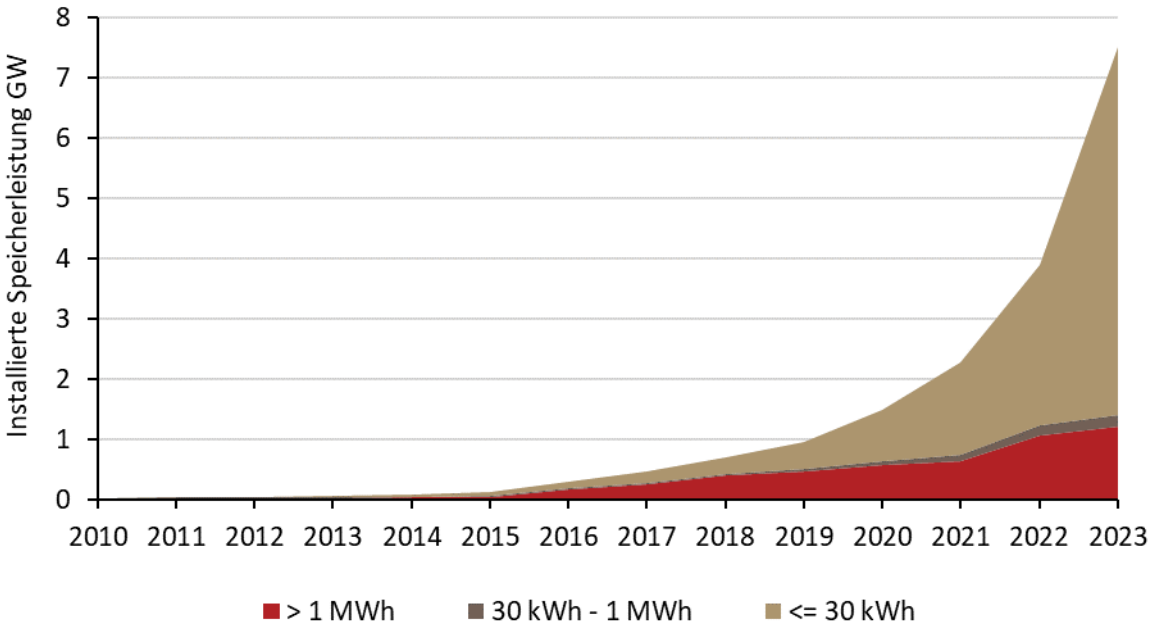
187. Um den Stromverbrauch stets mit der zeitgleichen Stromerzeugung in Einklang zu bringen, wird Flexibilität benötigt. Diese kann in Form steuerbarer Kraftwerke, als Lastflexibilität oder durch Speicher erbracht werden. Der verbleibende Bedarf an steuerbaren Kraftwerken zur jederzeitigen Herstellung der Systembilanz (vgl. Kapitel 6.1) wird somit maßgeblich durch die sicher verfügbare Flexibilität bestimmt. Für die Bewertung des Fortschritts in diesem Bereich wird hier der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom (BNetzA 2022) herangezogen. Darin wird eine installierte Leistung von Batteriespeichern durch die Übertragungsnetzbetreiber abgeschätzt. Für Heimspeicher liegt den Szenarien in Bezug auf die installierte Leistung die Annahme zugrunde, dass zunächst 50 % und ab 2035 100 % aller neuen Gebäude-PV-Anlagen mit einem Speicher ausgestattet sein werden. Bei Großspeichern orientiert sich die angenommene installierte Leistung in den Szenarien ebenfalls an EE-Anlagen, die zusätzlich mit einem Speicher ausgestattet werden. Die Annahmen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage (Demand Side Management, DSM) in der Industrie und dem GHD-Sektor basieren auf einer Studie, die die Netzbetreiber zur Quantifizierung beauftragt haben (FfE 2021).

188. Die installierte Leistung von Batteriespeichern bis 2037 wird im NEP mit 91 GW und bis 2045 zwischen 141 und 168 GW angenommen. Diese setzen sich aus PV-Batteriespeichern und Großbatterien zusammen, wobei erstere einen Anteil in der Größenordnung von 70 % ausmachen. Die Installation von Batteriespeichern hat sich in den letzten Jahren rasant entwickelt. Ende 2023 beträgt ihre Leistung gemäß den Daten im Marktstammdatenregister bereits 7,5 GW (siehe Abbildung 3-42) und hat damit die Leistung von Pumpspeicherkraftwerken mit 6,3 GW im Turbinenbetrieb (Heimerl und Kohler 2017) bereits überschritten. Der Anteil an Klein- und Heimspeichern bis 30 kWh Speicherkapazität beträgt dabei 81 %. Das Verhältnis der Speicherkapazität (in kWh) zur Speicherleistung (in kW) liegt im Durchschnitt bei etwa 1,5, das heißt dass ein Batteriespeicher seine Ein- und Ausspeicherleistung jeweils durchschnittlich 1,5 Stunden lang bereitstellen kann. Die in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke haben im Mittel ein Verhältnis der Speicherkapazität zur Leistung von rund 6 kWh/kW und können damit über längere Zeiträume positive oder negative Flexibilität erbringen. Ausgehend von der derzeit installierten Batteriespeicherkapazität (Leistung) müsste der weitere Ausbau mit einer Wachstumsrate von 20 % pro Jahr fortgeführt werden, um den im Netzentwicklungsplan angenommenen Wert bis 2037 zu erreichen, und von da ab noch einmal etwa 6 % pro Jahr für den Wert von 2045. In den

letzten Jahren wurden zwar deutlich höhere jährliche Wachstumsraten erzielt, jedoch ist ein solches exponentielles Wachstum üblicherweise nicht über einen langen Zeitraum aufrecht zu erhalten. Stattdessen nehmen Technologie-Diffusionskurven meist einen S-förmigen (logistischen) Verlauf an, d. h. das Wachstum verlangsamt sich, wenn bereits viele Verbraucher mit einer Technologie ausgestattet sind. Die im Netzentwicklungsplan für 2045 angenommenen Leistungen an PV-Batteriespeichern von 97,7 bis 113,4 GW entsprächen der Größenordnung 5 kW pro Wohngebäude oder 2,5 kW pro Haushalt in Deutschland. Dies zu erreichen, erfordert erhebliche Anstrengungen und entsprechende ökonomische Anreize.

189. Die Annahmen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage (Demand Side Management, DSM) in der Industrie und dem GHD-Sektor wird im Netzentwicklungsplan als abrufbare Leistung zwischen 5 und 7,2 GW im Jahr 2037 und zwischen 8,9 und 12 GW im Jahr 2045 ausgewiesen. Das derzeitige Lastmanagementpotential der Industrie und des GHD-Sektors wird in der dem NEP zugrundeliegenden Studie auf 1,2 GW (für 2019) beziffert, mit einer Abrufdauer von einer Stunde. Die Quantifizierung des Potentials ergibt sich aus den präqualifizierten Industrieprozessen im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Dieses Instrument wurde Mitte 2022 beendet. Da es ansonsten keine systematische Erfassung von verfügbaren Lastmanagement-Leistungen gibt, kann keine Angabe zu aktuell bestehenden DSM-Potentialen gemacht werden. Letztlich entscheiden Preissignale und Anreizmechanismen maßgeblich darüber, wie stark die industrielle und gewerbliche Stromnachfrage sich an den jeweiligen Zuständen des Stromsystems ausrichtet.

Abbildung 3-42: Installierte Leistung von Batteriespeichern



Quelle: MaStR, Stand April 2024.

3.5.2 Weitere Flexibilitätspotentiale im zukünftigen Stromsystem

190. Neben dem Flexibilitätspotential aus Lastmanagement und Speichern ergibt sich zukünftig eine stärkere Nachfrageflexibilität durch optimiert gesteuerte Wärmepumpen und Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge. Zusätzliche Potentiale bieten auch die in Zukunft vermehrt installierten Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion sowie Großwärmepumpen und Elektroheizer zur Fernwärmebereitstellung. Im Netzentwicklungsplan Strom wird der (marktorientierte) Einsatz dieser Flexibilitätspotentiale bereits angenommen.

191. Bei den sogenannten haushaltsnahen Flexibilitäten, wozu Heimspeicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zählen, gehen die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Modellierungen davon aus, dass – je nach Szenario – 50 bis 100 % dieser Einheiten in 2037 und 75 bis 100 % aller Einheiten in 2045 flexibel und damit strommarktorientiert gesteuert werden. In den Szenarien des NEPs wird von einem Ausbau von 14,3 Mio. (16,3 Mio.) Wärmepumpen und 25,2 bis 31,7 Mio. (34,8 bis 37,3 Mio.) Elektrofahrzeugen bis 2037 (2045) ausgegangen, die zu den bereits dargestellten Batteriespeichern als haushaltsnahe Flexibilität hinzukommen. Die flexible Leistung dieser Einheiten ist jedoch im Zeitverlauf sehr unterschiedlich, da stets die Restriktionen der eigentlichen Nutzung, also der Wärmebedarf sowie geplante Fahrten, berücksichtigt werden müssen. Es ergeben sich gemäß den Modellrechnungen im NEP mögliche Flexibilitätseinsätze privater Haushalte von bis zu 80 GW in positive und negative Richtung, wovon allerdings der Großteil durch Batteriespeicher bereitgestellt wird.

192. Wie in Kapitel 5.3 dargestellt wird, betrug die Anzahl installierter Wärmepumpen 2023 rund 2 Mio. Einheiten. Eine Pflicht zur "Smart Grid (SG)-Readiness", also zur Fähigkeit, in eine intelligente (d. h. zum Beispiel strommarktorientierte) Steuerung eingebunden zu werden, besteht für Wärmepumpen derzeit nicht. Jedoch wurde zum Jahr 2023 die SG-Readiness zur Voraussetzung für eine Förderung gemacht. Seit dem 01.01.2024 wird durch die Bedingungen des § 14a EnWG eine Steuerbarkeit von Wärmepumpen und auch von Elektrofahrzeugen verpflichtend. Somit werden die technischen Voraussetzungen dafür, dass diese Einheiten auch flexibel eingesetzt werden, mit ihrem weiteren Ausbau zunehmend geschaffen. Bei den Elektrofahrzeugen beträgt die Zahl der bis Ende 2023 insgesamt zugelassenen Fahrzeuge 2,3 Mio (siehe Kapitel 3.3.1). Für beide Anlagentypen ist dementsprechend noch eine deutliche Steigerung der Anzahl an Einheiten erforderlich, um die im NEP für 2037 angenommenen Zahlen zu erreichen. Bisher standen dem praktischen Einsatz intelligenter Steuerkonzepte zudem mit einer Vielzahl an verwendeten und oft zueinander inkompatiblen Protokollen und IT-Systemen sowie dem Fehlen standardisierter Schnittstellen praktische Hürden im Weg. Auch diese gilt es auszuräumen, was durch die Bundesnetzagentur proaktiv gefördert werden sollte.

193. Bei dem Einsatz von zukünftig installierten Elektrolyseuren (26 bis 40 GW in 2037 sowie 50 bis 80 GW in 2045 gemäß NEP) ist davon auszugehen, dass diese weitestgehend strommarktorientiert eingesetzt werden. Ein Betrieb ist nur dann sinnvoll, wenn die Strompreise niedrig genug sind, um konkurrenzfähige Gestehungskosten für den erzeugten Wasserstoff zu ermöglichen.

Auch der Netzentwicklungsplan geht von einem rein marktorientierten Einsatz von Elektrolyseuren aus, rechnet seine Szenarien jedoch unter der Annahme einer netzdienlichen Verortung der installierten Elektrolyseurleistung. Dies würde einen entsprechenden regulatorischen bzw. gesetzlichen Rahmen voraussetzen, der aktuell nicht gegeben ist. Die Expertenkommission gibt zu bedenken, dass für die optimale regionale Verortung von Elektrolyseuren nicht nur das Stromübertragungsnetz relevant ist, sondern weitere Kriterien einbezogen werden müssen, wie bspw. die Anschlussmöglichkeit an ein Wasserstoffnetz.

194. Im Bereich der Fernwärme wird im NEP davon ausgegangen, dass 2037 etwa ein Drittel und 2045 zwischen 40 und 50 % der Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer erzeugt wird. Die entsprechende Leistung an Power-to-Heat-Anlagen ist je nach Szenario 12,6 bis 22 GW in 2037 und 14,9 bis 27 GW in 2045. Auch hier erfolgt der Einsatz der Anlagen strommarktorientiert dann, wenn die Wärmegestehungskosten der elektrischen Option niedriger sind als die nächstbeste Alternative. Die installierte Leistung an Power-to-Heat für 2020/21 wird mit 0,8 GW angegeben. Anfang 2023 waren 0,6 GW Großwärmepumpen in Planung oder im Bau (Agora Energiewende 2023). Für die Entwicklung von Power-to-Heat-Anlagen gibt es derzeit keine belastbare Zeitreihe. Die Expertenkommission regt an, dies in der Energiestatistik auszuweisen, um das Voranschreiten der Dekarbonisierung in der Fernwärmebereitstellung sowie die daraus entstehenden Flexibilitätspotentiale besser verfolgen und bewerten zu können.

3.5.3 Anreize für den Flexibilitätseinsatz

195. Neben der installierten Leistung ist es ebenso wichtig, den tatsächlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu betrachten und den Blick auf bestehende oder zu entwickelnde Instrumente und Anreize, dem Stromsystem Flexibilität bereitzustellen, zu lenken. Aus den (teilweise starken) Schwankungen der Strompreise im Kurzfristhandel, v. a. dem Day-Ahead- und Intradaymarkt, ergibt sich ein ökonomischer Anreiz, Stromverbräuche in Zeiten zu verlagern, in denen viel günstige Erzeugung zur Verfügung steht. Auch für kleine Verbraucher unter 100 MWh Jahresverbrauch gibt es mittlerweile viele Anbieter variabler Stromtarife, sodass Preissignale beim Stromverbrauch berücksichtigt werden könnten. Der Marktanteil solcher Tarife ist jedoch noch gering. Gemäß einer repräsentativen Befragung der Verbraucherzentrale nutzten 2022 2 % aller Haushalte einen solchen Tarif (Verbraucherzentrale Bundesverband 2023). Dieser marktliche Anreiz wird jedoch teilweise überlagert von mitunter konfliktären Anreizen aus anderen Strompreiskomponenten, hier konkret durch die Netzentgelte (vgl. nachfolgende Abschnitte). Jenseits des Stromgroßhandels gibt es (für größere Verbraucher oder Pools aus kleineren Anlagen) die Möglichkeit, abrufbare Flexibilität auf den Regelleistungsmärkten anzubieten. Zur Unterstützung des Übertragungsnetzes findet darüber hinaus die Einbindung von Flexibilität im Rahmen des Redispatches statt, die aktuell jedoch nur für Erzeugungsanlagen gilt. Unter dem Stichwort Redispatch 3.0 wird derzeit die Einbindung weiterer Flexibilitätsoptionen wie Lastflexibilität und Speicher in den Redispatch diskutiert. Auch andere Vermarktungsplattformen für Flexibilität, vor allem mit räumlicher Verortung, sodass Netzbetreiber dort Flexibilität für das Engpassmanagement beschaffen können, sind

in der Diskussion. Hierbei ist es wichtig, dass ggf. neu eingeführte Mechanismen im Einklang mit bestehenden Märkten und Instrumenten ausgestaltet sind, damit die größtmögliche Systemdienlichkeit entstehen kann. Hierbei sollte in Situationen ohne Netzengpass der Stromgroßhandel das maßgebliche Preissignal liefern und darüber hinaus gezielte Beschaffungsmechanismen oder Preissignale das Netzengpassmanagement unterstützen.

196. Die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgelte stellt ein Hemmnis für den systemdienlichen Einsatz von Flexibilität dar. Die Netzentgeltsystematik unterscheidet zwischen den Verbrauchern mit registrierender Leistungsmessung (RLM, ab 100 MWh Jahresstromverbrauch) und denen, für die ein Standardlastprofil (SLP, bis 100 MWh Jahresstromverbrauch) zugrunde gelegt wird. Die Anreizwirkung wird daher im Folgenden für die Verbrauchergruppen getrennt betrachtet.

197. SLP-Kunden zahlen Netzentgelte in Form eines zeitunabhängigen Arbeitspreises pro kWh. Hieraus ergibt sich kein direkter Flexibilitätsanreiz, jedoch verstärkt die Form des Entgelts den Anreiz, gegebenenfalls vorhandene Flexibilität so einzusetzen, dass der Strombezug aus dem Netz minimiert wird. Für Haushalte mit Photovoltaikanlage und Batteriespeicher führt das i. d. R. dazu, dass der Speicher beladen wird, sobald am Vormittag ein lokaler Überschuss vorhanden ist. Je nach Dimensionierung ist der Speicher mitunter bereits voll, bevor die Einspeisespitze eintritt, sodass in diesem Fall die zur Einspeisung benötigte Netzkapazität durch den Speicher nicht reduziert wird. Auch im Fall der Lastspitze, beispielsweise an einem weniger sonnigen Wintertag, könnte der Speicher bereits leer sein, bevor die höchste Last im lokalen Netzstrang auftritt, sodass die Batterie auch dann nicht zu einer Netzentlastung beiträgt. Dennoch profitiert der Betreiber der Anlage davon, mit dem niedrigeren Strombezug aus dem Netz auch weniger Netzentgelte zu zahlen. Mit dynamischen Netzentgelten, die gezielt in den Zeiten der höchsten lokalen Einspeisung oder der höchsten lokalen Last ein starkes Signal in Form eines niedrigen oder sogar negativen Entgeltes im einen und eines hohen Entgeltes im anderen Fall setzen, könnten Batteriespeicher hingegen zur Netzentlastung beitragen und dadurch den Netzausbaubedarf verringern. Aus Sicht der Expertenkommission sollte dieses Potential (von aktuell 6,1 GW installierten Heimspeichern) in Zukunft stärker genutzt werden. Die Kommission begrüßt in diesem Zusammenhang die Festlegungen der Bundesnetzagentur im § 14a EnWG, dass Verteilnetzbetreiber die prinzipielle Möglichkeit erhalten, bis zu drei Tarifstufen für Netzentgelte zu etablieren. Sie regt an, die von der Bundesnetzagentur begonnene Überarbeitung der Verteilnetzentgelte zur deutschlandweiten Angleichung auch dazu zu nutzen, die Entgeltsystematik insgesamt an die Herausforderungen eines Stromsystems mit hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien anzupassen und hin zu dynamischeren Entgelten weiterzuentwickeln. Darüber hinaus ist eine flexibilitätsanreizende Gestaltung der Netzentgelte auch aus Gründen der Fairness und Verursachergerechtigkeit geboten, denn in der aktuellen Systematik profitieren Betreiber von PV-Batteriesystemen von vermiedenen Strombezugskosten (und somit Netzentgelten), obwohl sie die Leistung des Netzes in gleicher Weise nutzen wie Verbraucher ohne diese Möglichkeit, die dadurch mehr Entgelte bezahlen.

198. Bei RLM-Kunden werden Netzentgelte in Form eines Arbeitspreises und eines Leistungspreises entrichtet. Der Leistungspreis bezieht sich auf den höchsten Strombezug in einem Viertelstundenintervall pro Jahr. Da dieser Leistungspreis das zu zahlende Entgelt in hohem Maß beeinflusst, haben RLM-Kunden einen starken Anreiz, Flexibilität so einzusetzen, dass ein möglichst gleichmäßiger Strombezug ermöglicht und Lastspitzen vermieden werden. Während dies auf der individuellen Ebene zu einem minimierten Leistungsbedarf führt, trägt es nicht zwangsläufig zu einer Reduktion der insgesamt erforderlichen Netzkapazität bei, denn hierfür ist die kollektive Leistungsspitze relevant, die alle Netznutzer in einem Netzstrang zusammen verursachen. Die zusätzliche Regelung für Großverbraucher im § 19 StromNEV, die eine starke Reduktion der fälligen Netzentgelte vorsieht, wenn die Benutzungsstundenzahl mindestens 7.000 Stunden beträgt – in dem Fall wird das Entgelt um 80 % reduziert, bei 8.000 Stunden sogar um 90 % – verstärkt den Anreiz zur Vergleichmäßigung des Strombezugs und rechtfertigt aus Sicht von Kunden teilweise sogar zusätzliche Investitionen in Flexibilität, um die hohe Benutzungsstundenzahl zu erreichen. Gegebenenfalls vorhandene Lastflexibilität und Speicher werden von Verbrauchern, die von der entsprechenden Regel profitieren wollen, also nicht systemdienlich eingesetzt. Um sie zur Unterstützung des effizienten Systembetriebs nutzbar zu machen, bedarf es auch im RLM-Bereich einer Überarbeitung der Netzentgelte, die den Herausforderungen des heutigen Stromsystems besser gerecht wird. Die Expertenkommission regt an, die Netzentgeltsystematik grundlegend zu überarbeiten und dabei auch eine Dynamisierung der Netzentgelte in Betracht zu ziehen, um die Möglichkeit zu schaffen, Netzengpässe sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz über Preissignale anzuzeigen und einen Anreiz für Beiträge zur Entlastung zu schaffen.

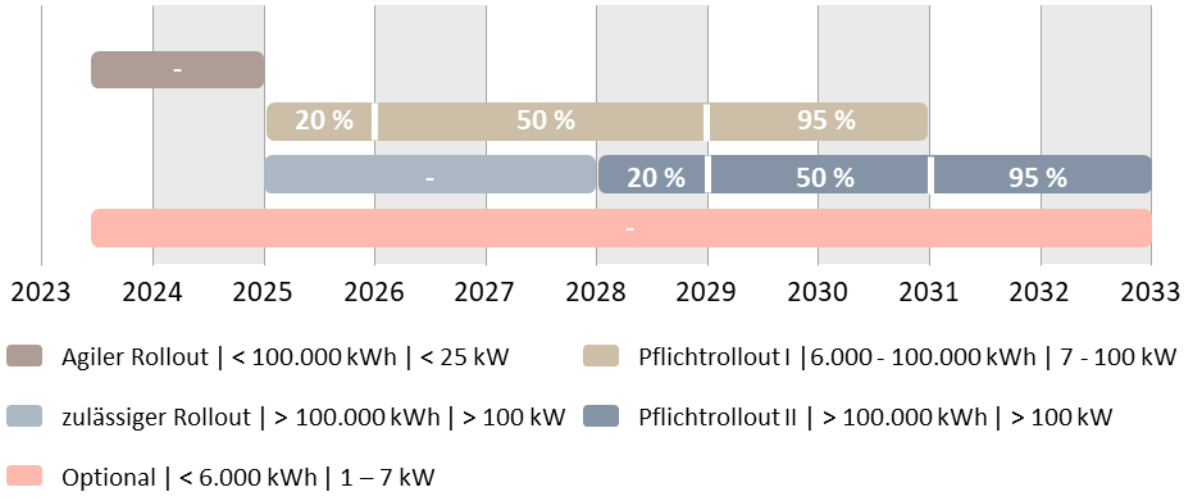
3.5.4 Digitalisierung: Smart Meter Rollout

199. Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurde im April 2023 mit dem Ziel verabschiedet, die Einführung von intelligenten Messsystemen für Strom zu beschleunigen. Dies soll unter anderem durch eine Entbürokratisierung und einer Stärkung der Rechts- und Planungssicherheit erreicht werden. Darüber hinaus wurden erstmals Ziele für Marktanteile von intelligenten Messsystemen formuliert. Diese Ziele sind im dazu novellierten Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) festgehalten.

200. Der Fahrplan für den Smart Meter Rollout startete mit Inkrafttreten des GNDEW mit dem „agilen Rollout“ (vgl. Abbildung 3-43). In dieser – aktuell laufenden – Phase können Messtellenbetreiber bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch bis 100 MWh, Verbrauchern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG und bei Erzeugern mit einer installierten Leistung bis 25 kW bereits jetzt mit dem Rollout beginnen. Diese Phase des freiwilligen Rollouts läuft bis Ende 2024. Anschließend folgt der Pflichtrollout für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von 6.000 bis 100.000 kWh, Verbrauchern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG und für Erzeuger mit einer installierten Leistung zwischen 7 und 100 kW. Für diese Gruppen sind bis Ende 2025 mindestens 20 %, bis Ende 2028

mindestens 50 % und bis Ende 2030 mindestens 95 % aller Messstellen mit intelligenten Messystemen auszustatten. Der Pflichtrollout für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh und für Erzeuger mit einer installierten Leistung von über 100 kW startet ab 2028. Die Zielwerte für diese Gruppe liegen bei 20 % bis 2028, 50 % bis 2030 und 95 % bis 2032. Marktakteure können für diese Gruppe aber bereits ab 2025 entsprechende Messsysteme installieren. Für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 6.000 kWh und für Erzeuger mit einer installierten Leistung zwischen 1 und 7 kW besteht ein optionaler Rollout, der auf Veranlassung des Messtellenbetreibers oder ab 2025 auch auf Wunsch des Kunden durchgeführt wird.

Abbildung 3-43: Fahrplan für den Smart Meter Rollout



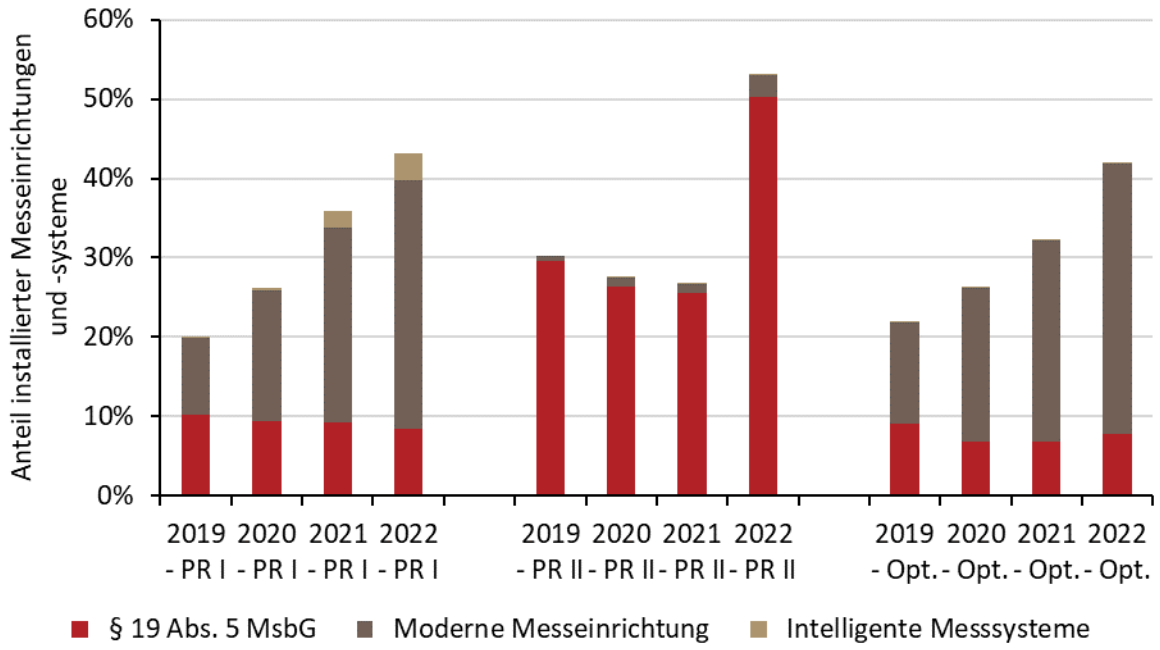
Quelle: Eigene Darstellung nach (BMWK 2023).

201. In Abbildung 3-44 ist die historische Entwicklung der Anteile verschiedener Messeinrichtungen und -systeme anhand der Verpflichtungsfälle (PR = Pflicht-Rollout gemäß Fahrplan, Opt. = Optional) dargestellt. Bei der Kategorisierung der verschiedenen verbauten Messeinrichtungen und -systeme wird zwischen Messsystemen nach § 19 Abs. 5 MsbG, modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen unterschieden. Messsysteme nach § 19 Abs. 5 MsbG sind solche, die in der Vergangenheit eingebaut wurden und nicht den neu geltenden technischen Anforderungen an intelligente Messsysteme entsprechen. Diese dürfen zum Bestandsschutz noch eine Zeit weiter genutzt werden. Moderne Messeinrichtungen sind Messeinrichtungen, die eine detaillierte Verbrauchsdarstellung (tatsächlicher Energieverbrauch und Nutzungszeit) abbilden, aber weder fernausgelesen werden noch Zählerstände senden können. Eine Einbindung in ein Kommunikationsnetz über ein Smart Meter-Gateway ist technisch möglich, aber noch nicht erfolgt. Liegt sowohl eine moderne Messeinrichtung als auch ein Smart Meter-Gateway (Kommunikationseinheit) vor, spricht man von einem intelligenten Messsystem. Der Smart Meter-Rollout bezieht sich auf solche intelligenten Messsysteme.

202. Rund 5,2 Mio. Messstellen fallen unter die Kriterien der ersten Pflichtrollout-Phase PR I (vgl. Monitoringbericht BNetzA 2023). Von diesen sind über 4 % der Messlokationen mit intelligenten

Messsystemen ausgestattet, weitere 32 % verfügen über moderne Messeinrichtungen. In die zweite Rolloutphase fielen laut BNetzA in den Jahren 2019 bis 2021 600.000 bis 820.000 Messlokationen. Im aktuellen Monitoringbericht wird die Anzahl mit rund 350.000 Messlokationen angegeben, wobei die Reduktion im Wesentlichen bei den Erzeugungseinheiten >100 kW zu finden ist (Änderung von rund 550.000 auf 100.000). Intelligente Messsysteme sind in dieser Verbrauchergruppe nahezu nicht vorhanden (0,1 %). Rund 44 Mio. Messlokationen fallen unter die Definition des optionalen Rollouts, auch hier gibt es bereits einen hohen Anteil moderner Messeinrichtungen (34 %), aber nur einen sehr kleinen Anteil intelligenter Messsysteme (0,1 %).

Abbildung 3-44: Anteile verschiedener Messeinrichtungen und -systeme nach den verschiedenen Rollout-Fällen



Quelle: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2020 – 2023 (BNetzA/BKartA 2023, BNetzA/BKartA 2022, BNetzA/BKartA 2021, BNetzA/BKartA 2020).

203. Mit der Einführung des GNDEW wurde nach vielen Jahren der Verunsicherung und der Stagnation nun eine hohe Verbindlichkeit für den Smart Meter Rollout geschaffen. Die bisherige Entwicklung zeigt jedoch auch, dass es noch ein weiter Weg bis zur angestrebten Durchdringung intelligenter Messsysteme ist, da ihr Anteil an den Messlokationen derzeit selbst bei den Pflichteinbaufällen der ersten Phase noch im unteren einstelligen Prozentbereich liegt, und die Verpflichtung zum Einbau erst 2025 beginnt. Die Verfügbarkeit von Geräten und geschultem Fachpersonal könnte ein Risiko für die Einhaltung des vorgegebenen Fahrplans darstellen, das jedoch beherrschbar scheint. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass sich die Anzahl der Pflichteinbaufälle mit dem weiteren Ausbau von Wärmepumpen und Ladepunkten für Elektrofahrzeuge erhöhen wird, da diese ab 2024 automatisch unter die Regeln des § 14a EnWG fallen und somit ebenfalls mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen. Mit Blick auf die erforderliche Erhöhung der Flexibilitätspotentiale im Stromsystem ist diese Ausweitung begrüßenswert.

4. Stoffliche Energieträger

Das Wichtigste in Kürze

Mineralölprodukte

Mineralöl repräsentiert für die letzten Dekaden durchgängig den größten Anteil des gesamten Primärenergieverbrauchs. 98 % des Rohölverbrauchs werden importiert und in den Raffinerien zu Mineralölprodukten verarbeitet. Darüber hinaus werden mit einem Anteil von aktuell knapp 31 % des gesamten Mineraölaufkommens signifikante Mengen von Mineralölprodukten, vor allem Mitteldestillate wie Diesel oder leichtes Heizöl nach Deutschland importiert. Bei den Rohölimporten (d. h. dem weitaus größten Teil der Mineralölimporte) stammten im Zeitraum 2010 bis 2020 etwas über ein Drittel aus Russland. Seit 2023 spielen Rohölimporte aus Russland vor dem Hintergrund des Embargos der Europäischen Union faktisch keine Rolle mehr. Auch für die bisher über Pipelines direkt aus Russland belieferten Raffinerien in Ost-Deutschland wurden alternative Versorgungsoptionen gefunden bzw. umgesetzt. Der Verbrauchsanteil des Verkehrssektors lag in den letzten Jahren bei etwa 60 % der gesamten Mineralölnachfrage. Vor dem Hintergrund der klimapolitischen Zielsetzungen ist davon auszugehen, dass der Verbrauch von Mineralöl zukünftig stark abnimmt, vor allem getrieben durch die Entwicklungen im Verkehrsbereich. Eine besondere Situation ist für den bisherigen nichtenergetischen Einsatz von Mineralöl zu erwarten. Hier werden vor allem in der langfristigen Perspektive neue Ansätze der Kreislaufführung von Kohlenstoff sowie der Einsatz von wasserstoffbasierten synthetischen Kohlenwasserstoffen eine Rolle spielen müssen. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass mit den bisher absehbaren klimapolitischen Zielverfehlungen v. a. im Bereich der Verkehrspolitik (vgl. Kapitel 9.1) erhebliche Unsicherheiten mit Blick auf die Zukunft der Rohölversorgung und der Raffineriestandorte verbunden sind. Sie hält ein umfassendes Konzept zur Transformation bzw. zur Stilllegung oder Umnutzung der deutschen Raffineriestandorte sowie der unterschiedlichen Infrastrukturen der Ölversorgung für dringend notwendig.

Erdgas

Erdgas ist in Deutschland seit 1992 nach Mineralöl der Primärenergieträger mit dem zweitgrößten Aufkommensanteil. Auch hier wird der größte Anteil des Aufkommens für Deutschland über Importe gedeckt. Darüber hinaus sind die Erdgastransite über Deutschland in den vergangenen Jahren sehr stark angestiegen. Im Kontext der veränderten Versorgungssituation sind die Erdgaslieferungen von Deutschland an die Nachbarstaaten jedoch vor allem in den Jahren 2022 und 2023 deutlich zurückgegangen, liegen aber gleichwohl noch auf signifikanten Niveaus. Die Einstellung der Erdgaslieferungen aus Russland und die entsprechenden Maßnahmen zur Erdgaseinsparung sowie die Preisturbulenzen auf den globalen Erdgasmärkten führten in den Jahren 2022 und 2023 zu erheblichen Rückgängen des Erdgasverbrauchs in Deutschland. Die größten Beiträge dazu wurden von den beiden größten Nachfragesektoren, der Industrie (Erdgaseinsatz für Prozesswärme und den nichtenergetischen Verbrauch) sowie den privaten Haushalten (Erdgaseinsatz in der Gebäudeenergieversorgung) erbracht. Wie für Mineralöl wird durch die klimapolitischen Ziele auch der Erdgasverbrauch in Deutschland reduziert bzw. längerfristig auf Werte nahe Null zurückgeführt werden müssen. Diese Verbrauchsentwicklungen haben weitgehende Konsequenzen für die Entwicklung der Erdgasnetze (v. a. im Mittel- und Niederdruckbereich). Diese absehbaren Entwicklungen sollten in den verschiedenen Prozessen der Infrastrukturplanung (Netzentwicklungsplanung für das Fernleitungsnetz, kommunale Wärmepläne etc.) sorgfältig reflektiert und die Planungsprozesse stärker aufeinander abgestimmt sowie die bestehenden Planungslücken (v.a. im Bereich der Regionalversorgung) geschlossen werden. Die nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Erwägungen absehbaren Stilllegungsprozesse für größere Bereiche der Erdgasnetze machen nach Auffassung der Expertenkommission Anpassungen des

regulatorischen Rahmens notwendig (z. B. Verkürzung der Abschreibungsdauern und Abkehr vom Prinzip der Nettosubstanzerhaltung).

Bioenergie

Bioenergie repräsentiert in den letzten Jahren einen Anteil von ca. 9 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Der Beitrag von Biomasse zum gesamten Energieaufkommen hat sich seit 1990 fast verneunfacht, wobei der rapide Aufwuchs der Biomassenutzung im Zeitraum 2000 bis 2010 in den folgenden Jahren durch eine vergleichsweise geringe Zunahme abgelöst worden ist. Die in Deutschland zur Energiegewinnung genutzte Biomasse stammt fast vollständig (über 90 %) aus einheimischen Aufkommen, Biomasse-Importe decken nur einen sehr kleinen Teil des Bedarfs ab. In geringem Umfang ist Deutschland auch Exporteur von biogenen Energieträgern. Bisher wurde Biomasse insbesondere in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, sowie in der Wärmeerzeugung (v.a. für die Beheizung in Gebäuden) und im Verkehr eingesetzt. Der Biomasseeinsatz in der Strom- und Fernwärmeversorgung repräsentiert etwa 40 %, die Nutzung in den privaten Haushalten etwa 25 % und in den Sektoren Industrie, GHD sowie Verkehr jeweils etwa 10 % des gesamten Verbrauchs von Biomasse. Vor dem Hintergrund des begrenzten Aufkommens nachhaltig bereitgestellter Biomasse sowie der Nutzungskonkurrenzen u. a. mit dem im Kontext von Klimaneutralitätsstrategien notwendigen stofflichen Einsatz von Biomasse sieht die Expertenkommission in der energetischen Biomassenutzung einen begrenzten, aber gleichwohl unverzichtbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Die zukünftige Struktur der Biomassenutzung wird sich allerdings deutlich von den heutigen Einsatzstrukturen unterscheiden müssen. Dabei sollten vorrangig Rest- und Abfallbiomasse eingesetzt werden, wohingegen der Einsatz von Waldholz und Agrarrohstoffen für energetische Zwecke deutlich reduziert werden sollte. Mit Blick auf die Durchsetzung klarer Nachhaltigkeitsstandards wie auch eine sektoral differenzierte Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes sowie die konsistente Ausgestaltung der Nationalen Biomassestrategie (NaBiS), der Carbon Management-Strategie (CMS) sowie der Langfriststrategie Negativemissionen bzw. der entsprechenden europäischen Strategien, sieht die Expertenkommission zentrale Handlungsbedarfe.

Wasserstoff und seine Derivate

Wasserstoff ist ein bedeutender Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität. Der Einsatz von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten ist etwa im Bereich der saisonalen Energiespeicherung, bei industriellen Prozessen wie der Herstellung von Stahl und chemischen Grundstoffen sowie für die Luft- und Hochseeschifffahrt aus heutiger Sicht die einzige großskalig verfügbare Option zur Transformation in Richtung Klimaneutralität. Wasserstoffderivate sind zudem eine Möglichkeit für den frühzeitigen Langstreckentransport von Wasserstoff. Langfristig wird die entsprechende Versorgung auf Basis von grünem Wasserstoff beruhen, vor allem in einer Übergangsphase wird jedoch auch blauer Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen können.

Bisher wird in Deutschland vor allem grauer Wasserstoff durch die Reformierung von Erdgas hergestellt, wobei der überwiegende Teil des produzierten Wasserstoffs in der Industrie eingesetzt wird (Gesamtbedarf aller Sektoren im Jahr 2022: 42 TWh). Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten in Deutschland wird sich zukünftig dynamisch entwickeln und könnte 2030 aus Sicht unterschiedlicher Studien bereits bei 55 – 92 TWh liegen und bis 2045 auf 423 – 1.364 TWh ansteigen. Die installierte Leistung von Elektrolyseuren betrug im Februar 2024 etwa 66 MW und soll laut nationaler Wasserstoffstrategie bis 2030 auf 10 GW ansteigen. Da diese Elektrolysekapazität zur Deckung der prognostizierten Bedarfe schon im Jahr 2030 nicht ausreicht, sollte der Import von klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten zeitnah und mit hoher Dringlichkeit angestoßen werden. Die notwendigen Importe von Wasserstoffäquivalenten sind in unterschiedlicher Form und aus unterschiedlichen Regionen möglich. Dabei können Regionen und Länder mit

besonders guten Bedingungen für erneuerbare Energien ein attraktives Geschäftsmodell für einen klimafreundlichen Energiehandel entwickeln, sofern die günstigen Produktionsbedingungen in diesen Ländern mit günstigen Transportoptionen kombiniert werden können. Die Expertenkommission empfiehlt, den globalen Handel mit Derivaten (Methanol, Ammoniak, ggf. Eisenschwamm etc.) auch durch staatliches Handeln anzureizen und von Beginn an eine diversifizierte Importstruktur mit vielfältigen Lieferländern und -regionen anzustreben.

Angesichts des prognostizierten hohen Bedarfs an Wasserstoff ist es für Deutschland von besonderer Bedeutung, die Wasserstoffbeschaffung und den Aufbau globaler Handelsplattformen voranzutreiben. Dabei ist ein europäisches Vorgehen basierend auf marktwirtschaftlichen Instrumenten von Vorteil, da die Beschaffung großer Mengen die spezifischen Kosten signifikant senken wird. Größtmögliche Preistransparenz, die durch wettbewerbliche Beschaffungs- und Vergabeinstrumente oder an Energiebörsen hergestellt werden kann, ist schon in der Marktinitialisierungsphase von Bedeutung.

Entscheidend für die Wasserstoff-Gestehungskosten und damit die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sind vor allem die Kosten des für die Elektrolyse eingesetzten Stroms. Vor diesem Hintergrund stellen die vergleichsweise hohen Preise für Strom in Europa eine große Herausforderung dar. Grundsätzlich weist die Expertenkommission darauf hin, dass sich die „Grüne Eigenschaft“ von Wasserstoff letztlich nur auf der Systemebene bewerten lässt und die Zuordnung von regenerativ erzeugtem Strom zu bestimmten Wasserstofferzeugungsprojekten zumindest als problematisch anzusehen ist. Die hohen rechtlichen Anforderungen der delegierten Rechtsakte zur Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff dürften die Produktionskosten bzw. den Wasserstoff-Hochlauf verteuern und gegebenenfalls verlangsamen. Hierbei sieht die Expertenkommission ein Spannungsfeld zwischen einerseits den in einigen Facetten diskussions- und verbesserungswürdigen Einzelregelungen (mit Blick auf Praktikabilität, Kosten und Mengen) und andererseits den (fortgesetzten) Unsicherheiten bezüglich des regulativen Rahmens, die gegebenenfalls aus den für Veränderungen notwendigen langwierigen und komplexen Rechtssetzungsprozessen auf EU-Ebene entstehen würden.

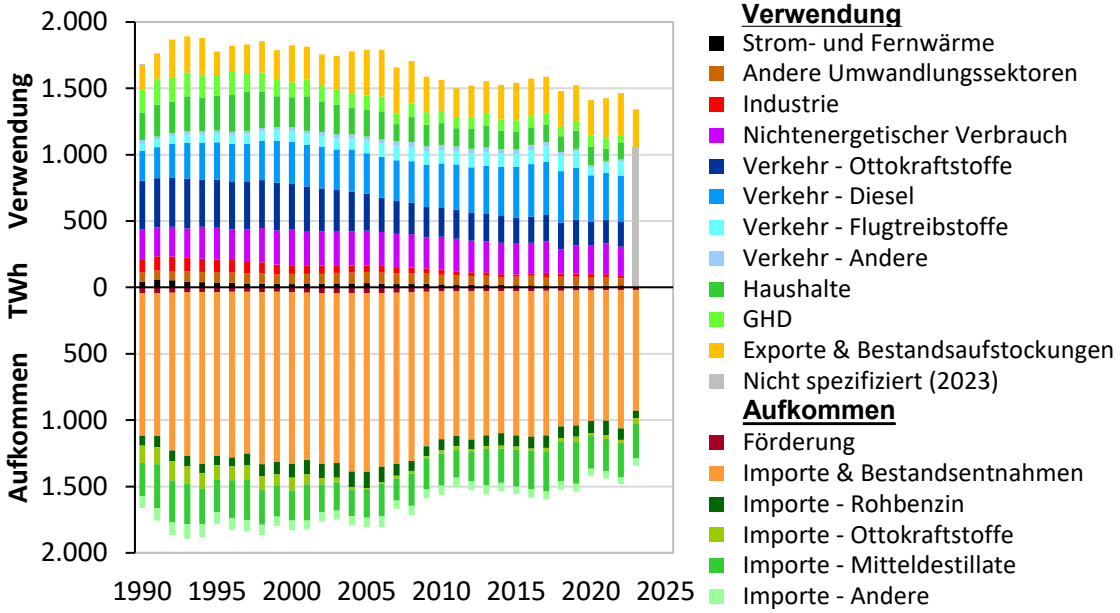
Für den Wasserstoffhochlauf in Deutschland und Europa bildet der Aufbau einer Pipeline-Infrastruktur einen zentralen Ermöglichungsfaktor. Der aktuelle Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz beruht vor allem auf der Anbindung der großen industriellen Wasserstoffverbraucher, der potentiellen Wasserstoffverbraucher im Bereich der Stromwirtschaft, der Wasserstoffspeicher sowie der Importkorridore. Für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes auf nationaler und europäischer Ebene hält die Expertenkommission ein Finanzierungsmodell mit intertemporaler Kostenallokation („Amortisationskonto“) für einen pragmatischen und geeigneten Weg, robuste infrastrukturseitige Voraussetzungen für einen ambitionierten Wasserstoffhochlauf im Kontext vielfältiger Unsicherheiten zu schaffen, sieht aber auch noch einigen Klärungs- und Handlungsbedarf insbesondere bezüglich der genauen Ausgestaltung der Regulierung und der Finanzierung des Wasserstoff-Verteilnetzes.

Angesichts der großen Bedeutung von Speichern für das zukünftige Wasserstoffsystem und der Vielzahl von klärungsbedürftigen technischen, ökonomischen und regulatorischen Fragen in diesem Bereich hält die Expertenkommission eine umfassende Adressierung der Wasserstoffspeicherung in der geplanten Speicherstrategie der Bundesregierung für dringend notwendig.

4.1 Mineralölprodukte

204. Mineralöl repräsentiert für die letzten Dekaden durchgängig den größten Anteil des gesamten Primärenergieverbrauchs wie auch deutlich über die Hälfte des Verbrauchs von Kohlenwasserstoffen in Deutschland. Nachdem der Anteil von Mineralöl in den 1990er Jahren von 35 % auf ca. 40 % angestiegen war, liegt er seit 2005 relativ konstant im Bereich von 33 bis 35 %. Nur während der Corona-Pandemie und durch die in diesem Kontext ergriffenen Maßnahmen zur Mobilitätsbegrenzung sank der Mineralölanteil am gesamten Primärenergieverbrauch auf 32 %.

Abbildung 4-1: Entwicklung des Mineralölaufkommens und des Verbrauchs von Mineralölprodukten in Deutschland



Anmerkung: Für 2023 noch keine differenzierten Verwendungsdaten verfügbar.
Quellen: AG Energiebilanzen (2024), AG Energiebilanzen (2023), Bafa (2024), Eurostat (2024a,b), Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts.

205. Die Verbrauchsstrukturen im Bereich der Mineralölprodukte haben sich in den letzten Jahren erheblich verändert:

- Der mit Abstand größte Verbrauch von Mineralölprodukten entfällt auf den Verkehrssektor und hier ganz überwiegend auf den Straßenverkehr. Während Kraftstoffe Anfang der 1990er Jahre noch einen Anteil von ca. 45 % des Mineralölverbrauchs repräsentierten, stieg dieser bis zur Jahrtausendwende auf ca. 50 % und lag in den letzten Jahren bei etwa 60 %. Im Jahr 2023 ist der Verbrauch von Diesel und Ottokraftstoffen im Vorjahresvergleich um etwa 2 % zurückgegangen.
- Die zweitgrößte Mineralölnachfrage entsteht aus der nichtenergetischen Verwendung in der Industrie. In den letzten Jahren lag dieser Nachfrageanteil bei etwa 20 %. Der für den

nichtenergetischen Einsatz besonders relevante Verbrauch von Rohbenzin ist im Jahr 2023 gegenüber 2022 um knapp 19 % zurückgegangen.

- Der Anteil des Heizölverbrauchs in den privaten Haushalten erreichte in den späten 1990er Jahren mit Werten von bis zu 18 % einen Höhepunkt und ist seitdem, bei wetterbedingten Schwankungen, auf Werte um 10 % zurückgegangen.
- Kleinere Verbrauchsanteile entstehen aus den GHD-Sektoren (in den letzten Jahren 5-7 %), dem Eigenverbrauch der Mineralölindustrie (ca. 5 %), dem energetischen Einsatz in der Industrie (ca. 2 %) sowie der Strom- und Fernwärmeerzeugung (ca. 1 %).
- Im Zeitraum von 1990 bis 2022 ist der Mineralölverbrauch in Deutschland insgesamt um ca. 24 % zurückgegangen, seit 2000 um 26 % und seit 2010 um 21 %. Der Kraftstoffverbrauch des Verkehrssektors liegt nach zwischenzeitlich massiven Steigerungen aktuell leicht unter den Vergleichswerten von 1990, etwa 5 bis 10 % unter den Werten von 2000 bzw. 2010. Für das Jahr 2023 ergibt sich im Vorjahresvergleich ein Rückgang des Inlandsverbrauchs von Mineralölprodukten von 6 %.

206. Die Förderung von Rohöl in Deutschland ist gering und repräsentiert in den letzten Jahren nur ca. 2 % des gesamten Rohölaufkommens. Mineralölprodukte werden zwar auch in relevantem Umfang importiert (in den letzten Jahren bis zu 30 %), ganz überwiegend aber in deutschen Raffinerien hergestellt. Die Mineralölproduktimporte entfallen vor allem auf Rohbenzin (ein zentrales Ausgangsprodukt für die Petrochemie) sowie Mitteldestillate (Diesel, leichtes Heizöl, Flugturbinenkraftstoffe etc.). Deutschland exportiert jedoch auch Mineralölprodukte (in die Nachbarländer), vor allem Diesel, Ottokraftstoffe und schweres Heizöl, wobei Deutschland für Diesel sehr klar ein Nettoimportland und für die Ottokraftstoffe und schweres Heizöl sehr deutlich ein Nettoexporteur ist. Bezogen auf das gesamte Mineralölaufkommen lag der Anteil von Exporten in den letzten Jahren jedoch nur im Bereich von 2 bis 3 %.

207. Die Verteilung der Einfuhren von Rohöl und Mineralölprodukten nach Herkunftsländern ist für die unterschiedlichen Produkte teilweise sehr unterschiedlich und hat sich in den Jahren ab 2022 im Vergleich zu den langjährigen Trends der Vorjahre in wesentlichen Bereichen deutlich geändert.

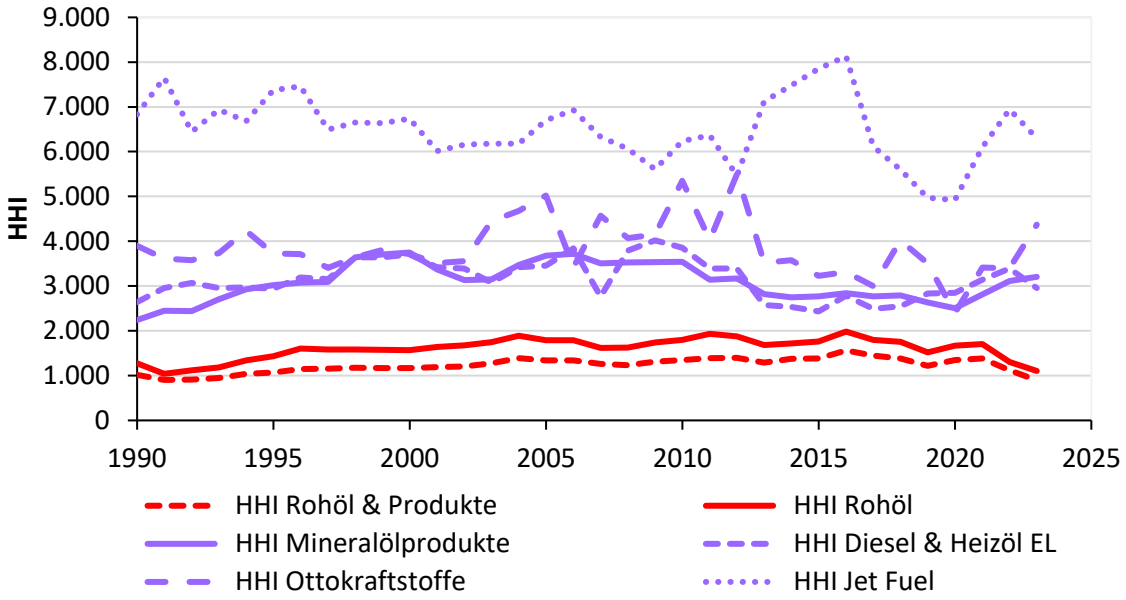
- Bei den Rohölimporten (d. h. dem weitaus größten Teil der Mineralölimporte) stammten im Zeitraum 2010 bis 2020 jeweils zwischen 34 und 40 % aus Russland. Im Jahr 2022 ist dieser Anteil auf 25 % gesunken, seit 2023 spielen Rohölimporte aus Russland vor dem Hintergrund des verpflichtenden Embargos der EU für Einfuhren auf dem Seeweg (Rat der Europäischen Union, 2024; Artikel 3m) und des vor dem Auslaufen der entsprechenden Ausnahme vom EU-Embargo am 23. Juni 2023 eigenständig verfolgten Embargos Deutschlands für Pipeline-Importe mit einem Anteil von nur noch 0,3 % faktisch keine Rolle mehr. Lieferungen aus Norwegen repräsentierten zwischen 2010 und 2020 (mit

wenigen Ausnahmen) eine Bandbreite von 10 bis 14 % der Rohöleinfuhren nach Deutschland, in den Jahren 2022 und 2023 stiegen sie auf 15 bzw. 18 %. Der Anteil von Rohölimporten aus Großbritannien lag in der letzten Dekade ebenfalls im Bereich von 10 bis 14 %, hat sich aber in den letzten beiden Jahren nur wenig verändert. Geringere oder stark schwankende Importanteile entfallen auf die USA (aktuell ca. 18 %, vorher deutlich weniger), Libyen (aktuell 11 %), Kasachstan (aktuell 11 %), Irak (aktuell 5 %), Saudi-Arabien und Nigeria (aktuell jeweils 4 %).

- Wichtigste Herkunftsländer für Mineralölprodukte (und d. h. v.a. für Mitteldestillate) sind die nordwesteuropäischen Nachbarstaaten Niederlande (Anteile um die 50 %) und Belgien (15 bis 20 %). Aus Russland stammten in der letzten Dekade 16 bis 19 % der Importe von Mineralölprodukten, dieser Anteil ist im Jahr 2022 auf 17 % und 2023 auf etwa 2 % gefallen.
- Mit Blick auf die unter den Mineralölprodukten besonders wichtigen Importe von Mitteldestillaten lagen die Importanteile der Niederlande in den letzten Jahren bei 40 bis 50 % und Belgiens bei 13 bis 27 %. Die Einfuhren aus Russland lagen hier überproportional hoch, erreichten 2017 mit 30 % einen zwischenzeitlichen Höhepunkt, lagen aber 2022 nochmals deutlich darüber und sanken dann im Jahr 2023 auf 3 %.
- Eine Sondersituation ergibt sich für die Einfuhr von Flugturbinenkraftstoffen nach Deutschland. Hier liegt der Anteil der Niederlande typischerweise bei 80 %.

208. Vor dem Hintergrund dieser Importstrukturen ergibt sich die in Abbildung 4-2 gezeigte Entwicklung der Marktkonzentration für die Importe von Rohöl und Rohölprodukten. Mit Blick auf die Rohöleinfuhren liegt der Herfindahl-Hirshman-Index (HHI) leicht über der Grenze von einer mittleren zur hohen Marktkonzentration, für die gesamten Mineralöleinfuhren liegt der HHI noch im Bereich der mittleren Konzentrationswerte. Die im Zeitverlauf leicht ansteigenden Werte des HHI für die Mineralöleinfuhren insgesamt bzw. für Rohöl sind als Folge der massiv zurückgegangenen Rohöl- bzw. Produkteneinfuhren aus Russland ab 2022 deutlich rückläufig. Für die im Verlauf der letzten Dekaden stark schwankenden Konzentrationswerte gilt dies nur teilweise, hier haben die (nordwesteuropäischen) Herkunftsländer mit bereits vergleichsweise hohen Einfuhranteilen einen erheblichen Teil der bisher aus Russland stammenden Einfuhren übernommen. Der HHI liegt für die gezeigten Mineralölprodukte deutlich im Bereich hoher Konzentrationen, für Flugturbinenkraftstoffe im extrem hohen Bereich. Die Tatsache, dass die ansteigende Marktkonzentration beim Import von Mineralölprodukten zum größten Teil auf die Zunahme von Einfuhren aus Ländern des Europäischen Wirtschaftsraums zurückzuführen ist, lässt die Entwicklung des HHI in diesem Bereich mit Blick auf die Resilienz der Mineralölversorgung als weniger problematisch erscheinen.

Abbildung 4-2: Konzentration der Importe von Rohöl und Mineralölprodukten nach Deutschland



Anmerkung: HHI bezeichnet den Herfindahl-Hirshman-Index.
Quellen: Eurostat (2024 a,b), Berechnungen des Öko-Instituts.

209. Deutschland spielt für die Versorgung der europäischen Nachbarstaaten mit Mineralölprodukten, vor allem im Bereich der Kraftstoffe, eine relevante Rolle. Von den Gesamtausfuhren Deutschlands entfallen im Mittel der letzten Jahre 25 % auf die Niederlande, jeweils 16 % auf die Schweiz und Österreich, jeweils 8 % auf Polen und Belgien sowie jeweils 6 % auf Tschechien und Frankreich.

210. Mit den klimapolitischen Zielen und deren Instrumentierung, vor allem mit den Mengensteuerungsinstrumenten des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS), des nationalen Emissionshandelssystems in Deutschland (nETS) bzw. das ab 2027 daran anschließende Emissionshandelssystem der EU für die nicht vom EU-ETS erfassten stationären Anlagen sowie den Straßenverkehr (ETS-2) wird der Mineralölverbrauch in Deutschland massiv reduziert bzw. auf Werte nahe Null zurückgeführt werden müssen:

- für die durch das EU-ETS regulierten Anlagen werden Ende der 2030er Jahre letztmalig Emissionsberechtigungen ausgegeben werden (vgl. Kapitel 10), danach muss also auch der Ausstoß von CO_2-Emissionen durch die Nutzung von Mineralöl komplett vermieden werden;
- für das Inverkehrbringen von Brennstoffen werden im Rahmen des ETS-2 in der ersten Hälfte der 2040er Jahre letztmalig CO_2-Zertifikate ausgegeben, so dass die Verbrennung

von Mineralölprodukten, vor allem von Kraft- und Heizstoffen, komplett unterbleiben muss.

211. Aktuelle Projektionen für den zukünftigen Mineralölverbrauch zeigen ein mit sehr wenigen Ausnahmen relativ einheitliches Bild (Prognos et al. 2022):

- Für den Zeithorizont 2030 werden im Vergleich zum Vorkrisenniveau (2019) um etwa ein Drittel niedrigere Verbrauchswerte für Mineralöl ermittelt, die niedrigsten Rückgänge liegen hier bei 8 % und die höchsten bei 48 % (beide Werte sind aber klare Ausreißer, der Medianwert über alle Modellanalysen liegt bei 35 %).
- Für den Zeithorizont 2035 wird mit Rückgängen um mehr als 50 % gerechnet, bei einem Mittelwert von 54 % bzw. einem Medianwert von 55 % liegt die Bandbreite von 33 bis 66 %.
- Für den Zeithorizont 2040 liegt der Verbrauchsrückgang bei Mineralölprodukten bei über 80 % und sinkt in den Folgejahren auf Null.

212. Getrieben werden die Verbrauchsrückgänge bei Mineralöl vor allem durch die Entwicklungen im Verkehrsbereich und hier insbesondere durch die weitgehende Ablösung verbrennungsmotorischer Antriebe im Straßenverkehr. In (kleineren) Teilen des Straßenverkehrs, vor allem aber im Flugverkehr sowie in der Hochseeschifffahrt ist der Ersatz von Mineralölprodukten durch Wasserstoff und Wasserstoffderivate (synthetische Flugtreibstoffe, Methanol, Ammoniak) zu erwarten. Eine besondere Situation ist für den bisherigen nichtenergetischen Einsatz von Mineralöl zu erwarten. Hier werden vor allem in der langfristigen Perspektive neue Ansätze der Kreislaufführung von Kohlenstoff sowie der Einsatz von wasserstoffbasierten synthetischen Kohlenwasserstoffen eine Rolle spielen müssen.

213. Mit den Veränderungen in den Verbrauchsniveaus und -mustern bei Mineralölprodukten werden starke Veränderungen im deutschen Raffineriesektor einhergehen. Die Bereitstellung von Mineralölprodukten erfolgt in Deutschland ganz überwiegend aus deutschen Raffinerien mit einer Kapazität von aktuell fast 106 Mio. Tonnen. Die Raffineriekapazität ist dabei in den Jahren von 1990 bis 1994 auf 113 Mio. t gestiegen, ging dann auf 105 Mio. t zurück, erreichte im Jahr 2007 mit 109 Mio. t ihren Höchststand, blieb dann bis 2010 in dieser Größenordnung und ging dann ab 2011 auf etwa das aktuelle Niveau zurück. Seit 2011 ist die Raffineriekapazität nahezu unverändert geblieben. Von der gesamten Rohölverarbeitungskapazität entfallen 58 % auf fünf große Raffinerien mit einer Kapazität von 10,3 bis 14,9 Mio. t, davon eine Gesamtkapazität von 23,5 Mio. t auf die beiden einzigen Raffinerien in den neuen Bundesländern.

Pipelinegebundene Versorgung der Raffinerien in Ost-Deutschland

Die beiden Raffinerien in den neuen Bundesländern, PCK Schwedt im nordöstlichen Brandenburg sowie in Leuna in Sachsen-Anhalt sind durch drei Besonderheiten gekennzeichnet. Erstens waren beide Raffinerien direkt an die Erdöl-Importleitung „Druschba“ aus Russland angebunden und nahezu komplett für die Verarbeitung russischer Rohölqualitäten ausgelegt. Zweitens stellen die beiden Großraffinerien die Versorgung großer Teile der neuen Bundesländer sicher. Drittens sind die Raffineriestandorte wichtige industrielle Kerne in den neuen Bundesländern.

Nachdem das Ölembargo der Europäischen Union für Mineralöl aus Russland sich zunächst auf die Einfuhr über den Seeweg beschränkt hatte und Pipeline-Importe bis Mitte 2023 ausgelassen hatte, verfolgte Deutschland einen eigenständigen Ansatz, die beiden Raffinerien stellten den Bezug von russischem Öl ab Ende 2022 und damit bereits vor dem Inkrafttreten des EU-Embargos vollständig ein. Eine besondere Herausforderung bestand in diesem Kontext dadurch, dass die Raffinerie PCK Schwedt sich mehrheitlich in der Eigentümerschaft von zwei Tochterunternehmen des mehrheitlich im Besitz des russischen Staates befindlichen Unternehmens Rosneft befindet. Im September 2022 wurden die beiden deutschen Rosneft-Tochterunternehmen auf Basis von § 17 Energiesicherungsgesetz (EnSiG) unter die Treuhandverwaltung der Bundesnetzagentur gestellt (BMWK 2022a).

Zur Umstellung der Rohölversorgung der beiden ostdeutschen Raffinerien sowie die Transformation der beiden Raffineriestandorte wurde im September 2022 ein Zukunftspaket verabschiedet. Mit dem bis 2037 angelegten und mit 750 Mio. € ausgestatteten Sonderprogramm im Rahmen der Gemeinschaftsaufgabe „Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur“ (GRW) soll die Transformation der Standorte unterstützt werden. Über den Just Transition Fund (JTF) der EU wird der Standort Schwedt mit ca. 110 Mio. Euro unterstützt. Darüber hinaus werden Investitionen in die Pipeline vom Hafen Rostock nach Schwedt sowie im Hafen Rostock massiv gefördert.

Mit der Versorgung über den Hafen Rostock, zusätzlichen Anlieferungen über den Hafen Danzig sowie über Rohöllieferungen aus Kasachstan kann die Raffinerie in Schwedt wieder voll ausgelastet werden. Die Raffinerie in Leuna wird nach Beendigung der russischen Rohölbezüge seit Ende 2022 per Pipeline über den Hafen Danzig versorgt.

Quellen: BMWK 2022b,c, Unternehmensangaben.

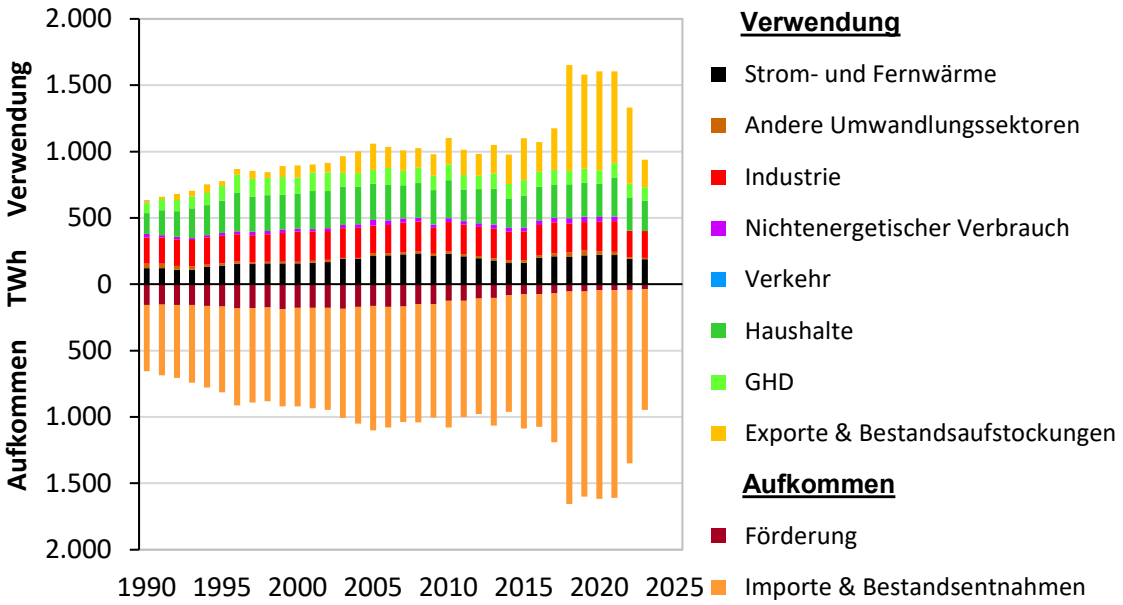
214. Die Veränderungen der Rohölversorgung Deutschlands werden überwiegend durch die energie- und klimapolitischen Maßnahmen in anderen Sektoren getrieben (Verkehr, Industrie, Wasserstoff). Die Expertenkommission weist darauf hin, dass mit den bisher absehbaren klimapolitischen Zielverfehlungen v.a. im Bereich der Verkehrspolitik (vgl. Kapitel 9.1) erhebliche Unsicherheiten mit Blick auf die Zukunft der Rohölversorgung und der Raffineriestandorte verbunden sind. Zudem hält sie ein umfassendes Konzept zur Transformation bzw. zur Stilllegung oder Umnutzung der deutschen Raffineriestandorte sowie der unterschiedlichen Infrastrukturen der Ölversorgung für dringend notwendig und überfällig. Dabei sollten einerseits die Nachfragesituation

und die regionalwirtschaftlichen Aspekte reflektiert werden. Andererseits sollten auch und gerade die im Zeitverlauf unterschiedlichen Verflechtungen mit dem Wasserstoffhochlauf (Raffinerien haben einen sehr hohen Wasserstoffbedarf bzw. ein hohes und wirtschaftlich attraktives Substitutionspotential von grauem durch grünen Wasserstoff in den Entschwefelungsanlagen und Hydrocrackern) sowie die ggf. entstehende Altlastenproblematik an den Raffineriestandorten und die damit jeweils verbundenen Kosten Berücksichtigung finden. Außerdem sind die Raffinerien von großer Bedeutung für die Transformation zur klimaneutralen Chemieindustrie, da sie die dort benötigten Grundstoffe herstellen.

4.2 Erdgas

215. Erdgas ist in Deutschland seit 1992 nach Mineralöl der Primärenergieträger mit dem zweitgrößten Aufkommensanteil.[16] Seit dem Jahr 2005 (und mit sehr wenigen Ausnahmejahren) repräsentiert Erdgas einen Anteil von relativ stabil 40 % des Verbrauchs von Kohlenwasserstoffen (Mineralöl und Erdgas) in der deutschen Volkswirtschaft.

Abbildung 4-3: Entwicklung des Erdgasaufkommens und des Erdgasverbrauchs in Deutschland



Anmerkung: Alle Daten beziehen sich auf den unteren Heizwert von Erdgas, nichtenergetischer Verbrauch für 2022 und 2023 im industriellen Verbrauch enthalten.
Quellen: AG Energiebilanzen (2023), BDEW (2024), Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts.

[16] Bis 1991 repräsentierte Braunkohle den zweitgrößten Anteil, bedingt vor allem durch die stark braunkohledominierte Primärenergieträgerstruktur der DDR bzw. der neuen Bundesländer.

216. Die Verbrauchsstrukturen und -niveaus im Bereich Erdgas sind im langjährigen Trend der letzten 20 Jahre relativ stabil geblieben.

- Auf die privaten Haushalte entfällt ein Anteil von etwa 30 % des gesamten Erdgaseinsatzes in Deutschland, bedingt durch den hier dominierenden Anteil der Raumwärmeerzeugung sind die wetterbedingten zwischenjährigen Schwankungen teilweise erheblich.
- Einen ähnlichen Anteil repräsentiert der industrielle Verbrauch, wobei hier etwa 12 % (bzw. 4 % des gesamten Erdgasverbrauchs) auf den nichtenergetischen Einsatz, also den Einsatz von Erdgas als Rohstoff in der chemischen Industrie entfällt. Die konjunkturbedingten Schwankungen des industriellen Erdgasverbrauchs waren dabei mit Ausnahme der Jahre mit besonders gravierenden Rahmenbedingungen (2009, 2022, 2023) eher gering.
- Der drittgrößte Verbrauchsbereich entfällt bei Erdgas mit knapp einem Viertel auf die Strom- und Fernwärmeerzeugung. Hier sind erhebliche zwischenjährige Schwankungen zu verzeichnen, die sich insbesondere aus den Relationen der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas sowie den schwankenden Niveaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ergeben. Ein wesentlicher Teil des Brennstoffeinsatzes in Kraftwerken (40 %) entfällt auf die Wärmeproduktion von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, deren Abwärme zur Bereitstellung von Fern- und Nahwärme bzw. industrieller Prozesswärme genutzt wird.
- Der Verbrauch in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) bildet mit deutlichem Abstand bzw. mit einem Anteil von etwa einem Achtel den kleinsten Gasverbrauchssektor. Auch hier schwanken die Verbrauchsniveaus wegen des großen Anteils der Raumwärmebedarfsdeckung über Erdgas zwischenjährig teilweise erheblich.
- Andere Verbrauchssektoren (Umwandlungssektoren jenseits der Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie der Verkehr) spielen im Erdgasbereich mit einem Anteil von insgesamt unter 3 % nur eine sehr geringe Rolle.

217. Da die inländische Erdgasförderung nur einen geringen und in den letzten Jahren und Jahrzehnten rückläufigen Anteil des Erdgasverbrauchs decken kann (aktuell 5 %), ist die Erdgasversorgung Deutschlands vor allem auf Importe angewiesen. Der Umfang der Importe ist in den letzten Jahren, insbesondere nach Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 im Jahr 2011 deutlich angestiegen. Einen zunehmend an Bedeutung gewinnenden Treiber der Erdgasimporte nach Deutschland bildete die Entwicklung Deutschlands als Erdgas-Hub: ein erheblicher Teil der Erdgasimporte nach Deutschland (bis zu 50 %) wurde bis 2022 zur Versorgung anderer Staaten Zentral- und Westeuropas reexportiert. Vor allem im Kontext der ausfallenden Erdgasimporte aus Russland ist jedoch das Niveau der Exporte von Erdgas aus Deutschland (d. h. der Transite) in die Nachbarstaaten im Jahr 2023 gegenüber 2022 um knapp 60 % zurückgegangen.

218. Die Einstellung der Erdgaslieferungen aus Russland und die entsprechenden Maßnahmen zur Erdgaseinsparung (vgl. Kapitel 6.2) sowie die Preisturbulenzen auf den globalen Erdgasmärkten führten in den Jahren 2022 und 2023 zu erheblichen Rückgängen des Erdgasverbrauchs in Deutschland (BDEW 2023):

- Der gesamte Erdgasverbrauch in Deutschland ging von 2021 bis 2022 um 17 % sowie von 2022 bis 2023 nochmals um 4 % zurück und lag damit 2023 bei ca. 730 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert[17]) bzw. etwa 810 TWh (bezogen auf den oberen Heizwert). Dieser Verbrauchsrückgang ist zwar auch, aber mit etwa einem Viertel nur zum geringeren Teil, auf die wetterbedingten Rahmenbedingungen zurückzuführen.
- Der größte Rückgang im Zeitraum von 2021 bis 2023 vollzog sich mit etwa einem Viertel in der Industrie (v.a. über Produktionsrückgang und Brennstoffwechsel), wobei davon etwa drei Viertel auf den Rückgang im Jahr 2022 entfallen.
- Im Gebäudesektor (Sektoren private Haushalte und GHD) wurde 2023 etwa 20 % weniger Erdgas verbraucht als 2021 (freiwillige, preisinduzierte und teilweise vorgeschriebene Energieeinsparungen). Auch hier vollzog sich der größere Teil des Verbrauchsrückgangs im Zeitraum 2022/2021.
- In der Strom- und Fernwärmeerzeugung ging der Erdgasverbrauch um etwa 12 % zurück, vor allem als Ergebnis der Brennstoffpreisrelationen und diverser Maßnahmen zur Ausweitung der Stromerzeugung jenseits der Erdgasverstromung (vergleiche die Beschreibung der Krisenmaßnahmen in Kapitel 6.2).

219. Wie für Mineralöl und andere fossile Energieträger wird mit den klimapolitischen Zielen und Instrumenten Deutschlands und der Europäischen Union (v.a. EU-ETS, nEHS, ETS-2, vgl. Kapitel 10) auch der Erdgasverbrauch in Deutschland massiv reduziert bzw. auf Werte nahe Null zurückgeführt werden müssen.

220. Eine Auswertung aktueller Projektionen (Prognos et al. 2022) zeigt für den Erdgasbedarf im Zulauf auf die o.g. Zeithorizonte differenzierte Entwicklungsmuster:

- Für den Gebäudesektor (2023 ca. 330 TWh) mit seinem vergleichsweise langlebigen Kapitalstock und langen Erneuerungszyklen können die Klimaneutralitätsziele nach den vorliegenden Modellierungen nur mit einem vergleichsweise stetigen Reduktionspfad erreicht werden, so dass im Jahr 2030 Erdgasbedarfe in der Bandbreite von 180 bis 250 TWh erwartet werden.

[17] Anders als im Bereich der Energiebilanzen oder als für andere Energieträger, erfolgen Angaben für Erdgas oft bezogen auf den oberen Heizwert. In diesem Bericht wird, wenn nicht anders und explizit so angegeben, der Bezug auf den unteren Heizwert verwendet.

- Für den Sektor Industrie (2023 ca. 250 TWh) wird bis 2030 ein Rückgang auf ca. 130 bis 220 TWh modelliert, danach folgt meist eine weitgehend stetige Entwicklung auf Werte nahe Null in der ersten Hälfte der 2040er Jahre.
- Die größten Bandbreitenunterschiede ergeben sich für die Energiewirtschaft, d. h. v.a. die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland. Hier werden für den Zeitraum bis 2030 teilweise deutliche Anstiege des Erdgasverbrauchs errechnet (bis zu 100 %), teilweise wird ein Rückgang des Erdgasverbrauchs um ca. ein Viertel modelliert. Eine detailliertere Analyse der verschiedenen Modellierungen zeigt aber auch, dass vor allem die Szenarien mit zunächst hoher Steigerung des Erdgasbedarfs die o.g. Rahmensetzungen des EU-ETS nicht einhalten.
- Ungeachtet dieser sektoralen Unterschiede werden über alle Sektoren jedoch bereits bis 2030 deutliche Rückgänge des Erdgasverbrauchs auf ca. 600 bis 700 TWh ermittelt, bis 2035 werden Niveaus von 300 bis 500 TWh erwartet, die sich dann auf Werte nahe Null bis 2045 reduzieren.

221. Solche Verbrauchsentwicklungen haben weitgehende Konsequenzen für die Entwicklung der Erdgasnetze. Derzeit betreiben die 16 Ferngas- und die über 600 Gas-Verteilnetzbetreiber ein Erdgasnetz von ca. 570.000 km Länge. Der größte Teil davon (ca. 80 %) entfällt auf Nieder- und Mitteldrucknetze, über die ca. 11 Millionen Erdgasverbraucher angeschlossen sind. Die Hochdrucknetze erfüllen vor allem großräumige Transport- sowie regionale Verteilaufgaben, hier werden über etwa 224.000 Ausspeisepunkte vor allem Großverbraucher und Kraftwerke angeschlossen. Unbeschadet der unterschiedlichen Entwicklungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und der damit verbundenen Umnutzungsmöglichkeiten für Teile des Erdgasnetzes (vgl. Kapitel 4.4) ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur wie auch der Expertenkommission mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass ein sehr großer Teil der Verteilnetze auf der Nieder- und Mitteldruckstufe, aber auch ein Teil der Transport- und Verteilnetze auf der Hochdruckstufe in einem klimaneutralen Energiesystem nicht mehr benötigt werden (BNetzA 2024a). Zum Vergleich: Für das geplante Wasserstoff-Kernnetz ist (zunächst) eine Leitungslänge auf der Hochdruckstufe von weniger als 10.000 km vorgesehen, ganz überwiegend durch Umnutzung von Erdgasnetzen (vgl. Kapitel 4.4).

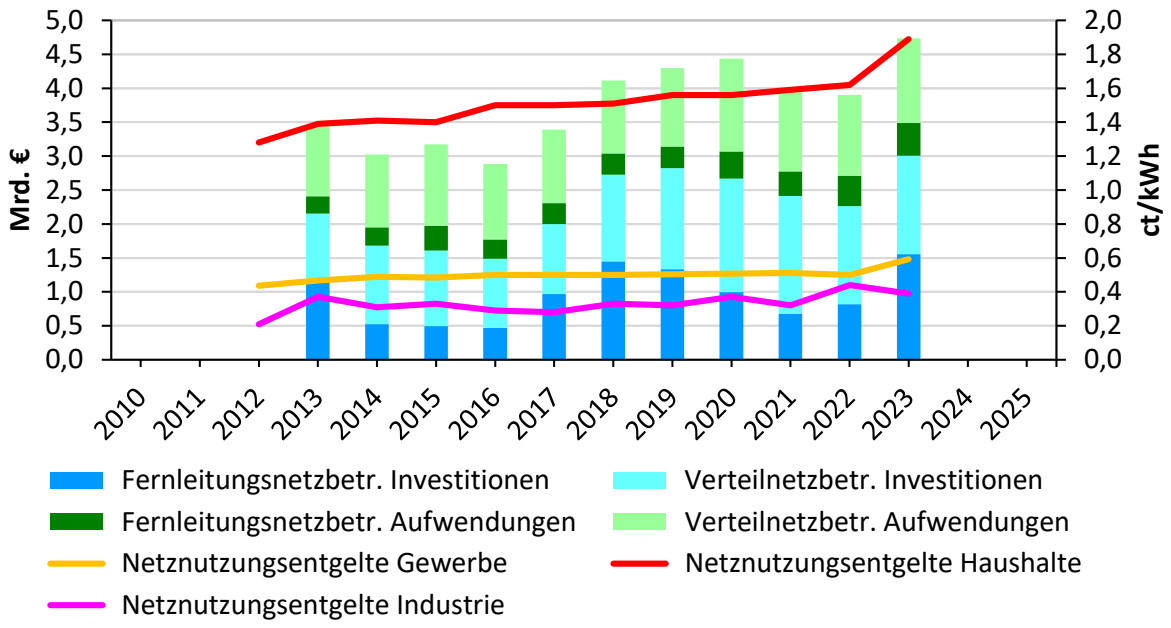
Tabelle 4-1: Struktur des Erdgasnetzes in Deutschland

	Netzbetreiber		Gesamt	Anmerkungen
	Ferngas	Verteilnetz		
Netzbetreiber (Anzahl)	16	635	651	
Netzlänge (1.000 km)	43,3	527,4	570,7	
davon ≤ 0,1 bar	0	188,2	188,2	Niederdrucknetz, kleine Verbraucher
davon 0,1-1 bar	0	264,1	264,1	Mitteldrucknetz, kommunale Netze, Industrie
davon 1-5 bar	0,1	27,6	27,7	Hochdrucknetz, Regionalnetze, Industrie
davon 5-16 bar	2,9	27,4	30,3	Hochdrucknetz, Regionalnetze, Industrie, Kraftwerke
davon >16 bar	40,3	20,1	60,4	Transportnetz, Kraftwerke

Quellen: BNetzA und Bundeskartellamt (2023).

222. Sowohl auf der planerischen als auch auf der regulatorischen Ebene entsteht damit die Herausforderung, einerseits die infrastrukturellen Voraussetzungen für die Erdgasversorgung in den kommenden 15 bis 20 Jahren sicherzustellen, zu denen auch die Ablösung der Erdgaslieferungen aus Russland gehört (Anbindung schwimmender und fester LNG-Terminals, umfangreichere Erdgaslieferung aus Westeuropa als bis 2022 etc.). Andererseits muss die Stilllegung von Erdgasinfrastrukturen in größerem Umfang mit ausreichendem Vorlauf geplant und regulatorisch dargestellt werden, um zukünftig massive Kostenbelastungswellen für die Verbraucher zu vermeiden bzw. zu begrenzen.

Abbildung 4-4: Investitionen, Aufwendungen und Netznutzungsentgelte im deutschen Erdgasnetz



Anmerkung: Für das Jahr 2023 sind die Plandaten dargestellt
Quellen: BNetzA und Bundeskartellamt (2023).

223. Vor diesem Hintergrund kommt den Investitionen in das Erdgasnetz eine zentrale Rolle zu (Abbildung 4-4). Bei Gesamtaufwendungen (Investitionen und andere Aufwendungen) von ca. 4,3 Mrd. € in den letzten Jahren sind im Jahresdurchschnitt Investitionen von 2,6 Mrd. € getätigt worden. Die zwischenjährigen Schwankungen bei den Investitionen der Ferngasnetzbetreiber sind dabei, bedingt durch diverse Großprojekte, deutlich stärker als im Bereich der Verteilnetzbetreiber. Während für die Ferngasnetzbetreiber die Investitionen einen Anteil von 66 bis 80 % der gesamten Aufwendungen ausmachen, liegt der Investitionsanteil bei den Verteilnetzbetreibern eher in der Bandbreite von 30 bis 40 %. Die höchsten Investitionen im Verlauf der letzten Dekade werden für die Ferngasunternehmen für das Jahr 2023 erwartet, vor allem bedingt durch die Umstrukturierung der Erdgasimporte nach Deutschland und die steigenden Kostenniveaus für die Beschaffung von Ausrüstung und Bauarbeiten (vgl. Kapitel 6.2). Im Bereich der Verteilnetzbetreiber ist das höchste Investitionsniveau im Jahr 2021 erreicht worden, seitdem sind die Investitionsniveaus rückläufig, liegen aber weiterhin deutlich über den Werten von vor 10 Jahren.

224. Die in den letzten Jahren tendenziell steigenden Gesamtaufwendungen für die Ferngas- und Verteilnetze spiegeln sich auch in der Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Erdgas, die für Haushaltskunden von 2013 bis 2023 um 48 %, für Gewerbekunden um 26 % und für Industriekunden um 5 % gestiegen sind.

225. Die Planungsprozesse für das Erdgas-Transportnetz erfolgen über den Netzentwicklungsplan Gas. Der aktuelle Entwurf des NEP Gas 2032 beruht auf einer Erdgasausspeisung von 793 TWh (bezogen auf den oberen Heizwert) bzw. 716 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert) für den Zeithorizont 2032/2033 und damit auf Verbrauchsniveaus, die deutlich über den o.g. Projektionswerten für 2030 bzw. 2035 liegen (FNB Gas, Prognos 2022). Die Planungen für das Wasserstoff-Transportnetz werden derzeit parallel vollzogen (vgl. Kapitel 4.4). Mit der Dritten EnWG-Novelle (Bundesregierung 2024) wird jedoch ab 2025 ein gemeinsamer NEP-Prozess für Erdgas und Wasserstoff eingeführt. Für die Erdgas-Verteilnetze werden erst durch die verpflichtende Einführung der kommunalen Wärmeplanung bis 2028 robustere Planungsgrundlagen für die Netzentwicklung, -erhaltung bzw. -stilllegung im Bereich der Verteilnetze geschaffen werden können. Die Expertenkommission begrüßt nachdrücklich die Integration der Erdgas- und Wasserstoffnetzplanung und hält die Sicherstellung einer qualitativ hochwertigen kommunalen Wärmeplanung sowie deren systematische Auswertung für eine prioritäre energiepolitische Aufgabe. Sie weist aber auch auf die verbleibenden Planungslücken im Bereich der Regionalversorgung sowie die Notwendigkeit hin, die kommunale Wärmeplanung massiv zu unterstützen und zu beschleunigen. Schließlich sind die integrierte Planung der Netzinfrastrukturen im Rahmen einer konsistenten Systementwicklungsstrategie sowie die Erarbeitung einer praktikablen Integrationsstrategie für die Top-down- (NEP etc.) und Bottom-up-Ansätze (kommunale Wärmeplanung etc.) gerade aus der Perspektive der Gas-Netze dringend notwendig und überfällig. Auch die Netzentwicklungsplanung für Erdgas- und Wasserstoff sollte analog zur Neuausrichtung der Netzentwicklungsplanung Strom seit 2022

(mit dem NEP Strom 2037/2045) am Zielbild der Klimaneutralität sowohl mit Blick auf die Zeithorizonte der Netzentwicklungsplanung als auch die zu diesem Zielbild passfähigen Mengengerüste für Erdgas und Wasserstoff ausgerichtet werden.

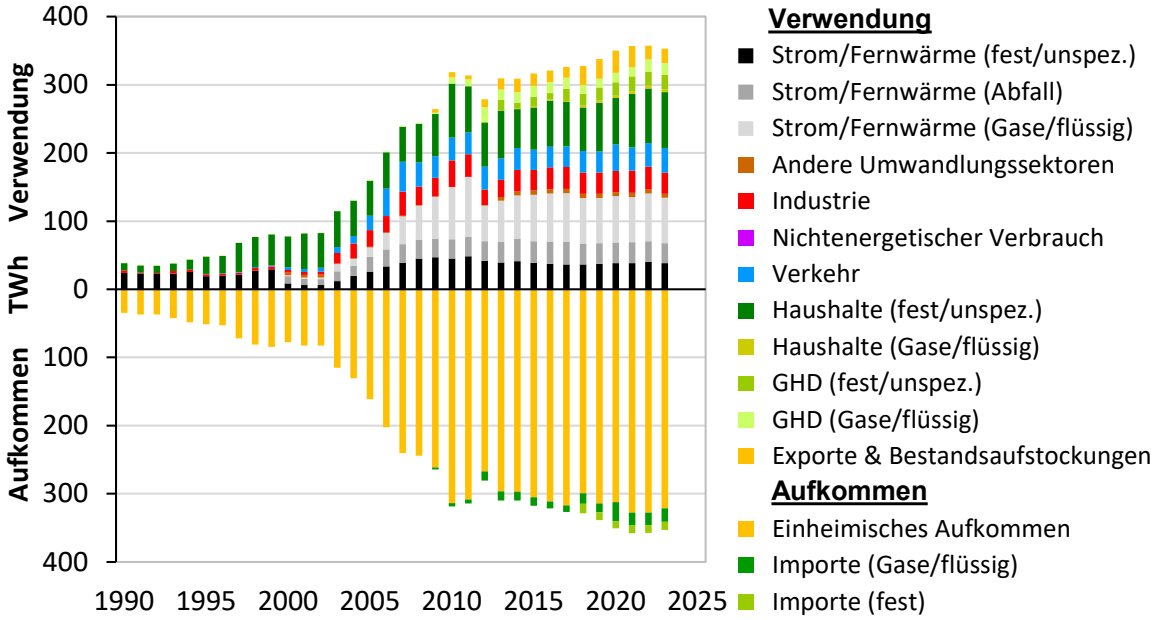
226. Die Umbau- und Stilllegungsnotwendigkeiten im Bereich der Erdgasnetze erfordern auch neue regulatorische Ansätze. Die bisherigen Ansätze sehr langfristiger Abschreibungen (bis zu 55 Jahre) sowie das (Regulierungs-) Prinzip der Nettosubstanzerhaltung (Reinvestition der regulatorisch in Ansatz gebrachten Abschreibungen in Neuanlagen) bilden für die anstehenden Entwicklungen im Bereich der Gasinfrastrukturen keine belastbare Grundlage mehr. Die Expertenkommission begrüßt daher nachdrücklich die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Neustrukturierung der Energiemarktregulierung in Deutschland angestoßenen Reformprozesse, vor allem mit Blick auf die Abkehr vom Prinzip der Nettosubstanzerhaltung, die Verkürzung der Nutzungsdauern und die Einführung degressiver Abschreibungsverläufe für Gasnetze ohne Folgenutzung (wie Wasserstoff oder Biomethan).

227. Neben der Netzregulierung im engeren Sinne werden durch die absehbaren Stilllegungsprozesse im Gasbereich nach Auffassung der Expertenkommission weitere Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig. Diese reichen vom Konzessionsrecht bis zu Anschlussverpflichtungen für die Netzbetreiber (heute geregelt in §§ 18, 19 EnWG). Gerade bei der Gestaltung der (Förder-)Regularien für perspektivisch auf Wasserstoff umgestellte Neuanlagen, für die übergangsweise noch der Betrieb mit Erdgas vorgesehen ist (u. a. Kraftwerke und Industrieanlagen), sollte dafür gesorgt werden, dass die Investitionen in Erdgasinfrastrukturen minimiert werden.

4.3 Bioenergie

228. Bioenergie repräsentiert in den letzten Jahren einen Anteil von ca. 9 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Der weitaus größte Anteil entfällt dabei auf feste biogene Stoffe und Klärschlamm (ca. 50 %), gefolgt von Biogasen (Biomethan, Biogas, Klärgas, zusammen ca. 27 %). Jeweils deutlich kleinere Anteile des gesamten Biomasseaufkommens in Deutschland werden mit jeweils 12 % durch Biokraftstoffe sowie den biogenen Anteil des Abfalls und Deponiegas gedeckt.

Abbildung 4-5: Aufkommen und Verwendung biogener Energieträger



Anmerkung: Die Daten bis 2000 sind wegen unterschiedlicher statistischer Erfassung nur eingeschränkt mit den Daten ab 2000 vergleichbar
Quellen: AG Energiebilanzen (2024), AGEE-Stat (2024), Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts.

229. Der Beitrag von Biomasse zum gesamten Energieaufkommen hat sich seit 1990 fast verneunfacht und seit 2000 mehr als vervierfacht und zeigt nach einem leichten Rückgang im Zeitraum 2010 bis 2012 durchgängig eine leicht ansteigende Tendenz. Die sektoralen Einsatzstrukturen der Biomasse sowie auch die Rolle der verschiedenen biogenen Energieträger unterscheiden sich teilweise erheblich:

- Den größten Treiber der Biomassenutzung bildete seit 2003 die Erzeugung von Strom und Fernwärme auf Grundlage biogener Energieträger. Der Beitrag der Verbrennung der biogenen Abfallbestandteile hat sich im Zeitverlauf nur wenig geändert, die Strom- und Fernwärmeerzeugung aus anderen festen Biomassen ist leicht gestiegen, die größte Dynamik hat sich aber im Bereich der Biogasverstromung bis etwa 2010 ergeben. Das Niveau der Biogasnutzung für die Strom- und Fernwärmeerzeugung bleibt seitdem weitgehend unverändert wie auch die Biomassenutzung in diesem Sektor insgesamt.
- Der Biomasseverbrauch in der Industrie ist bis 2010 deutlich angestiegen, bleibt aber seitdem mit nur wenigen zwischenjährigen Schwankungen auf gleichem Niveau.
- Gleiches gilt für den Einsatz von biogenen Energieträgern im Verkehrssektor. Hier dominieren sehr deutlich die flüssigen Biokraftstoffe, Biomethan repräsentiert nur einen kleinen Aufkommensanteil (ca. 3 % des gesamten Biomasseeinsatzes im Verkehrssektor). Der Biokraftstoffeinsatz im Verkehr ist in den letzten Jahren nur noch wenig angestiegen.

- Die privaten Haushalte bilden nach der Strom- und Fernwärmeerzeugung den größten Nachfragebereich für Biomasse. Hier dominiert mit einem Anteil von aktuell 96 % klar der Einsatz von fester Biomasse (Brennholz, Pellets etc.), Biogase spielen nur eine untergeordnete Rolle (aktuell ca. 4 %). Der Biomasseverbrauch der privaten Haushalte ist auch in den letzten Jahren deutlich gestiegen.
- Hinsichtlich der absoluten Verbrauchsniveaus der Aufkommensstruktur ergibt sich für den GHD-Sektor eine andere Situation als im ebenfalls durch den Raumwärmebedarf geprägten Sektor der privaten Haushalte. Der Biomasseverbrauch im GHD-Sektor liegt bei weniger als der Hälfte des Wertes für die privaten Haushalte, wird aber zu etwas mehr als 60 % über feste Biomasse und zu etwa 30 % über Biogase sowie aktuell zu etwa 7 % über flüssige Bioenergieträger gedeckt. Auch im GHD-Sektor ist der Biomasseverbrauch in den letzten Jahren (leicht) angestiegen.

230. Wesentliche Treiber für die Entwicklung der Biomassenutzungen waren in den letzten Jahren die Förderung der Biomasseverstromung durch das EEG, die CO_2-Bepreisung im Rahmen des EU-ETS, die Anreizung des Biokraftstoffeinsatzes durch die entsprechende Kraftstoffquote bzw. die daran anschließende Treibhausgas-Quote für den Verkehrssektor sowie die verschiedenen gebäudebezogenen Regulierungen.

231. Die Bereitstellung der in den unterschiedlichen Verbrauchsbereichen nachgefragten Biomasse erfolgt mit gut 90 % bisher vor allem aus einheimischen Quellen. Die in den letzten Jahren (bei geringen absoluten Niveaus) ansteigende Einfuhr von Biomasse erfolgt vor allem für Biokraftstoffe (aktuell ca. 6 %) und in etwas geringerem Maße für feste Biomasse, v.a. Holzprodukte (aktuell ca. 3 %). Deutschland exportiert jedoch auch Biomasse, im wesentlichen Holz und Biokraftstoffe (v.a. Biodiesel).

232. Aktuelle Projektionen für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems (Prognos et al. 2022, ESYS 2023) erwarten für den Zeithorizont 2030 tendenziell stagnierende Verbrauchsniveaus. Bei einem aktuellen Primärenergiebeitrag von ca. 1.200 PJ (knapp 340 TWh) wird als höchstes Verbrauchsniveau ein Wert von 374 TWh modelliert. Die niedrigsten Werte liegen bei 267 TWh, die Ergebnisse der meisten Analysen liegen aber in der Bandbreite von 300 bis 340 TWh. Für den Zeithorizont 2045/2050 ergibt sich eine ähnliche Streuung bei im Vergleich zu 2030 insgesamt (in absoluten Werten) leicht sinkenden Aufkommensbeiträgen. In allen betrachteten Modellanalysen geht der Einsatz von Biomasse in der Stromerzeugung zurück und wird in Sektoren verlagert, die schwieriger zu dekarbonisieren sind (z. B. internationale Flug- und Seeverkehre). Wenn in den Szenarien technische Senken über Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) eingesetzt werden, führt dies zu einem Anstieg des Biomasseeinsatzes in der Industrie und im Umwandlungssektor. Es ist aber auch darauf hinzuweisen, dass sich zumindest das Gesamtniveau der Biomassenutzung in den verschiedenen Projektionen vor allem aus der Vorgabe des nachhaltig

bereitstellbaren Biomassepotentials ergibt, und dass der stoffliche Einsatz von Biomasse (zum Ersatz der fossilen Feedstocks) und andere Nutzungskonkurrenzen nur teilweise berücksichtigt werden.

Zur Bewertung des energetischen Biomasseverbrauchs

Da Biomasse eine erneuerbare Energiequelle ist und die Pflanzen, die ihre Grundlage bilden, während ihres Wachstums CO_2 aus der Atmosphäre aufnehmen, wird eine Erhöhung der Energiebereitstellung aus Biomasse üblicherweise positiv im Sinne der Energiewende bewertet. Bioenergie wird als wichtige Energiequelle gesehen, die für viele Anwendungen zum Einsatz kommen kann. Im Gegensatz zu den Ausbaupotentialen bei Wind- und Solarenergie ist die Verfügbarkeit nachhaltig gewinnbarer Bioenergie jedoch sehr begrenzt. Die Stellungnahme des Projektes „Energiesysteme der Zukunft“ zur Rolle der Bioenergie (ESYS 2019) betont die ökologischen Risiken der energetischen Nutzung von Waldholz und Agrarrohstoffen und sieht das nachhaltig verfügbare Biomassepotential vorwiegend im Bereich der Rest- und Abfallstoffe, also in einer Aufkommensstruktur, die sich von der aktuellen Zusammensetzung (v.a. Waldholz und Agrarrohstoffe) deutlich unterscheidet.

Der Bioenergieverbrauch in seiner Gesamtheit ist daher kein geeigneter Indikator für die Bewertung des Fortschritts der Energiewende. Stattdessen sollten die Arten der Bioenergiequellen und die jeweiligen Wirkungen ihrer Nutzung differenziert betrachtet werden. Bei dezidiert angebauter Biomasse entstehen Flächennutzungskonkurrenzen u. a. mit der Nahrungsmittelproduktion oder auch der Freiflächen-Photovoltaik. Durch Stickstoffdüngung entstehen zudem Lachgasemissionen, die eine hohe Treibhauswirkung haben. Werden Agrarflächen ausgeweitet, so zieht dies direkte oder indirekte Landnutzungsänderungseffekte nach sich, mit negativen Wirkungen auf Klimaschutz und Artenvielfalt. Die Ausweitung der Nutzung von Waldholz birgt ebenfalls ökologische Risiken und trägt zur Entwaldung bei. Rest- und Abfallstoffe, die auch zuvor stofflich genutzte Biomasse miteinschließen, bergen die genannten Risiken nicht, sind aber nur in begrenztem Umfang vorhanden.

Angesichts des deutlich begrenzten Potentials stellt sich die Frage der sinnvollsten Verwendung der Bioenergie. Die Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität weisen Biomasse vor allem dort als sinnvolle Energiequelle aus, wo andere Alternativen fehlen. Dies sind z. B. Kraftstoffe für Langstreckentransporte (Schiffs- und Flugverkehr) oder Hochtemperatur-Prozesswärme für die Industrie. Auch die Option, CO_2 in Bioenergieanlagen abzuscheiden und dauerhaft unterirdisch zu speichern (BECCS) könnte ein zukünftiges Einsatzgebiet der Bioenergie sein, das bereits heute mitgedacht werden sollte.

Aktuell wird Biomasse zur Energiegewinnung hingegen anders eingesetzt. Etwa 40 % des gesamten Primärenergieverbrauchs wird zur Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzt, 10 % in der Industrie (v.a. feste Biomassen), 10,5 % im Verkehr (Biokraftstoffe), 25 % in den privaten Haushalten (v.a. Brennholz) sowie etwa 10 % im GHD-Sektor (feste Biomasse, Biokraftstoffe und Biogase).

Die derzeitigen Strukturen der CO_2-Bepreisung führen durch die emissionsseitige Bewertung mit Null in den erfassten Verbrauchsbereichen zu zusätzlichen Anreizen für den Biomasseeinsatz. Durch die unterschiedliche Höhe der Bepreisung (vgl. Kapitel 10.3) in den verschiedenen Sektoren und Anwendungsbereichen wird Biomasse jedoch nicht prioritär in den Bereichen eingesetzt, in denen keine Alternativen bestehen.

233. Die Expertenkommission sieht in der energetischen Biomassenutzung einen begrenzten, aber gleichwohl unverzichtbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität. Angesichts des begrenzten Aufkommens des in Deutschland oder aus dem internationalen Raum nachhaltig bereitgestellter Biomasse hält sie die Durchsetzung klarer Nachhaltigkeitsstandards wie auch eine Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes für unabdingbar, die die sektoralen Aspekte des Biomasseeinsatzes hinreichend reflektiert. Sie betrachtet die 2022 veröffentlichten Eckpunkte für die Nationale Biomassestrategie (BMWK et al. 2022) als einen guten Startpunkt, hält aber die Verabschiedung einer für alle Politikbereiche leitbildgebenden Strategie für inzwischen deutlich überfällig. Mit Blick auf die längerfristige Rolle von Biomasse im Kontext der Schaffung technischer Senken hält die Expertenkommission die konsistente Ausgestaltung der Nationalen Biomassestrategie (NaBiS), der Carbon Management-Strategie (CMS) sowie der Langfriststrategie Negativemissionen bzw. der entsprechenden europäischen Strategien für dringend notwendig.

4.4 Wasserstoff und seine Derivate

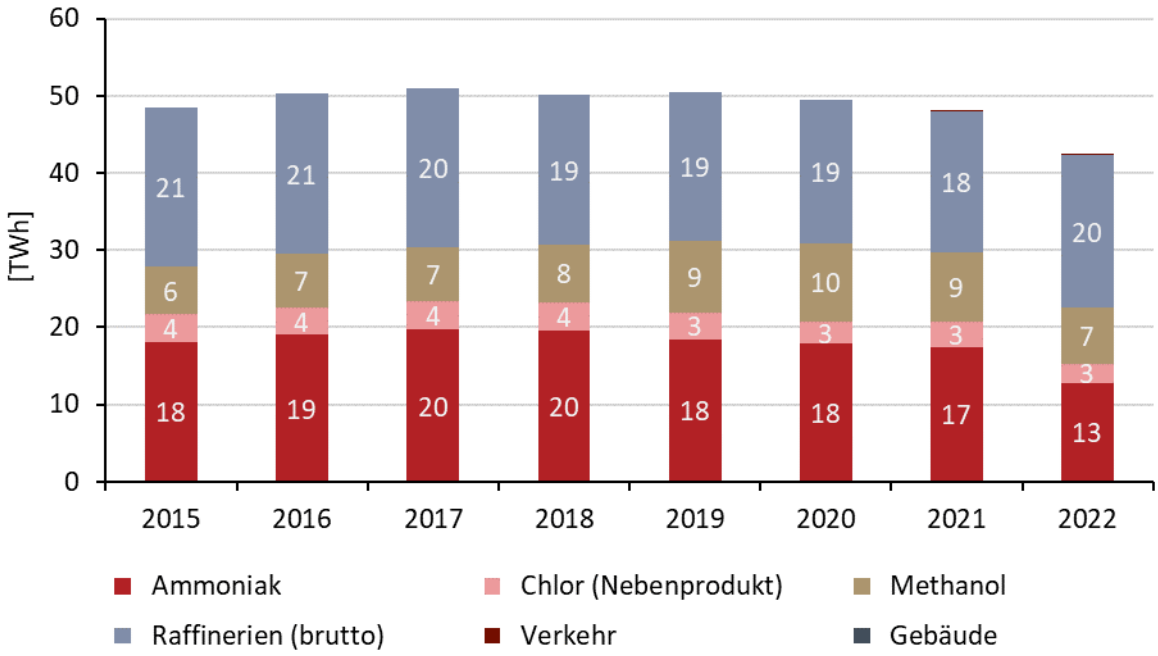
234. Wasserstoff ist ein bedeutender Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität. Der Energieträger Wasserstoff ist als Energieträger grundsätzlich und relativ universell in allen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr etc.) einsetzbar. Während der Einsatz von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten in einigen Bereichen mit hoher Wahrscheinlichkeit die einzige Defossilisierungsoption ist, existieren in anderen Bereichen Alternativen wie die direkte Elektrifizierung. Wasserstoffderivate sind teilweise energetisch verwendbar, dies beschränkt sich aber bei einigen Derivaten (Ammoniak, Methanol etc.) auf spezifische Anwendungsbereiche (Kraftwerke, Schiffsantriebe etc.) während die Anwendungsbreite bei anderen Derivaten (Kerosin, Diesel, Benzin, Methan etc.) deutlich breiter sein kann. Für den stofflichen Einsatz von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten ergibt sich mit Blick auf die (weitgehend fehlenden) Alternativen eine andere Situation (z. B. Biomasse). Vor allem im Bereich der saisonalen Energiespeicherung, bei verschiedenen industriellen Prozessen (z. B. Herstellung von Stahl und chemischen Grundstoffen) und bestimmten Mobilitätsanwendungen (Luft- und Hochseeschifffahrt) sind Wasserstoff oder seine Derivate aus heutiger Sicht die einzige großskalig verfügbare Option zur Transformation in Richtung Klimaneutralität. Schließlich bilden Wasserstoffderivate auch eine Möglichkeit für den

frühzeitigen Langstreckentransport von Wasserstoff, indem die Derivate nach der Anlieferung in Deutschland oder Europa in Wasserstoff rekonvertiert werden.

4.4.1 Heutige Situation

235. Bisher wird in Deutschland vor allem grauer Wasserstoff durch die Reformierung von Erdgas hergestellt. Zusätzlich fallen signifikante Mengen als Nebenprodukt der Chlor-Alkali Elektrolyse an. Der überwiegende Teil des produzierten Wasserstoffs wird in der Industrie eingesetzt. Die größten Mengen werden in Raffinerien und für die Produktion von Ammoniak verwendet, vgl. Abbildung 4-6. Hinzu kommen kleinere Mengen, die im Verkehrs- und im Wärmesektor eingesetzt werden. So stieg die Anzahl der zugelassenen Lkw von 2021 bis 2023 von 5 auf 103 und im Pkw-Segment kumulierten Zulassungen von 1.213 auf 2.157. Im gleichen Zeitraum nahmen zudem 26 Brennstoffzellenschienenfahrzeuge den Betrieb auf. Der Verbrauch im Wärmesektor ist dagegen noch sehr gering und beschränkt sich auf einige wenige Pilotprojekte.

Abbildung 4-6: Wasserstoffverbrauch in Deutschland



Quelle: EWI (2024a).

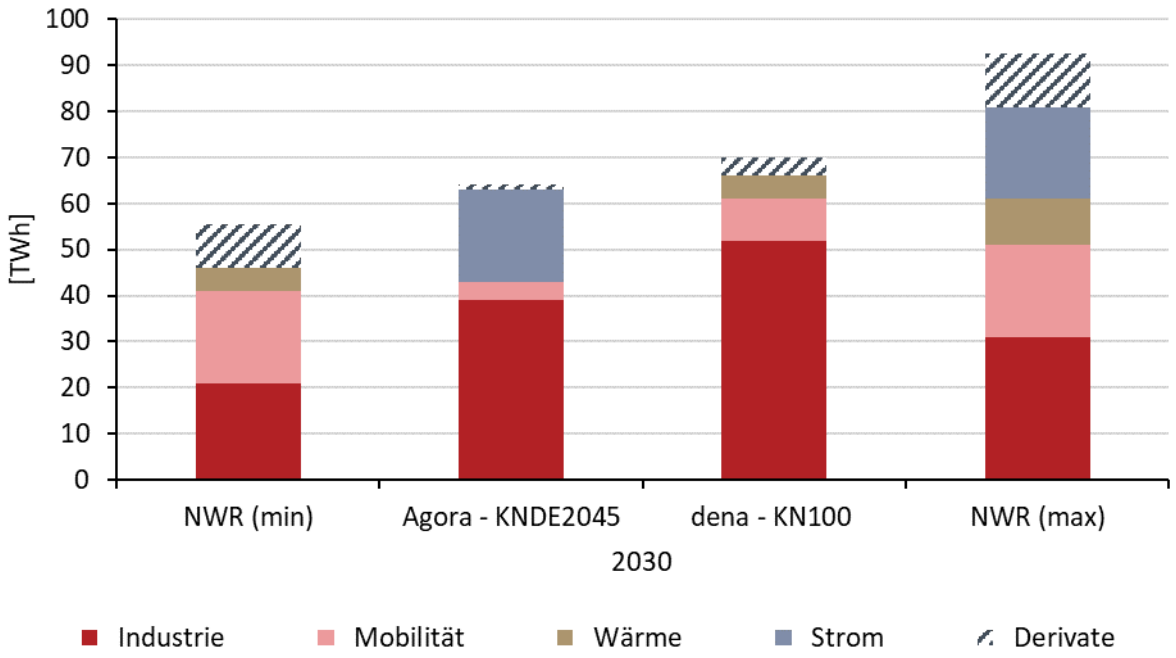
236. Mit dem russischen Angriffskrieg und dem damit verbundenen Anstieg der Erdgaspreise, ging der Wasserstoffverbrauch vor allem im Bereich der Ammoniak- und Methanolproduktion deutlich zurück. Die Produktion von Ammoniak in Deutschland betrug im Jahr 2021 noch 2,4 Mio. t und ging im Jahr 2022 auf 1,8 Mio. t zurück (VCI 2023). Im Gegenzug stiegen in diesem Zeitraum die Importe von Ammoniak und darauf basierenden Produkten wie Düngemittel aus Russland von 257 kt in 2021 auf 677 kt in 2023 erheblich an (Statistisches Bundesamt 2024).

237. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass die energiestatistische Erfassung des Aufkommens und des Verbrauchs von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten sowohl für die stoffliche als auch die energetische Verwertung derzeit völlig unzureichend ist. Die bisher einzige und vergleichsweise umfassende statistische Aufarbeitung erfolgt derzeit im Auftrag eines privaten Energieversorgungsunternehmens (EWI 2024a). Eine grundlegende Verbesserung der Energiestatistik im Bereich Wasserstoff ist daher nach Auffassung der Expertenkommission dringend und auch zeitnah erforderlich. Die Expertenkommission regt dabei eine Vorgehensweise an, in der Wasserstoff und Wasserstoffderivate als zwei zusätzliche Sekundärenergieträger-Spalten in die nationalen Energiebilanzen aufgenommen werden und daneben eine Satellitenbilanz „Wasserstoff“ eingeführt wird, in der nach dem Vorbild der Satellitenbilanz für erneuerbare Energien (vgl. AGEE-Stat 2024) eine differenziertere Darstellung der unterschiedlichen Derivate und ggf. auch eine Differenzierung nach erneuerbarem und CO_2-armem Wasserstoff erfolgen und ggf. eine feiner aufgegliederte Verwendungsstruktur dokumentiert werden kann. Eine entsprechende Anpassung des Energiestatistikgesetzes (EnStatG 2019) sowie der entsprechenden europäischen und internationalen Regelungen erscheint als dringend notwendig, die Einführung der o.g. Satellitenbilanz würde mit Blick auf die dafür notwendigen Anpassungszeiträume einen pragmatischen Ansatz auf nationaler Ebene bilden.

4.4.2 Zukünftige Bedarfe der Sektoren

238. Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff in Deutschland wird sich zukünftig dynamisch entwickeln und könnte bereits 2030 bei 40 - 75 TWh liegen (BMWK 2023). Zusätzlich ist der bestehende Wasserstoffbedarf von derzeit rund 42 TWh (Vorkrisenniveau ca. 50 TWh) zu berücksichtigen, der heute fast ausschließlich durch die Produktion von grauem Wasserstoff gedeckt wird (siehe Abbildung 4-6) und für den dargestellten Zeithorizont nur teilweise durch grünen oder blauen Wasserstoff ersetzt wird.

Abbildung 4-7: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in 2030 nach Sektoren



Anmerkung: Der Wasserstoffbedarf für die Produktion von Derivaten wird vereinfacht mit 1.67 $TWh_{H2}/TWh_{Derivat}$ angenommen.
Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021), dena (2021) und Nationaler Wasserstoffrat (2023).

239. Abbildung 4-7 zeigt den erwartbaren klimafreundlichen Wasserstoffbedarf aus Sicht unterschiedlicher Studien. Hinzu kommen Bedarfe, die auch 2030 noch aus der Reformierung von Erdgas (grauer Wasserstoff) bedient werden und die mittelfristig durch klimafreundlichen Wasserstoff ersetzt werden. Die Szenarien unterschieden sich nicht nur hinsichtlich der absoluten Menge, sondern auch bezüglich der Anwendungen in denen Wasserstoff zum Einsatz kommt. Konsistent sind die Szenarien im Hinblick auf die überragende Bedeutung des industriellen Sektors, der jeweils für den größten Anteil der Bedarfe steht. Wasserstofforientierte Fördermaßnahmen (IPCEI-Projekte, Klimaschutzverträge, Treibhausgas-Quote etc.) sowie geplante und im Bau befindliche großskalige Elektrolyseprojekte bestätigen diese Einschätzung. Neben den Bedarfen an Wasserstoff, unterstellen sämtliche aufgeführte Szenarien auch den Einsatz von Wasserstoffderivaten, die vorwiegend im schwer zu transformierenden Mobilitätssektor (v.a. Flug- und Schiffsverkehr) eingesetzt werden. Auch hier werden erste (wenn auch kleinere) Nachfragemengen bereits im Jahr 2030 wirksam werden (Flugtreibstoff-Quote, erste Hochsee-Carrier mit Methanol- und Ammoniakantrieben).

4.4.3 Inländische Erzeugung und Importbedarfe

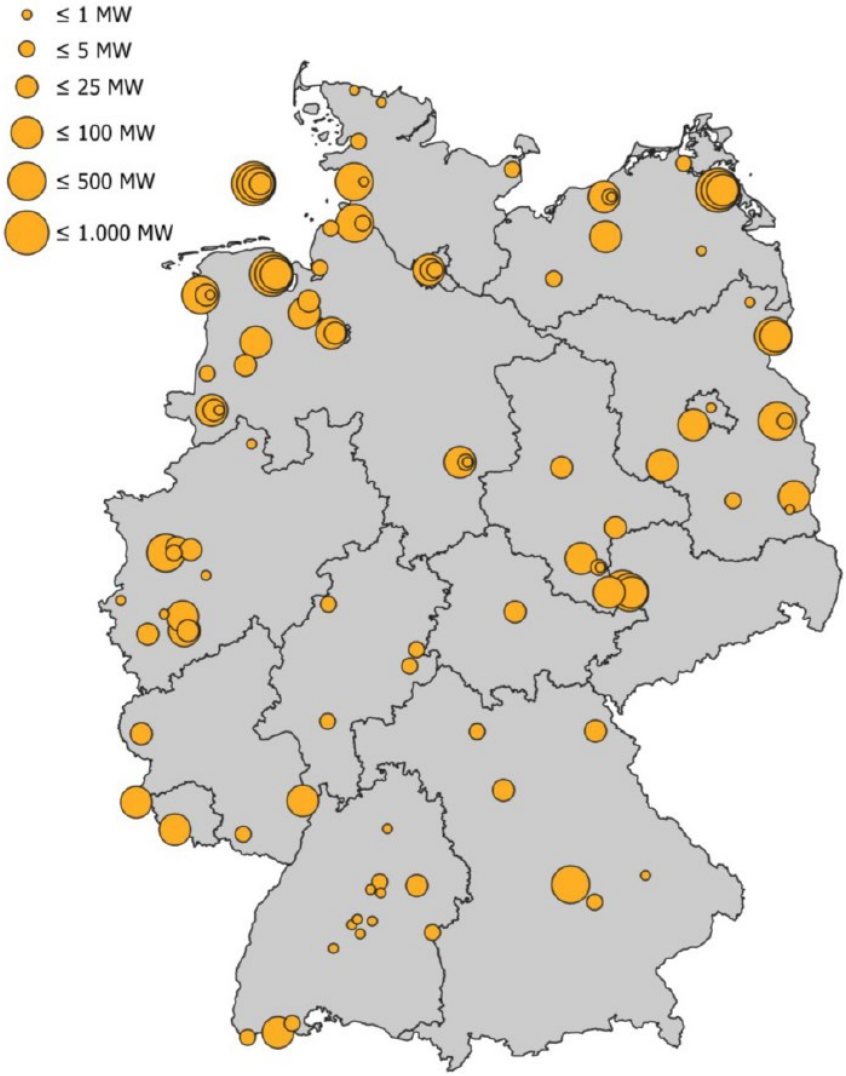
240. Die installierte Leistung von Elektrolyseuren betrug im Februar 2024 etwa 66 MW (2021: 48 MW) (EWI 2024a). Mit einer Auslastung von 4.000 Stunden pro Jahr und einem Wirkungsgrad von 65 % ergibt sich somit eine alternative H_2-Produktion von knapp 0,2 TWh. Bisher wird also nur ein

Anteil von 0,4 % der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse abgedeckt. 66 MW entspricht weniger als 1 % der in der Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie avisierten inländischen Kapazität von 10 GW bis 2030.

241. Bis zum Jahr 2030 geplante Elektrolyse-Projekte umfassen Kapazitäten in einer Größenordnung von etwa 10,1 GW (EWI 2024). Die geplanten und angekündigten Kapazitäten bis 2030 erhöhen sich damit stetig: 12/2021: 2,6 GW, 7/2022: 5,6 GW, 2/2023: 8,1 GW, 11/2023: 8,7 GW (vgl. Abbildung 4-8) (EWI 2024a). Darin enthalten sind jedoch auch Projekte, die sich noch nicht im Bau, sondern in der Planungsphase befinden und für die zum Teil keine Investitionsentscheidung vorliegt, weshalb eine fristgerechte Realisierung nicht gesichert ist. Gleichzeitig ist es jedoch denkbar, dass Projekte bisher noch nicht öffentlich angekündigt wurden, deren Umsetzung bis 2030 möglich ist.

242. Bereits die bis 2030 geplanten 10 GW Elektrolyseleistung haben einen erheblichen Einfluss auf das deutsche Stromsystem. Es ist daher wichtig, dass diese Anlagen mittelfristig möglichst systemdienlich allokiert und betrieben werden (vgl. Kapitel 3.4). Aus einer industrie- und regionalpolitischen Perspektive sollte in der Hochlaufphase jedoch eine Situation vermieden werden, die den Aufbau von Elektrolyseuren in Süddeutschland ausschließt, wodurch grüner Wasserstoff in den genannten Regionen nicht zur Verfügung stehen könnte. Sowohl der Import von Wasserstoff und seinen Derivaten als auch der Auf- und Ausbau des deutschen Wasserstoffnetzes reduziert mittelfristig den Bedarf an Elektrolyseleistung in Süddeutschland.

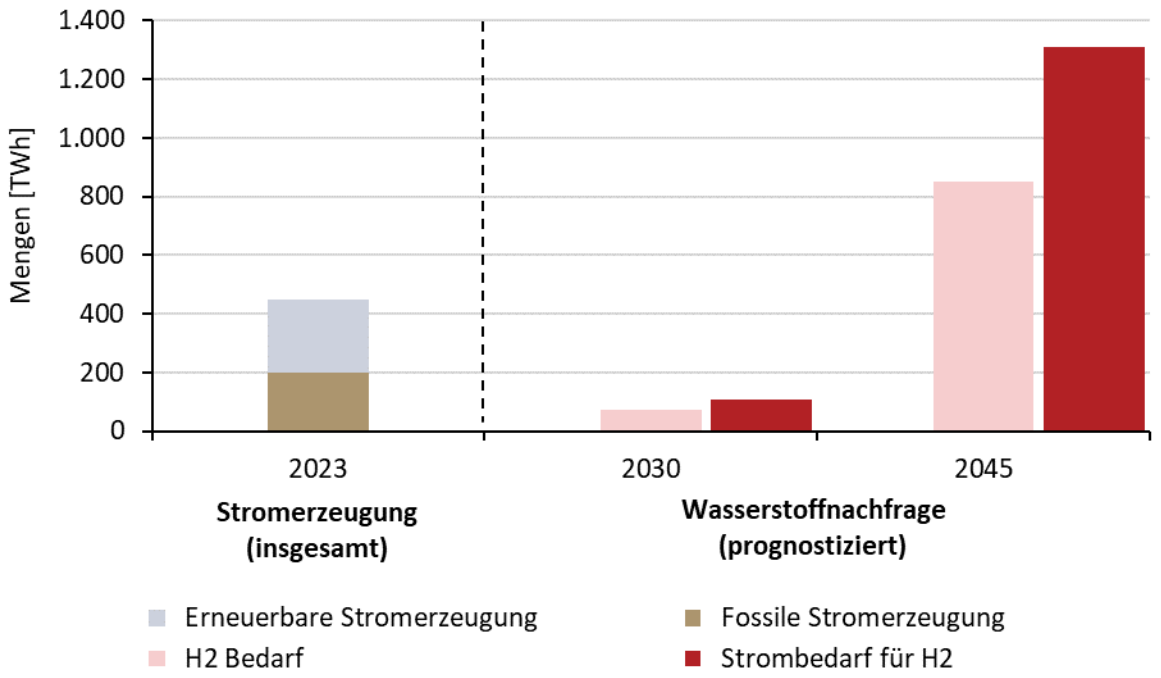
Abbildung 4-8: Angekündigte Elektrolyseprojekte bis 2030



Quelle: EWI (2024).

243. Zur Deckung der prognostizierten Bedarfe bereits im Jahr 2030 ist die avisierte inländische elektrolytische Erzeugung von 10 GW nicht ausreichend. Auch langfristig sind die Potentiale für die innerdeutsche Wasserstofferzeugung nicht ausreichend, um den Bedarf zu decken. Abbildung 4-9 veranschaulicht den gemittelten Wasserstoffbedarf der vorgestellten Studien und stellt den Bedarfen die heutige Nettostromerzeugung aus fossilen und erneuerbaren Quellen gegenüber.

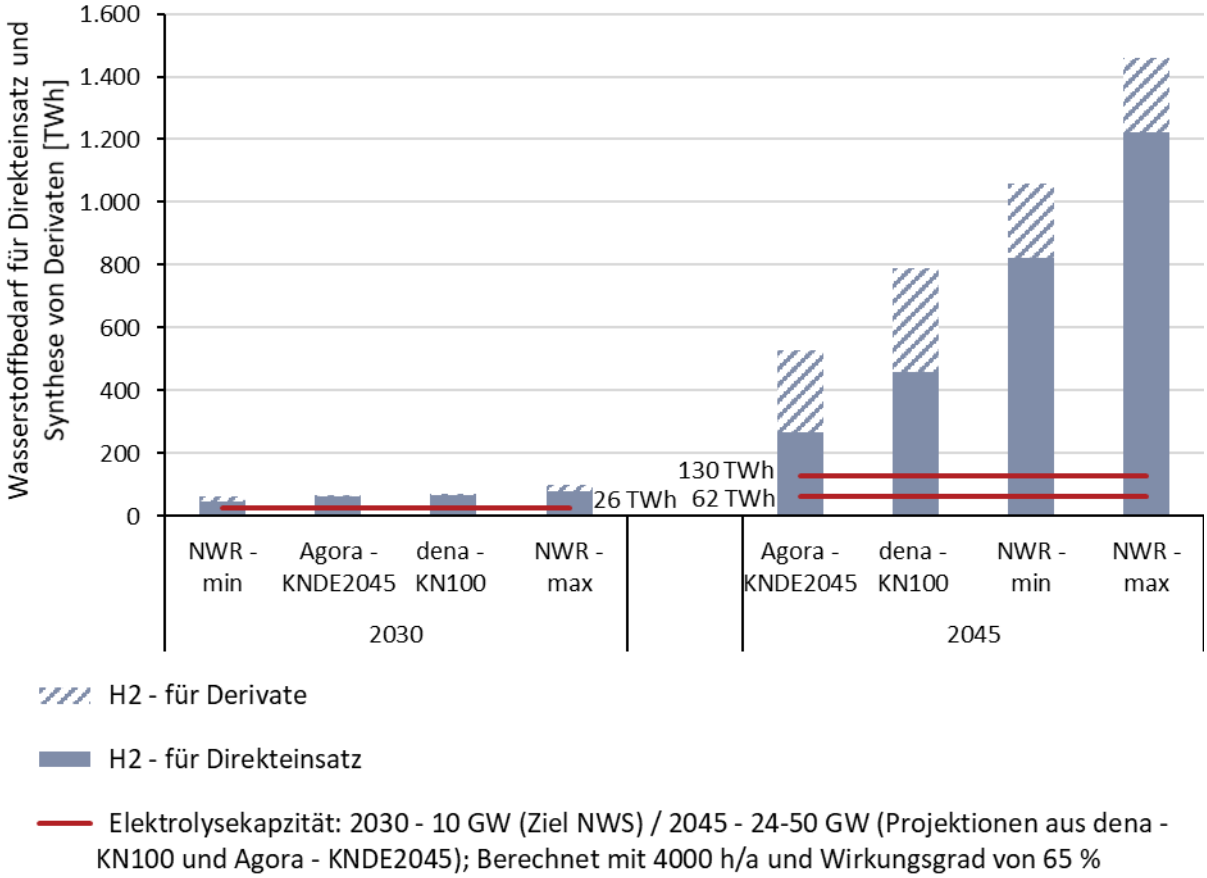
Abbildung 4-9: Strombedarf (einheimisch oder international) zur Deckung des für Deutschland prognostizierten Bedarfs an grünem Wasserstoff



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021), dena (2021) und Nationaler Wasserstoffrat (2023) für den Wasserstoffbedarf sowie BNetzA (2024b) für die Stromerzeugung.

244. Daher wird Deutschland sowohl auf Importe von erneuerbarem (grünem) als auch auf die Produktion oder den Import von CO_2-armem (vor allem blauem) Wasserstoff oder den Import von aus grünem oder blauem Wasserstoff hergestellten Derivaten angewiesen sein. Vor diesem Hintergrund plant die Bundesregierung eine Importstrategie für Wasserstoff und seine Derivate (Nationaler Wasserstoffrat 2024). Je nach tatsächlichem Bedarf (siehe Abbildung 4-10) ergibt sich allein bis 2030 ein Importbedarf von etwa 30 bis 90 TWh (Bauer et al. 2023; BMWK 2023) wobei bis 2045 eine erhebliche Steigerung der Importe zu erwarten ist, um die inländische Nachfrage zu decken.

Abbildung 4-10: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland in 2030 und 2045



Anmerkungen: Der Bedarf an molekularem Wasserstoff ist blau dargestellt. Der zusätzliche Wasserstoffbedarf, der für die Produktion von nachgefragten Derivaten benötigt wird, ist schraffiert dargestellt. In der Grafik wird keine Aussage darüber getroffen, in welcher Form (gasförmig, flüssig oder Derivat) der Wasserstoff nach Deutschland importiert wird. Die heimische Wasserstoffproduktion (rot) wird für das Jahr 2030 über das Ziel des Zubaus von 10 GW Elektrolyseleistung der nationalen Wasserstoffstrategie abgeschätzt und für 2045 aus Prognosen zweier Studien (dena 2021; Prognos et al. 2021) übernommen. Der Wasserstoffbedarf für die Produktion von Derivaten wird vereinfacht mit 1,67 $TWh_{H2}/TWh_{Derivat}$ angenommen.
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021), dena (2021) und Nationaler Wasserstoffrat (2023).

245. Die notwendigen Importe von Wasserstoffäquivalenten werden in unterschiedlicher Form und aus unterschiedlichen Regionen stattfinden. Der Import von gasförmigem Wasserstoff aus europäischen Nachbarstaaten in Skandinavien, Südwest- und Südosteuropa etc. kann dabei einen Teil der Importbedarfe decken. Darüber hinaus ist die Erschließung von Wasserstoffquellen außerhalb Europas notwendig. Neben den Importen aus mit Pipeline erreichbaren Nachbarregionen Deutschlands wird der globale Handel von Wasserstoff aufgrund langer Distanzen, der Kosten sowie erhöhter Versorgungssicherheit vor allem schiffsgebunden in Form von Derivaten wie Ammoniak, Methanol oder Naphtha und ggf. auch über verflüssigten Wasserstoff stattfinden. Auch anhand geplanter Projekte ist bereits absehbar, dass vor allem in der beginnenden Hochlaufphase Ammoniak eine Schlüsselrolle zufallen wird. Zum einen wird Ammoniak bereits heute weltweit gehandelt und zum anderen ist der technologische Reifegrad entlang der gesamten

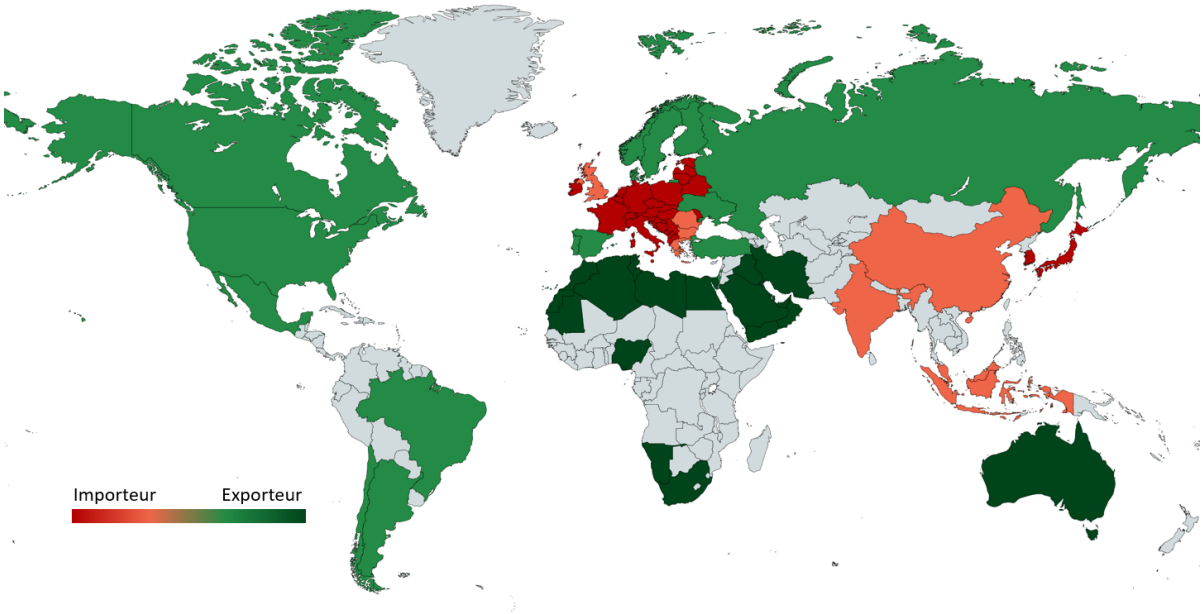
Wertschöpfungskette vergleichsweise hoch. Demgegenüber besteht sowohl bei den kohlenstoffbasierten Derivaten Methanol und Naphtha als auch bei verflüssigtem Wasserstoff zum Teil noch erheblicher Entwicklungsbedarf. Dies bezieht sich für Methanol und Naphtha unter anderem auf die für große Mengen notwendige CO_2 Gewinnung aus der Luft (Direct Air Capture – DAC) und für flüssigen Wasserstoff auf den großskaligen Transport des tiefkalten Energieträgers. Es ist daher zu erwarten, dass der Hochlauf des globalen Wasserstofftransports stark durch den Transportvektor Ammoniak geprägt sein wird und weiteren Derivaten frühestens Ende der 2030er Jahre eine größere Bedeutung zukommen wird.

246. Klimafreundlicher Wasserstoff und darauf basierende Derivate werden damit zukünftig zu einem wichtigen Baustein im Handel mit erneuerbaren Energien. Regionen und Länder mit besonders guten Bedingungen für erneuerbare Energien können somit ein attraktives Geschäftsmodell für einen klimafreundlichen Energiehandel entwickeln, sofern die günstigen Produktionsbedingungen in diesen Ländern mit günstigen Transportoptionen kombiniert werden können. Potentielle Exporteure klimafreundlicher Energieträger nach Deutschland und Europa sind neben den bestehenden erdgas- bzw. erdölfördernden Ländern Nordamerikas, Australien und dem Nahen Osten auch Staaten, die bisher nicht als Energielieferanten auftreten (vgl. Abbildung 4-11). Dazu zählen unter anderem Länder des globalen Südens.

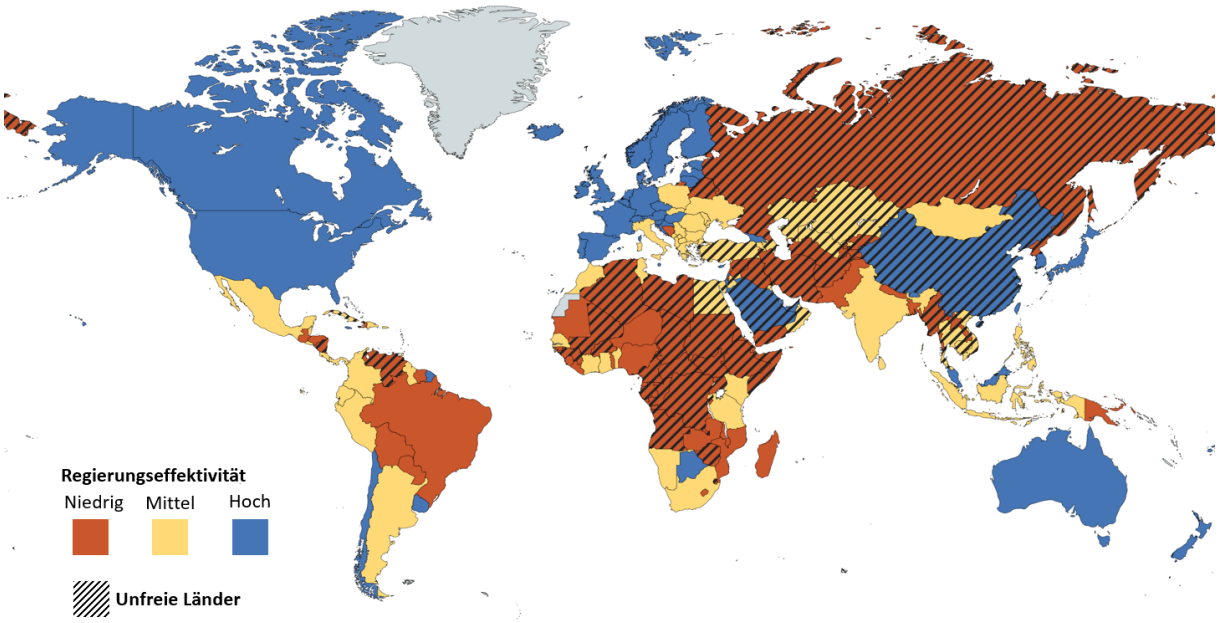
247. Die Expertenkommission empfiehlt, die Vielfalt der Lieferländer und -regionen zu erhöhen und eine diversifizierte Importstruktur anzustreben, die ausgewogene Lieferanteile aufweist. Ein vorrangiges Ziel sollte dabei die Minimierung der Marktkonzentration im Bereich der Importe von klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten sein. Beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollten diese Ziele von Beginn an berücksichtigt und entsprechende Maßnahmen sowie Instrumente entwickelt werden.

Abbildung 4-11: Exportpotential für kostengünstigen grünen Wasserstoff nach Weltregionen

a) Exportpotential für kostengünstigen grünen Wasserstoff



b) Regierungseffektivität und politische Freiheit



Quellen: a) Eigene Darstellung basierend auf Deloitte (2023), Szenario 2050, und eigenen Einschätzungen. b) Eigene Darstellung basierend auf Freedom House (2022) für politische Freiheit und World Bank (2023) für Regierungseffektivität (Government Effectiveness).

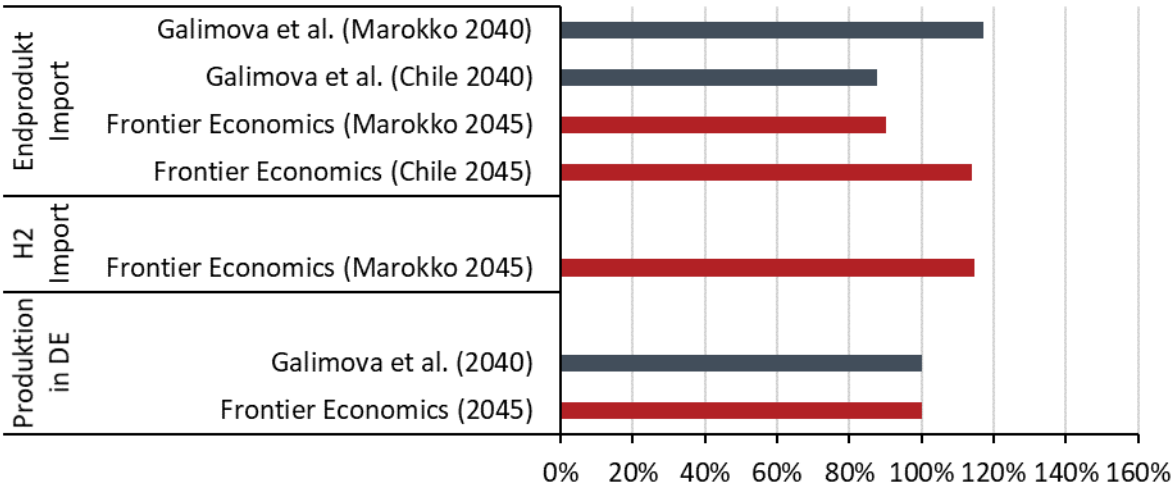
4.4.4 Globale Lieferketten

248. Für die Transformation der deutschen Industrie hin zur Klimaneutralität ist in einigen Branchen der Einsatz von Wasserstoff unverzichtbar. Darunter fallen unter anderem die Herstellung von Stahl oder chemischen Grundstoffen wie Methanol, Olefinen, Naphtha oder Ammoniak. Hinzu kommen aus technischen oder ökonomischen Gründen schwer zu elektrifizierende Anwendungen, zum Beispiel bei der Produktion von Glas, Zement oder Kalk. Hier bieten sich aus heutiger Sicht auch wasserstoffbasierte Brennstoffe als zentrale Transformationsoption an. Der gesamte Wasserstoffbedarf des Industriesektors wird für 2045 auf etwa 130 – 300 TWh geschätzt (Egerer et al. 2024; Nationaler Wasserstoffrat 2023; Prognos et al. 2021; dena 2021). Bei elektrolytischer Herstellung wären etwa 200 – 460 TWh elektrische Energie (im In- oder Ausland) notwendig, um allein den Wasserstoffbedarf der Industrie zu decken. Zum Vergleich: Im Jahr 2023 lag die Nettostromerzeugung Deutschlands bei 448,5 TWh, wovon 251,2 TWh durch erneuerbare Quellen gedeckt wurden (BNetzA 2024). Aufgrund der geringeren Verfügbarkeit und der vergleichsweise hohen Kosten für die Wasserstoffproduktion in Deutschland ist der Import des Energieträgers notwendig. Zugleich werden chemische Rohstoffe wie Methanol, Naphtha oder Ammoniak, die heute großskalig in Deutschland produziert werden, als Energieträger für den globalen Handel mit erneuerbaren Energien diskutiert und sind teilweise wichtige klimaneutrale Energieträger für den Flugverkehr und die internationale Schifffahrt.

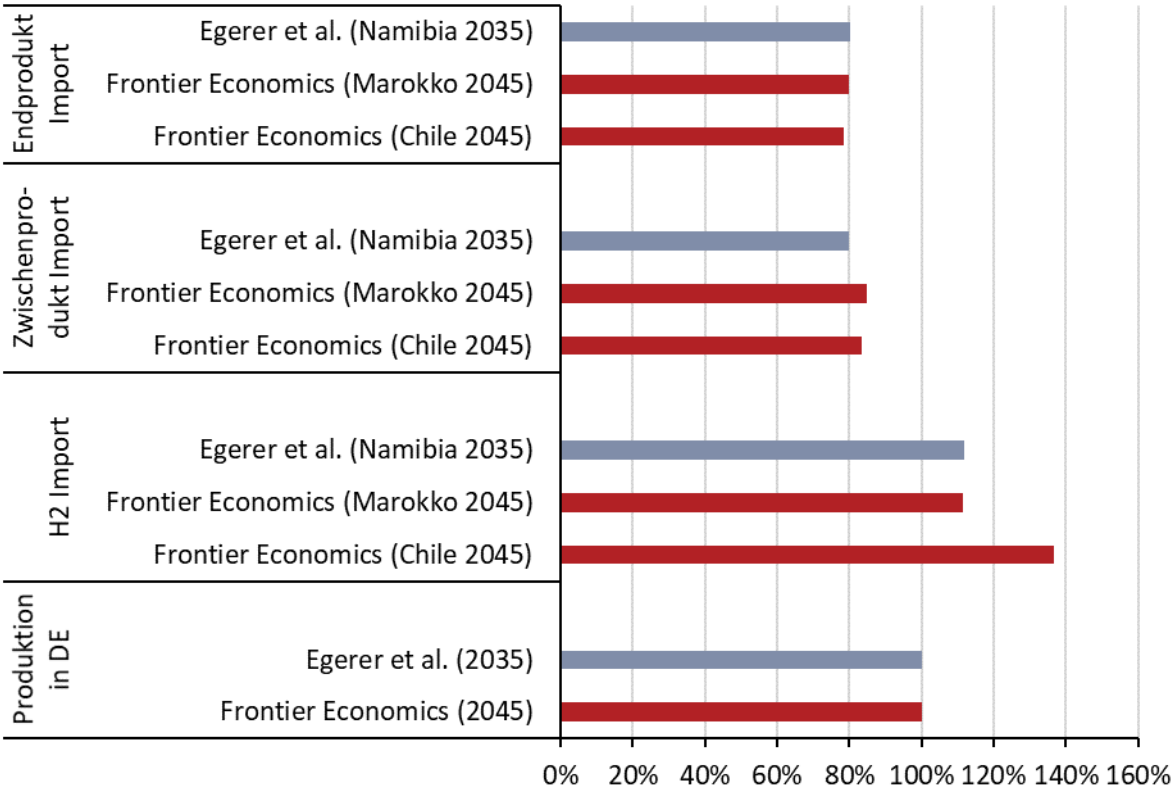
249. Es ist somit wahrscheinlich, dass die Produktion von Grundstoffen (chemische Produkte, Stahl etc.) und möglicherweise auch die energieintensive Weiterverarbeitung in bevölkerungsreichen Industrieländern mit geringem Potential und (selbst bei Vermeidung internationaler Transportkosten) vergleichsweise hohen Kosten für erneuerbare Energien wie Deutschland zukünftig abnehmen könnte (vgl. auch Abbildung 4-12). Dies führt zur Neuordnung bestehender Wertschöpfungsketten und stellt den Standort Deutschland vor erhebliche Herausforderungen. Neben der Erschließung günstiger europäischer Quellen durch die Entwicklung eines paneuropäischen Pipelinenetzes sollte daher aus Sicht der Expertenkommission der globale Handel mit Derivaten (Methanol, Ammoniak, ggf. Eisenschwamm etc.) auch durch staatliches Handeln angereizt werden, um den Rückgang industrieller Aktivitäten in den betroffenen Sektoren zu reduzieren.

Abbildung 4-12: Gestehungskosten von Ammoniak, High Value Chemicals (HVC) und Stahl nach Standort der einzelnen Prozessschritte, angegeben in Relation zur Produktion in Deutschland

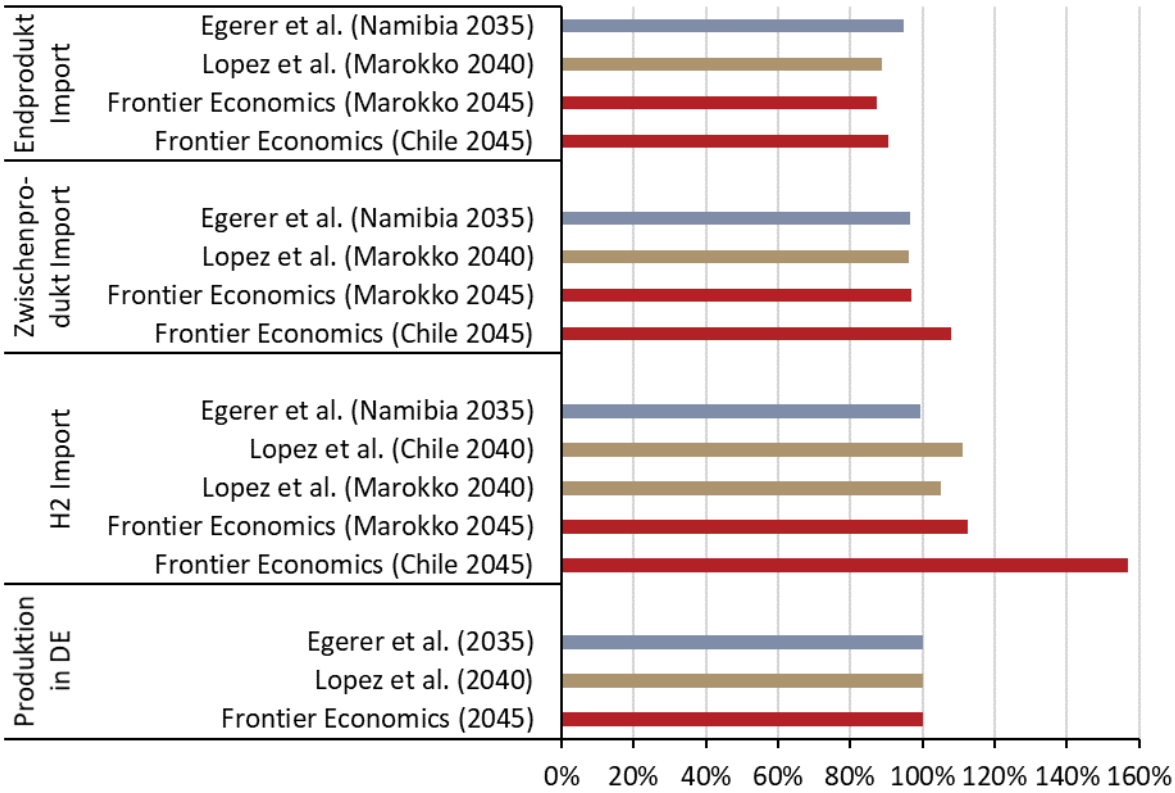
a) Ammoniak



b) High Value Chemicals



c) Stahl



Anmerkung: Das „Endprodukt Import“ Szenario unterstellt, dass sämtliche Produktionsschritte an einem Ort mit hervorragenden Bedingungen für erneuerbare Energien stattfinden und das Endprodukt nach Deutschland transportiert wird. Dem „Produktion in DE“ Szenario liegt zugrunde, dass das Endprodukt und sämtliche Zwischenprodukte, wie die sehr energieintensive Wasserstoffherstellung in Deutschland produziert werden. In den übrigen Szenarien wird unterstellt, dass entweder der Wasserstoff (schiffsbasiert) oder ein wasserstoffbasiertes Zwischenprodukt aus der Region mit den hervorragenden Bedingungen für erneuerbare Energien nach Deutschland exportiert wird. Die Studien untersuchen zum Teil unterschiedliche Zieljahre. Im Fall von Frontier Economics werden ausschließlich die Energiekosten dargestellt. Für jede Studie werden die Gestehungskosten auf die Kosten der Produktion in Deutschland normiert.
Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Lopez et al. (2023), Frontier Economics & IW (2018), Galimova et al. (2023) und Egerer et al. (2024).

4.4.5 Die Rolle von blauem Wasserstoff

250. Die Produktion von grünem Wasserstoff steht immer in Konkurrenz zur direkten Nutzung des erneuerbaren Stroms und kann daher dazu führen, dass die Defossilisierung anderer Prozesse verlangsamt wird. Darüber hinaus sind die Elektrolyseurproduktionskapazitäten bisher bei weitem nicht ausreichend, um den wachsenden Wasserstoffbedarf global zu bedienen. 2022 betrug die weltweite Elektrolyseurproduktionskapazität gerade einmal 13 GW/a, wobei davon etwa die Hälfte auf Standorte in China zurückgeht. Sollten alle bis 2030 angekündigten Produktionskapazitäten für Elektrolyseanlagen realisiert werden, könnte die weltweite Kapazität auf 155 GW/a steigen. Allerdings haben nur 8 % der angekündigten Produktionskapazitäten die finale Investitionsentscheidung erreicht oder befinden sich im Bau (IEA 2023). Bei einer ausschließlichen

Fokussierung auf grünen Wasserstoff ist es daher wahrscheinlich, dass sowohl im globalen als auch deutschen und europäischen Kontext und vor allem für den kurz- und mittelfristigen Zeithorizont die notwendigen Mengen weder rechtzeitig noch kostengünstig zur Verfügung stehen. Die dadurch zu erwartende geringere Auslastung der Infrastrukturen kann zu weiteren Kostensteigerungen für Endkunden oder der Notwendigkeit von hohen Subventionen für die Netzinfrastrukturen führen. Daher werden für den schnellen und kostengünstigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft neben grünem Wasserstoff auch klimafreundlicher Wasserstoff aus anderen Herstellungsrouten notwendig sein.

251. Insbesondere blauer Wasserstoff, der aus Erdgas gewonnen wird, wobei die bei dessen Herstellung entstehenden CO_2-Emissionen zu einem sehr großen Teil sequestriert werden können, kann für Deutschland einen wichtigen Baustein für die Skalierung der verfügbaren Wasserstoffmenge darstellen. Die Technologie ist bereits weit entwickelt. Selbst unter Beachtung der Restriktionen im Bereich der CO_2-Infrastrukturen bzw. der CO_2-Einspeicherungsinfrastrukturen kann relativ zeitnah blauer Wasserstoff in signifikanten Mengen und zu vergleichsweise niedrigen Kosten (siehe Abbildung 4-14) zur Verfügung stehen. Die THG-Emissionen von blauem Wasserstoff können sich je nach Produktionstechnologie, den Systemgrenzen der Betrachtung sowie den Emissionen bei Erdgasförderung und -transport jedoch erheblich unterscheiden. Die Erfassung als auch die Bepreisung von THG-Emissionen entlang der gesamten Logistikkette sind daher eine wichtige Voraussetzung für den Einsatz von blauem Wasserstoff und wichtige Instrumente, um die Transparenz und die Akzeptanz für blauen Wasserstoff in Deutschland und Europa zu erhöhen. Aufgrund der Treibhausgasemissionen, die beim Transport von Erdgas anfallen (z. B. Erdgasverbrauch der Kompressorstationen; vgl. auch ifeu 2023), kann die Produktion von blauem Wasserstoff nahe der Erdgasvorkommen zu einer größeren Reduktion der THG-Emissionen führen (Schippert et al. 2022; Shirizadeh et al. 2023). Allerdings ist der Pipelinetransport von Wasserstoff auch aufgrund der geringeren Energiedichte mit höheren spezifischen Energiebedarfen und Kosten verbunden als bei Erdgas. Sollte blauer Wasserstoff auch in Deutschland produziert werden, wäre dafür die Schaffung einer CO_2-Infrastruktur zur Sequestrierung und je nach Standort der Anlagen auch zum Transport des CO_2 notwendig. Der Bau einer CO_2-Infrastruktur stellt jedoch in einigen Bereichen eine No-Regret Maßnahme dar, da eine solche Infrastruktur auch zukünftig für nicht zu dekarbonisierende Industrien wie die Produktion von Zement und Kalk oder der Müllverbrennung geplant und entwickelt werden muss. Die Bundesregierung plant hierfür eine Carbon-Management-Strategie, die 2024 veröffentlicht werden und die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Hochlauf für CCS und CCU Technologien identifizieren soll.[18]

[18] Am 26. Februar wurden die Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie veröffentlicht, siehe BMWK (2024).

4.4.6 Wasserstoff-Netze und -Infrastruktur

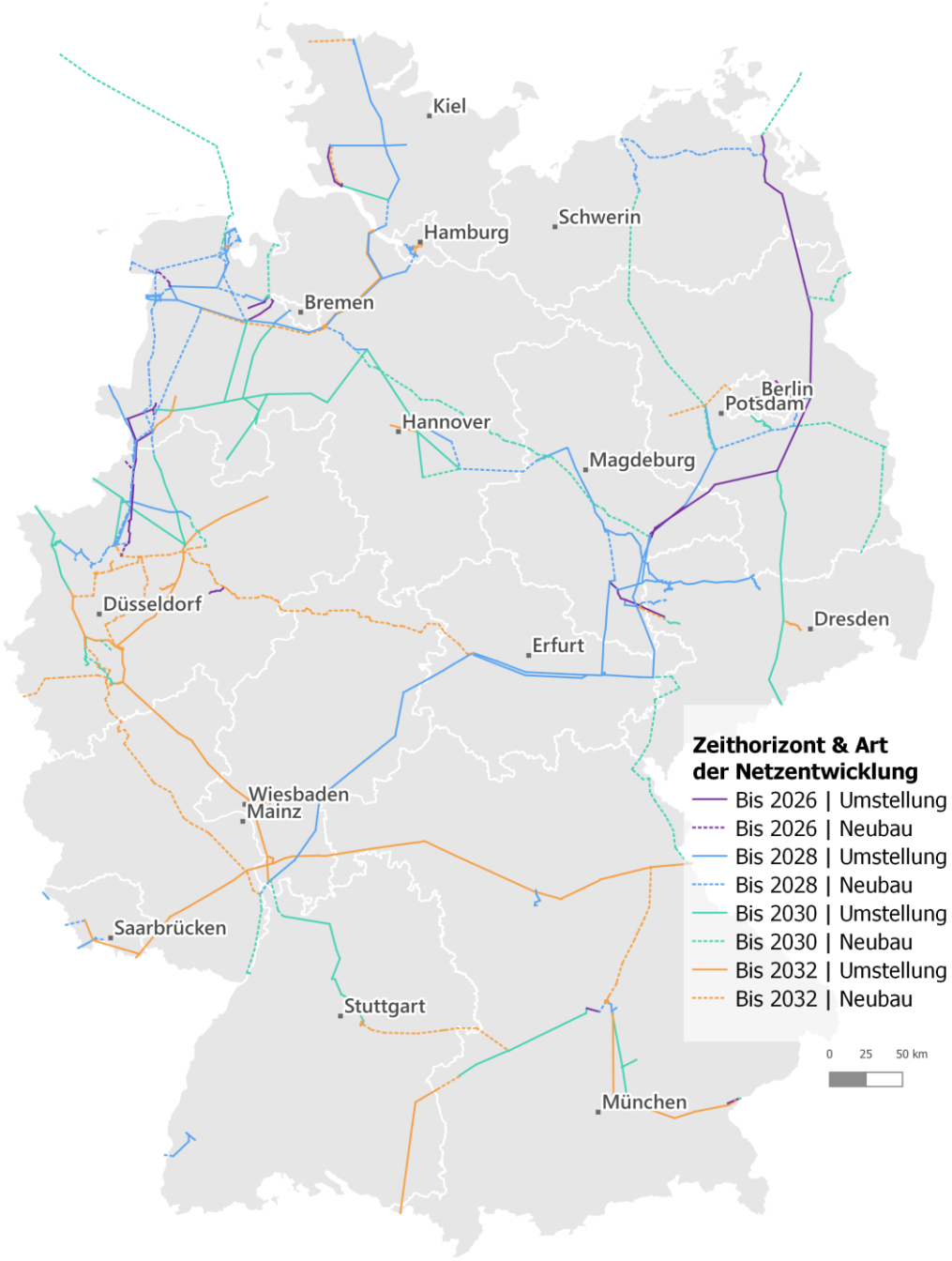
252. Für den Wasserstoff-Hochlauf in Deutschland und Europa bildet der Aufbau einer Pipeline-Infrastruktur einen zentralen Ermöglichungsfaktor. Nach einer Vielzahl von konzeptionellen Vorarbeiten (v.a. der ersten Konzeptentwürfe der deutschen Ferngasnetzbetreiber sowie des sog. European Hydrogen Backbone und dena (2022) zum Amortisationskonto) hat der Aufbau eines weiträumigen Transportnetzes für Wasserstoff in Deutschland 2023 eine neue Phase erreicht. Auf Grundlage des § 28r EnWG und unter Nutzung der Fristverlängerung haben die Ferngasnetzbetreiber bis spätestens zum 21. Mai 2024 den Antrag mit Maßnahmen zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes mit Zielhorizont 2032 vorzulegen. Ein entsprechender Entwurf für ein deutsches Wasserstoff-Kernnetz wurde bereits (bis zum 8. Januar 2024) konsultiert und befindet sich in der Überarbeitung. Nach Einreichung des angepassten Entwurfs erfolgt eine weitere Beteiligungsphase und anschließend die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes.

253. Der Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz beruht vor allem auf der Anbindung der großen industriellen Wasserstoffverbraucher, der potentiellen Wasserstoffverbraucher im Bereich der Stromwirtschaft, der Wasserstoffspeicher sowie der Importkorridore (vgl. Abbildung 4-13). Für Verbraucher im Bereich der Stromwirtschaft wurden dem Entwurf vor allem die bestehenden Standorte großer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zugrunde gelegt. Der Entwurf vom November 2023 (FNB Gas 2023) umfasst:

- eine Wasserstoff-Einspeiseleistung von 101 GW, davon entfallen 57 % auf Importe (Kapazität der Grenzübergangspunkte);
- eine Wasserstoff-Ausspeiseleistung von 87 GW, davon entfallen 62 GW auf die Stromerzeugung, 10,3 GW auf IPCEI, PCI- und Reallabor-Projekte sowie 7,8 GW auf die Eisen- und Stahlindustrie;
- eine Ausspeisemenge von 236 TWh (bezogen auf den Heizwert[19]), davon entfallen 56 % auf die Stromerzeugung (KWK-Anlagen) sowie 18 % auf die Eisen- und Stahlindustrie;
- Leitungen mit einer Gesamtlänge von ca. 9.700 km, davon 58 % umgestellte Erdgasleitungen;
- ein Investitionsvolumen von insgesamt 19,8 Mrd. €, davon entfallen 17 % auf die Umstellung von Erdgas-Pipelines sowie 9 % auf die Errichtung von Verdichterstationen und 74 % auf die Errichtung von neuen Leitungen.

[19] Im Antragsentwurf der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber werden die Durchsatzmengen bezogen auf den Brennwert ausgewiesen. Die entsprechende Gesamtdurchsatzmenge beträgt in dieser Metrik 279 TWh.

Abbildung 4-13: Entwurf für das Wasserstoff-Kernnetz (Planungsstand November 2023)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf FNB Gas (2023).

254. Das Wasserstoff-Kernnetz ist erkennbar nach dem Vorsorgeprinzip und zu wesentlichen Teilen auf Grundlage politischer Erwägungen konzipiert und reflektiert vergleichsweise große Durchsatzmengen für die Stromerzeugung und die Einbeziehung großer Teile Deutschlands, einschließlich Ost- und Süddeutschlands. Mit einem Abstand von bis zu 20 km zum derzeit geplanten Kernnetz würden ca. 40 % der Fläche Deutschlands abgedeckt (E.ON Hydrogen 2024). Gerade angesichts der aktuellen Entwicklung zur Kraftwerkstrategie (vgl. Kapitel 6.1) und der damit bisher vorgesehenen breitflächigeren Einphasung der Wasserstoffverstromung erst ab 2035 entsteht die Herausforderung eines dynamischen Planungs- und Umsetzungsprozesses für das Wasserstoff-Kernnetz. Die Expertenkommission empfiehlt daher, die grundsätzliche Planung des Wasserstoff-Kernnetzes zwar im gesamten Umfang weiterzutreiben, mit Blick auf die Umsetzung jedoch eine Abstufung zwischen den regelmäßig ermittelten Bedarfswahrscheinlichkeiten (auch bezüglich Abnahme, Importen und Transiten) vorzunehmen und die entsprechenden Investitionen dynamisch auszulösen. Grundlage dafür könnten die ab 2025 alle zwei Jahre zu erstellenden Netzentwicklungspläne Gas und Wasserstoff (§ 15a EnWG) sein, die nach dem Wasserstoff-Kernnetz die zweite Stufe der Wasserstoffnetzplanung auf der Fernleitungsebene bilden und die sich in den erprobten Prozeduren und institutionellen Arrangements der Netzentwicklungsplanungen für Strom und Gas vollziehen sollen (§§ 15a-e der geplanten Änderung des EnWG, vgl. Bundesregierung 2024). Ab dem Jahr 2026 sollen im Rahmen der geplanten Änderung des ENWG in zweijährigem Rhythmus (jeweils zum 30.09.) Umsetzungsberichte zum Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff vorgelegt und konsultiert werden. Der erste Umsetzungsbericht soll auch Angaben zum Umsetzungsstand des Wasserstoff-Kernnetzes enthalten.

255. Die Entwicklung des Wasserstoffnetzes vollzieht sich unter der Rahmenbedingung erheblicher Unsicherheiten. Diese resultieren aus den sehr dynamischen technischen, wirtschaftlichen, aber auch regulatorischen bzw. förderpolitischen Entwicklungen, da sich der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in nahezu allen Wertschöpfungsstufen absehbar in einem förderintensiven Umfeld vollziehen wird. Damit entstehen nicht nur erhebliche Unsicherheiten für die Planung von Investitionen, sondern auch für deren Refinanzierung. Jenseits der Förderung erster Infrastrukturprojekte (z. B. durch diverse IPCEI-Projekte) soll in Deutschland zur Vermeidung prohibitiv hoher Netznutzungsentgelte in der Anfangsphase und zur Risikominderung mit Blick auf den gesamten Hochlauf der Infrastrukturinvestitionen ein spezifisches Finanzierungsmodell („Amortisationskonto“) eingerichtet werden. Die geplante gesetzliche Regelung zum Amortisationskonto beruht auf folgenden Kernelementen:

- Durch die Bundesnetzagentur wird ein Hochlaufentgelt für die bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelte des Wasserstoff-Kernnetzes festgelegt, das alle drei Jahre überprüft wird und so bemessen ist, dass es die Netzkosten über die Laufzeit bis zum 31.12.2055 abdeckt, diese aber intertemporal allokiert werden.

- Differenzen zwischen den kalenderjährlichen Hochlaufentgelten und den genehmigten Kosten der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber werden zulasten oder zugunsten eines sog. Amortisationskontos verbucht.
- Wenn das Amortisationskonto mit Ablauf des 31.12.2055 (oder bei Kündigung des Amortisationskontos durch die Bundesregierung) einen Fehlbetrag aufweist, verbleibt ein Selbstbehalt bei den Kernnetzbetreibern und der Rest wird aus dem Bundeshaushalt ausgeglichen.
- Wenn das Amortisationskonto nicht mehr ausgeglichen werden kann, (festgestellt durch ein wissenschaftliches Gutachten), kann das Finanzierungsmodell durch die Kündigung des Amortisationskontos beendet werden, erstmals zum 31.12.2038 zum Ablauf des jeweiligen Folgejahres. Der Selbstbehalt der Wasserstoff-Kernnetzbetreiber wird bei einer Kündigung des Amortisationskontos in Abhängigkeit vom zeitlichen Abstand zum Endjahr 2055 reduziert.

Die Expertenkommission hält dieses Finanzierungsmodell für einen pragmatischen und geeigneten Weg, robuste infrastrukturseitige Voraussetzungen für einen ambitionierten Wasserstoffhochlauf im Kontext vielfältiger Unsicherheiten zu schaffen.

256. Für die Anbindung der relevanten Wasserstoffverbraucher ist jedoch der Aufbau des Wasserstoff-Kern- bzw. eines darauf aufbauenden Wasserstoff-Fernleitungsnetzes nicht hinreichend. Es besteht Regelungsbedarf für Anschlussleitungen an das Fernleitungsnetz (deren Kosten nach den bisherigen Regelungen der §§ 38 und 39 EnWG von den Verbrauchern zu tragen sind) sowie für die Teile des Wasserstoff-Verteilnetzes, die ggf. für die Versorgung weiterer Verbraucher notwendig sind. Die Expertenkommission vertritt die Auffassung, dass der regulative Rahmen für Anschlussleitungen (nach dem Vorbild der Regelungen für Erdgas) sehr schnell geschaffen werden kann und muss, dass aber auch für die deutlich komplexeren Fragen im Bereich der Wasserstoff-Verteilnetze schnellstmöglich geeignete Regelungen konzipiert und umgesetzt werden müssen, ggf. in einer ersten Phase auch auf der Basis von Einzelfallprüfungen.

257. Auch wenn für die Planung und Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland zielführende und pragmatische Lösungen gefunden worden sind, bleiben die gleichen Herausforderungen für die Entwicklung der grenzüberschreitenden und europäischen Wasserstoff-Netzinfrastrukturen bestehen. Hier besteht weiterhin dringender Handlungsbedarf im Bereich eines deutlich verstärkten Dialogs innerhalb Europas wie auch mit den in Pipeline-Reichweite befindlichen potentiellen Exportregionen. Die Expertenkommission empfiehlt, auch hier Finanzierungsmodelle mit intertemporaler Kostenallokation auch für grenzüberschreitende und europäische Projekte schnell und intensiv zu prüfen.

258. Die Expertenkommission weist weiterhin darauf hin, dass mit Blick auf Wasserstoffinfrastrukturen nicht nur Pipeline-Infrastrukturen sondern auch Hafen-Infrastrukturen (auch für Wasserstoffderivate) und andere Verteilinfrastrukturen (Lkw-, Bahn- oder andere Transportmodi)

von erheblicher Bedeutung sein können (vgl. z. B. Spillmann et al. 2024). Auch wenn diese Infrastrukturen überwiegend nicht der regulierten Infrastruktur zuzurechnen sind, besteht hier auf der strategischen und der konzeptionellen Ebene Handlungs- und Klärungsbedarf.

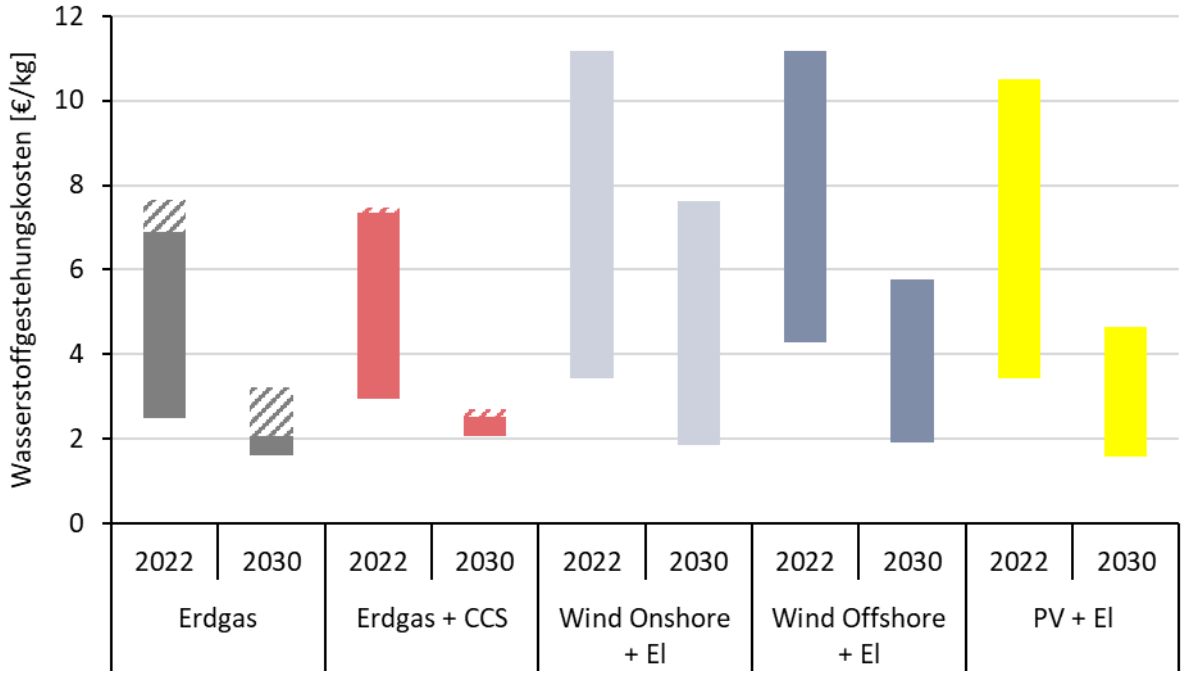
259. Für den Ausbau der Wasserstoff-Infrastrukturen kommt nicht nur dem Pipeline-Netzwerk und den Import-Infrastrukturen, sondern auch einem hinreichend dimensionierten System von Wasserstoff-Speichern eine herausragende Bedeutung zu. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des Sachverhalts, dass das zeitliche Profil des Wasserstoffbedarfs noch wesentlich stärker als im heutigen Erdgassystem durch hohe Spitzenbedarfe und hohe Lastgradienten (verursacht vor allem durch die Residiuallastdeckung mit Wasserstoffkraftwerken) geprägt sein wird. Hinsichtlich der Potentiale, Kapazitäten, Kosten, der Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen im Wasserstoff- bzw. Energiesystem sowie der Regulierung von Wasserstoffspeichern bestehen jedoch noch viele Unsicherheiten bzw. ist noch eine Reihe von Fragen zu klären (The Oxford Institute for Energy Studies 2023, EWI 2024b). Die Expertenkommission hält eine umfassende Adressierung der Wasserstoffspeicherung in der geplanten Speicherstrategie der Bundesregierung für dringend notwendig.

4.4.7 Gestehungskosten und Preise

260. Für die Rolle von Wasserstoff in einem klimaneutralen Energie- und Produktionssystem ist die Entwicklung der Kosten und Preise von entscheidender Bedeutung. Die Kosten von Wasserstoff werden dabei maßgeblich durch die Kosten der jeweiligen Basisenergieträger (Stromkosten für die Elektrolyse und Erdgaskosten für die Produktion von blauem Wasserstoff) bestimmt. Typischerweise betragen diese variablen Kostenbestandteile für grünen Wasserstoff mehr als zwei Drittel der gesamten Erzeugungskosten. Obwohl die technologische Entwicklung, die produktionsseitige Skalierung und ein zunehmend intensiver Wettbewerb unter den Anlagenherstellern v.a. bei Elektrolyseanlagen zukünftig eine deutliche Senkung der Investitionskosten erwarten lässt bzw. diese Kostensenkungen notwendig sind, wird die Reduktion der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen bei hohen Volllaststunden nur einen begrenzten Beitrag zur Minderung der Vollkosten von Wasserstoff leisten können. Gleiches gilt für die Senkung der projektspezifischen Kapitalkosten (Weighted Average Costs of Capital – WACC). Bei niedrigen Vollaststunden bilden die Investitions- und Finanzierungskosten jedoch einen erheblichen Teil der Vollkosten.

261. Für blauen Wasserstoff sind die investitionsseitigen Kostensenkungspotentiale geringer, gleichzeitig liegt der Anteil der Erdgaseinstandskosten hier mit gut 50 % auf einem niedrigeren Niveau.

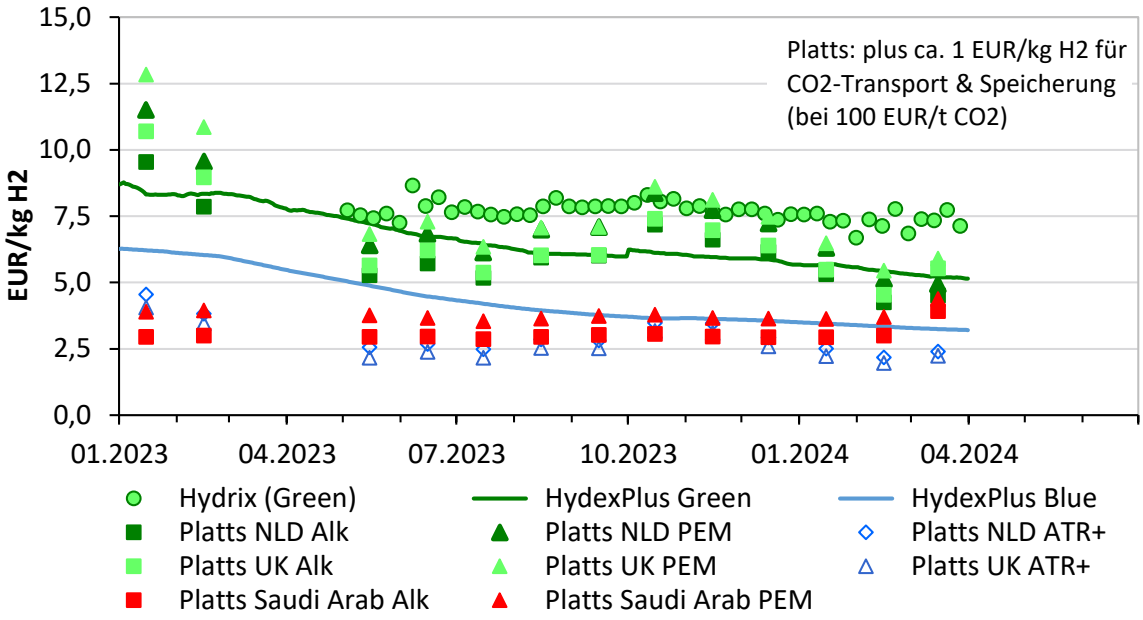
Abbildung 4-14: Wasserstoffgestehungskosten nach Technologie für 2022 und 2030



Anmerkung: Die Kosten, die aus der CO_2-Bepreisung resultieren (65 €/t in 2022 & 130 €/t in 2030) werden schraffiert dargestellt. Weitere Annahmen: Gaspreis: 50-150 €/MWh (2022), 30-40 €/MWh (2030); CO2 Preis: 85 €/t (2022), 130 €/t (2030), CCS-Abscheiderate 85 % (2022 & 2030); LCOE Wind Onshore: 23-121 €/MWh (2023), 23-112 €/MWh (2030); Kapazitätsfaktor Wind Onshore: 15-53 % (2023 & 2030); LCOE Wind Offshore: 47-209 €/MWh (2022), 28-116 €/MWh (2030); Kapazitätsfaktor Wind Offshore: 32-67 % (2022 & 2030); LCOE PV: 20-112 €/MWh (2022), 12-74 €/MWh (2030); Kapazitätsfaktor PV: 12-35 % (2022 & 2030); CAPEX Elektrolyseur: 995-1 525 €/kW (2022), 586-911 €/kW (2030); Zinssatz: 6 %.
Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung in Anlehnung an IEA (2023).

262. Entscheidend für die Kosten und damit die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sind damit vor allem die Kosten des für die Elektrolyse eingesetzten Stroms, insbesondere des Stroms, der die Einstufung des erzeugten Wasserstoffs als erneuerbaren Wasserstoffs erlaubt (vgl. Kapitel 4.4.8). Abbildung 4-14 zeigt die Wasserstofferzeugungskosten für grünen und blauen Wasserstoff für verschiedene Konstellationen und die Zeithorizonte 2022 und 2030. Es wird deutlich, dass bei günstigen Einstandskosten für Strom (20 bis 30 €/MWh) bzw. Erdgas (30 €/MWh) Gesamtkosten der Wasserstoffherstellung von 2 €/kg H_2 erreicht werden können. Bei vergleichsweise hohen Kosten für regenerativ erzeugten Strom (größer 100 €/MWh) betragen die Vollkosten der Wasserstofferzeugung deutlich über 10 €/kg H_2.

Abbildung 4-15: Kosten- und Preisindizes für Wasserstoff



Anmerkungen: Der HydexPlus Green ist ein Vollkostenindikator für elektrolytisch erzeugten grünen Wasserstoff, HydexPlus Blue ist ein Vollkostenindikator für blauen Wasserstoff. Abkürzungen: NLD = Niederlande, UK = Vereinigtes Königreich, Saudi Arab = Saudi-Arabien, Alk = alkalische Elektrolyse, PEM = Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse, ATR+ = Autotherme Erdgasreformierung mit CO_2-Abspaltung.
Quellen: E-Bridge (2024), S&P Global Inc. (2024), EEX AG (2023), eigene Berechnungen.

263. Abbildung 4-15 verdeutlicht diese Situation anhand eines Vergleiches verschiedener Kosten- und Preisindizes unterschiedlicher Marktdatenanbieter:

- Die Vollkostenindikatoren HydexPlus Green und HydexPlus Blue von E-Bridge für Deutschland lagen in den letzten Monaten in der Bandbreite von 5,60 bis 8,70 €/kg H_2 (168 bis 261 €/MWh). Der Kostentrend folgte dabei klar den rückläufigen Stromkosten auf den Großhandelsmärkten.
- Der transaktionsbasierte Preisindikator Hydrix der Energiebörse EEX für Deutschland schwankte seit Mitte 2023 um Werte von 7,50 €/kg H_2 (225 €/ MWh) bei insgesamt leicht rückläufiger Tendenz.
- Die Kostenindikatoren von S&P/Platts für verschiedene Standorte (weltweit) liegen für grünen Wasserstoff und Produktionsstandorte in Nordwesteuropa in der zweiten Jahreshälfte 2023 bei Werten in der Bandbreite von 5,00 bis 7,50 €/kg H_2 (150 bis 225 €/MWh) und folgen etwa den Dynamiken des HydexPlus Green und des Hydrix. Für blauen Wasserstoff liegen die Erzeugungskosten der Reformierungsanlagen bei etwa 2,5 €/kg H_2, wobei hier noch Kosten für den Abtransport und die Speicherung des CO_2 von etwa 1 €/kg H_2 aufzuschlagen sind und sich dementsprechend Kosten von ca. 3,50 €/kg H_2 (105 €/MWh)

ergeben. Als Vergleichswert für Erzeugungsstandorte mit günstigen Produktionsbedingungen für grünen Wasserstoff zeigt die Abbildung 4-15 die Kostenindikatoren für Saudi-Arabien, die für die letzten Monate in der Bandbreite von 3,00 bis 3,80 €/kg H_2 (90 bis 114 €/MWh) lagen. Die Bereitstellung frei deutscher Grenze würde jedoch noch zu erheblichen Transportkosten führen.

264. Neben den Erzeugungskosten müssen jedoch sowohl im internationalen Raum als auch in der EU teilweise noch erhebliche und marktweite Subventionen in Betracht gezogen werden. Diese Subventionen können im Kontext des US Inflation Reduction Act (IRA) bis zu 3 US-$/kg H_2 (2,78 €/kg H_2 bzw. 83 €/MWh) betragen. In der EU beläuft sich die Förderung über das marktweit angelegte Instrument der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten des EU-ETS an Elektrolyseanlagen auf 0,40 bis 0,60 €/kg H_2 (abhängig vom CO_2-Preis sowie dem Abschmelzen der kostenlosen Zuteilung an Wasserstofferzeugungsanlagen im EU-ETS).

265. Eine größere Rolle bzw. eine größere Herausforderung als Förderinstrumente wie der IRA stellen jedoch die vergleichsweise hohen Preise für (grünen) Strom und Erdgas in Europa dar. Daher sind ein stärkerer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und deren fortgesetzte Kostensenkung bzw. die Erschließung kostengünstiger Erzeugungsstandorte in Europa sowie eine Beschleunigung beim Ausbau der Netzinfrastrukturen und der Bereitstellung von Flexibilitäten im Stromsystem dringend nötig (SVRW und CAE 2023).

266. Die Expertenkommission weist schließlich darauf hin, dass die Analyse von Kostenentwicklungen der Wasserstofferzeugung noch keine direkten Rückschlüsse auf die zukünftigen Preise im Wasserstoffmarkt erlauben, die sich an den Kostenniveaus und Kostenstrukturen der jeweiligen Grenzanbieter orientieren werden (vgl. Wietschel et al. 2021). Die Herstellung von größtmöglicher Preistransparenz ist deshalb gerade in der Marktinitialisierungsphase von herausragender Bedeutung. Idealerweise werden diese Daten durch geeignete wettbewerbliche Beschaffungs- und Vergabeinstrumente oder durch Energiebörsen oder andere Marktdatenanbieter offengelegt. Wenn diese Situation nicht schnell erreicht werden kann, können nach Auffassung der Expertenkommission im förderintensiven Umfeld des Markthochlaufs Berichtspflichten der geförderten Unternehmen zu Mengen- und Preisgerüsten abgeschlossener Verträge und deren anonymisierte Auswertung und Veröffentlichung eine wichtige Übergangsrolle bei der Herstellung von Preistransparenz spielen.

4.4.8 Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten

267. Die Gestehungskosten klimaneutralen Wasserstoffs sind derzeit zum Teil noch deutlich höher als bei der Herstellung über konventionelle Produktionsrouten. Langfristig ist durch Lerneffekte z. B. bei Elektrolyseuren oder erneuerbaren Energieanlagen und steigenden CO_2-Preisen eine Annäherung der Gestehungskosten von konventionellem und klimaneutralem Wasserstoff zu erwarten. Um einen zügigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft bereits jetzt anzureizen, sind jedoch in der Hochlaufphase weitere Instrumente notwendig, die angebots-

und/oder nachfrageseitig ansetzen. Grundlage hierfür ist die Definition und die Zertifizierung von klimaneutralem Wasserstoff. Im Folgenden soll auf Instrumente verschiedener Wirtschaftsräume eingegangen werden.

Delegierte Rechtsverordnung der EU zu Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff

268. Im Februar 2023 wurden von der EU-Kommission mittels einer delegierten Rechtsverordnung zu Artikel 27 und 28 RED II die Kriterien für die Definition erneuerbaren Wasserstoff vorgelegt. Die delegierte Rechtsverordnung (EU) 2023/1184 ist im Juli 2023 in Kraft getreten und setzt den Rahmen für den Hochlauf der erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft in der Europäischen Union und gilt sowohl für in der EU erzeugten Wasserstoff als auch in Nicht-EU-Ländern erzeugten Wasserstoff, der direkt oder als Derivat in die EU eingeführt wird (Europäische Kommission 2023a). Danach dürfen die Emissionen von erneuerbarem Wasserstoff 3,38 kg CO_2eq/kgH_2 nicht überschreiten. Für die Qualifizierung als erneuerbarer Wasserstoff werden unterschiedliche Anlagen bzw. Projektkonstellationen unterschieden, siehe Abbildung 4-16. Neben der Option einer Inselversorgung (ohne Netzanschluss) oder dem Betrieb am gleichen Netzknoten wird zwischen unterschiedlichen Varianten des Strombezugs aus dem Netz unterschieden. Soweit der Anteil erneuerbarer Energien in der entsprechenden Gebotszone nicht über 90 % liegt, muss die Stromversorgung für die Wasserstoffproduktion über PPAs erfolgen, für die im Zeitverlauf steigende Anforderungen an die in der RED niedergelegten Kriterien der Zusätzlichkeit, der Gleichzeitigkeit und des räumlichen Zusammenhangs gestellt werden. Damit soll die Systemintegration der elektrolytischen Wasserstofferzeugung verbessert werden. So darf die liefernde regenerative Stromerzeugungsanlage ab 2028 maximal drei Jahre vor der Elektrolyseanlage in Betrieb genommen worden sein, muss ab 2030 eine Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch auf Stundenbasis nachgewiesen werden und muss die Erzeugung in der gleichen Gebotszone erfolgen (bzw. sind bestimmte Anforderungen für Lieferungen aus benachbarten Gebotszonen zu erfüllen). In der Übergangsphase bis 2027 bzw. 2029 gelten weniger strikte Anforderungen (z. B. der monatliche Mengenabgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch). Die hohen rechtlichen Anforderungen an die Betreiber (siehe Abbildung 4-16) erhöhen die Produktionskosten bzw. verteuern den Wasserstoff-Hochlauf und können ihn ggf. verlangsamen, auch wenn die Analysen zum Ausmaß dieser Effekte zu unterschiedlichen Einschätzungen kommen (vgl. z. B. Brauer et al. 2022; Frontier Economics 2021; Giovanniello et al. 2024; Ruhnau und Schiele 2023; Schlund und Theile 2022). Grundsätzlich weist die Expertenkommission darauf hin, dass sich die „Grüne Eigenschaft“ von Wasserstoff letztlich nur auf der Systemebene bewerten lässt und die Zuordnung von regenerativ erzeugtem Strom zu bestimmten Wasserstofferzeugungsprojekten zumindest als problematisch anzusehen ist. Dies gilt auch und besonders im Kontext vergleichsweise rascher Umstellungspfade des europäischen Stromerzeugungssystems in Richtung Klimaneutralität.

Abbildung 4-16: Optionen zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs nach delegierte Verordnung (EU) 2023/1184

Quelle: Eigene Darstellung.

Delegierte Rechtsverordnung der EU zu Anforderungen an Kohlenstoffquellen für Wasserstoffderivate

269. Ebenfalls im Juli 2023 trat die delegierte Rechtsverordnung (EU) 2023/1185 in Kraft, in der die Anforderungen an die Kohlenstoffquellen definiert werden, die zur Herstellung von Derivaten genutzt werden können, die in der EU als erneuerbare Energieträger nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO – Renewable Fuels of Non-biological Orign) anerkannt werden (Europäische Kommission 2023). Danach qualifizieren sich insgesamt sechs CO_2-Quellen für die Anerkennung als RFNBO: CO_2 aus Kraftwerken (bis einschließlich 2035), CO_2 aus anderen Industrieanlagen (bis einschließlich 2040), biogenes CO_2, CO_2 aus zertifizierten RFNBO, CO_2 aus geologischen Quellen (wenn das CO_2 vorher auf natürliche Weise freigesetzt wurde) sowie CO_2, das mittels Direct-Air-Capture-(DAC-) Anlagen aus der Luft gewonnen wurde. Für die RFNBO-Herstellung genutztes CO_2 darf dabei im Rahmen der entsprechenden Instrumente der EU an der Quelle nicht als vermiedene Emission bewertet werden. Da die Verordnung auch für außerhalb der EU hergestellte RFNBO verbindlich ist, wird die letztgenannte Anforderung so umgesetzt, dass das genutzte CO_2 einer „effektiven CO_2-Bepreisung“ unterliegen muss. Aktuell hat zwar eine Reihe von Jurisdiktionen (Staaten und/oder Regionen oder Gebietskörperschaften) außerhalb der EU CO_2-Bepreisungssysteme eingeführt, es bestehen aber bisher keiner belastbaren Regelungen, ob bzw. unter welchen Bedingungen diese als „wirksame CO_2-Bepreisungssysteme“ anerkannt werden.

270. Mit Blick auf die beiden Rechtsakte zu den Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff sowie RFNBO sieht die Expertenkommission ein Spannungsfeld zwischen einerseits den in einigen

Facetten diskussions- und verbesserungswürdigen Einzelregelungen (Übergangsfristen, Einstufung als effektive CO_2-Bepreisungssysteme etc.) mit Blick auf Praktikabilität, Kosten, Mengen und andererseits den (fortgesetzten) Unsicherheiten bezüglich des regulativen Rahmens, die ggf. aus den für Veränderungen notwendigen langwierigen und komplexen Rechtssetzungsprozessen auf EU-Ebene entstehen würden. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass eine kurzfristige Veränderung der im Juli 2023 in Kraft gesetzten rechtlichen Regelungen weder realistisch noch derzeit empfehlenswert ist. Für die längere Frist hält die Expertenkommission ein genaues Monitoring der Implikationen dieser Regelungen für sinnvoll, aus der perspektivisch die Notwendigkeit und die Inhalte etwaiger Anpassungen abgeleitet werden könnten.

Delegierte Rechtsverordnung der EU zu Anforderungen an CO_2-armen Wasserstoff (z. B. für blauen Wasserstoff)

271. Auf Grundlage der novellierten EU-Gasrichtlinie wird die Europäische Kommission eine weitere Rechtsverordnung konzipieren, diskutieren und erlassen, in der die Methoden und Anforderungen zur Einstufung von CO_2-armem Wasserstoff festgelegt werden (Rat der Europäischen Union 2023). Diese Verordnung soll im Laufe des Jahres 2024 vorgelegt und erlassen werden. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass die Definition von CO_2-armem Wasserstoff von vornherein für die gesamte Breite von Wasserstoffanwendungen und die entsprechende Breite der Rahmenbedingungen und Implikationen erfolgen wird (im Gegensatz dazu wurden die o.g. Rechtsverordnungen im Kontext der RED II mit einem spezifischen Fokus auf Wasserstoffanwendungen im Verkehr entwickelt) und dass hier überkomplexe Regelungen dringend vermieden werden sollten. Auch sollte die institutionelle und informationstechnische Umsetzung der Zertifizierungsverfahren für CO_2-armen Wasserstoff dringend und mit einem möglichst geringen zeitlichen Abstand in die entsprechenden und derzeit in der Umsetzung befindlichen Prozesse für erneuerbaren Wasserstoff integriert werden.

USA – Inflation Reduction Act (IRA)

272. Der im Sommer 2022 in den USA verabschiedete Inflation Reduction Act enthält Fördermaßnahmen für die Produktion von CO_2-reduziertem Wasserstoff. Unter anderem werden differenziert nach CO_2-Fußabdruck (<0,45 $kgCO_{2e}/kg_{H2}$ ≙ 3,00 $; 0,45-1,50 $kgCO_{2e}/kg_{H2}$ ≙ 1,00 $; 1,50-2,50 $kgCO_{2e}/kg_{H2}$ ≙ 0,75 $; 2,5-4,0 $kgCO_{2e}/kg_{H2}$ ≙ 0,60 $) Steuerermäßigungen für die Produktion von blauem und grünem Wasserstoff gewährt. Die Attraktivität der Förderung hat bereits in den ersten Monaten nach Inkrafttreten zu zahlreichen Ankündigungen im Hinblick auf Investitionen in die Produktion von CO_2-reduziertem Wasserstoff in den USA geführt. Für den Wasserstoffbereich werden keine „local content"-Bedingungen formuliert, so dass europäische und deutsche Unternehmen auch von der Förderung in den USA profitieren können, in dem sie Anlagen in die USA exportieren oder Anlagen dort betreiben. Vor dem Hintergrund der vergleichsweise hohen und unkomplizierten finanziellen Förderung in den USA, kann dies dazu führen, dass im Falle begrenzter Produktionskapazitäten für Elektrolyseuranlagen der Hochlauf einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa verzögert und verteuert wird. Bezogen auf

die Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff haben das US-Finanzministerium und die US-Steuerbehörde (Internal Revenue Service, IRS) am 22. Dezember 2023 Verordnungsvorschläge zum Clean Hydrogen Production Credit, der im Rahmen des IRA eingeführt wurde, veröffentlicht, aus denen hervorgeht, dass die Vorgaben für die Inanspruchnahme der Steuerermäßigungen für CO_2-reduzierten Wasserstoff sogar noch strenger als die EU-Vorschriften der Delegated Acts ausfallen könnten (U.S. Department of the Treasury 2023). Demnach enthalten diese Vorschriften zur Vermeidung von indirekten CO_2-Emissionen ebenfalls Kriterien der Zusätzlichkeit, der Gleichzeitigkeit und des räumlichen Zusammenhangs, wobei für das Kriterium der Gleichzeitigkeit eine Übergangszeit bis Ende 2027 mit jährlicher Bilanzierung vorgesehen ist, die Anfang 2028 von einer stündlichen Bilanzierung abgelöst werden soll. Somit würden die strengen Kriterien bereits zwei Jahre früher als in den EU Delegated Acts gelten.

Großbritannien – Low Carbon Hydrogen Standard und Low Carbon Hydrogen Agreement

273. Zur finanziellen Förderung der Wasserstoffproduktion wurde in Großbritannien 2023 mit dem Low Carbon Hydrogen Agreement ein Instrument geschaffen, welches die Differenz zwischen den Produktionskosten plus einer zulässigen Marge und dem Verkaufspreis ausgleicht. In diesem Kontext wurde im Dezember 2023 der Low Carbon Hydrogen Standard veröffentlicht. Dieser Standard sieht vor, dass Wasserstoff, bei dessen Herstellung weniger als 2,4 kg CO_{2eq}/kg_{H2} in die Atmosphäre gelangen, als Low Carbon Hydrogen zertifiziert werden kann. Dieser Wert gilt dabei für alle gängigen Produktionsrouten (Elektrolyse, Reforming von Erdgas mit CCS, Reforming von Biogas, Vergasung von Biomasse, Vergasung von Reststoffen, Pyrolyse von Erdgas) gleichermaßen. Bei der Ermittlung der CO_2-Last des Wasserstoffs wird für die verschiedenen Produktionsrouten die gesamte Prozesskette berücksichtigt. Die indische Regierung hat angekündigt, den UK Low Carbon Hydrogen Standard zu übernehmen.

4.4.9 Globale Handelsplattformen

274. Wasserstoff und seine Derivate werden zukünftig auf globalen Märkten gehandelt werden. Angesichts des prognostizierten hohen Bedarfs an Wasserstoff ist es für Deutschland von besonderer Bedeutung, rasch die Wasserstoffbeschaffung und den Aufbau globaler Handelsplattformen voranzutreiben. Dabei ist ein europäisches Vorgehen von Vorteil, da die Beschaffung großer Mengen die spezifischen Kosten signifikant senken wird. Europa sollte daher bei der Beschaffung und der Vergabe gemeinsam agieren und auf marktwirtschaftliche Instrumente setzen.

275. Um einen Hochlauf der Wasserstoffbeschaffung und dadurch möglichst schnell einen liquiden Handel zu ermöglichen, ist staatliches Handeln in verschiedener Hinsicht notwendig. Von besonderer Bedeutung ist eine klare Definition der handelbaren Produkte, die als Grundlage der Produktdefinitionen an Handelsplätzen dienen kann. Eine klare Definition von Referenzprodukten unterstützt die Entwicklung von langfristigen, großvolumigen Lieferverträgen, da auf der Basis von standardisierten Produkten in Verbindung mit gemeinsamen Regelungen zur wirtschaftlichen Bewertung unterschiedlicher Spezifikationen (Standort, Umwandlungskosten, CO_2-Intensität etc.)

eine Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Produkten hergestellt werden kann. So kann trotz unterschiedlicher Spezifikationen der einzelnen Derivate Liquidität geschaffen werden, wie es heute in ähnlicher Form im internationalen Ölhandel üblich ist. Hierbei ist bereits frühzeitig die Entwicklung zentraler Handelsplätze von großer Bedeutung, um in der mittleren bis langen Frist auch einen liquiden marktbasierten Handel von Wasserstoff und seinen Derivaten zu ermöglichen. Erhöht sich die Liquidität börsennotierten Handels von Wasserstoff, lassen sich durch finanzielle Börsenprodukte Marktrisiken abfedern, die während der Anfangsphase des Hochlaufs nur durch langfristige Verträge abgesichert werden können.

276. Einzelwirtschaftliche Förderungen oder Förderung von einzelnen Punkt-zu-Punkt Verbindungen können hingegen zu Mitnahmeeffekten führen, da der Fördergeber keinen Zugang zu ausreichenden Informationen über Gestehungskosten oder Zahlungsbereitschaften für Wasserstoff erhält.

Ausgestaltung von Auktionsmechanismen zur Beschaffung und Verteilung von Wasserstoff und seinen Derivaten

Upstream

277. Abnahmeverträge für Wasserstoff und seine Derivate, bei denen die Preisfindung wettbewerblich geschieht, könnten mit staatlichen Garantien versehen werden, um so private Investoren für den Aufbau der Projekte zu gewinnen. Dabei ist es sinnvoll aufgrund zu erwartender Lernkurveneffekte langfristige Abnahmeverträge mit einer Dauer von mindestens zehn Jahren zu etablieren.

278. Zur Verringerung von Abhängigkeiten und zur Stärkung eines langfristig breiten Wettbewerbs ist bei der Beschaffung des Wasserstoffs oder seiner Derivate eine Diversifizierung im Hinblick auf unterschiedliche Dimensionen von besonderer Bedeutung. Dies umfasst unter anderem ein breites Spektrum von Lieferländern. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Lieferländer, die bereits heute über große finanzielle Spielräume, etablierte Infrastruktur und bestehende Handelsbeziehungen im Energiebereich verfügen, sich langfristig Marktmacht beim Handel mit Wasserstoff und seinen Derivaten sichern. Ein Blick auf die weltweiten Potentiale zeigt jedoch, dass günstige Produktionsstandorte für erneuerbare Energien und damit wasserstoffbasierte Produkte nicht ausschließlich in den heute erdöl- und erdgasexportierenden Ländern liegen. Quoten- und/oder ähnlich wirkende Regelungen, die in den Ausschreibungsmechanismen verankert werden, können dazu beitragen, bereits kurzfristig ein breites Spektrum von Ländern und Regionen für den Export von Wasserstoff und seinen Derivaten zu etablieren. Es kann vorteilhaft sein, die Diversifizierung zu einem frühen Zeitpunkt zu etablieren, da das Hinzuziehen teurerer Anbieter schwierig vermittelbar sein kann, wenn bereits großvolumige Handelsbeziehungen mit wenigen günstigen Handelspartnern etabliert wurden. Die bereits frühzeitige Sicherung diversifizierter Bezüge erfordert Strategien und Handeln auf Seiten der Mitgliedsstaaten der EU und vor allem auch in Kooperation der Mitgliedsstaaten auf europäischer Ebene.

279. Darüber hinaus ist eine Diversifizierung mit Blick auf zu beschaffende Derivate notwendig, um Lock-In Effekte zu Gunsten von Derivaten wie Ammoniak zu vermeiden, die auf Grund eines hohen technologischen Reifegrads zwar kurzfristig besonders günstig sind, allerdings langfristig möglicherweise nicht zu der Nachfrage in Deutschland oder Europa passen. Es ist daher notwendig bereits beim Hochlauf des internationalen Handels neben Ammoniak ein breites Spektrum an Derivaten, wie Methanol, Naphtha oder Flugtreibstoffe, zu adressieren.

Downstream

280. Auf Seiten der Abnehmer besteht eine Herausforderung in den unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften für Wasserstoff und seiner Derivate in den unterschiedlichen Sektoren/Bereichen. Diese ergeben sich oft aufgrund von sehr unterschiedlicher Regulatorik, etwa aufgrund von sektor-/bereichsspezifischen Quoten oder unterschiedlichen CO_2-Preisen in verschiedenen Bereichen (vergleiche Kapitel 10.3). Ausschreibungsverfahren für die Förderung des Wasserstoffhochlaufs in den verschiedenen Sektoren bzw. Bereichen müssen in einem Spannungsfeld verschiedener Perspektiven bzw. Faktoren ausgestaltet werden. Zunächst gilt es, durch möglichst breite Ausschreibungen ausreichenden Wettbewerb um die Fördermittel zu schaffen und damit die unter den Marktteilnehmern verteilten Informationen zu aggregieren, die Renten einzelner Akteure zu beschränken und zu vermeiden, dass langfristig nicht wettbewerbsfähige Geschäftsmodelle durch Subventionen am Standort Deutschland zementiert werden. Allerdings sollte vermieden werden, dass sektorübergreifende Ausschreibungen im Kontext sehr unterschiedlicher Ausgangsbedingungen (z. B. mit Blick auf die bestehenden CO_2-Bepreisungsniveaus, vgl. Kapitel 10.3) zu Verzerrungen und langfristig kritischen Behinderungen des Wasserstoffhochlaufs führen. Bei entsprechenden Korrekturen in sektorübergreifenden Ausschreibungsverfahren (z. B. über Bonus-Malus-Regelungen) sollten jedoch die Nachteile eines hohen administrativen Aufwands bzw. einer Intransparenz der Verfahren berücksichtigt werden.

5. Wärme

Das Wichtigste in Kürze

Der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Wärme hat sich in den vergangenen zehn Jahren kaum verändert. Lediglich ein leichter Rückgang des Verbrauchs seit 2021 kann beobachtet werden. Auch der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten ist nicht nennenswert gesunken. Der Anteil der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien an der gesamten Wärmebereitstellung stieg in den letzten Jahren stetig an und liegt aktuell bei rund 19 %. Allerdings ist dies hauptsächlich auf eine steigende Wärmeerzeugung durch feste Biomasse, d. h. vor allem Holz, zurückzuführen. Da Biomasse begrenzt verfügbar ist und auch für andere Dekarbonisierungsstrategien wie den Ersatz fossiler Grundstoffe in Frage kommt, ist der Anstieg der Holzverfeuerung zum Heizen nicht positiv zu bewerten. Zudem verursacht die Wärmeerzeugung mit Holz CO_2-Emissionen (und weitere Schadstoffemissionen wie NOx), während die Einbindung des Kohlenstoffs durch Wälder davon unabhängig zum Ausgleich anderer schwerer vermeidbarer THG-Emissionen dienen könnte. Biomasse sollte daher vorwiegend in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie stofflichen Anwendungen oder für Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt und im Gebäudesektor nicht gefördert werden.

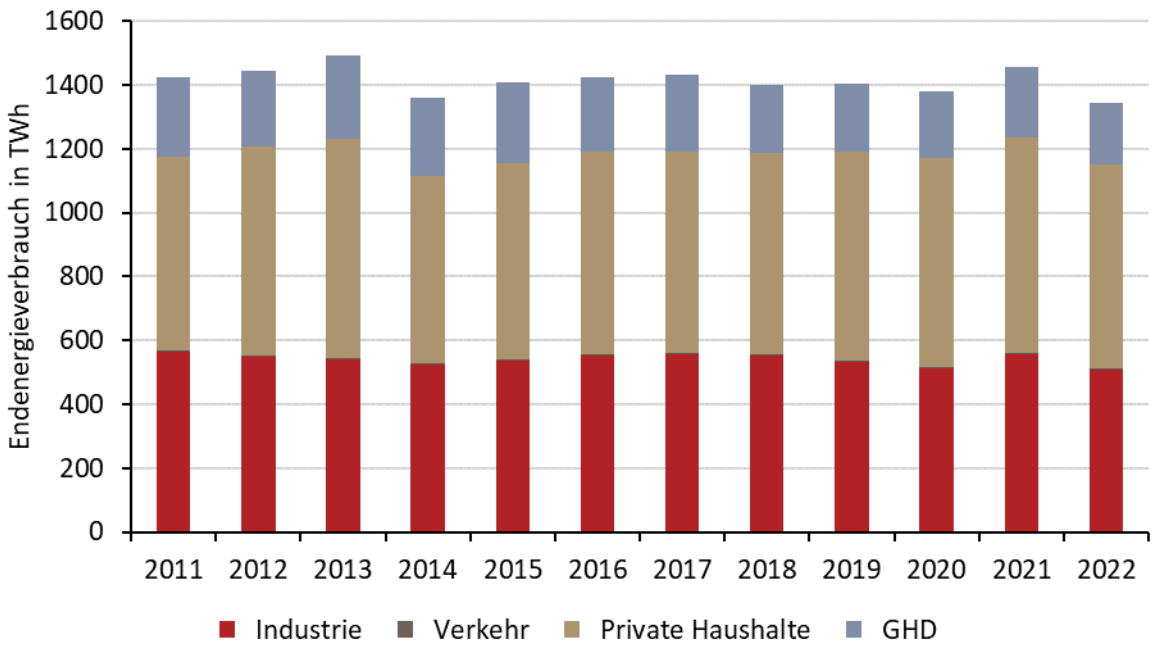
Die Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand ist weiterhin vor allem durch Gas- und Ölkessel geprägt. Bei Wohnungsneubauten sind hingegen über die Hälfte der installierten Heizsysteme Wärmepumpen. In Deutschland sind aktuell rund 2 Mio. Wärmepumpen installiert. Ihr jährlicher Zubau steigt stetig (+356.000 im Jahr 2023), liegt jedoch unter dem Ziel der Bundesregierung von 500.000 neu installierten Wärmepumpen. Ein wichtiger Faktor, um den Ausbau von Wärmepumpen anzureizen, ist das Verhältnis des Strompreises zu den Brennstoffpreisen für die zur Verfügung stehenden Alternativen. Strom war in Deutschland in den vergangenen Jahren pro kWh oft mehr als dreimal so teuer wie Erdgas, sodass bereits die Betriebskosten einer Wärmepumpe höher sind als jene einer Gasheizung, zusätzlich zu höheren Anschaffungskosten. Ein Blick in das europäische Ausland zeigt, dass in Ländern, in denen der Preisunterschied zwischen Strom und Erdgas durch politische Maßnahmen reduziert wurde, der Anteil von Wärmepumpen deutlich höher ist als in Deutschland. Ein niedriger Strompreis ist auch für andere zu elektrifizierenden Anwendungen vorteilhaft. Die Abschaffung der EEG-Umlage Mitte 2022 war daher sinnvoll. Es sollten weitere Maßnahmen zur Senkung des Strompreises ergriffen werden. Zusätzlich könnten dynamische Netzentgelte dazu beitragen, die Flexibilität von neuen elektrifizierten Anwendungen zu nutzen.

Im Jahr 2023 waren 6,4 Mio. Haushalte in Deutschland an ein Fernwärmenetz angeschlossen, was eine Steigerung von rund 21 % gegenüber 2012 darstellt. Der Fernwärmeverbrauch ist in den letzten Jahren leicht rückläufig, bedingt durch milde Witterung und durch Einsparmaßnahmen. Neben dem Wandel der Beheizungsstruktur ist auch eine Effizienzsteigerung der Gebäude grundlegend für eine erfolgreiche Wärmewende. Zur Einhaltung der Klimaziele müssten jährlich 1,3 bis 2 % der Gebäude in Deutschland energetisch saniert werden. Die tatsächliche Sanierungsrate liegt jedoch unter 1 %. Die Datenlage zur Gebäudeeffizienz und zur Sanierungsrate ist unzureichend; hier wird ein verbessertes Monitoring empfohlen. Daten und Maßnahmen sollten sowohl die Sanierungsrate als auch die Sanierungstiefe betrachten. Bei Fördermaßnahmen ist die soziale Ausgewogenheit wichtig. Mitnahmeeffekte sollten vermieden und Verteilungseffekte der Förderungen betrachtet werden. Die Expertenkommission empfiehlt, Fördermittel für die Gebäudesanierung stärker auf Eigentümer mit niedrigem Einkommen zu konzentrieren, und sieht die Ausweitung des Einkommens-Bonus auch auf Sanierungen der Gebäudehülle als sinnvollen ersten Schritt an. Es wird empfohlen, auch die Grundförderung und/oder den Geschwindigkeitsbonus nach Einkommen zu staffeln, um die begrenzten Fördermittel möglichst zielgerichtet einzusetzen. Hierbei sollten Haushalte mit niedrigen Einkommen im vermietenden Bestand nicht vergessen werden. Darüber hinaus wird empfohlen, die finanzielle Unterstützung des Neubaus eher auf den sozialen Wohnungsbau zu fokussieren, und Mittel stärker der energetischen Sanierung zukommen zu lassen.

5.1 Endenergieverbrauch

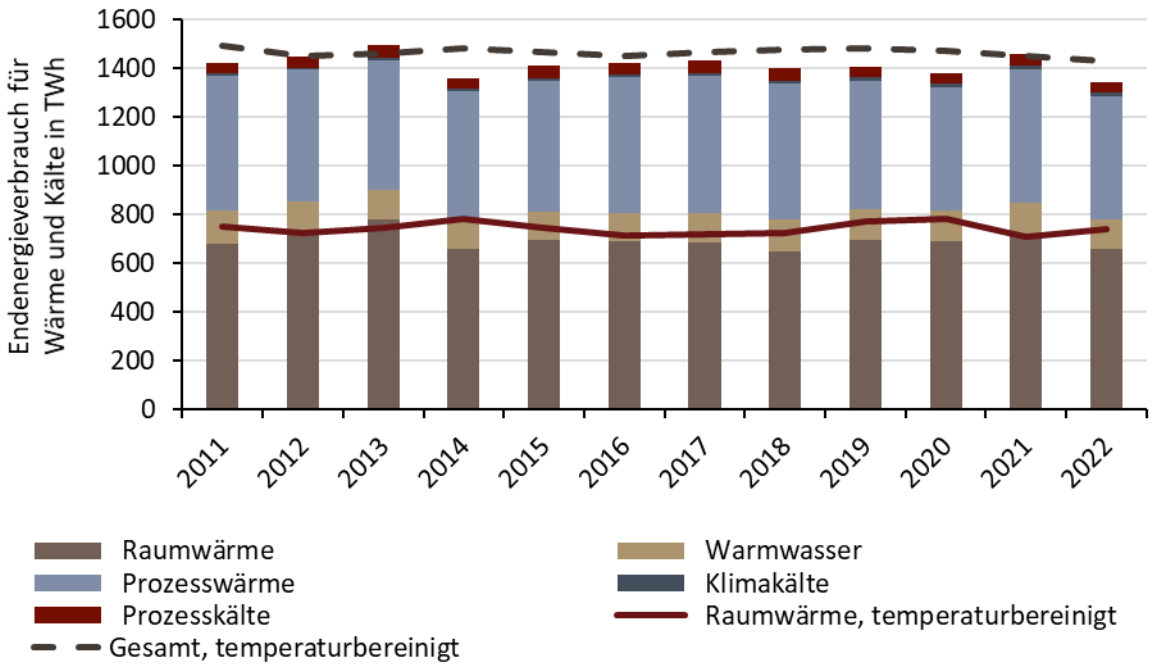
281. Der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte verursacht gut die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Er wird in Abbildung 5-1 für die Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie dargestellt. In Abbildung 5-2 wird er weiter nach den Energieanwendungen aufgeschlüsselt und bei der Raumwärme zusätzlich temperaturbereinigt angegeben. Über den betrachteten Zeitraum seit 2011 hinweg hielt sich der Endenergieverbrauch für Kälte und Wärme auf einem etwa gleichbleibenden Niveau, mit leichten jährlichen Schwankungen. Im GHD-Sektor ging er leicht zurück, im Sektor Haushalte hingegen kaum. Im Verkehr spielt der Wärmeverbrauch praktisch keine Rolle. Im Jahr 2022, d. h. während der Energiekrise, ist der Endenergieverbrauch insbesondere für Wärme etwas deutlicher gesunken (absolut um 1,6 % gegenüber dem Vorjahr, auf 1.344 TWh), was Einsparbemühungen aufgrund der hohen Energieträgerpreise vermuten lässt. Temperaturbereinigt ist speziell der Raumwärmeverbrauch in 2022 jedoch sogar gestiegen. Hier hatte die Energiekrise also noch keinen starken Effekt auf den Verbrauch. Da Preisanpassungen bei Versorgungsverträgen oft zeitlich verzögert wirken, hatten nur Teile der Verbrauchergruppen preisliche Sparanreize.

Abbildung 5-1: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Sektoren



Anmerkung: Nicht temperaturbereinigt
Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB 2023b).

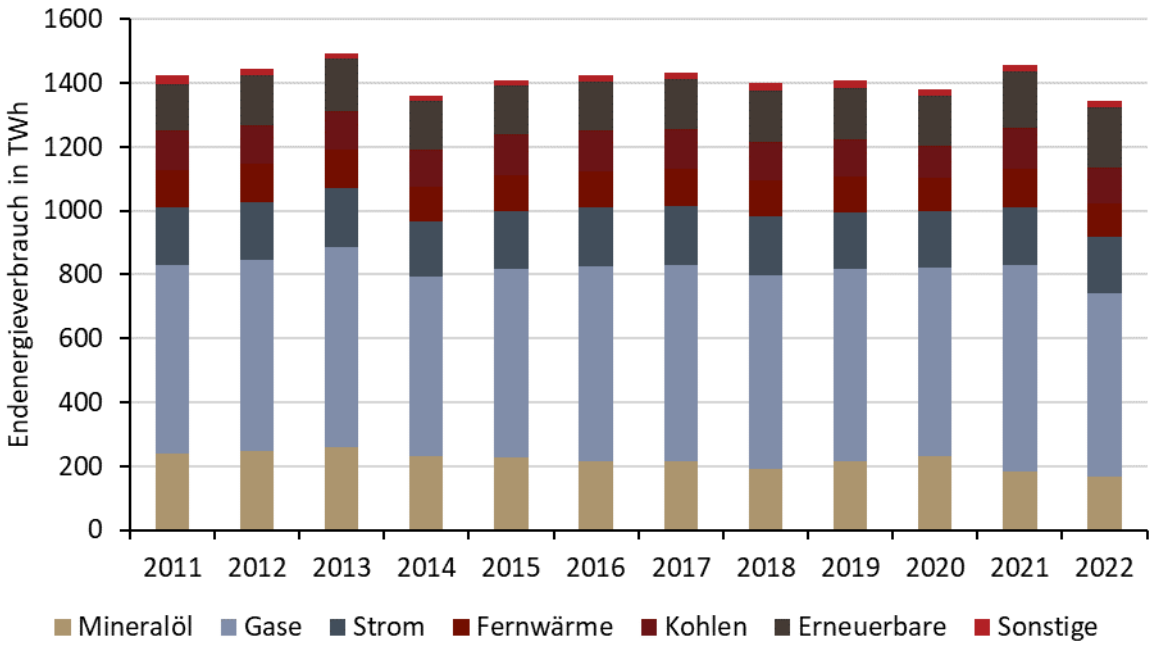
Abbildung 5-2: (Temperaturbereinigter) Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Anwendung



Anmerkung: Balken enthalten Originalwerte, Linien zeigen Werte mit temperaturbereinigtem Raumwärmeverbrauch; Temperaturbereinigung mit durchschnittlichen Heizgradtagen von 1990 bis jeweils t-1. Beschreibung der Methode in Fußnote 1.
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AG Energiebilanzen (AGEB 2023b); Temperaturbereinigung basierend auf Daten von Eurostat (2023).

282. Der Blick auf die verwendeten Energieträger für die Bereitstellung von Wärme und Kälte (vgl. Abbildung 5-3) zeigt ebenfalls eine relativ konstante Entwicklung. Der Anteil von Mineralöl an der Wärmebereitstellung ging dabei von 18 % in 2013 auf 13 % in 2022 zurück, jener von Kohlen veränderte sich im betrachteten Zeitraum hingegen kaum (zwischen 8,6 und 9,6 %). Auch die Anteile von Erdgas, Strom und Fernwärme blieben stabil, jener der Erneuerbaren stieg leicht.

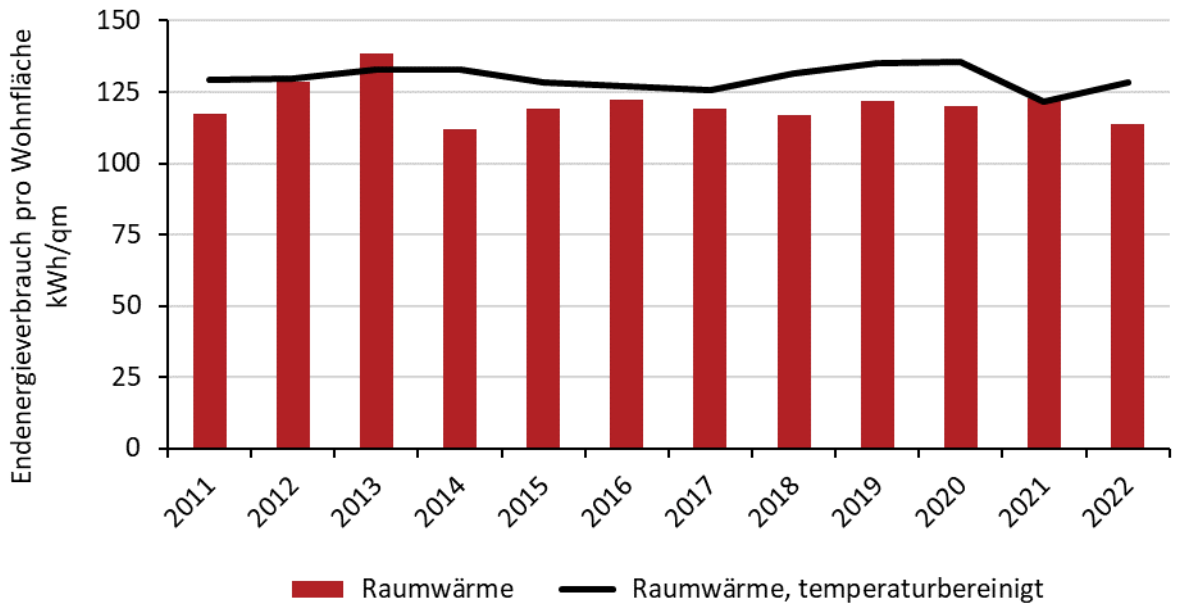
Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Energieträgern



Anmerkung: Nicht temperaturbereinigt
Quelle: AG Energiebilanzen (2023b).

283. Abbildung 5-4 zeigt den Endenergieverbrauch für Raumwärme pro Quadratmeter Wohnfläche für Wärme und Kälte bei privaten Haushalten. Es ist im Jahr 2022 eine Reduzierung des Endenergiebedarfs gegenüber 2021 erkennbar, von 122,8 auf 113,8 kWh/ m². Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch pro Quadratmeter ist jedoch 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 5,5 % gestiegen und beträgt nun 128 kWh/qm, was sich kaum von der Höhe des Wertes im Jahr 2011 (129,3 kWh/m²) unterscheidet. Eine nennenswerte Reduzierung, z. B. durch Sanierungen, lässt sich also bisher nicht beobachten. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass sich die Zahl der Einwohner in Deutschland in diesem Zeitraum deutlich erhöht hat. Gegenüber 2011 wuchs die Bevölkerung hierzulande um vier Mio. Personen an, was eine Steigerung um mehr als 5 % darstellt; davon entfiel alleine auf das Jahr 2022 ein Zuwachs um 1 Mio. Personen (Statistisches Bundesamt 2024).

Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch für Raumwärme privater Haushalte pro Wohnfläche



Anmerkungen: Temperaturbereinigung mit durchschnittlichen Heizgradtagen von 1990 bis jeweils t-1. Beschreibung der Methode in Fußnote 1.
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AG Energiebilanzen (AGEB 2023b), Umweltbundesamt (UBA 2022).

5.2 Klimafreundliche Wärmeversorgung

284. Die Versorgung von Gebäuden mit klimafreundlicher Wärme war im Jahr 2023 aufgrund der Erarbeitung einer Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) ein prominentes Thema der öffentlichen Debatte. Das GEG definiert, welche Heizsysteme zukünftig in Gebäuden eingebaut werden dürfen. Als Optionen, die die geltende Vorgabe eines Anteils an erneuerbaren Energien von 65 % erfüllt, wurden darin definiert: der Anschluss an ein Wärmenetz, der Einbau einer Wärmepumpe, einer Biomasseheizung (Holz, Hackschnitzel und Pellets), einer Stromdirektheizung (in gut gedämmten Gebäuden), die Kombination eines öl- oder gasbetriebenen Heizkessels mit einer Wärmepumpe, einer Solarthermieanlage oder einer Biomasseheizung oder der Einbau einer alleinigen Solarthermieanlage oder einer Gasheizung, die nachweislich mindestens 65 % nachhaltiges Biomethan, biogenes Flüssiggas oder Wasserstoff nutzt.

285. Verknüpft mit dem GEG ist am 1.1.2024 das Wärmeplanungsgesetz in Kraft getreten. Es verpflichtet Kommunen, abhängig von ihren Einwohnendenzahlen, bis 30. Juni 2026 oder 2028 einen Wärmeplan aufzustellen, in dem festgelegt wird, in welchen Gebieten und zu welchem Zeitpunkt Wärmenetze oder klimaneutrale Gasnetze vorgesehen werden. Steht in Gebäuden ein Heizungstausch an, dann kann unter Einbezug des Wärmeplans entschieden werden, welche Heizungstechnologie gewählt wird. In vergangenen Stellungnahmen hat die Expertenkommission sich stets für die verpflichtende kommunale Wärmeplanung ausgesprochen.

286. Das Wärmeplanungsgesetz legt gleichzeitig einen Pfad zur Dekarbonisierung der Wärmenetze fest. Ziel ist es, dass in 2030 im Mittel 50 % und 2045 100 % der Nettowärmeerzeugung in Wärmenetzen aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammen, wobei der Anteil von Biomasse bei über 50 km langen Netzen in 2045 bei maximal 15 % liegen darf. Dafür sollen ab dem 1. März 2025 alle neuen Wärmenetze mit 65 % erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist werden. Bestehende Wärmenetze sollen ab 2030 mindestens zu 30 % und ab 2040 mindestens zu 80 % mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist werden.

287. Betrachtet man die bekannten Szenarienstudien zur Erreichung von Klimaneutralität bis 2045, so erkennt man, dass in den meisten Szenarien die direkte Elektrifizierung mittels Wärmepumpen die wichtigste Technologieoption für die Wärmeversorgung ist, und darüber hinaus die Fernwärme wichtige Beiträge liefert. Solarthermie spielt in den Szenarien eine verschwindend kleine Rolle, und Bioenergie wird in einigen Szenarien gar nicht als Option gesehen, in anderen als eine Option mit kleineren Anteilen. Wasserstoff oder synthetisches Erdgas zur Gebäudeenergieversorgung werden in den Szenarien ebenfalls wenig für die Gebäudewärme eingesetzt, in einigen sogar gar nicht. ESYS 2023 liefert eine Meta-Analyse der breiter diskutierten Klimaneutralitätsszenarien. In Tabelle 5-1 sind darüber hinaus die Heiztechnologien der BMWK-Langfristszenarien (Fraunhofer ISI 2021) zusammengefasst, da hier dezidiert unterschiedliche Annahmen über den Stellenwert der Energieträger Strom, Wasserstoff und synthetische Kraft-/Brennstoffe gemacht wurden und somit die Bandbreite der Ergebnisse vergleichsweise groß ist.

288. In den Langfristszenarien werden drei Schwerpunktszenarien in Bezug auf verschiedene Energieträger unterschieden, die alle die im Klimaschutzgesetz vorgegebenen Treibhausgaspfade einhalten. Für den Gebäudesektor gehen die Szenarien von jeweils guten Voraussetzungen für das Heizen mit den Energieträgern Strom, synthetischem Methan und Wasserstoff aus und begrenzen in allen Szenarien das Heizen mit Holz (maximal 31 TWh plus Sicherheitsmarge in 2045) und Fernwärme (maximal 95 TWh in 2045). Im stromfokussierten Szenario wird das Heizen mit synthetischem Methan und Wasserstoff von vornherein ausgeschlossen. In den auf synthetischem Methan und Wasserstoff fokussierten Szenarien wird davon ausgegangen, dass die Energieträger jeweils ab 2030 im Gasnetz beigemischt werden, bis sie 2045 einen Anteil von 100 % ausmachen. In allen Szenarien wird das Potential der Fernwärme voll ausgeschöpft. Wärmepumpen machen in 2045 den deutlich größten Anteil der Wärmeerzeugung aus (41 bis 80 %). Folglich sind diese beiden Optionen „no-regret“-Optionen, unabhängig von den unterschiedlichen Annahmen in den Szenarien. Im stromfokussierten Szenario werden für eine reine Beheizung mit Wärmepumpen ungeeignete Gebäude im klimaneutralen System 2045 mit Biomasse-Kesseln beheizt (bis 2030 mit hybriden Systemen aus Wärmepumpen und fossilen Gaskesseln oder Direktheizungen). In den Szenarien mit Fokus auf synthetischem Methan und Wasserstoff werden bis 2030 fast so viele Wärmepumpen ausgebaut wie im Strom-Szenario, da die klimaneutralen Gase noch nicht zur Verfügung stehen. Danach werden Gaskessel verstärkt ausgebaut, teilweise kombiniert mit

Wärmepumpen in hybriden Systemen. Ergänzend zu Wärmepumpen und Fernwärme auch klimaneutrale Gase zu nutzen, kann also den Druck bei der Gebäudesanierung oder dem Wärmepumpenausbau reduzieren. Jedoch ist hier zu beachten, dass klimaneutrale Gase dann gegebenenfalls für Anwendungen in anderen Sektoren nicht zur Verfügung stehen, für die es keine klimaneutralen Alternativen gibt.

Tabelle 5-1: Übersicht über Annahmen und Ergebnisse der BMWK-Langfristszenarien

Schwerpunkt-Energieträger des Szenarios	Voraussetzungen und Annahmen	Reduktion Endenergieverbrauch 2045	Anteil Wärmepumpen 2045	Anteil Gaskessel 2045	Weitere Technologien 2045
Strom	Synthetisches Methan und Wasserstoff stehen nicht für Heizzwecke zur Verfügung. Gebäudeeffizienz steigt sehr stark**	49 %	76 %	0 %	Fernwärme*: 22 % Biomasse-Kessel*: 2 %
Strom, Sensitivität reduzierte Effizienz	Synthetisches Methan und Wasserstoff stehen nicht für Heizzwecke zur Verfügung. Gebäudeeffizienz steigt stark***	35 %	80 %	0 %	Fernwärme*: 19 % Biomasse-Kessel*: 1 %
Synthetisches Methan	Synthetisches Methan wird ab 2030 dem Gasnetz beigemischt, 2045 zu 100 %. Gebäudeeffizienz steigt stark***.	35 %	41 %	29 %	Fernwärme*: 20 % Biomasse-Kessel*: 1 % Hybrid-Systeme Wärmepumpen und Gaskessel: 8 %
Wasserstoff	Wasserstoff wird ab 2030 dem Erdgas im Gasnetz beigemischt, 2045 zu 100 %. Gebäudeeffizienz steigt stark***.	35 %	55 %	15 %	Fernwärme*: 20 % Biomasse-Kessel*: 2 % Hybrid-Systeme Wärmepumpen und Gaskessel: 8 %

Anmerkungen: Technologiemix und Endenergieverbrauch werden mit einem Modell des Gebäudesektors bestimmt (GEMOD), in dem Grenzen für bestimmte Technologien gesetzt werden können. *Das Fernwärmepotential ist in allen Szenarien auf 95 TWh begrenzt und wird voll ausgeschöpft. Das Biomasse-Potential wird in allen Szenarien auf 31 TWh begrenzt, es werden jedoch nur 18-20 TWh ausgeschöpft. **Anforderungen bei Bestandssanierungen auf Niveau von Effizienzhaus 55, Sanierungsrate 1,95 %. ***Anforderungen bei Bestandssanierungen auf Niveau von Effizienzhaus 70, Sanierungsrate 1,49 %.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Szenarioexplorer der Langfristszenarien (Fraunhofer ISI 2021).

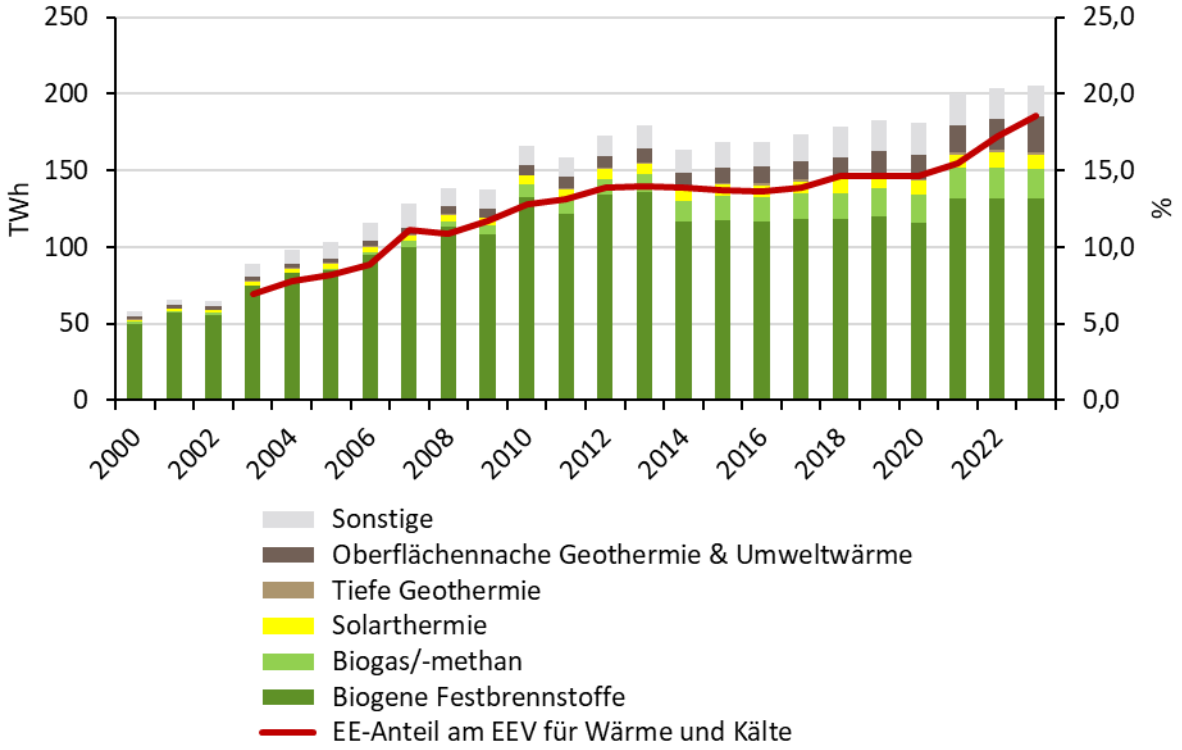
289. Die Optionen, die das GEG für zukünftige Heizsysteme vorsieht, sind prinzipiell in Übereinstimmung mit den Einschätzungen aus den Szenarien, aber es wird darauf ankommen, die Förderung und die Gestaltung der Rahmenbedingungen für den Ausbau der notwendigen Infrastrukturen so zu setzen, dass vor allem die effizientesten Defossilisierungsoptionen – in den meisten Fällen Wärmepumpen und Wärmenetze – zügig ausgebaut werden.

5.3 Anteil erneuerbarer Energien und Beheizungsstruktur

290. Der Blick auf die bisherigen Anteile erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung (Abbildung 5-5) zeigt hingegen ein anderes Bild. Hier ist zu berücksichtigen, dass Fernwärme und

elektrische Wärmeerzeugung bei dieser Darstellung nicht berücksichtigt werden, da der für ihren Betrieb eingesetzte Energieträgermix nicht erfasst wird. Stattdessen machen biogene Energiequellen den weitaus größten Teil des erneuerbaren Wärmeverbrauchs aus, darunter biogene Festbrennstoffe, also im Wesentlichen Holz, als größte Energiequelle. Die tiefe Geothermie und die Solarthermie spielen für die Wärmeversorgung eine untergeordnete Rolle und machten zuletzt einen Anteil von jeweils rund 1 % und 4 % des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien aus. Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme, welche in Kombination mit Wärmepumpen nutzbar sind, haben in den letzten Jahren einen starken Anstieg verzeichnet und machten im Jahr 2023 einen Anteil von 11,6 % am erneuerbaren Wärmeverbrauch aus.

Abbildung 5-5: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte



Anmerkung: EE-Anteil ohne elektrische Wärmeerzeugung und Fernwärme; Sonstige umfassen biogene flüssige Brennstoffe, Klär- und Deponiegas sowie den biogenen Anteil des Abfalls.
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2024).

291. Der steigende Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch ist nicht uneingeschränkt positiv zu bewerten. Denn der weitaus größte Anteil des früheren Wachstums und der aktuellen Energiebereitstellung geht auf das Verfeuern von Holz zurück. Etwa die Hälfte des jährlich in Deutschland verbrauchten Holzes wird für energetische Zwecke verbrannt. Der Holzverbrauch in Deutschland ist in den vergangenen Jahrzehnten zunächst stark gestiegen und zeigt nach einem Peak in 2013 einen nur leicht rückläufigen Trend; 2021 lag er mehr als viermal so hoch wie 1950, und immerhin noch 60 % höher als 1990 (Thünen-Institut 2024). In nicht ganz so starkem Maße, aber dennoch deutlich stieg auch der Holzeinschlag, sodass heute bereits ein

großer Anteil der Holzmenge, die hierzulande jährlich nachhaltig nachwächst, genutzt wird (der Holzim- und -export hält sich dabei im langjährigen Mittel in etwa die Waage, jedoch mit deutlichen Schwankungen). Weltweit wird deutlich mehr Holz pro Jahr eingeschlagen als nachwächst (Beck-O'Brien 2022), d. h. es gibt auch kein globales Überangebot, das Deutschland nachhaltig mitnutzen könnte. Eine Steigerung des Holzverbrauchs, der pro Kopf in Deutschland bereits jetzt mehr als doppelt so hoch ist wie im globalen Durchschnitt (Beck-O'Brien 2022) trägt somit sehr wahrscheinlich zur weiteren Entwaldung bei und ist daher aus Klimaschutzsicht kontraproduktiv.

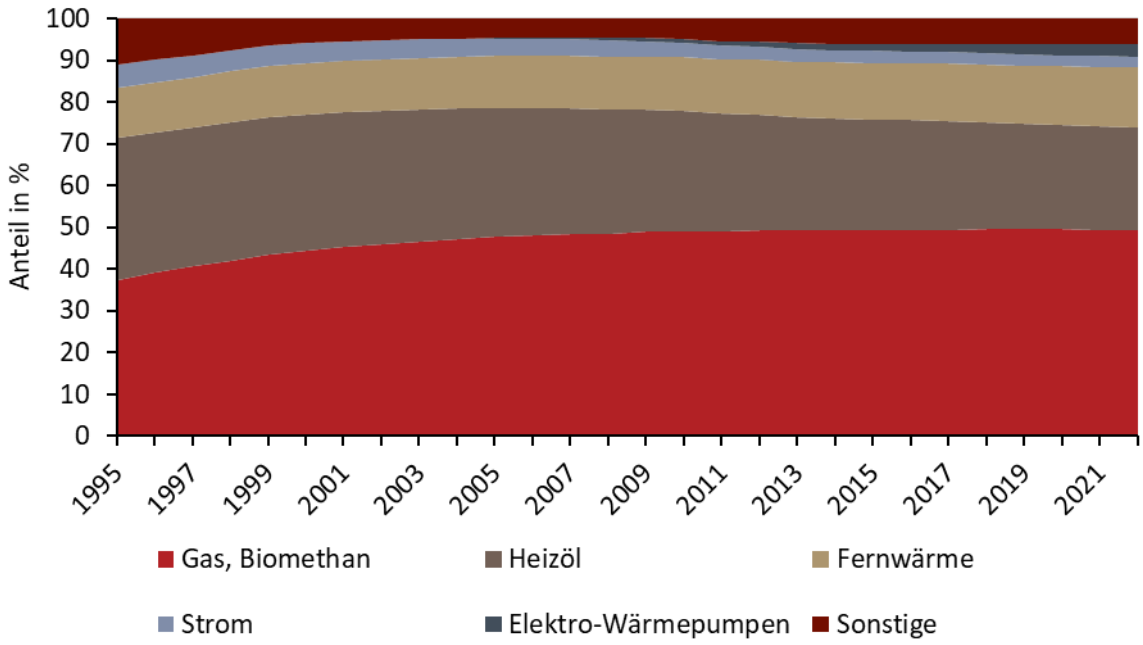
292. Zudem geht die Verbrennung von Holz mit CO_2-Emissionen einher; diese sind pro Wärmeeinheit sogar höher als bei der Verwendung fossiler Energieträger wie Erdgas. Gemäß international festgelegten Regeln werden diese CO_2-Emissionen auf der Ebene der Treibhausgasinventare jedoch nicht dem jeweiligen Verbrauchssektor (z. B. den Gebäuden) angerechnet. Stattdessen werden sie im Treibhausgasinventar bei Holzentnahmen im LULUCF-Sektor inventarisiert. Aus dieser Top-down-Perspektive können sich jedoch problematische Anreizeffekte für mehr Holzeinsatz ergeben. Wenn die Senkenfunktion von Wäldern nicht gleichzeitig entsprechend nachhaltig ausgebaut werden kann, ist die vereinfachende Annahme, dass jegliche Holznutzung aus nachhaltigem Aufkommen stammt und Emissionen bei der Verbrennung in gleicher Höhe durch Kohlenstoff-Einbindungen der Wälder ausgeglichen werden, nicht mehr belastbar. Auch angesichts der großen Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Senkenleistung von Wäldern in Deutschland ist es fraglich, ob diese Annahme angemessen ist. Zudem finden die Kohlenstoff-Einbindungen unabhängig von der Holzverbrennung statt und könnten besser zum Ausgleich schwerer zu vermeidenden Treibhausgasemissionen genutzt werden. Es stellt sich also die Frage, wie in klimapolitischen Instrumenten die CO_2-Emissionen von Biomasse bewertet werden sollen. Darüber hinaus entstehen bei der Holzverbrennung weitere Schadstoffemissionen wie bspw. NO_x, die die Luftqualität vor allem in Städten verschlechtern. Angesichts dieser gewichtigen Nachteile und vor dem Hintergrund verfügbarer alternativer Technologien der (Raum-) Wärmeversorgung, wie v. a. Wärmepumpen, ist ein Ausbau von Biomasseheizungen nicht sinnvoll. Nach Auffassung der Expertenkommission sollte dieser daher auch nicht, wie aktuell in der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) implementiert, finanziell gefördert werden.

293. Auch bei der Verwendung gasförmiger oder flüssiger Biomasse stellen sich Herausforderungen in Bezug auf CO_2-Emissionen und Nachhaltigkeit (vgl. Kapitel 4.3). Eine weitere Ausweitung dieser Energiequellen für die Wärmeversorgung ist dort nicht wünschenswert, wo es praktikable Alternativen gibt. Biomasse sollte für die Wärmebereitstellung prioritär in der Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt werden, da hier weniger technische bzw. wirtschaftliche Alternativen vorhanden sind als bei der Bereitstellung von Raumwärme.

294. Abbildung 5-6 zeigt die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand. Durch die langen Investitionszyklen von oft 30 Jahren oder mehr ändert sich der Bestand nur sehr langsam. Die starke Förderung von effizienten Gaskesseln in der Vergangenheit schlägt sich in steigenden Anteilen von Erdgas (und geringe Mengen an Biomethan) als Heizenergiequelle nieder.

Der Anteil von Heizöl an der Wärmeversorgung wurde hingegen zurückgedrängt. Fernwärme hat einen nahezu konstanten Anteil an der Wärmeversorgung, und Wärmepumpen spielen erst seit etwa einem Jahrzehnt eine nennenswerte Rolle. Die Verwendung von Strom in Direktheizungen hat einen kleinen und sinkenden Anteil. Hierunter fallen vor allem Nachtspeicherheizungen. Insgesamt ist der Anteil an strombasierten Heiztechnologien seit 2003 nahezu konstant; es hat sich nur das Verhältnis zwischen Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen verändert.

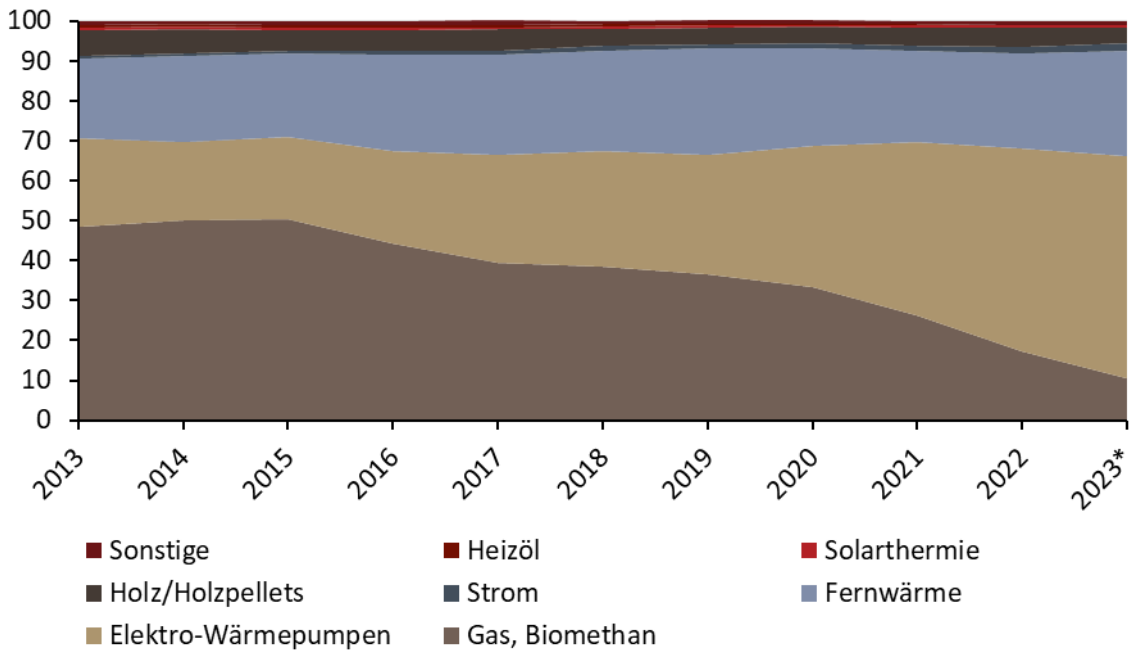
Abbildung 5-6: Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand



Anmerkung: „Sonstige“ beinhaltet unter anderem Holzpellets, Solarthermie, Kohle. “Strom” beinhaltet größtenteils (Nacht-) Stromspeicheröfen.
Quelle: Eigene Darstellung, nach Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2024 (BDEW 2024a).

295. Im Neubau nahm der Anteil von installierten Gaskesseln deutlich ab, während der von Wärmepumpen stieg und zur wichtigsten Technologie wurde. Die weiteren Optionen Fernwärme, Holz-/Pelletheizungen, Solarthermie und Stromdirektheizungen (z. B. Infrarotheizungen) hatten in den letzten zehn Jahren einen etwa konstanten Anteil an Neubauten, mit Fernwärme als zweitwichtigster Technologie, gefolgt von Holz/Pellets sowie den weiteren beiden Optionen als marginale Technologien.

Abbildung 5-7: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau



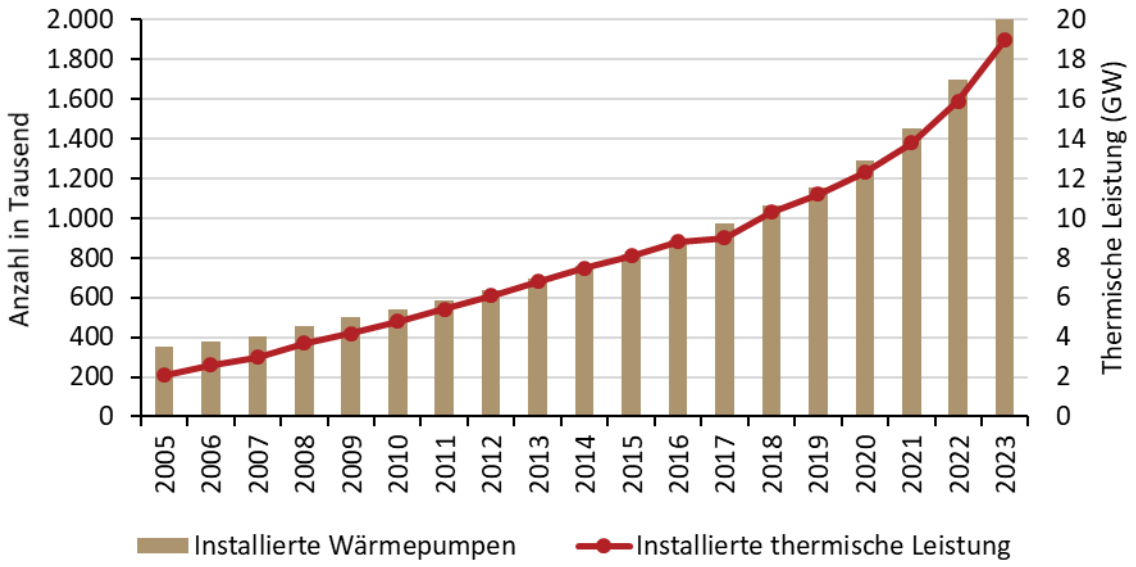
Anmerkung: Zum Bau genehmigte neue Wohnungen. Daten für 2023 sind vorläufig und teilweise vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. geschätzt. „Sonstige“ beinhaltet unter anderem Holzpellets, Solarthermie, Kohle. “Strom” beinhaltet direktelektrische Heizungen wie z. B. Infrarotheizungen.
Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2023a; BDEW 2023c; BDEW 2024a).

296. Die Anzahl installierter Wärmepumpen wächst kontinuierlich und erreichte 2023 einen Stand von knapp 2 Mio. Anlagen mit einer thermischen Gesamtleistung von knapp 19 GW. Im Vergleich zu der Zahl an Wärmepumpen, die in Klimaneutralitätsszenarien für 2045 ermittelt werden, stellt die bisher installierte Anzahl erst einen kleinen Anteil dar – vier von fünf der als “Big 5” bezeichneten ausführlichen und öffentlich diskutierten Szenarien (vgl. Prognos et al. 2022) landen bei 15 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2045. Eine Weiterführung des bisherigen Wachstums reicht zur Erreichung dieses Wertes noch nicht aus.

297. Die über Fernwärme bereitgestellte Wärme ist in Abbildung 5-9 zu sehen. Im Jahr 2023 lag der Verbrauch bei 114 TWh (2022: 124 TWh). Die Schwankungen im Fernwärmeverbrauch sind hauptsächlich auf Temperatureinflüsse zurückzuführen; temperaturbereinigt liegt der Verbrauch 2023 bei 132 TWh (2022: 140 TWh). Die Reduktion im Jahr 2022 wird zusätzlich zum Teil durch die Energiekrise erklärt.

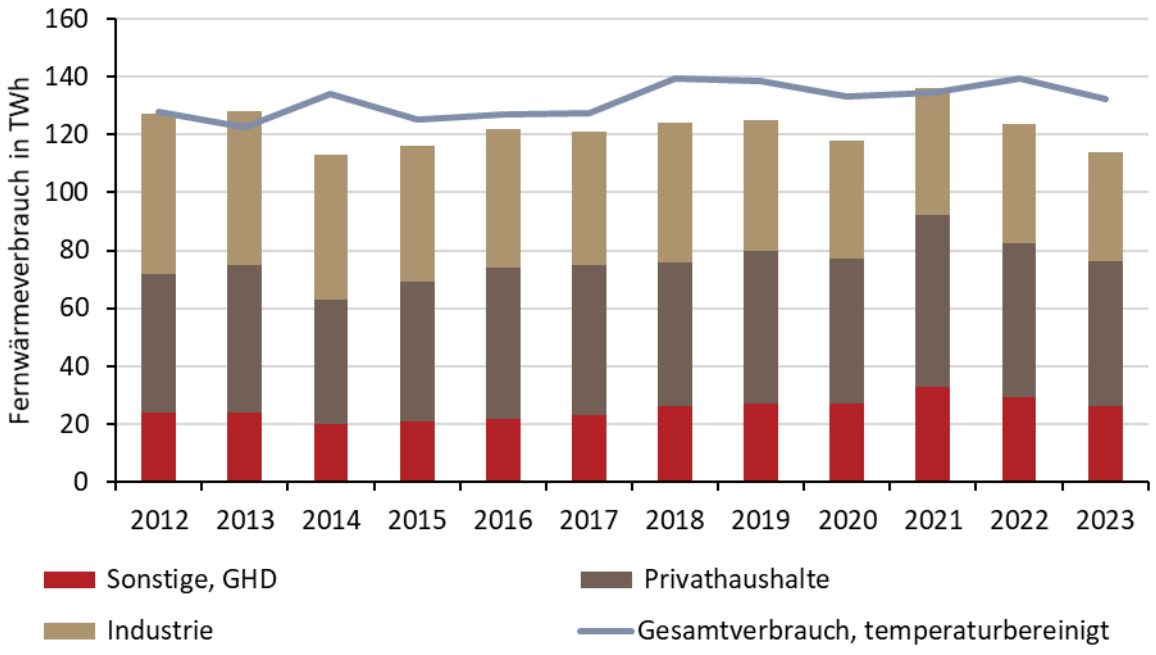
298. Abbildung 5-9 zeigt, dass die Anzahl der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte zwischen 2012 und 2023 von 5,3 auf 6,4 Millionen gestiegen ist.

Abbildung 5-8: Anzahl und thermische Leistung installierter Wärmepumpen in Deutschland



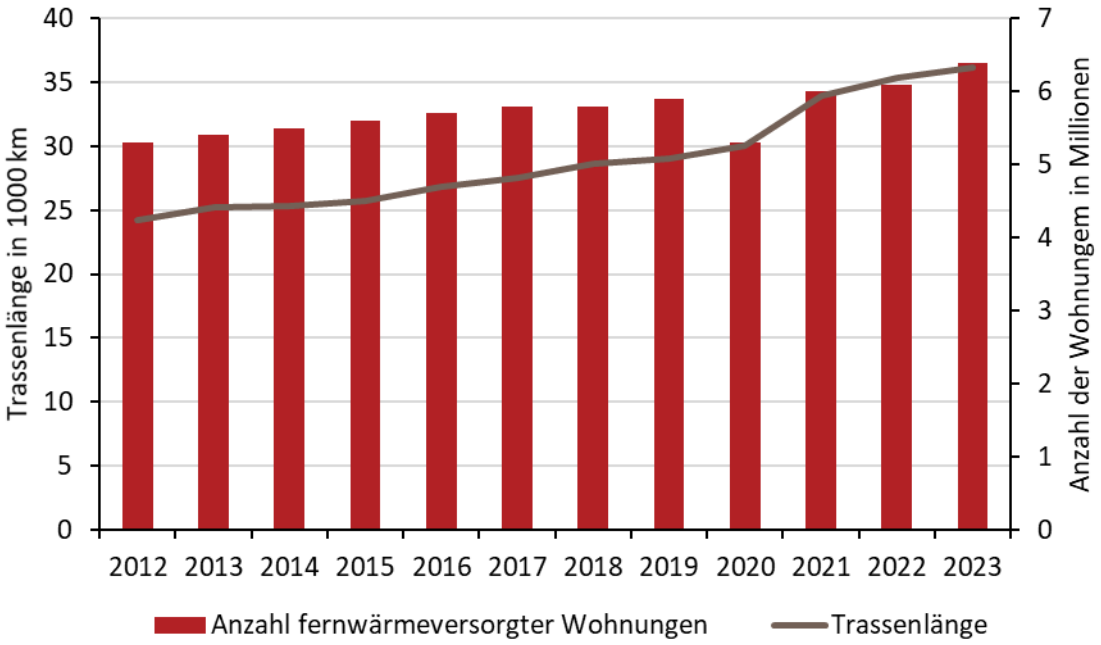
Quelle: Eigene Darstellung nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2023, AGEE-Stat 2024).

Abbildung 5-9: Verwendung der Fernwärme in Deutschland nach Einsatzgebiet



Anmerkungen: Zahlen für 2023 vorläufig und teilweise vom BDEW geschätzt. Temperaturbereinigung nach Destatis (2024) mit durchschnittlichen Gradtagzahlen von 1990 bis jeweils t-1.
Quellen: Eigene Darstellung nach Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2024a; BDEW 2022a), Temperaturbereinigung basierend auf Daten von Eurostat (2023).

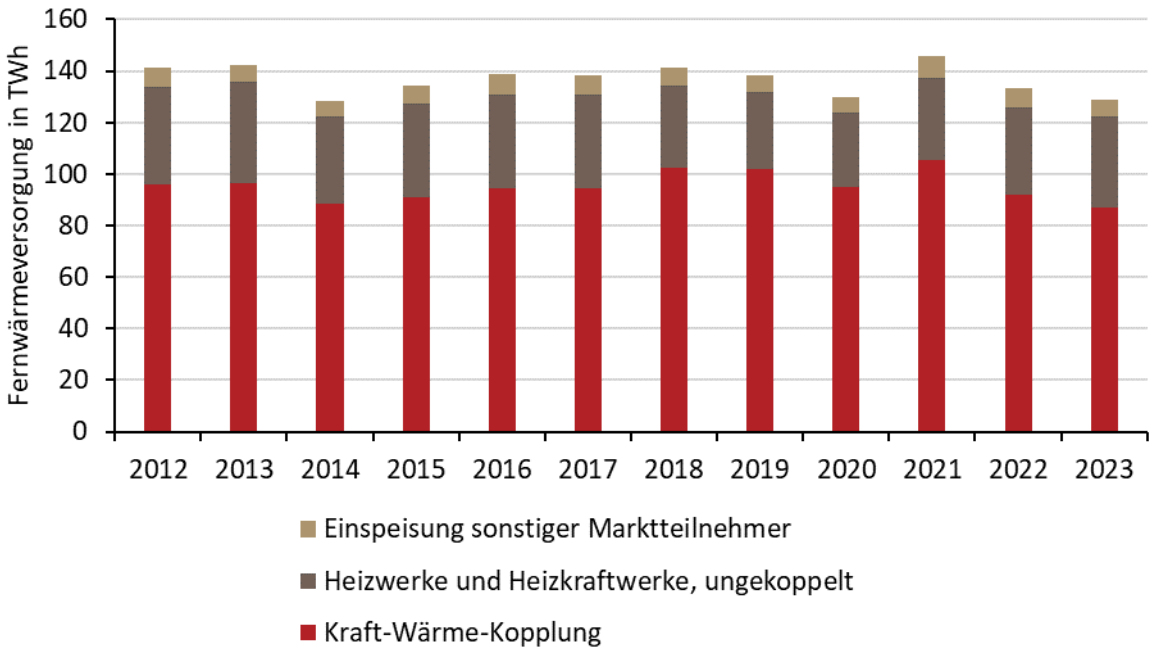
Abbildung 5-10: Anzahl der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte und Trassenlänge der Wärmenetze in Deutschland



Anmerkung: Zahlen für 2023 vorläufig und teilweise vom BDEW geschätzt.
Quelle: Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2020a; BDEW 2021a; BDEW 2023b; BDEW 2024a).

299. Abbildung 5-11 zeigt die Erzeugungstechnologien, die derzeit zur Fernwärmeerzeugung verwendet werden. Den größten Anteil macht die Kraft-Wärme-Kopplung aus. Großwärmepumpen sind in der Erhebung nicht berücksichtigt und spielen in Fernwärmenetzen mit einer thermischen Gesamtleistung von 60 MW (Anfang 2023, zzgl. 600 MW in Bau oder in Planung) bisher noch kaum eine Rolle (Fraunhofer IEG 2023). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärmeerzeugung ist zwischen 2012 und 2022 von knapp 15 % auf 23 % gestiegen (AGEB 2023), soll jedoch gemäß dem Wärmeplanungsgesetz bis 2030 noch auf 50 % steigen.

Abbildung 5-11: Fernwärmeerzeugung in Deutschland

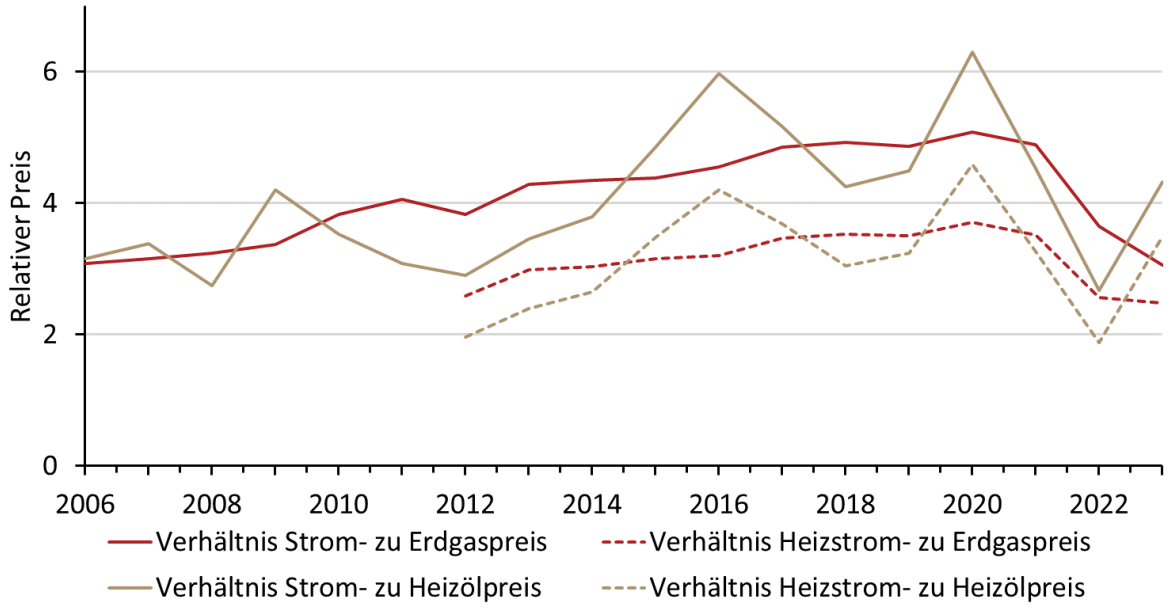


Anmerkungen: Zahlen für 2023 vorläufig und teilweise von BDEW geschätzt. Die Unterschiede in der Summe zur Fernwärmeerzeugung ergeben sich aufgrund von Wärmebetriebsverbrauch, Netzverlusten, Import und Export sowie statistischen Differenzen und liegen im Bereich 14 bis 20 TWh pro Jahr.
Quellen: Eigenen Darstellung nach Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2023a; BDEW 2023c; BDEW 2021b; BDEW 2020a; BDEW 2020b).

300. Da die direkte Elektrifizierung der Wärmeversorgung eine wichtige und effiziente Möglichkeit der Dekarbonisierung darstellt, stellt sich die Frage, wie der weitere Ausbau insbesondere der dezentralen Wärmepumpen, aber auch von Großwärmepumpen als Quelle für Wärmenetze aussehen könnte. Bei der Wahl einer Heizungstechnologie spielt der erwartete Preisunterschied zwischen Strom und alternativen Energiequellen wie Erdgas/Biogas (oder auch Holz) eine wichtige Rolle. Für einen zügigen Ausbau der Wärmepumpen ist der relative Preisunterschied zwischen Strom und Erdgas am wichtigsten. Als obere Grenze für einen akzeptablen relativen Strom- zu Gaspreis kann der Vergleich zwischen einer Wärmepumpe mit der realistisch erreichbaren Jahresarbeitszahl 3 und einer Brennwerttherme herangezogen werden. Letztere kann Wirkungsgrade von etwa 100 % bezogen auf den Heizwert erreichen. Wenn der Strompreis also das Dreifache des Gas- (oder Heizöl-)Preises beträgt, sind die reinen Energiekosten beider Optionen gleich hoch. In diesem Fall geben nur die Anschaffungskosten und gesetzliche Vorgaben den Ausschlag, welche Option attraktiver ist. Oberhalb des Faktors 3 von Strom- zu Gas-/Ölpreisen ist die Wärmepumpe schon im Betrieb teurer. Abbildung 5-12 gibt die relative Preisentwicklung für den Zeitraum von 2006 bis 2023 wieder. Sie zeigt, dass das Verhältnis von Strompreisen zu Gaspreisen stets über diesem Faktor 3 lag. Auch wenn der Vergleich mit speziellen Wärmepumpentarifen durchgeführt wird, war das Verhältnis von Strom- zu Gas- und Heizölpreisen in vielen Jahren über dem Faktor

3. In diesem (bisherigen) Marktumfeld konnten nur solche Wärmepumpen überhaupt Energiekosten im Betrieb sparen, die höhere Jahresarbeitszahlen als 3 erreichten.

Abbildung 5-12: Verhältnis von Strompreisen (Abnahmefall Haushalte) zu Erdgas- und Heizölpreisen 2006 bis 2023



Anmerkung: Heizstrompreise ab 2015 sind arithmetisches Mittel aus Tarif für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen
Quellen: Strom- und Gaspreise gemäß Bundesnetzagentur (verschiedene Jahre); Heizölpreis gemäß Statista (2023).

301. Die Absatzzahlen von Wärmepumpen in Deutschland sind im europäischen Vergleich niedrig. Während im Jahr 2021 in Norwegen knapp 50 Wärmepumpen auf 1.000 Haushalte installiert wurden, waren es in Deutschland mit 4,3 nicht einmal ein Zehntel dessen (Bürger et al. 2022). In den Ländern, in denen viele Wärmepumpen abgesetzt werden, ist in der Regel auch das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen deutlich niedriger. In Schweden beispielsweise lag es 2021 bei 1,5; dort haben Wärmepumpen heute einen Marktanteil von 90 %, den höchsten in Europa. Das günstige Strom/Gas-Preisverhältnis ist vor allem auf die hohe CO_2-Besteuerung zurückzuführen, die Schweden bereits früh eingeführt hat, und die Erdgas zu einem teuren Energieträger macht. Die Niederlande sind ein Beispiel dafür, wie die Wärmeversorgung von einem hohen Anteil an Gasheizungen hin zur Wärmepumpe umgebaut werden kann. Im Rahmen eines nationalen Klimaabkommens wurde dort 2019 eine CO_2-Abgabe eingeführt, mit deren Einnahmen Strompreise direkt entlastet wurden (Bürger et al. 2022). Dies führte dazu, dass in 2021 das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen bei nur noch 1,3 lag. Das Preisverhältnis zusammen mit weiteren Maßnahmen zur Zurückdrängung von Gasheizungen hatte zur Folge, dass der Markthochlauf von Wärmepumpen in den Niederlanden stark an Fahrt aufgenommen hat.

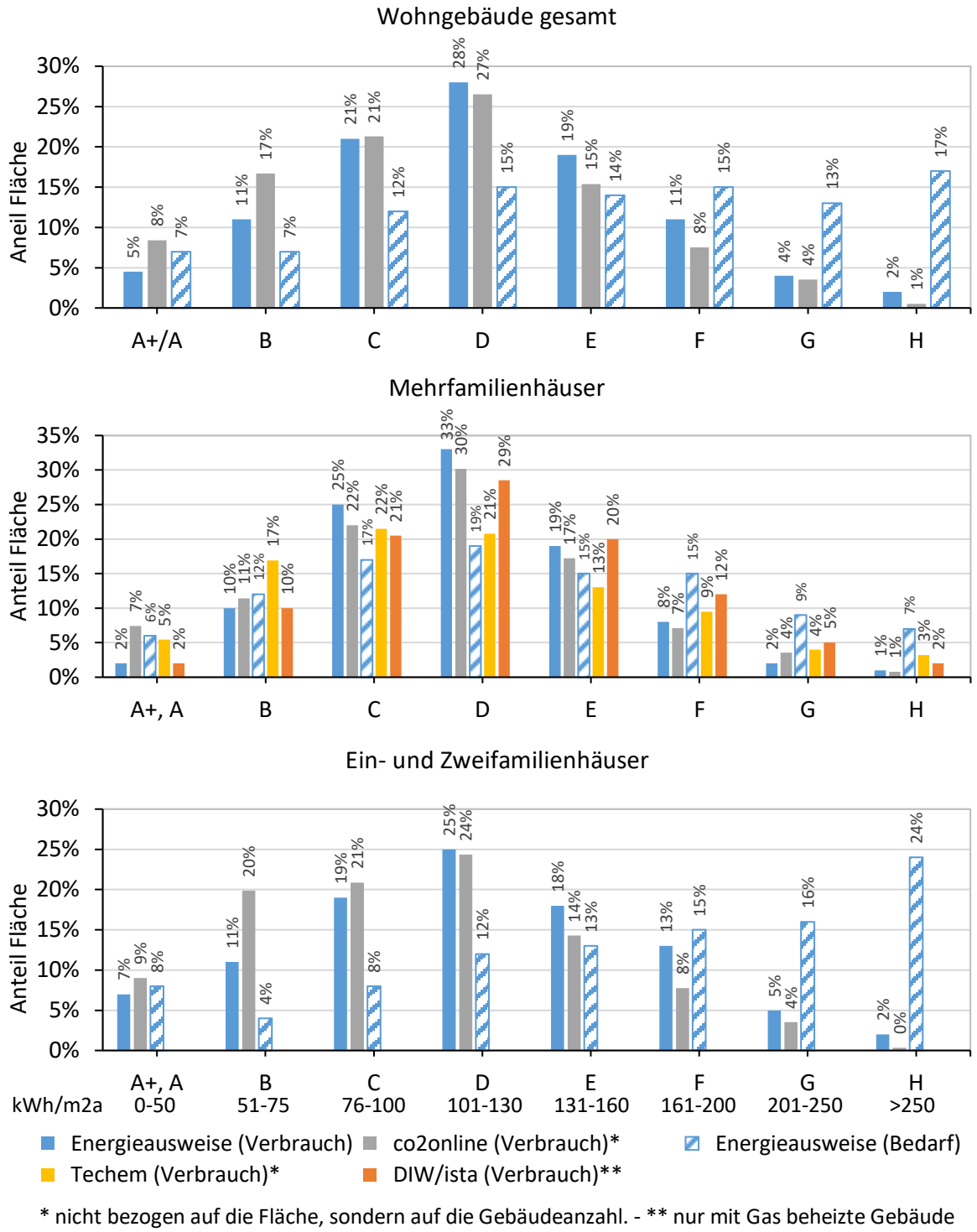
302. Für Deutschland lässt sich als Empfehlung ableiten, auf möglichst niedrige Strompreise hinzuwirken. Die Abschaffung der EEG-Umlage Mitte 2022 war ein sinnvoller Schritt in diese Richtung.

Mit den Regelungen für reduzierte Netzentgelte nach § 14a könnten (steuerbare) Wärmepumpen gezielt finanziell bessergestellt werden. Die Reduktion der Entgelte kann gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur pauschal ca. 110 bis 190 EUR betragen oder 60 % des bisherigen Entgelts. Zusätzlich zur pauschalen Reduktion kann ein dynamisches Netzentgelt genutzt werden. Ebenso können Kommunen für Wärmepumpenstrom die Konzessionsabgabe reduzieren oder sogar vollständig erlassen. Auch die Absenkung der Stromsteuer für Wärmepumpen auf den europäischen Mindestsatz wäre eine sinnvolle Option. Eine ähnliche Regelung gab es bereits bei Einführung der Stromsteuer, als Nachtspeicherheizungen nur einen reduzierten Steuersatz von 50 % der Stromsteuer zu zahlen hatten.

5.4 Sanierung

303. Der Gebäudebestand in Deutschland umfasst derzeit einen nicht unerheblichen Anteil an ineffizienten Gebäuden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Verteilung der Wohngebäude in Deutschland nach Effizienzklassen und stellt verschiedene Datenquellen gegenüber. Um die Klimaziele zu erreichen, ist es notwendig, dass die Effizienz des Gebäudebestands durch energetische Sanierungen deutlich gesteigert wird. Die Grafik basiert auf einer Auswertung der Energieausweise aus der DiBt-Datenbank (Verbrauchs- und Bedarfsausweise separat ausgewertet), auf Daten von Messdienstleistern (Datenreihe DIW/Ista sowie Techem), die den gemessenen Verbrauch in Mehrfamilienhäusern widerspiegeln sowie auf Daten von co2online.

Abbildung 5-13: Verteilung der Effizienz von Wohngebäuden nach Endenergie



Anmerkung: Die verschiedenen Datenquellen unterscheiden sich u. a. dadurch, dass sie (gemessene) Verbrauchswerte bzw. berechnete Bedarfswerte ausweisen. Der Vergleich zeigt, dass bei ineffizienten Gebäuden der Verbrauch deutlich unter dem berechneten Bedarf laut Energieausweis liegt.
Quelle: Öko-Institut (2023).

304. Bisher ist die Anzahl der in Deutschland pro Jahr durchgeführten Gebäudesanierungen zu niedrig, um die Ziele zu erreichen. Die Sanierungsrate wird nicht regelmäßig erhoben, die letzte umfassende Auswertung durch das Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) aus dem Erhebungsjahr 2016 kommt zu dem Ergebnis, dass die Sanierungsrate im Zeitraum 2010–2016 etwa 1 % betrug (Cischinsky und Diefenbach 2018). In einer Erhebung des Bundesverbands energieeffiziente Gebäudehülle e.V. aus dem Jahr 2023 wird eine Sanierungsrate von etwa 0,8 % festgestellt (BuVEG 2023). Um die Klimaziele zu erreichen, ist es notwendig, dass die Sanierungsrate gesteigert wird. Eine im Rahmen des Ariadne-Projektes durchgeführte Analyse verschiedener Zielszenarien für den Gebäudebereich zeigt eine Bandbreite notwendiger Sanierungsraten von 1,3 %-2 % (Prognos et al. 2022).

305. Verschiedene Instrumente wirken auf die Sanierungsrate. Ordnungsrechtlich wird die Sanierungsrate bisher nur eingeschränkt adressiert: Die im Gebäudeenergiegesetz gestellten Anforderungen an die Effizienz von Gebäuden und Elementen der Gebäudehülle sind weitestgehend bedingter Natur, d. h. sie müssen nur dann eingehalten werden, wenn das jeweilige Bauteil ohnehin saniert wird. Aus diesem Grund wirken die Anforderungen v.a. auf die Sanierungstiefe, d. h. auf das erreichte Effizienzniveau, und nicht auf die Sanierungsrate.

306. Im Unterschied dazu bieten Anforderungen wie die im Zuge der Novellierung der EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) diskutierten Mindeststandards für Bestandsgebäude (MEPS) einen Hebel, um die Sanierungsrate zu steigern. Die auf EU-Ebene erzielte Einigung für die Novellierung der EPBD sieht eine Einzelgebäude-bezogene Einführung von MEPS allerdings nur für Nichtwohngebäude vor, während für Wohngebäude Schwellenwerte für die Gesamteffizienz des Bestands formuliert und erreicht werden müssen. Um bei der Steigerung der Sanierungsrate weitere Fortschritte zu erzielen, sollten diese Anforderungen zügig und ambitioniert umgesetzt werden.

307. Ein wichtiges Element im Instrumentenmix für die Sanierung im Gebäudebereich ist die CO_2-Bepreisung und die Energiebesteuerung (vergleiche dazu Kapitel 10.3). In Bezug auf die Sanierung trägt die Bepreisung von CO_2-Emissionen dazu bei, die Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen beziehungsweise die Bereitschaft zur Auslösung solcher Maßnahmen zu erhöhen. Auch vor diesem Hintergrund ist eine intensivere Information und Aufklärung über die zukünftige Entwicklung der CO_2-Bepreisung von herausragender Bedeutung (Frondel 2024, Löschel et al. 2021).

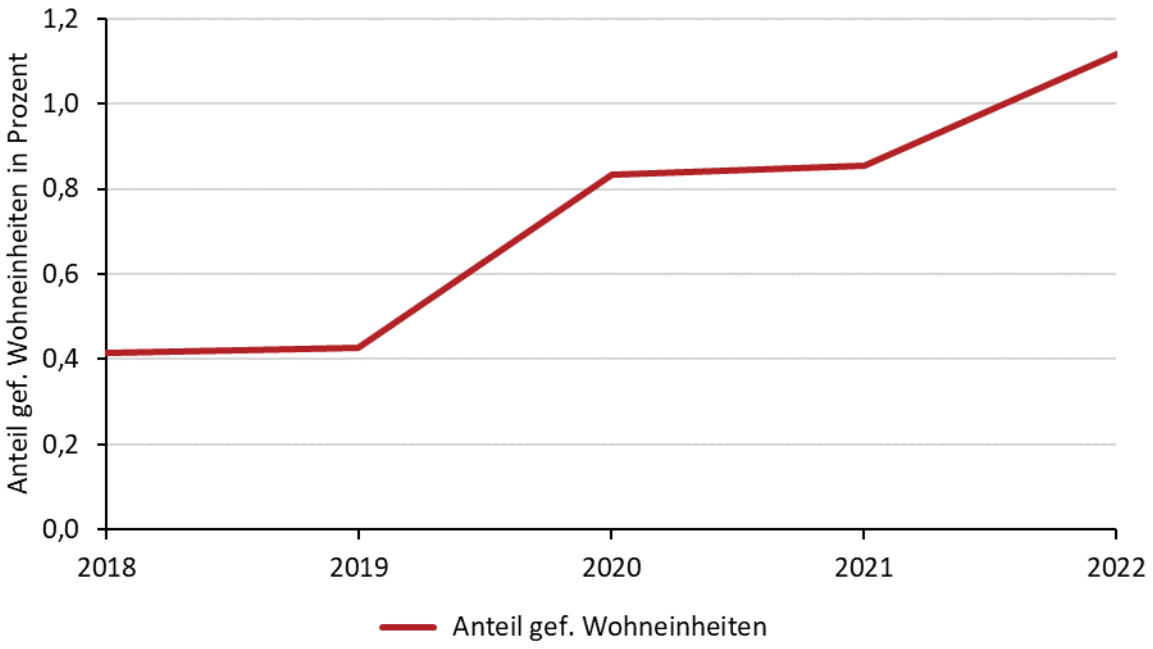
308. Ein weiteres wichtiges Element für die Gebäudesanierung ist die Förderung von Sanierungsmaßnahmen. Im Rahmen der Bundesförderung für Effiziente Gebäude (BEG) werden sowohl Vollsanierungen (BEG-WG und BEG-NWG) als auch Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle gefördert (BEG-EM).

309. Abbildung 5-14 stellt den Anteil der durch die KfW bei energetischen Sanierungen geförderten Wohneinheiten relativ zur gesamten Menge an Wohnungen in Deutschland im Jahr 2018 dar.[20]

[20] Die Normierung mit der Anzahl an Wohnungen vom Stand 2018 wird genutzt, da Neubauten nach diesem Jahr für energetische Sanierungen in aller Regel nicht in Frage kommen und somit zur Berechnung des Anteils nicht berücksichtigt werden sollten.

Dabei ist zu beachten, dass dies nicht der Sanierungsrate entspricht, da in der Darstellung auch Einzelmaßnahmen aufgeführt sind und keine Hochrechnung auf Vollsanierungsäquivalente erfolgt. Für die Berechnung der Anzahl jährlich geförderter Wohneinheiten wurden die Förderprogramme "Energieeffizient Bauen und Sanieren (EBS)" und "Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)" berücksichtigt. Für alle Förderungen, die in Form eines Zuschusses oder Kredits Haushalte bei der Sanierung ihres Wohngebäudes unterstützen, wurde die Anzahl an geförderten Wohneinheiten den KfW-Förderreporten entnommen und aufsummiert. Förderungen für Neubauten wurden nicht berücksichtigt. Das BEG-Förderprogramm hat zum 01.07.2021 das EBS-Programm bei der Förderung von Sanierungen ersetzt, sodass die Anzahl für das Jahr 2021 Förderungen aus beiden Programmen enthält.

Abbildung 5-14: Anteil der durch die KfW geförderter Wohneinheiten an der Gesamtzahl deutscher Wohnungen[21]



Anmerkung: Die Anzahl der geförderten Wohneinheiten in den Jahren 2018 und 2019 wurde um die Anzahl der Förderungen fossiler Brennkessel nach unten korrigiert. Dies entspricht im Jahr 2018 einer Reduktion von ca. 150 Tausend geförderten Wohneinheiten und in 2019 von ca. 160 Tausend.
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf KfW (2019, 2020, 2021, 2022, 2023) und Destatis (2023).

310. Seit dem Jahr 2018 ist ein stetiger Anstieg des Anteils der jährlich durch die KfW geförderten Wohneinheiten zu beobachten, mit einem besonders starken Anstieg von 2019 auf 2020 und von

[21] Dargestellt werden nur die in den KfW-Förderreporten angegebenen Maßnahmen, durch das BAFA durchgeführte BEG-Förderungen werden somit nicht berücksichtigt. Die Anzahl an gestellten Förderanträgen bei der BAFA hat sich im Verlauf der letzten Jahre ebenfalls deutlich erhöht (siehe BAFA - Pressemitteilungen - Rekordnachfrage BEG: In diesem Jahr bereits mehr als 600.000 Anträge).

2021 auf 2022. Trotz dieser Anstiege werden die benötigten 2-3 % jährliche Sanierungsrate deutlich verfehlt.

311. Die erste Evaluation für das Förderjahr 2021 (Prognos, ifeu, FIW, ITG 2022) kommt zu dem Ergebnis, dass das BEG die in den Förderrichtlinien gesetzten Ziele für die Anzahl der Förderfälle, die Summe der Bruttoinvestitionen und die THG-Emissionsreduktion übertroffen hat. Dabei ist allerdings zu beachten, dass ein großer Anteil der Einsparungen aus dem Bereich der Förderung für Wärmeerzeuger resultiert, während die Sanierung der Gebäudehülle in geringerem Maße beiträgt. Im Bereich der Förderung des Austauschs von Heizungsanlagen ist davon auszugehen, dass bereits in der Baseline nicht unerhebliche Einsparungen erzielt werden, so dass die Einsparungen hier tendenziell überschätzt werden. Mit der Novellierung der BEG zum 1.1.2024 wurden die Förderbedingungen verändert. Im Bereich der Förderung für Heizungsanlagen wurde ein Geschwindigkeitsbonus eingeführt sowie ein „Einkommens-Bonus“, mit dem selbstnutzende Haushalte – mit einem zu versteuernden Jahreseinkommen von unter 40.000 Euro – zusätzlich gefördert werden.

312. Laut der Evaluierung der BEG im Förderjahr 2021 von Prognos, ifeu, FIW, ITG (2022) wird die Förderung in erster Linie von gut qualifizierten und verdienenden Privatpersonen im erwerbstätigen Alter in Anspruch genommen. Dies gilt vor allem für die Förderung von Neubauten und Sanierungen zum Effizienzhaus, während die Inanspruchnahme von Förderungen für Einzelmaßnahmen (Austausch von Fenstern, Dämmung der Gebäudehülle, …) homogener über die Einkommensgruppen verteilt ist. Gleichzeitig treten in vielen Fällen „Mitnahmeeffekte“ auf, wenn Sanierungsmaßnahmen gefördert werden, die ohnehin durchgeführt worden wären. Vor dem Hintergrund, dass Haushaltsmittel nur begrenzt verfügbar sind, empfiehlt die Expertenkommission Fördermittel für die Gebäudesanierung fokussierter einzusetzen, um gehemmte Emissionsminderungspotentiale zu heben. Dazu gehört insbesondere die Förderung der Sanierungen von Eigentümern mit niedrigem Einkommen. Als erster Schritt in diese Richtung empfiehlt die Expertenkommission eine Ausweitung des Einkommens-Bonus auch auf Sanierungen der Gebäudehülle. Zudem wird empfohlen, auch die Grundförderung und/oder den Geschwindigkeitsbonus nach Einkommen zu staffeln, um die begrenzten Fördermittel möglichst zielgerichtet einzusetzen.

313. Eine Erhöhung der CO_2-Preise sowie eine Senkung der Strompreise für Wärmepumpenstrom können dazu beitragen, den Bedarf an Fördermitteln mittelfristig zu senken. Dies gilt insbesondere für den Bereich der Förderung von Heizungsanlagen, für den derzeit ein großer Anteil der eingesetzten Fördermittel verwendet wird: Aufgrund der im Vergleich zu den Gas- und Ölpreisen hohen Strompreise amortisieren sich die höheren Anschaffungskosten für Wärmepumpen bisher nur langsam. Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit im Betrieb verringert somit den Bedarf an Fördermitteln zum Zeitpunkt der Investition, insbesondere in gut situierten Haushalten.

314. Neben der im vorherigen Abschnitt diskutieren einkommensdifferenzierten Förderung für selbstnutzende Eigentümer/innen sollte auch im vermieteten Bestand die gezielte Unterstützung

von Haushalten mit niedrigem Einkommen weiter verstärkt werden. Mietende können bei Sanierungen indirekt von der Inanspruchnahme von Förderung durch die Vermietenden profitieren. Es besteht aber nicht immer ein Anreiz für Vermietende die Fördermittel auch in Anspruch zu nehmen, da die Fördermittel von den auf die Miete umlegbaren Kosten (Modernisierungsumlage) abgezogen werden. Dieser Effekt ist allerdings beschränkt auf bestehende Mietverträge, bei Neuvermietung besteht keine Kopplung zwischen der Inanspruchnahme von Förderung und der Miethöhe. Eine Ausnahme bilden die Programme im Rahmen der Finanzhilfen des Bundes im Bereich des klimagerechten sozialen Wohnungsbaus, die an Mietpreis- und Belegungsbindungen gekoppelt sind. Obgleich diese grundsätzlich für Neubau und Sanierung genutzt werden können, fließen die Mittel derzeit zu großen Teilen in den Neubau. Eine Ausweitung dieser Programme für den klimagerechten sozialen Wohnungsbau mit zusätzlichen Mitteln für den Schwerpunkt der energetischen Sanierung wird daher empfohlen.

6. Energie- und Versorgungssicherheit

Das Wichtigste in Kürze

Die Gewährleistung eines hohen Niveaus bei der Versorgungssicherheit für Strom und Erdgas bildet ein zentrales Handlungsfeld der Energiepolitik. Bei Strom betrifft dies den Transformationsprozess sowie auch das Stromsystem nach dem Erreichen des Ziels der Klimaneutralität, bei Erdgas vor allem den Transformationsprozess (und in der Folge dann die Versorgung mit Wasserstoff).

Entscheidend für die Versorgungssicherheit des Stromsystems ist die Deckung der Residuallast. Die Residuallast ist in den letzten Jahren gesunken und liegt derzeit bei etwa 70 GW, wird im Zuge der Elektrifizierung des Energiesystems in den nächsten Jahren jedoch ansteigen. Zur Deckung der Residuallast kommt steuerbaren Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Bedeutung zu. Der Bestand dieser Kraftwerkskapazitäten ist im Jahr 2024 erstmals unter einen Wert von 90 GW gesunken und wird in den nächsten Jahren im Zuge des Kohleausstiegs noch deutlich weiter fallen. In den meisten europäischen Nachbarstaaten vollziehen sich ähnliche Prozesse. Zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit werden in Deutschland erhebliche Kraftwerkskapazitäten außerhalb des Marktes vorgehalten, Ende 2023 belief sich die entsprechende Gesamtkapazität auf gut 14 GW. Dies entspricht etwas mehr als 12 % der gesamten steuerbaren Kraftwerkskapazität. Die unterschiedlichen Analysen zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation für Deutschland und die EU führen zu teilweise deutlich unterschiedlichen Ergebnissen. Die Expertenkommission sieht hier einen erheblichen Klärungsbedarf, auch mit Blick auf die zukünftige Rolle und die Robustheit der Nachfrageflexibilität und auch von Stromspeichern bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

In verschiedenen Analysen zur Versorgungssicherheit wurde für den Zeitraum bis 2030 ein erheblicher Handlungsdruck herausgearbeitet. Eine konzeptionelle Neuordnung der Maßnahmen z. B. im Rahmen einer umfassenden Reform des Marktdesigns (und deren beihilferechtlichen Erfordernisse) wird allerdings bis zum Jahr 2030 nur sehr begrenzt möglich sein. Hier kann die Kraftwerkstrategie der Bundesregierung eine Brücke bilden. Gleichwohl verbleibt die Notwendigkeit, frühestmöglich eine umfassende Reform des Marktdesigns anzustoßen, welche das bestehende und zunehmend unübersichtlicher werdende System aus unterschiedlichen Reserven außerhalb des Strommarktes sowie sehr technologiespezifischen Einzelmaßnahmen ablöst sowie auch und besonders die Nachfrageseite des Stromsystems einbezieht (zur wichtigen Rolle der Flexibilität vergleiche Kapitel 3.5). Die längerfristige Perspektive mit Blick auf die Strukturen des zukünftigen Strommarktdesigns sollte deswegen eine wichtige Nebenbedingung für die Ausgestaltung der aktuell verfolgten Fördermaßnahmen werden. Gleiches gilt für die Förderung des Wasserstoffeinsatzes in der Verstromung (auf Grundlage der Nationalen Wasserstoffstrategie). Die Kommission weist aber an dieser Stelle noch einmal nachdrücklich darauf hin, dass ein deutlich höheres Maß an Transparenz und Belastbarkeit der grundlegenden Analysen zum Stand der Versorgungssicherheit eine unabdingbare Voraussetzung für die zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit ergriffenen Maßnahmen bildet.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Erdgas war in den Jahren seit 2022 mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Die in den Jahren bis 2022 sehr stark gewachsene Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus Russland hat zu einer sehr starken Konzentration des Erdgasaufkommens für Deutschland und für die Transitlieferungen in benachbarte Staaten geführt. Darüber hinaus ist für das Jahr 2021 ein strategisches Verhalten der unter Kontrolle russischer Unternehmen stehenden Erdgasspeicher in Deutschland festzustellen. Im Rahmen der nach dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und dem nahezu vollständigen Ausfall der Erdgaslieferungen von Russland nach Deutschland ausgerufenen Alarmstufe wurde eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen, mit denen der Erdgasverbrauch in Deutschland (v. a. in der Industrie und im Gebäudebereich) deutlich reduziert

wurde, die Speicherstände auf das notwendige Niveau und der Ausbau einer LNG-Terminal-Infrastruktur mit großer Geschwindigkeit auf den Weg gebracht wurden. Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen. Ziel sollte es sein die Marktkonzentration im Bereich der Erdgas-Importe weiter deutlich zu reduzieren. Beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollten diese Aspekte von Anfang an als wichtige Ziele verfolgt sowie entsprechende Maßnahmen ergriffen und Instrumente entwickelt werden.

Mit der Errichtung aller geplanten LNG-Terminals wird Deutschland in den 2020er Jahren und auch darüber hinaus über erhebliche LNG-Importkapazitäten verfügen. Die Expertenkommission empfiehlt, dass die unterschiedlichen Facetten der Erdgas-Versorgungssicherheit umfassend in Betracht gezogen und auf regelmäßiger Basis analysiert sowie transparent dargelegt und begründet werden sollten. Dies gilt sowohl mit Blick auf die im Kontext der Klimapolitik notwendige massive Rückführung des Erdgasverbrauchs in Deutschland und Europa, aber auch die Versorgung von heute noch in erheblichem Maße von russischen Erdgaslieferungen abhängigen mittel- und zentral-europäischen Staaten sowie Ausfälle großer Importinfrastrukturen durch Unfälle, terroristische oder andere Vorkommnisse.

Durch die massive Förderung von LNG-Terminals aus dem Staatshaushalt werden die Versorgungssicherheitskosten der Erdgasversorgung von der Allgemeinheit getragen. Die Expertenkommission empfiehlt stattdessen eine Finanzierung der LNG-Infrastrukur nach dem Muster der Regelungen im Bereich der Mineralölversorgung (Erdölbevorratungsverband (EBV)).

Mit Blick auf die Versorgungsqualität der Strom- und Gasversorgung sind für Deutschland hohe Qualitätsniveaus zu konstatieren. Die Expertenkommission weist jedoch auf die begrenzte Aussagekraft der entsprechenden (SAIDI-) Indikatoren hin.

Neben den klassischen Energieträgern werden in Zukunft auch andere, nicht energetische Rohstoffe eine wichtige Rolle für die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem einnehmen. Diese sogenannten strategischen Rohstoffe sind für die Produktion der für ein klimaneutrales Energiesystem benötigten Technologien, wie zum Beispiel PV-Anlagen oder Elektrolyseure, essenziell. Entlang der Wertschöpfungsketten dieser Technologien liegen sowohl auf der Ebene der Rohstoffförderung als auch bei der Rohstoffaufarbeitung und Fertigung von (Teil-)Komponenten potentielle Versorgungsrisiken vor, v. a. bedingt durch beschränkte Produktionskapazitäten und hohe Marktkonzentration. Beides kann mit Blick auf den erwarteten Nachfrageanstieg im Rahmen der Energiewende zu stark steigenden Preisen für strategische Rohstoffe führen, was die Umsetzung der Energiewende – zumindest temporär – verteuern und verlangsamen kann. Um die Versorgungsrisiken zu mindern, empfiehlt die Expertenkommission eine maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion und Diversifizierung von Bezugsländern. Weiterhin sollte die Rohstoffintensität der Produktionsprozesse gesenkt und das Recycling strategischer Rohstoffe erhöht werden. Aufgrund von Vorlaufzeiten und erst mittel- bis langfristigen Wirkungen sollten diese Maßnahmen zeitnah umgesetzt und auch nachgehalten werden.

6.1 Strom

6.1.1 Einleitung

315. Die Versorgungssicherheit bei Strom entwickelt sich im Zuge der Transformation des Energie- und Stromsystems zu einem zunehmend an Bedeutung gewinnenden Themenfeld. Dies ergibt sich erstens aus dem zunehmenden Strombedarf durch die Elektrifizierung zusätzlicher Bereiche bzw. Anwendungen (von Elektromobilität über Wärmepumpen bis hin zu elektrifizierten Industrieprozessen und der einheimischen Wasserstofferzeugung über die Elektrolyse). Andererseits sinkt durch den Ausstieg aus der Kernenergie-Nutzung sowie der politisch und/oder marktgetriebenen Beendigung der Kohleverstromung (vgl. Kap. 3.3) der Bestand an steuerbaren Kraftwerken (vgl. Kap. 6.1.3), die zur Deckung der Residuallast (vgl. Kap. 6.1.2) beitragen können. Die Bewertung der Versorgungssicherheit im zukünftigen Energiesystem, aber auch und besonders in den anstehenden Übergangsprozessen ist dabei von einer (zunehmenden) Anzahl von Faktoren abhängig:

- die Entwicklung der (Spitzen-) Last, auch unter Berücksichtigung des Lastmanagements;
- die Beiträge der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zur Lastdeckung im Spitzenlastbereich, auch unter Berücksichtigung der wetterbedingten Variationen bzw. Unsicherheiten;
- die Beiträge von Stromspeichern zur Lastdeckung;
- die Beiträge von Lastvermeidungen und Lastverlagerungen;
- die Beiträge von steuerbaren Kraftwerken im Inland zur Deckung der Residual-Spitzenlast;
- die Beiträge ausländischer Stromerzeugungsanlagen zur Deckung der Residual-Spitzenlast;
- die Engpasssituationen vor allem in den Übertragungsnetzen sowie der Kuppelstellen ins Ausland.

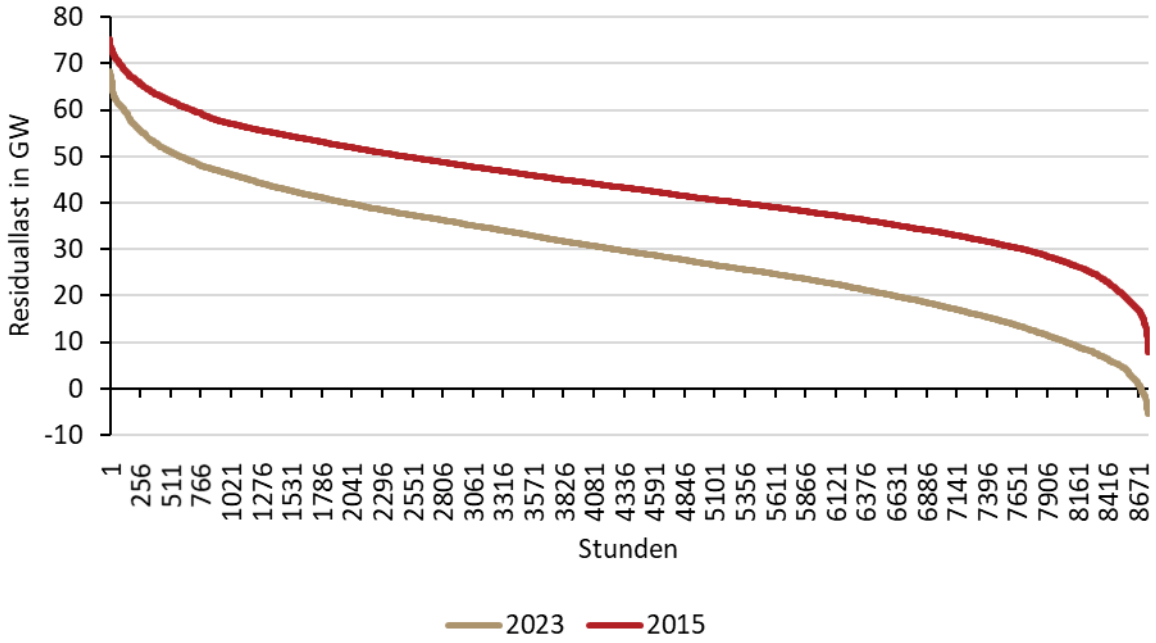
316. Im Folgenden wird zunächst auf die Entwicklung der Residuallast im deutschen Stromsystem eingegangen und dann die Entwicklung der Kapazität steuerbarer Kraftwerke zur Deckung der Residuallast diskutiert.

6.1.2 Entwicklung der Residuallast

317. Die Residuallast beschreibt die Netzlast abzüglich der Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Energien (Windkraft und Photovoltaik), das heißt den Teil des Stromverbrauchs, der nicht

durch fluktuierende erneuerbare Energien gedeckt wurde.[22] Abbildung 6-1 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2023 im Vergleich zu 2015. Die Dauerlinie zeigt die stündliche Residuallast absteigend sortiert für jeweils ein Jahr. Im Vergleich zu 2015 ist die Residuallast in 2023 insgesamt deutlich gesunken. Für die Jahre dazwischen ließ sich eine relativ stetige Senkung der Residuallast von Jahr zu Jahr beobachten. Auch die maximale Residuallast war 2023 im Vergleich zu 2015 deutlich niedriger, und zwar um über 9 %. Diese Entwicklung resultiert aus der gestiegenen Erzeugung aus Wind und PV, aber auch aus dem gesunkenen Stromverbrauch. Dadurch war deutlich weniger Erzeugung aus nicht-erneuerbaren Quellen nötig, um die Last zu decken; zusätzlich lieferten die Biomasseverstromung und die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken relativ konstante Beiträge zur Deckung der Residuallast.

Abbildung 6-1: Jahresdauerlinien der Residuallast in den Jahren 2015 und 2023

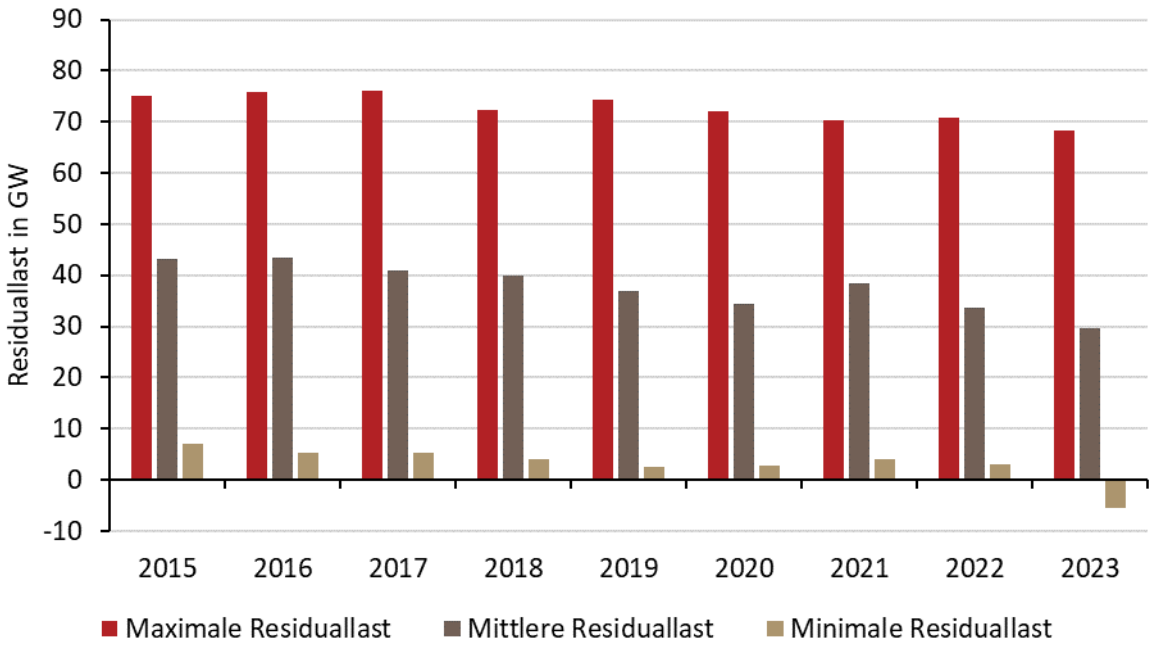


Quelle: SMARD 2024.

318. Im Jahr 2023 gab es erstmals Stunden mit negativer Residuallast, d. h. mit einer Wind- und PV-Stromerzeugung, die den Verbrauch überstieg. Eine negative Residuallast trat während insgesamt 64 Stunden in 2023 auf, häufig in mehreren aufeinanderfolgenden Stunden. Die Zeitpunkte negativer Residuallast sind größtenteils Feiertage oder Sonntage, also Zeitpunkte geringer Last (Ostermontag vormittags, Pfingstmontag mittags, Sonntage im Juni/Juli mittags, 3. Oktober 10 bis 15 Uhr). Vereinzelt kam eine negative Residuallast auch an Werktagen vor, z. B. am 3. August am frühen Nachmittag sowie in der Weihnachtszeit in frühen Morgenstunden.

[22] Die Definition der residualen Höchstlast folgt hier der Spezifikation von ENTSO-E. Andere Analysen bringen zusätzlich den Beitrag der Laufwasserkraftwerke in Abzug. Für Deutschland verringert sich damit die residuale Höchstlast um knapp 4 GW.

Abbildung 6-2: Vergleich der Residuallast 2015 bis 2023



Quelle: SMARD 2024.

319. Es ist nicht zu erwarten, dass sich der Trend der sinkenden Residuallast kontinuierlich fortsetzen wird. Sobald die neu elektrifizierten Verbrauchsanwendungen wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Elektrolyse und elektrifizierte Industrieprozesse merklich ausgebaut sind, ist ein Anstieg der durchschnittlichen Last und der Spitzenlast zu erwarten. Da die gleichzeitig auszubauenden Wind- und Solarenergieanlagen in der Regel nicht dann zuverlässig hohe Einspeiseleistungen liefern, wenn die Last am höchsten ist, ist auch mit einem Anstieg der Residualspitzenlast zu rechnen. Welchen Beitrag Wind und PV zur Deckung der Spitzenlast und somit zur Senkung der maximalen Residuallast leisten werden, lässt sich nur schwer prognostizieren. Eine wichtige Determinante der Residuallastentwicklung ist neben den Erzeugungscharakteristika und den zeitlichen Korrelationen der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung auch die Flexibilität der Nachfrage, d. h. die Fähigkeit des Systems, die Stromverbräuche in erzeugungsstarke Zeiträume zu verlagern und sie in Zeiten niedriger Erzeugung zu vermeiden.

320. Die Bandbreite der vorliegenden Analysen zur Entwicklung der residualen Höchstlast ist dementsprechend relativ groß. r2b (2023) errechnet in den Modellanalysen für den Versorgungssicherheitsbericht für den Zeitraum von 2025 bis 2030 eine residuale Spitzenlast von 78,4 bis 78,9 GW.[23] Im aktuellen Netzentwicklungsplan wird für 2023 von einer maximalen Residuallast von 102 bis 126 GW sowie für 2045 von 120 bis 154 GW ausgegangen. Dies liegt deutlich über der

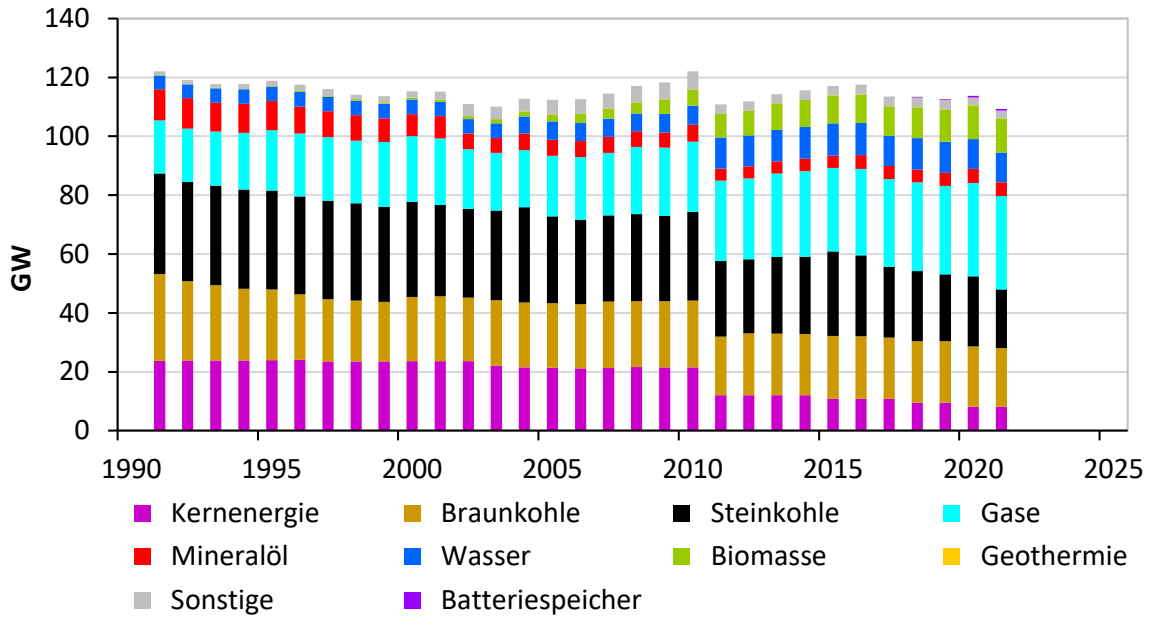
[23] Hier wird jedoch bei der Ermittlung der Residuallast nicht nur die Wind- und Solarstromerzeugung, sondern auch die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken in Abzug gebracht.

maximalen Residuallast in 2023 von 68 GW. Eine weitere Frage neben der summarischen Betrachtung der Residuallast ist die Verortung der Last und Erzeugung im Netz. Netzengpässe können die möglichen Beiträge von Wind und PV zur Deckung der Last auch zeitweise reduzieren. Dies hat ebenfalls einen Einfluss auf den verbleibenden Bedarf an steuerbaren Kraftwerken.

6.1.3 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten

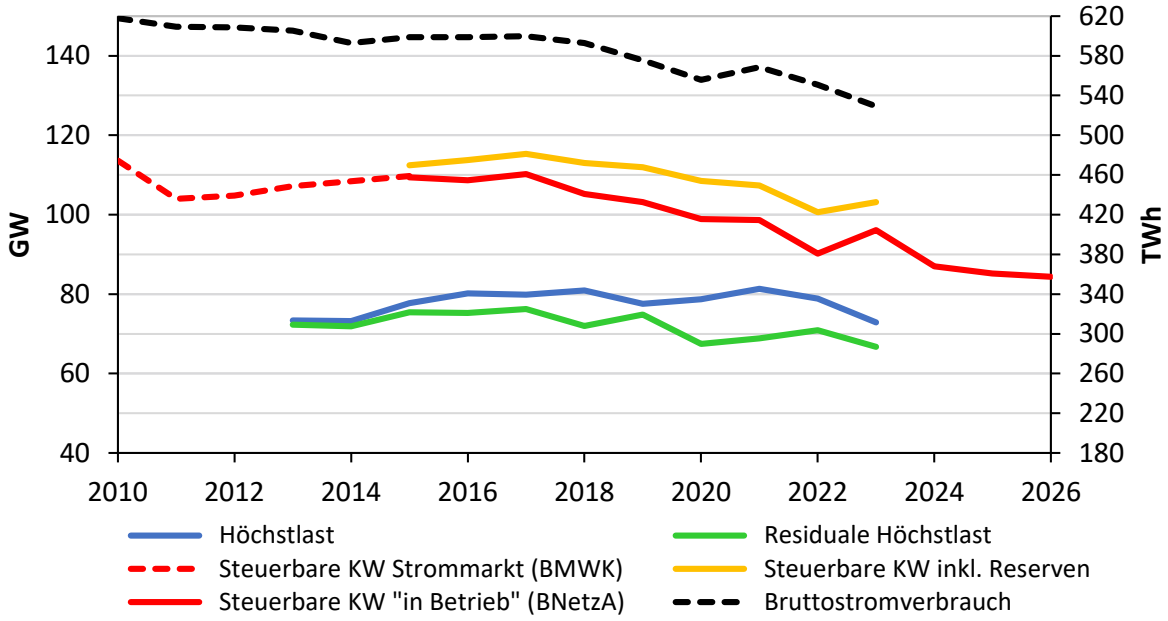
321. Die Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten im deutschen Stromsystem ist in den letzten Jahren rückläufig (Abbildung 6-3 sowie Abbildung 6-4). Zwar wurden bis zum Jahr 2010 der leichte Netto-Abbau von Kohlekraftwerkskapazitäten sowie die ersten Abschaltungen von Kernkraftwerken durch den Zubau von Biomasse und Erdgas- (KWK)-Anlagen überkompensiert. Mit der ersten Außerbetriebnahmewelle für die Kernkraftwerke nach dem Ausstiegsbeschluss von 2011 sowie der marktgetriebenen Außerbetriebnahme von Steinkohlekraftwerken und den ersten Maßnahmen zur Abschaltung von Braunkohlekraftwerken (ab 2015) ergibt sich seit 2015 ein Rückgang der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten, der durch die Abschaltung der verbliebenen Kernkraftwerke (2021 und 2023) sowie durch die ersten Stilllegungen im Zuge des 2019 vereinbarten Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung an Dynamik gewonnen hat, die nur durch die Kurzfristmaßnahmen zur Bekämpfung der durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelösten Energiekrise abgedämpft worden ist. Für die nächsten Jahre ist auf Grundlage der vorliegenden Stilllegungsankündigungen ein weiterer Rückgang der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten zu erwarten.

Abbildung 6-3: Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten im deutschen Stromsystem



Anmerkung: Umrechnung der Brutto-Leistungen aus den BMWK-Energiedaten mit dem Verhältnis der Bruttostromerzeugung zur Nettostromerzeugung nach AG-Energiebilanzen im Jahr 2022, steuerbare Kapazitäten ohne Laufwasser in einem Umfang von 3,8 GW, teilweise sind Reserven enthalten
Quellen: BMWK, AG-Energiebilanzen eigene Berechnungen.

Abbildung 6-4: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs, der Höchstlast, der residualen Höchstlast sowie der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten

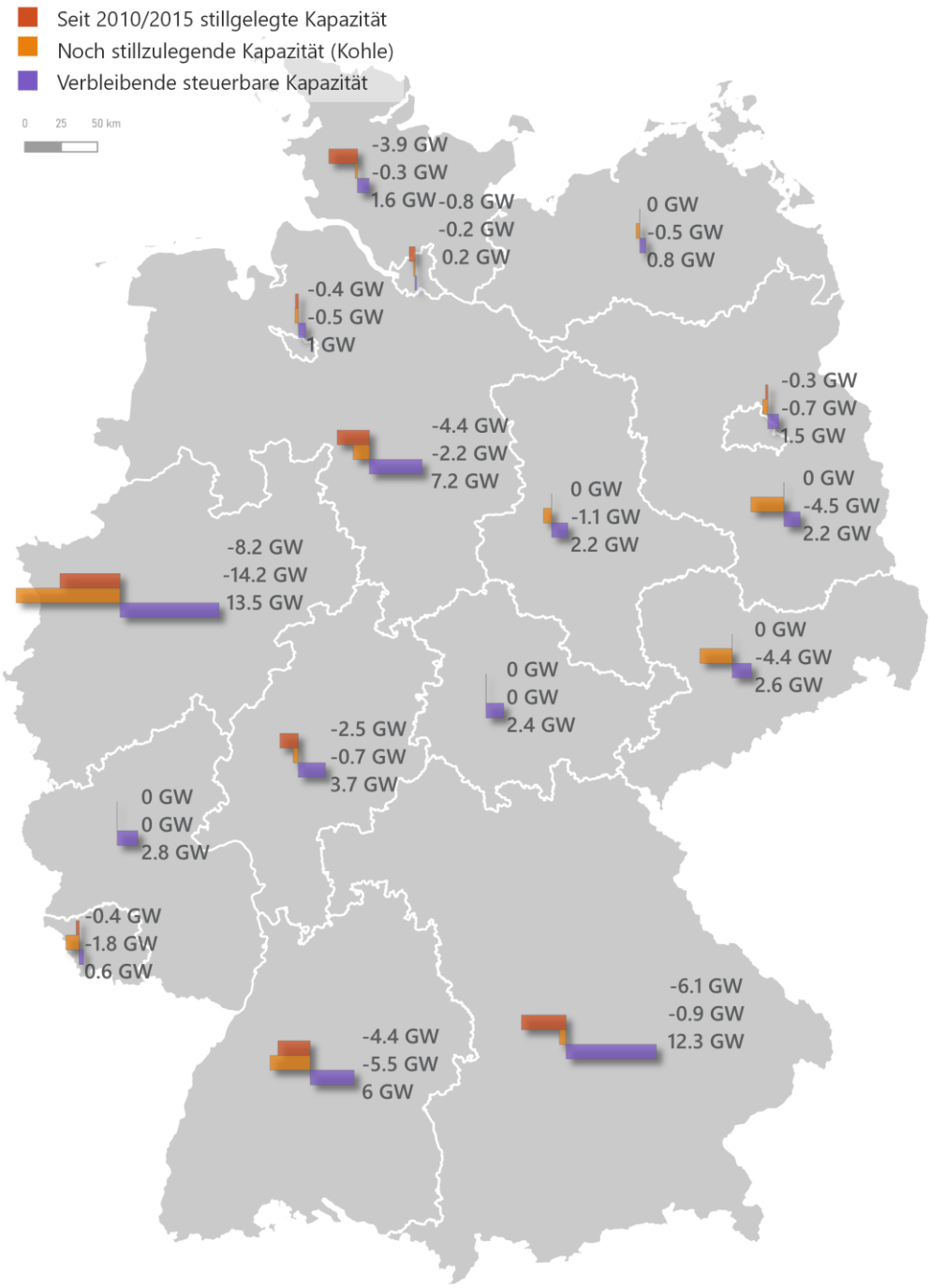


Anmerkung: Umrechnung der Brutto-Leistungen aus den BMWK-Energiedaten mit dem Verhältnis der Bruttostromerzeugung zur Nettostromerzeugung nach AG-Energiebilanzen im Jahr 2022, steuerbare Kapazitäten ohne Laufwasser (3,8 GW)
Quellen: Entso-E, BMWK, AG-Energiebilanzen, BNetzA-Kraftwerkslisten 2015 bis 2023, BNetzA 2023d, eigene Berechnungen.

322. Im Vergleich der Entwicklungen für die Gesamtkapazität der steuerbaren Kapazitäten sowie den Gesamtstromverbrauch, die Höchstlast und die residuale Höchstlast zeigen die vergangenen Jahre relativ stabile Muster (Abbildung 6-4).

- Verringerungen des Gesamtstromverbrauchs sind meist mit einem deutlich geringeren Rückgang der Jahreshöchstlast verbunden. Bei gleichbleibendem oder steigendem Gesamtstromverbrauch nimmt die Jahreshöchstlast tendenziell stärker zu als der Gesamtstromverbrauch, wobei die Entwicklung des Jahres 2020 mit seinen besonderen Rahmenbedingungen (Corona-Pandemie) einen Ausnahmefall darstellt.
- Der zunehmende Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugungskapazitäten führt auch im Bereich der Höchstlastdeckung zu einem tendenziell zunehmenden Lastdeckungsbeitrag, auch wenn dieser im Kontext der meteorologischen Rahmenbedingungen erheblichen Schwankungen unterworfen ist. Im Jahrfünft von 2019 bis 2023 lag dieser Beitrag in einer Bandbreite von 3 bis 15 % (bei einem Medianwert von 10 %).

Abbildung 6-5: Steuerbare Kraftwerkskapazitäten nach Bundesländern



Anmerkung: Es sind die seit 2010 stillgelegten Kernkraftwerkskapazitäten dargestellt. Für Kohlekraftwerke werden die Stilllegungen seit 2015 dargestellt, weil vor 2015 noch eine größere Anzahl neuer Kohlekraftwerke neu errichtet wurde, die etwaige Stilllegungen kompensiert haben. Verbleibende steuerbare Kapazität zum Stand November 2023.
Quellen: BNetzA (2015), BNetzA (2023c).

- Die Kapazität der steuerbaren Kraftwerke ist seit 2010 um ca. 22 GW (18 %) gesunken und liegt derzeit noch deutlich über den Werten für die Höchstlast bzw. die residuale Höchstlast. Bei einer Anfang 2023 verbliebenen Kraftwerkskapazität von 4 GW Kernkraftwerken, 18 GW Braunkohlekraftwerken und 18 GW Steinkohlekraftwerken wird jedoch mit Blick auf den (vollzogenen) Kernenergie-Ausstieg sowie den bevorstehenden (politisch und/oder marktgetriebenen) Ausstieg aus der Kohleverstromung ein verstärkter Handlungsbedarf im Bereich der Versorgungssicherheit evident. Dies gilt auch und besonders mit Blick auf die regionalen Verteilungsmuster der verbliebenen steuerbaren Kraftwerke (Abbildung 6-5).
- In einer relevanten Zahl von Nachbarstaaten Deutschlands muss für die nächsten Jahre eine strukturell vergleichbare Entwicklung erwartet werden, vor allem als Ergebnis des deutlichen Rückgangs der Kohlekraftwerkskapazitäten und selbst unter der Annahme, dass es in einigen Nachbarländern (in begrenztem Umfang) zum Zubau von Gaskraftwerken kommt (ENTSO-E 2023).

Tabelle 6-1: Entwicklung der Kapazitäten steuerbarer Kraftwerke in den Nachbarstaaten Deutschlands

	2023	2025	2028	2030	2033
			GW		
Dänemark	7,8	3,8-5,5	5,2-5,3	4,8	3,5-3,6
Niederlande	24,0	17,7-20,5	17,0-18,4	18,0	18,3
Belgien	15,7	12,7	12,1-12,7	11,7-12,7	11,6-15,9
Luxemburg	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Frankreich	96,2	90,4-91,7	90,6	90,4	88,7
Schweiz	15,3	16,3	16,5	15,1	15,7
Österreich	11,9	11,7	12,7-12,8	13,8	13,3
Tschechien	16,9	12,3	10,5-11,3	11,1-12,0	10,3
Polen	35,3	30,1	30,1-30,5	31,6-32,8	31,8-33,0

Anmerkungen: Basis-Szenario des ERAA 2023 zuzüglich der modellendogen ermittelten Stilllegungen und Zubauten der Szenarien A und B des ERAA 2023, Anlagenkonservierungen als Stilllegung gewertet, DSR nicht berücksichtigt

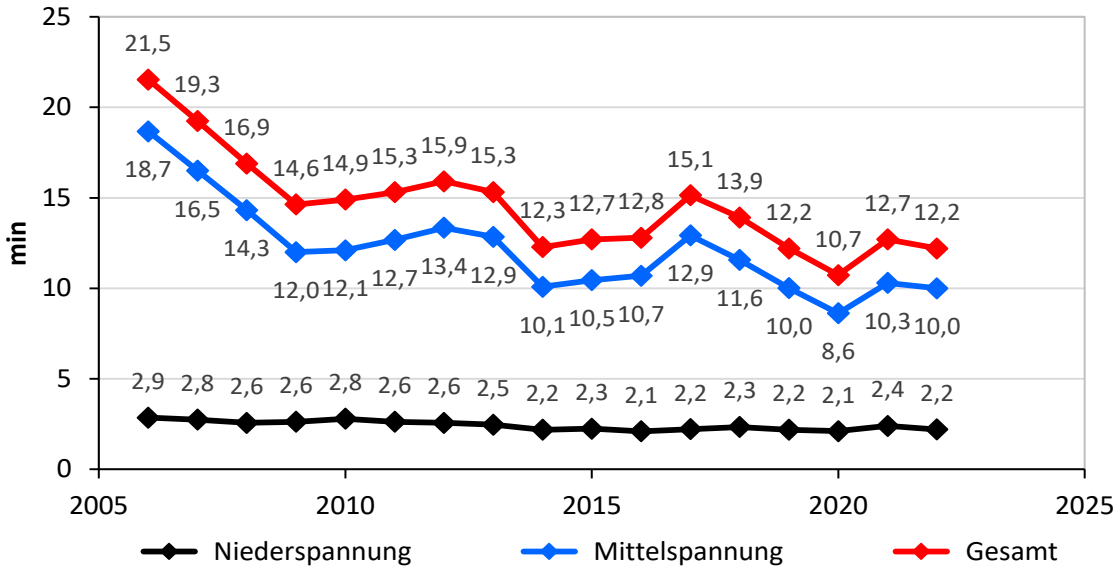
Quelle: ENTSO-E (2023).

323. Neben der Versorgungssicherheit im Sinne der Lastdeckung rücken mit der tendenziell abnehmenden Rolle steuerbarer Kraftwerke Fragen der Systemsicherheit neu in den Vordergrund. Hier spielen z. B. die Spannungshaltung (u. a. durch die Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen), die Bereitstellung von Momentanreserve sowie Primär- und Sekundärregelleistung oder Prozesse und Abläufe für den Netz- und Versorgungswiederaufbau eine wichtige Rolle. Diese Dienstleistungen werden bisher vor allem durch steuerbare Kraftwerke bereitgestellt und können zukünftig teilweise durch andere Anlagen übernommen werden (durch

dezentrale Einspeiser sowie auch auf der Nachfrageseite oder durch Netzbetriebsmittel), jedoch verbleibt in gewissem Umfang auch zukünftig ein Bedarf an steuerbaren Kraftwerken. In der "Roadmap Systemstabilität" des BMWK werden die relevanten Themenfelder und Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität bereits adressiert und diskutiert sowie in Form definierter Entwicklungsprozesse und Verantwortlicher für deren Umsetzung beschrieben (BMWK 2023c). Im Rahmen dieser Prozesse werden auch Bedarfe an gesicherter Leistung über die Residuallastdeckung hinaus ermittelt.

6.1.4 Versorgungszuverlässigkeit und Regelleistung

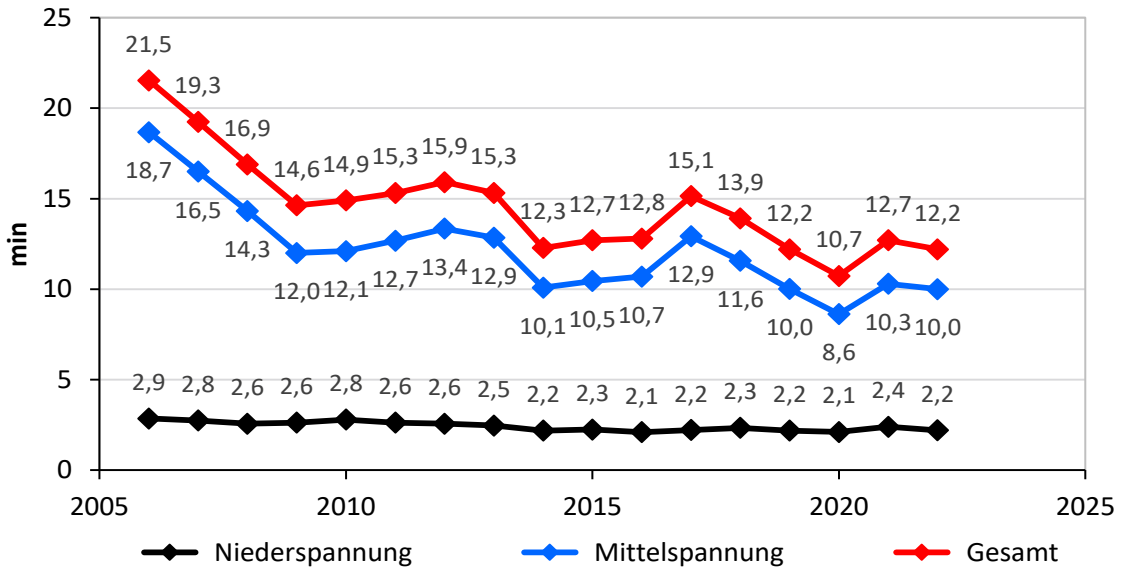
Zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit (Versorgungszuverlässigkeit) wird oft der Indikator des SAIDI (System Average Interruption Duration Index) herangezogen, der die über die Gesamtheit der Verbraucher gemittelte Dauer von Versorgungsunterbrechungen beschreibt. Die Abbildung 6-6 zeigt die Entwicklung des SAIDI für die vergangenen Jahre. Seit 2006 ist der SAIDI für das deutsche Versorgungssystem bei einigen Schwankungen von Werten über 20 Minuten leicht auf Werte um 12 Minuten gesunken. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass der SAIDI primär die netzseitige Versorgungssicherheit beschreibt, bei der zwar erstens auch vorgelagerte Ursachen für Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt, zweitens nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen von größer drei Minuten in Betracht gezogen und drittens sog. Force-Majeure-Ereignisse definitorisch ausgeklammert werden. Der SAIDI beschreibt damit zwar das Niveau der vor allem netzseitigen Störungssituationen ist aber letztlich kein tauglicher Indikator für die Ankündigung einer Verschärfung der Versorgungssicherheitssituation. Im europäischen Vergleich gehört der deutsche SAIDI für Strom mit deutlichem Abstand zu den Bestwerten (



Quellen: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023).

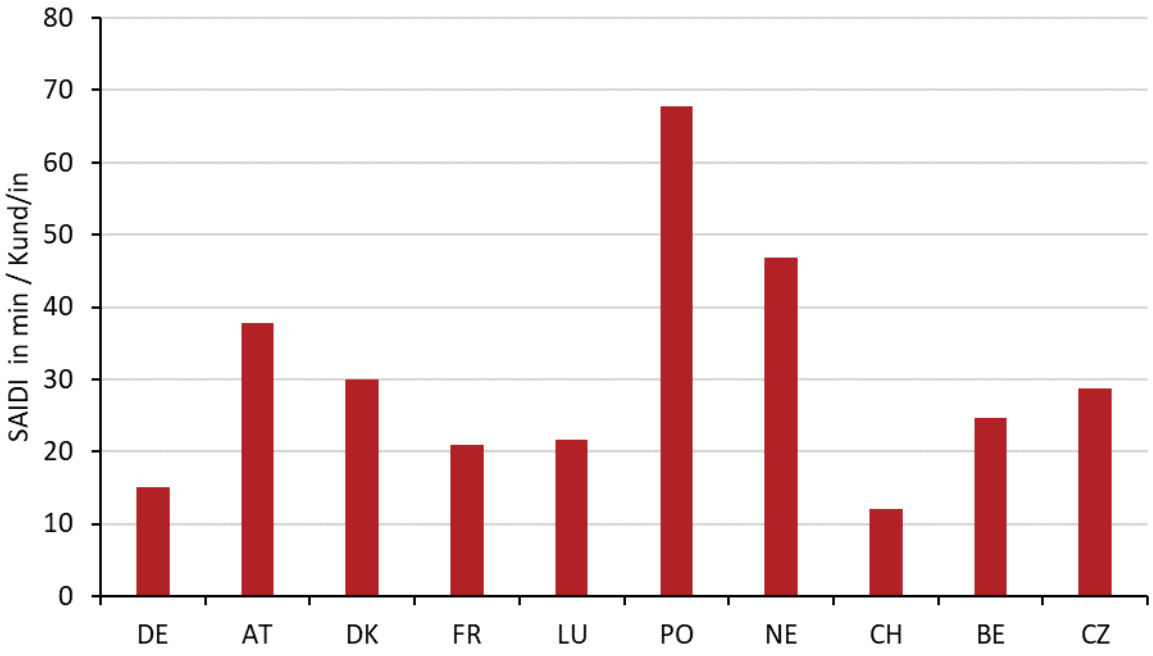
324. Abbildung 6-7).

Abbildung 6-6: Entwicklung des SAIDI für die deutsche Stromversorgung



Quellen: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023).

Abbildung 6-7: Entwicklung des SAIDI im europäischen Vergleich

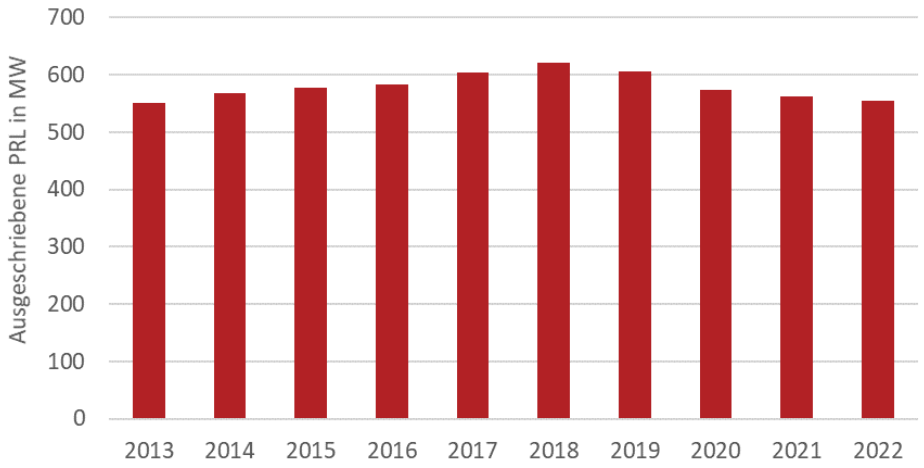


Quelle: World Bank Group.

325. Ein weiteres wichtiges Element für die jederzeitige Herstellung der Systembilanz ist das Vorhalten von Regelleistung und der Einsatz von Regelenergie für die Frequenzhaltung im europäischen Verbundnetz. Des Weiteren wird durch den Einsatz von Sekundärregelleistung sichergestellt, dass die Im- und Exportfahrpläne zwischen den Gebotszonen in Echtzeit eingehalten werden. In Deutschland liegt die Verantwortung für die Beschaffung und den Einsatz von Regelleistung bei den vier Übertragungsnetzbetreibern. Diese kooperieren im Rahmen des Netzregelverbundes, indem sie den Regelleistungsbedarf gemeinsam dimensionieren, vorgehaltene Reserven gemeinschaftlich nutzen und eine gegenläufige Aktivierung von Regelleistung vermeiden, sodass Vorhaltungs- und Aktivierungskosten minimiert werden. Durch diese Kooperation und durch weitere Kooperationen mit den Nachbarländern war es möglich, den Bedarf und Einsatz von Regelleistung deutlich zu senken, obwohl gleichzeitig höhere Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien ins Netz eingebunden wurden.

326. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschaffen drei Regelleistungsqualitäten. Die erste ist die Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR). Diese liefert unverzüglich positive oder negative Regelleistung, sobald eine Frequenzabweichung außerhalb des Totbands von +/- 10 mHz auftritt. Die FCR muss innerhalb von 30 s vollständig aktiviert werden und über einen Zeitraum bis zu 15 min zur Verfügung stehen. Die Menge der vorzuhaltenden Primärregelleistung wird europaweit durch Vorgaben der ENTSO-E festgelegt. Sie wird täglich in vierstündigen Blöcken ausgeschrieben. Es wird nur die Vorhaltung der Leistung vergütet. Die Bereitstellung von Energie wird nicht gemessen (und somit nicht vergütet), sie kann aber anhand der beobachteten Frequenzabweichungen rechnerisch ermittelt werden. Abbildung 6-8 zeigt die jährlich ausgeschriebene Primärregelleistung für die Jahre 2013 bis 2022.

Abbildung 6-8: Jährlich ausgeschriebene Primärregelleistung in Deutschland

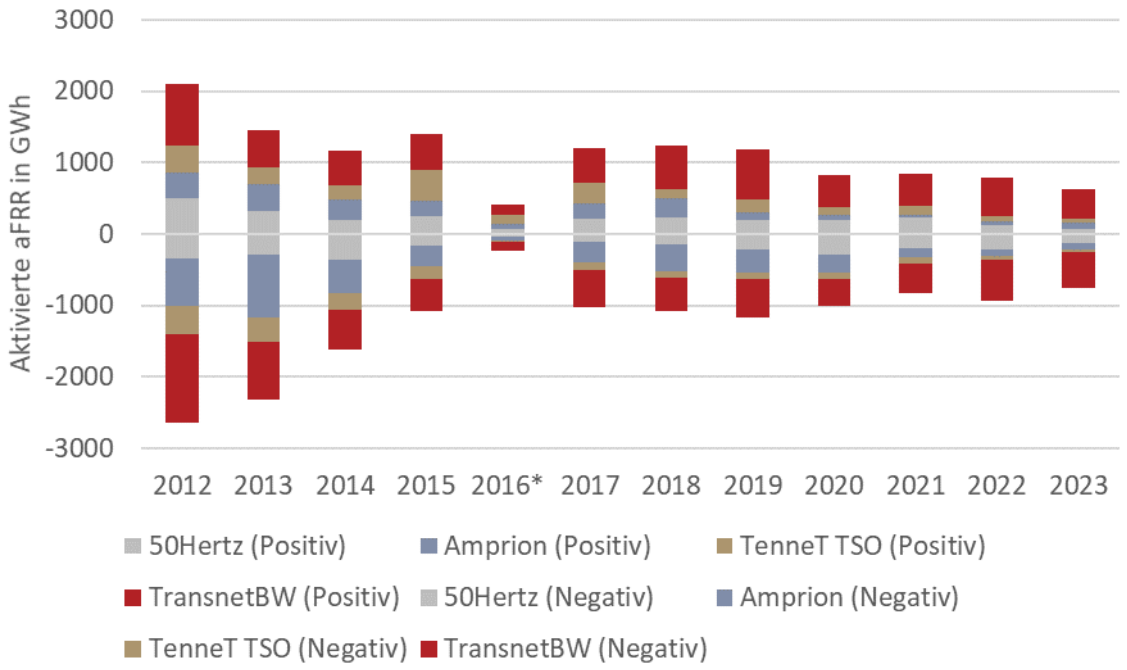


Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023).

327. Die zweite Regelleistungsqualität ist die Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR). Die Vorhaltung von aFRR wird in einer Auktion beschafft, in der mit dem

Leistungspreis auch ein Arbeitspreis für den Einsatz der Regelenergie übermittelt wird. Die Auktion findet ebenfalls täglich für vierstündige Blöcke statt und wird getrennt für positive und negative Leistung durchgeführt. Die Zuteilungsregeln wurden in der Vergangenheit mehrfach geändert, da strategische Gebote beobachtet wurden, die bei niedrigem Leistungspreis und sehr hohem Arbeitspreis zu Situationen führten, in denen der Regelenergieeinsatz sehr teuer erkauft werden musste. Aktuell wird dieses Bietverhalten dadurch weniger erfolgversprechend, dass sogenannte freie Gebote für die Lieferung von aFRR-Regelenergie kurzfristig auch von solchen Anlagen abgegeben werden können, die nicht hierfür vorgehalten wurden. Somit erhöht sich die Liquidität bei den in Echtzeit verfügbaren Kapazitäten, was die Preise für Regelenergie (die die Grundlage der Ausgleichsenergiepreise bilden) stabilisiert hat. Abbildung 6-9 zeigt die bereitgestellte Energie der aFRR in GWh. Der Rückgang der eingesetzten Energiemengen kann zurückgeführt werden auf bessere Prognosen, verbesserte Möglichkeiten des kurzfristigen Stromhandels, stärkere Anreize zur Bilanztreue sowie die bessere Koordination im Netzregelverbund.

Abbildung 6-9: Aktivierte Sekundärregelleistung (aFRR) pro Jahr

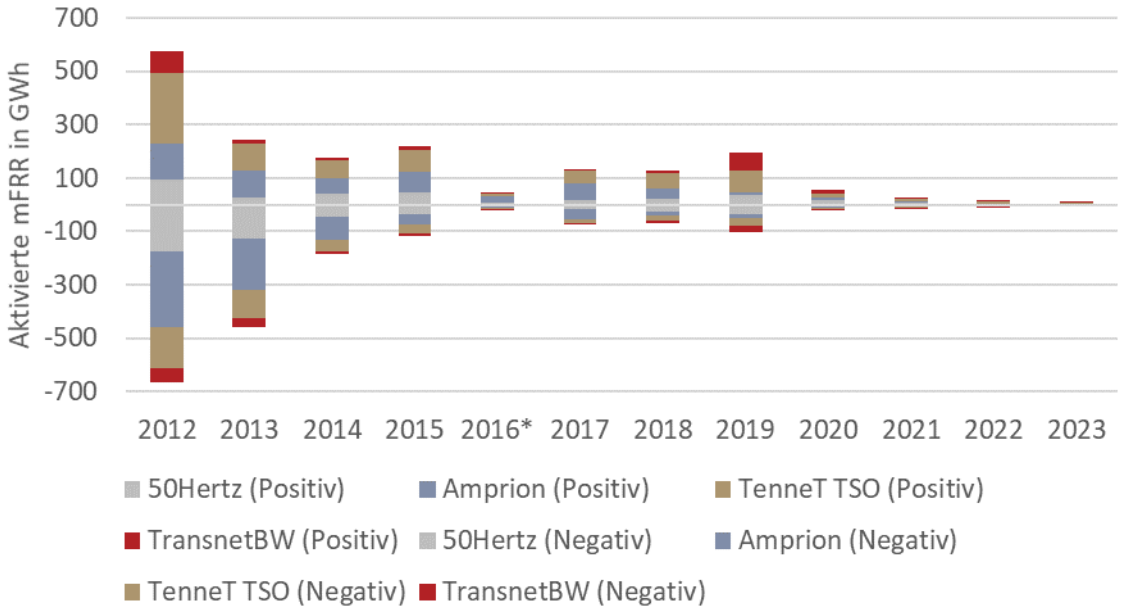


Anmerkung: *im Jahr 2016 lagen viele Datenlücken vor, daher sind die für 2016 gezeigten Werte dieses Jahres nicht belastbar
Quelle: SMARD 2024.

328. Die dritte Regelleistungsqualität ist die Tertiärregelleistung (auch Minutenreserve bzw. manual Frequency Restoration Reserve, mFRR). Diese wird eingesetzt, um die Sekundärregelleistung abzulösen, was vor allem bei länger andauernden Frequenzstörungen erforderlich werden kann. Die Beschaffung ähnelt der für aFRR. Die eingesetzten Energiemengen sind bei der mFRR über die Jahre noch deutlich stärker zurückgegangen als bei der aFRR, wie in Abbildung 6-10 zu sehen ist. Sie betrug im Jahr 2023 nur noch –4 bis +11 GWh, ausgehend von Energiemengen im dreistelligen

GWh-Bereich in den Jahren bis 2019. Die Gründe für den Rückgang sind ähnlich wie die für die beobachteten Rückgänge beim aFRR-Einsatz.

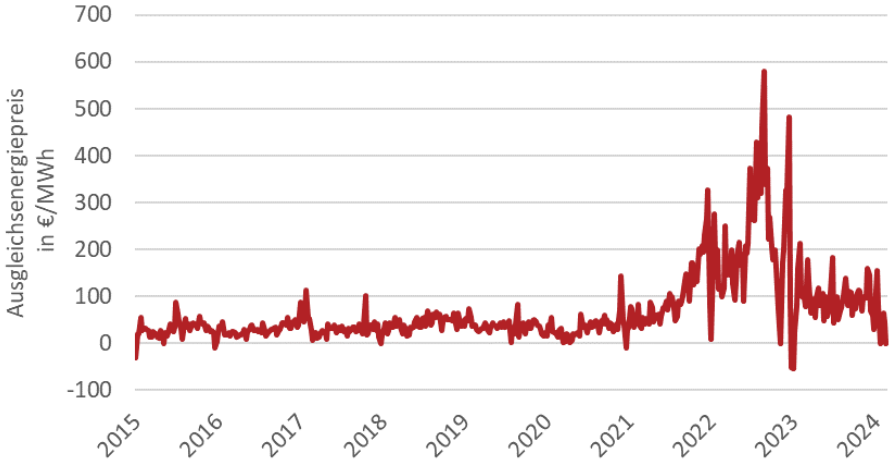
Abbildung 6-10: Aktivierte Minutenreserve (mFRR) pro Jahr



Anmerkung: *im Jahr 2016 lagen viele Datenlücken vor, daher sind die für 2016 gezeigten Werte dieses Jahres nicht belastbar
Quelle: SMARD.

329. Der Einsatz der Regelenergie aus Sekundär- und Tertiärregelung wird finanziell auf die Bilanzkreise gewälzt, die im jeweiligen Viertelstundenintervall Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Ein- und Ausspeisungen aufweisen. Dies setzt zum einen eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten um, zum anderen geht von dem Mechanismus ein wichtiger Anreiz zur Bilanztreue aus. Die Abrechnung erfolgt anhand des viertelstündlich ermittelten regelzonenübergreifend einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP). Dieser basiert auf den Kosten der eingesetzten Regelenergie und enthält weitere Komponenten, die die Anreizkompatibilität sicherstellen. Abbildung 6-11 zeigt die Entwicklung des reBAP im wöchentlichen Durchschnitt. Der reBAP war in den Jahren 2021 bis 2023 (teilweise deutlich) höher als in den Jahren davor. Dies ist aufgrund der hohen Brennstoffpreise für die konventionellen Kraftwerke, welche relevante Teile der Regelleistung liefern, nachvollziehbar. In dieser Zeit fand jedoch auch eine Änderung des Berechnungsverfahrens von der rein kostenbasierten hin zur preisbasierten Berechnung statt (seit Juni 2022). Die aktuellen Preise sind weiterhin höher als im Durchschnitt der Jahre vor 2021.

Abbildung 6-11: Wöchentlich durchschnittlicher Ausgleichsenergiepreis (reBAP)



Quelle: SMARD.

330. Insgesamt zeigt sich, dass der Regelleistungsmarkt sehr effizient funktioniert und dass auf Änderungen und Fehlentwicklungen stets adäquat reagiert wurde durch Anpassungen des Marktdesigns und durch Kooperation der Netzbetreiber untereinander. Das System ist lernfähig und schafft mit sinkendem Ressourceneinsatz eine gleichbleibend sehr hohe Versorgungsqualität auf europäischer Ebene.

6.1.5 Erzeugungskapazität im Strommarkt und Reserven

331. Das derzeit in Deutschland verfolgte Konzept zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit folgt dem Ansatz des Energy-only-Marktes 2.0, der im Kern aus drei Elementen besteht. Er stellt erstens die Verantwortung der Bilanzkreisverantwortlichen in den Mittelpunkt, für die Lastbedarfsdeckung (Bilanzkreistreue) zu sorgen. Zweitens sollen bei der Preisbildung am Strommarkt keine Eingriffe erfolgen, um entsprechende Anreize zur Stromproduktion zu setzen und das Vertrauen von Investoren in Erträge aus dem Strommarkt insbesondere in Knappheitssituationen zu stärken. Drittens sollen Kraftwerksreserven außerhalb des Marktes vorgehalten werden.

332. Im Juni 2019 traten im deutschen Stromsystem erhebliche Marktungleichgewichte auf (vergleiche EWK 2021), die mit hoher Wahrscheinlichkeit durch Arbitragegeschäfte einiger Bilanzkreisverantwortlicher zwischen dem Ausgleichsenergiemarkt (über den Fahrplanabweichungen der Bilanzkreise ausgeglichen werden und der das entscheidende Instrument zur Anreizung der Bilanzkreistreue bildet) und dem Spotmarkt für Strom verursacht worden waren. In der Konsequenz wurde das System zur Ermittlung der Preise für Ausgleichsenergie Mitte 2020 umgestellt. Seitdem sollen geänderte Preisindizes (orientiert an den börslichen Intraday-Viertelstunden-Preisen) sowie zusätzliche Sicherheitsaufschläge Anreize für eine Stärkung der Bilanzkreistreue setzen (Bundesnetzagentur 2020b, ÜnB 2023).

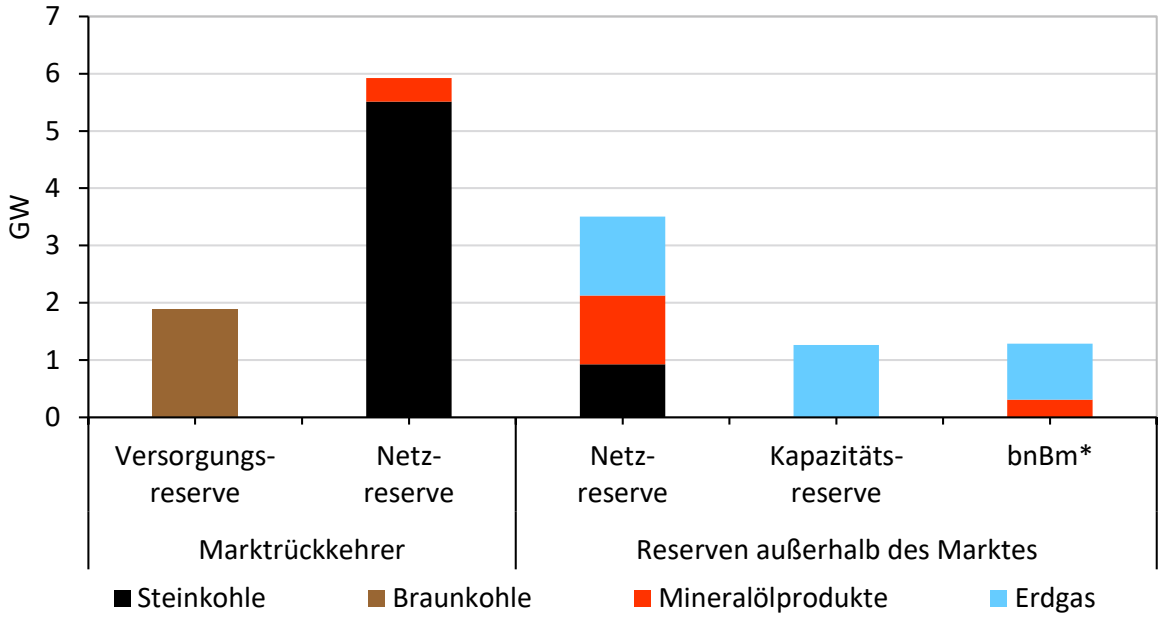
333. Im Zuge der Maßnahmen zur Bekämpfung der in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine entstandenen Verwerfungen auf den Erdgas- und Strommärkten hat die Bundesregierung eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, die das Vertrauen in den zweiten Pfeiler des Energy-only-Marktes massiv erschüttert haben. Zwar konnten im europäischen Raum vorgeschlagene Eingriffe in die Preisbildung im Großhandelsmarkt erfolgreich verhindert werden, gleichzeitig wurden jedoch diverse Maßnahmen zur Minderung von Energiekostenbelastungen ergriffen, unter anderem die Abschöpfung von Strommarkterlösen über einem gewissen Höchstwert (sog. Überschusserlöse), die mit dem Strompreisbremsengesetz (StromPBG) 2022 eingeführt wurden (StromPBG 2023). Wichtiger ist jedoch, dass im Zuge der Krisenmaßnahmen eine Reihe von außerhalb des Strommarktes als Reserve vorgehaltenen Kraftwerksblöcken in den Strommarkt zurückkehren konnten, was im Konzept des Energy-only-Marktes 2.0 eigentlich strikt ausgeschlossen worden war. Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Fragen zur Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes mit Blick auf die Refinanzierung von Investitionen im notwendigen Umfang (Cramton und Ockenfels 2011, Öko-Institut et al. 2015, EWI 2012, EWI et al. 2013, Monopolkommission 2023) ergibt sich mit den praktischen Erfahrungen des Jahres 2022 die Notwendigkeit einer entsprechenden Weiterentwicklung des Marktdesigns.

334. Die Kapazitäten der außerhalb des regulären Strommarktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten (Abbildung 6-12) ist im Zeitraum von 2015 bis 2022 von etwas über 6 auf über 12 GW angestiegen. Damit lag der Anteil der außerhalb des Strommarktes vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten bei einem Anteil von über 10 % der steuerbaren Kraftwerksleistung. Für das Jahr 2023 hätte sich eine weitere Erhöhung der entsprechenden Kraftwerksleistung ergeben (auf gut 14 GW bzw. mehr als 12 % der steuerbaren Kraftwerkskapazität), wenn für erhebliche Kraftwerksleistungen (ca. 6 GW) nicht die (bis 31.03.2024) befristete Rückkehr in den Strommarkt ermöglicht worden wäre. Unter Berücksichtigung dieser Marktrückkehrer lag die Gesamtkapazität der außerhalb des Marktes vorgehaltenen Kraftwerke im Jahr 2023 bei knapp 9 GW bzw. fast 8 % der gesamten steuerbaren Kraftwerksleistung.

Abbildung 6-12: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundene Kraftwerkskapazität

Anmerkung: Daten für das Jahr 2022 mit Stand 31.05.2022. Zu diesem Zeitpunkt waren Anlagen aufgrund der Krisenmaßnahmen noch nicht in den Markt zurückgekehrt.
Quellen: Kraftwerkslisten 2015 bis 2023 der Bundesnetzagentur.

Abbildung 6-13: Reserven im deutschen Stromsystem und Marktrückkehrer im Jahr 2023



Anmerkung: Ohne Neurath D und Neurath E, * bnBm = besonderes netztechnisches Betriebsmittel (ergänzt um die Anlage in Marbach, die in 2024 in Betrieb gehen soll). Die Kategorie Marktrückkehrer/Netzreserve umfasst auch Kraftwerke aus den Stilllegungsauktionen deren Laufzeit verlängert wurde und die bis zum 31.03.2024 stillgelegt wurden.
Quelle: Kraftwerksliste 2023 der Bundesnetzagentur, Zubau/Rückbau der BNetzKraftwerksliste.

335. Die Struktur der außerhalb des Marktes vorgehaltenen Anlagenkapazitäten (Abbildung 6-13) zeigt, dass der größte Teil der derzeit vorgehaltenen Kraftwerke auf den Bereich der Netzreserve entfällt. Diese besteht aus Kraftwerksanlagen, die der BNetzA zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angezeigt worden waren, diese Stilllegung aber (auf Grundlage einer Analyse der ÜNB) wegen ihrer systemrelevanten Funktion und zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems untersagt wurde und dann in der Netzreserve v.a. mit Blick auf die notwendigen Redispatch-Kapazitäten vorgehalten und entsprechend vergütet werden. Auslegungsrelevant für die Höhe der in der Netzreserve vorgehaltenen Leistung sind regelmäßig Starkwind-Situationen. In diesen Situationen sind die Strompreise in Deutschland vergleichsweise niedrig und die Exporte in die südlichen Nachbarländer entsprechend hoch (BNetzA 2023b). Für diese Situationen werden neben älteren Gaskraftwerken besonders Steinkohlekraftwerke eingesetzt, da sie an relevanten Orten im Stromnetz („systemrelevant“) zur Verwendung von positiven Leistungsanpassungen im Engpassmanagement verwendet werden können. Der inländische Bedarf für das Jahr 2023 für die Netzreserve betrug im Jahr 2023 nur 3,5 GW (Bundesnetzagentur 2023), weil durch die im Rahmen der bis 2024 ergriffenen Kurzfristmaßnahmen insbesondere Steinkohlekraftwerke in den Markt zurückgekehrt waren (s.u.). Im Betrachtungszeitraum 2025/2026 soll die Leistung in der Netzreserve jedoch auf 10 GW ansteigen (BNetzA 2023b). Die Netzreserve soll auch längerfristig bestehen bleiben (BMWK 2022b).

336. Über die Kapazitätsreserve können Kraftwerkskapazitäten außerhalb des Marktes betriebsbereit gehalten werden um zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (für den Fall von Leistungsbilanzdefiziten im Strommarkt) Angebot und Nachfrage auszugleichen. Ein Ausschreibungsverfahren für den Zeitraum von 01.10.22 bis 30.09.24 erbrachte 1.086 MW an Kapazitätsreserve, es handelt sich dabei um Gaskraftwerke. Die Kapazitätsreserve soll ebenfalls in den kommenden Jahren beibehalten werden, auch wenn ihre tatsächliche Wirksamkeit bisher noch nicht beurteilt werden kann (BMWK 2022b).

337. Die Versorgungsreserve besteht aus fünf Braunkohlekraftwerksblöcken der ausgelaufenen Sicherheitsbereitschaft. In der Sicherheitsbereitschaft wurden Kraftwerksblöcke vorgehalten, die im Zuge des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung stillgelegt wurden. Diese Kraftwerksblöcke wurden außerhalb des Marktes für vier Jahre vorgehalten und sollten nur betrieben werden, wenn die Stromnachfrage trotz aller vorgelagerten Maßnahmen nicht gedeckt werden kann. Im Oktober 2022 wurden die verbleibenden Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft in die Versorgungsreserve überführt und konnten bis Ende März 2024 von den Betreibern normal am Strommarkt eingesetzt werden. Ende März 2024 endeten Versorgungsreserve und Sicherheitsbereitschaft. Nach KVBG ist mit der „zeitlich gestreckten Stilllegung“ ein ähnliches Konzept ab Anfang 2026 geplant. Die zeitlich gestreckte Stilllegung umfasst jedoch nur ein Volumen von 3 Kraftwerksblöcken.

338. Schließlich werden mit den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm) Kraftwerke in Süddeutschland vorgehalten, die zur kurzfristigen Wiederherstellung der Netzstabilität

nach einem tatsächlichen Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel im Übertragungsnetz genutzt werden sollen. Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel bestehen aus neu errichteten Gasturbinen, die überwiegend mit Erdgas- und teilweise mit leichtem Heizöl betrieben werden. Die Gesamtleistung beträgt 1,2 GW. Ein weiterer Ausbau ist nicht vorgesehen.

339. Zur Einordnung möglicher Kurzfristfolgen der angespannten Versorgungssituation im Winter 2022/2023 wurde im Juni 2022 seitens der Übertragungsnetzbetreiber ein Stresstest für die Systemsicherheit des deutschen Stromsystems durchgeführt. Dieser untersuchte die Leistungsbilanz sowie die Netzsicherheit unter Maßgabe einiger (extremer Randbedingungen für den Winter 2022/2023 (BMWK 2022a):

- eine fortgesetzte sehr niedrige Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerkskapazitäten;
- eine geringere Kapazität der Marktrückkehrer (s.o.);
- eine Leistungsreduktion der Steinkohlekraftwerke aufgrund von Niedrigwasser;
- eine geringere Verfügbarkeit der Netzreserve;
- eine deutliche Beschränkung der Gasverfügbarkeit für die Verstromung in Süddeutschland und Österreich
- eine deutliche Lasterhöhung durch den Einsatz von Heizlüftern.

340. Auf Grundlage dieses Stresstestes leiteten die Übertragungsnetzbetreiber mit Blick auf die Kraftwerkskapazitäten eine Reihe von Empfehlungen ab, die im Folgenden teilweise umgesetzt wurden

- Hebung der kurzfristigen Potentiale des vertraglichen Lastmanagements: Umsetzungsstand unbekannt;
- Nutzbarmachung der Reserven: großteils umgesetzt;
- Marktrückkehr von Kraftwerken: großteils umgesetzt;
- verlängerte Laufzeit der Ende 2022 zur Stilllegung vorgesehenen Kernkraftwerke: umgesetzt (AtG 2022).

6.1.6 Langfristperspektive der Versorgungssicherheit im Stromsystem

341. Mit Blick auf den Handlungsbedarf zur Gewährleistung der längerfristigen Versorgungs- und Systemsicherheit liegen Analysen mit unterschiedlichen numerischen Modellierungen vor. Diese unterscheiden sich jedoch in ihren methodischen Ansätzen und sind entsprechend einzuordnen:

- Langfrist-Systemstudien verfolgen mit Blick auf die Versorgungssicherheit meist einen Leistungsbilanz-Ansatz. Die Modellierung zielt darauf ab, einen Ausgleich zwischen

Lastbedarf und verfügbarer Kraftwerkskapazität herzustellen, bezüglich der Rahmenbedingungen (Wetterjahre, Verbrauchsstrukturen) wird meist nur ein enger Möglichkeitsraum berücksichtigt. Systemstudien beziehen ganz überwiegend den europäischen Strommarkt ein, der Ansatz bleibt aber auch hier deterministisch.

- Für Untersuchungen mit dem engeren Ziel der Versorgungssicherheitsbewertung (Resource Adequacy Assessments) werden dagegen probabilistische Ansätze verfolgt, bei denen vor allem hinsichtlich der Wetterjahre eine Vielzahl von Varianten betrachtet wird und Monte-Carlo-Ansätze zum Tragen kommen. In diesen probabilistischen Analysen im europäischen Raum (vgl. hier v.a. das European Resource Adequacy Assessment – ERAA) (Entso-E 2023) werden die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Ländern bzw. Gebotszonen integriert betrachtet. Als Indikatoren zur Bewertung der Versorgungssicherheit werden hier einerseits die erwartete Anzahl unterdeckter Stunden (Loss of Load Expectation – LOLE) genutzt, die die Zahl der Stunden beschreiben, in der die Nachfrage der Stromverbraucher marktseitig nicht mehr vollständig gedeckt werden kann und andere Maßnahmen (Einsatz von Kapazitätsreserven etc.) greifen müssen. Andererseits wird die erwartete nicht gedeckte Energiemenge (Expected Energy Not Served – EENS) ermittelt, die die Strommengen beschreibt, deren Nachfrage marktseitig nicht gedeckt werden kann. Typischerweise führen diese probabilistischen Modellierungen zu einem höheren Bedarf an steuerbaren Kraftwerkskapazitäten bzw. entsprechenden Äquivalenten auf der Lastmanagement-Seite.
- In der Regel werden auf nationaler Ebene probabilistische Versorgungssicherheitsbewertungen auch unter Berücksichtigung der regionalen Verteilung von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Netzstrukturen erstellt (Transmission Adequacy Assessments). Auch hier werden im Regelfall eine Vielzahl von (Wetter-) Konstellationen mit Monte-Carlo-Simulationen berücksichtigt und es erfolgt eine integrierte europäische Betrachtung. LOLE und EENS bilden auch hier die zentralen Bewertungskriterien (BNetzA 2023a; Consentec 2023; r2b 2023).

Tabelle 6-2: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Gas und Wasserstoff in exemplarischen Systemstudien

	2023*	2025	2030	2035	2040	2045
	GW					
BMWK-Langfrist-szenarien 3**	31	22-49	27-60	32-72	32-77	38-101
Agora-Klimaneutrales Stromsystem 2035	31	37	46	61	-	-
ESYS-Hauptszenario	31	54	106	136	144	156
McKinsey	31	-	-	-	56	-

Anmerkungen: * Bestandsdaten ohne Reserven nach BNetzA (Stand 17.11.2023), 34,4 GW incl. Reserven. - ** die unteren Bandbreitenwerte beziehen sich auf Szenariovarianten mit hohen Wasserstoff- bzw. PtG-Anteilen, die oberen Werte auf das stromorientierte Szenario.

Quellen: EWK (2023), eigene Aktualisierungen für 2023 basierend auf der Kraftwerksliste der BnetzA.

342. Die Auswirkungen der verschiedenen klima- und energiewirtschaftlichen Zielsetzungen sowie die entsprechenden Marktentwicklungen auf die Leistungsbilanz werden in einer Vielzahl von Systemstudien untersucht. Die Entwicklung von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Erdgas und/oder Wasserstoff zur Erzielung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz bildet dabei einen wichtigen Indikator, zunächst ungeachtet der Frage, ob und unter welchen marktlichen oder regulatorischen Bedingungen bzw. mit welchen Wahrscheinlichkeiten sich diese Entwicklung einstellen kann. Der exemplarische Vergleich aktueller Langfriststudien (Tabelle 6-2) zeigt die erheblichen Bandbreiten der entsprechenden Entwicklungen vor allem mit Blick auf den Zeithorizont 2030 (für den die Beendigung der Kohleverstromung erwartet wird) und danach. Die Extremfälle weisen hier auf einen nicht bestehenden Netto-Zubaubedarf (wasserstoff- und wasserstoffimportintensives Szenario der BMWK-Langfristszenarien) sowie einen Netto-Zubaubedarf von über 70 GW (2030) bzw. über 110 GW (2040) (ESYS-Hauptszenario) auf. Für die anderen gezeigten Studien wird bis 2030 ein Netto-Zubaubedarf von 12 bis 27 GW und danach von 20 bis über 40 GW erwartet. Die hinter diesen Bandbreiten liegenden Gründe sind nur teilweise transparent nachvollziehbar und wahrscheinlich vielfältig. Die Kommission hält vor diesem Hintergrund die systematische Aufarbeitung der unterschiedlichen Anforderungen an eine ausgeglichene Leistungsbilanz in Langfrist-Systemstudien für dringend erforderlich, um belastbare strategische Schlussfolgerungen zu ermöglichen. Zu dieser Transparenz gehört die Ausweisung der Spitzenlast, der residualen Spitzenlast, dem Beitrag von Nachfrageflexibilität sowie der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten und der Beiträge des Auslands.

Tabelle 6-3: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten auf Basis Gas und Wasserstoff in den Studien zum Versorgungssicherheitsbericht 2022

	2022/2023*	2025	2026	2028	2030	2031
	GW					
Consentec et al. (2023)**						
Wetterjahr 2012	26	30	30	43	-	49
Wetterjahr 2019	26	28	32	43	-	55
r2b (2023)						
Basisszenario	30	30	-	34	37	-
	LOLE (h/a)					
Consentec et al. (2023)**						
Wetterjahr 2012	-	0	0	0	-	0
Wetterjahr 2019	-	0	0	0	-	0
r2b (2023)						
Basisszenario	-	0	-	0	0	-

Anmerkungen: * bei Consentec et al. (2023) ist 2023 das erste Modell-Stützjahr, bei r2b (2023) ist 2022 das Basisjahr auf Grundlage historischer Daten. ** die dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf das Marktgebiet Deutschland/ Luxemburg

Quellen: BnetzA (2020a), BnetzA (2023a) Consentec et al (2023), r2b (2023), eigene Berechnungen.

343. Für Deutschland erstellt die Bundesnetzagentur auf zweijähriger Basis einen Versorgungssicherheitsbericht (BnetzA 2023a) und holt dafür entsprechende Gutachten ein (Consentec 2023; r2b 2023). Der aktuelle Versorgungssicherheitsbericht aus dem Jahr 2022 ermittelt für den Zeithorizont 2030/31 LOLE-Werte von Null. Grundlage dafür ist vor allem der ermittelte Netto-Zubau von Gaskraftwerken in der Bandbreite von 7 bis 29 GW. Dieser Zubau entsteht teilweise auf der Grundlage von Entwicklungsannahmen für den Zubau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und teilweise aus modellendogen ermittelten Neubauentscheidungen. Die starke Parameterabhängigkeit des ermittelten Zubaus von Gaskraftwerken zeigt sich exemplarisch am Beispiel des Wetterjahrs. In den Modellierungen von Consentec et al. (2023) führt allein der Wechsel des zugrunde gelegten Wetterjahres zu einem zusätzlichen modellendogenen Netto-Zubau an Gaskraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von ca. 6 GW. Auch wenn die exogenen Vorgaben und modellendogenen Ergebnisse erklärungsbedürftig sind, sind diese Unterschiede angesichts der als unkritisch errechneten Versorgungssicherheitsindikatoren zumindest für den Zeithorizont 2030/2031 weniger relevant. Im Sinne der Transparenz wäre jedoch eine Herausarbeitung der Unterschiede zwischen den beiden beauftragten Studien empfehlenswert gewesen.

Tabelle 6-4: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten auf Basis Gas und Wasserstoff im European Resource Adequacy Assessment 2023

	2023	2025	2028	2030	2033
	GW				
Scenario A (Central Reference)*	33	28	33	48	57
Scenario B (Sensitivity)**	33	25	31	42	50
	Mittelwert LOLE (P50 - P95***) [h/a]				
Scenario A	-	2,16 (0 - 9)	3,55 (0 - 15,8)	4,28 (1 - 17)	8,07 (2 - 45,8)
Scenario B	-	7,35 (2 - 31,8)	12,26 (5 - 53)	11,19 (3 - 54,4)	21,63 (11 - 89,8)

Anmerkungen: * substanzielle Reaktion der Investitionen auf Preisspitzen. ** geringere Reaktion der Investitionen auf Preisspitzen. - *** P50 beschreibt das 50. Perzentil, P95 das 95. Perzentil

Quellen: Entso-E, eigene Berechnungen.

344. Ein deutlich anderes Bild ergibt sich jedoch als Ergebnis des von Entso-E durchgeführten European Resource Adequacy Assessments (ERAA) (Entso-E 2023). Ausgewählte Ergebnisse dieser Versorgungssicherheitsbewertung zeigt die Tabelle 6-4. Das ERAA 2023 unterscheidet vor allem mit Blick auf die modellendogen ermittelten Kapazitätsentwicklungen zwischen zwei Szenarien. Das Scenario A unterstellt eine starke Reaktion der Investitionstätigkeit zur Schaffung neuer Kraftwerks- und/oder Demand-Response- (DR-) Kapazitäten auf Preisspitzen im Strommarkt, während diese investitionsseitigen Reaktionen im Scenario B als deutlich abgedämpft modelliert werden. In beiden Szenarien kommt es bis zum Jahr 2030 zu einem deutlichen Netto-Zubau an Gaskraftwerken in einer Bandbreite von 9 bis 15 GW. Bis zum Jahr 2033 steigt der ermittelte Netto-Zubau auf 17 bis 24 GW. Gleichwohl ergeben sich für die Versorgungssicherheits-Indikatoren deutlich andere Werte als in den für Deutschland durchgeführten Analysen. Bis 2030 ergibt sich ein LOLE von im Mittel 4,28 bis 11,19 h/a, bis 2033 steigen diese Werte auf 8,07 bis 21,63 h/a an, wobei die Monte-Carlo-Analysen zu erheblichen Bandbreiten führen. Zur Einordnung: Die Bundesnetzagentur hat einen Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a vorgeschlagen, erst bei einer Überschreitung dieses Wertes würde das Versorgungssicherheitsniveau am Strommarkt nicht mehr als effizient gelten (BnetzA 2023a). Allerdings bedeutet eine LOLE oberhalb dieses Wertes nur, dass die marktliche Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet wäre und außerhalb des Marktes vorgehaltene Reserven zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt werden müssten. Gleichwohl sieht die Expertenkommission dringenden Klärungsbedarf für die sehr unterschiedlichen Ergebnisse der für Deutschland und für Europa insgesamt durchgeführten Versorgungssicherheitsanalysen, um die Versorgungssicherheitsstrategie Deutschlands im europäischen Strommarkt auf eine robuste Grundlage stellen zu können.

345. Auf Grundlage der absehbaren Trends im Strommarkt (Zunahme des Strombedarfs, Abgang von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten durch regulatorische Vorgaben oder marktliche Prozesse) sowie der vorliegenden Analysen hat die Bundesregierung einige Maßnahmen ergriffen, die nur

in Grenzen mit dem deklamatorisch verfolgten Konzept des Energy-only-Markts 2.0 übereinstimmen:

- die Förderung steuerbarer Kraftwerkskapazitäten im Bereich Biomasse über das EEG sowie für Erdgas-KWK-Anlagen über das KWKG; die Zubauten steuerbarer Kraftwerkskapazitäten in den letzten Jahren sind nahezu ausschließlich auf die Förderung im Rahmen dieser Instrumente erfolgt;
- die Bundesregierung verfolgt im Rahmen der Kraftwerkstrategie die Förderung der Errichtung und des Betriebs mit Wasserstoff betriebener oder für den Wasserstoffeinsatz vorbereiteter Gaskraftwerke.

346. Jenseits dessen hat die Bundesregierung mit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem einen Stakeholder-Prozess aufgesetzt, der auch die Perspektiven eines neuen Marktdesigns diskutieren soll (BMWK 2023d).[24]

347. Im Rahmen der Kraftwerkstrategie soll nach einer politischen Einigung Anfang Februar 2024 ein mehrstufiger Ansatz für die Errichtung neuer Kraftwerke im notwendigen Umfang verfolgt werden (BMWK 2024b):

- Zur Erprobung und Markteinführung von Kraftwerken, die mit 100 % Wasserstoff betrieben werden können, sollen solche Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 500 MW ausgeschrieben sowie investitions- und betriebskostenseitig gefördert werden.
- Im Rahmen einer eigenen Fördermaßnahme sollen für den Wasserstoffbetrieb vorbereitete Gaskraftwerke (**H_2-ready-Kraftwerke**) unterstützt werden, die zunächst mit Erdgas betrieben und von 2035 bis 2040 auf den vollständigen Betrieb auf Wasserstoffbasis umgestellt werden. Dazu ist insbesondere eine Kapazitätszahlung für die Refinanzierung der Kraftwerksinvestitionen vorgesehen. In den nächsten Jahren sollen insgesamt 10 GW solcher Neubaukraftwerke ausgeschrieben werden. Die Kraftwerke sollen systemdienlich zugebaut werden. Dabei sollen der von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierte regionale Bedarf für steuerbare Kraftwerke, die bestehenden Kraftwerksstandorte sowie die Topologie des sich entwickelnden Wasserstoffnetzes berücksichtigt werden. Darüber hinaus soll eine begrenzte Förderung von Wasserstoff über den Ausgleich der Differenzkosten zu Erdgas erfolgen.

[24] Die starke Rolle des Wasserstoff-Einsatzes bzw. dessen Vorbereitung ergibt sich vor allem aus der beihilfeseitigen Einordnung der in der Kraftwerkstrategie enthaltenen Maßnahmen. Die Beihilfen im Rahmen der Kraftwerkstrategie wurden dabei nach Kap. 4.1 (Dekarbonisierungsmaßnahmen) der Klimaschutz-, Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien (KUEBL) und nicht nach Kapitel 4.8 (Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit) notifiziert. Da im Rahmen von Dekarbonisierungsmaßnahmen die Förderung von Anlagen für den Einsatz fossiler Brennstoffe nur sehr begrenzt zulässig ist, muss der Einsatz des auf absehbare Zeit teuren Brennstoffs Wasserstoff eine besondere Rolle spielen (und wird zu einem wichtigen Kostentreiber der entsprechenden Instrumente).

- Ab 2028 soll ein breiter angelegter Kapazitätsmechanismus starten, über den steuerbare Kraftwerkskapazitäten kofinanziert werden können. Das entsprechende Konzept soll bis zum Sommer 2024 vorgelegt werden.

348. Im Rahmen des Entwurfs zur Carbon-Management-Strategie soll auch die Frage der CO_2-Abscheidung und -speicherung für Kraftwerke aufgegriffen werden (BMWK 2024a). Die Expertenkommission weist darauf hin, dass die CO_2-Abscheidung und -speicherung eine kapitalintensive Technologie ist und daher vor allem in Anlagen zum Einsatz kommen sollte, die mit hoher Auslastung betrieben werden. Insbesondere die in Zukunft erheblich an Bedeutung gewinnenden Spitzenlastkraftwerke sind jedoch nur gering ausgelastet, daher ist der Ausbau einer Infrastruktur zur CO_2-Entsorgung bei solchen Kraftwerken hier kaum zu rechtfertigen. Eine CO_2-Abscheidung an Kraftwerken ist insbesondere an hochausgelasteten Anlagen sinnvoll, wie z. B. der Abfallverbrennung.

349. Eine wichtige Rolle bei der Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten (auch im Kontext des Kohleausstiegs) spielte bisher das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Dieses ist bisher bis zum Jahr 2026 befristet und es ist bisher unklar, ob es einerseits im Kontext der Klimaneutralitätsstrategie auch im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ein auch längerfristig sinnvolles Instrument ist und unter welchen rechtlichen Bedingungen eine Verlängerung möglich wäre. Anfang 2024 hat der EuG entschieden, dass das bestehende KWKG keine Beihilfe darstellt. Es ist aber noch nicht abschließend geklärt, ob diese Entscheidung Bestand haben wird. Unabhängig davon sieht die Expertenkommission die Notwendigkeit, dass die Förderung von fossilen KWK-Anlagen bis 2026 ausläuft. Vielmehr sind auch im KWKG Regelungen notwendig, die wie in der Kraftwerkstrategie perspektivisch eine Umrüstung auf Wasserstoff vorsehen. Ohne eine solche Klärung der Rolle des KWKG wird eine belastbare Bewertung der zukünftigen Versorgungssicherheitssituation erheblich erschwert. Ähnliches gilt für die Rolle von über das EEG geförderten Biomasseanlagen.

350. Die Kommission sieht auch mit Blick auf die zukünftige Rolle und die Robustheit der Nachfrageflexibilität und auch von Stromspeichern bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit einen erheblichen Klärungsbedarf.

351. Mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die beschriebenen Maßnahmen weist die Kommission auf ein Spannungsfeld hin. Einerseits sieht sie den sehr technologiespezifischen Ansatz der bisher verfolgten Maßnahmen (EEG, KWKG, Kraftwerkstrategie) sehr kritisch, auch weil einige wichtige Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Nachfrageflexibilität etc.) systematisch ausgeblendet werden. Angesichts des in zumindest einigen Analysen zur Versorgungssicherheit herausgearbeiteten und mit Blick auf das Jahr 2030 auch sehr zeitkritischen Handlungsdrucks wird andererseits eine konzeptionelle Neuordnung der Maßnahmen z. B. im Rahmen einer umfassenden Reform des Marktdesigns (und deren beihilferechtlichen Erfordernisse) bis dahin nur sehr begrenzt möglich sein. Daraus folgt

gleichwohl die Notwendigkeit, für den Zeitraum nach 2030 eine umfassende Reform des Marktdesigns anzustoßen, die das bestehende und zunehmend unübersichtlicher werdende System aus unterschiedlichen Reserven außerhalb des Strommarktes sowie sehr technologiespezifischen Einzelmaßnahmen ablöst sowie auch und besonders die Nachfrageseite des Stromsystems einbezieht. Die längerfristige Perspektive mit Blick auf die Strukturen des zukünftigen Strommarktdesigns sollte deswegen eine wichtige Nebenbedingung für die Ausgestaltung der aktuell verfolgten Fördermaßnahmen werden. Gleiches gilt für die Förderung des Wasserstoffeinsatzes in der Verstromung (auf Grundlage der Nationalen Wasserstoffstrategie). Die Maßnahmen sollten hier so ausgestaltet werden, dass sie ggf. ohne gravierende Anpassungen auch auf die Förderung des Wasserstoffeinsatzes in anderen Bereichen (z. B. für Prozesswärme in mittleren Industrieanlagen) ausgeweitet werden könnten. Die Kommission weist aber an dieser Stelle noch einmal nachdrücklich darauf hin, dass ein deutlich höheres Maß an Transparenz und Belastbarkeit der grundlegenden Analysen zum Stand der Versorgungssicherheit (auch mit Blick auf die Rolle der grenzüberschreitenden Beiträge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit) eine unabdingbare Voraussetzung für die zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit ergriffenen Maßnahmen bildet.

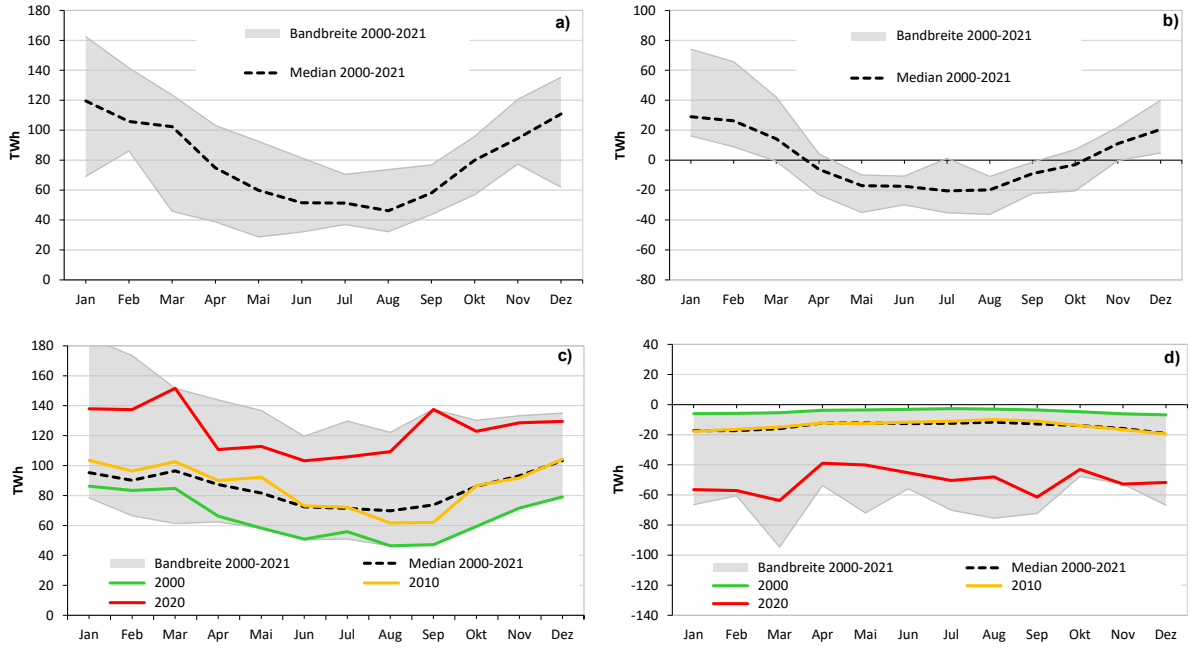
352. Die Expertenkommission sieht in der Stärkung des Energy-only-Marktes sowie der Systemdienstleistungsmärkte eine wesentliche Voraussetzung für die Sicherung eines robusten Rahmens für die in großem Umfang notwendigen Investitionen in steuerbare Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen.

353. Angesichts der vielfältigen Unsicherheiten im Markt, teilweise auch durch regulative Maßnahmen verursacht, kann die Nutzung zusätzlicher Absicherungsinstrumente zur Gewährleistung eines robusten Transformationsprozesses zu einem klimaneutralen Stromsystem erforderlich sein. Prioritär sollte dabei der Schaffung eines umfassenden und systematischen Investitionsrahmens der Vorrang gegeben werden. Der bisherige Weg der Schaffung immer neuer, kleinteiliger Kapazitätsmechanismen ist nicht zielführend. Die Expertenkommission hält deswegen den mit der Kraftwerkstrategie nunmehr eingeschlagenen Weg eines schrittweisen Prozesses in Richtung eines Kapazitätsmechanismus für einen geeigneten Ansatz, im Spannungsfeld von schnellem Handlungsbedarf und der mittelfristigen Schaffung eines Kapazitätsmechanismus zu pragmatischen und langfristig tragfähigen Marktdesign-Lösungen zu kommen. Für die geplanten Übergangsinstrumente sollte jeweils die Passfähigkeit zu und die Überführung in das o.g. Zielmodell eines umfassenden Kapazitätsmechanismus gesichert werden. Die Expertenkommission verweist in diesem Zusammenhang auf ihre detaillierten Ausführungen in ihrer Stellungnahme zum zukünftigen Marktdesign (EWK 2023).

6.2 Erdgas

354. Die deutsche Erdgasversorgung ist durch eine Reihe von Strukturmerkmalen geprägt, die für die Energie- und Versorgungssicherheit von erheblicher Bedeutung sind (Abbildung 6-14).

Abbildung 6-14: Saisonale Strukturmerkmale der deutschen Erdgasversorgung: a) Verbrauch, b) Nutzung der Speicher, c) Importe sowie d) Exporte



Quellen: BAFA (2023), Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen.

- Erstens folgt der Erdgasverbrauch einem sehr klaren saisonalen Muster (Abbildung 6-14a). Typischerweise entfallen etwa zwei Drittel des gesamten Erdgasverbrauchs auf das erste und das vierte Quartal und ein Viertel des jährlichen Gasverbrauchs auf die Monate Januar und Dezember. Der Verbrauch ist stark durch den Raumwärmebedarf geprägt. Die genannte Größenordnung hat sich in den Jahren ab 2021 strukturell leicht geändert. Die Verbrauchsanteile des ersten und vierten Quartals liegen seitdem bei Werten von 52 bis 56 %, auch als Folge der massiv erhöhten Erdgaspreise und der verstärkten Bemühungen vor allem zur Raumwärmeeinsparung.

- Zweitens wird der größte Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus dem Ausland importiert (Abbildung 6-14c). Der Importanteil des in Deutschland verbrauchten Erdgases ist in den letzten Jahren deutlich angestiegen, lag 1990 bei etwa 75 %, ist bis zur Jahrtausendwende auf etwa 80 % gestiegen, liegt seit 2015 bei über 90 % und hat in den letzten Jahren Niveaus von ca. 95 % erreicht. Die Importe folgen nur in begrenztem Maße der saisonalen Struktur des Erdgasverbrauchs. Typischerweise liegt der Anteil der Netto-Erdgasimporte Deutschlands im ersten und im vierten Quartal um ca. 10 Prozentpunkte unter

dem entsprechenden Verbrauchsanteil, für die Monate Januar und Dezember liegt diese Differenz meist bei etwa 5 Prozentpunkten.

- Drittens werden die saisonalen Verbrauchsmuster in erheblichem Maße durch die Nutzung von Erdgasspeichern bedient (Abbildung 6-14b). Das Ein- und Ausspeicherprofil der deutschen Erdgasspeicher reflektiert in hohem Maße die Verbrauchsstrukturen: im ersten und im vierten Quartal kommt es zu massiven Ausspeicherungen und die Erdgasspeicher werden typischerweise in den Monaten Mai bis September wieder aufgefüllt. Meist werden insgesamt 10 bis 20 % des Jahresverbrauchs in Deutschland aus Speicherentnahmen bedient.
- Viertens hat sich Deutschland im Lauf der letzten Jahre zu einem großvolumigen Handels-Hub entwickelt (Abbildung 6-14d). Während in den 1990er Jahren das Niveau der Erdgas-Exporte Deutschlands deutlich unter 10 % der Einfuhren lagen sind sie bis 2010 auf 20 % gestiegen, nahmen danach, vor allem nach Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 (Ende 2011), stark zu und erreichten in den Jahren 2018 bis 2020 fast 50 %, nahmen in 2021 leicht ab, wurden in der Folge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine in den Folgejahren massiv zurückgeführt und erreichten im Jahr 2023 ein Niveau von knapp 20 %.

Zur Datenlage im Erdgassektor

Auch wenn die Daten zur Erdgasversorgung und zum Erdgasverbrauch auf Jahresbasis in den deutschen Energiebilanzen sorgfältig konsolidiert werden, liegt für zeitlich höher aufgelöste Daten sowie die nach Liefer- und Zielländern aufgelösten Außenhandelsdaten eine Reihe unterschiedlicher, teilweise lückenhafter und teilweise widersprüchlicher Daten vor.

Mit Blick auf den Erdgasverbrauch im Inland werden Monatsdaten vom Statistischen Bundesamt, dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (bis 2022) sowie von Eurostat berichtet. Diese weichen teilweise um mehrere Prozentpunkte voneinander ab.

Die vom Statistischen Bundesamt berichteten Speicherentnahmen stimmen für die aktuellen Jahre relativ gut mit den vom Bafa (bis 2022) berichteten Daten überein.

Die größten Unterschiede sind für die nach Herkunftsländern differenzierten Außenhandelsdaten zu konstatieren. Teilweise liegt das an der schwierigen Unterscheidung zwischen Herkunftsländern und den physikalischen Lastflüssen an Grenzübergangspunkten, die erstens nur teilweise bzw. über Plausibilitätsüberlegungen Rückschlüsse auf die Herkunft zulassen. Zweitens müssen teilweise auch Ringflüsse berücksichtigt werden (z. B. die Ausfuhr von Sachsen nach Tschechien und die Wiedereinfuhr von Tschechien nach Bayern). Drittens bildet angesichts der signifikanten Wiederausfuhren von Erdgas die Zuordnung der entsprechenden Importmengen ein erhebliches Problem. In der amtlichen Energiestatistik sind vom Bafa seit 2016 die bis dahin veröffentlichen

vertraglichen Mengen aus Geheimhaltungsgründen nicht mehr berichtet worden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlicht auf Jahresbasis physikalische Lastflüsse, seitens Eurostat werden sowohl Jahres- als auch auf Monatsbasis Erdgas-Austauschmengen berichtet, die jedoch teilweise lückenhaft und bezüglich der Qualifizierung mit Blick auf Herkunftsländer bzw. physikalische Lastflüsse nicht immer eindeutig sind. Schließlich veröffentlichen Energieversorgungsunternehmen (BP) oder Verbände der Energieversorger (Entso-G, BDEW) wie auch die Internationale Energieagentur (IEA) eigene Angaben. Ein Vergleich der unterschiedlichen Angaben verdeutlicht die Dimension der entsprechenden Unsicherheiten: Für das Jahr 2015 berichtet das Bafa einen Anteil der russischen Erdgaseinfuhren am gesamten Erdgasimport von 34,6 %. Die BnetzA ordnet den russischen Einfuhrmengen nur die Lieferungen über die Pipeline Nord Stream 1 zu und ermittelt hier einen Importanteil von 26,6 %. Inklusive der Lieferungen über die Grenzen zu Tschechien und Polen ergibt sich hier ein Wert von 58,4 %. In der Energiestatistik von Eurostat beträgt der russische Importanteil für das Jahr 2015 42,6% und BP berichtet in seinem Statistical Review of World Energy einen Importanteil von 43,5 % für russisches Erdgas. Für das Jahr 2021 betragen die entsprechenden Angaben 37,5 % bzw. 63,5 % (BnetzA), 66,4 % (Eurostat) sowie 61,8 % (BDEW). BP berichtet für 2020 letztmalig einen russischen Importanteil für Deutschland mit einem Wert von 55 %. Die russischen Anteile an LNG-Importen in die europäischen Nachbarstaaten sind zwar grundsätzlich belegt, aber auch mit Blick auf die Gaslieferungen weiter nach Deutschland bisher nicht systematisch aufgearbeitet.

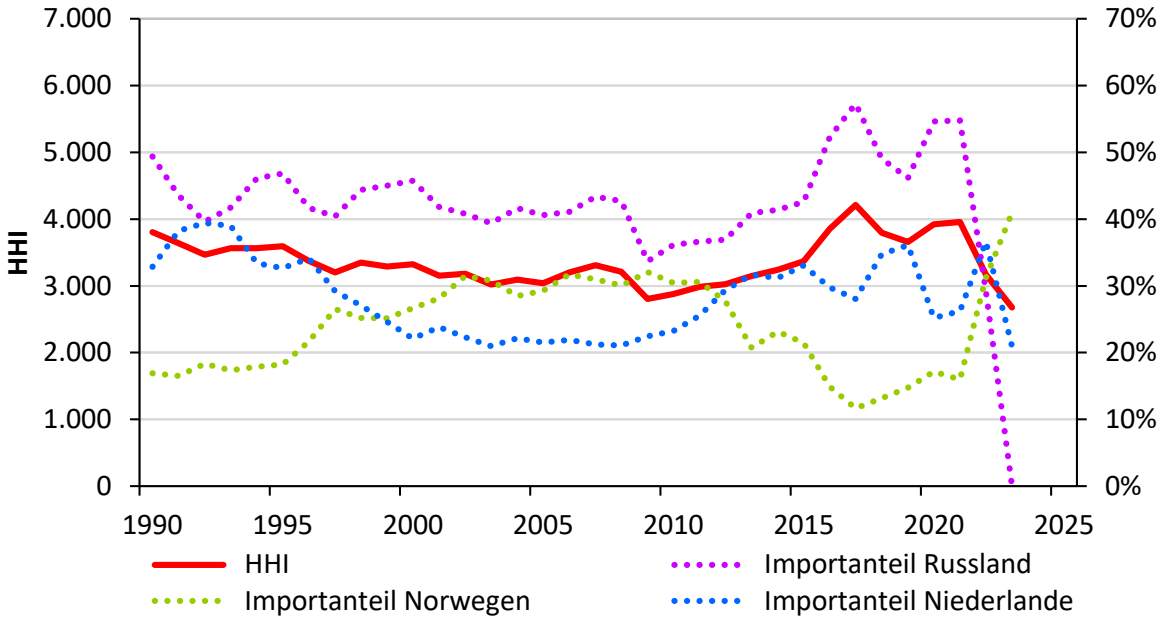
Für die anlagenscharfen Gas-Speicherstände in Europa bietet der Verband der europäischen Gas Infrastruktur-Betreiber (GIE – Gas Infrastructure Europe) einen tagesscharfen Datenservice.

Die Schaffung einer methodisch und datenseitig konsistenteren Datenbasis ist damit gerade für die aktuellen und zukünftigen Politiken zur Erhöhung der Resilienz in der Erdgasversorgung von erheblicher Bedeutung und bildet ein wichtiges Handlungsfeld. Angesichts der zunehmenden Rolle von LNG-Lieferungen nach Europa gehört dazu ggf. auch die Einführung von Berichtspflichten bezüglich der Herkunftsländer.

355. Die Erdgasimporte nach Deutschland stammen traditionell aus drei großen Herkunftsregionen, d. h. Russland, Norwegen und die Niederlande. In den letzten Dekaden bildeten die Einfuhren aus Russland den durchgehend größten Anteil, geliefert wurde das Erdgas im Transit über Polen/Belarus sowie die Ukraine (über die Slowakei und Tschechien) und ab 2011 über die direkte Pipeline-Verbindung Nord Stream 1. Im Zeitverlauf sinkende Erdgasmengen wurden aus den Niederlanden geliefert, im Zuge der Beendigung der Erdgasförderungen im niederländischen Groningen laufen diese Erdgasbezüge jedoch aus. Der Anteil Norwegens ist nach der Jahrtausendwende deutlich gestiegen und bildete den wesentlichen Teil der Komplementärversorgung für die Lieferungen aus Russland. Die norwegischen Gasfelder sind durch drei leistungsstarke Pipelines (Europipe I, Europipe II sowie Norpipe) direkt an das deutsche Gasnetz angebunden. Zusätzlich können norwegische Gaslieferungen über andere Nordsee-Anrainerstaaten (Niederlande, Belgien,

Frankreich, Dänemark) erfolgen bzw. können nach Deutschland gelieferte Mengen in diese Staaten geliefert werden.

Abbildung 6-15: Importkonzentration und Importanteile der wichtigsten Erdgas-Lieferländer Deutschlands



Anmerkung: Für die Jahre 2016 bis 2021 wurden Datenlücken in der Eurostat-Statistik durch auf anderen statistischen Quellen für die Erdgasimporte Deutschlands beruhenden Zuschätzungen ergänzt.
Quellen: Eurostat (2024a,b), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts.

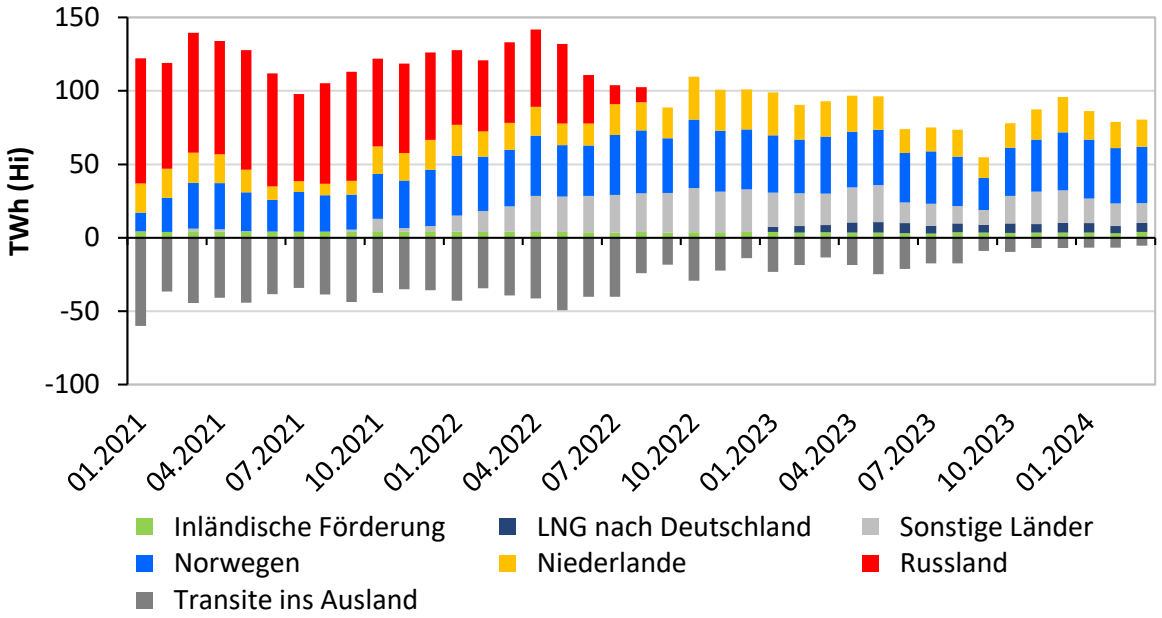
356. Die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland, gemessen als Herfindahl-Hirshmann-Index (HHI), ist nach einer längeren Phase leichter Rückgänge nach 2010 und vor allem in Folge der Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 ab 2012 massiv angestiegen. Im Jahr 2017 wurde mit 4.214 ein historischer Höchststand sowie im Jahr 2021 mit 3.955 Punkten der zweithöchste Wert für die Marktkonzentration erreicht (Abbildung 6-15). Getrieben wurde die Entwicklung des HHI vor allem durch die sehr großen und wachsenden Anteile der Erdgasimporte aus Russland. Die Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 2 hätte die Erdgaseinfuhren aus Russland und damit die Importkonzentration wahrscheinlich noch weiter erhöht. Gleichwohl liegt der HHI für die Importkonzentration bei Erdgas fast über den gesamten Zeitraum bei Werten von über bzw. nur leicht unter 3.000 Punkten und ist damit klar als hoch einzuordnen.[25] Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen. Ziel sollte es sein die Marktkonzentration im Bereich der Erdgas-Importe weiter deutlich zu reduzieren. Beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

[25] Die Marktkonzentration wird bei einem HHI von unter 1.000 Punkten als niedrig, für die Bandbreite von 1.000 bis 1.800 als mittel sowie für Werte von über 1.800 Punkte als hoch eingestuft.

(vgl. Kapitel 4.4) sollten diese Aspekte von Anfang an als wichtige Ziele verfolgt sowie entsprechende Maßnahmen ergriffen und Instrumente entwickelt werden.

357. Nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, den unter verschiedenen Vorwänden seitens Russlands immer wieder reduzierten oder eingestellten Erdgaslieferungen sowie nach dem Anschlag auf die Pipeline Nord Stream 1 sowie einen Strang der fertiggestellten und befüllten, aber noch nicht in Betrieb genommenen Pipeline Nord Stream 2 am 26. September 2022 sind die Lieferungen von russischem Erdgas über die Ostsee sowie durch Polen komplett eingestellt worden. Auch über Tschechien erfolgen keine russischen Erdgaslieferungen mehr nach Deutschland (Abbildung 6-16). Einige Nachbarstaaten Deutschlands (z. B. Österreich) decken jedoch weiterhin große Anteile ihres Erdgasbedarfs aus Russland, Deutschland kommt mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für diese Länder eine potentiell große Rolle zu. Dies gilt insbesondere für den Fall einer Beendigung der Erdgastransite über die Ukraine.

Abbildung 6-16: Aufkommen von Erdgas und Außenhandel nach Lieferländern



Quellen: BDEW (2024), Berechnungen des Öko-Instituts.

358. Die strukturellen Veränderungen der Erdgasimporte Deutschlands und deren Voraussetzungen sind in Abbildung 6-16 dargestellt.

- Die Lieferungen aus Norwegen sind von 2021 auf 2022 massiv, d. h. um über 150 TWh ausgeweitet worden, sind aber im Jahr 2023 aus Produktionsgründen wieder um etwa 50 TWh zurückgegangen. Zum Vergleich: Im Jahr 2021 wurden knapp 860 TWh Erdgas aus Russland nach Deutschland geliefert, in den Monaten bis zur Kompletteinstellung der russischen Erdgasimporte betrugen diese im Jahr 2022 noch knapp 320 TWh.

- Die ausfallenden Liefermengen aus Russland sind teilweise durch Lieferungen aus den westeuropäischen Nachbarstaaten kompensiert worden, die wiederum teilweise auf einen deutlich erhöhten Import von verflüssigtem Erdgas (LNG – Liquified Natural Gas) über die dortigen Nordsee-Terminals möglich wurden. Der zusätzliche Beitrag der westeuropäischen Nachbarstaaten betrug auf der Grundlage der BDEW-Daten im Vergleich der Jahre 2021 und 2022 etwa 325 TWh, ging aber 2023 auf etwa 275 TWh zurück.
- Der Verbrauch von Erdgas ist in Deutschland in den Jahren 2022 und 2023 gegenüber 2021 um etwa 17 % (2022) bzw. 21 % (2023) zurückgegangen. Dies entspricht einem Verbrauchsrückgang von 2021 auf 2022 von knapp 180 TWh und von 2022 auf 2023 nochmals um knapp 40 TWh. Maßgeblich dafür waren vor allem preisliche und verhaltensbedingte Effekte (vgl. Kapitel 2). Vom gesamten Minderverbrauch bei Erdgas im Zeitraum 2021 bis 2023 entfiel ein Anteil von 48 % auf die Industrie, 35 % auf die privaten Haushalte und 11 % auf die Strom- und Fernwärmeversorgung. Bei insgesamt sehr begrenzten Möglichkeiten zum Energieträgerwechsel im aktuellen Anlagenpark der Industrie (bivalente Brenner etc.) ist ein sehr großer Teil des rückläufigen Gasverbrauchs in der Industrie auf Produktionssenkungen zurückzuführen.
- Die Rolle Deutschlands als Transitland ist in den Jahren ab 2022 massiv gesunken. Im Vergleich zum Jahr 2021 gingen die Exporte aus Deutschland um fast 95 TWh und 2023 zusätzlich um fast 210 TWh zurück.
- Seit Ende 2022 wird LNG auch über das erste in Betrieb genommene schwimmende LNG-Terminal (FSRU – Floating Storage and Regasification Unit) direkt nach Deutschland geliefert. Die direkten LNG-Importe aus nunmehr drei FSRU betrugen im Jahr 2023 knapp 70 TWh.

Tabelle 6-5: In Betrieb und in Planung befindliche LNG-Terminals in Deutschland

		Kapazität Mrd. m^3	Inbetrieb-nahme	Laufzeit a	Betreiber	Bemerkungen
FSRU Terminals	Wilhelmshaven I	6,0	2022	10	Deutsche Terminal	
	Wilhelmshaven II	4,0	2024	2	Deutsche Terminal	
	Brunsbüttel I	7,5	2023	4	Deutsche Terminal	
	Stade I	6,0	2024	3	Deutsche Terminal	
	Lubmin/Mukran I	5,0	2023	10	Deutsche ReGas	
	Mukran II	7,5	2024	8	Deutsche ReGas	
Onshore Terminals	Wilhelmshaven III	11,0	2026	20	E.ON, TES, Engie	noch keine FID
	Brunsbüttel II	8,0	2027	20	Gasunie, RWE, KfW	FID getroffen
	Stade II	13,0	2027	20	Hanseatic Energy Hub	noch keine FID

Anmerkung: Charterzeiten der FSRU-Terminals teilweise länger als geplante Laufzeiten
Quellen: Prognos (2023), BMWK (2023) und eigene Recherchen.

359. Mit dem sehr schnellen Chartern und der landseitigen Pipeline-Anbindung von FSRU wird in Deutschland bis zum Jahr 2024 eine vergleichsweise große Anlandungskapazität für LNG geschaffen. Die FSRU werden überwiegend durch die Deutsche Terminal GmbH betrieben, aber auch für

die von der Deutschen ReGas GmbH & Co. KgaA (bzw. deren Tochtergesellschaften) angemieteten und betriebenen FSRU werden erhebliche Fördermittel eingesetzt. Der Betrieb der FSRU ist im Regelfall nur für wenige Jahre vorgesehen, v.a. bis die landseitigen Terminalprojekte in Betrieb gehen können. Die FSRU bilden aber auch eine signifikante Flexibilitätsoption für den Fall, dass einzelne feste Terminals erst später oder überhaupt nicht in Betrieb gehen bzw. die Erdgasnachfrage deutlich früher und stärker reduziert wird bzw. die Versorgungssicherheitssituation sich anderweitig entspannt. Für die Errichtung von festen LNG-Terminals ist bisher nur für das Projekt Brunsbüttel II eine Final Investment Decision (FID) getroffen worden, für die anderen beiden geplanten Projekte stehen die Entscheidungen noch aus. Am LNG-Terminal Brunsbüttel II ist die staatliche KfW-Bank beteiligt, die anderen beiden festen LNG-Terminalprojekte werden durch rein private Konsortien verfolgt. Auch hier sollen jedoch staatliche Förderungen erfolgen. Die LNG-Projekte kommen durch das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) in den Genuss sehr umfassender und erheblicher Verfahrensbeschleunigungen bzw. -vereinfachungen. Im Bereich der Gasversorgung erfolgt mit Blick auf die massive Förderung von LNG-Terminals aus dem Staatshaushalt[26] derzeit keine verursachergerechte Allokation der Versorgungssicherheitskosten, wie sie z. B. im Bereich der Mineralölbevorratung vorgenommen wird. Hier wird z. B. ein Bevorratungsbeitrag in Höhe von ca. 0,5 Cent je Liter auf den Absatz von Mineralölprodukten erhoben, um die Kosten für die strategische Ölreserve abzudecken. Die Expertenkommission empfiehlt eine vergleichbare Regelung auch für die Refinanzierung der Fördermaßnahmen im Bereich der LNG-Infrastruktur.

360. Unter Annahme der Errichtung aller geplanten LNG-Terminals wird Deutschland in den 2020er Jahren und auch darüber hinaus über erhebliche LNG-Importkapazitäten verfügen. Der Umfang und die Notwendigkeit dieser Kapazitäten ist Gegenstand politischer und wissenschaftlicher Kontroversen (DIW 2023, Prognos 2023). Neben den Unsicherheiten des zukünftigen Erdgasbedarfs sind jedoch folgende Aspekte in die Betrachtungen einzubeziehen. Den LNG-Kapazitäten kann eine wichtige Absicherungsfunktion für potentielle Störungen der europäischen Versorgungssicherheit zukommen. Dies betrifft einerseits die Versorgung von mittel- und zentraleuropäischen Staaten, die heute noch signifikant von russischen Erdgaslieferungen abhängig sind. Andererseits werden für die Zukunft auch Ausfälle großer Importinfrastrukturen (durch Unfälle, terroristische oder andere Vorkommnisse) in Betracht gezogen werden müssen und es sollte entsprechende Vorsorge getroffen werden. Die Expertenkommission empfiehlt, dass diese neuen Facetten der Erdgas-Versorgungssicherheit genauso wie die im Kontext der Klimapolitik notwendige massive Rückführung des Erdgasverbrauchs in Deutschland und Europa auf regelmäßiger Basis analysiert sowie transparent dargelegt und begründet werden.

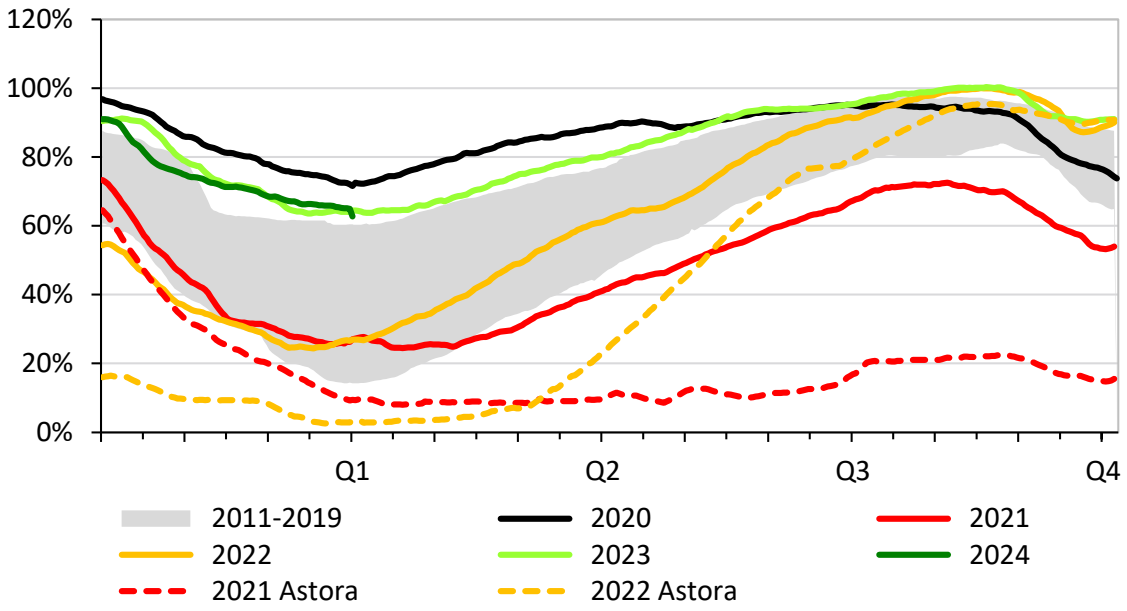
361. Die bisher nach Deutschland angelieferten LNG-Mengen (Stand Dezember 2023) stammen bei insgesamt vergleichsweise noch geringem Gesamtvolumen (aktuell etwa 7%) ganz überwiegend aus den USA (83 %) und zu geringeren Anteilen aus Angola (8 %), Trinidad und Tobago (4 %),

[26] Im Bundeshaushaltsgesetz 2024 sind für die Jahre ab 2024 Verpflichtungen oder Verpflichtungsermächtigungen von mehr als 1 Mrd. € für Beteiligungen an bzw. Finanzierungen von LNG-Terminalprojekten eingestellt.

Norwegen (3 %), den Vereinigten Arabischen Emiraten und Ägypten (jeweils 1 %). Auch wenn zukünftig Lieferstaaten aus dem Nahen Osten eine größere Rolle einnehmen werden, wird den USA im Bereich der LNG-Lieferungen eine herausragende Rolle zukommen. Die US-Administration hat am 26. Januar 2024 die Genehmigung zusätzlicher LNG-Exportinfrastrukturen zeitweise ausgesetzt, um die zugrundeliegenden Analysen und die Implikationen dieser Projekte zu überprüfen (The White House 2024). Der Ausgang dieses Überprüfungsprozesses ist unsicher und die Folgen für die LNG-Versorgung Deutschlands und Europas nur schwer abzuschätzen. Angesichts der weltweiten Verflüssigungskapazitäten (vgl. dazu Prognos 2023) und den bisherigen Einschätzungen der europäischen Institutionen ist durch die US-amerikanischen Entscheidungen in der kurz- und mittelfristigen Perspektive wahrscheinlich nicht mit LNG-Lieferengpässen zu rechnen (Elliott 2024). Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, die Entwicklung der weltweiten LNG-Förder- und Exportinfrastruktur auf regelmäßiger Basis und auf transparente Weise sorgfältig zu analysieren und sowohl mit Blick auf die deutschen, europäischen und globalen Klimaschutzstrategien als auch die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie der Import-Marktkonzentrationen bzw. deren Diversifizierung zu bewerten.

362. Neben der Rückführung des Erdgasbedarfs und der Diversifizierung bzw. Neustrukturierung der Erdgasimporte spielen die Erdgasspeicher eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit bei Erdgas. Deutschland verfügt über Erdgasspeicher-Kapazitäten die nach den USA, Russland und der Ukraine zu den größten der Welt gehören. In der EU verfügt Deutschland vor Italien, den Niederlanden und Frankreich über die mit großem Abstand größten Erdgasspeicher-Kapazitäten. Das nutzbare Arbeitsvolumen umfasst insgesamt bis zu 280 TWh, davon entfallen 137 TWh auf Kavernenspeicher, 120 TWh auf Porenspeicher und 22 TWh auf sonstige Speicheranlagen (BnetzA und Bundeskartellamt 2023).

Abbildung 6-17: Füllstände der Erdgasspeicher in Deutschland



Quellen: GIE (2024), eigene Berechnungen.

363. Die Nutzung der Erdgasspeicher folgt traditionell einem relativ robusten Muster: nach dem ersten Quartal werden die Speicher gefüllt, erreichen ihren höchsten Speicherstand gegen Ende des dritten Quartals und beginnen im vierten Quartal mit der Ausspeicherung (Abbildung 6-17). Dieses langjährig stabile Muster wurde ab dem Frühjahr 2021 durchbrochen. Die Speicherstände stiegen weitaus weniger stark als in allen Vorjahren und erreichten im Herbst 2021 nur noch einen Stand von ca. 70 %. Zurückzuführen ist dies vor allem auf die Situation des größten deutschen Speicherbetreibers Astora, einer damaligen Tochtergesellschaft des Gazprom-Konzerns. Die Speicherkapazitäten dieser Anlagen wurden im Sommer 2021 nahezu nicht und im Herbst 2021 nur sehr leicht nachgefüllt, so dass zum Jahresende 2021 hier nur ein Speicherstand von unter 20 % erreicht wurde. Nachdem die Bundesregierung die deutsche Tochter des Gazprom-Konzerns (und damit auch deren Gasspeicher) im April 2022 unter staatliche Kontrolle gestellt hatte, traten mit der Novelle des EnWG am 30. April 2022 Mindestspeichervorgaben für die Befüllung der Gasspeicher in Kraft (§ 35a ff EnWG), die im Juli 2022 nochmals erhöht wurden. Zum 1. Oktober eines jeden Jahres müssen danach die Erdgasspeicher einen Füllstand von 85 %, zum 1. November von 95 % und am 1. Februar noch einen Füllstand von 40 % haben. Diese Vorgaben wurden durch massive Einspeicherungen, auch für Astora als Tochterunternehmen der zwischenzeitlich verstaatlichten und nunmehr als SEFE (Secure Energy for Europe) firmierenden ehemaligen Gazprom Germania mit erheblichem finanziellen Aufwand erfüllt und im Jahr 2023 bzw. in den ersten Monaten des Jahres 2024 erreicht bzw. deutlich übererfüllt.

364. Neben diesen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurden die rechtlichen, institutionellen und organisatorischen Rahmenbedingungen für die entsprechenden

Maßnahmen geschaffen. So wurde am 30. März 2022 die Frühwarnstufe sowie am 23. Juni die Alarmstufe nach der EU-Verordnung 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (SoS-Verordnung) ausgerufen (EU 2017). Auf dieser Basis wurde ein breites Portfolio von Maßnahmen zur Erdgaseinsparung und zur Erdgasspeicherung ergriffen (vgl. dazu die umfangreichen Darstellungen im Notfallplan Erdgas (BMWK 2023a). Daneben wurden die organisatorischen und datenseitigen Voraussetzungen für die etwaige Ausrufung der Notfallstufe und die Übernahme der Funktion des Bundeslastverteilers durch die BnetzA geschaffen. Mit der Ausrufung der Alarmstufe wurde auch ein intensiveres Monitoring-System in Kraft gesetzt, das z. B. in relativ hoher Frequenz veröffentlichte Lageberichte zur Erdgasversorgung und eine Vielzahl von Daten beinhaltet.

Krisenstufen der SoS-Verordnung der EU

1. Frühwarnstufe

In der ersten Stufe tritt ein Krisenteam beim BMWK zusammen, das aus Behörden und den Energieversorgern besteht. Die Gasversorger und die Betreiber der Gasleitungen werden etwa verpflichtet, regelmäßig die Lage für die Bundesregierung einzuschätzen. Noch greift der Staat aber nicht ein. Vielmehr ergreifen Gashändler und -lieferanten, Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber marktbasierte Maßnahmen, um die Gasversorgung aufrechtzuerhalten. Dazu gehören beispielsweise die Nutzung von Flexibilitäten auf der Beschaffungsseite, der Rückgriff auf Gasspeicher, die Optimierung von Lastflüssen oder die Anforderung externer Regelenergie.

2. Alarmstufe

Auch in der sogenannten Alarmstufe kümmern sich die Marktakteure noch in Eigenregie um eine Beherrschung der Lage. Auch hier können die in der Frühwarnstufe genannten Maßnahmen von den Marktakteuren ergriffen werden.

3. Notfallstufe

Wenn die Maßnahmen der Frühwarn- oder der Alarmstufe nicht ausreichen oder eine dauerhafte Verschlechterung der Versorgungssituation eintritt, kann die Bundesregierung per Verordnung die Notfallstufe ausrufen. In diesem Fall liegt eine „außergewöhnlich hohe Nachfrage nach Gas, eine erhebliche Störung der Gasversorgung oder eine andere erhebliche Verschlechterung der Versorgungslage“ vor. Jetzt greift der Staat in den Markt ein. Konkret heißt das: Die Bundesnetzagentur wird zum „Bundeslastverteiler“. Sie kann dann in enger Abstimmung mit den Netzbetreibern z. B. Bezugsreduktionen verfügen. Diese Verfügungen können sich auch an einzelne Letztverbraucher wenden. Dabei sind bestimmte Verbrauchergruppen gesetzlich besonders geschützt, d. h. diese sind möglichst bis zuletzt mit Gas zu versorgen. Zu diesen geschützten Verbrauchern gehören Haushalte, soziale Einrichtungen wie etwa Krankenhäuser, und Gaskraftwerke, die zugleich auch der Wärmeversorgung von Haushalten dienen.

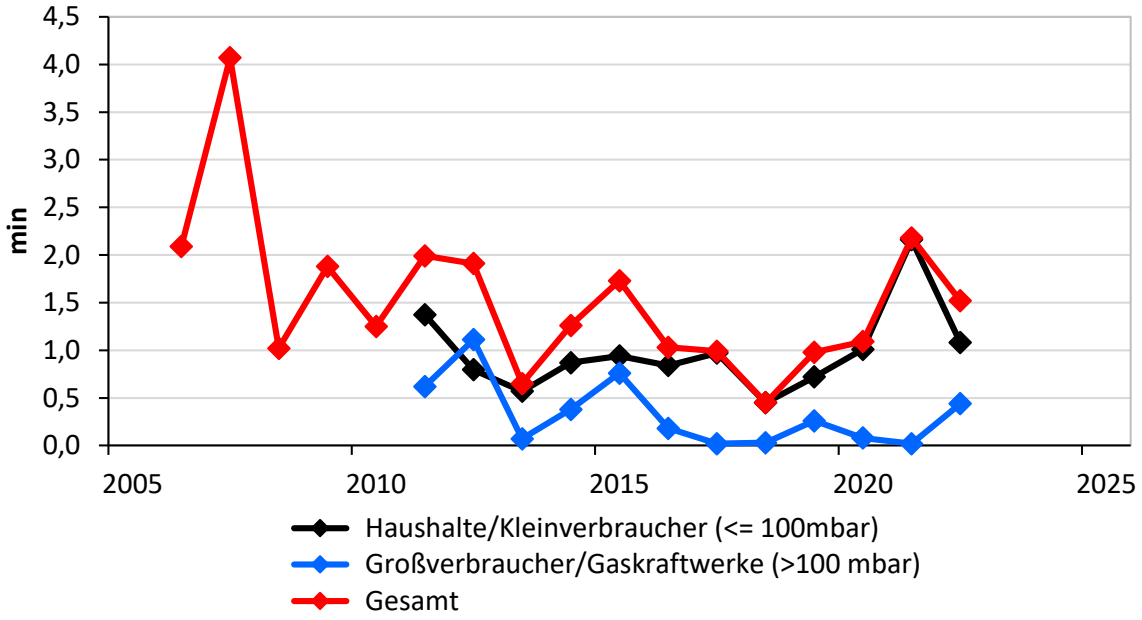
Quelle: Übernommen aus BnetzA (2024a).

365. Darüber hinaus wurden über den Marktgebietsverantwortlichen Gas, die Trading Hub Europe (THE), Erdgasmengen zur Befüllung der Erdgasspeicher erworben (insgesamt knapp 10 TWh Erdgas). Zur Stabilisierung des Marktes bzw. zur Vermeidung von Marktturbulenzen wurde weiterhin über Kreditvergaben der KfW das Margining der Energieversorger abgesichert. Neben der Treuhandverwaltung und späteren Verstaatlichung der Gazprom Germania-Gruppe (nunmehr als SEFE firmierend) wurde das durch die ausfallenden russischen Gaslieferungen aus Russland und über die anderweitige Gasbeschaffung (bei gleichzeitig bindenden Lieferverträgen) in massive wirtschaftliche Schwierigkeiten geratene Unternehmen Uniper unter Maßgabe vielfältiger Auflagen ebenfalls vollständig verstaatlicht und rekapitalisiert (Europäische Kommission 2022c).

366. Die nationalen Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei Erdgas sind dabei eingebettet in die entsprechenden Aktionsprogramme der EU, insbesondere den REPowerEU-Plan (Europäische Kommission 2022a,b). Dieser enthält ein breites Paket von Maßnahmen zur Energieeinsparung, zur Diversifizierung der Erdgasversorgung (einschließlich einer gemeinsamen Einkaufsplattform für Erdgas), zur Substitution fossiler Energieträger (durch eine Vielzahl von Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und von Wasserstoff) sowie einer Stärkung von Investitionstätigkeiten im Energiebereich.

367. Neben den im Kontext der Erdgas-Krise bzw. deren Bewältigung entstandenen Entwicklungen bzw. den entsprechend ergriffenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Energiesicherheit ist auch für die Erdgasversorgung die Versorgungsqualität ein wichtiger Parameter. Die Abbildung 6-18 zeigt den SAIDI für die deutsche Erdgasversorgung. Die Übersicht verdeutlicht, dass auch im Erdgasbereich ein sehr hoher Versorgungsstandard gewährleistet ist. Die netzseitig entstandenen Versorgungsunterbrechungen summieren sich in Deutschland in den meisten Jahren auf Zeiträume von weit unter 2 Minuten, wobei sich auch hier der größte Teil der Unterbrechungen auf die Niederdruckstufe, d. h. die Versorgung der privaten Haushalte und des Kleinverbrauchs bezieht.

Abbildung 6-18: Versorgungsstörungen bei Gas (SAIDI)



Anmerkung: Die Darstellung enthält für das Jahr 2014 nicht den Störfall der Erdgasleitung Rhein-Main (ERM) am 23. Oktober 2014 in Ludwigshafen-Oppau, bei dem durch eine Explosion größere Versorgungsunterbrechungen entstanden. Der SAIDI für das Jahr 2014 liegt unter Berücksichtigung dieses Vorfalls bei 15,93 Minuten für die Druckstufe °100 mbar und 16,8 Minuten für den Gesamtwert des SAIDI.
Quellen: BnetzA, eigene Berechnungen.

368. Im Bereich Gas existieren mit Blick auf Indikatoren zur Einordnung der Versorgungsqualität keine hinreichend belastbaren Daten für den Vergleich mit anderen (europäischen) Ländern (CEER,ECRB 2022). Die Expertenkommission sieht hier einen wichtigen Handlungsbedarf.

6.3 Exkurs: Strategische Rohstoffe

369. Die Sicherung der Energieversorgung entlang der Lieferketten klassischer Energieträger ist ein zentrales Anliegen der deutschen Energiepolitik. Neben den klassischen Energieträgern werden in Zukunft je doch auch andere, nicht energetische Rohstoffe eine wichtige Rolle für die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem einnehmen. Diese sogenannten strategischen beziehungsweise kritischen Rohstoffe sind für die Produktion der für ein klimaneutrales Energiesystem benötigten Technologien, wie zum Beispiel PV-Anlagen oder Elektrolyseure, essenziell und werden für die Energiewirtschaft eine ähnlich hohe Bedeutung haben wie klassische Energieträger.

370. Das europäische Gesetz zu kritischen Rohstoffen definiert einen Rohstoff als strategisch, wenn dieser für die digitale oder grüne Transformation beziehungsweise für Verteidigungs- oder Raumfahrtanwendungen eine hohe Bedeutung hat, eine deutliche Abweichung zwischen dem weltweiten Angebot und der erwarteten Nachfrage besteht und diese Lücke aufgrund von nur

schwierig hochskalierbaren Produktionskapazitäten in absehbarer Zeit nicht geschlossen werden kann (Europäische Kommission 2023).

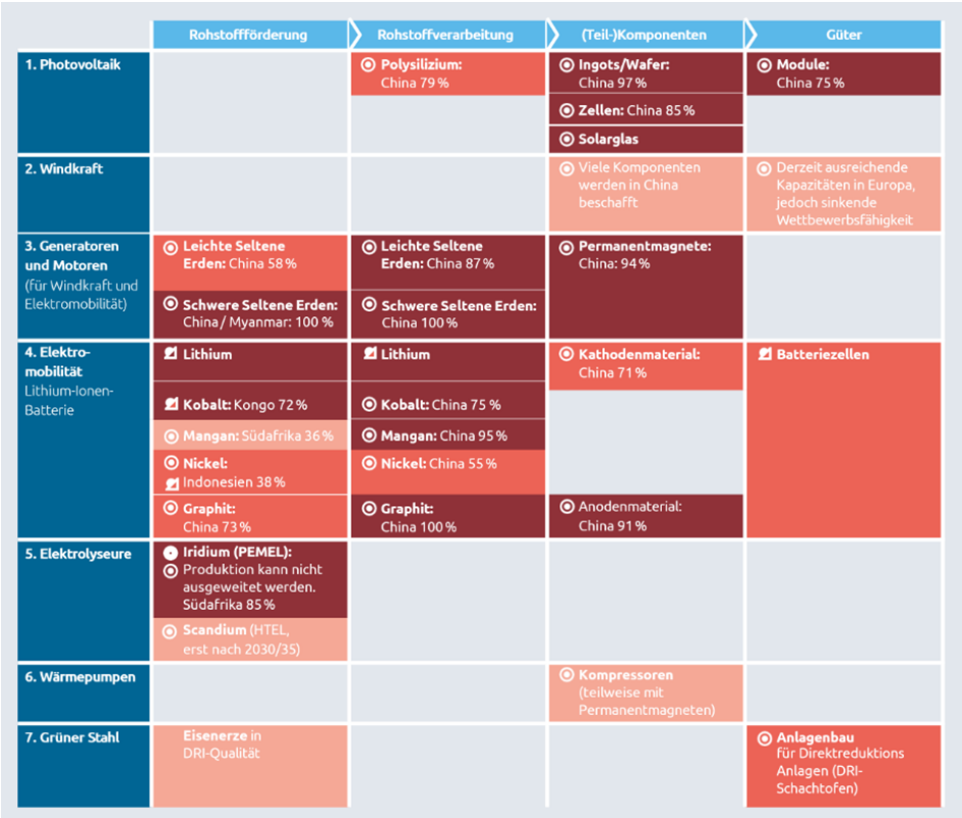
371. Als kritischen Rohstoff definiert das Gesetz zunächst alle Rohstoffe, die bereits zuvor als strategisch identifiziert wurden. Weiterhin enthält die Liste der kritischen Rohstoffe alle Rohstoffe, die für die EU-Wirtschaft von großer Bedeutung sind und Risiken bei der Versorgung ausgesetzt sind. Die Beurteilung nach diesen beiden Kriterien erfolgt unter Berücksichtigung des Anteils eines Rohstoffs an der Wertschöpfung eines Sektors, möglichen Substituten und der Marktkonzentration der Lieferanten des Rohstoffes. Die EU definiert somit eine größere Anzahl von Rohstoffen als kritisch.

372. Die weitere Betrachtung in diesem Kapitel beschränkt sich auf strategische Rohstoffe, da die strategische Bedeutung einzelner Rohstoffe für die Energiewende hier im Vordergrund steht.

Marktsituation der strategischen Rohstoffe

373. Im Rahmen einer umfassenden Studie wurden die zentralen Schüsseltechnologien der Energiewende analysiert und die hierfür benötigten Rohstoffe identifiziert (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2023), vergleiche Abbildung 6-19). Bei den identifizierten Rohstoffen handelt es sich um Graphit, Iridium, Kobalt, Lithium, Mangan und seltene Erden, die als sehr kritisch bezeichnet werden, sowie Nickel und Polysilizium, die als mittelkritisch eingestuft werden. Alle acht Rohstoffe sind auf der europäischen Liste der strategischen Rohstoffe enthalten. Die Einstufung der Rohstoffe nach ihrer Kritikalität wurde anhand von potentiellen Versorgungsrisiken aufgrund von nicht ausreichenden Produktionskapazitäten oder Marktkonzentrationen entlang der Wertschöpfungskette der Technologien vorgenommen. Hierbei wurden nicht nur die Rohstoffförderung, sondern auch die Rohstoffaufarbeitung, sowie die Fertigung von (Teil-)Komponenten und Gütern betrachtet. Hervorzuheben ist, dass jede Technologie entlang ihrer Wertschöpfungskette mindestens einen Schritt hat, der Risiken ausgesetzt ist. Mit Blick auf die Rohstoffe zeigt sich, dass sich insbesondere im Bereich der Rohstoffaufarbeitung teilweise eine besonders kritische Situation ergibt.

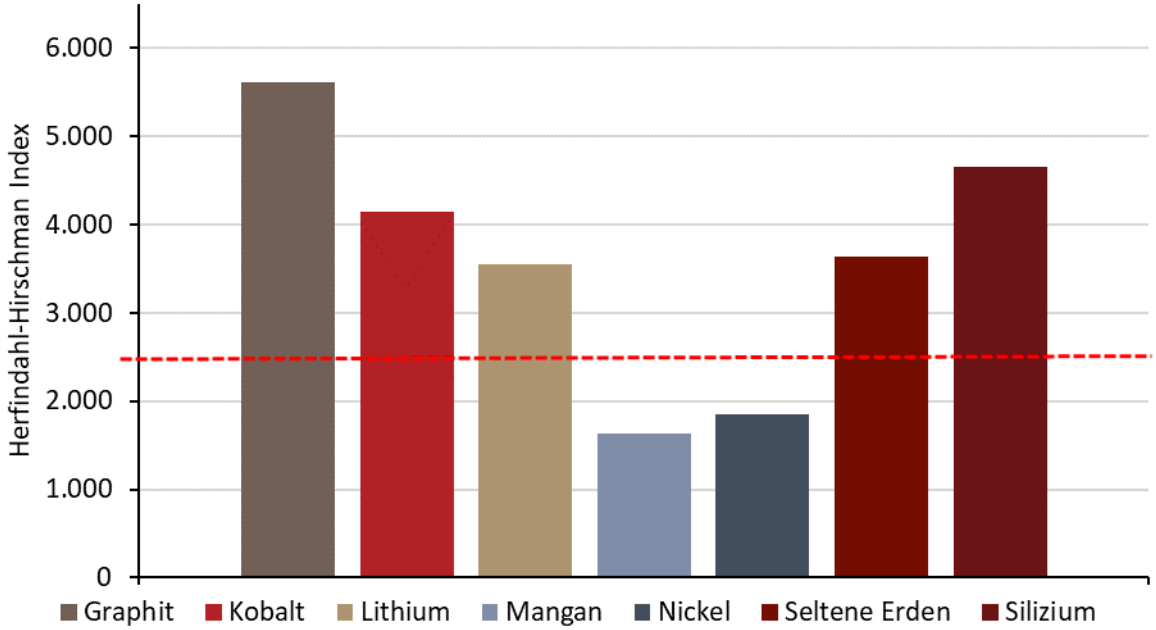
Abbildung 6-19: Versorgungsrisiken bei Schlüsseltechnologien



Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2023)

374. Anhand von Daten des Rohstoffinformationssystems der Deutschen Rohstoffagentur (DERA-ROSYS 2019) wurde außerdem der Herfindahl-Hirschman Index (HHI) für die Förderung von Graphit, Kobalt, Lithium, Mangan, Nickel, Seltenen Erden und Silizium in den verschiedenen Ländern berechnet. Der HHI ist ein Maß zur Messung der Marktkonzentration, wobei ein Wert von unter 1500 auf eine niedrige, 1500-2500 auf eine mäßige und größer als 2500 auf eine hohe Marktkonzentration hinweist. Wie Abbildung 6-20 zeigt, herrscht auf jedem der Märkte mindestens eine mäßige Konzentration und auf fünf von sieben Märkten sogar eine hohe Konzentration.

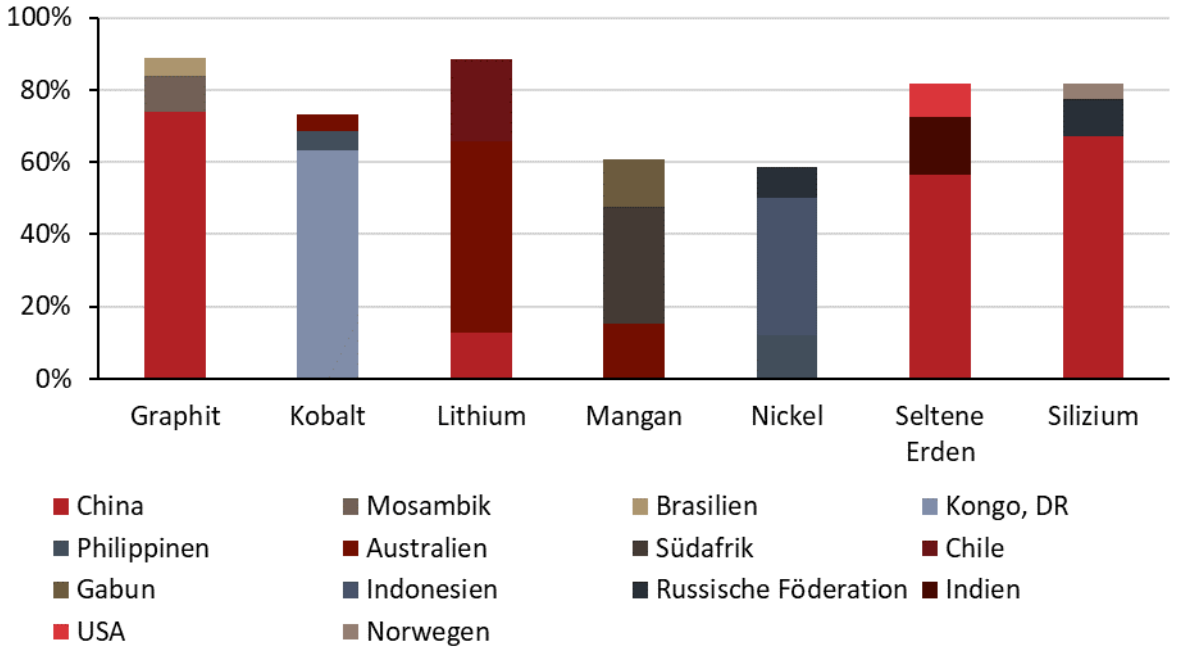
Abbildung 6-20: Marktkonzentration bei der Förderung strategischer Rohstoffe, 2019



Anmerkung: Für Silizium wird der HHI bezogen auf die weltweite Ferro-Silizium Produktion angegeben
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von DERA-ROSYS (2019).

375. Weiterführend zeigt Abbildung 6-21, welche drei Länder den größten Anteil an der Förderung der jeweiligen Ressourcen haben. Hier fällt einerseits auf, dass die drei größten Förderländer für jede Ressource mindestens ca. 60 % der weltweiten Förderung auf sich vereinen. Außerdem zeigt sich, dass die Förderung vor allem in den Ländern des globalen Südens und Asiens stattfindet.

Abbildung 6-21: Förderanteil der jeweils drei größten Förderländer für kritische Rohstoffe, 2019



Anmerkung: Für Silizium wird der Anteil der Länder an der gesamten Ferro-Silizium Produktion angegeben
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von DERA-ROSYS (2019).

376. Neben den oben näher betrachteten Ressourcen gehören auch Iridium und Kupfer zu den strategischen Rohstoffen, die für die Energiewende relevant sind. Beide unterscheiden sich jedoch in einigen Punkten von den oben genannten Rohstoffen und werden daher noch einmal gesondert betrachtet.

377. Für den Iridium Markt konnten keine detaillierten Daten gefunden werden, jedoch befinden sich ca. 85 % der Förderung in Südafrika (DERA 2022), sodass von einem ebenfalls hoch konzentrierten Markt ausgegangen werden kann. Im Fall von Iridium kommt hinzu, dass es lediglich als Nebenprodukt bei der Förderung von Platin erhalten wird, sodass eine gezielte Ausweitung der Produktion nicht möglich ist. Da eine Ausweitung der Platinproduktion nicht zu erwarten ist, wird das Angebot an Iridium auch in Zukunft voraussichtlich gering bleiben (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut 2023). Dies macht die zukünftige Förderung und Weiterverarbeitung von Iridium deutlich unsicherer als bei den zuvor genannten strategischen Rohstoffen. Da Iridium für die Wasser-Elektrolyse von großer Bedeutung ist und somit eine starke Nachfragesteigerung parallel zur Ausweitung der Wasserstoffwirtschaft erwartet wird, kann die limitierte Produktion in Zukunft starke Auswirkungen haben. Je nach Szenario erwartet die Deutsche Rohstoffagentur für das Jahr 2040 eine Nachfrage von 2 – 34 Tonnen Iridium (Marscheider-Weidemann et al. 2021), während die aktuelle Fördermenge je nach Quelle bei 6 – 10 Tonnen pro Jahr liegt (DERA,2022), was einen Nachfrageüberhang und dadurch stark steigende Iridium-Preise wahrscheinlich erscheinen lässt.

Dies dürfte die Ausweitung der deutschen sowie der internationalen Wasserstoffwirtschaft vor Herausforderungen stellen.

378. Während der Markt für Kupferförderung keine so hohe Konzentration aufweist wie bei anderen strategischen Rohstoffen (HHI von 1176) (DERA-ROSYS 2019), kann vor allem kurzfristig eine Kupferknappheit die Energiewende hemmen. So wird erwartet, dass sich die Nachfrage nach Kupfer von 25 Millionen Tonnen im Jahr 2021 auf 49 Millionen Tonnen im Jahr 2035 fast verdoppeln wird (S&P Global 2022). Diese Nachfragesteigerung kann zumindest kurzfristig aufgrund der langen Errichtungsdauer neuer Kupferminen nur schwierig gedeckt werden, wodurch ein Nachfrageüberhang entsteht. Gemildert wird diese Entwicklung durch eine höhere Effizienz der bestehenden Minen und der gleichzeitigen Errichtung neuer und moderner Kupferminen vor allem für die kurze Frist.

379. Neben der Förderung ist auch die Aufarbeitung der strategischen Rohstoffe von herausragender Bedeutung. Daten zur Marktkonzentration und den strategischen Verletzbarkeiten liegen hier nur in begrenztem Umfang vor. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass bezüglich der Verbesserung der Datenlage ein erheblicher Handlungsbedarf besteht. Jenseits der Rohstoffförderung und -aufarbeitung gilt dies auch für den Bereich der Weiterverarbeitung, vor allem mit Blick auf (Teil-)Komponenten.

Risiken und Lösungsansätze

380. Die stark ausgeprägte Marktkonzentration und Produktionsknappheit an verschiedenen Stellen der Wertschöpfungskette strategischer Rohstoffe stellen ein Risiko für eine erfolgreiche Energiewende dar. Aufgrund des erwarteten Anstiegs der Nachfrage und des daraus resultierenden Nachfrageüberhangs ist mit steigenden Preisen für strategische Rohstoffe zu rechnen. Diese Entwicklung könnte sich noch verstärken, falls einzelne Regionen ihre Marktmacht ausnutzen können, um Preise zusätzlich zu erhöhen. Die Kosten der Energiewende könnten in einem solchen Szenario weiter ansteigen, was die Akzeptanz in der Bevölkerung und letztlich die Energiewende selbst gefährden könnte.

381. Sollte die weltweite Produktion in der kurzen Frist nicht im notwendigen Maße ausgeweitet werden können, ist außerdem von einer Verlangsamung der Energiewende auszugehen. In diesem Fall kommt es zu geringerer Produktion notwendiger Technologien. Doch auch mittelfristig könnte es zu negativen wirtschaftlichen Folgen kommen, wenn zum Beispiel Kapital aufgrund des Mangels an Rohstoffen in veraltete Technologien gesteckt wird, was die Weiterentwicklung und Verbesserung der neuen Technologien verlangsamt und potentielle Lock-In Effekte erzeugen kann.

382. Neben wirtschaftlichen Gefahren besteht auch das Risiko, dass strategische Rohstoffe aus geopolitischen Gründen zurückgehalten werden. Dieses Risiko steigt insbesondere dann an, wenn es sich bei den Lieferländern um Staaten handelt, mit denen grundlegende politische Konflikte nicht ausgeschlossen werden können. Dies gilt es zu berücksichtigen.

383. Eine Verbesserung der Resilienz der deutschen Lieferketten für strategische Rohstoffe hilft dabei, die oben genannten Risiken für die Energiewende zu mindern. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2023) beschreiben fünf zentrale Maßnahmen zur Steigerung der Resilienz, die sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite ansetzen.

1. **Ausweitung der europäischen Produktion**: Da die Förderung strategischer Rohstoffe von der geologischen Verfügbarkeit der Rohstoffreserven abhängt, liegt der Fokus hierbei vor allem auf nachgelagerten Schritten der Wertschöpfungskette. Die Ausweitung der Rohstoffweiterverarbeitung, und insbesondere das Verhindern der Abwanderung bisheriger Fertigungsstätten, können die Lieferkette bereits deutlich entlasten. Gleichzeitig sollte jedoch auch die Förderung strategischer Rohstoffe mit alternativen Gewinnungsverfahren, wie zum Beispiel die Gewinnung von Lithium aus Thermalwasser in Kombination mit Geothermie, und deren Anwendungsmöglichkeiten in Deutschland und der EU geprüft werden.
2. **Diversifizierung der Bezugsländer:** Bei der Auswahl potentieller Partnerländer sollten die vor Ort vorhandenen Reserven sowie Erfahrungen im Bergbau berücksichtigt werden, aber auch die politischen Charakteristika und Beziehungen der Länder spielen eine wichtige Rolle.
3. **Recycling von kritischen Rohstoffen:** Um auch bei den kritischen Rohstoffen, bei denen eine heimische Förderung nicht in Frage kommt, die Importabhängigkeiten zu verringern, spielt das Recycling eine wichtige Rolle. Das europäische Gesetz zu kritischen Rohstoffen sieht vor, dass bis zum Jahr 2030 25 % der in der EU verwerteten kritischen Rohstoffe recycelt werden. Die Erreichung dieses Ziels würde zu einer Entlastung der Lieferkette beitragen, wirkt jedoch hauptsächlich langfristig, da die in Umlauf gebrachten Technologien und Produkte zunächst für viele Jahre im Markt verbleiben.
4. **Senkung der Rohstoffintensität:** Die Senkung der Rohstoffintensität in Produktionsprozessen kann vor allem durch Forschung und Entwicklung und einer daraus resultierenden gestiegenen Effizienz in Produktionsprozessen erreicht werden. Dies spielt vermutlich aber auch erst langfristig eine bedeutende Rolle.
5. **Forschung an alternativen Technologien** und Fertigungsweisen: Zur Stärkung der Resilienz sind Technologien bedeutsam, die weniger oder keine kritischen Rohstoffe benötigen. Da jedoch unsicher ist, ob und welche alternativen Technologien gefunden werden, sollte dies gegenüber der Weiterentwicklung und Verbesserung bereits etablierter Technologien abgewogen werden.

384. Die Expertenkommission empfiehlt einerseits wegen der langen Vorlaufzeit und den oftmals erst mittel- bis langfristigen Wirkungen eine zeitnahe Umsetzung der oben genannten Maßnahmen als Weichenstellung für die Zukunft. Andererseits weist die Expertenkommission darauf hin, dass sowohl die analytische Durchdringung von Konzentration und Resilienz im Bereich der strategischen Rohstoffe, (Teil-)Komponenten und Gütern als auch die Konzeption entsprechender Strategien und Politiken bisher unzureichend sind und hier entsprechender Aufarbeitungsbedarf

besteht. Dies gilt auch und besonders mit Blick auf die hohen Preisvolatilitäten bei diesen Rohstoffen und Gütern, die ggf. die politische Aufmerksamkeit für diese Thematik zeitweise erodieren lassen können.

7. Energiepreise und –kosten

Das Wichtigste in Kürze

In Folge des russischen Angriffskriegs und der dadurch entstandenen Energiekrise sind die Großhandelspreise für Strom im Jahr 2022 deutlich angestiegen und verzeichneten Monatsmittelwerte mit in der Spitze über 500 €/MWh. Im Jahr 2023 sind die Preise kontinuierlich gesunken und betrugen zum Jahresende knapp über 100 €/MWh, was weiterhin deutlich über den Preisen des Jahres 2021 mit ca. 40 €/MWh liegt. Der Rückgang der Großhandelspreise macht sich bei den Letztverbraucherpreisen für Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel bemerkbar. Diese waren im Jahr 2023 rückläufig. Der durchschnittliche Strompreis in der Industrie sank ebenfalls, während er für private Haushalte im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr nochmals deutlich gestiegen ist. Der Preis für neu abgeschlossene private Stromverträge liegt Anfang 2024 jedoch wieder auf einem ähnlichen Niveau wie vor der Energiekrise.

Die Bundesregierung hat unterschiedliche Maßnahmen als Reaktion auf die gestiegenen Energiepreise beschlossen. Seit Juli 2022 wurde die EEG-Umlage abgeschafft bzw. wird nunmehr aus dem Bundeshaushalt finanziert. Diese Umfinanzierung wurde von der Expertenkommission in der Vergangenheit bereits gefordert (EWK 2021) und wird daher begrüßt. Für das verarbeitende Gewerbe wurde die Stromsteuer zeitlich befristet in den Jahren 2024 und 2025 auf 0,05 ct/kWh gesenkt. Für private Haushalte wurde für das Jahr 2023 die Strom- und Gaspreisbremse verabschiedet, bei der die Haushalte für ihren Verbrauch die vollen Marktpreise entrichten mussten, aber einen pauschalen Rabatt für 80 % des Vorjahresverbrauchs zum Preisdeckel in Höhe von 40 ct/kWh für Strom und in Höhe von 12 ct/kWh für Gas erhielten. Darüber hinaus wurde befristet die Umsatzsteuer für Erdgas und Fernwärme auf den ermäßigten Satz von 7 % reduziert.

Die Expertenkommission empfiehlt im Rahmen einer CO_2-basierten Energiepreisreform die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweilige europarechtlich zulässige Mindestniveau abzusenken (siehe Kapitel 10). Im Rahmen dieser Energiepreisreform empfiehlt die Expertenkommission an der im Jahr 2023 eingeführten Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte durch einen Bundeszuschuss vorerst festzuhalten, bis der Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung abschließend geklärt ist.

Wie bereits in vorherigen Stellungnahmen (z. B. EWK 2021) nutzt die Expertenkommission die Konzepte der Letztverbraucherausgaben und Energiestückkosten (Energiekosten bezogen auf die Bruttowertschöpfung oder den Bruttoproduktionswert), um die Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen. Die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind im Jahr 2022 um 9 % auf 92,5 Milliarden Euro gestiegen und entsprechen nun 2,4 % des deutschen Bruttoinlandprodukts. Der Anteil der staatlich induzierten Elemente ist aufgrund des Wegfalls der EEG-Umlage deutlich gesunken, während der Anteil der marktgetriebenen Elemente aufgrund der gestiegenen Energiepreise zugenommen hat. Die Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor betrugen im Jahr 2022 126 Milliarden Euro. Dies entspricht, vor allem bedingt durch die Entwicklungen auf den globalen Ölmärkten, einer Steigerung von 41 % gegenüber dem Vorjahr und von 34,5 % im Vergleich zu 2019.

Die Energiestückkosten des verarbeitenden Gewerbes verzeichneten im Jahr 2020 keine nennenswerte Abweichung zum Vorjahr und lagen bei 5,9 % der Bruttowertschöpfung. Sie weisen jedoch eine starke Heterogenität in Bezug auf einzelne Wirtschaftssektoren auf. Wegen der erheblichen Nachlaufzeiten der statistischen Berichterstattung in Deutschland ist eine Bewertung der Entwicklung für die Jahre ab 2021 noch nicht möglich. Die Expertenkommission spricht sich daher dafür aus, eine regelmäßigere Veröffentlichung der relevanten amtlichen Daten zu prüfen. Ohne eine solche Datengrundlage können keine Einschätzungen am aktuellen Rand getroffen werden, diese sind jedoch insbesondere mit Blick auf die dynamischen Entwicklungen der Energiepreise der letzten Jahre von hoher Relevanz. Für das weitere Monitoring der Energiewende sieht die Expertenkommission

daher dringenden Handlungsbedarf, an vorherige, detailliertere Arbeiten zu Energiestückkosten (Löschel et al. 2015a, 2015b, Matthes et al. 2016, Kaltenegger et al. 2017) anzuknüpfen.

385. Seit Beginn des Monitoring-Prozesses und auch im Energiekonzept 2010 wurden die Begriffe "Bezahlbarkeit" und "Wettbewerbsfähigkeit" als eine Dimension der Energiepolitik der Bundesregierung bzw. des energiepolitischen Dreiecks gebraucht. Allerdings bleiben der Begriff der Bezahlbarkeit unkonkret und Ziel- und Schwellenwerten unbestimmt. Bereits in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2015 hat sich die Expertenkommission daher für die Wahl einer anderen Begrifflichkeit, der "Preiswürdigkeit" ausgesprochen. An dieser wird auch im vorliegenden Bericht festgehalten. Denn im Grunde ist Energie selbst bei stärksten Verwerfungen eben immer noch "bezahlbar". Der Begriff "Preiswürdigkeit" ist mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität.

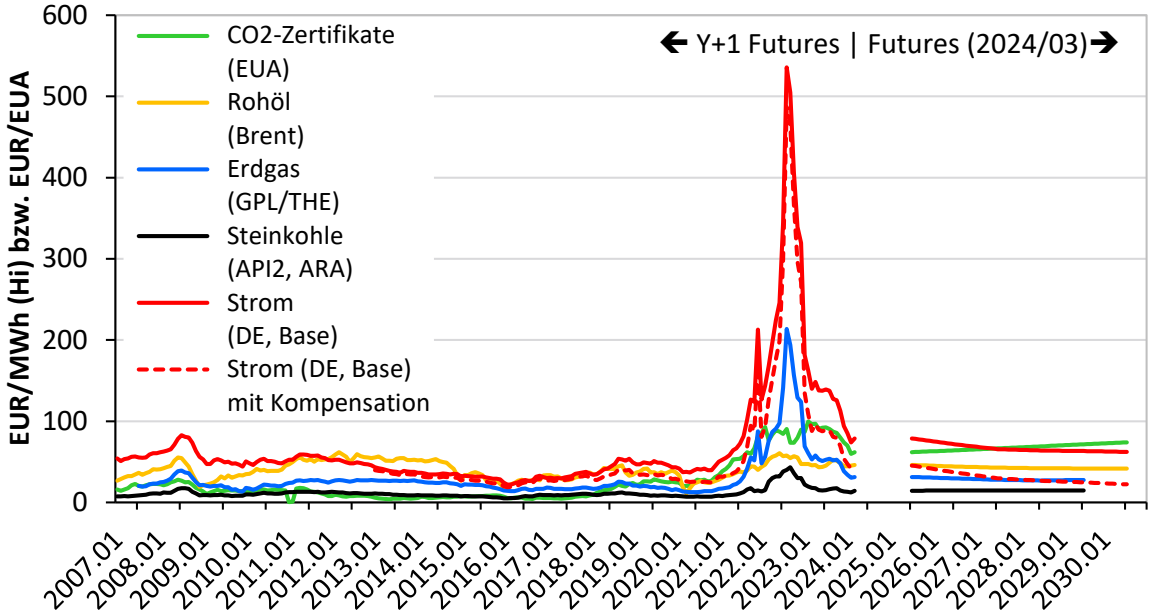
386. Da die Energiekostenbelastung und Preiswürdigkeit besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen ist als auf Basis sektoraler Energiepreise hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom (Kapitel 7.2) und Verkehr (Kapitel 7.3) entwickelt. Ergänzend zur energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung werden die Energiestückkosten (Kapitel 7.4) genutzt, um die Energiekostenbelastung des verarbeitenden Gewerbes zu untersuchen. Diese Konzepte werden genutzt, um die im Folgenden dargestellten Energiepreisentwicklungen (Kapitel 7.1) in den Gesamtkontext einzuordnen.

7.1 Übersicht zu Energiepreisen

387. Auf der Großhandelsebene lagen die Strompreise für Grundlaststromlieferungen (Base) bis zum Anfang des Jahres 2021 bei etwa 40 €/MWh. Nach einem massiven Anstieg, bedingt vor allem durch die Entwicklungen im Gas-, aber auch im CO_2-Markt, erreichten die Großhandelspreise im Sommer 2022 Werte von in der Spitze über 500 €/MWh. Im Kalenderjahr 2023 sind die Preise kontinuierlich gesunken und betrugen zum Jahresende wieder unter 100 €/MWh gefallen. Die aktuellen Terminkontrakte lassen erwarten, dass die Großhandelspreise für Erdgas, Kohle und Strom in den kommenden Jahren wahrscheinlich noch leicht sinken werden. Gleichwohl bleibt die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich die in der Dekade vor der Krise beobachtbaren Brennstoff- und Strompreise nicht wieder einstellen werden. Ein Grund hierfür sind insbesondere die für die Preisformation mitentscheidenden Preise für die Emissionsberechtigungen des EU-ETS (CO_2-Zertifkate), die in den nächsten Jahren weiter ansteigen werden.

388. Abbildung 7-1 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom in Deutschland und die wichtigsten Einflussfaktoren auf den Strom-Großhandelspreis, d. h. die Preise für Erdgas, Steinkohle und für die Emissionsberechtigungen des EU-ETS (CO_2-Zertifikate).

Abbildung 7-1: Historische Entwicklung und Futures für Erdgas, Rohöl, Steinkohle, Strom und CO_2-Zertifikatspreise in Zentral-Westeuropa



Quellen: European Energy Exchange (EEX), Intercontinental Exchange (ICE), Berechnungen des Öko-Instituts.

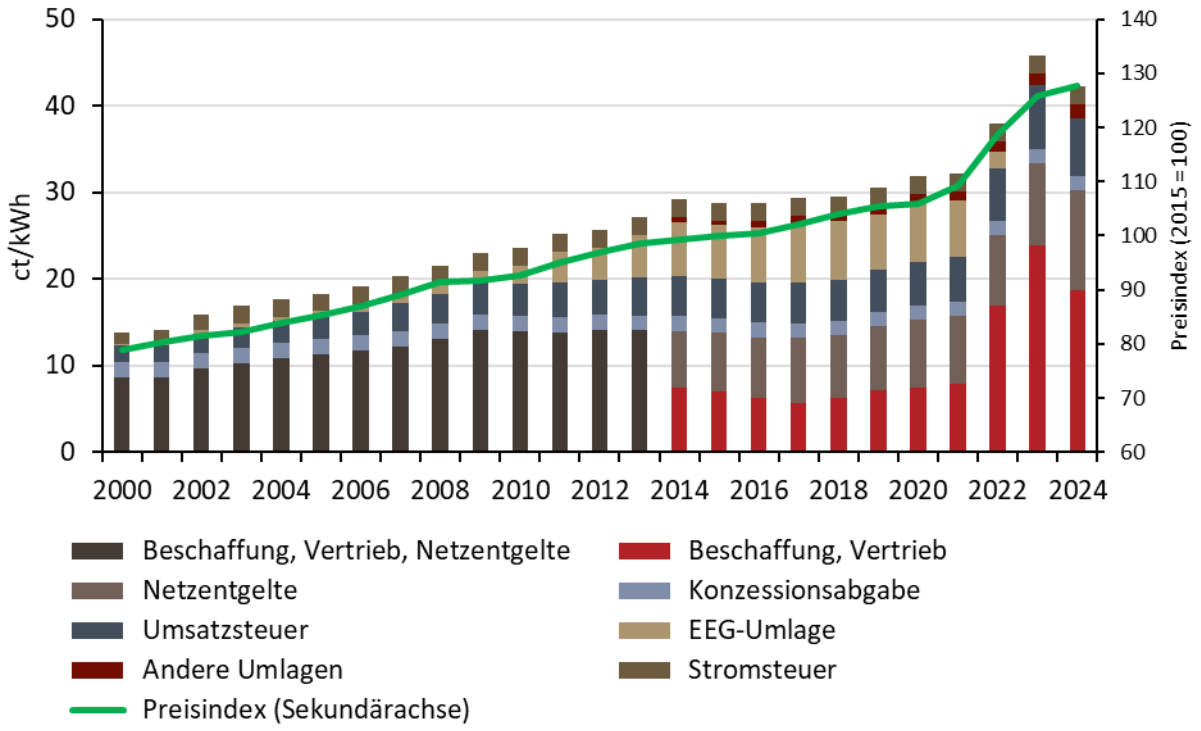
389. Der Preis für CO2-Zertifikate blieb bis Ende 2020 unter dem Niveau von 30 Euro pro Tonne CO_2-Äquivalenten (€/t CO_{2eq}). Seitdem ist er, bei allerdings erheblichen Schwankungen, auf ein Niveau von über 90 €/t CO_{2eq} im Jahr 2023 gestiegen. Anfang 2024 ist der Preis vor dem Hintergrund der gesunkenen Brennstoffwechselpreise von Erdgas zu Kohle wieder gesunken und betrug Ende April 2024 wieder 65 €/ CO_2eq. Die Terminkontrakte deuten auf einen weiteren moderaten Anstieg auf ein Niveau von 80 €/t CO_{2eq} im Jahr 2030 hin.

390. Für die Strompreise auf der Endverbrauchsseite ist neben den Großhandelspreisen noch eine Reihe weiterer Komponenten relevant (Abbildung 7-2 privater Strompreis, Abbildung 7-3 Industriestrompreis). Die in Abbildung 7-2 dargestellte Zeitreihe der Haushaltsstrompreise und ihrer Bestandteile zeigt, dass sich sowohl die Niveaus als auch die Strukturen der Endverbrauchspreise in diesem Bereich im Zeitverlauf deutlich geändert haben. Vor allem im Jahr 2023 hat sich die Struktur der Haushaltsstrompreise deutlich verändert. Während die Großhandelspreise insbesondere in den Jahren 2022 und 2023 deutlich angestiegen waren, sind die Großhandelspreise Anfang 2024 wieder deutlich gefallen. Außerdem wirkte die Abschaffung der EEG-Umlage zum 01.07.2022 preisdämpfend. Die EEG-Differenzkosten werden seitdem über einen Bundeszuschuss refinanziert (ÜNB 2023). Die Netznutzungsentgelte sind in den vergangenen Jahren deutlich angestiegen (vergleiche Kapitel 3.4.4). Nicht berücksichtigt sind in der Darstellung die Effekte der Strompreisbremse, über die zeitweise der Preis für 80 % des bisherigen Stromverbrauchs auf

40 ct/kWh gesenkt wird, sofern bisher weniger als 30.000 kWh im Jahr verbraucht wurden (§ 5 Abs. 2 StromPBG).

391. Die in Abbildung 7-2 abgebildete Preisentwicklung zeigt deutlich die verzögerte Reaktion der Strompreise der privaten Haushalte auf die Entwicklung der Großhandelspreise. So sind die durchschnittlichen Preise für private Abnehmer zu Beginn der Krise im Jahr 2022 weniger stark angestiegen als der Großhandelspreis, da viele Verbraucher/innen noch kostengünstige Altverträge hatten. Mit der zunehmenden Anzahl an neu abgeschlossenen Verträgen zu hohen Abnahmepreisen ist der durchschnittliche Preis im Jahr 2023 nochmal angestiegen. Zum Ende des Jahres 2023 und mit Beginn des Jahres 2024 lag der Strompreis hingegen bei neu abgeschlossenen Stromverträgen laut dem Vergleichsanbieter Verivox bei 26 bis 29 ct/kWh. Während der durchschnittliche Strompreis von den in der Krisenzeit abgeschlossenen Stromverträgen nach oben gezogen wird, ist der Preis für Neuverträge also bereits zu einem ähnlichen Niveau wie vor Beginn der Energiekrise zurückgekehrt.

Abbildung 7-2: Entwicklung der Preise für Strom (private Haushalte)



Anmerkung: Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes mit Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Bis 2013 werden die Netzentgelte nicht gesondert ausgewiesen sondern sind in dem Posten „Beschaffung, Vertrieb, Netzentgelte“ enthalten, ab 2014 werden sie separat dargestellt. Werte für 2013 geschätzt basierend auf Vor- und Folgejahr.
Quellen: 2000 – 2012: BDEW (2012); Werte für 2013 geschätzt; 2014 – 2024: BDEW (2024a), Stand Februar 2024; Preisindex: Deutsche Bundesbank (2024a).

392. Die neben den Großhandelspreisen relevanten Komponenten des Strompreises für Endkund/innen sind Steuern, Umlagen, weitere Abgaben sowie die Netzentgelte. Der Anteil dieser

zusätzlichen Preisbestandteile am Strompreis fällt für Industrieunternehmen in der Regel (deutlich) geringer aus als für die privaten Haushalte oder andere Kleinverbraucher/innen. Die Kosten für die Beschaffung repräsentieren in den Jahren vor 2022 nur einen geringen Anteil an den Endkundenpreise, da der Anteil der anderen Preisbestandteile im Zeitverlauf deutlich gestiegen ist. Insbesondere im Zeitraum der Jahre 2006 – 2013 lässt sich ein Anstieg der Steuern, Umlagen und Abgaben in Höhe von ungefähr 10 ct/kWh beobachten, während die Beschaffungskosten fast konstant bleiben.

393. Den neben der EEG-Umlage historisch wichtigsten Kostenblock bilden die staatlich regulierten Netzentgelte (vgl. Kapitel 3.4). Diese werden einerseits auf Kostenbasis ermittelt, unterliegen aber gleichzeitig der Anreizregulierung, über welche dynamische Anreize zur Senkung der Netzkosten geschaffen werden. Der Betrag der Netzentgelte ist im Beobachtungszeitraum kontinuierlich gestiegen, z. B. für Haushalte im Schnitt von 6,3 ct/kWh im Jahr 2014 auf 11,5 ct/kWh im Jahr 2024. Die Netzentgelte auf der Übertragungsnetzebene werden bundesweit einheitlich und auf der Verteilnetzebene netzspezifisch festgelegt. Letztere weisen bundesweit eine erhebliche Bandbreite auf (Anlage 3 und 4 StromNEV und ARegV). Reduzierte Netznutzungsentgelte werden in unterschiedlichen Fällen gewährt: Zum einen für eine atypische Netznutzung, bei der die Jahreshöchstlast in lastschwachen Zeiten auftritt. Zum anderen für Endverbraucher/innen, die das Netz besonders intensiv, das heißt mit mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 GWh, nutzen. Beide Gruppen können gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV ein individuelles Netzentgelt vereinbaren. Darüber hinaus haben auch Endverbraucher/innen, die ausschließlich Strom zur Speicherung aus dem Netz entnehmen und zurückgewonnenen Strom wieder einspeisen, Anrecht auf das Angebot eines individuellen Netzentgelts (§ 19 Abs. 4 StromNEV).

394. Der Staat erhebt die Umsatzsteuer von 19 % auf alle anderen Kostenbestandteile der Endverbrauchspreise. Die Umsatzsteuer ist für private Endverbraucher/innen voll, für gewerbliche und industrielle Verbraucher durch die Möglichkeit zum Vorsteuerabzug jedoch nicht kostenwirksam. Die Mehrwertsteuer auf Strom betrug im Jahr 2024 für private Endverbraucher/innen im Schnitt 7,74 ct/kWh.

395. Daneben ist die Stromsteuer zu entrichten, die vom Versorger an die Verbraucher/innen weitergegeben wird. Sie fällt sowohl für private und gewerbliche als auch industrielle Endverbraucher/innen an. Im Jahr 2024 betrug die Stromsteuer für private Endverbraucher/innen 2,05 ct/kWh und für industrielle Endverbraucher 0,05 ct/kWh. Das Stromsteuergesetz sieht nicht ausschließlich, aber vor allem für den industriellen Endverbrauch verschiedene Möglichkeiten zur teilweise sehr weitgehenden Entlastung von der Stromteuer vor. Ab dem 01.01.2024 wurde die Stromsteuer für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und für Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft auf 0,05 ct/kWh abgesenkt. Diese Absenkung entspricht dem Niveau auf den europäischen Mindeststeuersatz für betriebliche Verwendung (Richtlinie 2003/96/EG) und gilt zunächst nur für die Jahre 2024 und 2025 (§ 9 StromStG). Außerdem wurde der mit vergleichsweise

hohem Verwaltungsaufwand verbundene Spitzenausgleich abgeschafft (§ 10 StromStG). Für andere Verbraucher liegt der Stromsteuersatz in Deutschland aktuell bei 20,50 €/MWh (§ 3 StromStG), während der europäische Mindeststeuersatz im Vergleich dazu bei 1,00 €/MWh für nichtbetriebliche Verwendung liegt (Richtlinie 2003/96/EG). Die Expertenkommission empfiehlt nachdrücklich, dass die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweils europarechtlich zulässige Mindestniveau abgesenkt wird (siehe Kapitel 10.3).

396. Umlagen sind ein weiterer wichtiger Preisbestandteil und werden in der Regel als Kostenausgleichverfahren zur Refinanzierung von Fördermechanismen oder Systemdienstleistungen eingesetzt. Sie können ein probates Mittel zur Förderung einer Technologie oder zur Kostenumverteilung sein. Gleichzeitig wird durch die Umlagen in ihrer bisherigen Erhebungsform das Preissignal des Großhandelsmarktes durch die zusätzlichen Kostenfaktoren stark gedämpft.

397. Die wichtigste dieser Umlagen war die EEG-Umlage, die seit Juli 2022 abgeschafft bzw. durch die Finanzierung über den Staatshaushalt umfinanziert wurde (Randnr. 105). Diese Umfinanzierung war vielfach auch von der Expertenkommission (EWK 2021, Randnummer 89) gefordert worden und bildet eine wichtige Maßnahme im Bereich des Marktdesigns mit Blick auf das Vorantreiben der Sektorintegration und die Kostenentlastung für Verbraucher/innen. Die Expertenkommission begrüßt diese Umsetzung. Die EEG-Umlage war zum letzten Mal im Jahr 2022 ein Teil des Strompreises und betrug für private und industrielle Endverbraucher 1,86 ct/kWh.

398. Weiterhin Bestandteil des Strompreises für Endverbraucher/innen ist die Offshore-Netzumlage (§ 17f Abs. 5 EnWG). Seit dem 01. Januar 2019 besteht sie aus zwei Komponenten: Die eine sind mögliche Entschädigungszahlungen an Betreibende von Offshore-Windparks für verspäteten Netzanschluss ans Festland oder lang andauernde Netzunterbrechungen. Die andere sind Kosten für Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen. Letztgenannte sind seitdem nicht mehr in den Netzentgelten enthalten. Die Offshore-Netzumlage betrug im Jahr 2024 für private und industrielle Endverbraucher 0,66 ct/kWh.

399. Zudem besteht die KWKG-Umlage, mit der insbesondere die Kosten für die Förderung des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und von Wärmenetzen umgelegt werden. Die KWKG-Umlage betrug im Jahr 2024 für private und industrielle Endverbraucher 0,28 ct/kWh.

400. Bestimmte Endverbraucher haben die Möglichkeit, vom örtlichen Netzbetreiber niedrigere individuelle Netzentgelte zu erhalten (§ 19 StromNEV). Dadurch entgangene Erlöse müssen die Übertragungsnetzbetreiber den örtlichen Netzbetreibern erstatten. Die Zahlungen werden unter den Netzbetreibern ausgeglichen und auf alle Endverbraucher umgelegt. Zur Finanzierung dieses Ausgleichs wird die § 19 StromNEV-Umlage erhoben.

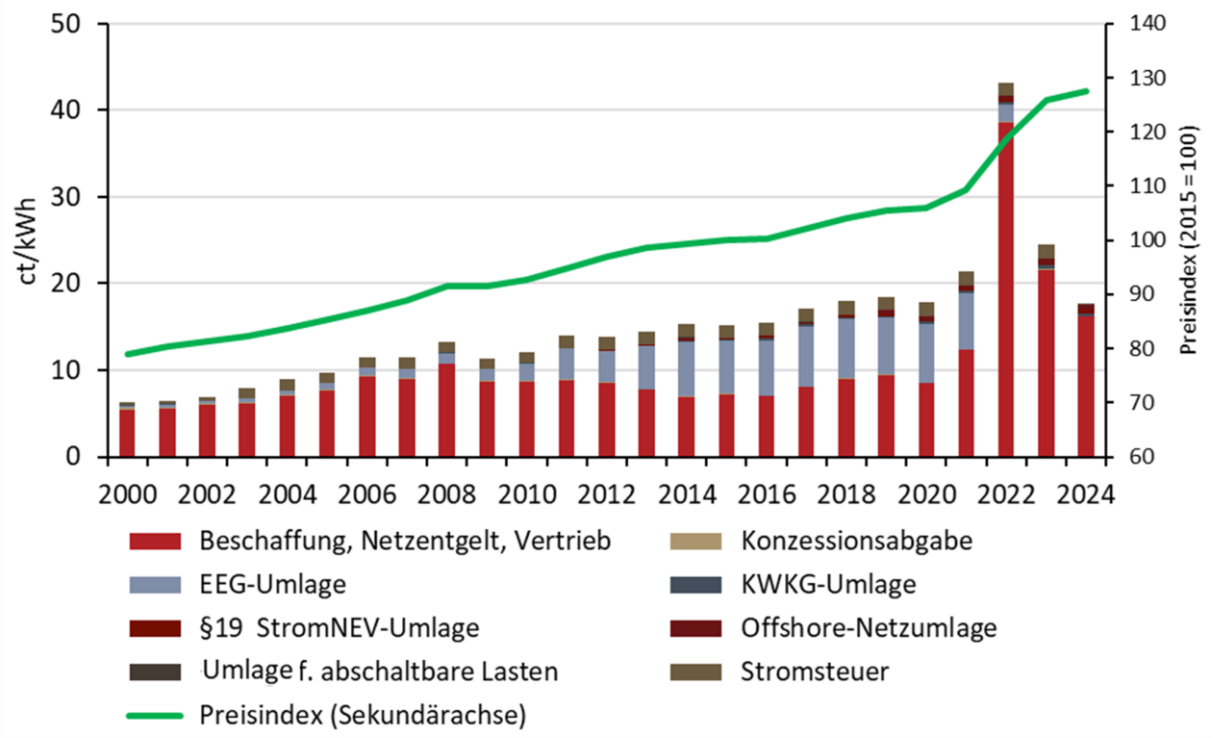
401. Der kleinste Anteil am Strompreis entfiel auf die bis Ende 2022 erhobene Umlage für abschaltbare Leistungen (§ 18 AbLaV), die aus Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber

an Anbieter von Abschaltleistungen entstand. Die Umlage für abschaltbare Leistungen wurde im Jahr 2024 nicht mehr erhoben.

402. Neben den Umlagen ist die Konzessionsabgabe zu entrichten. Die Abgabe wird von den Netzbetreibern als Gegenleistung an die Gemeinden zur Nutzung öffentlicher Straßen und Wege zur Verlegung von Strom- und Gasleistungen gezahlt. Die Höhe ist abhängig von Energielieferver-trag und Gemeinde, typischerweise liegt sie bei 1,66 ct/kWh für private Haushalte sowie 0,11 ct/kWh für industrielle Abnehmer.

403. Für Unternehmen bestimmter Sektoren können Teile der durch die Einpreisung der CO_2-Kosten in den Großhandelsmärkten für Strom entstehenden indirekten CO_2-Kosten durch die Strompreiskompensation ausgeglichen werden. Mit diesem Instrument soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Wettbewerbern mit Standorten außerhalb des räumlichen An-wendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie erhalten und damit Carbon Leakage verhindert werden. Grundlage für diese Strompreiskompensation bildet die EU-Emissionshandels-richtinie (2020/C 317/04) und eine entsprechende Beihilfeleitlinie (Amtsblatt C 528/2021) der Europäischen Union, die den Rahmen für die den Mitgliedstaaten freigestellte Umsetzung bildet. Deutschland macht von dieser Möglichkeit in vollem Umfang Gebrauch (Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO_2-Kosten). Für den Zeitraum ab 2021 liegt die Strompreiskompensation bei einem Satz von 54 % des aktuellen CO_2-Zertifikatspreises. Bei einem CO_2-Zertifikatspreis von 90 €/t werden für den auf der Basis von Effizienzbenchmarks ermittelten Basisstromverbrauch 48,60 €/MWh er-stattet. Dieser Wert liegt deutlich über dem CO_2-Einpreisungssatz von im Strommarkt preissetzenden Gaskraftwerken.

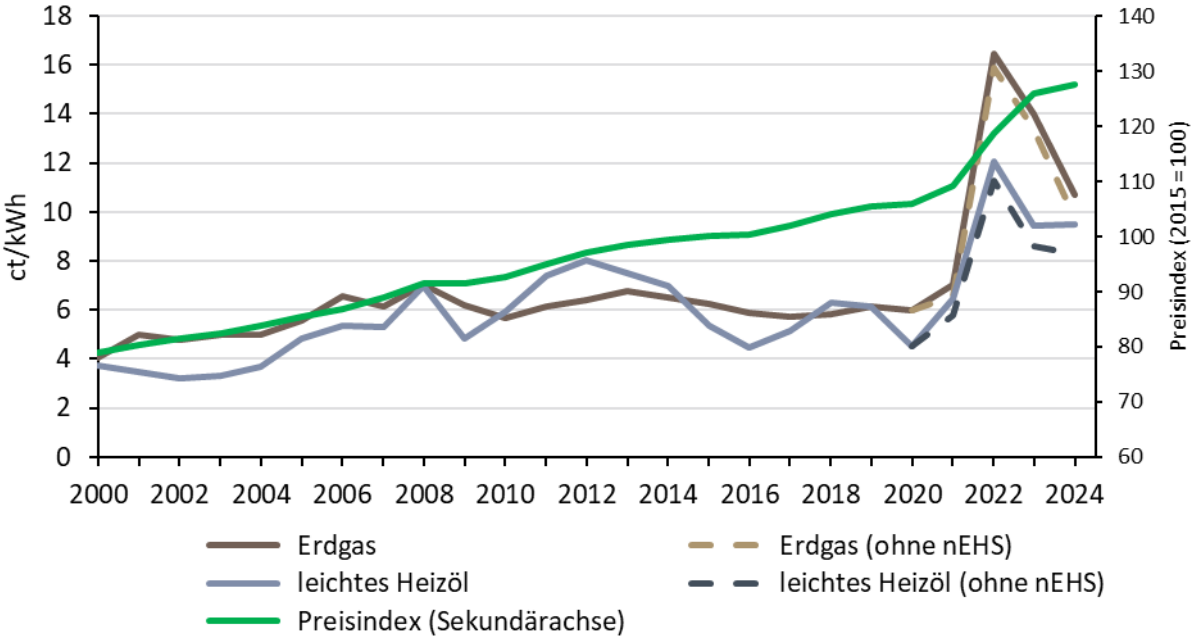
Abbildung 7-3: Entwicklung des Strompreises für industrielle Verbraucher



Anmerkung: 2000 – 2013: Mittelspannungsseitige Versorgung, Abnahme von 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h. Werte für 2013 geschätzt basierend auf Vor- und Folgejahr. 2014 – 2024: Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse, Jahresverbrauch von 160.000 - 20 Millionen kWh.
Quellen: 2000 – 2012: BDEW (2012); Werte für 2013 geschätzt; 2014 – 2024: BDEW (2024a), Stand Februar 2024; Preisindex: Deutsche Bundesbank (2024a).

404. Abbildung 7-3 zeigt die Zusammensetzung der Endverbrauchspreise im Bereich der Industrie. Wie bereits bei den Endverbrauchspreisen für Haushalte zeigt sich auch hier im Zeitraum der Jahre 2006 – 2013 ein deutlicher Anstieg der Umlagen, Steuern und Abgaben während die Beschaffungskosten fast konstant bleiben. In den Jahren von 2013 bis 2020 ergaben sich kaum Veränderungen bei den Niveaus und den Strukturen der Strompreise, wobei jedoch darauf hinzuweisen ist, dass die EEG-Umlage nur von Teilen der Industrie zu tragen war. Im Jahr 2021 ist ein kleiner Anstieg der Beschaffungskosten zu verzeichnen. Für das Jahr 2022 ist trotz des Wegfalls der EEG-Umlage zur Mitte des Jahres ein starker Anstieg zu beobachten, der sich vor allem aus den massiv gestiegenen Beschaffungskosten an den Großhandelsmärkten ergibt. Hierdurch hat sich der Industriestrompreis im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt. In den Jahren 2023 und 2024 sind die Strompreise wieder deutlich gefallen, was zum einen auf sinkende Beschaffungskosten an den Großhandelsmärkten und die deutliche Absenkung der Stromsteuer (Senkung von 1,54 auf 0,05 ct/kWh) für das produzierende Gewerbe zurückzuführen ist. Auch der Wegfall der EEG-Umlage trägt weiterhin zum Rückgang des Industriestrompreises bei.

Abbildung 7-4: Entwicklung der Preise für leichtes Heizöl und Erdgas (Haushalte)

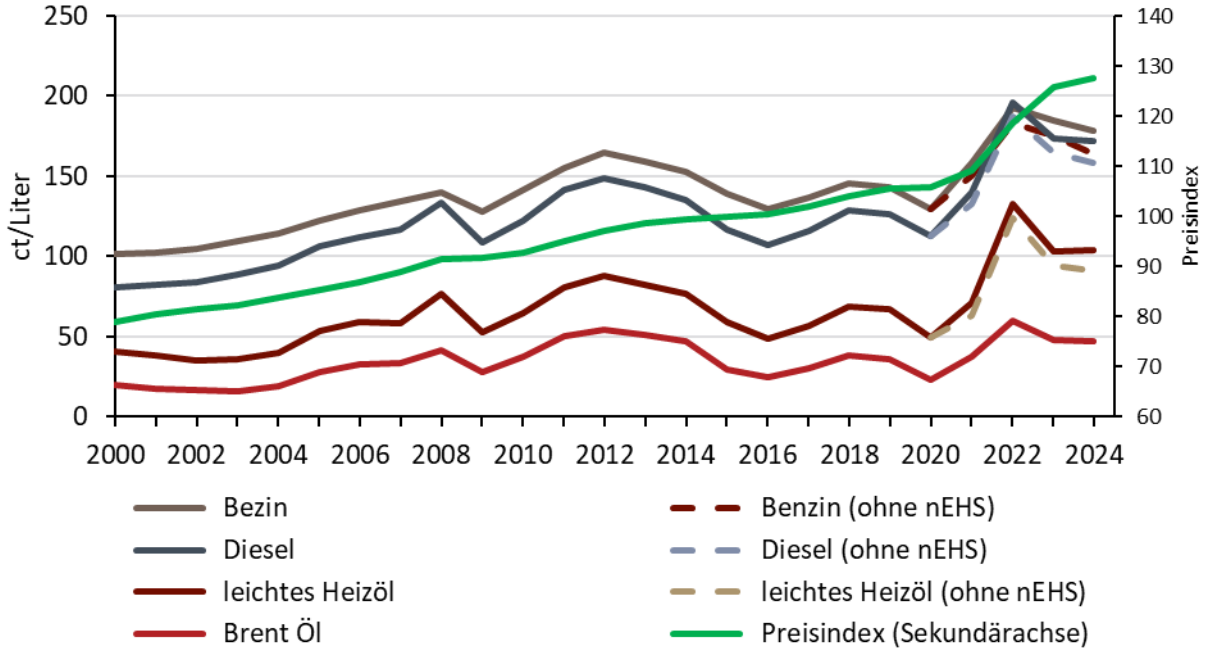


Anmerkung: Angenommener Heizwert für Heizöl ist 39,5 GJ/t (EBeV 2022). Für 2024 werden die Preise aus dem Januar dargestellt, für die anderen Jahre werden die Jahrespreise dargestellt.
Quelle: Erdgas: 2000 – 2006: Eurostat (2023a). 2007 – 2013: Eurostat (2023b). 2014 – 2024: BDEW (2024b), korrigiert auf den unteren Heizwert. Leichtes Heizöl: en2x (2024); Preisindex: Deutsche Bundesbank (2024a).

405. Abbildung 7-4 stellt die historische Entwicklung der Preise für Heizöl und Erdgas dar. Nach einem deutlichen Preisanstieg im Jahr 2022 mit Preisen von 16,5 ct/kWh Erdgas und 12 ct/kWh Heizöl ist seitdem ein Rückgang zu beobachten. Im Januar 2024 wurde Erdgas zu einem Preis von 10,7 ct/kWh und Heizöl zu einem Preis von 9,5 ct/kWh gehandelt, die Kurven haben sich inzwischen also wieder einander angenähert.

406. Im Vergleich zur Kostenstruktur des Strompreises hat sich die Kostenstruktur für den Erdgas- und Heizölpreis im Beobachtungszeitraum kaum verändert. So betrugen die Netzentgelte hier im Zeitraum der Jahre 2014 bis 2022 1,2 – 1,3 ct/kWh und verzeichnen in den Jahren 2023 und 2024 einen lediglich moderaten Anstieg auf 1,6 ct/kWh (BDEW 2024b). Veränderungen in der Kostenstruktur kommen einerseits von der durch den nEHS eingeführten CO_2-Bepreisung im Gebäudesektor, die den Gas- und Heizölpreis im Jahr 2021 um 0,46 ct/kWh (Gas) bzw. 0,67 ct/kWh (Heizöl) erhöhte und seitdem kontinuierlich auf 0,82 ct/kWh (Gas) bzw. 1,2 ct/kWH (Heizöl) im Jahr 2024 anstieg. Andererseits wurde für den Zeitraum ab dem 1. Oktober 2022 die Gasspeicherumlage eingeführt, die seit dem 1. Juli 2023 0,145 ct/kWh beträgt. Die Umlage dient dem Ausgleich der Kosten, die durch die Erfüllung der neu eingeführten Mindestfüllstände der Gasspeicher entstehen (BNetzA 2024a). Die Erhebung der Gasspeicherumlage ist zunächst bis zum 31. März 2025 befristet. Darüber hinaus wurde in dem Zeitraum 1. Oktober 2022 bis 31.03.2024 die Umsatzsteuer für Erdgas und Fernwärme auf den ermäßigten Satz von 7 % reduziert.

Abbildung 7-5: Entwicklung der Preise für Treibstoffe



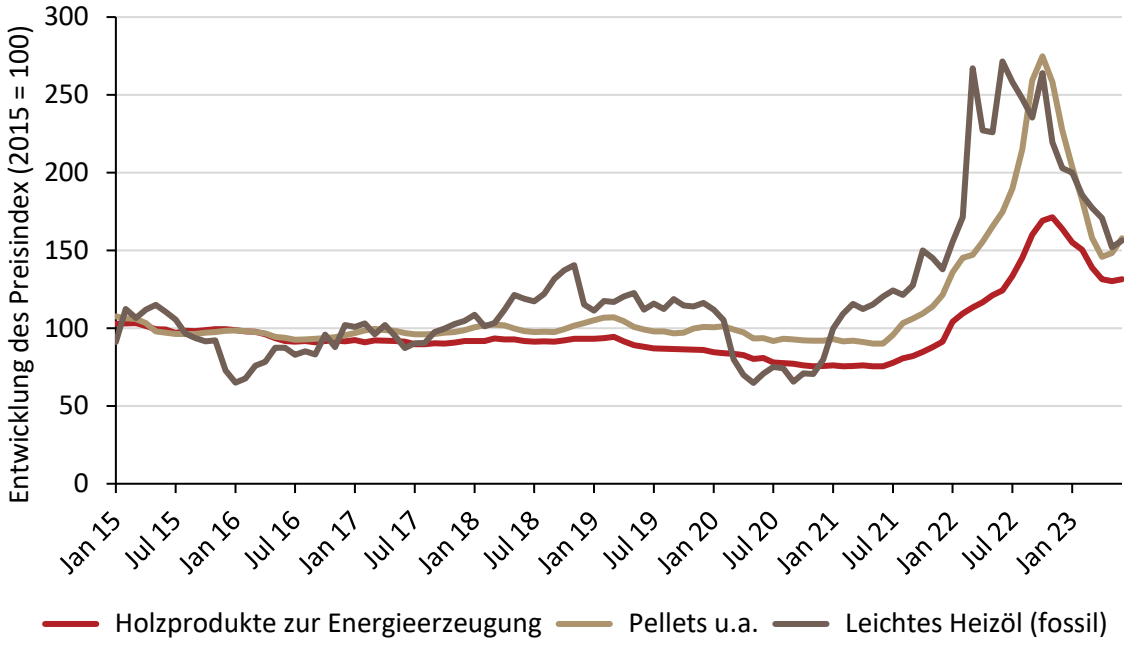
Anmerkung: Für 2024 werden die Preise aus dem Januar 2024 dargestellt.
Quelle: Benzin, leichtes Heizöl, Diesel: en2x (2024). Brent Öl: EIA (2024), Wechselkursumrechnung basierend auf Deutsche Bundesbank (2024b). nEHS Berechnung: CO_2 Faktoren von BAFA (2021); Preisindex: Deutsche Bundesbank (2024a).

407. Wie Abbildung 7-5 zeigt, folgen die Preise für Treibstoffe einem ähnlichen Verlauf wie die Strom- und Gaspreise. Auch hier zeigt sich im Verlauf der Jahre 2021 und 2022 ein deutlicher Anstieg im Vergleich zu den Vorjahren, gefolgt von einem leichten Rückgang im Jahr 2023 als Reaktion auf die sinkenden Ölpreise. Die angestiegenen Preise für Treibstoffe sorgen für einen deutlichen Anstieg der Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor (Kapitel 7.3).

408. Die Einführung des nEHS ab dem Jahr 2021 hat zu den Preisanstiegen für Erdgas und Kraftstoffe nur in geringem Maße beigetragen, da die Zertifikatkosten mit ursprünglich 25€ im Jahr 2021 und den aktuellen 45€ im Jahr 2024 verhältnismäßig gering sind. Die beobachteten Preisanstiege können somit nicht der Einführung des nEHS zugeschrieben werden, sondern sind Folgen der Energiekrise. Die Expertenkommission begrüßt die Einführung einer CO_2-Bepreisung auf Erdgas und Kraftstoffe in Form des nEHS als Ergänzung zum EU-ETS.

409. Abbildung 7-6 zeigt, dass auch die Preisentwicklung für Biomasse im Jahr 2022 einer hohen Volatilität ausgesetzt war. Mit einiger Verzögerung folgte die Preisentwicklung für Biomasse den Preisen für leichtes Heizöl. Dies verdeutlicht, dass die Preisbildungsmechanismen von Angebot und Nachfrage dazu führen, dass die Preise für Biomasse sich auch an der Preisentwicklung von leichtem Heizöl orientieren (anlegbare Preise für Substitute).

Abbildung 7-6: Entwicklung der Preise für Biomasse



Anmerkung: Dargestellt ist der Index der Erzeugerpreise der Produkte des Holzeinschlags im Allgemeinen sowie der Index der Erzeugerpreise für Pellets, Briketts, Scheiten o.ä. Formen aus Sägespänen u. a. Sägenebenprodukten. Zum Vergleich wird die Entwicklung des Index der Einfuhrpreise von leichtem Heizöl dargestellt.
Quelle: Destatis (2023a).

7.2 Gesamtkosten für Strom

410. Die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher sind die Grundlage der Berechnungen der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität[27] in Tabelle **7-1**. Neben den Bezugskosten vom Großhandelsmarkt beinhalten diese Erlöse auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität. Die im Subventionsbericht der Bundesregierung angeführten Steuervergünstigungen wurden von den vom Statistischen Bundesamt ausgewiesenen Gesamtausgaben abgezogen. Die detaillierte Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sowie deren Entwicklung im Zeitverlauf ist in Tabelle 7-1 dargestellt.

27 Die dargestellten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität berücksichtigen die Eigenerzeugung nicht. Wenn die Eigenverbrauchsmengen nach dem Prinzip des „anlegbaren Preises“ monetär bewertet werden, ergeben sich Letztverbraucherausgaben, die um ca. 10% höher sind als die in Tabelle 18 dargestellten Ausgaben.

Tabelle 7-1: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Stromabsatz	**(TWh)**	479	467	462	465	447	451	448	445	445	440	419	419	413
Gesamtausgaben	**Mrd €**	**58,7**	**63,6**	**64,3**	**58,7**	**70,4**	**69,5**	**68,5**	**69,0**	**73,3**	**75,1**	**76,3**	**79,8**	**92,5**
Staatlich induzierte Elemente		**16,4**	**22,5**	**23,7**	**29,6**	**32,3**	**31,5**	**33,2**	**34,8**	**34,6**	**34,0**	**33,9**	**33,6**	**20,3**
Stromsteuern		6,4	7,2	7,4	7,0	6,6	6,7	6,9	6,9	6,7	6,6	6,5	6,7	6,6
Konzessionsabgaben		2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9
EEG-Umlage		7,5	12,9	13,9	19,3	22,4	22,0	22,8	24,5	24,6	22,8	23,2	22,6	8,9
KWKG		0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0	0,8	0,9	1,3
Umlagen (§ 17F EnWG, § 18 AbLaV)		-	-	-	0,8	0,8	0,1	0,2	0,0	0,2	1,6	1,5	1,4	1,5
Staatlich regulierte Elemente		**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,8**	**18,0**	**18,7**	**20,8**	**19,9**	**20,1**	**20,6**	**21,1**	**23,2**
Netzentgelte Übertragungsnetze		2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9	4,9	4,9	5,3
Netzentgelte Verteilnetze		13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2	15,7	16,2	17,9
Marktgetriebene Elemente		**27,1**	**25,7**	**24,1**	**11,0**	**20,3**	**20,0**	**16,6**	**13,5**	**18,8**	**21,0**	**21,8**	**25,2**	**48,9**
Marktwert EEG-Strom		3,5	4,4	4,7	4,2	4,1	4,7	4,3	5,9	8,0	7,2	5,7	13,6	33,6
Erzeugung und Vertrieb		23,6	21,3	19,4	6,8	16,2	15,3	12,3	7,6	10,8	13,8	16,1	11,6	15,3

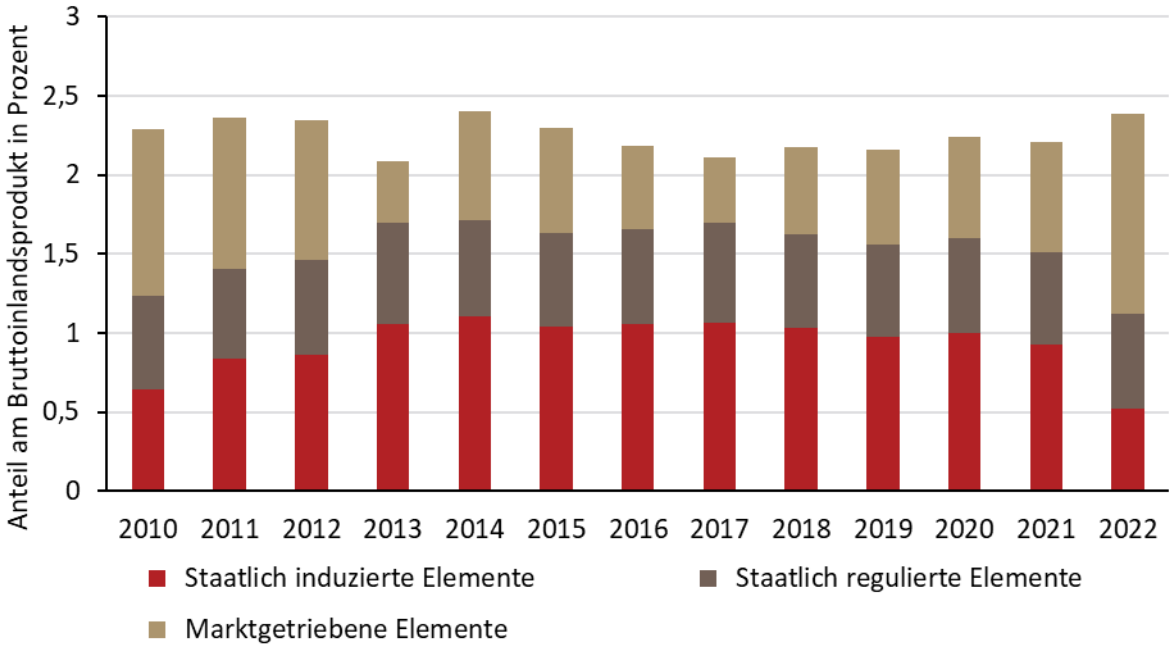
Anmerkung: Bundeszuschüsse zum EEG-Konto und den Übertragungsnetzentgelten wurden nicht berücksichtigt, da diese nicht von den Letztverbrauchern getragen werden.
Quellen: Stromabsatz: Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Destatis 2023b).
Gesamtausgaben: (Destatis 2023b) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß 29. Subventionsbericht (BMF 2023) sowie vorangegangene Subventionsberichte.
Stromsteuer: Stromsteuerstatistik 2022 (Gesamtbetrag I abzüglich Steuerentlastungen bzgl. § 3 StromStG) (Destatis 2023c).
Konzessionsabgaben: Schätzung und Fortschreibung auf Basis der Vorjahresangaben.
EEG-Umlage: EEG-Kontenübersicht der Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de (ÜNB 2024).
KWKG: KWKG-Jahresabrechnung 2022 (Netztransparenz 2023a) sowie vorangegangene KWKG-Jahresabrechnungen.

Umlagen: Jahresabrechnung 2022 § 17f EnWG (Netztransparenz 2023b) und Jahresabrechnung 2022 § 18 AbLaV (Netztransparenz 2023c) sowie vorangegangene Jahresabrechnungen § 17f EnWG und § 18 AbLaV.
Staatlich regulierte Elemente: Netzentgelte bis 2020 basierend auf EWK 2021. In 2021 und 2022 basierend auf Basis von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG (BNetzA 2024b).
Marktwert EEG-Strom: Eigene Berechnung auf Basis von Stromerzeugung nach Energieträgern (AGEB 2023a) und Jahresmarktwerten zum EEG (Netztransparenz 2023d).
Erzeugung und Vertrieb: Residuum.

411. Vor dem Hintergrund der gestiegenen Kosten für fossile Brennstoffe sind auch die Gesamtausgaben in 2022 trotz eines rückläufigen Stromabsatzes um 16 % auf rund 92 Milliarden Euro gestiegen. Der Anstieg der Kosten bei den marktgetriebenen Elementen wurde durch einen Rückgang im Bereich der staatlich induzierten Elemente teilweise ausgeglichen. Bei den staatlich induzierten Elementen stellt die Umfinanzierung der EEG-Umlage die größte Veränderung in den letzten Jahren dar. Im Rahmen des Konjunkturpakets im Jahr 2021 wurde das erste Mal ein staatlicher Zuschuss zur Finanzierung der EEG-Differenzkosten gewährt. Dieser Zuschuss betrug 10,8 Mrd. Euro im Jahr 2021. Mit der Umfinanzierung der EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 wird diese aus dem Staatshaushalt und nicht mehr durch die Verbraucher getragen. Parallel dazu sind durch die hohen Energiepreise die EEG-Differenzkosten zurückgegangen, weil die Marktwerte für erneuerbare Energien angestiegen sind. Dadurch sind die EEG-Differenzkosten im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr 2021 deutlich gesunken. Die Netzentgelte als staatlich regulierte Elemente sind insgesamt auf gut 23 Milliarden Euro gestiegen; drei Viertel der Netzkosten entfallen weiterhin auf die Verteilnetzebene. Bezogen auf die Strommengen entfielen in den vergangenen Jahren rund 35 % des Stromabsatzes auf Haushaltskunden, jedoch rund 45 % der erfassten Letztverbraucherausgaben (Destatis 2023a).

412. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP hat sich bis 2021 auf einem Niveau in der Größenordnung von 2,2 % stabilisiert. In 2022 liegt der Anteil mit knapp 2,4 % höher. Das Gewicht der staatlich induzierten Elemente ist bis 2014 stark gestiegen und bewegt sich bis 2021 in einer Größenordnung von rund 45 bis 50 % der Gesamtausgaben. In 2022 ist der Anteil der staatlich induzierten Elemente auf knapp 22 % gesunken. Der Rückgang ist auf die Abschaffung der EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 sowie auf die gestiegenen Marktwerte erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Verringerung der EEG-Differenzkosten zurückzuführen.

Abbildung 7-7: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Tabelle 25 und BIP gemäß Destatis (2024a).

7.3 Gesamtkosten für Kraftstoffe

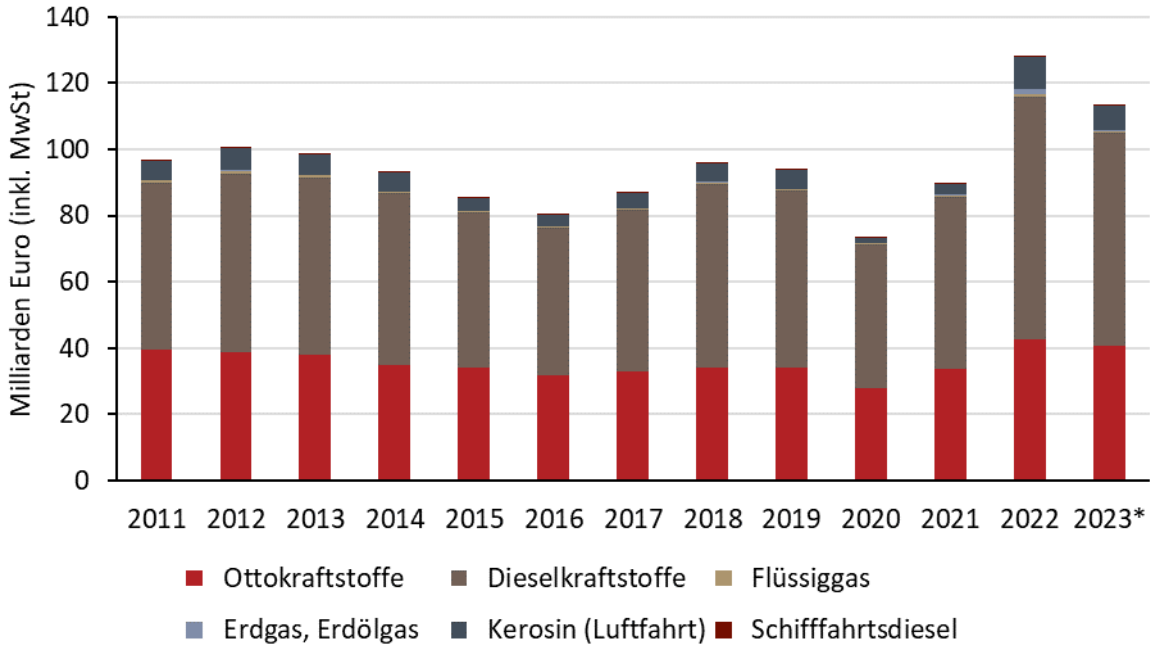
413. Die Berechnung der Letztverbraucherausgaben im Verkehr konzentriert sich auf den gesamten Verkehrssektor. Dies enthält den Personen- ebenso wie den Güterverkehr auf der Straße sowie die öffentlichen Nutzfahrzeuge. Im Gegensatz zu den vorherigen Stellungnahmen der Expertenkommission (z. B. EWK 2021) werden in diesem Jahr auch die Küsten- und Binnenschifffahrt, der Flugverkehr sowie der Schienenverkehr berücksichtigt. Berücksichtigt werden nur die Kosten für Kraftstoffe sowie Gase. Sofern Strom als Energieträger verwendet wird, wie dies im Schienenverkehr, aber auch in zunehmendem Maße im Straßenverkehr der Fall ist, sind die jeweiligen Stromkosten in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Abschnitt 0) enthalten.

414. Die Kosten für Biokraftstoffe sind in Abbildung 7-8 in den ausgewiesenen Kosten der konventionellen Kraftstoffe enthalten, da ein großer Teil des Biokraftstoffabsatzes konventionellen Kraftstoffen beigemischt wird. Pflanzenöl wird im Verkehrsbereich üblicherweise als Reinkraftstoff eingesetzt, während Biodiesel vor allem über die Beimischung genutzt wird (FNR 2023). Als Reinkraftstoff (E85) hat Bioethanol in Deutschland nur eine untergeordnete Bedeutung (FNR 2024), auch dieser wird üblicherweise beigemischt. Vor diesem Hintergrund erfolgt keine separate Ausweisung der Biokraftstoffe. Stattdessen sind die Kosten für Biodiesel in den für Dieselkraftstoffe dargestellten Kosten enthalten und die Kosten von Bioethanol in den für Ottokraftstoffe

dargestellten Kosten enthalten. Andere Biokraftstoffe wie Biomethan stellen nur einen sehr geringen Teil des Energieverbrauchs des Verkehrssektors dar (UBA 2024a) und werden daher nicht berücksichtigt.

415. In Abbildung 7-8 ist der Verlauf und die Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor dargestellt. Während in den Jahren 2012 bis 2016 ein leichter Rückgang zu beobachten war, war in den Folgejahren ein Anstieg bis 2019 zu verzeichnen. Nach einem, auf die Coronapandemie rückführbaren deutlichen Rückgang im Jahr 2020, gab es in den beiden Folgejahren, vor allem bedingt durch die Entwicklungen auf den globalen Ölmärkten, einen starken Anstieg. So haben sich die Letztverbraucherausgaben von 2021 um 22 % und von 2021 auf 2022 nochmals um 41 % erhöht. Im Jahr 2023 sind sie im Vergleich zu 2022 aufgrund der leichten Entspannung auf den Ölmärkten rückläufig und sind um 10 % gesunken. Insgesamt bewegen sich die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor mit 113 Milliarden Euro deutlich über dem Niveau der Jahre vor 2020.

Abbildung 7-8: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor



Anmerkungen: Ohne landwirtschaftlichen und bauwirtschaftlichen Verkehr. *Verbrauchsmengen für 2023 geschätzt basierend auf Emissionsveränderungen.
Quellen: Energieverbrauch 2011-2022: AGEB 2023b, 2023 basierend auf UBA 2024b; Preis für Ottokraftstoff/Dieselkraftstoff 2011-2021: BMWI 2021, ab 2022 en2x 2024; Preis für Erdgas/Erdölgas: 2011-2021 BMWI 2021, ab 2022 Destatis 2024b; Preis für Kerosin: Indexmundi 2024; Preis für Schifffahrtsdiesel: Dieselpreis aus dem Weekly Oil Bulletin (EU-Kommission 2023) abzüglich Dieselsteuer; Flüssiggas von myLPG 2024.

416. Die aggregierten Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor für Kraftstoffe werden dominiert von den Ausgaben für Ottokraftstoffe, Dieselkraftstoffe und Kerosin. Diese drei Kraftstoffe

machen zusammen 99 % der gesamten Ausgaben aus und auch der starke Anstieg der Letztverbraucherausgaben in den letzten Jahren ist vor allem den deutlichen Preissteigerungen dieser drei Kraftstoffe zuzuschreiben. So ist der Ottokraftstoffpreis im Jahr 2023 um 29 %, der Dieselpreis um 35 % und der Kerosinpreis um 49 % relativ zum Jahr 2019 gestiegen. Obwohl der Verbrauch im Jahr 2023 unter dem des Jahres 2019 liegt und somit bisher keine Rückkehr zum Prä-Pandemieniveau zu beobachten ist, haben diese starken Preissteigerungen zu einem Anstieg der Letztverbraucherausgaben geführt.

417. Mit rund 93 % der Ausgaben ist der Straßenverkehr der dominante Kostentreiber im Jahr 2023, gefolgt von der Luftfahrt mit 6,5 %. Die Küsten- und Binnenschifffahrt in Deutschland trägt somit nur zu ca. 0,5 % zu den gesamten aggregierten Letztverbraucherausgaben bei. Innerhalb des Straßenverkehrs entfallen 38 % der Kosten auf Ottokraftstoffe und 62 % auf Dieselkraftstoffe.

7.4 Energiestückkosten

418. Das Konzept des „Energiestückkosten-Indikators“ zum Monitoring der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen wurde von der Expertenkommission in der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung empfohlen (EWK 2014) und in verschiedenen wissenschaftlichen Publikationen dargelegt (Löschel et al. 2015a; Löschel et al. 2015b; Kaltenegger et al. 2017). Dabei handelt es sich um den Anteil der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung. Gegenüber einer reinen Preisbetrachtung bieten die Energiestückkosten den Vorteil weitere Einflussfaktoren der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen, insbesondere die Energieintensität.

419. Die Berechnung der Energiestückkosten basiert auf Daten des statistischen Bundesamtes, das im Rahmen der Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe und Bergbau den Anteil der Energiekosten am sektoralen Bruttoproduktionswert veröffentlicht (Destatis 2024c). In Kombination mit veröffentlichten Daten zum sektoralen Bruttoproduktionswert und der sektoralen Bruttowertschöpfung (Destatis 2024d) lassen sich so die Energiestückkosten als Anteil der Energiekosten an der Bruttowertschöpfung berechnen. Berücksichtigt wird nur der Wirtschaftszweig „Verarbeitendes Gewerbe“, der die Wirtschaftszweige WZ08-05 bis WZ08-33 umfasst. Aufgrund fehlender Daten werden die Wirtschaftszweige WZ08-07 „Erzbergbau“ und WZ08-09 „Dienstleistungen für den Bergbau und Gewinnung von Steinen“ nicht berücksichtigt. Die Daten beinhalten den Zeitraum der Jahre 2008-2020.

420. Die Berechnung des Energiestückkosten-Indikators wurde in dem vorliegenden Bericht im Vergleich zu vorherigen Stellungnahmen der Expertenkommission (EWK 2021) angepasst. Zuvor basierte die Berechnung auf den Energiebilanzen von Eurostat (Eurostat 2023c), die die energetischen Endverbrauchsmengen unterschiedlicher Energieträger durch die einzelnen Wirtschaftszweige ausweisen. Diese wurden kombiniert mit Preisangaben aus unterschiedlichen Quellen und normiert mit Hilfe von Daten zur Wertschöpfung und zum harmonisierten Verbraucherpreisindex, um die Energiestückkosten für Deutschland und die EU zu berechnen. Aufgrund

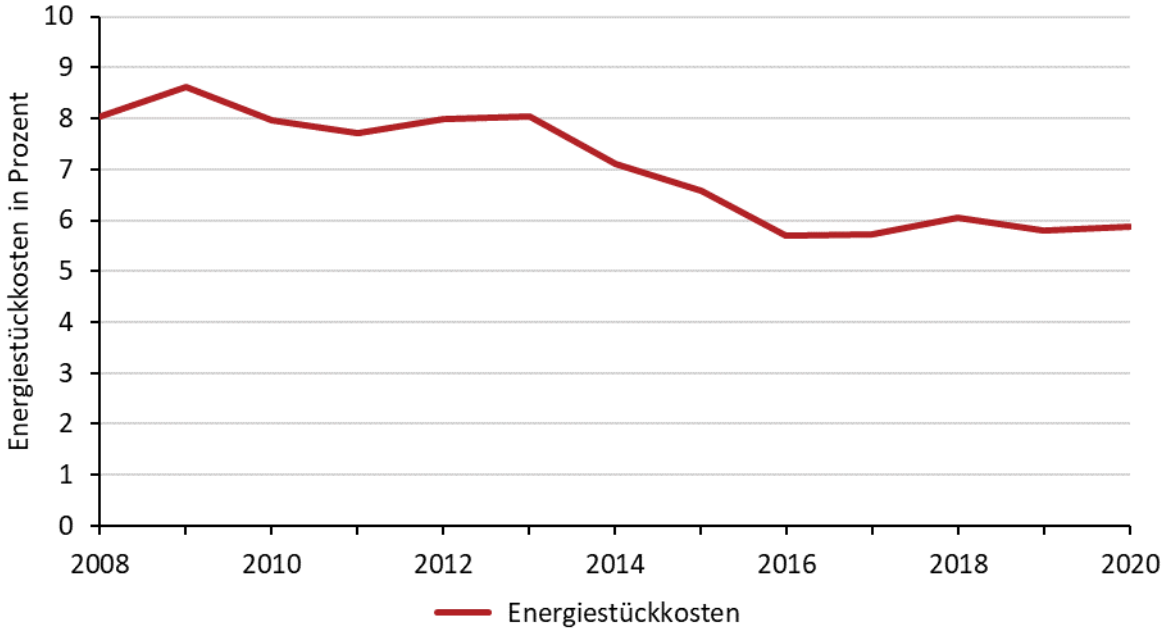
der unterschiedlichen Datenquellen und uneinheitlichen Datenstruktur, erfordert diese Berechnungsmethode erheblichen Arbeitsaufwand und wurde seit der letzten Stellungnahme (EWK 2021) nicht mehr fortgeführt. Ähnliche Arbeiten zur Erstellung eines Energiekosten-Indikators (z. B. Matthes et al. 2016) werden ebenfalls seit mehreren Jahren nicht mehr fortgesetzt. Die folgende Berechnung der Energiestückkosten beruht stattdessen auf den amtlichen Daten des statistischen Bundesamtes.

421. Abbildung 7-9 zeigt die Energiestückkosten im deutsche Verarbeitenden Gewerbe im Zeitraum 2008-2020. Im Jahr 2020 betrugen die Energiestückkosten 5,9 % und verzeichneten im Vergleich zum Vorjahr einen sehr geringen Anstieg von 0,1 Prozentpunkten. Auf diesem Niveau stagnieren die Energiestückkosten seit dem Jahr 2016, nachdem sie zuvor über den Zeitraum 2008 bis 2016 um ca. 2 Prozentpunkte gefallen sind.

422. Die Daten des statistischen Bundesamtes reichen zum Zeitpunkt des Erstellens des vorliegenden Berichts nur bis zum Jahr 2020. Da aufgrund des russischen Angriffskriegs im Jahr 2021 und insbesondere im Jahr 2022 deutlich gestiegene Preise für Energie zu beobachten waren, ist zu erwarten, dass der in

423. Abbildung 7-9 beobachtbare Trend der Energiestückkosten sich in dieser Form nicht fortsetzen wird. Die Expertenkommission weist daher darauf hin, dass eine aktualisierte Bewertung der Situation notwendig ist, sobald eine Aktualisierung der Daten vorliegt.

Abbildung 7-9: Entwicklung der Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe im Zeitraum 2008 bis 2020

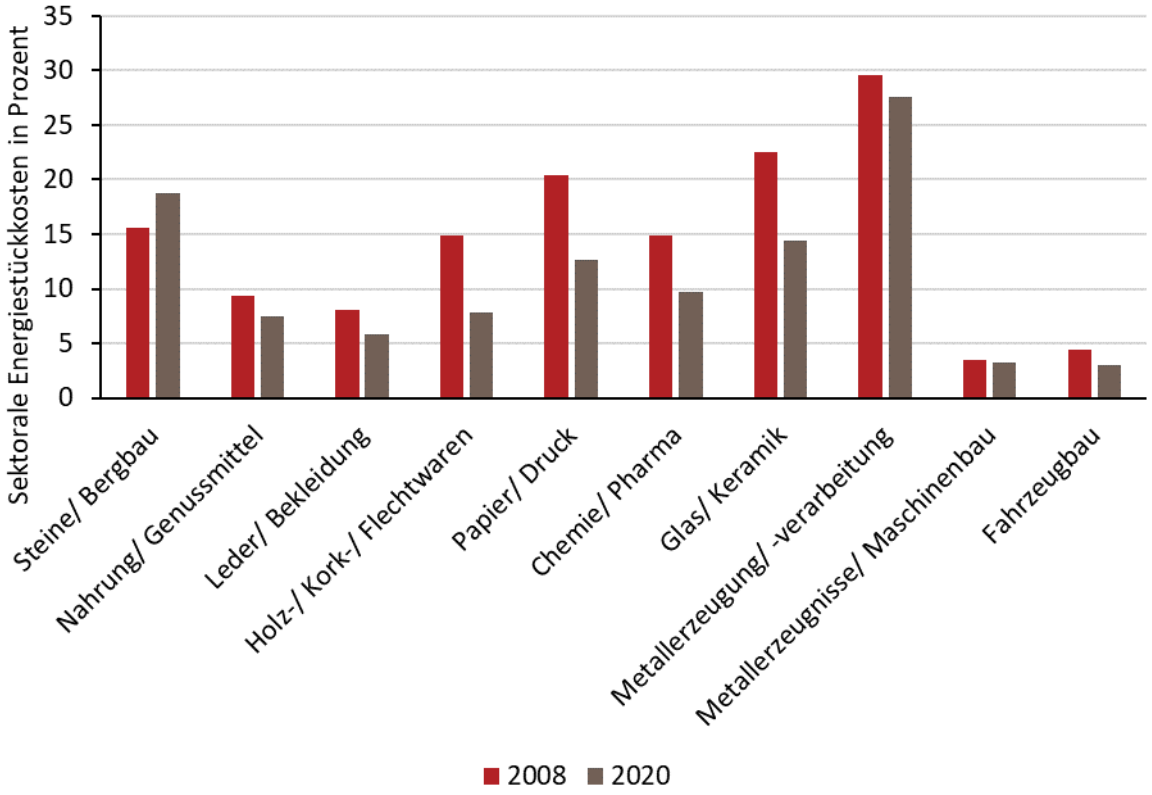


Quelle: Eigene Berechnungen anhand von Daten von Destatis 2024a (Tabellencode 42251-0004), 2024b (Tabellencode 42251-0001); Stand der Daten ist März 2024.

424. Obwohl die deutschen Energiestückkosten im Zeitraum von 2008 bis 2020 einen Rückgang umca. 2 Prozentpunkte verzeichnen, weisen einzelne Wirtschaftssektoren eine vom allgemeinen Trend abweichende Entwicklung mit stagnierenden oder sogar steigenden sektoralen Energiestückkosten auf. Abbildung 7-10 zeigt die sektoralen Energiestückkosten, also den Anteil der sektoralen Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung. Zu Darstellungszwecken werden hierbei unterschiedliche Wirtschaftszweige zu ähnlichen Produktzweigen zusammengeführt (z. B. Nahrung, Getränke und Tabak).

425. Ein Großteil der Sektoren folgt dem allgemein rückläufigen Trend und weist sinkende sektorale Energiestückkosten auf. Hierbei treten vor allem der Holzsektor (- 7,1 Prozentpunkte), Papiersektor (- 7,7 Prozentpunkte), Glassektor (- 8,1 Prozentpunkte) und Chemiesektor (- 5,2 Prozentpunkte) mit besonders starken Rückgängen im Vergleich der Jahre 2008 und 2020 hervor. Die anderen Wirtschaftssektoren weisen geringere Rückgänge von unter oder knapp über 2 Prozentpunkten auf. Lediglich die Gewinnung von Steinen und Erden weicht vom allgemein rückläufigen Trend der Energiestückkosten ab und verzeichnet einen Anstieg von 3,2 Prozentpunkten.

Abbildung 7-10: Vergleich der sektoralen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe der Jahre 2008 und 2020



Quelle: Eigene Berechnungen anhand von Daten von Destatis 2024a, 2024b.

426. Bei der Aufarbeitung der Energiekrise wäre eine Analyse von Preis- und Mengeneffekten sowie ein Vergleich der Betroffenheit unterschiedlicher europäischer Länder von großem Interesse. Zudem ist insbesondere die Betrachtung der Entwicklungen am aktuellen Rand mit Blick auf die dynamische Entwicklung der Energiepreise in den letzten Jahren von hoher Relevanz, um zeitnahe und datengestützte Entlastungsmaßnahmen umzusetzen. Für das weitere Monitoring der Energiewende sieht die Expertenkommission daher dringenden Handlungsbedarf, an vorherige Arbeiten mit einer detaillierteren Analyse der Energiestückkosten (z. B. Löschel et al. 2015a, 2015b; Matthes et al. 2016; Kaltenegger et al. 2017) anzuknüpfen. Außerdem sollte die regelmäßigere Veröffentlichung der zur Berechnung der Energiestückkosten benötigten Daten geprüft werden.

8. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Für den Erfolg oder Misserfolg der Energiewende sind gesellschaftliche Aspekte zentrale Elemente, da die Energiewende ohne den Rückhalt und die Beteiligung der Bevölkerung nur schwierig, bis gar nicht umgesetzt werden kann. Daher ist es wichtig, sowohl die entstehenden Be- oder Entlastungen für Verbraucher/innen als auch die generelle Zustimmung und Akzeptanz der geplanten Ziele und getroffenen Maßnahmen zu betrachten.

Die Energieausgaben deutscher Haushalte unterscheiden sich nach Haushaltsmerkmalen, z. B. dem Einkommen, deutlich. Während Haushalte im obersten Einkommensdezil aufgrund eines höheren Energieverbrauchs zwar absolut höhere Energieausgaben haben, ist die Belastung der unteren Einkommensdezile relativ zum Haushaltseinkommen stärker. So lag der Anteil der Energieausgaben im untersten Dezil im Jahr 2023 bei ca. 12 %, während er im obersten Dezil bei lediglich 2 % lag (FDZ 2022). Zudem ist auch Energiearmut ein für Deutschland relevantes Thema. Je nach Definition lebten im Jahr 2022 zwischen 4 % und 25 % der Haushalte in Deutschland in Energiearmut, der Anteil ist während der Energiepreiskrise deutlich gestiegen. Die Energiewende birgt das Risiko, diese ungleiche Belastung noch zu verstärken. Eine kurzfristige Abfederung der negativen Verteilungswirkungen, durch direkte Einkommensunterstützung oder die Auszahlung eines (sozialen) Klimageldes für besonders betroffene Haushalte, ist daher wichtig, um diese zu entlasten. Der wichtigste Hebel, um nachhaltig vor hohen Kosten zu schützen, ist jedoch die Erhöhung der Anpassungsreaktion, um eine Umstellung auf klimafreundliche Alternativen und eine Teilhabe am Klimaschutz zu ermöglichen. Dies sollte durch zielgerichtete investive Unterstützung für klimafreundliche Technologien und durch Bereitstellung nötiger Infrastruktur erfolgen. Eine soziale Ausgestaltung von Förderprogrammen kann Verteilungsungerechtigkeiten mindern. Die mit der Einführung des Klima-Sozialfonds im Rahmen des ETS-2 zu entwickelnden Maßnahmen sollten daher nicht (nur) pauschal entlasten, sondern so ausgestaltet werden, dass sie zur Dekarbonisierung besonders betroffener Gruppen führen, um nachhaltig hohe CO_2-Kosten und einen möglichen Carbon-Lock-in zu vermeiden. Für weiterführende Analysen der Verteilungswirkungen sieht die Expertenkommission einen erheblichen Bedarf für die Verstetigung der Datenerhebung in Form von Befragungen, sowie für die flächendeckende Erfassung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes und für die Einführung eines Gebäude- und Wohnungsregisters. Nur auf Basis aussagekräftiger und robuster Daten lassen sich Probleme erkennen, zielgenaue Maßnahmen gestalten und ihre Wirkungen adäquat bewerten.

Neben Haushalten zeigt sich auch bei Unternehmen eine unterschiedliche Betroffenheit der durch die Energiekrise angestiegenen Preise und Kosten. Auch hier sollten zukünftige Entlastungen möglichst anreizkompatibel gestaltet werden und insbesondere auch Kleinstunternehmen adressieren, die von bisherigen politischen Maßnahmen oft nicht entlastet wurden. Die Expertenkommission begrüßt daher die explizite Einschließung von Kleinstunternehmen in den Klima-Sozialfonds.

Zur Untersuchung der Akzeptanz der Energiewende hat die Expertenkommission unterschiedliche Haushaltsbefragungen ausgewertet. Die generelle Zustimmung zur Energiewende ist hoch (90 % der Befragten halten die deutsche Energiewende für (sehr) wichtig) und hat im Verlauf der Jahre nicht abgenommen. Gleichzeitig bewerten im Jahr 2023 nur noch ca. 20 % der Befragten die Umsetzung der Energiewende als gut und ca. 55 % als schlecht (2017: 42 % gut, 33 % schlecht). Auch erwarten 26 % der Befragten im Rahmen der Energiewende negative persönliche Auswirkungen auf ihr Wohnumfeld, was einer Verdopplung im Vergleich zum Jahr 2017 gleichkommt.

8.1 Verteilungswirkungen

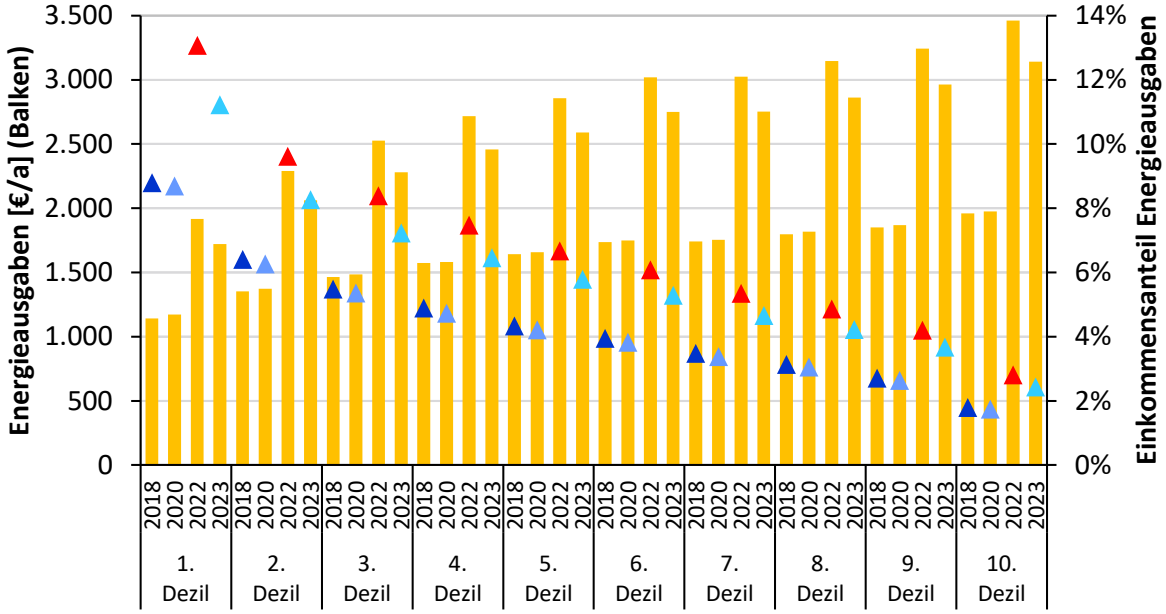
8.1.1 Energieausgaben privater Haushalte

427. Die Energiewende und ihre Umsetzung kann positive, aber auch negative Verteilungswirkungen für private Haushalte haben. Die Be- oder Entlastungen privater Haushalte können sich nach Haushaltsmerkmalen, z. B. Einkommen, unterscheiden. Werden Haushalte mit wenig Einkommen relativ stärker belastet als Haushalte mit hohem Einkommen, so spricht man von regressiven bzw. negativen Verteilungswirkungen.

428. Abbildung 8-1 zeigt die Entwicklung der Energieausgaben und die dadurch entstehende Belastung, differenziert nach 10 Einkommensgruppen (1. Dezil bis 10. Dezil) für verschiedene Jahre. Die Energieausgaben setzen sich aus den Energiepreisen und den Energieverbräuchen zusammen. Zu beachten ist, dass sich Veränderungen, die die Energiewende in den vergangenen Jahren bewirkt hat, zum jetzigen Zeitpunkt nicht von Veränderungen trennen lassen, die sich durch die Verwerfungen auf den Energiemärkten infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine ergeben haben. Auch die Entlastungspakete, die die Bundesregierung als Reaktion auf die Krise zur Entlastung von Verbraucher/innen aufgesetzt hat, wirken auf die Energieausgaben. Die Betrachtung der Entwicklung der Energieausgaben und der dadurch entstehenden Belastung ist daher als Bruttowirkung aller Effekte zu verstehen. Eine wichtige Aufgabe für das künftige Monitoring der Energiewende wird sein, die Veränderungen und Verteilungswirkungen zu identifizieren, die sich tatsächlich durch die Energiewende ergeben.

429. In Abbildung 8-1 wird deutlich, dass Haushalte mit geringem Einkommen zwar absolut weniger für Energie (Wärme und Strom) ausgeben, diese Ausgaben allerdings einen deutlich höheren Anteil des Einkommens ausmachen als bei Haushalten mit höherem Einkommen. In Abbildung 8-1 sind die absoluten Ausgaben in Balken auf der linken Achse und die dadurch entstehende Belastung im Verhältnis zum Einkommen in Rauten auf der rechten Achse dargestellt. Haushalte mit hohem Einkommen verbrauchen deutlich mehr Energie und haben dementsprechend höhere absolute Ausgaben. Ihre Kosten im Verhältnis zum Einkommen sind jedoch mit ca. 2 % gering. Die relative Energiekostenbelastung für Haushalte im untersten Einkommenszehntel beträgt dagegen mehr als das Fünffache der Belastung der obersten 10 % der Einkommen. Haushalte mit wenig Einkommen gaben in der Vergangenheit recht gleichbleibend ca. 10 % ihres Einkommens für Energie aus. Mit der Energiepreiskrise ist die Belastung und auch die Spreizung zwischen den Einkommensgruppen in den Jahren 2022 und 2023 deutlich angestiegen. Im Jahr 2023 gaben Haushalte im untersten Einkommenszehntel – auch mit Energiepreisbremse – ca. 12 % pro Jahr ihres Einkommens für Energie aus, Haushalte im obersten Einkommenszehntel dagegen nur knapp über 2 %.

Abbildung 8-1: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2023)



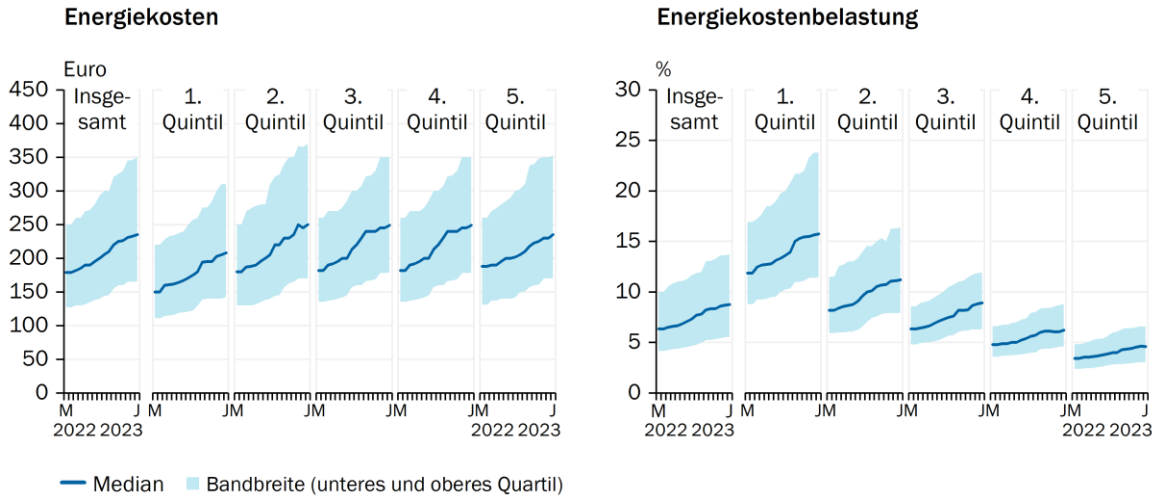
Anmerkung: Das Einkommen wurde pauschal mit 10 % fortgeschrieben. Unter Berücksichtigung der Strom- und Gaspreisbremse im Jahr 2023. Ausgaben sind ohne Berücksichtigung von Transferleistungen, wie z. B. die Übernahme der Kosten der Heizung im Rahmen des Bürgergelds, angelegt. Preise basieren auf BDEW (2024a, 2024b), BMWK (2022), BNetzA (2023), Destatis (2023), Bach und Knautz (2022)
Quelle: Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022)– Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 (statistisch repräsentativ).

430. Die Abbildung 8-1 zeigt die durchschnittliche Energiekostenbelastung von Haushalten ohne Berücksichtigung von Transferleistungen nach Sozialgesetzbuch oder Wohngeld. Es wird somit angenommen, dass Haushalte die Heizkosten selbst bezahlen. Laut Wohngeld- und Mietenbericht erhielten im Jahr 2021/2022 (Die Bundesregierung 2023) knapp 4 Millionen Haushalte (etwa 10 % aller Haushalte) Unterstützung bei den Wohnkosten in Form von Kosten der Unterkunft (KdU) und Kosten der Heizung (KdH) oder Wohngeld / Lastenzuschuss. Etwa 500.000 Haushalte bezogen Wohngeld. Mit der Wohngeldreform sind nun 2 Millionen Haushalte wohngeldberechtigt. Bei der Übernahme der Kosten der Heizung nach Sozialgesetzbuch werden die Heizkosten im Rahmen der Angemessenheit übernommen, im Wohngeld gibt es einen Heizkostenzuschuss, der sich nach der Anzahl der Haushaltsmitglieder richtet (Cludius et al. 2024). Stromkosten sind kein gesonderter Teil der Sozialleistungen und müssen von Haushalten aus dem Regelbetrag des Bürgergeldes selbst beglichen werden. Allerdings nehmen bei weitem nicht alle Berechtigten auch Leistungen in Anspruch. 43 % bis 56 % der berechtigten Haushalte nehmen nach Friedrichsen und Schmacker (2019) die Grundsicherung für Arbeitssuchende (ALG II, jetzt Bürgergeld) nicht in Anspruch.

431. Unterschiede in den Belastungen und Verteilungswirkungen lassen sich nicht nur zwischen Einkommensgruppen finden, sondern auch innerhalb einzelner Gruppen. Die Streuung begründet

sich darin, dass Haushalte auch innerhalb einer Einkommensgruppe sehr unterschiedliche Ausgaben für Energie haben, je nachdem ob sie in einem sanierten oder unsanierten Gebäude wohnen, wie groß ihre zu beheizende Wohnfläche ist, welche Elektrogeräteausstattung mit welcher Energieeffizienz sie haben und mehr. Abbildung 8-2 bietet daher einen vertieften Blick in die Energiekosten und Energiekostenbelastung differenziert nach Einkommensquintilen mit Streuung innerhalb der Einkommensklassen für den Zeitraum März 2022 bis Juni 2023. Die Darstellung basiert auf einer Befragung von 2.351 Haushalten (SVRV 2023). Deutlich wird, dass sich der Anstieg wie auch die Streuung der absoluten Energiekosten (linke Grafik) zwischen den Einkommensgruppen nicht maßgeblich unterscheidet. Anders gestaltet sich dies für die Energiekostenbelastung, ausgedrückt als Energiekosten im Verhältnis zum Einkommen (rechte Grafik). Hier ergibt sich eine deutlich stärkere und zunehmende Streuung der Energiekostenbelastung in den unteren Einkommensquintilen. Im untersten Einkommensfünftel stieg die maximale Belastung im Juni 2023 dabei bis auf weit über 20 % an, mit einer Spanne von ungefähr 10 Prozentpunkten innerhalb der Einkommensgruppe. In den oberen Einkommensquintilen ist sowohl der Anstieg wie auch die Streuung der Belastung innerhalb der Quintile sehr gering.

Abbildung 8-2: Entwicklung der Energiekosten und Energiekostenbelastung nach Einkommensquintilen von März 2022 bis Juni 2023



Anmerkung: Werte sind nach Bundesland und Haushaltsgröße gewichtet. Die Energiekostenbelastung (rechte Grafik) entspricht dem Anteil der Summe aus den monatlichen Abschlagszahlungen für Heizung/Warmwasser und Strom am Haushaltsnettoeinkommen. Dargestellt sind Quintile des äquivalenzgewichteten Haushaltsnettoeinkommens.
Quelle: Abbildung 3. In SVRV (2023).

432. Die Energiewende hat das Potential, den beschriebenen regressiven Verteilungen der Energiekostenbelastung und damit der sozialen Ungleichheit entgegenzuwirken. Dafür braucht es eine integrierte Strategie. Auf der einen Seite verteuert die CO_2-Bepreisung fossile Energien und soll damit eine Lenkungswirkung entfalten, die zu Minderungen des fossilen Energieverbrauchs führt. Auf der anderen Seite entstehen Einnahmen, die zur Senkung der Belastung und zur Unterstützung von Investitionen in emissionsarme Alternativen genutzt werden sollten und über ein Klimageld

an die Bürger zurückverteilt werden sollten. Die regressive Wirkung der CO_2-Bepreisung kann dadurch abgewendet oder gemindert werden.

433. Um Energieausgaben und -belastung nachhaltig zu senken, ist es wichtig, dass Minderungen und Einsparungen in allen Einkommensgruppen stattfinden, d. h. der Umstieg auf Wärmepumpen, die Sanierung von Gebäuden, die Nutzung von E-Fahrzeugen und öffentlichem Verkehr etc. für alle Haushalte möglich ist. Bisherige Auswertungen zeigen, dass Sanierungsförderung für Gebäude überwiegend von Haushalten mit höherem Einkommen in Anspruch genommen werden (Braungardt et al. 2023). Dies liegt auch darin begründet, dass Haushalte mit geringem Einkommen zu fast 90 % zur Miete wohnen und daher keinen Handlungsspielraum für den energetischen Zustand ihres Gebäudes haben. Auch besitzen nur ungefähr 40 % der Haushalte im unteren Einkommenszehntel einen Pkw, so dass ein E-Pkw-Förderprogramm für sie nicht in Frage kommt (Blanck und Kreye 2021). Auch fehlt vulnerablen Haushalten trotz Förderung zumeist die Finanzierungsmöglichkeit für die verbleibenden Investitionskosten. Förderprogramme können daher regressive Wirkungen verstärken. Eine soziale Ausgestaltung von Förderprogrammen ist essenziell, um diese Verteilungsungerechtigkeit zu mindern. Der Sozialbonus für den Heizungstausch, der am 1.1.2024 in der Bundesförderung für effiziente Gebäude eingeführt wurde, ist ein wichtiger Schritt. Allerdings gilt dies nur für selbstnutzende Eigentümer/innen mit wenig Einkommen. Bisher gibt es für den Mietwohnbestand keine Differenzierung der Förderung, die Mietende mit wenig Einkommen erreicht. Dies sollte aus Sicht der Expertenkommission geändert werden. Außerdem sollte eine soziale Förderung auch für die energetische Sanierung der Gebäudehülle und nicht nur für den Heizungstausch eingeführt werden.

434. Höhere Energieeffizienz und geringere CO_2-Emissionen sorgen dafür, dass Haushalte auch bei steigendem CO_2-Preis keine oder geringere zusätzliche Belastungen erfahren. Die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung sollten verwendet werden, um Maßnahmen zur Dekarbonisierung bei besonders betroffenen Haushalten durchzuführen und so die Belastung nachhaltig zu verringern.

435. Dieser Ansatz wird auch durch den Klima-Sozialfonds befördert, der in Verbindung mit dem ETS-2 (zum europäischen Emissionshandel vgl. Kapitel 10.1) eingeführt und ab 2026 besonders betroffene Haushalte unterstützen wird. Im Klima-Sozialfonds sind für Deutschland 5,3 Mrd. Euro für den Zeitraum 2026-2032 vorgesehen, die nach Emissionshandels-Richtlinie durch eine nationale 25 %-Kofinanzierung auf 7,1 Mrd. erhöht werden müssen. Das EU-Gesamtvolumen beträgt 65 Mrd. Euro zuzüglich Kofinanzierung der Mitgliedstaaten. Aus den Auktionierungserlösen der weiteren Einnahmen erhält Deutschland 23,7 %, bei einem Preis von 50 Euro/t CO_2 würde dies in etwa 48,5 Mrd. Euro im Zeitraum 2027-2032 entsprechen. Der Fokus des Klima-Sozialfonds liegt auf investive Maßnahmen zur CO_2-Minderung bei besonders betroffenen Haushalten. Direkte Einkommenshilfen dürfen nur temporär und nur zu einem Anteil von 37,5 % des Budgets des Klima-Sozialfonds vergeben werden. Der Klima-Sozialfonds hat zum Ziel, vulnerable Gruppen beim Umstieg auf klimafreundliche Technologien und Verhaltensweisen zu unterstützen. Damit ermöglicht er auch Menschen, sich am Klimaschutz zu beteiligen, denen dafür die Mittel und Möglichkeiten

fehlen. Mit geringerem Energieverbrauch und geringeren Emissionen sind diese Gruppen auch resilienter gegenüber CO_2- und Energiepreissteigerungen.

436. Zur kurzfristigen Minderung der Belastung, vor allem bei perspektivisch höheren CO_2-Preisen, sollten die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung auch in Form eines Klimageldes an Bürger/innen ausgezahlt werden. Analysen zeigen, dass ein Klimageld die Belastung insbesondere für Haushalte mit niedrigem Einkommen abfedern kann (u. a. Bach et al. 2023, Klinski et al. 2023, Kalkuhl et al. 2022, Kellner et al. 2022). Allerdings bietet das Klimageld nicht automatisch einen langfristigen Schutz vor Belastungen durch den CO_2-Preis, wenn Investitionen in CO_2- oder Energieeinsparungen ausbleiben.

437. Das Klimageld kann pauschal pro Kopf ausgezahlt werden, sobald ein geeigneter Auszahlungsweg etabliert wird. Soziale Staffelungen, etwa durch eine Versteuerung des Klimagelds oder durch eine Verknüpfung der Auszahlung an das Einkommen, sind ebenso möglich (Klinski et al. 2023, Kellner et al. 2023). Eine soziale Staffelung hat den Vorteil, dass sie aus Verteilungsperspektive noch positiver wirkt und aus fiskalischer Sicht weniger Ressourcen in Anspruch nimmt und bei begrenztem Budget im Klima- und Transformationsfonds, mehr Möglichkeiten für zielgerichtete Förder- und Unterstützungsprogramme lässt. Allerdings ist die Umsetzung eines sozial differenzierten Klimageldes komplexer und könnte die Umsetzung weiter verzögern. Ungeklärt ist ebenfalls wie Kleinverbraucher (Unternehmen und Selbstständige) entlastet werden können.

438. Für ein Klimageld von 100 Euro pro Person, würde ein Budget von gut 8 Mrd. Euro benötigt. Wird das Klimageld mit dem Einkommensteuersatz besteuert, so summiert sich der Finanzierungsbedarf auf knapp 6,5 Mrd. Euro. Einkommensarme Haushalte erhalten dann durchschnittlich einen höheren Betrag an Klimageld als einkommensstarke Haushalte. Zur Einordnung: Die voraussichtlichen Einnahmen aus dem nEHS im Jahr 2025 werden sich beim vorgesehenen Preis von 55 Euro/t CO_2 auf ca. 14 Mrd. Euro belaufen (vergleiche Kapitel 10.2), davon sind ca. 50 % Einnahmen aus dem Bereich privater Haushalte (vgl. Abbildung 3-1 in Matthes et al. 2021). Die übrigen Einnahmen werden vom gewerblichen Güterverkehr (Lkw), vom GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) und anderen erfassten Bereichen generiert.

439. Im Jahr 2027 wird der nationale Emissionshandel (nEHS, vgl. Kapitel 10.2) in den europäischen ETS-2 übergehen. Die weitere Entwicklung des Preispfades im ETS-2 und folglich die Höhe der Einnahmen nach dem Übergang sind unsicher. Für die Einnahmenverwendung aus dem europäischen Emissionshandel EU-ETS und dem künftigen ETS-2 gibt es in Artikel 10 der Emissionshandelsrichtlinie jedoch konkrete Vorgaben[28]. Ob ein Klimageld künftig aus den Einnahmen finanziert werden kann, ist rechtlich nicht abschließend geklärt (Busch/Harder 2024). Die Emissionshandelsrichtlinie nennt als eine Option die Verwendung der Einnahmen als Klimadividende, die mit einem Klimageld gleichzusetzen wäre. Allerdings muss diese Klimadividende nach der Richtlinie „mit nachgewiesenen positiven Umweltauswirkungen“ einhergehen. Eine andere

[28] Für weitere Informationen zum europäischen Emissionshandel siehe Kapitel 10.1.

Option der Einnahmenverwendung ist die finanzielle Unterstützung von Haushalten mit niedrigem und mittlerem Einkommen, u. a. durch Reduktion der Stromkosten (Artikel 10 Absatz 3(1) ha). Ein Klimageld für Haushalte mit niedrigem und mittlerem Einkommen ist daher mit der Emissionshandelsrichtlinie vereinbar. Die Finanzierung eines pauschalen Klimageldes ist aus den Einnahmen des ETS-2 voraussichtlich nicht möglich. Nach Klinski et al. (2023) ist ein Klimageld verfassungskonform realisierbar, sofern es mit dem System der CO_2-Bepreisung verknüpft ist. Eine Umsetzung oder Finanzierung unabhängig vom System der CO_2-Bepreisung wäre rechtlich gesondert zu prüfen.

440. Die Expertenkommission spricht sich für die Verwendung der Einnahmen aus den Emissionshandelssystemen zur Erhöhung der Anpassungsfähigkeit von Verbraucher/innen aus. Dabei sollte die Zielsicherheit im Fokus stehen, so dass die Einnahmen vor allem dort eingesetzt werden, wo finanzielle Hemmnisse oder mangelnder Zugang Verbraucher/innen daran hindern, auf nachhaltige Wärme, Kühlung und Mobilität umzusteigen. Verteilungsungerechtigkeiten können perspektivisch verstärkt werden, wenn einkommensstärkere Gruppen in CO_2-freie Technologien investieren und sich die CO_2-Kosten sparen, während einkommensschwächere Haushalte mangels Möglichkeit oder Zugang weiterhin CO_2-Kosten für ihre fossile Heizung oder Mobilität zahlen (vgl. Fiedler et al. 2024 und Kuhn und Schlattmann 2024). Es sollte angestrebt werden, dass niemand in eine Abhängigkeit von fossilem Energieverbrauch und damit steigenden Kosten gerät (Carbon-Lock-in) (vergleiche Kapitel 5.4).

441. Es bleibt festzuhalten, dass die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung nicht gleichzeitig für weitreichende Anreizprogramme für den Klimaschutz und die Gewährleistung des sozialen Ausgleichs ausreichen werden. Bei begrenztem Budget der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung sollte aus Sicht der Expertenkommission ein Mix der Verwendungsmöglichkeiten gewählt werden.

442. Neben der Einnahmenverwendung zur Förderung von Investitionen in klimafreundliche Wärme und Mobilität bietet das Klimageld eine wichtige Entlastung vor allem in der Übergangsphase, in der Haushalte noch keine Anpassungsmaßnahmen zur Dekarbonisierung durchführen konnten. Dies gilt vor allem auch für Haushalte mit geringem und mittlerem Einkommen und Mieter-Haushalte, die von den Entscheidungen ihrer Vermietenden abhängig sind.

Erheblicher Verstetigungsbedarf für Primärdatenerhebungen
Beispiel: Zusammenhang zwischen Einkommen, Energiebedarf des Wohngebäudes und Eigentumsverhältnissen

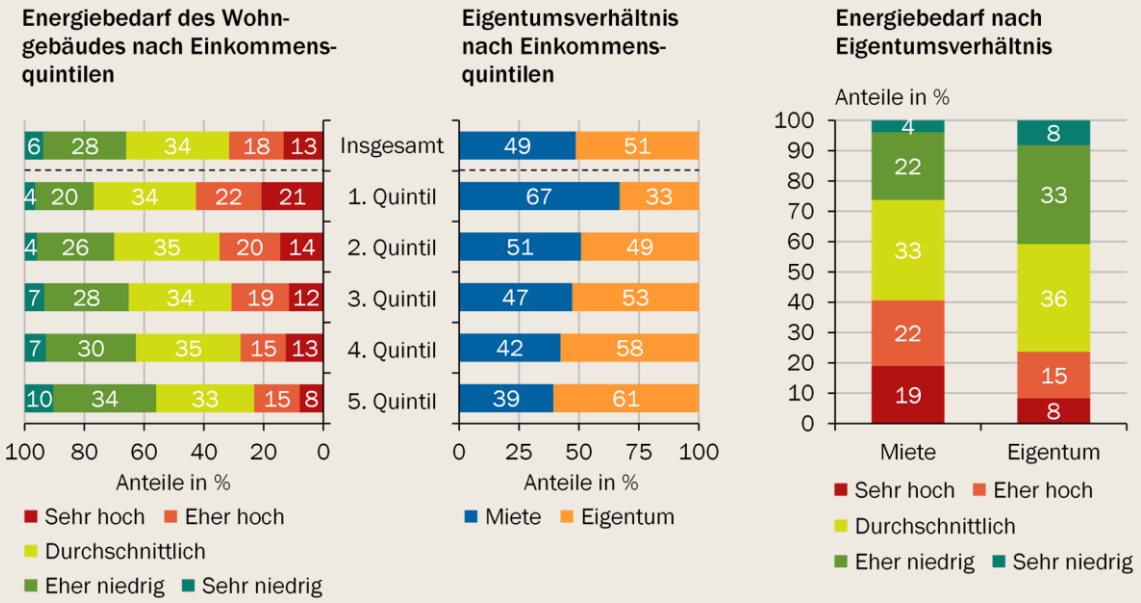
Maßnahmen sollten gezielt diejenigen Haushalte erreichen, die in ineffizienten Gebäuden wohnen und denen die Mittel oder die Handlungsmöglichkeiten für die energetische Ertüchtigung ihrer Gebäude fehlen. Dazu gehören Eigentümer/innen mit wenig Einkommen wie auch Mieter/innen, deren Miete nach Sanierung angehoben und ggf. nicht mehr bezahlbar wird.

Um die Zielgruppen zu identifizieren und zu erreichen, ist eine gute Datenbasis notwendig, die den Zusammenhang zwischen Einkommen, energetischem Zustand des Gebäudes und Eigen-tumsverhältnis darlegt. Mit der derzeitigen Datenlage in Deutschland ist eine solche Verknüpfung nicht

flächendeckend möglich, u. a. da es kein einheitliches und flächendeckendes Register mit Informationen zu allen Gebäuden und Wohnungen gibt und keine umfassenden Informationen zum Energiebedarf von Wohngebäuden in Form von Energieausweisen vorliegen.

Notwendige Erkenntnisse lassen sich derzeit aus Daten und Informationen ableiten, wie sie bspw. in SVRV (2023) (vgl. beispielhaft Abbildung 8 3) oder im Wohn- und Wärmepanel des Kopernikus-Projekts Ariadne (Frondel et al. 2021) in eigenen Befragungen erhoben werden. SVRV (2023) befragen dafür ca. 5.000 Haushalte in sechs Wellen im Zeitraum April 2023 bis Juli 2024. Im Ariadne Wohn- und Wärmepanel werden seit dem Jahr 2021 im jährlichen Rhythmus drei Panelerhebungen bei ca. 15.000 Haushalten durchgeführt.

Abbildung 8-3: Darstellung des Zusammenhangs zwischen Einkommen, Energiebedarf des Wohngebäudes und Eigentumsverhältnissen aus der Erhebung von SVRV (2023)



Anmerkung: Die Werte sind nach Bundesland und Haushaltsgröße gewichtet. Dargestellt sind Quintile des äquivalenzge-wichteten Haushaltsnettoeinkommens. Abbildung links: die Fragestellung lautete: „Wie beurteilen Sie den Energiebedarf Ihres Wohnhauses beim Heizen?“ Bitte nehmen Sie eine ungefähre Einschätzung anhand der folgenden Kategorien vor […]“, N=4.338. Abbildung Mitte: Die Fragestellung lautete: „Wohnen Sie bzw. wohnt Ihr Haushalt zur Miete oder wohnen Sie in Wohneigentum?“, N=5.006. Abbildung rechts: N=4.326. Darstellung Sachverständigenrat Wirtschaft (23-259-02).
Quelle: SVRV (2023).

Die Expertenkommission sieht einen erheblichen Bedarf für die Verstetigung der Datenerhebung in Form von Befragungen, sowie für die flächendeckende Erfassung des energetischen Zustands des Gebäudebestandes und für die Einführung eines Gebäude- und Wohnungsregisters. Nur auf Basis aussagekräftiger und robuster Daten lassen sich Probleme erkennen, zielgenaue Maßnahmen gestalten und ihre Wirkungen bewerten.

8.1.2 Energiearmut

443. Unter Energiearmut wird verstanden, dass Haushalte nicht in der Lage sind oder nicht die Möglichkeit haben, ihre Energiebedürfnisse zu decken. Das kann bedeuten, dass sie ihre Wohnungen nicht angemessen heizen können, Einschränkungen bei der Nutzung von Strom für Grundbedürfnisse (z. B. Kochen, Waschen) vornehmen müssen und/oder ihre Heiz- und Stromkosten nicht begleichen können. In der Konsequenz verschulden sich Haushalte, erfahren Strom- oder Gassperren oder leben in ungeheizten oder wenig geheizten Wohnungen. Haushalte, die von Energiearmut betroffen sind, befinden sich häufig in einer finanziell angespannten Situation. Allerdings kann Energiearmut nicht auf den Aspekt des Einkommens beschränkt werden. Auch Haushalte mit höherem Einkommen können energiearm sein, wenn sie sich ihren Energiebedarf nicht leisten können. Neben dem Einkommen spielen insbesondere strukturelle Faktoren eine Rolle. Leben Haushalte in ineffizienten Gebäuden und haben einen hohen Energieverbrauch, so kann dies zu Energiearmut führen. Steigende Preise können dazu führen, dass mehr Haushalte von Energiearmut betroffen sind.

444. Eine eindeutige Definition von Energiearmut gibt es in Deutschland bisher nicht. Auf EU-Ebene wird Energiearmut bereits seit einigen Jahren intensiv diskutiert. Insbesondere im Fit-for-55-Paket wird hervorgehoben, dass niemand zurückgelassen werden solle und ein gerechter Übergang geschaffen werden muss. Die Novelle der Emissionshandelsrichtlinie hat mit dem Klima-Sozialfonds daher ein besonderes Augenmerk auf vulnerable Gruppen und Haushalte in Energie- und auch Mobilitätsarmut gelegt. Auch in der Novelle der Energieeffizienzrichtlinie ist Energiearmut explizit aufgeführt und in Art 8 (3) EED wird gefordert, dass die Mitgliedsstaaten einen Anteil der kumulierten Endenergieeinsparungen bei vulnerablen Gruppen erreichen. Dieser Anteil entspricht mindestens dem Anteil der von Energiearmut betroffenen Haushalte, wie er in den Nationalen Energie- und Klimaplänen geschätzt wurde. Zum jetzigen Zeitpunkt hat Deutschland keinen Anteil an von Energiearmut betroffenen Haushalten abgeschätzt.

445. Die Energieeffizienzrichtlinie wie auch die Energy Poverty Recommendation der Europäischen Union geben Empfehlungen zur Definition und Indikatorik von Energiearmut. Zur Erfassung der Haushalte werden verschiedene Indikatoren genannt, die im Rahmen des Energy Poverty Observatory entwickelt und für alle EU-Mitgliedstaaten quantifiziert werden. Hierbei wird berücksichtigt, dass Energiearmut ein mehrdimensionales Phänomen ist, das durch keinen einzelnen Indikator vollständig erfasst werden kann.

Energiearmutsindikatoren nach EU Energy Poverty Recommendation (2020 und 2023)

Energiearmutsindikatoren können nach der EU Energy Poverty Recommendation in vier Kategorien unterteilt werden:

Indikatoren, die Energieausgaben mit dem Einkommen vergleichen: Diese quantifizieren Energiearmut, indem sie die Energieausgaben der Haushalte mit einem Einkommensmaß vergleichen (z. B. Prozentsatz oder Anzahl der Haushalte, die mehr als einen bestimmten Anteil ihres verfügbaren Einkommens für häusliche Energiedienstleistungen ausgeben). Hierzu gibt das Energy Poverty Observatory zwei Indikatoren :

1. Geringe absolute Energieausgaben (M/2): Anteil der Haushalte, deren absolute Energie-ausgaben weniger als die Hälfte des nationalen Medianwerts betragen. Dieser Indikator gibt einen Hinweis darauf, wie viele Haushalte unter versteckter Energiearmut leiden, indem sie weniger Energie verbrauchen als sie eigentlich anhand ihrer Bedürfnisse verbrauchen sollten.

2. Hohe Belastung durch Energieausgaben im Verhältnis zum Einkommen (2M): Prozentsatz der Haushalte, deren Anteil der Energieausgaben am Einkommen mehr als das Doppelte des nationalen medianen Anteils beträgt. Dieser Indikator zeigt auf, welche Haushalte durch Energieausgaben sehr belastet sind.

► Indikatoren basierend auf Selbsteinschätzungen: Haushalte werden direkt gefragt, inwieweit sie sich Energie leisten können bzw. ihren Energiebedarf decken können (z. B. Fähigkeit, die Wohnung im Winter ausreichend warm und im Sommer ausreichend kühl zu halten). Hierzu gibt das Energy Poverty Observatory beispielsweise den folgenden Indikator: Unfähigkeit, die Unterkunft angemessen warm zu halten.

► Direkte Indikatoren: Diese Indikatoren messen Variablen zur Bestimmung der Angemessenheit von Energiedienstleistungen (z. B. Raumtemperatur) oder aber der grundsätzlichen Verfügbarkeit von Technologien für Energiedienstleistungen. Das Energy Poverty Observatory gibt hier zum Beispiel an: Ausstattung mit Klimaanlagen/Heizungsanlagen.

Indirekte Indikatoren: Diese Indikatoren messen Energiearmut durch damit verbundene Faktoren, wie z. B. Zahlungsrückstände bei Strom- oder Gasrechnungen, Anzahl der Strom- oder Gassperren. Hierzu berichtet das Energy Poverty Observatory beispielsweise diesen Indikator: Rückstände bei Rechnungen von Versorgungsbetrieben.

Quelle: Schumacher et al. (2022).

Tabelle 8-1 bietet einen Überblick über Energiearmut in Deutschland anhand verschiedener Indikatoren und für verschiedene Jahre. Neben den beschriebenen Dimensionen der Indikatoren der Energy Poverty Recommendation werden auch Energiekostenüberlastungsindikatoren aufgeführt, die sich auf die Energieausgabenbelastung in Verbindung mit dem Einkommen konzentrieren (SVRV 2023) und eine Überlastung definieren, wenn ein Haushalt mehr als 10 % des Nettoeinkommens für Energie ausgibt und zusätzlich ein geringes Haushaltseinkommen von weniger als 80 % oder 60 % des Medians des Nettoäquivalenzeinkommens hat. Diese Kriterien kommen denen des “High Cost/Low Income” (HCLI) Ansatzes als Indikator zur Messung der Energiearmut nahe (EWK 2014a, 2019). In

Tabelle 8-1 werden die Indikatoren darüber hinaus nach Einkommensquintilen aufgeschlüsselt, so dass für jeden Indikator eine Verbindung mit dem Einkommen gezogen werden kann.

446. Es zeigt sich: Energiearmut ist auch in Deutschland relevant. Zwischen 4 % und 25 % der insgesamt 40 Millionen Haushalte in Deutschland lebten im Jahr 2022 in Energiearmut. Der wesentliche Teil dieser Haushalte sind Haushalte mit geringem Einkommen. Im untersten Einkommensfünftel leiden bis zu 50 % der Haushalte unter Energiearmut. Auch in weiteren Einkommensquintilen gibt es noch einen beträchtlichen Anteil an Haushalten in Energiearmut. Dies macht deutlich, dass sich Energiearmut nicht nur auf ein sehr geringes Einkommen begrenzen lässt.

447. Die Indikatoren weisen eine recht breite Spanne auf. Selbstberichtete Indikatoren, wie z. B. zur Fähigkeit, die Wohnung ausreichend heizen zu können und zu Zahlungsrückständen, liegen in der Regel niedriger als Indikatoren, die die Energieausgaben bzw. -belastung in den Fokus nehmen. Bei den ausgabenbasierten Indikatoren sind Sozialleistungen nicht berücksichtigt. Die Übernahme der Kosten der Heizung z. B. im Rahmen des Bürgergelds mindert die Belastung. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass nur in etwa die Hälfte der berechtigten Haushalte diese Unterstützungsleistungen in Anspruch nimmt.

Tabelle 8-1: Energiearmutsindikatoren Deutschland nach Einkommensgruppen, 2018 bis 2023

Indikator	Monat / Jahr	Gesamt	1. Quintil	2. Quintil	3. Quintil	4. Quintil	5. Quintil
EU Poverty Recommendation (2020) auf Basis SILC-Database		**Anteil der Haushalte in Deutschland**					
Unfähigkeit, die Unterkunft angemessen warm zu halten	2018	3,3 %	9,7 %	3,2 %	2,2 %	0,7 %	0,7 %
	2020	7,4 %	14,9 %	10,3 %	7,0 %	4,2 %	0,5 %
	2022	6,5 %	11,7 %	8,6 %	6,1 %	4,4 %	1,9 %
Zahlungsrückstände bei Versorgungsunternehmen	2018	2,8 %	6,3 %	3,7 %	1,9 %	1,3 %	0,6 %
	2020	3,3 %	6,5 %	3,9 %	2,7 %	1,9 %	1,3 %
	2022	3,9 %	6,0 %	5,4 %	3,6 %	2,6 %	1,8 %
EU Poverty Recommendation (2020) auf Basis EVS (Wärme- und Stromkosten)		**Anteil der Haushalte in Deutschland**					
2M - Hohe Belastung durch Energieausgaben im Verhältnis zum Einkommen	2018	17,7 %	48,1 %	16,1 %	7,3 %	3,4 %	1,2 %
	2020	17,5 %	48,7 %	13,4 %	7,3 %	4,0 %	1,8 %
	2022	17,9 %	45,8 %	16,3 %	9,1 %	4,8 %	1,9 %
M/2 - Geringe absolute Energieausgaben	2018	9,3 %	12,7 %	9,1 %	8,3 %	7,3 %	7,8 %
	2020	4,5 %	4,6 %	5,1 %	4,5 %	4,0 %	4,1 %
	2022	8,9 %	11,2 %	10,1 %	8,8 %	7,1 %	6,3 %
SVRV (2023) auf Basis Haushaltsbefragung (N=2.496)		**Anteil der Haushalte in Deutschland**					
10-Prozent-Regel	März 2022	26 %	66 %	34 %	17 %	8 %	3 %
	Juni 2023	43 %	87 %	58 %	40 %	19 %	10 %
10-Prozent-plus-80-Prozent-Regel	März 2022	17 %	66 %	21 %	0 %	0 %	0 %
	Juni 2023	25 %	87 %	36 %	0 %	0 %	0 %
10-Prozent-plus-60-Prozent-Regel	März 2022	10 %	48 %	0 %	0 %	0 %	0 %
	Juni 2023	12 %	59 %	0 %	0 %	0 %	0 %
2M-Regel	März 2022	15 %	44 %	19 %	7 %	5 %	1 %
	Juni 2023	15 %	42 %	20 %	8 %	2 %	2 %
M/2-Regel	März 2022	8 %	12 %	8 %	7 %	7 %	6 %
	Juni 2023	11 %	16 %	11 %	9 %	11 %	11 %

Anmerkung: M/2: Anteil der Haushalte, deren absolute Energieausgaben weniger als die Hälfte des nationalen Medianwerts betragen. 2M: Prozentsatz der Haushalte, deren Anteil der Energieausgaben am Einkommen mehr als das Doppelte des nationalen medianen Anteils beträgt. 10-Prozent-plus-80 % bzw. 60 %-Prozentregel: Anteil der Haushalte mit Energieausgaben von mehr als 10 % des Nettoeinkommens und Haushaltseinkommen von weniger als 80 % oder 60 % des Medians des Nettoäquivalenzeinkommens.
Quellen: SVRV (2023), EU SILC Datenbank (2023; Indikatoren HH050, HS021), FDZ der Stat. Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2018; Berechnungen Öko-Institut.

448. Energiearmut bedeutet eine besondere Härte, die bei der Energiewende berücksichtigt werden muss. Die Maßnahmen und Strategien der Energiewende sollten Energiearmut nicht verstärken und Unterstützung und Entlastung für besonders Betroffene mitdenken. Wichtig ist dabei, dass alle Ursachen der Energiearmut Ansatzpunkte bieten, Energiearmut zu verhindern oder zu mindern, und daher ein Mix aus verschiedenen Maßnahmen gewählt werden sollte. Einige der Maßnahmen wenden kurzfristige Härten ab, aber verbessern die Situation nicht nachhaltig, andere Maßnahmen zielen auf nachhaltige, langfristige Verbesserung und Resilienz ab, in dem sie den Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen der Haushalte senken:

- **Finanzielle Situation der Haushalte**: Einkommensstützende Maßnahmen können helfen, hohe Energieausgaben zu bewältigen. Beispiele sind: Übernahme der Kosten der Heizung nach Sozialgesetzbuch II und XII, Heizkostenzuschuss im Wohngeld. Sie bieten jedoch keinen direkten Anreiz, den fossilen Energieverbrauch zu senken und damit zur Energiewende und zum Klimaschutz beizutragen.
- **Hohe oder steigende Energiepreise**: Preissenkende Maßnahmen können helfen, vorübergehende Belastungsspitzen abzufedern. Hohe oder steigende Energiepreise stellen einen wichtigen Anreiz zur Senkung des Energieverbrauchs dar und tragen somit zur Energiewende bei. Preissenkende Maßnahmen dürften diesen Anreizen entgegenlaufen.
- **Strukturelle Faktoren** wie **geringe Energieeffizienz** des Gebäudes, der Heizung oder der Warmwasserversorgung und **hoher Energieverbrauch**. Eine gezielte Unterstützung zur Verringerung des Energieverbrauchs und der CO_2-Emissionen in Gebäuden oder Geräten von energiearmen oder vulnerablen Haushalten führt langfristig zu geringerer Kostenbelastung und damit zu Resilienz gegenüber steigenden Energie- und CO_2-Preisen. Auch bringt es Entlastung für Kommunen und den Staat, da in erheblichem Umfang soziale Transferleistungen eingespart werden können. Strukturelle Faktoren bei vulnerablen oder energiearmen Haushalten können in bestehenden Förderprogrammen angegangen werden (UBA 2022), z. B. im Bereich Wohnen durch Sanierungsförderung in vulnerablen Gebieten, gezielte Investitionshilfen für vulnerable Eigentümer/innen, priorisierte Sanierung der ineffizientesten Gebäude nach dem Worst-First-Prinzip, Ausweitung der Energieberatung für vulnerable Haushalte.

8.1.3 Unternehmen

449. Auch bei Unternehmen können sich die Auswirkungen von steigenden Energiepreisen, im Rahmen der Energiekrise oder aufgrund von steigenden CO_2-Preisen, je nach Unternehmensgröße oder Wirtschaftszweig unterscheiden. Ein Grund hierfür kann zum Beispiel sein, dass Unternehmen unterschiedliche Einkaufsstrategien haben und entsprechend plötzlichen Preisschwankungen in unterschiedlichem Maße direkt ausgesetzt sind. So spüren zum Beispiel kleine und mittelständische Unternehmen (KMU), die über einen längeren Zeitraum Verträge mit

Zulieferern zu festen Preisen abgeschlossen haben, die Auswirkungen von steigenden Börsenpreisen nur zeitversetzt und sind keinen extremen Preisspitzen ausgesetzt, was die Planbarkeit im Geschäftsbetrieb vereinfacht. Einige Unternehmen könnten bereit sein, höhere Risiken zu übernehmen und stärker ihren Strom direkt zu Börsenpreisen zu beziehen. Neben der Unternehmensgröße ist die Energieintensität eines Unternehmens ein entscheidender Faktor für die zusätzliche Belastung durch steigende Energiepreise. So sind energieintensivere Branchen meist stärker von Preissteigerungen betroffen.

Heterogene Betroffenheit von Unternehmen durch die Energiekrise

450. In einer Umfrage im September 2022 hat die IHK bayerisch-schwäbische Unternehmen zu den Auswirkungen der Energiekrise befragt (IHK 2022). Auf die Abfrage ihrer Betroffenheit durch die angestiegenen Strompreise auf einer Likert-Skala von 0 (keine Betroffenheit) bis 10 (sehr starke Betroffenheit), geben Unternehmen mit zunehmender Unternehmensgröße (gemessen durch die Anzahl an Beschäftigten) eine stärkere Betroffenheit an. So beträgt die durchschnittliche Antwort von Unternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten ca. 5,3, während Unternehmen mit über 1000 Beschäftigten auf durchschnittlich 6,9 als Antwort kommen. Dies beschränkt sich jedoch auf den Energieträger Strom, bei der Betroffenheit der Unternehmen durch höhere Gaspreise zeigt sich keine eindeutige Richtung in Abhängigkeit von der Unternehmensgröße.

451. In ähnlicher Weise zeigt sich dies auch im Rahmen der Randstad-ifo-Personalleiterbefragung (ifo Institut 2022). Hier wurden Unternehmen im dritten Quartal des Jahres 2022 danach gefragt, ob Sie einen Notfallplan für einen eintretenden Energieengpass haben, wobei insgesamt 29 % der Unternehmen angegeben haben, einen solchen Plan zu haben. Dieser Anteil wird insbesondere von den größeren Unternehmen mit 250-499 Beschäftigten (41 %) bzw. mehr als 500 Beschäftigten (60 %) in die Höhe getrieben. Hier zeigt sich also mit zunehmender Unternehmensgröße eine steigende Vorsorge der Unternehmen im Rahmen der Energiekrise. Dies kann jedoch nur bedingt mit einer direkten Betroffenheit der Unternehmen gleichgesetzt werden, da größere Unternehmen möglicherweise eher Personen oder sogar ganze Abteilungen haben, die darauf spezialisiert sind.

452. Beide Befragungen messen lediglich die allgemeine Betroffenheit bzw. Besorgtheit von Unternehmen in der Energiekrise, geben jedoch keine quantitativen Einblicke, wie sich Kosten, Umsatz oder Gewinn in unterschiedlichen Unternehmensgrößenklassen aufgrund der gestiegenen Energiepreise entwickelt haben. Ergänzend hierzu sollte daher eine empirische Analyse der Verteilungswirkungen bei Unternehmen vorgenommen werden. Diese kann jedoch nicht auf Basis der öffentlich zugänglichen Daten des statistischen Bundesamtes durchgeführt werden, da Umsatz und Produktionsdaten zwar nach Sektoren und Unternehmensgrößenklassen aufgeschlüsselt werden, der Anteil der Energiekosten am Produktionswert jedoch nur für die einzelnen Sektoren berichtet wird. Die Expertenkommission regt an, soweit möglich auch für die verschiedenen Unternehmensgrößenklassen in den unterschiedlichen Sektoren differenzierte Daten öffentlich verfügbar zu machen.

453. Eine alternative Datenquelle zur Untersuchung der heterogenen Auswirkungen auf Unternehmen bieten die Amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD), die detailliertere Informationen bieten. Sie werden vom statistischen Bundesamt für alle Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes mit über 20 Beschäftigten erhoben. In ihrem Jahresgutachten für die Jahre 2022/2023 hat der Sachverständigenrat eine Auswertung der AFiD vorgenommen, um die Betroffenheit der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes durch die Energiekrise auf Heterogenität im Zusammenhang mit der Unternehmensgröße und dem Wirtschaftssektor zu untersuchen (SVR 2022). Der durchschnittliche Anteil der Energiekosten am Umsatz der Unternehmen ist 2,3 %, dieser Anteil ist jedoch heterogen über die unterschiedlichen Verbrauchsklassen verteilt. So liegt er beim Medianunternehmen bei lediglich 1,6 %, was darauf hindeutet, dass die größeren Verbraucher einen höheren Anteil an Energiekosten haben und so den Durchschnitt nach oben beeinflussen. Die vom Sachverständigenrat ausgewerteten Daten reichen zwar nur bis zum Jahr 2018 und spiegeln somit die gestiegenen Energiepreise noch nicht wider, es ist aber anzunehmen, dass die größeren Unternehmen mit einem höheren Anteil an Energiekosten stärker von den gestiegenen Preisen betroffen sind. Die Analyse lässt die Ergebnisse der zuvor genannten Unternehmensbefragungen somit plausibel erscheinen.

454. Mit Blick auf die Heterogenität der Energiekosten zwischen den unterschiedlichen Wirtschaftssektoren weisen vor allem die Sektoren mit einer hohen Energieintensität einen höheren Anteil an Energiekosten auf. Dies umfasst die Wirtschaftszweige Getränkeherstellung, Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Glas und Keramik sowie Verarbeitung von Steinen und Erden. Ähnliche Ergebnisse wurden bereits in Kapitel 7.4 bei der Betrachtung der sektoralen Energiestückkosten beobachtet, auch hier weisen die energieintensiveren Branchen höhere Energiestückkosten auf.

Die Sonderrolle der Kleinstunternehmen

455. Die AFiD bieten detaillierte Informationen über Unternehmensstrukturen und Kennzahlen, erfassen jedoch nur Unternehmen mit über 20 Beschäftigten. Dies ist insbesondere mit Blick auf die sogenannten Kleinstunternehmen problematisch. Ein Unternehmen gilt als Kleinstunternehmen, wenn zwei der drei folgenden Kriterien nicht überschritten werden: 1. Höchstens 10 Beschäftigte, 2. maximal 0,7 Millionen Euro Umsatz und 3. eine maximale Bilanzsumme von 0,35 Millionen Euro (§ 267a HGB). Somit sind Kleinstunternehmen zwar nicht per Definition von den AFiD ausgeschlossen, es ist jedoch anzunehmen, dass nur sehr wenige Unternehmen mit mehr als 20 Beschäftigten die Kriterien 2 und 3 nicht überschreiten.

456. Im Jahr 2021 existierten in Deutschland 146.011 Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe, die weniger als 10 Beschäftigte haben, was 70,8 % aller Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe entspricht (Destatis 2024). Für diesen Teil der Unternehmen können die Auswirkungen der steigenden Energiepreise mit den AFiD nicht eindeutig empirisch untersucht werden, da sie nicht Teil der Datenerfassung sind. Dies ist problematisch, da davon ausgegangen werden kann, dass Kleinstunternehmen durch die Energiekrise auf eine andere Art betroffen sind als größere

Unternehmen. So dürften Kleinstunternehmen zum Beispiel in den meisten Fällen keine auf Energiethemen spezialisierten Fachkräfte haben, wodurch die Umsetzung möglicher Energiespar- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen ausbleiben kann. Ob dies im Gegensatz zum bisher beobachteten Trend dazu führt, dass Kleinstunternehmen durch hohe Energiepreise stärker betroffen sind, oder ob deren Betroffenheit dem Trend folgend nur gering ist, lässt sich ohne entsprechende Daten nicht eindeutig feststellen. Klar ist jedoch, dass Kleinstunternehmen im Regelfall bei Entlastungsmaßnahmen im Bereich der Energiekosten bisher allenfalls teilweise berücksichtigt werden.

457. Kleinstunternehmen wird im Rahmen des “Fit-for-55"-Pakets der EU in Form des Klima-Sozialfonds zudem besondere Aufmerksamkeit zu Teil. Dieser wurde im Jahr 2023, parallel zum ETS-2 beschlossen und soll bis zum Jahr 2025 national umgesetzt werden. Das Budget des Klima-Sozialfonds ist gedacht für die Unterstützung von finanziell schwächeren Haushalten und Kleinstunternehmen, um die sozialen und verteilungspolitischen Auswirkungen des ETS-2 auszugleichen, wobei die genauere Ausgestaltung den Ländern überlassen und noch unklar ist.

458. Die EU-Definition von Kleinstunternehmen weicht von der des HGB leicht ab, so müssen Unternehmen weniger als 10 Beschäftigte und weniger als 2 Millionen € Umsatz oder Bilanzsumme haben (Verordnung (EU) 2023/955). Anders als bei der Definition des HBG, müssen Unternehmen alle drei Kriterien erfüllen. Somit ist diese Gruppe von Unternehmen aufgrund der Beschäftigten-Grenze in den AFiD nicht vertreten. Die genaue Ausgestaltung der Unterstützungsmechanismen für Kleinstunternehmen im Rahmen des Klima-Sozialfonds lässt sich somit nicht auf die AFiD als empirische Datengrundlage stützen. Die Expertenkommission sieht daher dringenden Handlungsbedarf bei der Schaffung einer Datengrundlage, die auch Informationen über Kleinstunternehmen bietet. Insbesondere, da der beobachtete Trend darauf hindeutet, dass kleinere Unternehmen eine geringere Betroffenheit zeigen, ist eine datengestützte Überprüfung des Unterstützungsbedarfs relevant.

Politische Maßnahmen zur Entlastung von Kleinstunternehmen

459. Grundsätzlich sollten entlastende Maßnahmen nicht nur das Ziel haben Unternehmen finanziell zu entlasten, sondern gleichzeitig auch Transformationsanreize zu einem klimaneutralen und effizienteren Energiesystem setzen. Bei der Ausgestaltung von politischen Maßnahmen sollten die Anreize zur Einsparung von fossilen Energieträgern erhalten bleiben. Politische Maßnahmen mit dem Ziel der Entlastung deutscher Kleinstunternehmen, sollten möglichst anreizkompatibel gestaltet sein bzw. sich Marktmechanismen bedienen (vergleiche Kapitel 10.4).

460. Die Expertenkommission begrüßt strukturelle Stromkostensenkungen für die Entlastung von Kleinstunternehmen. Aufgrund der hohen Anzahl an Kleinstunternehmen in Deutschland, ist jedoch darauf zu achten, dass entsprechende Maßnahmen nicht mit einem hohen bürokratischen Aufwand einhergehen. Vor diesem Hintergrund hält die Expertenkommission die Finanzierung des EEG aus dem Bundeshaushalt auch aus der Perspektive der Kleinstunternehmen für einen zielführenden Schritt. Die Beschränkung der Abschaffung der Stromsteuer auf die (großen) Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes ist diesbezüglich nicht ausreichend.

461. Neben finanziellen Entlastungen sollten bürokratische Hürden abgebaut und Genehmigungsverfahren verschlankt werden, da diese von Unternehmen als eines der größten Hindernisse für die klimaneutrale Transformation betrachtet wird. So fordern beispielsweise über 80 % der Unternehmen eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Eigenversorgung und Direktlieferverträge (DIHK 2023). Solche Vereinfachungen haben langfristig das Potential auf beiden Seiten Arbeitsaufwand einzusparen und somit Kosten zu senken, tragen zur kurzfristigen Entlastung der deutschen Unternehmen jedoch nur wenig bei. Sie stellen damit keinen Ersatz für eine konkrete finanzielle Entlastung dar.

8.2 Akzeptanz

462. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende. Die Expertenkommission behandelt das Thema durchgängig seit der Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht (EWK 2014a). Im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung (BMWi 2018) wurden erstmals Indikatoren zur Akzeptanz der Energiewende präsentiert. Aufgrund der besonderen Rolle der gesellschaftlichen Akzeptanz für das Gelingen der Energiewende wird diese im vorliegenden Bericht stärker als zuvor fokussiert.

463. Eine Definition des Begriffs der Akzeptanz fehlt in den vergangenen Monitoring-Berichten. Die Expertenkommission hat sich bereits in der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht mit dieser Frage befasst (EWK 2014b). Das mögliche Verständnis des Begriffs reicht von der „Bereitschaft, etwas zu akzeptieren“ (Duden) über eine „zunächst bejahende oder tolerierende Einstellung von Personen oder Gruppen gegenüber normativen Prinzipien oder Regelungen, auf materiellem Bereich gegenüber der Entwicklung und Verbreitung neuer Techniken oder Konsumprodukte […], die dann auch das Verhalten und Handeln, in dem sich diese Haltung ausdrückt einschließt“ (Brockhaus 1986) bis zur „Eigenschaft einer Innovation, bei ihrer Einführung positive Reaktionen der davon Betroffenen zu erreichen.“ (Endruweit und Trommsdorff 1989).

464. Für die Messung der Akzeptanz der Energiewende sind aus Sicht der Expertenkommission drei Aspekte von Bedeutung (EWK 2014a, 2014b, 2018, 2019, 2021):

- Die generelle Zustimmung zu den Zielen derEnergiewende in Deutschland,
- die Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende sowie
- die Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit.

Überblick über Studien zur Akzeptanz der Energiewende

465. Neben der Expertenkommission wird die Frage der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende auch von anderen Institutionen adressiert. Im Folgenden wird eine Übersicht der Einschätzungen der Bevölkerung zur Energiewende in der genannten Dreiteilung auf Basis ausgewählter Umfrageergebnisse gegeben.

466. **Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende:** Die Zustimmung der Privathaushalte zur Energiewende ist laut des KfW-Energiewendebarometers 2023 ungebrochen hoch: 88 % der befragten Haushalte halten die Energiewende für wichtig oder sehr wichtig. Diese hohe Zustimmung gilt sowohl für Haushalte, die unter hohem Kostendruck bei Strom und Wärme leiden, als auch für Eigentümer (KfW 2023). Im Vergleich zur Vorjahresbefragung ist auch der Wert der Haushalte, für die die Energiewende im vergangenen Jahr an Bedeutung gewonnen hat, angestiegen. Mit 48 % gilt dies für fast die Hälfte der Haushalte, während es zuvor lediglich 30 % waren (KfW 2023). Die Agentur für Erneuerbare Energien kommt in ihrer Akzeptanzumfrage zu dem Ergebnis, dass die stärkere Nutzung und der Ausbau von Erneuerbaren Energien für 86 % "sehr oder außerordentlich wichtig" (66 %) oder "wichtig" (19 %) sind (AEE 2022).

467. Das Bundesumweltministerium gibt alle zwei Jahre gemeinsam mit dem Umweltbundesamt die Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage "Umweltbewusstsein in Deutschland" heraus (BMUV 2022). Die online Befragung richtete sich an die Bevölkerung in Deutschland ab 14 Jahren mit Internetzugang. Die Stichprobe umfasst rund 2000 Befragte. Etwa 65 % der Befragten sind der Ansicht, dass Umwelt- und Klimaschutz in der Energiepolitik eine übergeordnete Rolle haben sollte. Nur 3 % sprechen sich dafür aus, dass Umwelt- und Klimaschutz keine oder nur eine geringe Rolle spielen sollte. Im Zeitvergleich ist die Frage, wie wichtig das Thema Umwelt- und Klimaschutz ist, von weniger Befragten als "sehr wichtig" eingestuft worden. Mit 57 % liegt der Wert auf einem ähnlich hohen Niveau wie 2016 (52 %), während er in den Jahren 2018 (64 %) und 2020 (65 %) darüber lag. Die 14- bis 29-Jährigen gewichten das Thema mit 66 % stärker. Laut des Eurobarometers (EU Eurobarometer 2023) sehen 22 % der Befragten in Deutschland den Klimawandel als das gravierendste Einzelproblem, welchem sich die Welt gegenübersieht, 5 % über dem durchschnittlichen Wert der EU27-Staaten. Neben Deutschland zählen auch Belgien, Irland, Malta, die Niederlande und die skandinavischen Länder Dänemark, Schweden und Finnland den Klimawandel als erstes der abgefragten Probleme.

468. Im Rahmen einer repräsentativen online Befragung des ifo Instituts im Zeitraum des 14. bis 24. Septembers 2023 wurden etwa 2000 Personen im Alter von 18 bis 74 Jahren nach ihrer Sicht auf den Klimaschutz in Deutschland und die hauptverantwortlichen Akteure zur Bekämpfung ebendessen befragt (ifo Institut 2024). Der Aussage „Deutschland sollte eine Vorreiterrolle einnehmen und verstärkt eigene Klimaschutzmaßnahmen ergreifen, auch wenn dies ggf. kurzfristig mit wirtschaftlichen Nachteilen verbunden ist." stimmen 55 % der Befragten in hohem Maße zu. Der Anteil der Befragten, der in hohem Maße zustimmt, liegt bei 13 %, was der gleiche Anteil ist, der der Aussage absolut nicht zustimmt.

469. **Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende:** Der Aussage "Das Ziel, bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken, wird unter den aktuellen Bedingungen erreicht werden." stimmen laut des EY-Energie-Radars rund 71 % der Befragten eher nicht oder nicht zu (EY 2023). Auf einer Skala von 1 "sehr niedrig"

bis 10 “sehr hoch” liegt der Mittelwert der Haushaltsschätzung hinsichtlich des Vertrauens in Informationen aus der Politik bei 4,6 und damit in einem ähnlichen Bereich wie in der Befragung von 2022 (4,9) (KfW 2023). Zudem glauben rund 43 % der Haushalte, dass die Politik bei der Energiewende eine faire Lösung für alle gesellschaftlichen Gruppen anstrebt, diese Einschätzungswerte zur Fairness haben sich damit im Vergleich zum Vorjahr verbessert (32 %) (KfW 2023).

470. Die Umweltbewusstseinsstudie (BMUV 2022) misst die Zufriedenheit mit gesellschaftlichen Akteuren in Umwelt- und Klimaschutz mit einer 5-stufigen Likert-Skala. Während 69 % der Befragten finden, dass Umweltverbände (eher) genug getan haben, sind es bei der Bundesregierung 30 % und bezüglich Bürger/innen 23 %. Mit 15 % ist die Einschätzung (eher) genug getan zu haben bei Industrie und Wirtschaft am geringsten. Diese Entwicklung ist seit 2012 überwiegend konstant geblieben. Auch das Tätigwerden der Umweltverbände wird im Zeitvergleich auf einem beständig hohen Niveau eingeschätzt. Bei der Einschätzung der Bundesregierung (2012: 46 %) und der Bürger/innen (2012: 51 %) ist hingegen ein deutlicher Rückgang in der Wahrnehmung zu verzeichnen. Die Frage danach, wer in der EU für die Bekämpfung des Klimawandels zuständig ist, wird von den EU27-Staaten mit je 56 % mit nationalen Regierungen und der EU selbst beantwortet. 53 % sehen die Verantwortung bei Unternehmen und der Industrie, nur 35 % bei den Individuen selbst. Die Verantwortlichkeit der drei erstgenannten Akteure wird in Deutschland auf jeweils über 60 % eingeschätzt (EU Eurobarometer 2023).

471. Die Umfrage des ifo Instituts (ifo Institut 2024) fragte die Teilnehmenden, welche Akteure ihrer Meinung nach zu welchen Teilen die für das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 geschätzten, notwendigen Investitionskosten tragen sollten. Hierbei werden den Unternehmen 44 %, der öffentlichen Hand 38 % und den privaten Haushalten 18 % der Investitionskosten zugeschrieben. Außerdem wurden die Befragten gebeten, aus fünf vorgegebenen staatlichen Maßnahmen die wichtigste auszuwählen. Hierbei wählten 28 % der Befragten die gezielte Subventionierung von klimafreundlichen Maßnahmen aus, gefolgt von Geboten zu klimafreundlichen Maßnahmen und Verboten von klimaschädlichen Maßnahmen mit jeweils 16 %. Die Bepreisung von CO_2-Emissionen zum Beispiel durch Emissionshandel betrachten nur 8 % der Befragten als die wichtigste Maßnahme. Auf die Frage nach der Zustimmung unterschiedlicher Verwendungsmöglichkeiten der Einnahmen einer CO_2-Bepreisung erfährt die Förderung von Investitionen in klimafreundliche Maßnahmen ebenfalls die größte Zustimmung (1,5 auf einer Likert-Skala von -3 (starke Ablehnung) bis +3 (starke Zustimmung). Die Auszahlung eines Klimageldes erfährt eine Zustimmung von lediglich 0,5 auf der Likert-Skala.

472. **Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit:** Das KfW-Energiewendebarometer hat auch eine Selbsteinschätzung zur Bereitschaft, selbst Einschnitte hinzunehmen, um die Energiewende voranzutreiben, vorgenommen. Im Durchschnitt lag diese Bereitschaft bei 6,4 bei einer Skala von 0 bis 10. Der Anteil der Befragten, die sogar eine hohe Bereitschaft, das bedeutet eine Einschätzung zwischen 8 und 10 auf der Skala haben, liegt bei 37 % und damit um 8 Prozentpunkte höher als noch im Vorjahr (KfW 2023). Der Nutzung gängiger Möglichkeiten, um den

eigenen CO_2-Fußabdruck zu minimieren, beispielsweise die regelmäßige Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel, Mülltrennung und die Vermeidung von Verpackungsmüll stimmen rund 80 % der Befragten voll oder eher zu (EY 2023). 86 % stimmen zudem voll oder eher zu, trotz Einschränkungen von Gewohnheiten regelmäßig Maßnahmen zum Energiesparen oder Kostensenken zu ergreifen (EY 2023).

473. Fragen bezüglich des Umweltverhaltens greift auch die Umweltbewusstseinsstudie (BMUV 2022) auf. Gut die Hälfte der Befragten gibt an immer, sehr oft oder oft alltägliche Wege mit dem Fahrrad, zu Fuß oder mit öffentlichen Verkehrsmitteln zurückzulegen. 65 % geben zudem an ihre Wohnung nie, selten oder gelegentlich im Winter so zu heizen, dass es auch ohne Pullover warm genug ist. Es zeigt sich zudem ein hohes Maß emotionaler Betroffenheit: 80 % der Befragten stimmen der Aussage "Ich finde es ungerecht, dass vor allem reiche Menschen Umweltprobleme verursachen, während vor allem arme Menschen darunter leiden" voll und ganz bzw. eher zu. Im Eurobarometer (EU Eurobarometer 2023) gaben 76 % der Befragten in Deutschland an, in den letzten sechs Monaten persönlich etwas gegen den Klimawandel unternommen zu haben. Mit Luxemburg (82 %), Finnland (81 %), Schweden (81 %) und Dänemark (76 %) ist dieser Wert bei nur 4 anderen Mitgliedsstaaten höher oder gleich hoch. Der Durchschnitt der EU17-Staaten liegt bei 63 %. In allen Staaten außer in Bulgarien war dabei der Versuch Abfall zu reduzieren und zu recyclen die meistgewählte Option.

474. Die zentrale Frage des IHK-Energiewendebarometers ist: "Wie beurteilen Sie die Auswirkungen der Energiewende auf die Wettbewerbsfähigkeit Ihres Unternehmens?" Auf einer Skala von 100 "sehr positiv" bis –100 "sehr negativ" bewerten die rund 3500 befragten Unternehmen die Frage mit –27. Diese Einschätzung ist im Vergleich zu den Werten der vergangenen Jahre (2016: 1, 2017: 1, 2018: -2, 2019: -3, 2020: -3, 2021: -7, 2022: -7) auffällig negativ (DIHK 2023). In einer sektoralen Betrachtung sehen Industrieunternehmen die Energiewende im Vergleich zu Unternehmen aus den Bereichen Bau, Handel und Dienstleistung am kritischsten (-38, Vorjahr: –14), die Einschätzung der Unternehmen der energieintensiven Industrie liegt sogar bei –55. Auch bei den Handelsunternehmen gibt es einen Negativrekord mit einer Einschätzung von –33. Der Wert in der Bauindustrie liegt bei –18, in der Dienstleistungsbranche bei –18, während er im Vorjahr noch bei 0 lag (DIHK 2023).

Soziales Nachhaltigkeitsbarometer

475. Eine regelmäßig durchgeführte Akzeptanz-Erhebung liegt mit dem sogenannten „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende" vor (RIFS 2023). Das Barometer steht für die Zeiträume 01/2017 bis 12/2020 als "Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende" mit Daten von 2017 bis 2019 sowie seit 2021 als "Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende" zur Verfügung (IASS 2017, 2018, 2019; RIFS 2021, 2022, 2023). Die dritte Erhebungs-Welle wurde im März 2023 abgeschlossen. Es handelt sich um eine Längsschnittstudie, durchgeführt von forsa.omninet, ein für die deutsche Bevölkerung repräsentatives Panel mit rund 100.000 Teilnehmenden. Es sind sowohl Internetnutzende als auch Personen ohne Internetzugang

vertreten. Tabelle 20 gibt einen Überblick zu Einschätzungen der Befragten 2021, 2022 und 2023 in den von der Expertenkommission vorgeschlagenen Ebenen der Akzeptanz.

Tabelle 8-2: Fragen zur Akzeptanz im sozialen Nachhaltigkeitsbarometer

Ebene	Beispiele	Einschätzung in %		
		2021	2022	2023
Ziele der Energiewende	„Die Energiewende in Deutschland umfasst eine Reihe energiepolitischer Zielsetzungen. Bitte geben Sie an, inwieweit Sie die jeweiligen Ziele ablehnen oder befürworten.“	(starke) Ablehnung/ weder noch, weiß nicht und k.A./ (starke) Befürwortung		
	• Ausstieg aus der Kernenergie	37/15/48	31/15/54	23/14/64
	• Erhöhung des Stromanteils aus erneuerbaren Energien	5/11/84	5/10/85	6/11/83
	• Ausbau überregionaler Stromnetze	6/11/76	8/22/71	10/24/66
	• Steigerung der Energieeffizienz	2/8/91	1/7/92	1/8/91
	• Senkung des Energieverbrauchs	13/19/68	10/16/74	9/18/73
	• Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen	22/14/64	20/14/66	17/16/67
	• Kohleausstieg bis 2030	-	-	22/16/62
Umsetzung der Energiewende	„Im Folgenden sehen Sie eine Liste mit verschiedenen Eigenschaftspaaren. Bitte markieren Sie jeweils, wie Sie ganz spontan die Energiewende in Deutschland bewerten würden.“	negative Eigenschaft/ neutral, weiß nicht und k.A./ positive Eigenschaft		
	• teuer – kostengünstig	67/23/11	71/17/12	74/16/11
	• ungerecht – gerecht	45/36/19	47/32/21	52/28/20
	• bürgerfern – bürgernah	55/26/19	58/25/17	63/21/15
	• ungeplant – geplant	48/27/26	54/23/22	61/21/18
	• schlecht – gut	58/20/22	53/26/21	55/25/20
Persönliche Betroffenheit	„Was denken Sie, wird die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf Sie eher positive oder negative Auswirkungen haben?“	(eher) negativ/ keine Auswirkung, weiß nicht und k.A. / (eher) positiv		
	• Meine berufliche Tätigkeit.		9/84/7	14/77/9
	• Mein Wohnumfeld.		24/59/17	26/57/17
	• Meine finanzielle Situation.		66/29/6	65/30/5

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von RIFS (2023).

476. Die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende wird durch Abfrage der Zustimmung erhoben. Auf die Einleitung “Die Energiewende in Deutschland umfasst eine Reihe energiepolitischer Zielsetzungen. Bitte geben Sie an, inwieweit Sie die jeweiligen Ziele ablehnen oder befürworten“ folgen die Ziele, im Fall dieser Betrachtung sieben, und die Möglichkeit eine der folgenden Antwortkategorien (1) lehne ich stark ab (2) lehne ich etwas ab (3) weder Befürwortung noch Ablehnung (4) befürworte ich etwas (5) befürworte ich stark (6) weiß nicht/keine Angabe auszuwählen. In Tabelle 20 werden zusammengefasst die Werte für (1) und (2), (3) und (6) und (4) und (5) aufgeführt.

- Ausstieg aus der Kernenergie: Die Befürwortung des Ziels des Ausstiegs aus der Kernenergie ist in den letzten drei Jahren angestiegen. Die Entwicklung im Zeitraum seit der ersten Befragung im Jahr 2017 zeigt zunächst einen Abfall von 68 % auf den Tiefpunkt von 48 % im Jahr 2021. Im Gegenzug lehnen weniger Befragte den Ausstieg aus der Kernenergie ab.
- Erhöhung des Stromanteils aus Erneuerbaren Energien: Dass Ziel den Stromanteil erneuerbarer Energien zu erhöhen erfährt nahezu unverändert hohe Zustimmung.
- Ausbau überregionaler Stromnetze: Der Grad der Befürwortung überregionale Stromnetze auszubauen ist ebenso nahezu unverändert.
- Steigerung Energieeffizienz durch neue Technologien: Seit 2017 mit einem Wert von 84 % ist die Befürwortung die Energieeffizienz durch neue Technologien zu steigern angestiegen mit einem aktuellen Wert von 91 %. Auch hier zeigt sich die gegenläufige Entwicklung in den Zahlen der (starken) Ablehnung.
- Senkung des Energieverbrauchs in privaten Haushalten: Das Ziel den Energieverbrauch in privaten Haushalten zu senken hat von 2017 bis 2021 (84 % – 68 %) einen Rückgang erfahren. Darauf folgte ein leichter Anstieg auf 73 % im Jahr 2023. Ein entsprechend leichter Rückgang in den vergangenen 3 Jahren trat in der Ablehnung des Ziels auf.
- Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen (Kohle, Erdöl, Erdgas): In den Jahren 2017 – 2019 wurde bei diesem Ziel nur der Kohleausstieg abgefragt, seitdem steht die Ergänzung zum Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen. Der Grad der Befürwortung seit 2017 ist nahezu unverändert mit einem leichten Anstieg.
- Kohleausstieg bis 2030: Der Anteil derer, die einen Kohleausstieg bis 2030 befürworten, liegt in einem ähnlichen Bereich, wie der derer, die einen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen befürworten. Mit 62 % im Vergleich zu 67 % für das Jahr 2023 ist dieser etwas niedriger.

477. Die Bewertung der Umsetzung der Energiewende erfolgt mit Hilfe der Gegenüberstellung verschiedener Eigenschaften, die dann verglichen werden. Die konkrete Frage lautet: “Im Folgenden sehen Sie eine Liste mit verschiedenen Eigenschaftspaaren. Bitte markieren Sie jeweils, wie Sie ganz spontan die Umsetzung der Energiewende in Deutschland bewerten würden.” Für die hier vorgenommene Akzeptanzbewertung werden fünf Eigenschaftspaare betrachtet. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer Likert-Skala mit 7 Elementen ((-3), (-2), (-1), 0, 1, 2, 3) sowie der Option “weiß nicht/keine Angabe”. In Tabelle 20 werden die Elemente gruppiert. (-3), (-2), (-1) werden der erstgenannten, negativen Eigenschaft zugeordnet. Ebenso verhält es sich mit den Elementen 1, 2, 3 und der zweitgenannten, positiven Eigenschaft. Die jeweils in der Mitte aufgeführte Zahl fasst die Anteile, die auf die Antworten 0 und weiß nicht/keine Angabe entfallen, zusammen. Die folgende Betrachtung der Entwicklung bezieht sich auf die Jahre 2017 und 2023.

- Ungeplant – geplant: Der Anteil derer, die die Umsetzung der Energiewende als ungeplant einstufen, ist um 9 Prozentpunkte gestiegen. Gleichzeitig ist ein Abfall um 7 Prozentpunkte bei geplant zu beobachten.

- Teuer - kostengünstig: Der Anteil derer, die die Umsetzung der Energiewende als teuer einstufen, ist um 8 Prozentpunkte gestiegen. Gleichzeitig ist ein Abfall um 6 Prozentpunkte bei kostengünstig zu beobachten.
- Bürgerfern - bürgernah: Der Anteil derer, die die Umsetzung der Energiewende als bürgerfern einstufen, ist um 22 Prozentpunkte gestiegen. Gleichzeitig ist ein Abfall von nur 5 Prozentpunkten bei bürgernah zu beobachten. Die größeren Verluste liegen bei den Antwortoptionen neutral bzw. weiß nicht/keine Angabe vor.
- Ungerecht – gerecht: Der Anteil derer, die die Umsetzung der Energiewende als ungerecht einstufen, ist um 4 Prozentpunkte gestiegen. Gleichzeitig ist ein Abfall um 2 Prozentpunkte bei gerecht zu beobachten.
- Schlecht – gut: Der Anteil derer, die die Umsetzung der Energiewende als schlecht einstufen, ist um 22 Prozentpunkte gestiegen. Gleichzeitig ist ein Abfall um 22 Prozentpunkte bei gut zu beobachten.

478. Für die Evaluierung der erwarteten persönlichen Auswirkungen der Energiewende wird die Frage “Was denken Sie, wird die Energiewende in den nächsten 5 Jahren für Sie in den folgenden Lebensbereichen negative oder positive Auswirkungen haben?” gestellt, mit Bezug auf drei Lebensbereiche. Es stehen 6 Antwortmöglichkeiten zur Verfügung: (1) negative Auswirkungen (2) eher negative Auswirkungen (3) keine Auswirkungen (4) eher positive Auswirkungen (5) positive Auswirkungen (6) weiß nicht/keine Angabe, die in Tabelle 20 als eher negativ ((1) und (2)), neutral bzw. weiß nicht ((3) und (6)) und eher positiv ((4) und (5)) zusammengefasst werden. Bei diesem Akzeptanzaspekt liegen nur für die Jahre 2017, 2019, 2022, 2023 Daten vor. Die folgende Betrachtung der Entwicklung bezieht sich auf die Jahre 2017 und 2023.

- Finanzielle Situation: Der Anteil der negativen Auswirkungen auf die finanzielle Situation ist von 53 % auf 65 % gestiegen. Die gegenläufige Veränderung lässt sich in der Antwortgruppe neutral bzw. weiß nicht/keine Angabe beobachten.
- Berufliche Tätigkeit: Der Anteil der negativen Auswirkungen auf die berufliche Tätigkeit hat sich verdoppelt (7 % auf 14 %). Die gegenläufige Entwicklung lässt sich sowohl bei den positiven Auswirkungen beobachten als auch bei neutral bzw. weiß nicht/keine Angabe.
- Wohnumfeld: Der Anteil der negativen Auswirkungen auf das Wohnumfeld hat sich verdoppelt (13 % auf 26 %). Die gegenläufige Entwicklung lässt sich nur bei den positiven Auswirkungen beobachten.

Aktuelle Befragungswerte

479. Im Rahmen der letzten Haushaltsbefragung 2023 hat der Sachverständigenrat für Verbraucherschutz die zuletzt beschriebenen Fragen zur Akzeptanz aus dem sozialen Nachhaltigkeitsbarometer ebenfalls gestellt (SVRV 2024). Für rund 3.780 Haushalte liegen die in Tabelle 21 dargestellten Akzeptanzwerte vor.

Tabelle 8-3: Fragen zur Akzeptanz in der Haushaltsbefragung des SVRV

Ebene	Beispiele	Einschätzung in %
Ziele der Energiewende	„Die Energiewende in Deutschland umfasst eine Reihe energiepolitischer Zielsetzungen. Bitte geben Sie an, inwieweit Sie die jeweiligen Ziele ablehnen oder befürworten.“	(starke) Ablehnung/ weder noch, weiß nicht und k.A./ (starke) Befürwortung
	• Ausstieg aus der Kernenergie	43/12/46
	• Erhöhung des Stromanteils aus Erneuerbaren Energien	7/10/83
	• Ausbau überregionaler Stromnetze	6/17/77
	• Steigerung der Energieeffizienz	2/8/90
	• Senkung des Energieverbrauchs	15/20/66
	• Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen	28/15/57
	• Kohleausstieg bis 2030	25/16/59
Umsetzung der Energiewende	„Im Folgenden Sehen Sie eine Liste mit verschiedenen Eigenschaftspaaren. Bitte markieren Sie jeweils, wie Sie ganz spontan die Energiewende in Deutschland bewerten würden.“	negative Eigenschaft/ neutral, weiß nicht und k.A./ positive Eigenschaft
	• teuer – kostengünstig	82/12/6
	• ungerecht – gerecht	62/22/16
	• bürgerfern – bürgernah	72/15/13
	• ungeplant – geplant	63/16/21
	• schlecht – gut	63/17/19
Persönliche Betroffenheit	„Was denken Sie, wird die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf Sie eher positive oder negative Auswirkungen haben?“	(eher) negativ/ keine Auswirkung, weiß nicht und k.A./ (eher) positiv
	• Meine berufliche Tätigkeit.	24/67/9
	• Mein Wohnumfeld.	51/33/16
	• Meine finanzielle Situation.	79/15/6

Anmerkung:
Quelle: SVRV (2024).

480. Auf der Ebene der Zustimmung zu generellen Zielen der Energiewende sind die Akzeptanzwerte für die Fragen bezüglich der Erhöhung des Stromanteils aus erneuerbaren Energien, der Steigerung der Energieeffizienz, der Senkung des Energieverbrauchs und des Kohleausstiegs bis 2030 in der Haushaltsbefragung des Sachverständigenrats für Verbraucherschutz ähnlich verteilt, wie die Ergebnisse des sozialen Nachhaltigkeitsbarometers für die dritte Erhebungswelle des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende bis März 2023 (Tabelle 21). Die (starke) Befürwortung zum Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen fällt im Vergleich um 10 % niedriger aus, gleichzeitig steigt die (starke) Ablehnung eines Ausstiegs. Bei der Frage nach dem Ausbau überregionaler Stromnetze geht die Zustimmung um 10 % zurück. Eine erhebliche Abweichung zeigt sich bei der Frage nach dem Ausstieg aus der Kernenergie: Nur 46 % befürworten einen Ausstieg (stark), 43 % lehnen diesen (stark) ab.

481. Die Bewertung der Eigenschaftspaare im Rahmen der Ebene der Umsetzung der Energiewende zeigt bei dem Paar „ungerecht – gerecht“ eine Abweichung von 10 % im Vergleich zu den

Zahlen des sozialen Nachhaltigkeitsbarometers. 62 % der befragten Haushalte empfinden die Umsetzung als (eher) ungerecht.

482. Deutliche Abweichungen zeigt die Haushaltsbefragung des Sachverständigenrats für Verbraucherschutz auch bei der Frage nach der persönlichen Betroffenheit in Bezug auf die berufliche Tätigkeit, das Wohnumfeld und die finanzielle Situation. Bei der erst- und letztgenannten Kategorie verschieben sich die Einschätzungen um 10 % bzw. 15 % von „(eher) negativ“ zu „keine Auswirkung, weiß nicht und k.A“. Die Beurteilung, dass der Einfluss der Energiewende auf das Wohnumfeld (eher) negativ ist verdoppelt sich fast, werden die Zahlen des sozialen Nachhaltigkeitsbarometers und die der Haushaltsbefragung nebeneinandergelegt.

483. Im Rahmen der Haushaltsbefragung ist auch die Frage nach dem Sektor der derzeitigen beruflichen Tätigkeit gestellt worden. Diesbezügliche Auswertungen liegen für rund 3.700 Haushalte vor. Die zur Auswahl gestellten Sektoren waren „Land- und Forstwirtschaft“, „energieintensive Industrie“, „nicht-energieintensive Industrie“, „Dienstleistungssektor“, „ein anderer Sektor“ und „derzeitig nichts erwerbstätig“.

484. Auf der Ebene der Zustimmung zu den generellen Zielen der Energiewende sind die Akzeptanzwerte für die Beschäftigten der Sektoren „nicht-energieintensive Industrie“, „Dienstleistungssektor“, „ein anderer Sektor“ und „derzeitig nichts erwerbstätig“ ähnlich zu denen der Gesamtmenge der befragten Haushalte.

Tabelle 8-4: Fragen zur Akzeptanz in der Haushaltsbefragung des SVRV aufgeteilt nach Sektoren

	Beispiele	Einschätzung in %		
		Land- und Forstwirtschaft*	Energieintensive Industrie	Durchschnitt aller Sektoren
Ziele der Energiewende	„Die Energiewende in Deutschland umfasst eine Reihe energiepolitischer Zielsetzungen. Bitte geben Sie an, inwieweit Sie die jeweiligen Ziele ablehnen oder befürworten.“	(starke) Ablehnung/ weder noch, weiß nicht und k.A./ (starke) Befürwortung		
	• Ausstieg aus der Kernenergie	61/19/20	52/12/35	43/12/46
	• Erhöhung des Stromanteils aus erneuerbaren Energien	13/14/73	10/12/77	7/10/83
	• Ausbau überregionaler Stromnetze	16/24/60	8/18/75	6/17/77
	• Steigerung der Energieeffizienz			
	• Senkung des Energieverbrauchs	24/18/58	23/22/55	15/20/66
	• Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen	53/14/33	33/18/50	28/15/57
	• Kohleausstieg bis 2030	43/13/44	28/17/55	25/16/59

Anmerkung:* Sehr geringe Fallzahlen
Quelle: SVRV (2024).

485. Die Beschäftigten des Sektors Land- und Forstwirtschaft weisen einen höheren Grad der Ablehnung bezüglich vier der energiepolitischen Zielsetzungen auf. So lehnen sie den erfolgten Kernenergieausstieg, den Kohleausstieg bis 2030 und den generellen Ausstieg aus der Nutzung

fossiler Energiequellen deutlich stärker ab. Auch beim Ziel der Senkung des Energieverbrauchs ist eine höhere Ablehnung zu verzeichnen. Die starke Ablehnung des Kohleausstiegs bis 2030 fällt fast doppelt so hoch aus, bezüglich der Ziele aus der Kernenergie auszusteigen und den Energieverbrauch zu senken liegt eine Steigerung um das 2,5-fache vor. Beim Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen ist die Einschätzung, dass dieses Ziel stark abgelehnt wird drei Mal so hoch, verglichen mit den Werten der gesamten befragten Haushalte. Der entsprechende Rückgang entfällt überwiegend auf die (starke) Befürwortung der benannten Ziele. Die Stichprobe der Beschäftigten des Sektors Land- und Forstwirtschaft ist jedoch klein, daher sind die Ergebnisse für diesen Sektor nur bedingt repräsentativ.

486. Auch für den Sektor der energieintensiven Industrie kann eine ähnliche Entwicklung beobachtet werden. Die starke Ablehnung der energiepolitischen Ziele des Ausstiegs aus der Kernenergie und dem Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energiequellen verdoppelt sich im Vergleich mit der Gesamtmenge befragter Haushalte. Die Einschätzung, dass die Senkung des Energieverbrauchs abgelehnt wird, ist 2,5-mal so hoch.

9. Emissionen und Umweltauswirkungen

Das Wichtigste in Kürze

Die Reduktion der Umweltbelastung und Treibhausgasemissionen der Energieversorgung sind zentrale Ziele der Energiewende.

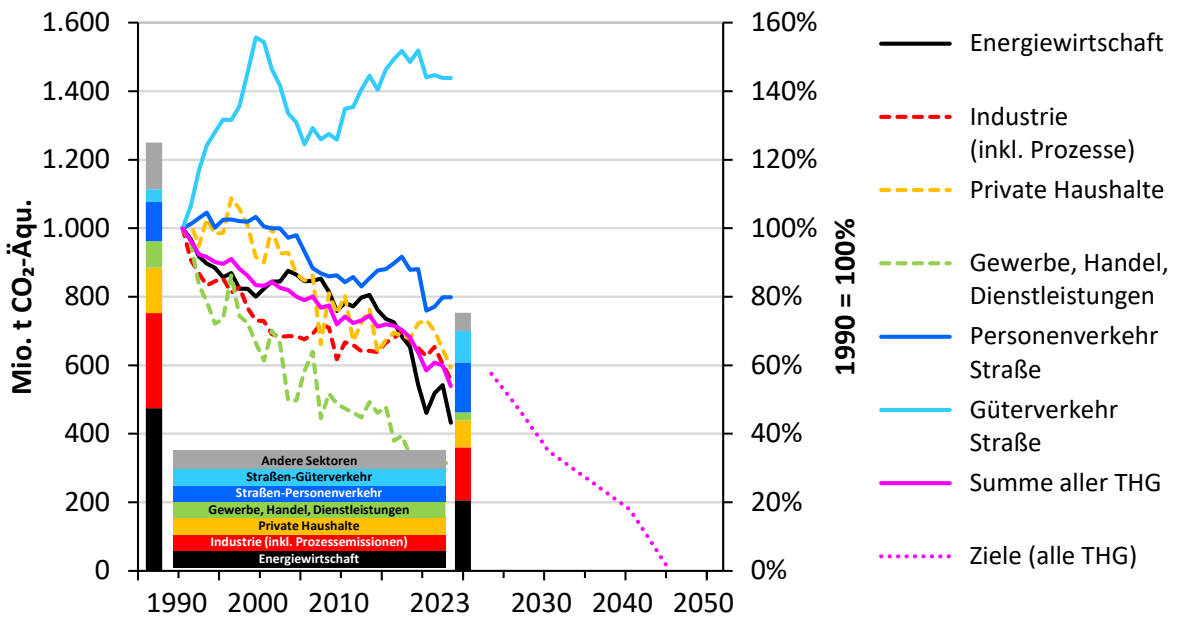
Die gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) lagen im Jahr 2023 um 46 % unter dem Basisniveau des Jahres 1990. Für die Erreichung des Ziels für das Jahr 2030 (minus 65 %) ist ab dem Jahr 2020 eine jährliche Emissionsminderung von etwa 2,5 Prozentpunkten (bezogen auf die Basisjahremissionen von 1990) notwendig. Dieser Orientierungswert wurde im Durchschnitt der letzten drei Jahren trotz der massiven Emissonsminderung im Jahr 2023 (-6 Prozentpunkte) nicht erreicht, wobei die Emissionsminderungen im Jahr 2023 neben effektiven Klimapolitikmaßnahmen (Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, CO_2-Preise) auch auf kaum dauerhaft wirkende Sondereffekte (hohe Erdgaspreise, niedriger Stromverbrauch etc.) zurückzuführen sind. Im Vorjahresvergleich entfielen im Jahr 2023 zwei Drittel der Emissionsminderung auf die Energiewirtschaft. Dieser Sektor ist verantwortlich für etwa ein Drittel der gesamten deutschen CO_2-Emissionen und hat seine Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um fast 60 % verringert. Andere Sektoren weisen ebenfalls einen rückläufigen Trend auf, mit Ausnahme des Verkehrssektors und teilweise des Gebäudesektors, wo nur unterproportionale Emissionsminderungen zu verzeichnen sind. Aktuelle Projektionen zeigen, dass die Minderungsziele mit Blick auf die Gesamtheit aller Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 erreicht werden können, wenn die bisher anvisierten Maßnahmen implementiert werden. Dazu gehört insbesondere das Erreichen des 80 %-Ziels für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich und die Umsetzung diverser Maßnahmen in den einzelnen Sektoren. Es stellt sich jedoch die Frage, ob die in den Projektionen unterstellten Maßnahmen in den nächsten Jahren vollumfänglich umgesetzt werden. Die Expertenkommission sieht daher weiteren Handlungsbedarf, um (sektorale) Emissionsminderungsprofile zu erreichen, die auch die Zielerreichung nach 2030 absichern, wenn die verbleibenden Emissionsminderungsbeiträge der Energiewirtschaft deutlich abnehmen werden.

Die Expertenkommission hat in vergangenen Stellungnahmen ein umfassenderes Ziel- und Monitoringsystem der Umweltverträglichkeit des Energiesystems diskutiert (EWK 2018, 2021). Im Rahmen des vorliegenden Berichts ist jedoch kein umfassendes Monitoring der gesamten Umweltwirkungen möglich, weshalb nur für das Energiesystem besonders relevante Umweltdimensionen betrachtet werden, die in vorherigen Stellungnahmen als solche identifiziert wurden (EWK 2018). Neben den Treibhausgasemissionen sollten damit auch andere Umweltbelastungen der Energieversorgung, wie zum Beispiel die Emissionen von Luftschadstoffen, die Rohstoffentnahmen und die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems sowie die aktuellen Recyclinganstrengungen betrachtet werden. Die Zielsetzungen der aktuellen europäischen Luftqualitätsrichtlinie für die Emission von Luftschadstoffen wurden im Jahr 2021 alle eingehalten. Aufgrund der aktuellen Diskussion einer Verschärfung der Richtlinie, besteht jedoch weiterhin Handlungsbedarf. Während insbesondere die Braunkohleförderung in Deutschland aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs rückläufig ist, zeigt sich eine deutliche Zunahme beim Abbau von Energieholz. Die Expertenkommission betrachtet diesen Trend aufgrund der unklaren Rolle von Biomasse in der Energiewende kritisch. Die in der dritten Phase des Ressourceneffizienzprogramms (ProgRes III) gesetzten Ziele für die Gesamtrohstoffproduktivität wurden im Jahr 2021 nicht erreicht. Bei der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems zeigt sich eine zunehmende Verlagerung von der fossilen (Braunkohletagebau) zur erneuerbaren (Windkraft- und Flächenphotovoltaikanlagen) Energieerzeugung und zu dem ein leichter Rückgang des Anbaus von Energiepflanzen. Beim Recycling sieht die Expertenkommission noch deutlichen Handlungsbedarf, um aktuelle Fehlanreize zu korrigieren und so den Anteil der stofflichen Verwertung zu erhöhen und die Abfallwirtschaft auf den Pfad der Klimaneutralität zu führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt sie die Aufnahme der Abfallverbrennung in den nEHS ab dem Jahr 2024.

9.1 Treibhausgas-Emissionen

487. Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sind im Vergleich zu 1990, dem Basisjahr der Emissionsminderungsverpflichtungen Deutschlands und der Europäischen Union bis zum Jahr 2023 deutlich gesunken (Abbildung 9-1). Ohne Berücksichtigung der Emissionen/bzw. Senken aus der Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry – LULUCF) lagen die gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 um 46 % unter dem Basisniveau und damit deutlich unter dem Zielniveau des Jahres 2020. Für die Erreichung des Ziels für das Jahr 2030 (-65 %) wäre in der Dekade 2021 bis 2030 eine jährliche Emissionsminderung von 2,5 Prozentpunkten (bezogen auf die Basisjahremissionen von 1990) notwendig. Dieser orientierende Zwischenindikator wurde im Jahr 2023 mit 6 Prozentpunkten deutlich überschritten, während seit dem Jahr 2020 die Emissionen jahresdurchschnittlich nur um 1,5 Prozentpunkte pro Jahr gesenkt werden konnten.

Abbildung 9-1: Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2024a), UBA (2024b) und KSG.

488. Im Rahmen der geltenden rechtlichen Regelungen werden die Emissionen des internationalen Luftverkehrs wie auch der Hochseeschifffahrt auf die nationalen Verpflichtungen Deutschlands nicht angerechnet. Unter Berücksichtigung dieser beiden Sektoren ergeben sich für den Zeitraum 1990 bis 2022 etwa um 2 Prozentpunkte höhere Emissionen. Außerdem sind noch die Emissionen und Emissionssenken in den LULUCF-Sektoren zu berücksichtigen. Im Jahr 2023 wurden aus diesen Sektoren netto 4 Mio. t CO_2 freigesetzt. Während in früheren Jahren die Emissionen z. B. aus entwässerten Mooren durch Einbindungen in Wäldern überkompensiert werden konnten, ist die

Senkenleistung der Wälder in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen und konnte in den letzten Jahren die Emissionen z. B. aus entwässerten Mooren nicht mehr kompensieren.

489. Dominiert werden die deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Anteil von nahezu 90 % durch die CO_2-Emissionen. Methan (7 %), Lachgas (3 %) und F-Gase (1 %) spielen bisher eine untergeordnete Rolle. Anteilsverschiebungen haben sich in den Jahren ab 1990 nur in sehr geringfügigem Maße und hier vor allem zwischen CO_2 (um ca. 5 Prozentpunkte zunehmend) und Methan (knapp 5 Prozentpunkte abnehmend) ergeben. Zurückzuführen ist dies vor allem auf die überproportionalen Emissionsminderungen in der Abfallwirtschaft, Teilen der Landwirtschaft sowie bei den flüchtigen Emissionen des Energiesektors.

490. Die energiebedingten Emissionen (d. h. die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger sowie die flüchtigen Emissionen des Energiesektors) repräsentieren einen über die letzten Jahre relativ konstanten Anteil der gesamten Treibhausgasemissionen (aktuell ca. 85 %), sind aber im langfristigen Trend im Vergleich zu den gesamten Treibhausgasemissionen leicht unterdurchschnittlich zurückgegangen (Anteil im Basisjahr 1990 etwa 83 %).

491. Die Entwicklung der Gesamtemissionen ergibt sich jedoch aus sektoral und im Zeitverlauf sehr unterschiedlichen Trends[29]:

- Die Energiewirtschaft (verbrennungsbedingte Emissionen der öffentlichen Kraft- und Heizwerke, der anderen Umwandlungsanlagen wie z. B. Raffinerien etc. sowie der flüchtigen Emissionen aus der Brennstoffförderung, -aufbereitung und -verteilung) repräsentiert mit einem Drittel nach wie vor den größten Verursacherbereich bei den Treibhausgasemissionen. Die Emissionen des Sektors sind seit 1990 um fast 60 % zurückgegangen, wobei der größte Teil der Emissionsminderungen im Stromsektor stattfand und in den Jahren ab 2015 erfolgte. Der klar rückläufige Trend setzt sich trotz einer zwischenzeitlichen Erhöhung vor allem der Kohleverstromung im Vergleich der Jahre 2021 und 2020 am aktuellen Rand fort. Wesentliche Treiber der Emissionsminderung sind der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, die politisch getriebene Außerbetriebnahme von Kohlekraftwerken, die Kohle-Gas-Spreads sowie die CO_2-Preise des EU-ETS sowie der im Jahr 2023 beobachtbare Rückgang des Strombedarfs. Trotz der zeitweisen Rückkehr von betriebsbereit gehaltenen Kohlekraftwerken in den Markt hat dies den generellen Emissionsminderungstrend für die Jahre 2022 und 2023 im Energiesektor nicht umgekehrt. Das Auslaufen der Kohleverstromung, die Erhöhung der regenerativen Stromerzeugung und der nachfolgende Umstieg

[29] Die hier beschriebenen und diskutierten sektoralen Emissionstrends beziehen sich auf die Sektorabgrenzung nach dem Klimaschutzgesetz. Für den Gebäudesektor werden aber die beiden Teilsektoren private Haushalte und GHD (incl. Militär) getrennt dargestellt. Die Daten für den Straßenverkehr beruhen auf der Struktur der Nationalen Treibhausgas-Berichterstattung im Rahmen der EU und der UN-Klimarahmenkonvention. Die Emissionen des Schienenverkehrs, der Binnenschifffahrt, des nationalen Flugverkehrs, der Landwirtschaft und des Abfalls sind in der Kategorie „Andere Sektoren“ enthalten.

von der Erdgas- auf die Wasserstoffverstromung bilden die entscheidenden Emissionsminderungshebel, die im Zeitverlauf zu erheblichen Stufeneffekten der Emissionsreduktion führen werden bzw. können.

- Der zweitgrößte Anteil der Treibhausgasemissionen entfällt mit aktuell ca. 23 % auf den Industriesektor (inkl. der prozessbedingten Emissionen). Dieser Anteil ist bei leichten Schwankungen über den gesamten Zeitraum seit 1990 nahezu konstant geblieben, so dass die Emissionsminderung der Industrie weitgehend parallel zur Gesamtentwicklung erfolgte. In der Industrie ist der Übergang von einem uneinheitlichen bis stagnierenden zu einem klar sinkenden Trend erst seit ca. 2018 festzustellen. Neben Effizienzverbesserungen und dem Wechsel zu CO_2-ärmeren Energieträgern bilden die rückläufigen Produktionsniveaus v.a. in den Grundstoffindustrien (Stahl, Zement, Chemie, teilweise bedingt durch die sehr hohen Gaspreisniveaus v.a. der Jahre 2022 und 2023) einen wesentlichen Treiber der Emissionsentwicklung. Für die Umstellung von industriellen Anlagen auf emissionsfreie Technologien (auch Recycling- und andere Kreislaufführungsoptionen) öffnen sich in den kommenden 10 bis 15 Jahren erhebliche Handlungsfenster, da ein relevanter Teil der industriellen Anlagen in diesem Zeitraum vor weitreichenden Modernisierungsentscheidungen stehen wird. Diese Modernisierungsoptionen können dafür sorgen, dass die durchschnittlichen Emissionsminderungen in der letzten Dekade von jahresdurchschnittlich 0,5 % massiv erhöht werden und so die Klimaneutralitätsziele in der Industrie erreicht werden. Ohne diese Modernisierungsoptionen muss in relevanten Bereichen mit Standortverlagerungen gerechnet werden.
- Der Verkehrssektor bildet den drittgrößten Verursachersektor, wobei sich der Anteil bedingt durch geringere Fortschritte bei der Emissionsreduktion im Verlauf der Jahre auf heute etwa 20 % deutlich vergrößert hat (1990: 13 %, 2000: 17 %, 2010: 16 %). Im Vergleich zum Trend der gesamten Treibhausgasemissionen sind die Emissionstrends im Verkehrssektor klar gegenläufig. Der insgesamt steigende bzw. stagnierende Emissionstrend ist jedoch im Jahr der Corona-Pandemie klar gebrochen worden (im Vorjahresvergleich sanken die Emissionen im Jahr 2020 um -11 %). In den Folgejahren sind die Emissionen etwa konstant auf dem Niveau des Jahres 2020 geblieben. Gleichwohl liegt die bis 2023 erreichte Emissionsminderung mit etwa 10 % gegenüber 1990 sehr deutlich unter denen aller anderen Verursacherbereiche. Innerhalb des Verkehrssektors dominiert ganz überwiegend (im Zeitverlauf deutlich größer als 95 %) der Straßenverkehr. Hier ergibt sich jedoch eine interessante Differenzierung zwischen dem Personen- und dem Güterverkehr. Die Treibhausgasemissionen des Straßen-Personenverkehrs werden klar durch den Motorisierten Individualverkehr (MIV, also v.a. Pkw) bestimmt. Die Emissionen liegen aktuell um etwa 20 % unter dem Ausgangswert von 1990, im Vergleich zur Entwicklung für den gesamten Verkehrssektor wurde also etwa die doppelte Emissionsminderung erzielt. Entscheidend für diese Entwicklung sind drei Phasen. In den Jahren bis zum Jahr 2000 ergaben

sich fast keine Änderungen, in der folgenden Dekade sanken die Treibhausgasemissionen dann um ca. 15 %, verharrten dann auf diesem Niveau bzw. stiegen wieder (um ca. 5 Prozentpunkte) an. Im Krisenjahr 2020 (Corona-Pandemie) ergab sich dann ein Rückgang um 10 %, die Treibhausgasemissionen des Personen-Straßenverkehrs stagnieren seitdem. Verschiedene, teilweise gegenläufige Entwicklungen haben zu diesem Rückgang geführt. Durch Verbesserungen der Energieeffizienz der Fahrzeuge sowie die Beimischung von Biokraftstoffen[30] sind die Emissionen gesunken, während sie durch steigende Fahrzeugbestände, steigende Verkehrsleistungen und den Trends zu größeren Pkw angestiegen sind. Ein fundamental anderes Muster ergibt sich für den Straßengüterverkehr. Die Treibhausgasemissionen liegen hier seit 1995 um mindestens 35 % über dem Niveau von 1990, wobei um die Jahrtausendwende Spitzenwerte von über 50 % erreicht wurden. Zwar sind auch im Straßengüterverkehr die Emissionen seit dem Krisenjahr 2020 zurückgegangen. Dennoch hat sich der Anteil des Straßengüterverkehrs an den gesamten Straßenverkehrsemissionen von etwa einem Viertel (1990) auf mehr als ein Drittel erhöht. Mit Blick auf den Handlungsbedarf ist einerseits auf den massiven Nachholbedarf bei den Emissionsminderungen, andererseits aber auf die relativ schnellen Austauschzyklen im Lkw-Bereich (ca. 4 Jahre) hinzuweisen. Mit Blick auf die Erreichung der übergeordneten Emissionsminderungsziele bleibt also für den Verkehrssektor ein erheblicher Handlungsbedarf zu konstatieren.

- Die Treibhausgasemissionen der privaten Haushalte (ca. 10 % der gesamten Treibhausgasemissionen) entstehen vor allem aus der Raumwärmeerzeugung und unterliegen erheblichen zwischenjährigen Schwankungen, die sich vor allem als Folge der jeweiligen meteorologischen Rahmenbedingungen ergeben. Im Vergleich zu den Gesamtemissionen sind sie leicht unterdurchschnittlich gesunken und liegen aktuell um 41 % (in temperaturbereinigten Werten 30%) unter dem Niveau von 1990. Nach einer Stagnation der Emissionen in der Dekade 2011 bis 2020 ist eine deutliche Emissionsminderung für die Jahre 2022 und 2023 zu konstatieren, offensichtlich als Folge der massiven Energiepreissteigerungen bzw. eines deutlich sparsameren Nutzverhaltens. Die in den letzten Dekaden massiv gestiegenen Wohnflächenbestände konnten damit emissionsseitig in erheblichem Maße durch verringerten fossilen Energieverbrauch, umweltfreundlichere Heizungssysteme und zumindest in den Jahren 2022 und 2023 durch ein anderes Nutzerverhalten überkompensiert werden (Grimm et al. 2023). Insgesamt bleibt die Emissionsminderung

[30] Im Rahmen der Treibhausgasberichterstattung werden die CO_2-Emissionen aus Biotreibstoffen in den Energieverbrauchsektoren (CRF 1.A) und im Untersektor Straßenverkehr (CRF 1.A.4.b) grundsätzlich mit null bewertet. Emissionen aus biogenen Quellen (also z. B. der Entwaldung), werden grundsätzlich im LULUCF-Sektor berichtet (CRF 4). Würden die im Jahr 2022 eingesetzten Biotreibstoffe in einem Umfang von 34 TWh mit dem Emissionsfaktor von Diesel bewertet, hätten die Emissionen des Straßenverkehrs um 10 Mio. t CO_2 höher gelegen. Gegenüber 1990 wären die Emissionen dann nicht um 10%, sondern nur um etwa 3% gemindert worden. Die Treibhausgasberichterstattung baut darüber hinaus auf dem Territorialprinzip auf, die Emissionen werden also am Ort der Entstehung inventarisiert. Nach dem Territorialprinzip werden die durch Biokraftstoff-Importe verursachten Emissionen aus den LULUCF-Bereichen im Ausland (erhöhter Bedarf nach Ackerflächen, zusätzliche Entwaldung etc.) dem jeweiligen Produzentenland und nicht Deutschland zugerechnet.

im Haushaltsbereich mit Blick auf den Beitrag zur Erreichung der übergeordneten Emissionsminderungsziele jedoch im kritischen Bereich, vor allem mit Blick auf die relativ langen Sanierungs- und Modernisierungszyklen (und die damit verbundenen relativ stetigen Anpassungsprozesse) sowohl mit Blick auf die Gebäudehülle als auch die CO_2-freien Heizungssysteme. In allen Bereichen werden die Emissionsminderungsbeiträge im Vergleich zur Dynamik der letzten 10 Jahre deutlich erhöht werden müssen, da die jahresdurchschnittliche Emissionsminderungsrate in den vergangenen 10 Jahren von durchschnittlich 0,2 Prozentpunkten (temperaturbereinigt, bezogen auf das Emissionsniveau von 1990) nicht ausreichen wird, um die Klimaneutralität im Bereich der privaten Haushalte zu erreichen.

- Die Treibhausgasemissionen des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleitungen (GHD) entstehen vor allem aus der Raumwärmeerzeugung, aber auch einem signifikanten Anteil der Prozesswärmeerzeugung. Der GHD-Sektor bildet mit 3,5 % (2023) bis 5 % (1990) den kleinsten Verursachersektor im Bereich der energiebedingten Emissionen. Auch hier werden die Emissionstrends maßgeblich durch den Raumwärmebedarf geprägt, sind aber durch einen klar rückläufigen Trend geprägt und erreichten am aktuellen Rand einen Wert von 65 % unter dem Basisniveau von 1990 (in temperaturbereinigten Werten 57%). Im Gegensatz zum Bereich der privaten Haushalte sind hier für die Jahre ab 2019 keine stärkeren Emissionsminderungen als in den Vorjahren zu beobachten. Mit Blick auf den Umstieg auf CO_2-freie Heizungs- bzw. Prozesswärmeerzeugungsysteme und die Sanierung von v.a. Nichtwohngebäuden ergeben sich auch in den GHD-Sektoren kritische Trägheiten für die Emissionsminderung, da eine Fortsetzung der mittleren jahresdurchschnittlichen Emissionsminderungsrate für die letzte Dekade von durchschnittlich 0,8 Prozentpunkten (temperaturbereinigt, bezogen auf das Emissionsniveau von 1990) nicht ausreichend sein wird, im GHD-Sektor das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen.

492. Aktuelle Projektionen (UBA 2024c) zeigen, dass die Minderungsziele mit Blick auf die Gesamtheit aller Treibhausgasemissionen für das Jahr 2030 erreicht werden können, wenn die bisher anvisierten Maßnahmen implementiert werden. Dazu gehört insbesondere das Erreichen des 80 %-Ziels für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich und die Umsetzung diverser Maßnahmen in den einzelnen Sektoren. Es stellt sich jedoch einerseits die Frage, ob die in den Projektionen unterstellten Maßnahmen in den nächsten Jahren vollumfänglich umgesetzt werden. Andererseits ergibt sich die Zielerreichung für das Jahr 2030 ganz überwiegend durch die Erwartung überproportionaler Emissionsminderungen in der Energiewirtschaft. Diese werden im Zeitraum nach 2030 aber sehr deutlich abnehmen, sodass die rechtzeitige Einleitung und Umsetzung von Emissionsminderungen in den anderen Sektoren (Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft) gerade aus der längerfristigen Perspektive von zunehmender strategischer Bedeutung sind.

493. Mit Blick auf die bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die Struktur des Kapitalstocks (und dessen Modernisierungszyklen) sowie die Infrastrukturbindung vieler

transformativer Emissionsminderungsoptionen (Strom, Wasserstoff, CO_2-Entsorgung etc.) wird es vor allem im Bereich des Motorisierten Individualverkehrs, der privaten Haushalte sowie der GHD-Sektoren darauf ankommen, möglichst stetige und im Ambitionsniveau deutlich erhöhte Anpassungsprozesse zu initiieren. In den Bereichen der Energiewirtschaft, der Industrie sowie in Teilen des Straßengüterverkehrs (wegen der kürzeren Austauschzyklen) werden die strategischen Überlegungen der Klimapolitik deutlich gestuftere Emissionsminderungstrajektorien im Blick behalten müssen. Gerade mit Blick auf die Erreichung der längerfristigen Emissionsminderungsziele sind deswegen nicht nur die aggregierten Emissionsreduktionen sondern auch die (sektoralen) Emissionsminderungsprofile von zentraler Bedeutung. Die Expertenkommission sieht daher weiteren Handlungsbedarf, um auch die Zielerreichung nach 2030 abzusichern, wenn die verbleibenden Emissionsminderungsbeiträge der Energiewirtschaft deutlich abnehmen werden.

9.2 Umweltauswirkungen und Rohstoffentnahmen

494. Das Energiesystem beeinflusst nicht nur unser Klima, sondern hat weitere wesentliche Auswirkungen auf die Umwelt. Die Bereitstellung von Brennstoffen sowie die Umwandlung und Verteilung von Energie belasten Luft, Gewässer und Böden und damit auch die Tier- und Pflanzenwelt sowie die menschliche Gesundheit. Die Reduktion der Umweltbelastung der Energieversorgung ist ein implizites Ziel des Energiekonzeptes. Daraus folgt, dass die Energiewende und ihre Ziele ohne die Gefährdung von anderen umweltpolitischen Zielen umgesetzt werden müssen. Sollte die Umwelt in einem zu hohen Maße beeinträchtigt werden, würde sich dies insbesondere auf die Akzeptanz der Energiewende auswirken.

495. Die Expertenkommission hat in vergangenen Stellungnahmen ein umfassenderes Ziel- und Monitoringsystem der Umweltverträglichkeit des Energiesystems diskutiert (EWK 2021, 2018). Im Rahmen des vorliegenden Berichts ist jedoch kein umfassendes Monitoring der gesamten Umweltwirkungen möglich, weshalb nur für das Energiesystem besonders relevante Umweltdimensionen betrachtet werden, die in vorherigen Stellungnahmen als solche identifiziert wurden (EWK 2018).

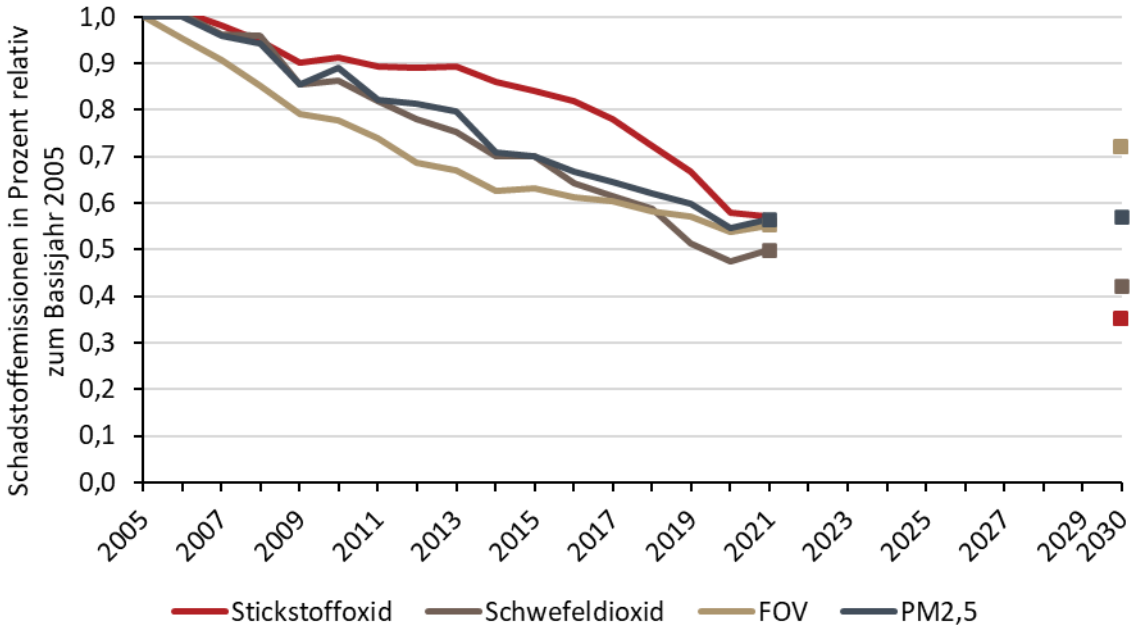
496. Dieses Unterkapitel gibt einen Überblick über die Umweltauswirkungen des Energiesektors. Hierbei werden aktuelle Trends zu Schadstoffemissionen, Flächeninanspruchnahme, Recycling und Ressourcenentnahmen betrachtet. Treibhausgasemissionen werden hier explizit nicht behandelt, da sie im vorigen Kapitel ausführlich betrachtet werden. Die Expertenkommission geht jedoch davon aus, dass Anstrengungen für den Klimaschutz und die Reduzierung der Treibhausgase langfristig auch zur Reduktion der Umweltwirkungen des Energiesektors beitragen.

9.2.1 Luftschadstoffe

497. Neben Treibhausgasemissionen ist der Energiesektor zu einem großen Teil mitverantwortlich am Ausstoß unterschiedlicher Schadstoffe. So wurden im Jahr 2019 83 % der

Stickstoffoxidemissionen, 74 % der Schwefeldioxidemissionen, 19 % der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen (FOV) und 63 % der PM2,5 Emissionen vom Energiesektor (einschließlich Verkehr) ausgestoßen (UBA 2023a). Wie Abbildung 9-2 zeigt, wurden die Schadstoffemissionen des Energiesektors im Vergleich zum Basisjahr 2005 bereits deutlich um ca. 40-50 % verringert, was auf einen geringeren Einsatz fossiler Energieträger sowie unterschiedliche Emissionsminderungsmaßnahmen zurückzuführen ist (BMWI 2021).

Abbildung 9-2: Entwicklung der Luftschadstoffemissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2021



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2023a).

498. Wie aus Tabelle 9-1 außerdem ersichtlich wird, wurden die von EU Richtlinie 2016/2284 (EU 2016) gesetzten Emissionsreduktionsziele für das Jahr 2020 alle erreicht, sowohl unter Betrachtung der gesamten deutschen Emissionen als auch unter spezieller Betrachtung des Energiesektors. Auffällig ist, dass der deutsche Energiesektor bereits eine stärkere Emissionsminderung verzeichnet als Deutschland im Gesamten.

499. Bei der Beurteilung der Zielerreichung bis 2030 sollte zwischen den einzelnen Schadstoffen differenziert werden. Der deutsche Energiesektor konnte die NEC-Emissionsziele des Jahres 2030 für FOV und PM2,5 bereits 2021 erreichen und auch bei der Betrachtung der gesamten deutschen Emissionen ist die Erfüllung beider Ziele bereits erfolgt (FOV) oder wahrscheinlich (PM2,5). Die Erfüllung der Stickstoffoxid- und Schwefeldioxid-Ziele ist unklarer, da sich zuletzt ein eher stagnierender Trend zeigt. Da die Verbrennung von Braun- und Steinkohle einen Anteil von ca. 46 % an den Schwefeldioxid- und von ca. 13 % an den Stickstoffoxidemissionen hat (Sandau et al. 2021),

würde ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 die entsprechende Zielerreichung wahrscheinlicher machen. Stickstoffoxidemissionen werden im Jahr 2021 vor allem im Verkehrssektor (ca. 37 % der gesamten Emissionen Deutschlands) und insbesondere im Straßenverkehr ausgestoßen. Um das Ziel des Jahres 2030 zu erreichen, muss daher vor allem die Verkehrswende vorangebracht werden.

Tabelle 9-1: Zielsetzung für die Emissionsreduktion in Prozent gegenüber dem Jahr 2005

Schadstoff	Zieljahr 2020	Zieljahr 2030	Status Quo 2021, Deutschland (gesamt)	Status Quo 2021, Deutschland (Energiesektor)
Stickstoffoxid	39 %	65 %	40,3 %	43,8 %
Schwefeldioxid	32 %	58 %	46,3 %	50,2 %
FOV	13 %	28 %	30 %	44,8 %
PM2,5	26 %	43 %	38,3 %	43,4 %

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf UBA (2023a), Zielsetzung aus EU (2016).

500. Neben den Schadstoffemissionen ist auch die Schadstoffbelastung eine relevante Betrachtungsgröße. Der im Bundes-Immissionsschutzgesetz festgehaltene jährliche Stickstoffdioxidgrenzwert von 40 Mikrogramm/m^3 wurde im Jahr 2022 an 1 % der städtischen und verkehrsnahen Messtationen überschritten. Hierzu trägt vor allem der Straßenverkehr bei. An Messstationen in städtischer, aber nicht verkehrsnaher, sowie in ländlicher Lage wurde der Grenzwert nicht überschritten (UBA 2023b). Wie bereits oben beschrieben kann das Voranschreiten der Verkehrswende die Stickstoffoxidemissionen und somit auch die Belastung verringern.

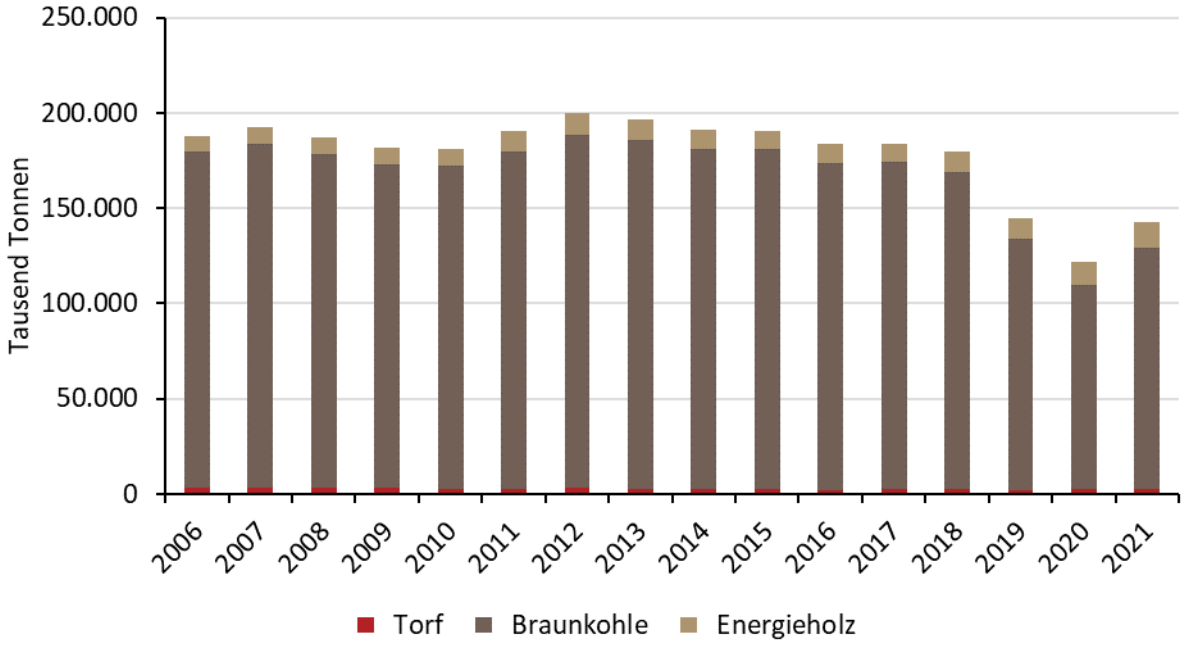
501. Die im Bundes-Immissionsschutzgesetz festgehaltenen Grenzwerte für die Feinstaube PM2,5 (25 Mikrogramm/m^3) und PM10 (40 Mikrogramm/m^3) werden seit 2018 immer eingehalten (UBA 2023c), die von der WHO empfohlenen Grenzwerte werden jedoch überschritten (PM2,5: 5 Mikrogramm/m^3, überschritten für 100 % der Bevölkerung in 2021; PM10: 15 Mikrogramm/m^3, überschritten für 20,3 % der Bevölkerung in 2021) (UBA 2023d, 2023e). Eine Verschärfung der europäischen Luftqualitätsrichtlinie (EU-Richtlinie 2008/50/EG) mit dem Ziel einer engeren Orientierung an den WHO-Grenzwerten wird aktuell diskutiert, diese soll für das Jahr 2030 einen Grenzwert von 20 Mikrogramm/m^3 für PM10 und von 10 Mikrogramm/m3 für PM2,5 festlegen. Dies bedeutet trotz der erreichten Emissionsziele weiteren Handlungsbedarf für den Energiesektor.

9.2.2 Rohstoffentnahmen

502. Die inländische Rohstoffentnahme in Tonnen hat über die letzten Jahrzehnte deutlich abgenommen und ist über den Zeitraum der Jahre 1994 – 2021 um 28,6 % gesunken (UBA 2023f). Dieser Rückgang wurde getrieben durch die stark gesunkene Entnahme von Baumineralien (-27,5 %) und Braunkohle (-39 %), während die Entnahme von Torf nur geringfügig gesunken (-12 %) und die Entnahme von Industriemineralien sogar um 18,2 % gestiegen ist. Der Flächenverbrauch für die inländische Rohstoffentnahme ist im selben Zeitraum hingegen lediglich um 12,9 % gefallen, von 9,3 ha pro Tag auf 8,1 ha pro Tag. Dies entsprach im Jahr 2021 einer Neuinanspruchnahme von 2963 ha bzw. 29,63 km^2 (UBA 2023f).

503. Abbildung 9-3 zeigt die jährliche Rohstoffentnahme von Torf und Braunkohle sowie den jährlichen Holzeinschlag[31] in Tausend Tonnen für den Zeitraum 2006 bis 2021. Während die jährliche Entnahme von Torf (-19 %) und Braunkohle (-28 %) gesunken ist, verzeichnet der jährliche Holzeinschlag zur Energieerzeugung im betrachteten Zeitraum einen deutlichen Anstieg von 67 % von 8,289 auf 13,847 Tausend Tonnen. Dies zeigt die zunehmende Relevanz von Holz als Energieträger.

Abbildung 9-3: Inländische Rohstoffentnahmen von Torf, Braunkohle und Energieholz



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2023f), Destatis (2023).

31 Für die Umrechnung des Holzeinschlags von Kubikmeter in Tonnen wurde ein Faktor 1 angenommen. Dieser wird bei exakter Betrachtung je nach Holzart mal unter- und mal überschritten, sodass im Aggregat die Annahme des Faktors 1 keine starken Verzerrungen verursacht.

504. In den letzten Jahren kamen in der öffentlichen Debatte, insbesondere im Rahmen der Energiekrise und der drohenden Gasknappheit, erneute Diskussionen zum Thema Fracking in Deutschland auf. Insbesondere neue Technologie und Überwachungsmöglichkeiten ermöglichen, unter strengen Auflagen für die Entsorgung von Wasser und die allgemeine Nachbetriebsphase, inzwischen die Verwendung von Fracking mit deutlich geringeren Auswirkungen auf die Umwelt (ExpKom Fracking 2021). Die Expertenkommission Fracking weist jedoch explizit darauf hin, dass ihre Analysen auf internationalen Erfahrungen und hypothetischen Szenarien basieren, da keine praktische Erfahrung mit Fracking in Deutschland existiert, und somit weiterhin Unsicherheiten bleiben.

505. Zusätzlich müssen nicht nur klima- und umweltpolitische Fragestellungen, sondern auch gesellschaftliche und wirtschaftliche Aspekte betrachtet werden. So kann Fracking zwar die Importabhängigkeit senken, mit Blick auf die Klimaziele wäre die Nutzungsdauer der erschlossenen Gasquellen jedoch zeitlich begrenzt. Die langen Vorlaufzeiten beim Aufbau der Extraktion verschärfen dieses Problem zusätzlich. Weiterhin ist unklar, ob Fracking in Deutschland ohne staatliche Unterstützungen wirtschaftlich umgesetzt werden könnte (Gierds et al. 2023) und wie groß die Akzeptanz in der Bevölkerung ist. Daher sieht die Expertenkommission wie auch bereits in früheren Stellungnahmen weder unter ökonomischen noch unter Aspekten der Versorgungssicherheit eine Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit für Fracking in Deutschland.

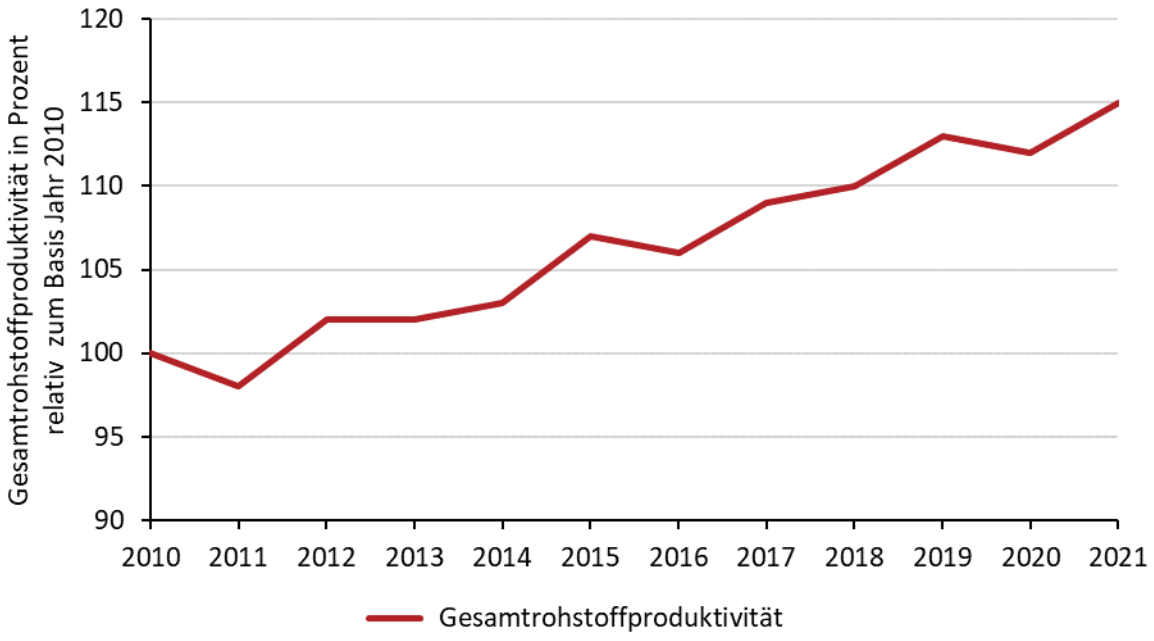
506. Im Rahmen der Energiewende wird der Verbrauch von klassischen Energieressourcen zwar sinken, zeitgleich aber die Nachfrage nach strategischen Rohstoffen wie zum Beispiel Lithium und Kobalt steigen (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut 2023). Wie bereits in Kapitel 6.3 dargestellt, herrscht auf den Märkten für diese Rohstoffe eine starke Marktkonzentration, die Risiken für politische Abhängigkeiten bietet. Eine Möglichkeit politisch unabhängiger zu sein ist die heimische Förderung von strategischen Rohstoffen zu erhöhen, insofern dies geologisch möglich ist. Hierbei müssen aber zwingend die Umweltauswirkungen der Förderung berücksichtigt werden, auch um die Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden

507. Ein Beispiel für die deutsche Förderung von strategischen Rohstoffen ist die Gewinnung von Lithium aus Thermalwasser in Kombination mit Geothermie, die in ersten Pilotprojekten erprobt wird. Hierbei wird Thermalwasser mit Lithiumgehalt an die Oberfläche gepumpt, das Lithium wird extrahiert und das Wasser wird anschließend zurück in das Tiefwasserreservoir geleitet. Aufgrund des geschlossenen Kreislaufs entsteht keine zusätzliche Belastung für die lokale Wasserversorgung und auch andere Umweltauswirkungen werden minimal gehalten. Da die Vorteile des Verfahrens die geringen Restrisiken überwiegen, empfiehlt die Expertenkommission die heimische Förderung von Lithium weiter zu prüfen. Diese kann maßgeblich zur Erreichung der Ziele des Netto-Null-Industrie-Gesetzes der EU beitragen, dass das Ziel hat, die Abhängigkeit Europas entlang der Lieferketten zu verringern.

508. Um die Effizienz der gesamten deutschen Rohstoffnutzung zu quantifizieren, wurde 2012 im Rahmen des Deutschen Ressourceneffizienzprogramms (ProgRess) der Indikator der Rohstoffproduktivität entwickelt. Dieser wird gebildet als Quotient aus dem BIP geteilt durch den direkten abiotischen Materialeinsatz (Direct Material Input, DMI), welcher inländische Rohstoffentnahmen sowie Importe von abiotischen Materialien umfasst. Das ProgRess hat das Ziel festgesetzt, die Rohstoffproduktivität bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 1994 zu verdoppeln. Im Jahr 2019 lag der Anstieg der Rohstoffproduktivität bei 72 %, das Ziel wurde daher nicht erreicht (UBA 2024d).

509. Im Jahr 2016 wurde das Ressourceneffizienzprogramm zum zweiten Mal verabschiedet und der weiterentwickelte Indikator der Gesamtrohstoffproduktivität wurde eingeführt (ProgRess II). Seit der dritten Verabschiedung im Jahr 2020 (ProgRess III) ersetzt dieser die einfache Rohstoffproduktivität als Leitindikator. Die Gesamtrohstoffproduktivität basiert auf der Weiterentwicklung des DMI zum Rohstoffverbrauch (Raw Material Input, RMI), der nicht nur die direkten Importe von abiotischen Materialien umfasst, sondern auch indirekte Rohstoffimporte berücksichtigt. Diese beschreiben den im Ausland anfallenden Materialeinsatz für die Produktion von Importgütern. Die Gesamtrohstoffproduktivität (siehe Abbildung 9-4), definiert als BIP geteilt durch den RMI, soll zwischen den Jahren 2010 bis 2030 jährlich um 1,6 % steigen. Über den Zeitraum 2010 bis 2021 ist sie jedoch nur um 15 % gestiegen, sodass dieses Ziel bisher verfehlt wurde (UBA 2024d, Destatis 2024).

Abbildung 9-4: Gesamtrohstoffproduktivität in Deutschland im Zeitraum 2010 bis 2021



Quelle: Destatis (2024).

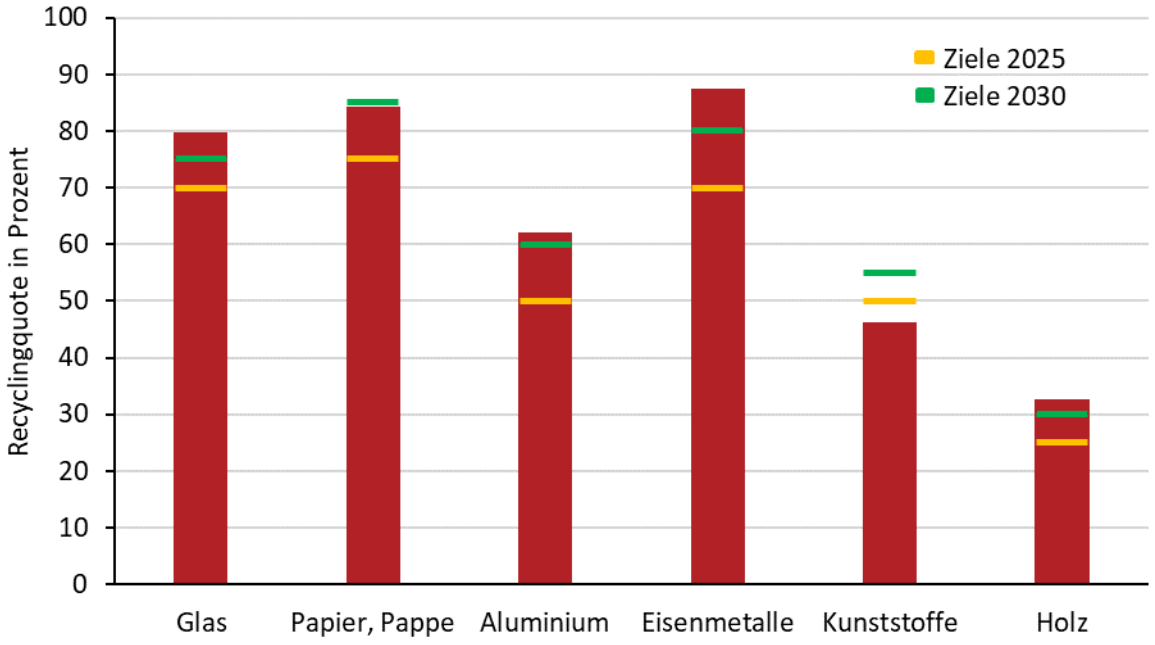
9.2.3 Recycling

510. Neben dem Verbrauch von Ressourcen spielt auch das Recycling für die Ressourcenschonung eine wichtige Rolle. Neben dem Verbrauch von Ressourcen ist daher die Erhebung der Recyclingquote beziehungsweise der Anteil an recyceltem Material an der gesamten Abfallmenge eines Materials von Bedeutung. Dies kann zum Beispiel in Form der Nutzung von Biomasseabfällen zur Gewinnung von Biomasseenergie erfolgen, wie bereits in der nationalen Biomassestrategie vorgeschlagen. Doch auch bei der Reduzierung der Abhängigkeiten von strategischen Rohstoffen kann das Recyclen von technischen Geräten eine wichtige Rolle spielen.

511. Abbildung 9-5: zeigt die Recyclingquote von Verpackungsabfällen in Deutschland im Jahr 2020 (GVM Gesellschaft für Verpackungsmarktforschung mbH 2022). Die Recyclingquote wird hier definiert als Anteil der Abfälle, die werkstofflich oder rohstofflich verwertet werden, an der Gesamtmenge der Abfälle. Sie schließt somit den Prozentanteil der Abfälle, der zur Energiegewinnung wiederverwendet wird, nicht mit ein. Wie aus der Grafik ersichtlich, lag die Recyclingquote in Deutschland zwischen 32,6 % (Holz) und 87,5 % (Eisenmetalle). Die in der Grafik dargestellten Recyclingquoten wurden nach dem aktualisierten Berechnungsverfahren, welches im Durchführungsbeschluss (EU) 2019/665 der europäischen Kommission (EU 2019) festgelegt wurde, bestimmt.

512. Die Grafik zeigt außerdem die Ziele für die rohstoffspezifischen Recyclingquoten für die Jahre 2025 und 2030, die in der EU-Richtlinie für Verpackungen und Verpackungsabfälle (EU, 1994) festgelegt sind. Für Verpackung aus den Materialien Glas, Papier/Pappe, Aluminium, Eisenmetalle und Holz wurden die Ziele für 2025 und zum Teil auch bereits für 2030 erreicht. Im Jahr 2020 wurden die für 2025 definierten Ziele für die Recyclingquote für Kunststoff noch nicht erreicht. Die zukünftige Entwicklung hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie zum Beispiel von der Umsetzung des nationalen Verpackungsgesetzes und der Entwicklung von Konsummustern. Steigende Recyclingquoten tragen dazu bei, den Ressourcenbedarf zu verringern und Fertigungsprozesse für Endprodukte zu verkürzen. Hierdurch kann die von der fertigenden Industrie benötigte Energiemenge reduziert werden, da die Sekundärproduktion meist weniger Energie benötigt als die Primärproduktion. Steigende Recyclingquoten tragen dazu bei, den Ressourcenbedarf zu verringern und Fertigungsprozesse für Endprodukte zu verkürzen. Hierdurch kann die von der fertigenden Industrie benötigte Energiemenge reduziert werden, da die Sekundärproduktion meist weniger Energie benötigt als die Primärproduktion.

Abbildung 9-5: Recyclingquote von Verpackungsabfällen nach Rohstoff in Deutschland 2020



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus GVM Gesellschaft für Verpackungsmarktforschung mbH (2022).

513. Die oben beschriebenen Daten geben lediglich Auskunft über den Anteil der Verpackungsabfälle die stofflich verwertet werden, sagen jedoch nichts über die Qualität der Wiederverwertung und die Ersparnis von Primärrohstoffen aus. Insbesondere bei Metallen ist ein Recycling in der Regel ohne Qualitätseinbußen möglich, während dies für Kunststoffe deutlich schwieriger ist. So ist unklar, ob z. B. Kunststoffe wertgleich wiederverwendet werden oder ein Downcycling erfolgt. Weiterhin handelt es sich nur um die Grundstoffabfälle aus Verpackungen, nicht jedoch aus anderen Anwendungsfällen. Da andere Wirtschaftszweige weniger strenge Recycling- und Datenerfassungsvorgaben haben, können hier keine eindeutigen Aussagen getroffen werden. Eine ausführliche Aufarbeitung der gesamten Abfallwirtschaft findet sich in einer vom Umweltbundesamt beauftragten Studie (Wuppertal Institut et al. 2019), deren Datenbasis jedoch nur bis zum Jahr 2013 reicht.

514. Bei der Verwertung von Elektro- und Elektronikgeräten verfehlt Deutschland die von der EU gesetzten Ziele. So wurde die von der EU vorgeschriebene Mindestsammelquote von 45 % im Jahr 2021 mit 38,6 % deutlich unterschritten, nachdem im Vergleich zum Vorjahr ein deutlicher Rückgang der Quote um 5,5 Prozentpunkte zu verzeichnen war. Da sich die Mindestsammelquote auf die in den drei Vorjahren in Verkehr gebrachte Menge an Elektrogeräten bezieht, ist dieser Rückgang zum Teil einer gestiegenen jährlich in Verkehr gebrachten Menge zuzuschreiben, jedoch ist auch die absolute Menge an gesammelten Geräten zuletzt rückläufig gewesen. Die Recyclingquote (ohne energetische Verwertung) der gesammelten Geräte liegt je nach Produktkategorie bei 82 %-94 % und erfüllt somit die von der EU festgelegten Ziele (UBA 2023i).

515. Die von der EU vorgeschriebene Mindestsammelquote für Gerätebatterien (ebenfalls 45 %) wurde im Jahr 2022 mit 50,7 % eingehalten. Die Recyclingquote der gesammelten Gerätebatterien lag im Jahr 2022 bei 108 %. Dies lässt sich mit dem Abbau und Recycling von Lagerbeständen begründen, wodurch ein Prozentsatz über 100 erreicht wird. Die Effizienzziele der Recyclingverfahren für Altbatterien wurden ebenfalls eingehalten, auch hier hat Deutschland alle von der EU gesetzten Ziele (65 % für Blei-Säure Batterien, 75 % für Nickel-Cadmium Batterien, 50 % für sonstige Batterien) überschritten (UBA 2023j). Da Batterien und Akkus oft strategische Rohstoffe wie zum Beispiel Nickel oder Lithium enthalten, ist es wichtig, dass die Sammelquote und Recyclingeffizienz weiterhin steigen.

516. Das im Dezember 2023 verabschiedete europäische Gesetz zu kritischen Rohstoffen (EU Kommission 2023) sieht vor, dass die EU bis 2030 25 % der verwerteten kritischen Rohstoffe recycelt. Im Jahr 2021 betrug der Anteil sekundärer Vorstoffe an der Kupferproduktion 38 % (Bookhagen et al. 2022), für andere strategische Rohstoffe konnten keine konkreten Daten gefunden werden. Die Expertenkommission empfiehlt daher die explizite Erfassung der durch Recycling gewonnen Mengen an strategischen Rohstoffen, da dies in den kommenden Jahren eine wichtige Voraussetzung für ein adäquates Monitoring der Energiewende sein wird. Eine konkrete Ausgestaltung der Erfassung sollte daher in der angekündigten nationalen Kreislaufwirtschaftsstrategie der Bundesregierung adressiert werden, deren Fertigstellung zügig vorangebracht werden sollte.

517. Neben dem stofflichen Recycling trägt die Abfallwirtschaft außerdem in Form der energetischen Verwertung zur Deckung des deutschen Energiebedarfs bei. Im Jahr 2015 betrug die Gesamtmenge der aus Abfall erzeugten Energie in Deutschland 418 PJ (Flamme et al. 2018).

518. Da die Recyclingquote aufgrund der unklaren Art und Qualität der stofflichen Wiederverwertung nur eine begrenzte Aussagekraft hat, ist es sinnvoll auch die CO_2-Emissionen der Abfallverbrennung zu betrachten. Abbildung 9-6 zeigt die Emissionen aus der Abfallverbrennung, z. B. aus Zementwerken und KWK-Anlagen der Energiewirtschaft und des Industriesektors. In den letzten Jahrzehnten sind die Emissionen aus der Abfallverbrennung stark gestiegen. Im Jahr 1990 betrugen sie nur 4 Mio. t CO_2 und erreichten im Jahr 2011 mit knapp über 20 Mio. t CO_2 ihren bisherigen Höhepunkt. In den letzten Jahren waren die Emissionen aus der Abfallverbrennung leicht rückläufig und erreichten im Jahr 2021 ein Niveau von 16 Mio. t CO_2. Zur Erreichung der Klimaschutzziele ist es notwendig, dass die Emissionen der Abfallverbrennung deutlich sinken.

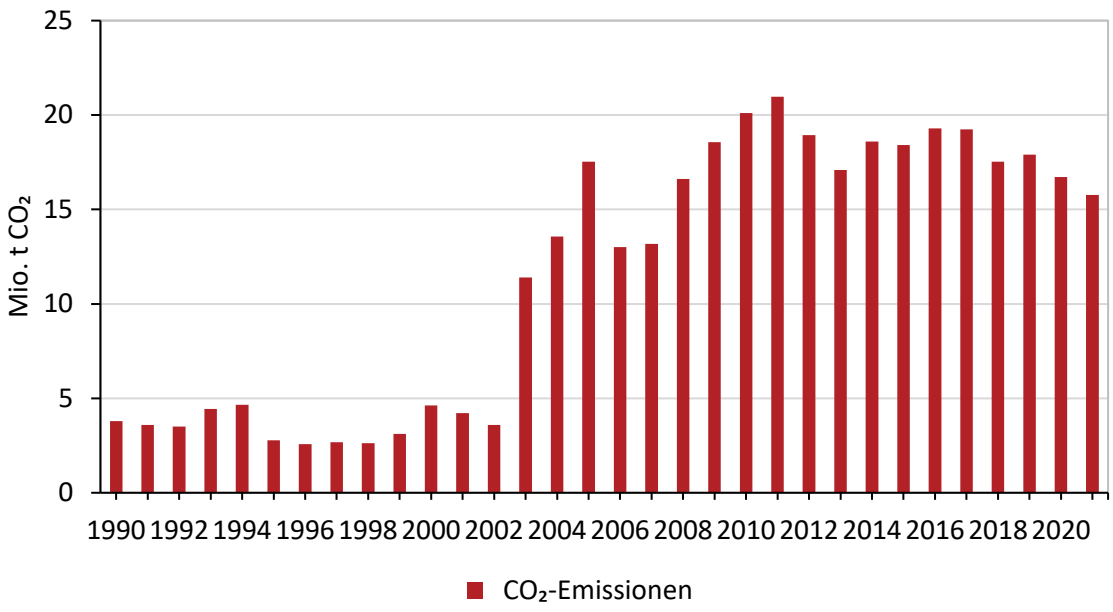
519. Um die Emissionen aus der Abfallverbrennung zu reduzieren und die Anreize für Recycling zu erhöhen, ist es richtig, dass die CO_2-Emissionen der Abfallverbrennung seit Anfang 2024 vom nationalen Emissionshandelssystem nEHS erfasst werden und ab 2028 in den EU-ETS aufgenommen werden sollen (Artikel 30 4c der ETS-Richtlinie). Beim Übergang vom nEHS zum EU-ETS sollte darauf geachtet werden, dass im Jahr 2027 keine Regulierungslücke entsteht, falls das nEHS Ende 2026 enden sollte. Außerdem plant die Bundesregierung die Einführung einer Plastiksteuer. Die Expertenkommission begrüßt das stärkere Setzen auf marktwirtschaftliche Bepreisungsinstrumente auch in der Abfallwirtschaft, jedoch wird das CO_2-Preissignal im Bereich der KWK-

Fernwärmeerzeugung an einer Reihe von Stellen verzerrt. Durch diese Verzerrungen ist das Recycling von Kunststoffen gegenüber der Verbrennung schlechter gestellt. Zu diesen verzerrenden Privilegierungen für die Abfallverbrennung gehören:

- Ein Primärenergiefaktor von null für mit Abfall erzeugte Wärme (Anhang 4 des Gebäudeenergiegesetzes),
- Eine fehlende Energiebesteuerung für mit Abfall erzeugte Wärme,
- Eine Gleichstellung von KWK-Wärme aus der Abfallverbrennung im Rahmen des Wärmeplanungsgesetzes in § 3 Absatz 4 mit unvermeidbarer Abwärme.

520. Die Expertenkommission sieht dringenden Handlungsbedarf diese verzerrten Anreize zu korrigieren, um den Anteil des stofflich verwerteten Abfalls zu erhöhen und langfristig die Abfallwirtschaft auf einen Pfad zur Klimaneutralität zu führen.

Abbildung 9-6: CO_2-Emissionen aus der Abfallverbrennung in Deutschland



Quelle: UBA (2024a).

9.2.4 Flächeninanspruchnahme

521. Die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems ist ein wichtiger Aspekt bei der Bewertung der Umweltbelastung. So beanspruchen beispielsweise nicht nur der Anbau von Energiepflanzen und der Braunkohletagebau zahlreiche Flächen, auch Windkraftanlagen, Photovoltaik Freiflächenanlagen, Stauseen für (Pump)Speicherkraftwerke und Übertragungsnetze weisen einen zunehmend relevanten Flächenbedarf auf. Die Expertenkommission betrachtet Fläche daher als eine zentrale Währung der Energiewende. Durch die Quantifizierung und die

Beschreibung der Flächeninanspruchnahme können Nutzungskonkurrenzen und Verdrängungseffekte sowie weiterreichende Auswirkungen auf den Artenschutz (z. B. durch Zerschneidung von Habitaten, Intensivierung der Landwirtschaft oder Vogelschlag), das Landschaftsbild sowie direkte Belastungen von Menschen (z. B. durch Umsiedelungen oder Lärm) abgeschätzt werden. Die Expertenkommission empfiehlt eine kontinuierliche Datenerfassung der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems, um etwaige Flächennutzungskonflikte zu erkennen und gegenzusteuern.

522. Im Jahr 2021 betrug der Anteil der Dachanlagen an der gesamten Photovoltaik-Leistung ca. 66 %, während das restliche Drittel aus Freiflächenanlagen stammte. Diese nahmen ca. 320 km^2 Bodenfläche in Anspruch, wovon 38 % (121,6 km^2) den Ackerflächen zugeordnet waren, was einem Anteil von 0,07 % der gesamten landwirtschaftlichen Fläche in Deutschland entspricht (UBA 2023i). Somit sind bisher keine starken Verdrängungseffekte durch Photovoltaikanlagen zu verzeichnen. Für das Jahr 2050 wird die Inanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen auf 0,5 %-1 % (Öko-Institut, Prognos 2018; Agora Energiewende 2021) der deutschen Landesfläche steigen, was 1.788-3.576 km^2 entspricht.

523. Das Windenergieflächengesetz schreibt den Bundesländern vor, bis Ende 2027 1,4 % und bis Ende 2032 2 % ihrer Landesfläche für Windkraftanlagen zur Verfügung zu stellen. Hochgerechnet auf die gesamte deutsche Landesfläche entspricht dies einer potentiell für Windkraft genutzten Fläche von 7.151 km^2. Windkraftanlagen treten in geringerem Ausmaß in die Konkurrenz mit Ackerland, da die gesetzlich vorgeschriebenen Abstandsflächen weiterhin für den Ackerbau genutzt werden können. Zusätzlich können Offshore-Windparks errichtet werden, die in geringerem Ausmaß in Flächenkonkurrenz mit anderen Energieträgern oder der Landwirtschaft treten. Auch hier müssen jedoch potentielle Konflikte mit zum Beispiel dem Militär, der Schifffahrt oder Fischereiindustrie berücksichtigt werden. Außerdem sollten die negativen Umweltauswirkungen, die bei der Errichtung eines Windparks im Meer entstehen, kritisch abgewogen werden. Beide Kriterien werden bei der Offshorenetzplanung bereits berücksichtigt, wodurch die für Offshore-Windkraft ausgewiesenen Flächen in einem möglichst geringen Flächenkonflikt mit anderen Nutzungsarten und der Umwelt treten.

524. Sowohl Photovoltaik- als auch Windkraftanlagen sind flächeneffizienter als Anbaubiomasse (UBA 2023j), weshalb der Rückgang der Anbauflächen von Energiepflanzen zu begrüßen ist. Diese sind seit dem Jahr 2016 von 24.200 km^2 um 4,9 % auf 23.020 km^2 im Jahr 2022 gesunken (FNR 2023). Dennoch werden aktuell noch ca. 13 % der gesamten für landwirtschaftliche Zwecke genutzten Fläche für den Anbau von Energiepflanzen verwendet. Der im selben Zeitraum ansteigende Primärenergieverbrauch an Biomasse deutet jedoch darauf hin, dass die klassischen Energiepflanzen wie z. B. Mais zunehmend durch Holz ersetzt werden, um den Biomassebedarf zu decken. Da die Rolle bzw. das Ausmaß und die Struktur der Biomassenutzung im generellen (Ragwitz/ Weidlich et al. 2023) sowie Holz im speziellen für die Energiewende begrenzt bzw. umstritten ist, ist diese Entwicklung kritisch zu betrachten. Stattdessen empfiehlt die Expertenkommission die ausschließliche Nutzung von Abfall- und Reststoffen zur Gewinnung von Energie aus Biomasse,

dies wird in den Eckpunkten zur nationalen Biomassestrategie (BMEL, BMWK, BMUV 2022) bereits thematisiert. So kann Biomasse seine Rolle in der Energiewende einnehmen, ohne in Flächenkonkurrenz mit effizienteren Energieträgern zu treten.

525. Der Braunkohlebergbau in Deutschland hat im Jahr 2022 1.810 km^2 Fläche in Anspruch genommen, wovon 542 km^2 als Betriebsfläche und 1.269 km^2 als bereits wieder nutzbar gemachte Fläche ausgewiesen werden (Statistik der Kohlewirtschaft 2023). Die aufbereiteten Flächen werden nun zu 28 % in der Landwirtschaft, zu 43 % in der Forstwirtschaft und zu 19 % als Wasserflächen genutzt. Aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs, ist zu erwarten, dass die Flächeninanspruchnahme des Braunkohlebergbaus für Betriebsflächen bis 2030 bzw. 2038 stark sinken wird. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass die Wiederverwendung der dadurch freiwerdenden Flächen, sowohl als renaturierte Naturgebiete als auch für die Gewinnung von erneuerbaren Energien, zeitnah nach dem Kohleausstieg erfolgen sollte.

9.3 Exkurs: Erweiterte Betrachtung von Umweltauswirkungen und Treibhausgas-Emissionen

526. Dieser Bericht folgt überwiegend dem für die Erstellung von Energiebilanzen und Treibhausgasinventaren üblichen Territorialprinzip, welches alle im Inland freigesetzten Treibhausgasemissionen betrachtet. Auch das internationale Abkommen von Paris und die nationalen Ziele im Rahmen des Klimaschutzgesetzes (KSG) beruhen auf dem Territorialprinzip. Die Ziele beziehen sich also auf die im Inland freigesetzten Treibhausgasemissionen. Diese Abgrenzung ist sinnvoll, da Staaten in erster Linie Instrumente und Maßnahmen ergreifen können, um die Emissionen zu senken, die auf ihrem Territorium entstehen.

527. Eine alternative Bilanzierung nach dem Verursacherprinzip würde die Verbräuche und Emissionen der importierten Güter miterfassen und entsprechend jene, die mit der Herstellung von Exportgütern verbunden sind, abziehen. Das Konsumentenprinzip kann eine wichtige ergänzende Rolle für die Verbraucherinformation spielen, weil es Informationen über die spezifischen Lebenszyklus-Emissionen einzelner Produkte bereitstellt. Klimaschutz ist jedoch ein öffentliches Gut. Dies schränkt die Bedeutung der dezentralen Kaufentscheidungen von Konsumierenden für den Klimaschutz ein, weshalb staatliche Instrumente, wie die CO_2-Bepreisung, weiterhin zentral für die Erreichung der Klimaschutzziele bleiben.

528. Auch wenn es erste Versuche umfassender Bilanzierungen gibt (zum Beispiel mit der umweltökonomischen Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamtes) ist eine Vielzahl von methodischen und Datenfragen bisher nur unbefriedigend gelöst. Hier verbleibt erheblicher Forschungs- und Klärungsbedarf.

529. Neben den potentiellen negativen Umweltauswirkungen in anderen Ländern, bieten die im Rahmen der deutschen Energiewende entwickelten neuen Technologien auch Chancen, wie das

deutsche Energiesystem im Ausland einen Wandel hin zu nachhaltiger Energieerzeugung anstoßen kann. Ein Beispiel hierfür ist die durch das EEG erreichte Lernkurve im Bereich der Photovoltaik. Daher sollten die grenzübergreifenden Auswirkungen des deutschen Energiesystems differenziert bewertet werden.

530. Der Großteil der Ziele der deutschen Energie- und Klimapolitik basiert auf der Bilanzierung nach dem Territorialprinzip, wie zum Beispiel die Reduzierung der in Deutschland anfallenden CO_2-Emissionen um mindestens 65 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030. Auch entsprechende politische Maßnahmen zielen meist darauf ab, die in Deutschland entstehenden negativen Umweltauswirkungen des Energiesystems zu verringern. Dies ist insofern auch sinnvoll, da die deutsche Politik nur bedingt regulatorischen Einfluss auf die Produktion in anderen Ländern nehmen kann.

531. Ein zentrales Problem bei nationalen Klimaschutzmaßnahmen ist jedoch Carbon-Leakage, also die Verlagerung von CO_2-intensiver Produktion in andere Länder mit geringeren Klimaschutzambitionen. Dies würde dazu führen, dass sich zwar die deutsche Klimabilanz verbessern würde, die globalen Emissionen würden sich in diesem Fall jedoch nicht verändern. Somit würde die deutsche Wirtschaftsleistung zurückgehen ohne erkennbaren Einfluss auf die global ausgestoßenen Emissionen. Vor diesem Hintergrund werden bei vielen klimapolitischen Instrumenten Vorkehrungen ergriffen, um Carbon-Leakage zu verhindern, wie zum Beispiel der europäische CO_2-Grenzausgleich (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM).

532. Die Emissionsbilanzierung nach dem Konsumentenprinzip ist zwar interessant, um Informationen über die ausländischen Wertschöpfungsschritte bereitzustellen, würde jedoch nicht dazu beitragen, die mit Importen verbundenen Emissionen zu verringern. Die Expertenkommission hält einen Wechsel des bisherigen Vorgehens der Emissionsbilanzierung daher weder für sinnvoll noch für notwendig. Vielmehr sollten die auf dem Territorialprinzip basierenden klimapolitischen Maßnahmen und Instrumente das Problem von Carbon-Leakage gezielt adressieren. Ein aktuelles Beispiel dafür ist der CBAM.

533. Der CBAM wurde als Ergänzung zum europäischen Emissionshandel (EU-ETS) eingeführt und bepreist die für Importe in die EU anfallenden CO_2-Emissionen mit dem jeweils aktuellen Preis des EU-ETS. Importe, die bereits während des Produktionsprozesses einen CO_2-Preis bezahlt haben, werden hierbei freigestellt. Der CBAM soll sicherstellen, dass die Klimaziele der EU nicht durch die Verlagerung von Emissionen und den Import emissionsintensiver Produkte umgangen werden und adressiert so gezielt die oben beschriebene Carbon-Leakage Problematik. Gleichzeitig sichert er die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Produzenten. Im Zeitraum Oktober 2023 bis Dezember 2025 befindet sich der CBAM noch in einer vorgeschalteten Monitoringphase und wird ab Beginn des Jahres 2026 schrittweise eingeführt. Ab diesem Zeitpunkt wird ein steigender Anteil des Imports von Zement, Eisen, Stahl, Aluminium, Düngemittel, Strom und Wasserstoff ausgleichspflichtig sein, was mehr als 50 % der Emissionen aus den vom EU-ETS abgedeckten

Industriesektoren entspricht (EU Kommission 2024). Die Expertenkommission begrüßt die Einführung des CBAM und die einhergehende Stärkung des EU-ETS und regt perspektivisch eine Ausweitung der abgedeckten Sektoren an (z. B. Raffinerieprodukte und die indirekten CO_2-Emissionen der Aluminiumproduktion).

10. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik

Das Wichtigste in Kürze

Im Rahmen der Fit-for-55-Gesetzgebung sind die rechtlichen Grundlagen für das 2005 gestartete Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS) im Jahr 2023 grundlegend überarbeitet worden. Das EU-ETS ist nicht nur ein CO_2-Bepreisungsinstrument auf Grundlage einer Mengensteuerung, sondern bildet zusammen mit weiteren Instrumenten ein zentrales Element der Klimaschutzarchitektur der Europäischen Union und sichert die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele. Das zentrale Reformelement im Zuge der jüngsten Revision des EU-ETS bildet die Anpassung des Mengenziels. Auch unter Berücksichtigung der Freisetzung von Emissionsberechtigungen aus der Marktstabilitätsreserve müssen die vom EU-ETS regulierten Anlagen vor 2040 ihre Emissionen auf Null senken. Bisher bilden die CO_2-Preise im EU-ETS diese langfristige Knappheitssituation jedoch nicht ab. Diese Situation hemmt Investitionen in Klimaneutralitätstechnologien. Als Ergänzung zum EU-ETS wurde zum Oktober 2023 der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der EU eingeführt. Die Expertenkommission begrüßt die Einführung des CBAM als weiteren Schritt zur Vermeidung bzw. Begrenzung von Carbon Leakage, sieht jedoch weiteren dringenden Handlungsbedarf. Bisher werden Exporte von klimaneutral hergestellten Gütern aus der Europäischen Union durch den CBAM nicht adressiert, außerdem könnte es dazu kommen, dass Carbon Leakage-Effekte bei Importen auf höhere Wertschöpfungsstufen verschoben werden. Die Expertenkommission hält ein sorgfältiges und intensives Monitoring der praktischen Effekte des CBAM für erforderlich und weist auf den weiterbestehenden Handlungsbedarf zur Entwicklung und Umsetzung von im internationalen Raum breiter wirkenden Instrumenten zur Vermeidung von Carbon-Leakage hin.

Darüber hinaus wurde mit der Novelle der EU-ETS-Richtlinie auch die Einführung eines zweiten Emissionshandelssystems (ETS-2) ab 2027 beschlossen. Der Geltungsbereich des ETS-2 erstreckt sich insbesondere auf die CO_2-Emissionen des Straßenverkehrs und die vom EU-ETS nicht erfassten stationären Anlagen, vor allem im Gebäudesektor. Die Expertenkommission unterstützt die geplante Überführung des 2021 eingeführten nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) in das ETS-2 und schlägt verschiedene Regelungen zur Flankierung dieser Überführung vor (Opt-in von nicht verpflichtend erfassten Anlagen, Mindestpreis), auch um die Unsicherheiten des Übergangs abzufedern, das höhere Ambitionsniveau des nEHS zu kompensieren und so die Erreichung der nationalen Minderungsziele robust zu flankieren, die durch die EU-Klimaschutzverordnung (Effort-Sharing-Regulation - ESR) vorgegeben sind.

Bisher ist die Höhe der effektiven Treibhausgas-Bepreisung in den einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bzw. für unterschiedliche Anwendungsbereiche sehr unterschiedlich. Die effektiven CO_2-Preise liegen jenseits der von keinem Bepreisungsmechanismus erfassten Bereiche derzeit in einer Bandbreite von ca. 10 €/t CO_2 bis zu 280 €/t CO_2. Besonders hohe Werte ergeben sich für den Verkehrssektor (auch bei Berücksichtigung der Finanzierungsbeiträge der Kraftstoffbesteuerung für die Infrastruktur), besonders niedrige effektive CO_2-Preise ergeben sich für die von der kostenlosen Zuteilung erfassten Industrieanlagen im EU-ETS. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform ein zentraler Bestandteil eines effektiven und effizienten Rahmens zur Erreichung der langfristigen Energiewende- und Klimaschutzziele. Dabei sollen die Umlagen und Abgaben auf Strom gesenkt werden und dies mit einer CO_2-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Hier hat die Bundesregierung mit der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe und der Umfinanzierung der EEG-Umlage wichtige erste Schritte in die richtige Richtung unternommen. Die Expertenkommission empfiehlt die Stromsteuer auch für die anderen Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweils europarechtlich zulässige Mindestniveau abzusenken. Um die Lenkungswirkung bei der Besteuerung von Kraftstoffen zu erhöhen, sollten nach Auffassung der Expertenkommission Diesel und Erdgas nicht mehr geringer besteuert werden als Benzin.

Aus dem EU-ETS und dem nEHS sind 2023 Versteigerungsannahmen in Höhe von ca. 18 Mrd. € entstanden. Für die Jahre bis 2030 ist mit jährlichen Einnahmen von 15 bis 25 Mrd. € zu rechnen, wobei sich diese Bandbreite vor allem aus den Unsicherheiten bei der Preisentwicklung im ETS-2 ergibt. Ein ggf. auch national eingeführter Mindestpreis für das ETS-2 könnte diese Unsicherheiten abfedern helfen. Auch angesichts der europarechtlich vorgegebenen Zweckbindung des Aufkommens aus dem EU-ETS und dem ETS-2 hält die Expertenkommission es für sinnvoll, die transformationsbedingt steigenden Netznutzungsentgelte teilweise durch Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung zu refinanzieren, solange ein Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung (z. B. in Form eines Klimageldes) noch nicht abschließend geklärt ist.

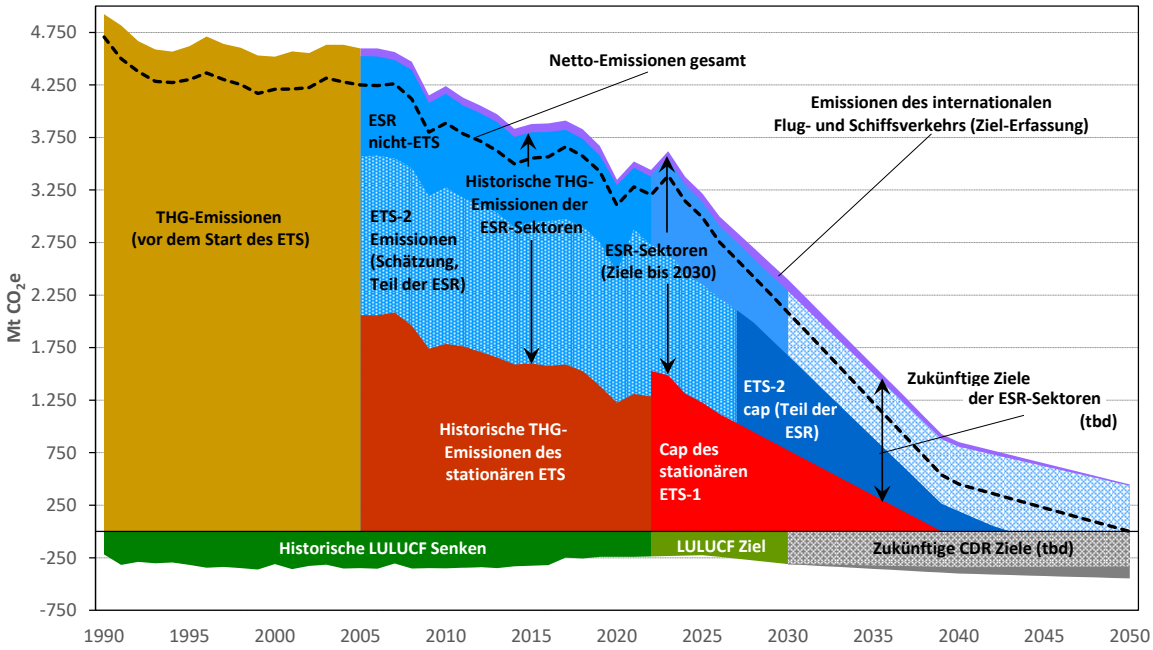
Für die CO_2-basierte Energiebepreisung ist ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene notwendig, um deren Effektivität zu steigern und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten zu vermeiden. Um das Zusammenspiel verschiedener Marktunvollkommenheiten zu adressieren, sind neben dem Emissionshandel ausgewählte komplementäre Maßnahmen sinnvoll. Diese dürfen allerdings bestehende und/oder geplante marktorientierte Instrumente nicht konterkarieren. Zudem ist es von entscheidender Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen so konzipiert sind, dass sie vor dem Hintergrund beschränkter fiskalischer Spielräume langfristig durchhaltbar sind. Eine kohärente und koordinierte Politik ist ein wesentlicher Faktor für den Erfolg von Klimaschutzmaßnahmen. Obwohl ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems technologieoffen sein sollte, gibt es aufgrund der langen Zeitskalen unverzichtbare und nicht aufschiebbare technologiespezifische Entscheidungen (sogenannte "No-regret"-Maßnahmen). Diese konzentrieren sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie auf Bereiche, in denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben.

In der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung gibt es gute Beteiligungsprozesse (z. B. den NEP-Prozess), die durch die Förderung von Transparenz und Partizipation sowie die Berücksichtigung verschiedener Perspektiven zu einer verbesserten Akzeptanz und Wirksamkeit von politischen Entscheidungen führen können. Andere Prozesse, bei denen die Beteiligung der Stakeholder zwar formal vorgesehen ist, die aber in der Praxis zeitaufwendig sind und zugleich wenig Einfluss auf die Entscheidungsfindung haben, können allerdings Frustration und Misstrauen in der Bevölkerung und bei den Beteiligten hervorrufen und die Legitimität von politischen Entscheidungen untergraben. Notwendige Maßnahmen zum Klimaschutz werden insbesondere für die kommende Phase der Transformation mit Härten für Industrie und/oder Haushalte verbunden sein, sind aber zum Erreichen der Klimaziele unvermeidbar. Für eine breite Akzeptanz dieser Maßnahmen in der Gesellschaft ist es zentral, dass ein konsistentes Gesamtkonzept für die Transformation entwickelt und kommuniziert wird, welches die Belastungen für die betroffenen Haushalte ausgewogen verteilt. Weitere zentrale Aspekte sind eine frühzeitige Ankündigung neuer Maßnahmen für eine bessere Planbarkeit sowie eine transparente Kommunikation.

10.1 Europäischer Emissionshandel

534. Das 2005 gestartete Emissionshandelssystem der Europäischen Union für Großemittenten der Energiewirtschaft und der Industrie sowie den Flugverkehr (European Union Emissions Trading System – EU-ETS) bildet nicht nur ein CO_2-Bepreisungsinstrument, sondern auch eine Säule des Verpflichtungssystems der EU-Klimapolitik (vgl. Abbildung 10-1).

Abbildung 10-1: Zielarchitektur der EU-Klimaschutzpolitik, 2005-2050



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

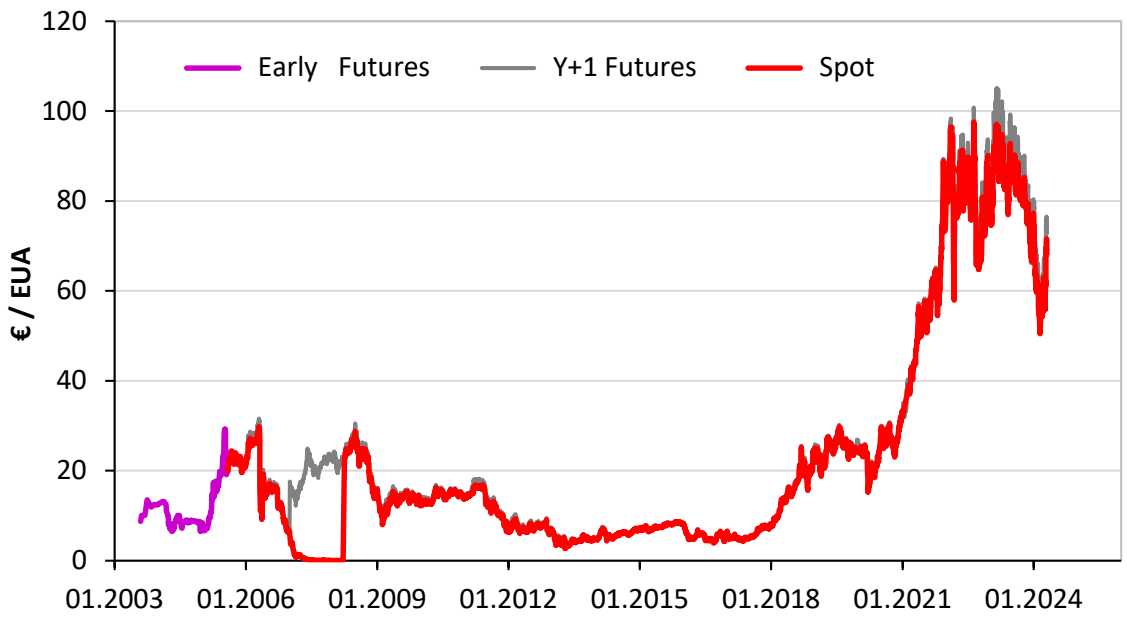
535. Zusammen mit den auf die EU-Mitgliedsstaaten heruntergebrochenen Emissionsminderungsverpflichtungen der EU-Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR, Europäische Union 2023e, Europäische Kommission 2023) sowie der EU-Verordnung zu Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry Regulation – LULUCF, Europäische Union 2018) sichert die EU-ETS-Richtlinie (Europäische Union 2023a) die Einhaltung der übergeordneten Ziele des Europäischen Klimagesetzes (Europäische Union 2021). Im Rahmen der Maßnahmen der Fit-for-55-Gesetzgebung ist die EU-ETS-Richtlinie im Jahr 2023 grundlegend überarbeitet worden. Neben einer Reihe eher technischer Aspekte betrifft dies vor allem die folgenden Kernregelungen (Europäische Union 2023 a,b,c):

- Das Mengenziel (Cap) des EU-ETS wurde deutlich angeschärft. Umgesetzt wurde dies über die Einmal-Absenkung des Cap sowie eine Erhöhung des sog. Linearen Reduktionsfaktors, der die jährliche Absenkung des Cap determiniert und auch über das Jahr 2030 hinausreicht. Der Lineare Reduktionsfaktor beträgt ab 2024 4,3 % sowie ab 2028 4,4 %. Auf Basis der aktuellen Trajektorie des Cap werden im Jahr 2038 letztmalig Emissionsberechtigungen des EU-ETS in den Markt gebracht.
- Der Geltungsbereich des EU-ETS wurde von stationären Anlagen und dem Flugverkehr auf die Hochseeschifffahrt ausgeweitet.

- Die Niveaus der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen auf Basis von Benchmarks werden (leicht) gesenkt, ihr Anwendungsbereich wird teilweise geändert sowie stärker an die reale Emissionsentwicklung und an die Einführung des Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM, s.u.) gebunden.
- Die Regelungen zur Marktstabilitätsreserve (Market Stability Reserve - MSR) wurden deutlich überarbeitet.
- Die Regelungen zur Verwendung des Einkommens aus den Auktionen für Emissionsberechtigungen wurden angepasst, dazu gehören auch die Ausweitung des Innovations- und des Modernisierungsfonds sowie die Schaffung des Klima-Sozialfonds.

536. Das zentrale Reformelement bildet die Anpassung des Mengenziels. Auch unter Berücksichtigung der Freisetzung von Emissionsberechtigungen aus der MSR müssen die vom EU-ETS regulierten Anlagen vor 2040 ihre Emissionen auf Null senken. Regelungen zur Nutzung von Negativemissionsoptionen befinden sich derzeit in der Diskussion bzw. Erarbeitung.

Abbildung 10-2: Preisentwicklung im EU-Emissionshandel (EU-ETS)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

537. Im Zuge der Reform des EU-ETS, aber auch bedingt durch die massiv steigenden Preise und zunehmenden Preisdifferenzen zwischen hoch- und niedrig-CO_2-intensiven Brennstoffen sind die Preise für die Emissionsberechtigungen des EU-ETS bis Anfang 2023 massiv gestiegen und haben das Niveau von 100 €/EUA erreicht bzw. überschritten. Im Zuge der massiv rückläufigen Brennstoffpreise bzw. Preis-Spreads sowie der aktuellen Konjunktursituation sind die Preise aber im

Verlauf des Jahres 2023 massiv zurückgegangen und haben teilweise das Niveau von 60 €/EUA unterschritten, wobei diese Preisniveaus relativ gut durch den Preisunterschied zwischen Erdgas- und Steinkohle erklärt werden können. Die augenblickliche Preisbildung im EU-ETS reflektiert kaum die gravierende Knappheitssituation in der mittel- und langfristigen Perspektive. Diese Situation wie auch andere, z. B. regulatorische Unsicherheiten, haben massive Implikationen für das Vertrauen der Investoren in längerfristige Klimaneutralitätsinvestitionen, deren Kosten nicht oder nur wenig durch die heute vorherrschenden Determinanten der CO_2-Preise bestimmt werden.

538. Mit der Einführung des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der Europäischen Union ab Oktober 2023 (Start der ersten Berichtsphase) werden auch die Maßnahmen zum Carbon Leakage-Schutz auf eine neue Grundlage gestellt (Europäische Union 2023c,d, Öko-Institut 2023). Die damit einhergehende Abschmelzung der kostenlosen Zuteilung wird die Anreizeffekte des EU-ETS für Emissionsminderungen im Bereich der CO_2- und handelsintensiven Industrien deutlich erhöhen. Bis zum Jahr 2030 sollen die kostenlosen Zuteilungen von Emissionsberechtigungen für Anlagen, die vom CBAM erfasste Produkte herstellen, schrittweise um 51,5 % reduziert werden und dann nach weiteren Zwischenschritten bis 2034 komplett entfallen. Für die CBAM wird ein umfassendes System aus Genehmigungen, Zertifikaten und Registern geschaffen. Der allein auf die Einführung der notwendigen Genehmigungs- und Berichtspflichten abstellenden Einführungsphase des CBAM folgt ab 2026 der umfassende Start des Systems mit Abgabepflichten von CBAM-Zertifikaten für den Import von dem CBAM unterliegenden Gütern. Die Expertenkommission begrüßt die Einführung des CBAM als weiteren Schritt zur Vermeidung bzw. Begrenzung von Carbon Leakage, sieht jedoch weiteren dringenden Handlungsbedarf. Sie vertritt die Einschätzung, dass neben den engeren ökonomischen Wirkungen des Instruments auch ein politisches Signal zur Dekarbonisierung von Wertschöpfungsketten gesetzt wird und entsprechende Ausstrahlungseffekte entstehen können. Sie weist jedoch auch darauf hin, dass trotz des sehr komplexen und administrativ aufwendigen Instrument Carbon Leakage-Effekte auf höhere Wertschöpfungsstufen verschoben werden könnten (SVRV 2020) und dass die Exporte von klimaneutral hergestellten Gütern aus der Europäischen Union durch den CBAM nicht flankiert werden. Deswegen ist zunächst ein sorgfältiges und intensives Monitoring der praktischen Effekte des CBAM sinnvoll und notwendig. Weiterhin sollten frühzeitig Prozesse aufgesetzt werden, um ggf. auch höhere Wertschöpfungsstufen in den CBAM einzubeziehen. Schließlich weist die Expertenkommision nachdrücklich darauf hin, dass die Entwicklung und Umsetzung von im internationalen Raum breiter wirkenden Instrumenten notwendig ist bzw. intensiv weiter verfolgt werden sollte.

539. Neben der umfassenden Reform des EU-ETS wurde mit der Novelle der EU-ETS-Richtlinie auch die Einführung eines zweiten Emissionshandelssystems (ETS-2) ab 2027 beschlossen (Europäische Union 2023c, Graichen und Ludig 2024):

- Der Geltungsbereich des ETS-2 erstreckt sich auf die CO_2-Emissionen der nicht vom EU-ETS erfassten stationären Verbrennungsanlagen in den Bereichen Haushalte, Kleinverbrauch, Industrie und Energiewirtschaft sowie des Straßenverkehrs. Andere

Treibhausgasemissionen wie Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) oder F-Gase werden nicht vom ETS-2 erfasst. Ein unilaterales Opt-in seitens der Mitgliedsstaaten ist möglich. Gleiches gilt für ein zeitweise Opt-out bei Vorhandensein mindestens gleichwertiger CO_2-Bepreisungsmechanismen.

- Das Mengenziel (Cap) des ETS-2 ist an den (EU-weiten) Emissionsminderungspfad der ESR gekoppelt. Auch das Cap des ETS-2 wird über einen Linearen Reduktionsfaktor jährlich reduziert. Danach sinkt diese ab 2028 jährlich um 5,38 %.[32] Dieser wurde so festgelegt, dass europaweit die vom ETS-2 erfassten Emissionen bis 2030 um 43 % gegenüber dem Jahr 2005 sinken. Auf Basis dieses Reduktionsfaktors werden im ETS-2 voraussichtlich im Jahr 2043 letztmalig Emissionsberechtigungen ausgegeben.
- Verpflichtete des Systems sind nicht die Emittenten (Downstream-ETS) sondern die Inverkehrbringer fossiler Energieträger (Upstream-ETS), die die Kosten für die Emissionsberechtigungen dann auf ihre Produktpreise aufschlagen werden.
- Die Allokation der Emissionsberechtigungen des ETS-2 erfolgt ausschließlich über Versteigerungen.
- Für den ETS-2 wird eine MSR geschaffen, die jedoch getrennt von der MSR des EU-ETS betrieben wird. Für die MSR erfolgt eine Erstausstattung von 600 Millionen Emissionsberechtigungen, die nicht auf das Cap des ETS-2 angerechnet werden.
- Es wird ein mehrstufiges Verfahren zur mengenbasierten Preisbegrenzung eingeführt, über das hohe oder sehr stark steigende CO_2-Preise begrenzt werden sollen, das aber nur sehr begrenzte Wirkungen zeigen kann (vgl. Graichen und Ludig 2024).
- Es werden umfassende Vorgaben für die Verwendung des Aufkommens aus den Zertifikatsauktionen des ETS-2 geschaffen (vgl. Kap. 8 und 10.3).

540. Dem ETS-2 kommt in der Klimaschutzarchitektur eine andere Rolle zu als dem EU-ETS, da er die Verpflichtungen der ESR nicht ersetzt, sondern als eines der Instrumente eingeordnet wird, die zur Erfüllung der umfassenderen nationalen Verpflichtungen der ESR beitragen. Das ESR-Ziel für Deutschland für das Jahr 2030 beträgt nach dieser aktuellen ESR-Reform 50 % (im Vergleich zum Niveau von 2005) und liegt damit deutlich über der o.g. Emissionsminderungsvorgabe des ETS-2 von 43 %. Neben zusätzlichen Emissionsminderungen über andere Instrumente kommen für die Erfüllung des ESR-Ziels auch diverse Flexibilitätsmechanismen in Betracht (Banking und Borrowing innerhalb der ESR, Gutschriften von Land Mitigation Units (LMU) oder Erwerb von ESR-Emissionsrechten von anderen Staaten), die jedoch verschiedenen Beschränkungen unterliegen (Öko-Institut et al. 2023).

[32] Die Cap-Berechnung für das Jahr 2027 erfolgt auf Grundlage einer Sonderregel.

541. Für eine mögliche Verbindung des EU-ETS und ETS-2 gibt es einen klaren Zeitplan. Konkret soll die Kommission bis zum 31. Oktober 2031 bewerten, ob eine Integration von EU-ETS und ETS-2 anzustreben ist (Art. 30i der EU-ETS-Richtlinie). Die Expertenkommission begrüßt, dass eine solche mögliche Verbindung geprüft wird. Bis 2031 sollten für diese Überprüfung ausreichend Erfahrungen mit dem ETS-2 vorliegen. Sie weist aber auch darauf hin, dass mit der potentiellen Integration der beiden Emissionshandelssysteme zusätzliche Unsicherheiten für Investoren entstehen können und durch die unterschiedlichen Grenzvermeidungskosten in beiden Systemen auch eine neue Qualität von Verteilungs- und Standortproblemen entstehen können.

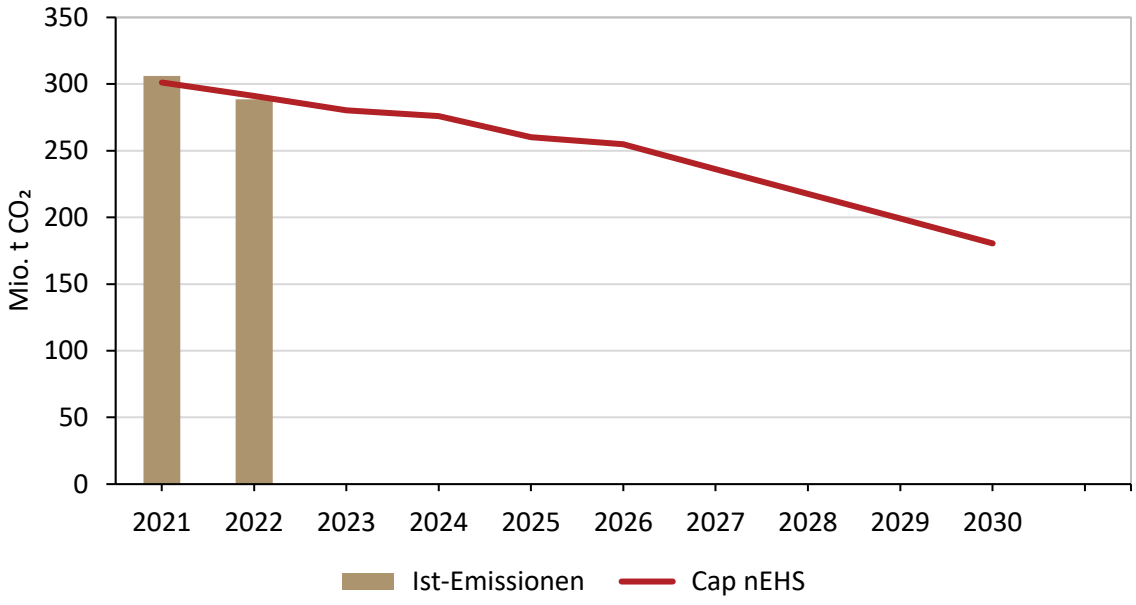
542. Die mit den Caps des EU-ETS sowie des ETS-2 einhergehenden Vorgaben von Netto-Null-Emissionszielen müssen zukünftig durch Regelungen ergänzt werden, wie und in welchem Umfang Zertifikate für Negativemissionen im EU-ETS bzw. im ETS-2 eingesetzt werden können (WPKS 2021). Die Expertenkommission sieht die Komplexität der hiermit verbundenen Fragen zu strategischer Konsistenz (v.a. mit Blick auf die sog. Mitigation Deterrence), ökonomischer Effizienz (v.a. aus der dynamischen Perspektive) sowie zur Praktikabilität und Robustheit. Sie weist auf die enorme Wichtigkeit einer rechtzeitigen und umfassenden Analyse, Diskussion und Bewertung dieser Fragen hin (vgl. WPKS 2021).

10.2 Nationales (Brennstoff-) Emissionshandelssystem

543. Bereits Anfang Januar 2021 ist in Deutschland ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) eingeführt worden. Die gesetzlichen Grundlagen sind im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) geregelt. Der Geltungsbereich des nEHS umfasst alle nicht vom EU-ETS erfassten stationären Anlagen sowie den gesamten Verkehr jenseits des Luftverkehrs, der Hochseeschifffahrt und der Binnenschifffahrt. Für Kohle und Abfall erfolgte eine schrittweise Einbeziehung.

544. Das Mengenziel (Cap) des nEHS beträgt 74,5 % des deutschen ESR-Ziels (§ 4 Absatz 1 BEHG). Die genaue Höhe des Caps wird in § 34 der Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) festgelegt. Das Cap für zukünftige Jahre ist jedoch vorläufig, da es sich noch an den bisherigen Zielen der EU-Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR) orientiert (Emissionsreduktion von 38 % bis 2030 ggü. 2005). In Folge der Überarbeitungen im Rahmen des Fit-for-55-Pakets wurde das deutsche ESR-Ziel auf eine Emissionsreduktion von 50 % bis 2030 ggü. 2005 neu ausgerichtet. In der Folge wird dann auch das Cap für den nEHS noch angepasst werden. Die Abbildung 10-3 zeigt die Emissionsentwicklung in den Jahren 2021 und 2022 und den Verlauf des Cap im nETS. Da durch die Festpreise in der Einführungsphase (s.u.) die Zielerreichung nicht sichergestellt ist, überschritten die Emissionen das Cap im Jahr 2021 um 5 Mio. t CO_2. Im Jahr 2022 hingegen, lagen die Emissionen im nEHS vor dem Hintergrund der hohen Erdgaspreise sowie der sonstigen Maßnahmen zur Erdgaseinsparung (vgl. Kap. 4.2) um 2 Mio. t CO_2 unter dem Cap (DEHSt 2023). Daten für das Jahr 2023 lagen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes noch nicht vor.

Abbildung 10-3: Cap und Emissionen im nationalen Brennstoffemissionshandel



Quelle: DEHSt 2023, § 34 BEHV.

Tabelle 10-1: CO_2-Preis Entwicklung im nEHS (€/t CO_2)

	Regelungszeitpunkt			
	Dezember 2019	November 2020	November 2022	Dezember 2023
2021	10	25	25	25
2022	20	30	30	30
2023	25	35	30	30
2024	30	45	35	45
2025	35	55	45	55
2026	35-60	55-65	55-65	55-65
ab 2027	freie Preisbildung			

Quelle: BEHG

545. Für die Einführungsphase des nEHS wurden für die unterschiedlichen Jahre Festpreise festgelegt. Der CO_2-Preispfad sieht von 2021 bis 2025 einen schrittweisen Anstieg des Preises von 25 auf 55 Euro pro Emissionszertifikat vor, wobei sich der Preis ab 2026 im Markt bilden soll. Für das Jahr 2026 liegt dieser variable Preis in einem festgelegten Korridor zwischen einem Mindest- und Höchstpreis von 55 bzw. 65 Euro. Im Zeitverlauf wurden die Festpreise im Brennstoffemissionshandelsgesetz durch den Gesetzgeber relativ oft geändert (Tabelle 10-1). Die Expertenkommission weist darauf hin, dass diese Änderungen das Vertrauen bzw. die Robustheit der Preiswartungen seitens der für das nEHS/den ETS-2 relevanten Investoren in Klimaneutralitätstechnologien nicht

befördert haben. Bezüglich der zukünftigen Preisniveaus im nEHS (wie auch in der wahrscheinlichen Anschlusslösung des ETS-2) sind erhebliche Unsicherheiten zu konstatieren, die sich erstens aus den Annahmen zum gesamten Instrumentenmix im Geltungsbereich des nEHS und zweitens aus der bisher weitgehend fehlenden empirischen Evidenz zu den Preissensitivitäten für die Gesamtheit der vom nEHS bzw. ETS-2 betroffenen Emittenten ergeben. Die vorliegenden Preisprojektionen liegen unter Maßgabe dieser Aspekte zwischen 50 und mehreren Hundert Euro je Tonne CO_2 (Graichen und Ludig 2024).

546. Ab 2027 beginnt auf europäischer Ebene der Betrieb des ETS-2. Der Anwendungsbereich des ETS-2 ist ohne Berücksichtigung von Opt-in-Möglichkeiten kleiner als der des nEHS. Zum Beispiel umfasst der ETS-2 nur den Straßenverkehr, aber landwirtschaftliche Verkehre und den Schienenverkehr nicht. Insgesamt wird erwartet, dass der Anwendungsbereich des ETS-2 für Deutschland etwa 2 % unter dem des nEHS liegt. Ein Opt-in für diese weiteren Sektoren ist möglich (Art. 30j der EU-Emissionshandelsrichtlinie). Details des Opt-ins werden im Rahmen einer delegierten Verordnung der EU-Kommission konkretisiert. Die Expertenkommission empfiehlt, dass Deutschland die Möglichkeit eines Opt-Ins nutzen sollte, um zu vermeiden, dass regulatorische Unsicherheiten und Regulierungslücken auftreten und dadurch bestimmte CO_2-Vermeidungsoptionen nicht mehr adressiert werden.

547. Es ist unsicher, wie stark der ETS-2 zu Emissionsminderungen in Deutschland beitragen wird. Durch die Marktstabilitätsreserve und verschiedene Preissteuerungselemente (Artikel 30 h der EU-Emissionshandelsrichtlinie) hat der ETS-2 nur eine eingeschränkt feste Emissionsobergrenze. Auch jenseits der bisherigen Regelungen zur Preisbegrenzung ist das Risiko politischer Interventionen zur faktischen Außerkraftsetzung des Cap sehr hoch. Dies gilt nicht nur aus der Perspektive Deutschlands sondern auch und besonders mit Blick auf EU-Mitgliedstaaten mit deutlich geringeren Wohlstandsniveaus.

548. Nach den aktuellen Plänen der Regierungskoalition soll der nETS in den ETS-2 überführt werden (SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP 2021). Für den Übergang vom nEHS und ETS-2 gibt es verschiedene Optionen. Dabei ist grundsätzlich zu berücksichtigen, dass der ETS-2 auf die Erreichung des weniger ambitionierten europäischen Ziels einer Emissionsminderung von 40 % bis 2030 ggü. 2005 abzielt (für die ESR in der EU-27), während Deutschland im Rahmen der ESR ein ambitionierteres Ziel von 50 % verfolgen muss.

- Option 1: Wenn der nEHS ab 2027 durch das ETS-2 abgelöst wird (ggf. unter Nutzung diverser Opt-in-Möglichkeiten), müsste der klimapolitische Instrumentenmix für die vom nEHS regulierten Bereiche neu gestaltet bzw. kalibriert werden, um die nationale Zielerreichung sicherzustellen.
- Option 2: Alternativ könnte der nEHS in einen nationalen CO_2-Mindestpreis für den ETS-2 überführt werden. Hier wäre für die Umsetzung allerdings eine Reihe von diversen Rechtsfragen zu berücksichtigen (Stiftung Umweltenergierecht 2019).

- Option 3: Es könnte der nEHS beibehalten und der ETS-2 zusätzlich eingeführt werden, um über die Kombination beider Instrumente sicherzustellen, dass die nationalen Emissionsminderungsziele erreicht werden. Mit diesem Modell würden allerdings doppelte Regulierungen und Infrastrukturen erforderlich.

549. Die Expertenkommission hält den Einstieg in eine konsequente CO_2-Bepreisung für Verkehr, Gebäudewärme und nicht vom EU-ETS erfasste Bereiche für einen wichtigen Beitrag zur umfassenden Instrumentierung einer Klimaneutralitätsstrategie. Um die mit der Ablösung des nEHS durch den ETS-2 vor allem in zeitlicher Hinsicht entstehenden Unsicherheiten abzufedern, empfiehlt die Expertenkommission eine intensive und umfassende Diskussion von Ergänzungsregelungen für den ETS-2, um die nationalen Minderungsziele zu erreichen, die durch die Effort-Sharing-Regulation vorgegeben werden. Die Einführung eines Mindestpreises für den ETS-2 kann die Erreichung nationaler Minderungsziele robust flankieren.

10.3 CO_2-basierte Energiepreisreform

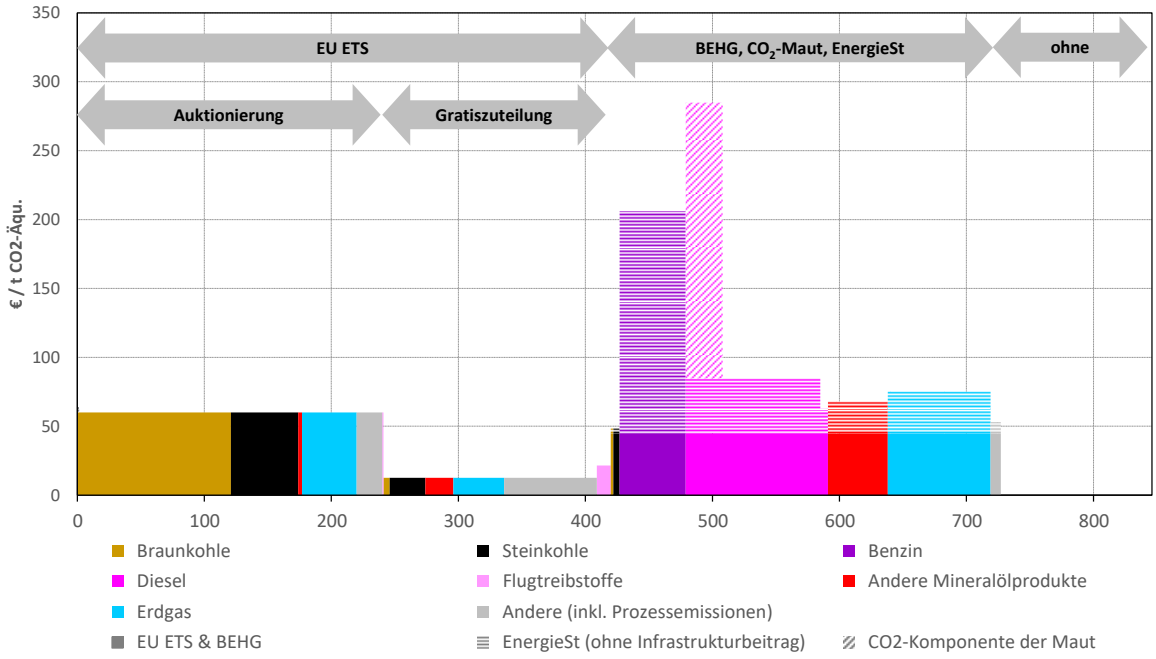
550. In Deutschland wird, teilweise auch bedingt durch EU-weit eingeführte Instrumente, die direkte und implizite Treibhausgas- (THG-) Bepreisung durch eine Reihe unterschiedlicher Instrumente verfolgt. Diese historisch entstandene Vielfalt führt zu einer sehr heterogenen Landschaft der THG -Bepreisung. Die Abbildung 10-4 zeigt die kombinierte Wirkung der unterschiedlichen expliziten und impliziten CO_2-Bepreisungsmechanismen.[33] Während die Preisanreize im Bereich der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen des EU-ETS (auch im Kontext der verschiedenen Ex-post-Anpassungen der Gratiszuteilung) auf einem sehr geringen Niveau liegen, werden im Bereich der Vollauktionierung im EU-ETS derzeit CO_2-Preise von 60 €/t CO_2 wirksam. Im Bereich Verkehr besteht eine sehr große Bandbreite effektiver CO_2-Preise[34], die von 0 €/t CO_2 für den Extra-EU-Luftverkehr über 22€/t CO_2 für den Intra-EU-Luftverkehr[35], 63 €/t CO_2 für Agrardiesel, 85 € für den nicht der LKW-Maut unterliegenden Diesel und 206 €/t CO_2 für Benzin bis zu 285€/t CO_2 für die der LKW-Maut unterliegenden Dieselfahrzeuge reicht. Für Heizstoffe verlieren die unterschiedlichen impliziten CO_2-Steuersätze der Energiesteuern inzwischen sehr weitgehend durch die Bepreisungsbeiträge des nEHS an Bedeutung.

[33] Die Übersicht ist hinsichtlich der Emissionsdaten sowie der verschiedenen direkten und indirekten Bepreisungsansätze umfassender, aktueller und feiner differenziert als die entsprechende Übersicht der OECD (2023). Insbesondere wurden die der Infrastrukturfinanzierung zuzurechnenden Aufkommensanteile der Kraftstoffbesteuerung nicht der CO_2-Bepreisung zugerechnet.

[34] Für die Kraftstoffsteuern wurden die Energiesteuersätze nach Beiträgen zur Infrastrukturfinanzierung (für die neben der Energiebesteuerung auch die Kfz-Steuern sowie die Maut für die verschiedenen Fahrzeugklassen herangezogen wurden) sowie die verbleibende implizite CO_2-Bepreisung differenziert. Zur dafür verwendeten Methode vgl. Öko-Institut (2021).

[35] Mit dem Auslaufen der kostenlosen Zuteilung für den Luftverkehr steigen die effektiven CO_2-Preise dann ab 2026 auch im Intra-EU-Luftverkehr auf das jeweilige Marktpreisniveau.

Abbildung 10-4: Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland



Anmerkung: Erfassung der CO_2-Bepreisungssysteme zum Stand von Mitte 2024, EU-ETS-Preis 60 €/EUA, 79 % Gratiszuteilung, bei Energiesteuern nur die nicht der Infrastrukturfinanzierung zuzurechnenden Aufkommensanteile, Emissionsstrukturen 2021, bereinigt um untypische Sektoreffekte (Flugverkehr etc.)
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

551. Die Tabelle 10-2 vermittelt einen Eindruck der über die Energiebesteuerung entstehenden impliziten CO_2-Bepreisungssätze. Insbesondere für Heizöl, Kohle, aber auch grauen Wasserstoff (für den Einsatz in Verbrennungsmotoren) entstehen aus Sicht der CO_2-Vermeidungsanreize erhebliche Unterschiede bzw. Verzerrungen. Nicht dargestellt ist in der Übersicht die Besteuerung von Strom, für den die implizite CO_2-Besteuerung sehr stark von der unterstellten Emissionslast der Stromerzeugung abhängt, aber aktuell in jedem Fall deutlich über der der betrachteten Heizstoffe liegt. Mit der Einpreisung der CO_2-Kosten des EU-ETS im Großhandelsmarkt und der zusätzlichen Besteuerung von Strom auf der Endverbrauchsseite entsteht damit eine erhebliche Doppel- bzw. Überbelastung von Strom durch die Kombination der expliziten und der impliziten CO_2-Bepreisung.

Tabelle 10-2: Energiesteuern und implizite CO_2-Bepreisung

			Nominaler Steuersatz	Impliziter Steuersatz	Ohne Infrastrukturfinanzierung
			€/ME	€/t CO_2	
Erdgas (Wärme)	EUR/MWh (H_o)	aktuell	5,50	30,23	
Heizöl EL	EUR/1.000 l	aktuell	61,35	23,03	
Heizöl S (Wärme)	EUR/t	aktuell	25,00	7,94	
Heizöl S (Strom)	EUR/t	aktuell	25,00	7,94	
Benzin unverbleit	EUR/1.000 l	aktuell	654,50	286,76	161,01
Diesel	EUR/1.000 l	aktuell	470,40	179,06	39,81
Kohle (Wärme)	EUR/GJ	aktuell	0,33	3,47	
Wasserstoff (Verbrenner)*	EUR/kg	aktuell	0,55	15,91*	
Wasserstoff (BSZ)	EUR/kg	aktuell	0,00	0,00	

Anmerkung: * Wenn Wasserstoff als Heizstoff eingesetzt wird, unterliegt er nicht der Energiebesteuerung. Der Einsatz als Kraftstoff unterliegt der Energiebesteuerung, es sei denn der Wasserstoff wird in Brennstoffzellen eingesetzt. Für die Berechnung der impliziten CO_2-Steuer für grauen Wasserstoff wurde für eine Umwandlungseffizienz des Steam-Reformers von 70 % (ohne CCS) angesetzt. Weitere Vorkettenemissionen wurden nicht berücksichtigt. ME = Mengeneinheit
Quelle: Energiesteuergesetz, Berechnungen des Öko-Instituts.

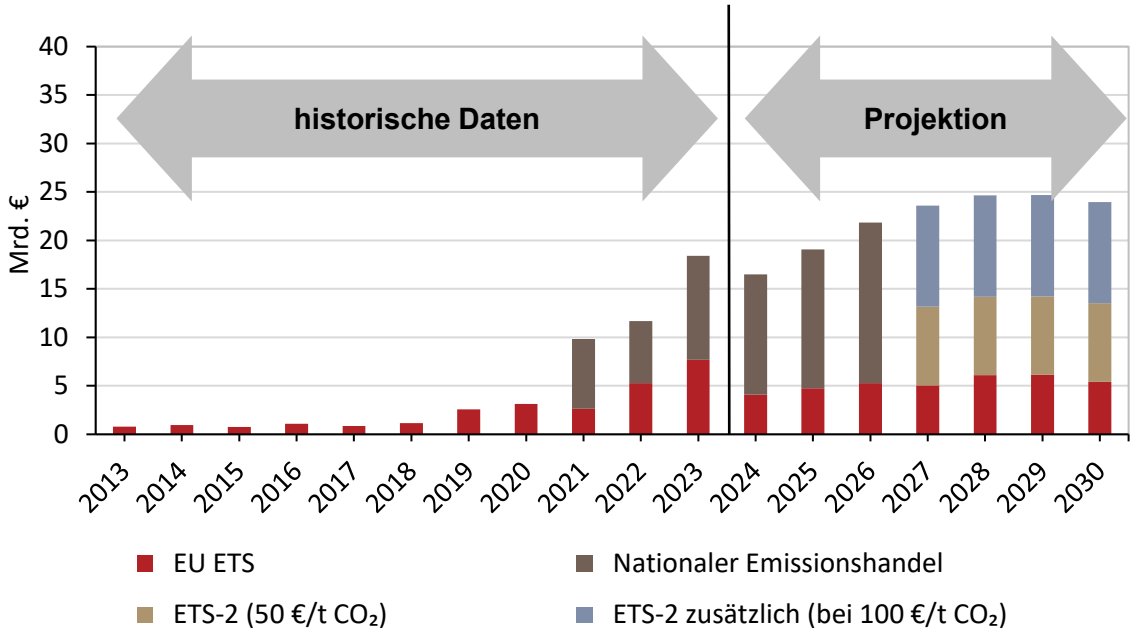
552. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform ein zentraler Bestandteil eines effektiven und effizienten Rahmens zur Erreichung der langfristigen Energiewende- und Klimaschutzziele. Hier hat die Bundesregierung mit der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes (im § 9b StromStG ist die Absenkung des Steuersatzes bisher auf die Jahre 2024 und 2025 beschränkt) und der Umfinanzierung der EEG-Umlage wichtige erste Schritte in die richtige Richtung gemacht. Im Zuge der geplanten Revision der EU-Energiesteuerrichtlinie (Energy Taxation Directive – ETD, Europäische Kommission 2021a, Europäische Kommission 2021b) soll der Mindeststeuersatz für Strom auf einheitlich 0,54 €/MWh reduziert werden, wobei dieser ab 2024 jeweils auf Basis des unionsweit harmonisierten Verbraucherpreisindex (ohne Energie und unverarbeitete Nahrungsmittel) angepasst werden soll. Die Expertenkommission empfiehlt nachdrücklich, dass die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweils europarechtlich zulässige Mindestniveau abgesenkt wird.

553. Außerdem sind in der geplanten Revision der ETD weitere Vorgaben zur Steuerstruktur (Art. 5 im Entwurf der ETD-Novelle) vorgesehen. Für die Steuerhöhe wird eine „Rangfolge“ eingeführt, die sich an ökologischen Kriterien orientiert. In der Folge müssen fossile Energieträger höher besteuert werden als Strom, wenn die Revision der EU-Energiesteuerrichtlinie beschlossen wird. Die Höhe der Besteuerung für fossile Brennstoffe soll nach dem Entwurf der EU-Energiesteuerrichtlinie bezogen auf den Energiegehalt vereinheitlicht werden. Eine niedrigere Besteuerung von Kohle im Vergleich zu Erdgas wäre dann nicht mehr möglich. Außerdem wäre es vor diesem Hintergrund notwendig die Steuersätze von Benzin und Diesel bezogen auf den Energiegehalt zu vereinheitlichen. Um die Lenkungswirkung der Besteuerung von Heizstoffen zu verbessern und die Senkung der Stromsteuer gegenzufinanzieren, empfiehlt die Expertenkommission eine Anpassung und Vereinheitlichung der Energiesteuern für fossile Heizstoffe. Um die Lenkungswirkung bei der

Besteuerung von Kraftstoffen zu erhöhen, sollten nach Auffassung der Expertenkommission Diesel und Erdgas nicht mehr geringer besteuert werden als Benzin.

554. Auch für die Gegenfinanzierung einer CO_2-orientierten Energiepreisreform spielen die Einnahmen aus dem EU-ETS sowie dem nEHS sowie dem ETS-2 eine wichtige Rolle. Die Abbildung 10-5 zeigt die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung in Deutschland (EU-ETS und nEHS). Bis 2023 sind Ist-Werte dargestellt. Nachdem die Auktionserlöse aus dem EU-ETS in Deutschland bis zum Jahr 2018 etwa 1 Mrd. Euro pro Jahr betrugen, sind sie durch die höheren CO_2-Preise in den letzten Jahren stark angestiegen und erreichten im Jahr 2023 ein Niveau von 7,7 Mrd. Euro. Im nationalen Emissionshandel (nEHS) wurden im Jahr 2023 Einnahmen in Höhe von 10,7 Mrd. Euro erzielt (DEHSt 2024). In Summe flossen dem Energie- und Klimafonds im Jahr 2023 also Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung in Höhe von 18,4 Mrd. € zu. In den nächsten Jahren werden die Einnahmen insbesondere aus dem nationalen Emissionshandelssystem ansteigen, da die Festpreise ansteigen bzw. der Übergang zur marktbasierten Preisbildung erfolgt. Im Jahr 2026 könnten dann Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung in einer Größenordnung von etwas über 20 Mrd. € erwartet werden.[36]

Abbildung 10-5: Ist-Stand und Projektion für die Auktionseinnahmen aus dem EU-ETS (stationär), dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) und dem ETS-2



Anmerkungen: Für den EU-ETS wurde nur der stationäre Sektor berücksichtigt, EU-ETS-Preise von 70 €/EUA (2024) bis 100 €/EUA (2030).

[36] Für die Abbildung 10-5 wurden die Versteigerungseinnahmen durch Multiplikation des jeweiligen Festpreises bzw. dem oberen Bandbreitenwert des Preiskorridors mit dem entsprechenden Cap berechnet.

Quelle: EEA (2022) für die Auktionseinnahmen im EU-ETS bis Ende 2022, DEHSt (2024), Agora (2023) und Berechnungen des Öko-Instituts (Werte ab ab 2024).

555. Ab 2027 ist die Entwicklung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung mit deutlich höheren Unsicherheiten verbunden. Im ETS-2 werden die Auktionseinnahmen anhand der historischen Emissionen in den Jahren 2016 bis 2018 auf die Mitgliedsstaaten verteilt (Artikel 30d (4)). Der deutsche Anteil beträgt etwa 23,7 % (Agora 2023). Vom Cap des ETS-2 werden zuerst die Auktionsmengen abgezogen, die für den Klimasozialfonds versteigert werden. Nach Agora (2023) beträgt der deutsche Anteil der Auktionseinnahmen etwa 8 Mrd. € pro Jahr, wenn Preise von 50 €/t CO_2 erreicht werden).[37] Bei höheren CO_2-Preisen von 100 €/t CO_2 steigen die Einnahmen auf etwa 18 Mrd. € pro Jahr (der Anstieg ist leicht überproportional, weil bei höheren CO_2-Preisen weniger Zertifikate für den Klimasozialfonds versteigert werden müssen). Im EU-ETS wurden die Auktionseinnahmen mit dem MSR-Rechner des Öko-Instituts berechnet und betragen etwa 5 Mrd. €/Jahr.[38] Das im Jahr 2023 erreichte Niveau von Einnahmen in Höhe von knapp 20 Mrd. € könnte also je nach Entwicklung der CO_2-Preise auch in den nächsten Jahren erreicht bzw. überschritten werden. Bei ungünstigeren Preisentwicklungen können sich die Einnahmen aus den Versteigerungen von CO_2-Zertifikaten für Deutschland aber auch eher auf einem Niveau von 15 Mrd. € bewegen. Die in Abbildung 10-5 gezeigten Analysen verdeutlichen aber auch, dass der größere Teil der Unsicherheiten für die zugunsten Deutschlands entstehenden Versteigerungseinnahmen aus dem Bereich des ETS-2 resultieren. Dies könnte ggf. durch einen Mindestpreis im Bereich des ETS-2 abgefedert werden.

556. Die für Deutschland entstehenden Einnahmen aus dem EU-ETS und dem nEHS sowie zukünftig dem ETS-2 fließen dem Klimaschutz- und Transformations-Fonds (KTF) zu. Die EU-Emissionshandelsrichtlinie sieht eine Zweckbindung für die Verwendung dieser Einnahmen vor.[39] Möglich sind z. B. die Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen, die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien oder des dafür notwendigen Netzausbaus und Unterstützungsmaßnahmen um Minderungen bei vulnerablen Gruppen zu ermöglichen.

557. Die Expertenkommission hat bereits in früheren Stellungnahmen eine CO_2-basierte Energiepreisreform vorgeschlagen (EWK 2021). Dabei sollen die Umlagen und Abgaben auf Strom gesenkt werden und dies mit einer CO_2-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Die Bundesregierung hat mit der Umfinanzierung der EEG-Umlage einen ersten richtigen Schritt in diese Richtung gemacht. Vor dem Hintergrund der aktuell steigenden Netznutzungsentgelte, insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt, empfiehlt die Expertenkommission

[37] Dargestellt ist der jährliche Durchschnitt der Jahre 2027 bis 2032. Durch die MSR können sich zwischen den Jahren Schwankungen ergeben.

[38] Für die Berechnung wurde ein Anstieg der CO_2-Preise von 70 €/EUA auf 100 €/EUA in 2030 unterstellt. Im Vergleich zum ETS-2 sind die Auktionseinnahmen etwas geringer. Hintergrund ist, dass im EU-ETS die Marktstabilitätsreserve im unterstellten Szenario einen Teil des Caps aufnimmt und im EU-ETS im Gegensatz zum ETS-2 Zertifikate kostenlos zugeteilt werden.

[39] § 10 (3) der EU-ETS-Richtlinie in Kombination mit § 30 (5d) für den ETS-2.

für die Übergangszeit eine Fortführung der im Jahr 2023 eingeführten Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte durch einen Bundeszuschuss (vgl. auch Kapitel 10.4 und Frondel und Schmidt 2024), solange ein Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung (z. B. in Form eines Klimagel-des) noch nicht abschließend geklärt ist. Dies ist auch angesichts der europarechtlich vorgegebenen Zweckbindung des Aufkommens aus dem EU-ETS und dem ETS-2 sinnvoll.

558. Die Senkung der Netznutzungsentgelte setzt die richtigen Anreize für Investitionen in Energiewendetechnologien (Elektrifizierung, vgl. Kapitel 5.3) und erhöht die Akzeptanz der Energiewende, weil Strompreissteigerungen begrenzt werden. Aktueller Handlungsbedarf ergibt sich insbesondere im Bereich der Übertragungsnetze (vgl. Kapitel 3.4.2), aber auch für die Verteilnetze könnte ein entsprechender Zuschuss zu den Netzentgelten insbesondere für solche Verteilnetzbetreiber mit einem hohen Ausbaubedarf für die Integration erneuerbarer Energien ein sinnvolles Instrument sein (vgl. Kapitel 3.4.3).

10.4 Empfehlungen für den Policy Mix

CO_2-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument

559. Wie im vorhergehenden Kapitel diskutiert, betrachtet die Expertenkommission eine CO_2-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument einer wirkungsvollen Klimapolitik zur Erreichung der langfristigen Klimaziele (vgl. auch EWK 2021). Eine angemessene Internalisierung der externen Kosten von CO_2-Emissionen durch eine CO_2-Bepreisung trägt dazu bei, Emissionen möglichst kostengünstig zu reduzieren und Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu schaffen. Dabei ist ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene von zentraler Bedeutung, um die Effektivität der Maßnahmen zu steigern und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten zu verhindern. Mit Blick auf den Emissionshandel wie auch bei der Durchführung komplementärer klimapolitischer Maßnahmen ist grundsätzlich darauf zu achten, dass die europäische und die nationale Ebene sinnvoll ineinandergreifen.

560. Die Kooperation beim Emissionshandel bzw. der direkten oder indirekten CO_2-Bepreisung mit außereuropäischen Partnern, beispielsweise im Rahmen eines Klimaclubs, könnte dazu beitragen, den globalen CO_2-Ausstoß zu verringern und einen Anreiz für Drittstaaten zu schaffen, sich ebenfalls an klimapolitischen Maßnahmen zu beteiligen (vgl. Nordhaus 2015). Vor diesem Hintergrund ist die Gründung eines Klimaclubs auf Initiative der G7 im Jahr 2022 (Bundesregierung 2022) zu begrüßen. Neben den G7-Staaten und der EU-Kommission als Gründungsmitglieder haben sich auch Argentinien, Chile, Dänemark, Indonesien, Kolumbien, Luxemburg, Niederlande, Schweiz, Singapur und Uruguay der Initiative angeschlossen. Ziel des Klimaclubs ist es u. a. die Risiken einer Verlagerung von Unternehmen in Länder mit weniger strengen Klimaauflagen („Carbon Leakage“) zu begrenzen. Eine Harmonisierung der CO_2-Bepreisungsmechanismen steht dort allerdings zurzeit nicht auf der Agenda. Für die Übergangszeit, bis in allen Mitgliedsstaaten des Klimaclubs für die Wirtschaftssubjekte ähnlich wirkende und verbindliche Emissionsreduktionsinstrumente etabliert sind, sowie für den Handel mit Staaten außerhalb des Klimaclubs ist ein Instrument für den

CO_2-Grenzausgleich notwendig. In diesem Zusammenhang spielt der zum 01. Oktober 2023 in die Übergangsphase gestartete Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) eine wichtige Rolle, um sicherzustellen, dass die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen geschützt wird, während gleichzeitig der Druck zur Reduzierung von Emissionen aufrechterhalten wird. Mit dem CBAM wurde allerdings ein sehr komplexes Instrument geschaffen, für das weiterhin die Verlagerung von Produktionen auf höheren Wertschöpfungsstufen nicht ausgeschlossen werden kann. Die Expertenkommission empfiehlt, hier ein sorgfältiges und zeitnahes Monitoring, damit auf Fehlentwicklungen in diesem Bereich schnell und effektiv (z. B. durch die Einbeziehung höherer Wertschöpfungsstufen) reagiert werden kann. Der CBAM wird sich wie das EU-ETS als lernendes System erweisen müssen.

561. Um politische Risiken zu minimieren und Investitionssicherheit zu gewährleisten, ist es entscheidend, die CO_2-Bepreisung und komplementäre Instrumente möglichst verlässlich auszugestalten. Transparente und krisensichere Regelungen können dazu beitragen, dass Marktakteure stabile Erwartungen hinsichtlich der Entwicklung der CO_2-Preise im EU-ETS und ETS-2 haben. Dies ist von zentraler Bedeutung, da Entscheidungen von Verbrauchern und Unternehmen, wie beispielsweise der Kauf eines Autos oder einer Heizungsanlage, von den zukünftig erwarteten CO_2-Preisen beeinflusst werden. Eine in diesem Zusammenhang zielführende Maßnahme wäre die Einführung eines Mindestpreises im EU-ETS/im ETS-2, wie er in Kapitel 10.2 für den ETS-2 diskutiert und im Koalitionsvertrag für den EU-ETS angestrebt wird (vgl. SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP 2021, S. 49).

562. Die Stärkung der CO_2-Bepreisung sollte mit einem Abbau von verzerrenden Abgaben und Umlagen im Stromsektor einhergehen. Insbesondere die Stromsteuer sollte auf das europarechtlich zulässige Mindestniveau reduziert werden, um die Elektrifizierung als zentrales Element der Energiewende nicht unnötig zu verteuern. Gleichzeitig sollte ein Abbau klimaschädlicher Subventionen angestrebt werden, um Fehlanreize zu beseitigen und die Wirksamkeit des Emissionshandelssystems zu verbessern. Subventionen für fossile Brennstoffe sind nicht nur klimaschädlich, sondern können auch wirtschaftlich ineffizient und sozial ungerecht sein (Coady et al. 2015). Zuletzt sollte im Rahmen einer CO_2-basierten Energiepreisreform Sorge getragen werden, die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung an die Bürger/innen zurückzugeben, ohne die Anreizwirkung der CO_2-Bepreisung zu konterkarieren. Dies kann zum Beispiel in Form eines Klimagelds geschehen (vgl. Kalkuhl et al. 2023). Die Expertenkommission hält eine schnelle und sorgfältige Prüfung unterschiedlicher Klimageldmodelle insbesondere zur Förderung der Akzeptanz der CO_2-Bepreisung für sinnvoll und notwendig. Solange der Rückfluss der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung noch nicht abschließend geklärt ist, könnte die Bundesregierung vorerst an der im Jahr 2023 eingeführten Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte durch einen Bundeszuschuss festhalten (vgl. auch Frondel und Schmidt 2024).

563. Insgesamt sind diese Maßnahmen entscheidend, um eine effektive CO_2-Reduktion zu erreichen und die Energiewende voranzutreiben. Eine konsequente Umsetzung eines solchen Policy

Mixes kann dazu beitragen, die langfristigen Klimaziele zu erreichen und gleichzeitig wirtschaftliche Chancen zu nutzen.

Komplementäre Maßnahmen und Instrumente

564. Ein ganzheitlicher Ansatz, der ökonomische, ökologische und soziale Aspekte berücksichtigt, ist unerlässlich, um eine erfolgreiche Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen zu gewährleisten. Die Anreizwirkung marktorientierter Mechanismen kann insbesondere aufgrund eines Zusammenspiels verschiedener Marktunvollkommenheiten eingeschränkt bleiben. Daher sind ausgewählte komplementäre Maßnahmen sinnvoll. Insbesondere die Forschungsförderung leistet einen wichtigen Beitrag für die Dynamisierung der Innovationslandschaft. Darüber hinaus kann die öffentliche Unterstützung des Ausbaus von Netzinfrastrukturen angebracht sein, insbesondere aufgrund der enormen Investitionsbedarfe in kurzer Zeit. Sie sollte aber insbesondere eingesetzt werden, um private Investitionen zu mobilisieren und Finanzierungslasten intertemporal auszugleichen (Amortisationskonten, vgl. Kapitel 3.4.4 und Kapitel 4.4). Jenseits der reinen Förderungen können auch weitere Maßnahmen sinnvoll und notwendig sein, die langlebige Kapitalstöcke adressieren oder eine hohe Infrastrukturbindung aufweisen.

565. Wasserstofftechnologien sind ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaneutralität und eröffnen gleichzeitig Chancen für die deutsche Industrie. Die öffentliche Förderung sollte hier im Rahmen von marktorientierten Ansätzen erfolgen und Marktunvollkommenheiten wie Wissensexternalitäten, Netzwerkeffekte oder Informationsasymmetrien adressieren.

566. Für eine wirkungsvolle Klimapolitik ist es von zentraler Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen nicht mit bestehenden und/oder geplanten marktbasierten Instrumenten in Konflikt stehen. Eine ungewollte Verlagerung von Emissionen, beispielsweise durch einen Wasserbett-Effekt innerhalb der Bereiche des EU-ETS oder durch Carbon Leakage in Länder außerhalb der EU, würde die Effektivität der Maßnahmen verringern und könnte lediglich zu einer unbeabsichtigten Verschiebung der Belastungen ohne zusätzliche Emissionsreduktionen führen. Es ist daher wichtig sicherzustellen, dass alle Reformvorschläge sorgfältig geprüft und koordiniert werden, um solche Effekte zu vermeiden. Bei bereits umgesetzten komplementären Maßnahmen, die in Konflikt mit zentralen Instrumenten der CO_2-Bepreisung stehen, sollten Inkonsistenzen bzw. Zielkonflikte soweit möglich reduziert werden.

567. Eine kohärente und koordinierte Politik ist ein wesentlicher Faktor für den Erfolg von Klimaschutzmaßnahmen. Es ist von entscheidender Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen so konzipiert sind, dass sie vor dem Hintergrund beschränkter fiskalischer Spielräume langfristig durchhaltbar sind. Dies gilt insbesondere für die Maßnahmen, die privatwirtschaftliches Engagement auslösen sollen, etwa beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft oder dem Ausbau der Netzinfrastruktur. Eine systematische Prüfung der Eignung politischer Instrumente kann beispielweise mithilfe des von der Expertenkommission in ihrer letzten Stellungnahme vorgeschlagenen

Kriterienrasters auf dem Weg zur Klimaneutralität vorgenommen werden (vgl. EWK 2021, Kapitel 13).

„No-regret"-Maßnahmen rasch umsetzen

568. Die ambitionierten Klimaziele erfordern eine rasche Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen über alle Sektoren hinweg (vgl. auch Abbildung 10-1 in Kapitel 10.1). Eine effektive und langfristig ausgerichtete Klimapolitik erfordert daher, dass die notwendigen Entwicklungsschritte so bald wie möglich umgesetzt werden. Obwohl ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems technologieoffen sein sollte, gibt es aufgrund der langen Zeitskalen unverzichtbare technologische Erfordernisse, die ohne Verzögerung angegangen werden müssen. Diese sogenannten "No-regret"-Maßnahmen konzentrieren sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie auf Bereiche, in denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben (acatech et al. 2020). Der grundsätzliche Abbau von Hürden, insbesondere dort, wo Marktakteure bereits heute investieren wollen, aber durch administrative beziehungsweise rechtliche Hindernisse behindert werden, ist dabei ein wichtiger Schritt. Maßnahmen zur Beschleunigung und Vereinfachung von Genehmigungsverfahren sowie zur Reduzierung von Verwaltungsaufwand können Investitionen erleichtern und die Umsetzung von Projekten beschleunigen.

569. Der beschleunigte Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen ist eine weitere "No-regret"-Maßnahme, die kurzfristig umgesetzt werden sollte. Erneuerbare Energien tragen nicht nur zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen bei, sondern bieten auch wichtige wirtschaftliche Vorteile, indem sie lokale Arbeitsplätze schaffen und die Energiekosten senken (IRENA 2023). Darüber hinaus ist der zügige Ausbau der Stromnetze, sowohl der Übertragungs- als auch der Verteilnetze, von entscheidender Bedeutung, um eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten und die Integration erneuerbarer Energien zu erleichtern (vgl. Kapitel 3.4).

570. Investitionen in die Infrastruktur für die Elektromobilität werden ebenfalls als "No-regret"-Maßnahme angesehen. Elektrofahrzeuge tragen nicht nur zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor bei, sondern bieten auch die Möglichkeit, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und die Luftqualität in städtischen Gebieten zu verbessern (IEA 2023).

571. Bereits heute ergriffene Maßnahmen und getätigte Investitionen zur Steigerung der Gebäude-Energieeffizienz leisten aufgrund der langen Lebens-/Nutzungsdauer der Gebäude einen langfristigen Beitrag zur Emissionsreduktion. Durch die Verbesserung der Wärmedämmung, den Einsatz energieeffizienter Heiz- und Kühltechnologien und die Förderung von Elektrifizierung, Fernwärme und erneuerbaren Energien im Gebäudesektor können substanzielle Einsparungen beim Energieverbrauch und bei den Treibhausgasemissionen erzielt werden (vgl. Kapitel 5).

572. Schließlich sind Investitionen in die Entwicklung von Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen sowie die damit erzielbaren Lernkurveneffekte von entscheidender Bedeutung, um

den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Industrie zu unterstützen. Wasserstoff kann als vielseitiger Energieträger in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden, von der Industrie über den Verkehr bis hin zur Energiespeicherung und zur Integration erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 4.4). Die Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstrationsprojekten im Bereich Wasserstoff sowie die Implementierung eines effizienten Marktdesigns für den Handel von Wasserstoff und seinen Derivaten ist daher eine wichtige "No-regret"-Maßnahme, die rasch weiterverfolgt werden sollte.

Verlässliche Marktregeln schaffen und Vertrauen in diese stärken

573. Infolge der Energiepreiskrise im Jahr 2022 wurde das Vertrauen in die Energiemärkte durch verschiedene Markteingriffe geschwächt. Zu diesen Maßnahmen gehörten beispielsweise die Marktrückkehr von bereits stillgelegten Kraftwerken aus der Netzreserve (vgl. Kapitel 6.1), ein Gewinnabschöpfungsmechanismus und eine Abschwächung der nationalen CO_2-Bepreisung. Instrumente wie der Emissionshandel und der Strommarkt 2.0 funktionieren nur mit verlässlichen und langfristigen Preissignalen. Das Vertrauen in diese Instrumente ist entscheidend für ihre Wirksamkeit. Daher ist es von zentraler Bedeutung, dass das Vertrauen in die Marktregeln so weit wie möglich zurückgewonnen und gestärkt wird.

574. Durch die Schaffung verlässlicher Marktregeln und das Stärken des Vertrauens der Marktteilnehmer können Hindernisse für Investitionen abgebaut und der Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem beschleunigt werden. Entscheidend für die Verlässlichkeit ist es unter anderem, dass die etablierten Regeln durchzuhalten sind. Das bedeutet bei Förderprogrammen etwa, dass ihr Volumen das mittelfristig fiskalisch Machbare nicht übersteigt und für marktbasierte Maßnahmen wie den Emissionshandel, dass die Belastungen durch die CO_2-Bepreisung durch komplementäre Maßnahmen wie etwa ein Klimageld sozial abgefedert werden.

Beteiligungsprozess und Akzeptanz

575. In der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung gibt es gute Beteiligungsprozesse wie beispielsweise den Prozess rund um den Netzentwicklungsplan (NEP) Strom, der es den relevanten Stakeholdern ermöglicht, sich im Rahmen mehrerer Konsultationsrunden zum Szenariorahmen und den beiden Entwürfen des NEP aktiv in die Entwicklung des zukünftigen Stromnetzes einzubringen (vgl. Kapitel 3.4.2). Ein weiteres positives Beispiel ist die ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme, die im September 2022 eingesetzt wurde, um Vorschläge zur Bewältigung der durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelösten Gaspreiskrise zu erarbeiten (ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme 2022). Dabei erfolgte ein enger Austausch von über 20 Experten aus Wissenschaft, Industrie und Verbänden mit Vertretern der Regierungsparteien und dem Wirtschaftsministerium. Die getroffenen Vorschläge wurden umfangreich und transparent kommuniziert und weitestgehend von der Politik im Rahmen der Gaspreisbremse umgesetzt.

Diese Prozesse fördern Transparenz, Partizipation und die Berücksichtigung verschiedener Perspektiven, was zu einer verbesserten Akzeptanz und Wirksamkeit von politischen Entscheidungen führen kann.

576. Jedoch gibt es auch Prozesse, bei denen die Beteiligung der Stakeholder zwar formal vorgesehen ist, die aber in der Praxis wenig Einfluss auf die Entscheidungsfindung haben oder dies vielleicht auch nicht haben sollen. Solche Prozesse, die zwar den Anschein von Beteiligungsprozessen erzeugen, diesen Anspruch am Ende aber nicht einlösen, binden die Kapazität und die Arbeitszeit zahlreicher Expert/innen auf unnötige Weise. Sie können zudem Frustration und Misstrauen in der Bevölkerung hervorrufen und die Legitimität von politischen Entscheidungen untergraben.

577. Gerade im Bereich der Energie- und Klimapolitik werden viele Ad-Hoc-Entscheidungen auf der Basis von verkürzten Narrativen getroffen, die auf unvollständigen Informationen oder unzureichenden Analysen beruhen. Dies kann zu suboptimalen Ergebnissen führen und den Erfolg von Transformationsprozessen gefährden. Eine Stärkung bestehender unabhängiger Expertengremien oder Institutionen kann dazu beitragen, dass politische Entscheidungen stärker auf fundierten Analysen und einem breiten Konsens basieren.

Umgang mit Härten für Industrie und Haushalte durch Politikmaßnahmen

578. Notwendige Maßnahmen zum Klimaschutz werden insbesondere für die kommende Phase der Transformation mit Härten für Industrie und/oder Haushalte verbunden sein, sind aber zum Erreichen der Klimaziele unvermeidbar. Für eine breite Akzeptanz dieser Maßnahmen in der Gesellschaft sind folgende Punkte zentral:

- Ein konsistentes Gesamtkonzept für die Transformation muss entwickelt und kommuniziert werden, welches die Belastungen für die Akteure ausgewogen verteilt. Die Lasten sollten dabei fair und sozial ausgewogen verteilt sein und keine einzelne Gruppe übermäßig belastet werden. Dabei sollten insbesondere vulnerable Bevölkerungsgruppen geschützt und unterstützt werden. Die Möglichkeit der Antizipation von Belastungen bedeutet dabei auch, dass die Akteure – zum Beispiel durch vorausschauende Investitionen – reagieren können.
- Planbarkeit ist ein wichtiger Aspekt, um eine breite Akzeptanz und Unterstützung bei den betroffenen Akteuren zu gewährleisten. Es ist entscheidend, dass Regelungen mit ausreichend Vorlaufzeit beschlossen und kommuniziert werden, damit Unternehmen und Haushalte angemessen auf die anstehenden Änderungen reagieren und ihre Strategien und Investitionen entsprechend anpassen können. Im Gegensatz dazu können kurzfristig angekündigte oder umgesetzte bzw. signifikant umgestaltete oder unerwartet beendete Maßnahmen den Rückhalt in der Gesellschaft schwächen.

- Eine ehrliche und transparente Kommunikation über die Maßnahmen, ihre Auswirkungen und die damit verbundenen Chancen und Einschnitte sowie die Notwendigkeit dieser Maßnahmen ist unerlässlich. Eine solche Kommunikation sollte zwischen den Koalitionspartnern abgestimmt sein und von allen getragen werden, um Vertrauen und Verständnis in der Bevölkerung zu fördern.

579. Eine ganzheitliche und ausgewogene Herangehensweise an die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen ist entscheidend, um sowohl die Klimaziele zu erreichen als auch die Akzeptanz und Unterstützung in der Bevölkerung sicherzustellen.

11. Literatur

11.1 Literatur zu Kapitel 2

AG Energiebilanzen e.V. (2023a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2022; Online verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft am 08.12.2023

AG Energiebilanzen e.V. (2023b): Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2011 bis 2022, Online verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_22p2_rev-1.pdf, zuletzt geprüft am 08.12.2023

AG Energiebilanzen e.V. (2023c): Energieverbrauch ist 2023 kräftig gesunken. Online verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-ist-2023-kraeftig-gesunken/, zuletzt geprüft am 15.01.2024

AGEE-Stat (2024): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024_uba_hg_erneuerbareenergien_dt.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

BMWi (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 18.12.2023

BMWi (2021): Achter Monitoring-Bericht "Die Energie der Zukunft"; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 18.12.2023

EnEfG - Energieeffizienzgesetz vom 13. November 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 309); Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enefg/BJNR1350B0023.html, zuletzt geprüft am 18.04.2024

Eurostat (2022): SHARES Tool Manual, Version 2022.181023; Online verfügbar: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SHARES+tool+manual-2021.pdf/11701ebe-1dae-3b00-4da4-229d86d68744?t=1664793455773, zuletzt geprüft am 18.12.2023

Eurostat (2024): Heizgradtage und Kühlgradtage nach Land - jährliche Daten; Online verfügbar: https://doi.org/10.2908/NRG_CHDD_A, zuletzt geprüft am 10.04.2024

EWK (2021): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahre 2018 und 2019, Berlin, Münster, Stuttgart. 2021. Abgerufen am 31. 12 2023 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Fuest, C. (2023): Das Energieeffizienzgesetz – ein Wachstumskiller?. ifo Standpunkt Nr. 248, ifo Institut, München, 16.05.2023. Abgerufen am 23.04.2024 von https://www.ifo.de/publikationen/2023/ifo-standpunkt/das-energieeffizienzgesetz-ein-wachstumskiller.

IEA (2023): Energy Efficiency 2023, Online verfügbar: https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2023, zuletzt geprüft am 23.04.2024.

JRC (2024): Heizgradtage und Kühlgradtage nach Land, Online verfügbar: https://agri4cast.jrc.ec.europa.eu/DataPortal/RequestDataResource.aspx?idResource=9&o=email&r=n, zuletzt geprüft am 18.12.2023

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2024): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung des Bundes, Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt (81000-0001). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/statistischer-bericht-2180120233245.xlsx?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Statistisches Bundesamt (Destatis) 2024: Online verfügbar unter: Bevölkerungszahl, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/01/PD24_035_124.html, zuletzt geprüft am 23.04.2024.

UBA - Umweltbundesamt (2024): Common Reporting Format (CRF) Table, EU-Resubmission April 2024:. Online verfügbar https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/envzfm0va/, zuletzt geprüft am 03.04.2024

UNFCCC (2023): First global stocktake, Online verfügbar: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023_L17_adv.pdf, zuletzt geprüft am 23.04.2024.

11.2 Literatur zu Kapitel 3

Kapitel 3.1

AGGE Stat (2024): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2023. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/erneuerbare-energien-in-deutschland-uba-2023_02-2024.pdf. Zuletzt geprüft am 21.04.2024

AG Energiebilanzen, AGEB (2023a): STROMMIX – Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt (Datenstand Dezember 2023). Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/STRERZ_Abgabe-12-2023.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024

AG Energiebilanzen, AGEB (2023b): Auswertungstabellen, Stand November 2023. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

AG Energiebilanzen, AGEB (2024a): Bilanz 2022, Stand März 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2021-2030, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

AG Energiebilanzen, AGEB (2024b): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/04/AGEB_Jahresbericht2023_20240403_dt.pdf, zuletzt geprüft am 21.04.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (2023): Monitoringbericht 2023. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (verschiedene Jahre): Monitoringberichte. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesnetzagentur (BnetzA) (2023b): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesnetzagentur (2024): Ladeinfrastruktur in Zahlen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

BMWK (2024): Strommarkt der Zukunft. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

BDEW (2024): Nettostromverbrauch nach Verbrauchergruppen. Stand: 12/2023. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettostromverbrauch-nach-verbrauchergruppen/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Energy-Charts (2024): Anteil Erneuerbarer Energien an der elektrischen Last. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.info/charts/renewable_share_map/chart.htm?l=de&c=DE, zuletzt geprüft am 27.03.2024

Electricity Maps (2024): Electricity Mapped 2023 – Europe. Online verfügbar unter https://www.electricitymaps.com/blog/europe-electricity-year-in-review-2023, zuletzt geprüft am 27.03.2024

ESYS (2023): Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement. In: Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft.

Ember (2024): Electricity Data Explorer, https://ember-climate.org/data/data-tools/data-explorer/, zuletzt geprüft am 21.04.2024.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, EWI (2023): Datengrundlage für die E.ON H2Bilanz 2023 2. Hj. Stand 08/2023. Online verfügbar unter https://www.eon.com/de/wasserstoff/h2-bilanz.html, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, EWI (2024): Datengrundlage für die E.ON H2Bilanz 2024 1. Hj. Stand 04/2024. Online verfügbar unter https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/hydrogen/h2-bilanz/2024/EWI_Datengrundlage_H2-Bilanz_2024_01.xlsx, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Fraunhofer IEG (2017): Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes.Bestandsaufnahme und Trends.

Kraftfahrt-Bundesamt, KBA (2024): Vierteljährlicher Bestand Fahrzeugzulassungen (FZ 27). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2024. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher_Bestand/vierteljaehrlicher_bestand_node.html, Stand 16.04.2024.

Netztransparenz.de (2024): EEG-Abrechnungen, https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen, EEG-Finanzierung, https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung, und Marktwertübersicht, https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht, zuletzt geprüft am 21.04.2024.

Prognos; Boston Consulting Group (BCG); Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Studie für Stiftung Klimaneutralität (SKN), Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Bundesverband der Deutschen Industrie

(BDI), Deutsche Energie-Agentur (dena) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Vergleich_der_Big_5_Klimaneutralitaetsszenarien.pdf, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Schäfer, M.; Hofmann, F.; Abdel-Khalek H., Weidlich, A. (2019): Prinicpal Cross-Border Flow Patterns in the European Electricity Markets. In 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)(pp. 1-6). IEEE.

SMARD: Marktdaten. Online verfügbar unter https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Verbraucherzentrale (2024): Günstige Stromtarife für Ihre Wärmepumpenheizung finden. Stand 26.09.2023. Online verfügbar unter https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/guenstige-stromtarife-fuer-ihre-waermepumpenheizung-finden-13750, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Verivox (2024): Aktuelle Strompreise für Neukunden. Online verfügbar unter https://www.verivox.de/strom/strompreisentwicklung/, , zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Kapitel 3.2

AGEB (2023): STROMMIX – Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt (Datenstand Dezember 2023). Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/STRERZ_Abgabe-12-2023.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024

AGEE Stat (2024): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2024. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.xlsx, zuletzt geprüft am 27.03.2024

BNetzA (2023): Ergebnisse der Ausschreibungen für die nicht zentral voruntersuchten Flächen N-11.1, N-12.1; N-12.2 und O-2.2; Bekanntgabe der Zuschläge. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_nicht_zentral_vorunters_Flaechen/Bekanntgabe12062023.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 27.03.2024

BNetzA/BKartA – Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2022): Monitoringbericht 2022. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024

BNetzA/BKartA – Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2023): Monitoringbericht 2023. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024

BReg – Bundesregierung (2024): Solarpaket I – Mehr Solarstrom, weniger Bürokratie. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/solarpaket-photovoltaik-balkonkraftwerke-2213726, zuletzt geprüft am 22.04.2024

BWE – Bundesverband WindEnergie (2023): Aktuelle Zubau-Dynamik ist vom notwendigen Pfad noch weit entfernt. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/aktuelle-zubau-dynamik-ist-vom-notwendigen-pfad-noch-weit-entfernt/, zuletzt geprüft am 27.03.2024

Deutsche Windguard (2024): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2023. Online verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20240116_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2023.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024

EEG 2021 (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist

EEG 2023 (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist

IEA – International Energy Agency (2022): Special Report on Solar PV Global Supply Chains. Online verfügbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/4eedd256-b3db-4bc6-b5aa-2711ddfc1f90/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024. Online verfügbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/4eedd256-b3db-4bc6-b5aa-2711ddfc1f90/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024

Kapitel 3.3

Abrell, J. & Kosch, M. (2022): Cross-country spillovers of renewable energy promotion – The case of Germany. Resource and Energy Economics 68. https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2022.101293.

Agora Energiewende, Prognos & Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Online verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-stromsystem-2035, zuletzt geprüft am 10.04.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022): Ergebnisse der fünften Ausschreibung zum Kohleausstieg. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220520_Kohleausschreibung.html, zuletzt geprüft am 10.04.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023): Pressemitteilung – Ergebnisse der letzten Ausschreibung zum Kohleausstieg. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2023/20230825_Kohle.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Egerer, J., Grimm, V., Lang, L. M. & Pfefferer, U. (2022): Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen. Wirtschaftsdienst 102(8): 600 – 608. https://doi.org/10.1007/s10273-022-3260-y.

Egerer, J., Grimm, V., Lang, L. M. & Pfefferer, U. (2024): The coal phase-out in Germany and Central Western Europe under new framework conditions. Working Paper.

ENTSOE Transparency Platform – Generation, Actual Generation per Generation Unit. Online verfügbar: https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerGenerationUnit/show, zuletzt geprüft am 15.01.2024.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2022): Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern. Online verfügbar: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/esys/, zuletzt geprüft am 10.04.2024.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Base, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Natural Gas, Futures, THE Natural Gas Future.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Environmentals, EEX EUA Futures, December.

Intercontinental Exchange (ICE): Energy. Coal. API2 Rotterdam Coal Futures

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., & Zöttl, G. (2021). The impact of market design on transmission and generation investment in electricity markets. Energy Economics 93. https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2022.101293.

McKinsey & Company, Inc. (2024): Zukunftspfad Stromversorgung - Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Online verfügbar: https://www.mckinsey.de/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/januar%202024_mckinsey_zukunftspfad%20stromversorgung.pdf, zuletzt geprüft am 10.04.2024.

Öko-Institut, LBD-Beratungsgesellschaft & RAUE LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Online verfügbar: https://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Öko-Institut (2021): Konzept für die Einführung eines CO_2-Mindestpreises im Stromsektor in Deutschland. Studie für die Stiftung Klimaneutralität. Online verfügbar: https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/05/2021_05-11_Oeko-Institut2021-SKN-Konzept-CO2-Mindestpreis-final.pdf, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Sgarciu, S., Scholz, D., Müsgens, F. (2023): How CO2 prices accelerate decarbonisation – The case of coal-fired generation in Germany. Energy Policy 173: 113375. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113375.

SPD, Bündnis90/Die Grünen & FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis90 / Die Grünen und den freien Demokraten (FDP). Online verfügbar: https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800, zuletzt geprüft am 10.04.2024.

Steppat, J., Schmitt, A., & Zhou, H. (2023): EU Energy Outlook 2060 – how will the European electricity market develop over the next 37 years?. Energy BrainBlog. Online verfügbar: https://blog.energybrainpool.com/en/eu-energy-outlook-2060-how-will-the-european-electricity-market-develop-over-the-next-37-years-2/, zuletzt geprüft am 10.04.2024.

Tiedemann; Silvana, Müller-Hansen; Finn (2022) – Auctions to phase out coal power: Lessons learned from Germany, Online verfügbar: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113387, zuletzt geprüft am 06.11.2023.

UBA - Umweltbundesamt (2023): Projektionsbericht 2023 für Deutschland. Online verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland, zuletzt geprüft am 10.04.2024.UBA - Umweltbundesamt (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt. Online verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-ergebnisse-kompakt, zuletzt geprüft am 03.04.2024.

Kapitel 3.4

50hertz (2024): Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB). Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/WitterungsabhaengigerFreileitungsbetriebWAFB.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (RAP) (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf.

Amprion (2022): Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen vorläufige Netzentgelte für 2023. Presse, 05.10.2022. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_46272.html.

Amprion (2023): Amprion und E.ON bringen weltweit ersten dezentralen Netzbooster auf den Weg. Presse, 16.05.2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_52352.html.

BMWi (2021): Die Energie der Zukunft – 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. Stand: Februar 2021. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BMWK (2019): Broschüre Erdkabel. Stand: August 2019. https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Infomaterial/BroschuereErdkabel.pdf?__blob=publicationFile.

BMWK (2023a): Roadmap Systemstabilität - Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien. Stand: November 2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=12.

BMWK (2023b): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz). Stand: September 2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

BMWK (2023c): Die Systementwicklungsstrategie als Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem. Aktualisierte Fassung vom 22.11.2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ses-prozess-und-beteiligung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BMWK (2023d): Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie. Stand: November 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11.

BNetzA (2013): EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2017a): BBPlG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2016. Stand: Februar 2017. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2017b): Bedarfsermittlung 2017-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Dezember 2017. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2019): Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Dezember 2019. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2020): Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2019. Stand: April 2020. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2021a): Bericht zur Spannungsqualität. Bericht zur freiwilligen Umfrage über die Spannungsqualität in Unternehmen, Stand: Mai 2021. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Spannungsqualitaet/BerichtSpannungsqualitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2021b): Monitoring des Stromnetzausbaus – Erstes Quartal 2021. Stand: Juni 2021. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2022): Bedarfsermittlung 2021-2035 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Januar 2022. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2023a): Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen – Gesamtjahr 2022. Bericht, Stand: Juli 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf.

BNetzA (2023b): Monitoring des Stromnetzausbaus – Viertes Quartal 2022. Stand: Mai 2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2023c): Monitoring des Stromnetzausbaus – Zweites Quartal 2023. Stand: Oktober 2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2023d): Monitoring des Stromnetzausbaus – Erstes Quartal 2023. Stand: Juli 2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html.

BNetzA (2023e): Stromnetzausbau - Stand der Genehmigungsverfahren der Bundesnetzagentur. Stand: 27. Dezember 2023. Abgerufen am 09.01.2024 von https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/prognose/de.html.

BNetzA (2023f): Verteilung von Netzkosten. Abgerufen am 28.03.2024 von www.bundesnetzagentur.de/verteilung-netzkosten.

BNetzA (2023g): Übergabe des Szenariorahmenentwurfes für NEP 2025 verschiebt sich auf 30. Juni 2024. Stand: 08. Dezember 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/nachrichten/uebergabe-des-szenariorahmenentwurfes-fuer-nep-2025-verschiebt-sich-auf-30-juni-2024.

BNetzA (2023h) Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2024a): Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen – Drittes Quartal 2023. Quartalsbericht, Stand: 02/2024. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Q3-2023_Quartalsbericht-Netzengpassmanagement.pdf.

BNetzA (2024b): „Nutzen statt Abregeln 2.0“ durch zuschaltbaren Stromverbrauch. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/NSA/start.html.

BNetzA (2024c): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: März 2024. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf.

BNetzA/BKartA (2016): Monitoringbericht 2016 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 30. November 2016. Abgerufen am 28.03.2024 von

https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht2016.pdf.

BNetzA/BKartA (2022a): Monitoringbericht 2021 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 15. März 2022. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2021.pdf.

BNetzA/BKartA (2022b): Monitoringbericht 2022 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 14. Dezember 2022. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf.

BNetzA/BKartA (2023): Monitoringbericht 2023 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 29. November 2023. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf.

Bundesgesetzblatt (2022): Gesetz zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften. Gesetz vom 08.10.2022 – BGBl. I 2022, Nr. 37 vom 12.10.2022, S. 1726. Abgerufen am 28.03.2024 von http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl122s1726.pdf.

Bundesgesetzblatt (2023a): Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. BGBl. 2023 I Nr. 405 vom 28.12.2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.recht.bund.de/eli/bund/bgbl-1/2023/405.

Bundesgesetzblatt (2023b): Gesetz zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich. BGBl. 2023 I Nr. 71 vom 20.03.2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.recht.bund.de/eli/bund/bgbl-1/2023/71.

Bundesrechnungshof (2021): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität. Stand: 30. März 2021. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2021/versorgungssicherheit-und-bezahlbarkeit-von-strom-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung. Stand: 7. März 2024. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesregierung (2023): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU (Drucksache 20/8880) – Netzentgelte. Drucksache 20/9166, 08.11.2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009166.pdf.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): dena Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, https://digital.zlb.de/viewer/metadata/15703151/1/.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021a): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Abschlussbericht, https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021b): Der Systementwicklungsplan. dena-Factsheet, Stand: Oktober 2021. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-FACTSHEET_Der_Systementwicklungsplan.pdf.

Destatis (2024): Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Abnehmergruppen. Stand: 14. Februar 2024. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/stromabsatz-haushalt.html.

Deutsche WindGuard GmbH (2024): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland Jahr 2023, https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20240116_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2023.pdf, Stand: Januar 2024.

Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) (2021): Bericht Regelleistung und Regelenergie 2021. Bericht der ElCom, Aktenzeichen: ElCom-324-13. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/berichtregelleistungundregelenergie2021.pdf.

ENTSO-E (2013): Experiences of Transmission. Cable Performances (2006-2012) - V2.0. Bearb.: Matthias Wilhelm (50Hertz), Kim Kongstad (energinet.dk), Luca Guizzo (TER-NA), Kees Jansen (TenneT NL). Stand: 18. Dezember 2013.

ENTSO-E (2022): Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2020. Stand: Mai 2022. Abgerufen am 28.03.2024 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/l_entso-e_TTO-Report_2020_03.pdf.

ENTSO-E (2023): TYNDP 2022 - System Needs Study - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040. Final Version, Stand: Mai 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/system-needs-report.pdf.

ENTSO-E & ENTSO-G (2023): TYNDP 2024 - Scenarios Storyline Report. Stand: Juli 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2023/07/ENTSOs_TYNDP_2024_Scenarios_Storyline_Report_2023-07.pdf.

EnWG (2024): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 32) geändert worden ist. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf.

EWK (2016): Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Berlin, Münster, Stuttgart, Dezember 2016. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2018): Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Berlin, Münster, Stuttgart, Juni 2018. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

EWK (2019): Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Berlin, Münster, Stuttgart, Mai 2019. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

EWK (2021): Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, Februar 2021. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

EWK (2023): Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg,

Februar 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de/files/2023/03/Stellungnahme-zum-Strommarktdesign-und-dessen-Weiterentwicklungsmoeglichkeiten.pdf.

Fraunhofer ISI, consentec, ifeu & TU Berlin (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Ergebnisse zur Entwicklung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur in fünf treibhausgasneutralen T45-Szenarien. Webinar Netze, 24.11.2022. Abgerufen am 28.03.2024 von https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Consentec-TUBER_BMWK_LFS3_Webinar_Netze_T45_final_v2.pdf.

Fraunhofer ISI, consentec, ifeu & TU Berlin (2024a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Energieangebot. Webinar zur Vorstellung der dezentralen Szenarien, 15.02.2024. Abgerufen am 28.03.2024 von https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Feb_2024_Dezentral_final_presented.pdf.

Fraunhofer ISI, consentec, ifeu & TU Berlin (2024b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Stromnetze. Webinar zur Vorstellung der neuen BMWK-Langfristszenarien, 15.02.2024. Abgerufen am 28.03.2024 von https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Cons_LFS3_Webinar_T45-Stern-et-al_20240215.pdf.

Frondel, M., Schmidt, C. M. (2024): Rückverteilung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung - Das Versprechen der Politik endlich einlösen, aber nicht in Form des Klimageldes!. RWI Position #83, 07. Februar 2024. Abgerufen am 12.04.2024 von https://www.rwi-essen.de/fileadmin/user_upload/RWI/Publikationen/RWI_Positionen/RWI_Pos_rueckverteilung_der_Einnahmen_aus_der_co2_bepreisung.pdf.

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., & Zöttl, G. (2019). Regionally Differentiated Network Fees to Affect Incentives for Generation Investment. Energy 177: 487-502. https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.035.

Grimm, V., Sölch, C., & Zöttl, G. (2022): Emissions reduction in a second-best world: On the long-term effects of overlapping regulations. Energy Economics 109: 105829. https://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105829.

H2.B (2022): Wasserstoff-Roadmap Bayern - Perspektiven und Handlungsempfehlungen zum Hochlauf der bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Zentrum Wasserstoff.Bayern, Stand: Oktober 2022. Abgerufen am 28.03.2024 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2022/11/H2B_BROSCHUeRE_Roadmap_2022-10_WEB_secure.pdf.

Hirth L., Maurer C., Schlecht I. & Tersteegen B. (2019): Strategisches Bieten in Flex-Märkten. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2019 (69. Jahrgang), Heft 6. Abgerufen am 28.03.2024 von https://neon.energy/Hirth-Maurer-Schlecht-Tersteegen-2019-Strategisches-Bieten.pdf.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) (2019): Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Stand: Januar 2019. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

KVBG (2023): Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/KVBG.pdf.

Langfristszenarien.de (2022): Langfristzenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Consentec-TUBER_BMWK_LFS3_Webinar_Netze_T45_final_v2.pdf.

Langfristszenarien.de (2024): Szenario Explorer Stromnetze, https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/stromnetze.php, zuletzt geprüft am 15.03.2024.

McKinsey & Company, Inc. (2024): Zukunftspfad Stromversorgung - Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Stand: Januar 2024. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.mckinsey.de/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftspfad%20stromversorgung/januar%202024_mckinsey_zukunftspfad%20stromversorgung.pdf.

Monopolkommission (2015): Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende. Sondergutachten 71. Abgerufen am 12.04.2024 von https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf.

Ott, M. & Wambach, A. (2023): „Nutzen statt Abregeln“ kann regionale Preise nicht ersetzen. Standpunkt, 09.11.2023. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.zew.de/das-zew/aktuelles/nutzen-statt-abregeln-kann-regionale-preise-nicht-ersetzen.

Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) (2023): AG-Auftaktsitzung der Plattform Klimaneutrales Stromsystem. 31. März 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/1-ag-sitzung-praesentation.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Schäfer, M., Hofmann, F., Abdel-Khalek, H., & Weidlich, A. (2019): Principal Cross-Border Flow Patterns in the European Electricity Markets. In 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM).

SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf.

Tennet (2023): TenneT und Fluence erhöhen Übertragungskapazität im deutschen Übertragungsnetz mit zwei Netzboostern. Stand: 11.07.2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.tennet.eu/de/news/tennet-und-fluence-erhoehen-uebertragungskapazitaet-im-deutschen-uebertragungsnetz-mit-zwei.

TransnetBW (2023a): Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Netzentgelte für 2024. Presse, 13. Dezember 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-netzentgelte-fuer-2024.

TransnetBW (2023b): Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen vorläufige Netzentgelte für 2024. Presse, 05. Oktober 2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-vorlaeufige-netzentgelte-fuer-2024.

TransnetBW (2024a): Freileitungsmonitoring - Für ein flexibles Netz. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/freileitungsmonitoring.

TransnetBW (2024b): Netzbooster Kupferzell – Projektporträt. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell/projektportraet.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2020): Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich. Stand: 07.10.2020. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Freileitung%20und%20Kabel/4%20%C3%9CNB%20Erfahrungsbericht%20Erdkabel%20Drehstrom.pdf?ver=z27y46ATowwPjr2lFYJCWg%3D%3D.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2022): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: Januar 2022. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen-entwurf_NEP2037_2023.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2023a): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 12. Juni 2023 (in der aktualisierten Fassung vom 27. Juli 2023). Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2023b): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zu einem beschleunigten Kohleausstieg bis 2030. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, 01.09.2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/4uenb-bericht_zum_beschleunigten_kohleausstieg.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2023c): Bundeseinheitliches Preisblatt 2024. Stand: 13.12.2023. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/netzentgelte/20231213_preisblatt_ben_2024.pdf.

VDZ (2024): Anforderungen an eine CO_2-Infrastruktur in Deutschland – Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Verein Deutscher Zementwerke e.V., Düsseldorf. Abgerufen am 12.04.2024 von https://www.kalk.de/fileadmin/user_upload/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf.

WindSeeG (2023): Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) geändert worden ist. Abgerufen am 27.03.2024 von https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf.

Kapitel 3.5

Agora Energiewende (2023): Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland – Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie. Online verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-11_DE_Large_Scale_Heatpumps/A-EW_293_Rollout_Grosswaermepumpen_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024

BNetzA – Bundesnetzagentur (2022): Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024

BNetzA/BKartA – Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2020): Monitoringbericht 2020. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2020.pdf, zuletzt geprüft am 20.04.2024

BNetzA/BKartA – Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2021): Monitoringbericht 2021. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht_energie2021.pdf, zuletzt geprüft am 20.04.2024

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023) – Infografik Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/infografik-smart-meter-rolloutfahrplan.html, zuletzt geprüft am 21.04.2024

FfE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2021): Regionale Lastmanagementpotenziale – Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland. Online verfügbar unter Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE (netzentwicklungsplan.de), zuletzt geprüft am 19.04.2024

Heimerl und Kohler (2017): Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland. In Praxis | Wasserwirtschaft 10 | 2017. Online verfügbar unter https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf , zuletzt geprüft am 19.04.2024

Verbraucherzentrale Bundesverband (2023): Dynamische Stromtarife – Repräsentative Befragung im Auftrag der Marktbeobachtung Energie. Online verfügbar unter https://www.vzbv.de/meldungen/dynamische-stromtarife-nur-jeder-zehnte-haushalt-fuehlt-sich-gut-informiert, zuletzt geprüft am 19.04.2024

11.3 Literatur zu Kapitel 4

AG Energiebilanzen e.V. (2023): Energieverbrauch ist 2023 kräftig gesunken. Online verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-ist-2023-kraeftig-gesunken/, zuletzt geprüft am 15.01.2024

AG Energiebilanzen e.V. (2024): Bilanzen 1990 bis 2030. Bilanz 2022, Stand: 6. März 2024. https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2021-2030

AGEE-Stat (2024): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024_uba_hg_erneuerbareenergien_dt.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Bauer, Franz; Bollerhey, Timo; Egerer, Jonas; Erdmann, Martin Christopher; Exenberger, Markus; Geyer, Florian; Grimm, Veronika; Hofrichter, Andreas; Krieger, Malte; Runge, Philipp; Sterner, Michael; Wirth, Johannes (2023): The Market Ramp-Up of Renewable Hydrogen and its Derivatives - the Role of H2Global. Online verfügbar unter https://files.h2-global.de/Market-Ramp-Up-Renewable-Hydrogen-Derivatives-H2Global.pdf.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hg.) (2023): Entwicklungen in der deutschen Gaswirtschaft – das Jahr 2023. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/11/Gas.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hg.) (2024): Erdgasdaten aktuell. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasdaten_aktuell_11Apr2024.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hg.) (2024): Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2024_01.xlsx?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2022a): Anordnung gemäß § 17 des Energiesicherungsgesetzes bezüglich der Anteile an der Rosneft Deutschland GmbH und der RN Refining &

Marketing GmbH. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Treuhand/Rosneft/Az160922_B1.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2022b): Fit für die Zukunft ohne russisches Öl. Bundesregierung bringt Zukunftspaket für ostdeutsche Raffineriestandorte und Häfen auf den Weg. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter/2022/11/05-fit-fur-die-zukunft-ohne-russisches-oel-download.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2022c): Zukunftspaket: Sicherung der PCK und Transformation in den ostdeutschen Raffineriestandorten und Häfen beschleunigen. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zukunftspaket-transformation-der-raffinerien-schwedt-und-leuna.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) (Hg.) (2022): Eckpunkte für eine nationale Biomassestrategie (NABIS). Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/publikationen/biomassestrategie-2164866, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. NWS 2023. Online verfügbar unter https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2024): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. 26. Februar 2024. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bundeskartellamt (Hg.) (2023): Monitoringbericht 2023 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231129_Monitoringbericht.html, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2024a): Energie - Eckpunktepapier. Netze. Effizient. Sicher. Transformiert. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpktpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024b): Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2023. Pressemitteilung, Erscheinungsdatum: 03.01.2024. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240103_SMARD.html?nn=659670

Brauer, Johannes; Villavicencio, Manuel; Trüby, Johannes (2022): Green hydrogen – How grey can it be? European University Institute; Rober Schumann Centre for Advanced Studies; The Florence School of Regulation (RSC 2022/44). Online verfügbar unter https://ssrn.com/abstract=4214688.

Deloitte (2023): Green hydrogen: Energizing the path to net zero - Deloitte's 2023 global green hydrogen outlook. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/gx-green-hydrogen.pdf

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2021): Abschlussbericht. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hg.) (2022): Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat. Ein Vorschlag für mehr Tempo beim Ausbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur. Unter Mitarbeit von Andreas Kuhlmann. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Impulspapier_Vorfinanzierung_durch_die_Netzbetreiber.pdf, zuletzt geprüft am 06.03.2024.

Bundesregierung (2024): Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (Drucksache 20/10014). Online verfügbar unter https://dserver.bundestag.de/btd/20/100/2010014.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

E.ON Hydrogen GmbH (2024): Stellungnahme zum Entwurf eines dritten Gesetzes zur Änderung des EnWG - "Wasserstoffkernnetz". (BT-Drs. 20/10014). Online verfügbar unter https://www.bundestag.de/resource/blob/990568/8c47406b8fe750069efab5bc21e2ab1e/20-25-569_Stellungnahme_E-ON.pdf, zuletzt geprüft am 25.03.2024.

E-Bridge Consulting GmbH (2024): Hydex & HydexPLUS – Kostenindizes für Wasserstoff. Unsere belastbare Entscheidungsgrundlage für Ihre Investitionsentscheidung in der Wasserstoff-wirtschaft. Online verfügbar unter https://e-bridge.de/kompetenzen/wasserstoff/h2index/, zuletzt aktualisiert am 27.03.2024, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Egerer, Jonas; Farhang-Damghani, Nima; Grimm, Veronika; Runge, Philipp (2024): The Industry Transformation from Fossil Fuels to Hydrogen will reorganize Value Chains: Big Picture and Case Studies for Germany. Applied Energy, 358. https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122485

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, EWI (2024a): Datengrundlage für die E.ON H2Bilanz 2024 1. Hj. Stand 04/2024. Online verfügbar unter https://www.eon.com/de/wasserstoff/h2-bilanz.html#download, zuletzt geprüft am 03.05.2024.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024b): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten. Im Auftrag von: Förderinitiative Wasserstoff der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V. Unter Mitarbeit von Ann-Kathrin Klaas, David Schlund, Jan Kopp und Meike Vey. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoff-speichern.pdf, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

EnStatG (2019): Energiestatistikgesetz vom 20.11.2019. Geändert durch Art. 80 G v. 20.11.2019 I 1626. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enstatg_2017/EnStatG.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

ESYS (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Online verfügbar unter https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Stellungnahme_Biomasse.pdf, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Europäische Kommission (2023a): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R1184, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Europäische Kommission (2023b): Delegierten Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185&qid=1711542971781, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

European Energy Exchange AG (EEX AG) (Hg.) (2023): Index Description. Leipzig. Online verfügbar unter https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/Index_Description_v15.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Eurostat (Hg.) (2024a): Einfuhren von Rohöl und Mineralölprodukten nach Partnerland. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2908/NRG_TI_OIL, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Eurostat (Hg.) (2024b): Importe von Öl und Mineralölerzeugnisse nach Herkunftsland - monatliche Daten. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2908/NRG_TI_OILM, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas) (Hg.) (2023): Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023_11_15_Entwurf_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf.

FNB Gas - Die Fernleitungsnetzbetreiber; Prognos (Hg.) (2022): Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Ergänzungen zum Szenariorahmen. Online verfügbar unter https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/09/2022_09_23_DE_Ergaenzung-zum-SR-NEP-Gas-2022-2032.pdf , zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Freedom House (2022): Freedom in the World 2022 – The Global Expansion of Authoritarian Rule. February 2022. https://freedomhouse.org/sites/default/files/2022-02/FIW_2022_PDF_Booklet_Digital_Final_Web.pdf

Frontier Economics Ltd und Institut der deutschen Wirtschaft (IW) (2018): Synthetische Energieträger – Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel - Eine Untersuchung der Marktpotentiale, Investitions- und Beschäftigungseffekte. 24. September 2018. https://en2x.de/wp-content/uploads/2021/08/Studie_Perspektiven_synthetische_Energietraeger.pdf

Frontier Economics (2021): Grünstromkriterien der RED II - Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit Grünen Wasserstoffs in Deutschland. Kurzstudie für die RWE AG, 2. Juli 2021. https://www.frontier-economics.com/media/wcmieebg/analyse-red-ii-kritieren.pdf

Galimova T, Fasihi M, Bogdanov D, Breyer C (2023): Feasibility of green ammonia trading via pipelines and shipping: Cases of Europe, North Africa, and South America. Journal of Cleaner Production, 427, 139212. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139212

Giovanniello, Michael; Cybulsky, Anna; Schittekatte, Tim; Mallapragada, Dharik (2024): The influence of additionality and time-matching requirements on the emissions from grid-connected hydrogen production. In: *Nat Energy* 9 (2), S. 197–207. https://doi.org/10.1038/s41560-023-01435-0

IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023. Online verfügbar unter https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf.

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2023): Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland - Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Stand: Mai 2023. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Ressourcen/WPKS-Studie-CO2Bilanz_Analyse_der_Treibhausgasintensit%C3%A4ten_LNG.pdf

Lopez G, Galimova T, Fasihi M, Bogdanov D, Breyer C (2023): Towards defossilised steel: Supply chain options for a green European steel industry. Energy, 273, 127236. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223006308

Nationaler Wasserstoffrat (2023): Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland: Grundlagenpapier. Berlin. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_Grundlagenpapier_H2-Bedarfe.pdf.

Nationaler Wasserstoffrat (2024): Stellungnahme zur Erarbeitung der Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung. Stellungnahme, 19. Januar 2024. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-01-19_NWR-Stellungnahme_Importstrategie.pdf

Prognos; Boston Consulting Group (BCG); Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Studie für Stiftung Klimaneutralität (SKN), Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Deutsche Energie-Agentur (dena) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Vergleich_der_Big_5_Klimaneutralitaetsszenarien.pdf, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf.

Rat der Europäischen Union (2024): Verordnung (EU) 2015/1797 des Rates vom 7. Oktober 2015 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 833/2014 über restriktive Maßnahmen angesichts der Handlungen Russlands, die die Lage in der Ukraine destabilisieren. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:02014R0833-20240224, zuletzt geprüft am 22.03.2024.

Rat der Europäischen Union (2023): Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen (recast). Analysis of the final compromise text with a view to agreement. Brüssel (16516/23). Online verfügbar unter https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16516-2023-INIT/en/pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Sachverständigenrat für Wirtschaft (SVRW) und Conseil d'Analyse Economique (CAE) (2023): The Inflation Reduction Act: How should the EU react? Online verfügbar unter https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Publikationen/FGCEE/CAE-SVG_Joint_statement_IRA_2309.pdf.

Schippert, Julian; Runge, Philipp; Farhang-Damghani, Nima; Grimm, Veronika (2022): Greenhouse Gas Footprint of Blue Hydrogen with Different Production Technologies and Logistics Options. Working Paper. In: SSRN Journal. DOI: 10.2139/ssrn.4153724.

Schlund, D., Theile, P. (2022): Simultaneity of green energy and hydrogen production: analysing the dispatch of a grid-connected electrolyser. Energy Policy, 166, 113008. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113008

Shirizadeh, Behrang; Villavicencio, Manuel; Douguet, Sebastien; Trüby, Johannes; Bou Issa, Charbel; Seck, Gondia Sokhna et al. (2023): The impact of methane leakage on the role of natural gas in the European energy transition. In: Nature communications 14 (1), S. 5756. DOI: 10.1038/s41467-023-41527-9.

Spillmann, Thorsten; Nolden, Christoph; Ragwitz, Mario; Pieton, Natalia; Sander, Philipp; Rublack, Liane (2024): Wasserstoff-Verteiloptionen 2035. Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff. Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG (Fraunhofer IEG). Online verfügbar unter https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/ver%C3%B6ffentlichungen/Wasserstoff-Verteiloptionen%202035.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

S&P Global Inc. (2024): Platts Hydrogen Assessments. Price Assessment. Online verfügbar unter https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments, zuletzt aktualisiert am 27.03.2024, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2024): Außenhandel. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/_inhalt.html, zuletzt abgerufen am 18.04.2024.

The Oxford Institute for Energy Studies (Hg.) (2023): Regulating the future European hydrogen supply industry. A balancing act between liberalization, sustainability, and security of supply? Unter Mitarbeit von Alexander Scheibe und Rahmatallah Poudineh. Oxford. Online verfügbar unter https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/10/ET26-Regulating-the-future-European-hydrogen-supply-industry-with-Exec-Summary.pdf, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Ruhnau, Oliver; Schiele, Johanna (2023): Flexible green hydrogen: The effect of relaxing simultaneity requirements on project design, economics, and power sector emissions. In: Energy Policy, 182, 113763. DOI: 10.1016/j.enpol.2023.113763.

U.S. Department of the Treasury (2023). U.S. Department of the Treasury, IRS Release Guidance on Hydrogen Production Credit to Drive American Innovation and Strengthen Energy Security. Press Releases, 22. Dezember 2023. https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy2010, zuletzt abgerufen am 13.03.2024.

VCI (2023). Produktion von Ammoniak in Deutschland in den Jahren von 2013 bis 2022 (in Tonnen) [Graph]. In Statista. Zugriff am 13. März 2024, von https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1285585/umfrage/ammoniakproduktion-in-deutschland/

Wietschel, Martin; Eckstein, Johannes; Riemer, Matia; Zheng, Lin; Lux, Benjamin; Neuner, Felix et al. (2021): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Von Kosten zu Preisen. Hg. v. Fraunhofer ISI. Fraunhofer ISI;

Fraunhofer IEG; Ruhr-Universität Bochum. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/7d880f55-93b4-461b-9088-99b7f228b69b/content, zuletzt geprüft am 27.03.2024

World Bank (2023): Worldwide Governance Indicators. Last Updated: 09/29/2023. https://databank.worldbank.org/source/worldwide-governance-indicators, zuletzt abgerufen am 12.03.2024

11.4 Literatur zu Kapitel 5

AG Energiebilanzen (AGEB) (2023): Auswertungstabellen, Stand November 2023. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

AG Energiebilanzen (AGEB) (2023b): Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. Detaillierte Anwendungsbilanzen der Endenergiesektoren für 2021 und 2022 sowie zusammenfassende Zeitreihen zum Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken für Jahre von 2012 bis 2022. Stand November 2023.

AGEE-Stat (2023): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2022. Online verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3- Zuletzt geprüft am 19.09.2023Zu

AGEE Stat (2024): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2024. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.xlsx, zuletzt geprüft am 27.03.2024

AGGE Stat (2024b): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2023. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/erneuerbare-energien-in-deutschland-uba-2023_02-2024.pdf. Zuletzt geprüft am 21.04.2024

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2020a): Kenndaten der Wärme- und Kälteversorger. Die wichtigsten Zahlen auf einen Blick. Stand 05/2020.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2020b): Energiemarkt Deutschland 2020. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Energiemarkt_Deutschland_2020_deutsch.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2021a): Kenndaten der Wärme- und Kälteversorger. Die wichtigsten Zahlen auf einen Blick. Stand 03/2021.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2021b): Die Energieversorgung 2020 – Jahresbericht. 10. Mai 2021. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2022a): Entwicklung der Fernwärmeverwendung nach Abnehmern in Deutschland, Stand 04/2022. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-fernwaermeabsatzes-deutschland/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2023a): Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht – Aktualisierte Fassung.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2023b): Kenndaten der Wärme- und Kälteversorger. Die wichtigsten Zahlen auf einen Blick. Stand 05/2023. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/kenndaten-der-waerme-und-kaelteversorger/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2023c): Die Energieversorgung 2023 – Jahresbericht. Stand 18. Dezember 2023. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/publikationen/jahresbericht-energieversorgung/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2024a): Statusreport Wärme. Basisdaten und Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland. Stand 4. März 2024. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/publikationen/statusreport-waerme/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Statistisches Bundesamt (Destatis), AG Fernwärme (AGFW) (2024b): Entwicklung der Fernwärmenetze in Deutschland. Stand 01/2024. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-fernwaermenetze-deutschland/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Beck-O'Brien, M., Egenolf, V., Winter, S., Zahnen, J., Griesshammer, N. (2022): Alles aus Holz – Rohstoff der Zukunft oder kommende Krise; Ansätze zu einer ausgewogenen Bioökonomie. WWF Deutschland, https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Wald/WWF-Studie-Alles-aus-Holz.pdf.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (verschiedene Jahre): Monitoringberichte, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html

Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle e.V. (BuVEG) (2023): Sanierungsquote 2023 unter 1% - Tendenz absteigend. Berlin. Simone Jost. Online verfügbar unter https://buveg.de/pressemeldungen/sanierungsquote-2023-unter-1-prozent-tendenz-absteigend/, zuletzt geprüft am 04.03.2024.

Bürger, V., Braungardt, S. und Miara, M. (2022): Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-04_DE_Scaling_up_heat_pumps/A-EW_273_Waerme-pumpen_WEB.pdf.

Cischinsky, Holger; Diefenbach, Nikolaus (2018): Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016. Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt (IWU). Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2018_IWU_CischinskyEtDiefenbach_Datenerhebung-Wohngeb%C3%A4udebestand-2016.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2024

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023); Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden, Wohnfläche, Räume: Deutschland, Stichtag (Tabelle 31231-0001). Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Ergebnis 31231-0001 (destatis.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Energiesysteme der Zukunft, ESYS (2023): Ragwitz M.; Weidlich, A. et al.: Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement. In: Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft.

Eurostat (2023): Cooling and heating degree days by country - annual data. DOI: https://doi.org/10.2908/NRG_CHDD_A. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_chdd_a/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_chdd, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Fraunhofer IEG, Agora Energiewende (2023): Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie.

Fraunhofer ISI (2021): Langfristszenarien Szenario-Explorer Gebäude. Online verfügbar unter https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gebaeude.php, zuletzt geprüft am 19.02.2024.

Frondel, Manuel (2024): CO_2-Bepreisung in Deutschland: Die Einnahmen endlich zurückgeben, aber nicht in Form eines Klimageldes. Nr. 160 RWI Materialien. Online verfügbar unter CO2-Bepreisung in Deutschland: Die Einnahmen endlich zurückgeben, aber nicht in Form eines Klimageldes (econstor.eu), zuletzt überprüft am 08.04.2024

KfW (2019): Förderreport KfW Bankengruppe, Stichtag 31. Dezember 2018. Online verfügbar unter Förderreport | KfW, zuletzt geprüft am 12.03.2024

KfW (2020): Förderreport KfW Bankengruppe, Stichtag 31. Dezember 2019. Online verfügbar unter Förderreport | KfW, zuletzt geprüft am 12.03.2024

KfW (2021): Förderreport KfW Bankengruppe, Stichtag 31. Dezember 2020. Online verfügbar unter Förderreport | KfW, zuletzt geprüft am 12.03.2024

KfW (2022): Förderreport KfW Bankengruppe, Stichtag 31. Dezember 2021. Online verfügbar unter Förderreport | KfW, zuletzt geprüft am 12.03.2024

KfW (2023): Förderreport KfW Bankengruppe, Stichtag 31. Dezember 2022. Online verfügbar unter Förderreport | KfW, zuletzt geprüft am 12.03.2024

Löschel, A.; Khanna, T. M.; Baiocchi, G.; Callaghan, M.; Creutzig, F.; Guias, H.; Haddaway, N. R.; Hirth, L.; Javaid, A.; Koch, N.; Laukemper, S.; Dominguez, M.; Minx, J. C. (2021): A multi-country meta-analysis on the role of behavioural change in reducing energy consumption and CO_2 emissions in residential buildings. In: Nature Energy 6, 925-932, 2021. DOI: https://doi.org/10.1038/s41560-021-00866-x

Öko-Institut (2023): Wie viel Energie verbrauchen unsere Wohngebäude? Unter Mitarbeit von Malte Bei der Wieden und Sibylle Braungardt. Online verfügbar unter https://blog.oeko.de/wie-viel-energie-verbrauchen-unsere-wohngebaeude/, zuletzt aktualisiert am 04.07.2023, zuletzt geprüft am 19.07.2023

Prognos; Boston Consulting Group (BCG); Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Potsdam-Institut für

Klimafolgenforschung (PIK) (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Studie für Stiftung Klimaneutralität (SKN), Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Deutsche Energie-Agentur (dena) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Vergleich_der_Big_5_Klimaneutralitaetsszenarien.pdf, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Prognos, ifeu, FIW, ITG (2022): Kurzfassung der Evaluationsergebnisse, Förderwirkungen BEG 2021, Evaluation des Förderprogramms "Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)" in den Teilprogrammen BEG Einzelmaßnahmen (BEG EM), BEG Wohngebäude (BEG WG) und BEG Nichtwohngebäude (BEG NWG) im Förderjahr 2021. Online verfügbar unter Kurzfassung Evaluation BEG 2021 (energiewechsel.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Statistisches Bundesamt (2024): Bevölkerungsstand: Amtliche Einwohnerzahl Deutschlands 2022, https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/_inhalt.html, zuletzt geprüft am 23.04.2024.

Statista (2023): verschiedene Statistiken in der Kategorie Mineralöl und Raffinierung, https://de.statista.com/statistik/kategorien/kategorie/7/themen/57/branche/mineraloel-raffinierung.

Thünen-Institut (2024): Gesamtholzbilanz, https://www.thuenen.de/de/fachinstitute/waldwirtschaft/zahlen-fakten/holzbilanzen/gesamtholzbilanz, Abruf April 2024.

UBA – Umweltbundesamt (2022): Wohnfläche. Online verfügbar unter Wohnfläche | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 19.04.2024

11.5 Literatur zu Kapitel 6

Aggregated Gas Storage Inventory (GIE AGSI) (Hg.) (2024): AGSI Sotrage Inventory. Data Overview / Historical Data. Online verfügbar unter https://agsi.gie.eu/data-overview/DE, zuletzt aktualisiert am 28.03.2024, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

AtG - Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz), Ausfertigungsdatum: 23.12.1959. Neugefasst durch Bek. v. 15.7.1985 I 1565. Zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 4.12.2022 I 2153. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/atg/AtG.pdf , zuletzt geprüft am 19.04.2022.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hg.) (2023): Aufkommen und Export von Erdgas. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_entwicklung_1999.xlsx?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2022a): Abschlussbericht Sonderanalysen Winter 2022/2023. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=1 , zuletzt geprüft am 28.01.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2022b): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Netz- und Kapazitätsreserve. nach § 63 Absatz 2a EnWG zur Wirksamkeit

und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und § 16 Absatz 2a EnWG. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 28.01.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2023a): Notfallplan Erdgas für die Bundesrepublik Deutschland. nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe b der Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2023b): Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt. Konsultationsphase und förmliches Beihilfeverfahren folgen als nächste Verfahrensschritte. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html , zuletzt geprüft am 21.09.2023.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2023c): Roadmap Systemstabilität. Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2023d): Sitzungsdokumente - Plattform Klimaneutrales Stromsystem. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/pkns-download-dokumente.html, zuletzt aktualisiert am 08.02.2024, zuletzt geprüft am 08.02.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hg.) (2024a): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management Strategie. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 25.03.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024b): Einigung zur Kraftwerksstrategie. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2015) – Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: Stand 01.06.2015).

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2020a): Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Bericht_%C2%A751_Abs.4b.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 08.02.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Beschlusskammer 6. (Hg.) (2020b): Beschluss Az: BK6-19-552. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2019/BK6-19-552/Beschluss/beschluss_11_05_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 27.01.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bundeskartellamt (Hg.) (2023): Monitoringbericht 2023 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20231129_Monitoringbericht.html, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2023a): Bericht: Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=1 , zuletzt geprüft am 08.02.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2023b): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Betrachtungszeitraum 2025 bis 2026. und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Netzreservebedarf_2023_2.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 28.01.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2023c) – Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 17. November 2023). Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste.xlsx?__blob=publicationFile&v=16, zuletzt geprüft am 18.04.2024

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2023d) – Veröffentlichung Zu- und Rückbau (Stand: 17. November 2023). Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/ZuUndRueckbau.xlsx?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 21.02.2024

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2024a): Aktuelle Lage Gasversorgung - Hintergrundinformationen. Der Gasfluss im Hintergrund wird meist durch einen geschickten Hinweis genauer beschrieben. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/Hintergrund/start.html, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2024b) – Aktuelle Lage Gasversorgung, Speicherfüllstände. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasspeicher_Fuellstand/Speicherfuellstand.html, zuletzt geprüft am 06.11.2023

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hg.) (2024): Erdgasdaten aktuell. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasdaten_aktuell_11Apr2024.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Consentec GmbH (2023): Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gutachten-fuer-den-monitoringbericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 08.02.2024.

Council of European Energy Regulators (CEER); Energy Community Regulatory Board (ECRB) (Hg.) (2022): 7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the quality of electricity and gas supply 2022. Online verfügbar unter https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e19caae8-95cf-f048-0664-0720228881bb, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

DERA (2022): Deutsche Rohstoffagentur Themenheft – Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse. Online verfügbar unter DERA Themenheft (deutsche-rohstoffagentur.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

DERA-ROSYS (2019): Deutsche Rohstoffagentur – Rohstoffinformationssystem ROSYS. Online verfügbar unter BGR - Rohstoffinformationssystem (deutsche-rohstoffagentur.de), zuletzt geprüft am 12.30.2024

DIW Berlin (Hg.) (2023): Deutschlands Gasversorgung ein Jahr nach russischem Angriff auf Ukraine gesichert, kein weiterer Ausbau von LNG-Terminals nötig. Unter Mitarbeit von Franziska Holz, Christian von Hirschhausen, Robin Sogalla, Lukas Barner, Björn Steigerwald und Claudia Kemfert. Online verfügbar unter https://www.diw.de/de/diw_01.c.866810.de/publikationen/diw_aktuell/2023_0086/deutschlands_gasversorgung_ein_jahr_nach_russischem_angriff___ine_gesichert__kein_weiterer_ausbau_von_lng-terminals_noetig.html, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

Elliott, Stuart (2024): US LNG 'pause' to have no short-, mid-term impact on EU supply security: EC. In: *S&P Global Commodity Insights*, 26.01.2024. Online verfügbar unter https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/012624-us-lng-pause-to-have-no-short-mid-term-impact-on-eu-supply-security-ec, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Köln, März 2012.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Öko-Institut (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Berlin/Köln, Mai 2013. Online verfügbar: https://www.oeko.de/oekodoc/1847/2013-516-de.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2024

ENTSO-E (Hg.) (2023): European Resource Adequacy Assessments (ERAA). Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/, zuletzt geprüft am 08.02.2024.

EU (2017): Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung. Online verfügbar unter EUR-Lex - 02017R1938-20220701 - EN - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 08.04.2024.

Europäische Kommission (Hg.) (2022a): Anhänge der Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den europäischen Rat, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. REPowerEU-Plan, Annexes 1 to 3. Brüssel. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_2&format=PDF, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Europäische Kommission (Hg.) (2022b): Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den europäischen Rat, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen.

REPowerEU-Plan. Brüssel. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Europäische Kommission (Hg.) (2022c): State Aid SA.103791 (2022/N) – Germany – Recapitalisation of Uniper. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202311/SA_103791_409DDA86-0000-C2F1-B4C3-CDCD235669D1_200_1.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Europäische Kommission (2023): Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens zur Gewährleistung einer sicheren und nachhaltigen Versorgung mit kritischen Rohstoffen und zur Änderung der Verordnungen (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, (EU) 2018/1724 und (EU) 2019/1020. Online verfügbar unter EUR-Lex - 52023PC0160 - DE - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Eurostat (Hg.) (2024a): Einfuhren von Erdgas nach Partnerland. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_GAS__custom_2508592/default/table?lang=de, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Eurostat (Hg.) (2024b): Importe von Erdgas nach Herkunftsland - monatliche Daten. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_gasm/default/table?lang=de&category=nrg.nrg_quant.nrg_quantm.nrg_t_m.nrg_ti_m, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

EWK (2021): Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, Februar 2021. Abgerufen am 28.03.2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

EWK (2023): Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Unter Mitarbeit von Andreas Löschel, Veronika Grimm, Felix Matthes und Anke Weidlich. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg. Online verfügbar unter https://www2.wiwi.rub.de/stellungnahme-zum-strommarktdesign-und-dessen-weiterentwicklungsmoeglichkeiten/, zuletzt geprüft am 05.12.2023.

LNGG - Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases. LNG-Beschleunigungsgesetz, vom 24.05.2022. Zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 12.7.2023 I Nr. 184. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/lngg/LNGG.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

KVBG – Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2479) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/index.html, zuletzt geprüft am 07.02.2023

Marscheider-Weidemann, F.; Langkau, S.; Baur, S.-J.; Billaud, M.; Deubzer, O.; Eberling, E.; Erdmann, L.; Haendel, M.; Krail, M.; Loibl, A.; Maisel, F.; Marwede, M.; Neef, C.; Neuwirth, M.; Rostek, L.; Rückschloss, J.; Shirinzadeh, S.; Stijepic, D.; Tercero Espinoza, L.; Tippner, M. (2021): Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2021. – DERA Rohstoffinformationen 50: 366 S., Berlin. Online verfügbar unter DERA Rohstoffinformationen 50 (2021). Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2021 (deutsche-rohstoffagentur.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Monopolkommission (Hg.) (2023): Energie 2023: Mit Wettbewerb aus der Energiekrise. 9. Sektorgutachten. Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. Online verfügbar unter

https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/9sg_energie_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Öko-Institut; LBD Beratungsgesellschaft (LBD) (2015): Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion. Kommentierung und Bewertung der Impact-Assessment-Studien zu Kapazitätsmechanismen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie die Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes. Berlin. Online verfügbar: https://www.oeko.de/news/aktuelles/oeko-institut-kritisiert-das-konzept-des-irreversiblen-energy-only-markts-20, zuletzt geprüft am 19.02.2024.

Prognos (2023): Spezifikation der Lock-In-Thematik für die Frage von LNG-Importen nach Deutschland. Online verfügbar: https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS-Studie-LockIn-und-Stranded-Assets.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2023

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2023): Souveränität Deutschlands sichern – Resiliente Lieferketten für die Transformation zur Klimaneutralität 2045. Online verfügbar unter Stiftung_Klimaneutralitaet_2023-Resiliente-Lieferketten_Langfassung.pdf (stiftung-klima.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

r2b energy consulting GmbH (2023): Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland mit Kohleausstieg bis 2030. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/analysen-zur-versorgungssicherheit-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 08.02.2024

S&P Global (2022): The Future of Copper – Will the looming supply gap short-circuit the energy transition?. Online verfügbar unter The-Future-of-Copper_Full-Report_SPGlobal.pdf (ihsmarkit.com), zuletzt geprüft am 12.03.2024

StromPBG - Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse* (Strompreisbremsegesetz) vom 20.12.2022. Zuletzt geändert durch Art. 12a G v. 22.12.2023. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/strompbg/BJNR251210022.html, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

The White House (26.01.2024): Fact Sheet: Biden-Harris Administration Announces Temporary Pause on Pending Approvals of Liquefied Natural Gas Exports. Online verfügbar unter https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2024/01/26/fact-sheet-biden-harris-administration-announces-temporary-pause-on-pending-approvals-of-liquefied-natural-gas-exports/, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜnB) (Hg.) (2023): Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP). Modellbeschreibung. 50Hertz; Amprion; TenneT; Transnet BW. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/regelenergie/ausgleichsenergiepreis/modellbeschreibung_der_rebap-berechnung_ab__01.11.2023.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

11.6 Literatur zu Kapitel 7

AGEB (2023a): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/, zuletzt geprüft am 11.04.2024.

AGEB (2023b): Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2022. Online verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft am 08.04.2024

ARegV - Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist. Online verfügbar unter ARegV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (gesetze-im-internet.de), zuletzt geprüft am 21.03.2024

BAFA (2021): Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – Informationsblatt CO2-Faktoren. Online verfügbar unter BAFA - Energie - Informationsblatt CO2-Faktoren, zuletzt geprüft am 21.03.2024

BDEW (2012): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012, Haushalte und Industrie. Stand 04. Mai 2012.

BDEW (2024a): BDEW Strompreisanalyse Februar 2024. Stand 13.02.2024. Online verfügbar unter Strompreis Entwicklung in Deutschland für Haushalte und Industrie | BDEW, zuletzt geprüft am 12.03.2024

BDEW (2024b): BDEW Gaspreisanalyse Februar 2024, Stand 13.02.2024. Online verfügbar unter Gaspreis Entwicklung in Deutschland für Haushalte | BDEW, abgerufen am 12.03.2024

BMF (2023): 29. Subventionsbericht des Bundes 2021 – 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/29-subventionsbericht-2217644, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

BMWI – Bundesministerium für Wirtschaft (2022): Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Zuletzt aktualisiert am 20.01.2022

BNetzA (2024a): Bundesnetzagentur – Entlastungen bei Energiepreisen. Online verfügbar unter Bundesnetzagentur - Entlastungen bei Energiepreisen, abgerufen am 12.03.2024

BNetzA (2024b): Netzentgelttransparenz Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/NET/start.html, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

BRH (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung. Online verfügbar unter Bundesrechnungshof - Homepage - Sonderbericht zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung, abgerufen am 12.03.2024

Destatis (2023a): Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – Juli 2023. Online verfügbar unter Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung - Juli 2023 - Statistisches Bundesamt (destatis.de), zuletzt geprüft am 19.04.2024.

Destatis (2023b): Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Abnehmergruppen. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/stromabsatz-haushalt.html, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Destatis (2023c): Stromsteuerstatistik 2022. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchsteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchsteuern/statistischer-bericht-stromsteuerstatistik-2140970227005.html, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Destatis (2023d): Statistischer Bericht - Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - 2. Vierteljahr 2023. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/statistischer-bericht-2180120233225.html?nn=214136, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Destatis (2024a): VGR des Bundes – Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre (Tabellencode 81000-0001). Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Statistik: 81000 (destatis.de), zuletzt geprüft am 19.04.2024

Destatis (2024b): Erdgaspreise für Haushalte: Deutschland, Halbjahre,Jahresverbrauchsklassen, Preisarten. Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Ergebnis 61243-0010 (destatis.de), zuletzt geprüft am 08.04.2024

Destatis (2024c): Kostenstrukturerhebung im Verarb. Gewerbe, Bergbau (Tabellencode: 42251-0004). Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Tabelle abrufen (destatis.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Destatis (2024d): Kostenstrukturerhebung im Verarb. Gewerbe, Bergbau (Tabellencode: 42251-0001). Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Tabelle abrufen (destatis.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Deutsche Bundesbank (2024a): Harmonisierter Verbraucherpreisindex Deutschland, kalender- und saisonbereinigt, insgesamt. Zeitreihe: BBDP1.M.DE.Y.HVPI.C.A00000.I15.A. Online verfügbar unter | Deutsche Bundesbank, zuletzt geprüft am 10.04.2024

Deutsche Bundesbank (2024b): Euro-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank/ Euro zu Dollar, Jahresdurchschnitte. Online verfügbar unter | Deutsche Bundesbank, zuletzt geprüft am 21.03.2024

EBeV - Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 vom 21. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2868). Online verfügbar unter Anlage 2 EBeV 2030 - Einzelnorm (gesetze-im-internet.de), zuletzt geprüft am 21.03.2024

EC (2021): Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung). Brüssel 14.07.2021. Online verfügbar: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0563&from=EN, zuletzt geprüft am 15.03.2024

EIA (2024): Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel). Online verfügbar unter Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel) (eia.gov), zuletzt geprüft am 21.03.2024

en2x (2024): Verbraucherpreise. Online verfügbar unter Verbraucherpreise - en2x, abgerufen am 12.03.2024

EnWG - Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 32) geändert worden ist. Online verfügbar unter EnWG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (gesetze-im-internet.de), zuletzt geprüft am 21.03.2024

EU Kommission (2023): Weekly Oil Bulletin. Stand Dezember 2023. Online verfügbar unter Weekly Oil Bulletin (europa.eu), zuletzt geprüft am 08.04.2024

European Energy Exchange (EEX): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Base, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Natural Gas, Futures, THE Natural Gas Future.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Environmentals, EEX EUA Futures, December.

Eurostat (2023a): Gas prices for domestic consumers – bi-annual data (until 2007) (Tabellencode:nrg_pc_202h). Online verfügbar unter Statistics | Eurostat (europa.eu), zuletzt geprüft am 20.03.2024

Eurostat (2023b): Gas prices for household consumers – bi-annual data (from 2007 onwards) (Tabellencode:nrg_prc_202). Online verfügbar unter Statistics | Eurostat (europa.eu), zuletzt geprüft am 20.03.2024

Eurostat (2023c): Komplette Energiebilanzen (Tabellencode: nrg_bal_c). Online verfügbar unter Statistics | Eurostat (europa.eu), zuletzt geprüft am 12.03.2024

EWK (2014): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Online verfügbar unter BMWK - Monitoring der Energiewende, zuletzt geprüft am 12.03.2024

EWK (2021): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Online verfügbar unter BMWK - Monitoring der Energiewende, zuletzt geprüft am 12.03.2024

EWK (2023): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Online verfügbar unter Stellungnahme zum Strommarktdesign (fau.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2023): Kraftstoffverbrauch in Deutschland. Online verfügbar unter FNR: Mediathek - Kraftstoffverbrauch in Deutschland, zuletzt geprüft am 19.04.2024

FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2024): Bioethanol. Online verfügbar unter Bioethanol (fnr.de), zuletzt geprüft am 19.04.2024

Indexmundi (2024): Kerosin monatlicher Preis – Euro pro Gallone. US-Golfküste Kerosin Spotpreis FOB. Online verfügbar unter Kerosin - monatlicher Preis (Euro pro Gallone) - Rohstoffpreise - Preis Charts und Daten - IndexMundi, zuletzt geprüft am 08.04.2024.

Intercontinental Exchange (ICE): Energy. Coal. API2 Rotterdam Coal Futures

Kaltenegger, O.; Löschel, A; Baikowski, M. and Lingens, J. (2017): Energy Costs in Germany and Europe: An Assessment Based on a (Total Real Unit) Energy Cost Accounting Framework. In: Energy Policy, 104, 419-430, 2017. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.039

Löschel, A.; Kaltenegger, O.; Baikowski, M. (2015a): Die Rolle der indirekten Energiekosten im deutschen Produzierenden Gewerbe, Wirtschaftsdienst 95(12), 2015. DOI: doi:10.1007/s10273-015-1911-y

Löschel, A. und Germeshausen, R. (2015b): Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit, Wirtschaftsdienst 95(1), 46-50, 2015. DOI: doi:10.1007/s10273-015-1776-0

Matthes et al. (2016): EKI – Der Energiekostenindex für die deutsche Industrie. Online verfügbar unter 2016-077-de.pdf (oeko.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

myLPG (2024): Informationen zu den Kraftstoffpreisen in Deutschland. Online verfügbar unter Informationen zu den Kraftstoffpreisen in Deutschland - myLPG.eu, zuletzt geprüft am 08.04.2024

Netztransparenz (2023a): KWKG-Jahresabrechnung 2022. Online verfügbar unter https://www.netztrans-parenz.de/KWKG/Jahresabrechnungen, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Netztransparenz (2023b): Jahresabrechnung § 17f EnWG 2022. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Jahresabrechnung, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Netztransparenz (2023c): Jahresabrechnung § 18 AbLaV 2022. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage-18-AbLaV/Jahresabrechnung-AblaV, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Netztransparenz (2023d): Jahresmarktwerte (JW) gemäß Anlage 1 (zu § 23a) Nr. 5.3 zum EEG. Online verfügbar unter Netztransparenz > Erneuerbare Energien und Umlagen > EEG > Transparenzanforderungen > Marktprämie > Marktwertübersicht, zuletzt geprüft am 11.04.2024.

Richtlinie 2003/96/EG: RICHTLINIE 2003/96/EG DES RATES vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. Online verfügbar unter Richtlinie - 2003/96 - EN - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 21.03.2024

SMARD: Bundesnetzagentur|SMARD.de Marktdaten. Online verfügbar unter https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/, zuletzt geprüft am 19.04.2024.

StromPBG - Strompreisbremsegesetz vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512), das zuletzt durch Artikel 12a des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist. Online verfügbar unter StromPBG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (gesetze-im-internet.de), zuletzt geprüft am 19.04.2024

StromNEV - Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist. Online verfügbar unter StromNEV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (gesetze-im-internet.de), zuletzt geprüft am 21.03.2024

StromStG – Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist. Online verfügbar unter StromStG - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis (gesetze-im-internet.de), zuletzt geprüft am 21.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2024a): Erneuerbare Energien im Verkehr. Online verfügbar unter Erneuerbare Energien im Verkehr | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 19.04.2024

UBA - Umweltbundesamt (2024b): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG), 1990 – 2023, Stand 15.03.2024. Online verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 16.03.2024

ÜNB (2023): EEG-Finanzierungsbedarf 2024. Online verfügbar unter EEG-Finanzierungsbedarf 2024 (netztransparenz.de), zuletzt geprüft am 21.03.2024

ÜNB (2024): EEG-Kontenübersicht. Online verfügbar unter Netztransparenz > Erneuerbare Energien und Umlagen > EEG > Transparenzanforderungen > EEG-Kontenübersicht, zuletzt geprüft am 19.04.2024

World Bank Group: DataBank Doing Business. System average interruption duration index (SAIDI). Online verfügbar unter https://databank.worldbank.org, zuletzt geprüft am 19.04.2024

11.7 Literatur zu Kapitel 8

AEE (2022): Agentur für Erneuerbare Energien. AEE-Akzeptanzumfrage 2022. Online verfügbar unter https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/aee-akzeptanzumfrage-2022, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Bach, S.; Knautz, J. (2022): Hohe Energiepreise: Ärmere Haushalte werden trotz Entlastungspaketen stärker belastet als reichere Haushalte. In: DIW Wochenbericht 17/2022, S. 243-251. Online verfügbar unter https://doi.org/10.18723/diw_wb:2022-17-1, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Bach, S.; Wittenberg, E. (2023): Klimageld mildert ungleiche Belastungen durch höhere Preise für fossile Energien: Interview. In: DIW Wochenbericht 23/2023, S. 281. Online verfügbar unter https://doi.org/10.18723/diw_wb:2023-23-2, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

BDEW (2024a): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. BDEW Strompreisanalyse Februar 2024. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

BDEW (2024b): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. BDEW-Gaspreisanalyse Februar 2024. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Blanck, R.; Kreye, K. (2021): Verteilungswirkungen ausgewählter klimapolitischer Maßnahmen im Bereich Mobilität. Öko-Institut e.V., 2021. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Verteilungswirkungen-ausgewaehlter-klimapolitischer-Massnahmen-im-Bereich-Mobilitaet_Oeko-Institut.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

BMUV (2022): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. Umweltbewusstsein in Deutschland 2022. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltbewusstsein-in-deutschland-2022, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

BMWi (2018): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2016. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

BMWK (2022): Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Zahlen und Fakten: Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2022. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2022.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

BNetzA (2023): Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2022. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Braungardt, S.; Bei der Wieden, M.; Hesse, T.; Kenkmann, T.; Koch, M.; Krieger, S. (2023): Großbaustelle Gebäudesektor. Lokal und sozial die Wärmewende entfachen. WWF Deutschland (Hg.). Online verfügbar unter https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/WWF-Studie-Waermewende.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Brockhaus (1968): Brockhaus. 24 Bände, 21. Auflage, Mannheim, 1986.

Busch, R.; Harder, K. (2024): Verwendung der Finanzmittel aus dem EU-Emissionshandel und Klima-Sozialfonds durch die Mitgliedstaaten der EU. In: Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 33. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/01/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_33_Europaeische_CO2-Bepreisung_und_Klimageld.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Cludius, J.; Kenkmann, T.; Braungardt, S.; Hünecke, K.; Schumacher, K.; Bei der Wieden, M.; Stieß, I.; Meemken, S. (2024): Sozialverträgliche Dekarbonisierung im Gebäudebestand. Anreiz- und Verteilungswirkungen von Instrumenten für die energetische Sanierung im Bestand. In: Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit Texte 05/2024. Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/05_2024_texte_sozialvertraegliche_dekarbonisierung.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Destatis (2022): Statistisches Bundesamt. Einkommens- und Verbraucherstichprobe 2018. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/evs2023/ergebnisse.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Destatis (2023): Statistisches Bundesamt. Daten zur Energiepreisentwicklung, - Lange Reihen von Januar 2005 bis Januar 2023. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-xlsx-5619001.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Destatis (2024): Statistisches Bundesamt. Unternehmen (EU) (Unternehmensregister-System): Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (Abschnitte), Beschäftigtengrößenklassen (Tabellencode 52111-0001). Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Suche (destatis.de), zuletzt geprüft am, 12.03.2024.

Die Bundesregierung (Hg.) (2023): Bundesregierung entlastet Mieter. Wohngeld- und Mietenbericht 2021/2022. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/wohngeld-mietenbericht-2195574, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

DIHK (2023): Energiewende-Barometer 2023 der IHK Organisation – Unternehmensumfrage zur Umsetzung der Energiewende. Online verfügbar unter Broschüre Energiewende-Barometer 2023 (dihk.de), zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Duden: Akzeptanz. In: Duden – Die deutsche Rechtschreibung, 28. Auflage 2020, Berlin.

Endruweit, G., Trommsdorff, G. (1989): Das Wörterbuch der Soziologie. UVK Verlagsgesellschaft, 3. Auflage, Konstanz 1989.

EU (2003): Richtlinie 2003/87/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der M9 Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02003L0087-20230605, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU (2020): Empfehlung (EU) 2020/1563 der Kommission vom 14. Oktober zu Energiearmut. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020H1563, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU (2023a): Verordnung 2023/955 des europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Einrichtung eines Klima-Sozialfonds und zur Änderung der Verordnung (EU) 2021/1060. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0955, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU (2023b): Verordnung 2023/1791 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung). Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU (2023c): Empfehlung (EU) 2023/2407 der Kommission vom 20. Oktober 2023 zu Energiearmut. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302407, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU Eurobarometer (2023): Special Eurobarometer 538, Climate Change. Online verfügbar unter https://data.europa.eu/data/datasets/s2954_99_3_sp538_eng?locale=de, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EU SILC Datenbank (2023): EU Statistik über Einkommen und Lebensbedingungen, Indikatoren HH050, HS021. Online verfügbar unter EU Statistik über Einkommen und Lebensbedingungen - Eurostat (europa.eu), zuletzt geprüft am 19.04.2024.

EWK (2014a): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EWK (2014b): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EWK (2018): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EWK (2019): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EWK (2021): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

EY (2023): EY Energie-Radar, Juli 2023. Online verfügbar unter https://www.ey.com/de_de/news/2023/07/ey-energie-radar-umweltschutz-wird-wieder-wichtiger, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

FDZ (2022): Forschungsdatenzentren der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder. Einkommens- und Verbraucherstichprobe 2018, 2022. Online verfügbar unter https://www.forschungsdatenzentrum.de/de/10-21242-63211-2018-00-04-3-1-2, zuletzt geprüft am 31.Januar 2024.

Fiedler, S.; Peiseler, F.; Maier, M.; Meemken, S.; Zahn, P.; Cludius, J.; Graichen, J.; Schumacher, K.; Healy, S. (2024): CO_2-Preis in Deutschland. Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.germanwatch.org/sites/default/files/202402_ets2_klimasozialfonds.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Friedrichsen, J; Schmacker, R. (2019): Die Angst vor Stigmatisierung hindert Menschen daran, Transferleistungen in Anspruch zu nehmen. DIW Wochenbericht 26/2019. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.632756.de/19-26-1.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Frondel, M.; Kestner, K.; Pahle, M.; Schwarz, A.; Singhai, P.; Sommer, S. (2021): Das Wärme- & Wohnen-Panel zur Analyse des Wärmesektors. Ariadne-Hintergrund, 2021. Online verfügbar unter https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/C01A5C7E31CB5D5EE0537E695E8609B1/live/document/Ariadne-Hintergrund_Haushaltspanel_April2021_V2.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

HGB. Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 34 Absatz 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 411) geändert worden ist. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/hgb/HGB.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

IASS (2017): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. In: IASS Brochure, November 2017. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2312/iass.2017.019, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

IASS (2018): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. In: IASS Brochure, Februar 2019. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2312/iass.2019.002, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

IASS (2019): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. In: IASS Brochure, April 2020. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2312/iass.2020.010, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

ifo Institut (2022): Human Ressource (HR) zwischen Energie- und Coronakrise: Das Maßnahmepaket der Unternehmen (3. Quartal 2022). Online verfügbar unter Human Ressource (HR) zwischen Energie- und Coronakrise: Das Maßnahmenpaket der Unternehmen (3. Quartal 2022) | Fakten | ifo Institut, zuletzt geprüft am 12.03.2024.

ifo Institut (2024): Wollen die Deutschen beim Klimaschutz Vorreiter sein und wenn ja, wie? Maßnahmen aus Bevölkerungsperspektive. Online verfügbar unter Wollen die Deutschen beim Klimaschutz Vorreiter sein und wenn ja, wie? Maßnahmen aus Bevölkerungsperspektive | Publikationen | ifo Institut, zuletzt geprüft am 12.03.2024.

IHK (2022): Umfrage zur Energiekrise. Online verfügbar unter umfrage-energiekrise-download-data.pdf (ihk.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024.

Kalkuhl, M.; Flachsland, C.; Knopf, B.; Amberg, M.; Bergmann, T.; Kellner, M.; Stüber, S.; Hawood, L.; Roolfs, C.; Edenhofer, O. (2022): Auswirkungen der Energiepreiskrise auf Haushalte in Deutschland. Sozialpolitische Herausforderungen und Handlungsoptionen. MCC. Online verfügbar unter https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2022_MCC_Auswirkungen_der_Energiepreiskrise_auf_Haushalte.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Kellner ,M.; Roolfs, C.; Rütten, K.; Bergmann, T.; Hirsch, J.; Haywood, L.; Konopka, B.; Kalkuhl, M. (2022): Entlastung der Haushalte von der CO2-Bepreisung: Klimageld vs. Absenkung der EEG-Umlage. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2022/05/Ariadne-Analyse_Rueckerstattung_Juni2022.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Kellner, M.; Rütten, K.; Callaghan, M.; Kögel, N.; Kalkuhl, M.; Knopf, B.; Edenhofer, O. (2023): Systematische Verteilungsanalyse zur Wärmewende: Welche Haushalte tragen die Kosten und wie kann die Entlastung aussehen? MCC. Online verfügbar unter https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2023_MCC_Systematische_Verteilungsanalyse_zur_Waermewende.pdf.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

KfW (2023): KfW-Energiewendebarometer 2023. Energiewende im Spannungsfeld zwischen Handlungsbedarfen und finanziellen Möglichkeiten. Online verfügbar unter https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-KfW-Energiewendebarometer/KfW-Energiewendebarometer-2023.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Klinski, S.; Keimeyer, F.; Cludius, J.;Schumacher, K. (2023): Fachliche Unterstützung Klimapolitik: Verfassungsrechtliche Grundfragen und sozio-ökonomische Auswirkungen eines „Klimageldes“. Öko-Institut e.V., 2023. Online verfügbar unter https://www.oeko.de//fileadmin/oekodoc/Klimageld_Verfassungsrechtliche-Grundfragen-sozio-oekonomische-Auswirkungen.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Kuhn, M.; Schlattmann, L. (2024): Distributional Consequences of Climate Policies. Working Paper, 2024. Online verfügbar unter https://drive.google.com/file/d/1LPTxG6H6Xr59DLduD5x_NSyPdQbOcq4l/view, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Matthes, F.; Schumacher, K.; Blanck, R.; Cludius, J.; Hermann, H.; Kreye, K.; Loreck, C.; Cook, V. (2021): CO_2-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom: Die Umfinanzierung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/CO2-Bepreisung_und_die_Reform_der_Steuern.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

RIFS (2021): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2021: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2021/08/Soziales_Nachhaltigkeitsbarometer_2021.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

RIFS (2022): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2022: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. Online verfügbar unter https://ariadneprojekt.de/media/2022/09/iass_soziales_nachhaltigkeitsbarometer_2022_web.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

RIFS (2023): Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende 2023: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse. Online verfügbar unter https://snb.ariadneprojekt.de/start, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Schumacher, K.; Cludius, J.; Noka, V.; Fiedler, S.; Leisinger, C.; Tews, K. (2022): Der Klima-Sozialfonds im Fit-for-55-Paket der Europäischen Kommission – Definition und Quantifizierung vulnerabler Haushalte und notwendige Investitionsbedarfe. In: UBA Texte 58/2022, 2022. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_58-2022_der_klima-sozialfonds_im_fit-for-55-paket_der_europaeischen_kommission.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

SVR (2022): Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung – Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten – Jahresgutachten 22/23. Online verfügbar unter Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten (sachverstaendigenrat-wirtschaft.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024.

SVRV (2023): Sachverständigenrat für Verbraucherfragen. Folgen der Energiekrise. Wie viel Haushalte für Heizung/Warmwasser und Strom zahlen. Policy Brief Sachverständigenrat für Verbraucherfragen (SVRV), 2023. Online verfügbar unter https://www.svr-verbraucherfragen.de/publication/SVRV-Policy-Brief-Folgen-der-Energiekrise.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

SVRV (2024). Akzeptanz der Energiewende aus Sicht der Haushalte, mimeo.

UBA (2022): Umweltbundesamt. CO2-Bepreisung im Verkehrs- und Gebäudebereich sozialverträglich gestalten Herausforderungen, Strategien, Instrumente. In: Climate Change 47/2022, 2022. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-10_climate-change_47-2022_co2-bepreisung_verkehrs-gebaeudebereich_sozialvertraeglich_bf.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

Verordnung (EU) 2023/955: VERORDNUNG (EU) 2023/955 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 10. Mai 2023 zur Einrichtung eines Klima-Sozialfonds und zur Änderung der Verordnung (EU) 2021/1060. Online verfügbar unter Verordnung - 2023/955 - DE - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 19.04.2024

11.8 Literatur zu Kapitel 9

Agora Energiewende (2021): Der Photovoltaik- und Windflächenrechner. Ein Beitrag zur Diskussion um die Ausweisung von Flächen für Windenergieanlagen an Land. Online verfügbar unter A-EW_235_PV-Windflaechenrechner_WEB.pdf (agora-energiewende.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

BMEL, BMWK, BMUV (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS), Stand September 2022. Online verfügbar unter Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS) (bmel.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

BMWI (2021): Die Energie der Zukunft – 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berichtsjahre 2018 und 2019. Online verfügbar unter Die Energie der Zukunft – 8. Monitoring-Bericht (bmwk.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

Bookhagen, B.; Eicke, C.; Elsner, H.; Henning, S.; Kern, M.; Kresse, C.; Kuhn, K.; Liesegang, M.; Lutz, R.; Mählitz, P.; Moldenhauer, K.; Pein, M.; Schauer, M.; Schmidt, S.; Schmitz, M.; Sievers, H.; Szurlies, M. (2022): Deutschland – Rohstoffsituation 2021. Herausgegeben von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Online verfügbar unter Deutschland - Rohstoffsituationsbericht 2021 (bund.de), zuletzt geprüft am 25.03.2024

Destatis (2023): Holzeinschlag: Deutschland, Jahre, Holzsorten, Holzartengruppen, Waldeigentumsarten (Tabellencode: 41261 – 0002). Online verfügbar unter Statistisches Bundesamt Deutschland - GENESIS-Online: Statistik: 41261 (destatis.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

Destatis (2024): Gesamtrohstoffproduktivität und ihre Komponenten. Online verfügbar unter Gesamtrohstoffproduktivität und ihre Komponenten, Index 2010 = 100 - Statistisches Bundesamt (destatis.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

EU (1994): RICHTLINIE 94/62/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Dezember 1994 über Verpackungen und Verpackungsabfälle. Online verfügbar unter EUR-Lex - 01994L0062-20180704 - EN - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 25.03.2024

EU (2016): Richtlinie (EU) 2016/2284 des europäischen Parlamentes und des Rates vom 14. Dezember 2016 über die Reduktion der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe, zur Änderung der Richtlinie 2003/35/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 2001/81/EG. Online verfügbar unter RICHTLINIE (EU) 2016/2284 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 14. Dezember 2016 - über die Reduktion der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe, zur Änderung der Richtlinie 2003/ 35/ EG und zur Aufhebung der Richtlinie 2001/ 81/ EG (europa.eu), zuletzt geprüft am 13.03.2024

EU (2019): DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2019/665 DER KOMMISSION vom 17. April 2019 zur Änderung der Entscheidung 2005/270/EG zur Festlegung der Tabellenformate für die Datenbank gemäß der Richtlinie 94/62/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Verpackungen und Verpackungsabfälle. Online verfügbar unter Durchführungsbeschluss - 2019/665 - EN - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 25.03.2024

EU Kommission (2023): Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens zur Gewährleistung einer sicheren und nachhaltigen Versorgung mit kritischen Rohstoffen und zur Änderung der Verordnungen (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, (EU) 2018/1724 und (EU) 2019/1020. Online verfügbar unter EUR-Lex - 52023PC0160 - DE - EUR-Lex (europa.eu), zuletzt geprüft am 12.03.2024

EU Kommission (2024): Carbon Border Adjustment Mechanism. Online verfügbar unter Carbon Border Adjustment Mechanism - European Commission (europa.eu), abgerufen am 12.03.2024

EWK (2018): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Online verfügbar unter BMWK - Monitoring der Energiewende, zuletzt geprüft am 12.03.2024

EWK (2021): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Online verfügbar unter BMWK - Monitoring der Energiewende, zuletzt geprüft am 12.03.2024

ExpKom Fracking (2021): Bericht – Expertenkommission Fracking gemäß Wasserhaushaltsgesetz § 13a Absatz 6. Online verfügbar unter Berichtsentwurf Expertenkommission Fracking, 2021 (expkom-fracking-whg.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

Flamme, S.; Hanewinkel, J.; Quicker, P.; Weber, K (2018): Energieerzeugung aus Abfällen – Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Online verfügbar unter Energieerzeugung aus Abfällen Stand und Potenziale in Deutschland bis 2030 (umweltbundesamt.de), zuletzt geprüft am 25.03.2024

FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2023): Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Online verfügbar unter Anbau und Verwendung Nachwachsender Rohstoffe in Deutschland (neuwerg.de), zuletzt geprüft am 25.03.2024

Gierds, J.; Stephanos, C.; Erlach, B.; Fischedick, M.; Henning, H.-M.; Matthies, E.; Pittel, K.; Renn, J.; Sauer, D. U.; Spieker genannt Döhmann, I. (2023): Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten (Impuls). Akademieprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS). Online verfügbar unter ESYS_Fracking.pdf (energiesysteme-zukunft.de), zuletzt geprüft am 25.03.2024

GVM Gesellschaft für Verpackungsmarktforschung mbH (2022): Aufkommen und Verwertung von Verpackungsabfällen in Deutschland im Jahr 2020 – Abschlussbericht. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Online verfügbar unter Aufkommen und Verwertung von Verpackungsabfällen in Deutschland im Jahr 2020 (umweltbundesamt.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

KSG – Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html, zuletzt geprüft am 26.10.2023

Öko-Institut, Prognos (2018): Zukunft Stromsystem II: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung – Vom Ziel her denken. Online verfügbar unter WWF-Zukunft-Stromsystem-2.pdf, zuletzt geprüft am 13.03.2024

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2023): Souveränität Deutschlands sichern – Resiliente Lieferketten für die Transformation zur Klimaneutralität 2045. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität - Langfassung. Online verfügbar unter Stiftung_Klimaneutralitaet_2023-Resiliente-Lieferketten_Langfassung.pdf (stiftung-klima.de), zuletzt geprüft am 12.03.2024

Ragwitz M./Weidlich, A. et al. (2023): Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2023. Online verfügbar unter ESYS Analyse IntEv.pdf (energiesysteme-zukunft.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

Sandau, F.; Timme, S.; Baumgarten, C.; Beckers, R.; Bretschneider, W.; Briem, S.; Frauenstein, J.; Gibis, C.; Gniffke, P.; Grimm, S.; Herbstritt, C.; Juhrich, K.; Kahrl, A.; Kosmol, J.; Kuhs, G.; Langner, M.; Lewandrowski, D.; Lünenbürger, B.; Mohaupt, V.; Pfeiffer, D.; Plaß, D.; Plickert, S.; Rechenberg, J.; Reißmann, D.; Straff, W.; Weiß, J.; Wintermeyer, D. (2021): Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen – Stand und Perspektiven 2021. Herausgegeben vom Umweltbundesamt. Online verfügbar unter Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen: Stand und Perspektiven 2021 (umweltbundesamt.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2023): Landinanspruchnahme und Rekultivierung, Stand 2023. Online verfügbar unter Braunkohle - STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e. V. (kohlenstatistik.de), zuletzt geprüft am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023a): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, 1990-2021, Stand April 2023. Online verfügbar unter 2022_04_04_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_luft_v1.0.xlsx (live.com), , zuletzt geprüft am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023b): Stickstoffdioxid-Belastung. Online verfügbar unter Stickstoffdioxid-Belastung | Umweltbundesamt, abgerufen am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023c): Feinstaub-Belastung. Online verfügbar unter Feinstaub-Belastung | Umweltbundesamt, abgerufen am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023d): Indikator: Belastung der Bevölkerung durch Feinstaub (PM2,5). Online verfügbar unter Indikator: Belastung der Bevölkerung durch Feinstaub (PM2,5) | Umweltbundesamt, , abgerufen am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023e): Indikator: Belastung der Bevölkerung durch Feinstaub (PM10). Online verfügbar unter Indikator: Belastung der Bevölkerung durch Feinstaub (PM10) | Umweltbundesamt, , abgerufen am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023f): Flächenverbrauch für Rohstoffabbau, Stand Januar 2023. Online verfügbar unter Flächenverbrauch für Rohstoffabbau | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023g): Elektro- und Elektronikaltgeräte. Online verfügbar unter Elektro- und Elektronikaltgeräte | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023h): Altbatterien. Online verfügbar unter Altbatterien | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023i): Photovoltaik. Online verfügbar unter Photovoltaik | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 13.04.2024

UBA - Umweltbundesamt (2023j): Bioenergie. Online verfügbar unter Bioenergie | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 13.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2024a): Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG), 1990 – 2023, Stand 15.03.2024. Online verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx, zuletzt geprüft am 16.03.2024

UBA - Umweltbundesamt (2024b): Common Reporting Format (CRF) Table, EU-Resubmission April 2024:. Online verfügbar https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/envzfm0va/, zuletzt geprüft am 03.04.2024

UBA - Umweltbundesamt (2024c): Treibhausgas-Projektionen 2024 – Ergebnisse kompakt. Online verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-ergebnisse-kompakt, zuletzt geprüft am 03.04.2024

UBA - Umweltbundesamt (2024d): Rohstoffproduktivität. Online verfügbar unter Rohstoffproduktivität | Umweltbundesamt, zuletzt geprüft am 13.03.2024

Wuppertal Institut, Öko-Institut, Oetjen-Dehne & Partner Umwelt- und Energie-Consult GmbH (2019): Stoffstromorientierte Ermittlung des Beitrags der Sekundärrohstoffwirtschaft zur Schonung von Primärrohstoffen und Steigerung der Ressourcenproduktivität. Online verfügbar unter Stoffstromorientierte Ermittlung des Beitrags der Sekundärrohstoffwirtschaft zur Schonung von Primärrohstoffen und Steigerung der Ressourcenproduktivität (umweltbundesamt.de), zuletzt geprüft a, 13.03.2024

11.9 Literatur zu Kapitel 10

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2020): Energiewende 2030: Europas Weg zur Klimaneutralität. https://energiesysteme-zukunft.de/energiewende-2030

Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (Agora) (2023): Der CO_2-Preis für Gebäude und Verkehr. Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel. Online verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-26_DE_BEH_ETS_II/A-EW_311_BEH_ETS_II_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 15.01.2024

BEHG - Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. 12.2019 (BGBl. I S. 2728), Zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412). Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html, zuletzt geprüft am 15.02.2024

BEHV - Brennstoffemissionshandelsverordnung vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3026). Zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 21. Juni 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 163).Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/behv/BEHV.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2024

Bundesregierung (2022): G7-Erklärung zum Klimaclub. Elmau, den 28. Juni 2022. https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/2057898/954672c2ac2f2ba2d7c490e3ea8ba15c/2022-06-28-klimaclub-data.pdf?download=1

Coady, D., Parry, I., Sears, L., & Shang, B. (2015): How large are global energy subsidies?. IMF Working Paper, 15/105. https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15105.pdf

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2023: Nationaler Emissionshandel: Emissionen für das Jahr 2022 fallen im Vergleich zu 2021 um 5,9 Prozent, November 2023, Online verfügbar: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/meldung-emissions-abgabesituation.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 01.02.2024

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2024: Neue Rekordeinnahmen im Emissionshandel, 04.01.2024, Online verfügbar: https://www.dehst.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2024_001_jahresabschluss-2023-euets-nehs.html?nn=438736, zuletzt geprüft am 15.01.2024

EnergieStG – Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2483) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/BJNR153410006.html, zuletzt geprüft am 15.02.2024

ETC (2022): Trends and projections in the EU ETS in 2022. Online verfügbar: https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cm/products/et-cm-report-2022-05/@@download/file/ETC%20Eionet%20report%205%202022.pdf , zuletzt geprüft am 15.01.2024

EWK (2021): Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, Februar 2021. https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de/files/2021/03/stellungnahme-der-expertenkommission-langfassung.pdf

Europäische Kommission (2021a): Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung). Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1b01af2a-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Europäische Kommission (2021b): Anhänge des Vorschlags für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung). Brüssel. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1b01af2a-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_2&format=PDF, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Europäische Kommission (2023): Durchführungsbeschluss (EU) 2023/1319 der Kommission vom 28. Juni 2023 zur Änderung des Durchführungsbeschlusses (EU) 2020/2126 zur Überarbeitung der jährlichen Emissionszuweisungen an die Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2023 bis 2030. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023D1319, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Europäische Union (EU) (2018): Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018R0841&from=de, zuletzt geprüft am 03.09.2019.

Europäische Union (EU) (2018): Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 (Text von Bedeutung für den EWR). In: Amtsblatt der Europäischen Union. Rechtsvorschriften. ABl. L 156 vom 19.6.2018, S. 26-42. Online verfügbar unter http://data.europa.eu/eli/reg/2018/842/oj, zuletzt geprüft am 09.04.2019.

Europäische Union (EU) (2021): Verordnung (EU) 2021/1119 des europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der

Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz"). Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119, zuletzt geprüft am 15.08.2023.

Europäische Union (EU) (2023a): Richtlinie (EU) 2023/959 des europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Europäische Union (EU) (2023b): Verordnung (EU) 2023/955 des europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Einrichtung eines Klima-Sozialfonds und zur Änderung der Verordnung (EU) 2021/1060. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0955, zuletzt geprüft am 11.07.2023.

Europäische Union (EU) (2023c): Verordnung (EU) 2023/956 des europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO_2-Grenzausgleichssystems. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R0956, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Europäische Union (EU) (2023d): Durchführungsverordnung (EU) 2023/1773 der Kommission vom 17. August 2023 mit Vorschriften über die Anwendung der Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die im Übergangszeitraum geltenden Berichtspflichten für die Zwecke des CO_2-Grenzausgleichssystems. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1773, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

European Union (EU) (2023e): Regulation 2023/857 Directive 2023/959/EC of the European Parliament and of the Council of 19 April 2023 10 May 2023 amending amending Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement, and Regulation (EU) 2018/1999. Online verfügbar: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R0857, zuletzt geprüft am 15.02.2024.

ExpertInnen-Kommission Gas und Wärme (2022): Sicher durch den Winter. Abschlussbericht, Berlin, 31.10.2022. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Frondel, M., Schmidt, C. M. (2024): Rückverteilung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung - Das Versprechen der Politik endlich einlösen, aber nicht in Form des Klimageldes!. RWI Position #83, 07. Februar 2024. https://www.rwi-essen.de/fileadmin/user_upload/RWI/Publikationen/RWI_Positionen/RWI_Pos_rueckverteilung_der_Einnahmen_aus_der_co2_bepreisung.pdf

Grimm, V.; Gross, C.; Marxsen, T.; Schwarz, M. (2023): Folgen der Energiekrise. Wie viel Haushalte für Heizung/Warmwasser und Strom zahlen. Policy Brief Sachverständigenrat für Verbraucherfragen (SVRV), 2023. Online verfügbar unter https://www.svr-verbraucherfragen.de/publication/SVRV-Policy-Brief-Folgen-der-Energiekrise.pdf, zuletzt geprüft am 27.03.2024.

IEA (2023): Global EV Outlook 2023 - Catching up with climate ambitions. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023

IRENA (2023): Renewable power generation costs in 2022. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022

Kalkuhl, M., M. Kellner, C. Roolfs, K. Rütten, J. George, A. Bekk, A. Held, M. Heinemann, U. Eydam, N. aus dem Moore, M. Pahle, A. Schwarz, U. Fahl, M. Blum, K. Treichel (2023): Optionen zur Verwendung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung. Kurzdossier, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, März 2023. https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdossier-optionen-zur-verwendung-der-einnahmen-aus-der-co2-bepreisung/

KSG – Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html, zuletzt geprüft am 26.10.2023

SPD; Bündnis 90 / Die Grünen; FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. Berlin, zuletzt geprüft am 04.04.2024.

Stiftung Umweltenergierecht (2019): Zur verfassungsrechtlichen Einordnung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/11/Stiftung_Umweltenergierecht_M%C3%BCller_Stellungnahme_BEHG_2019-11-06.pdf, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

SVRV (2020): Carbon Adjustment Mechanisms: Empirics, Design and caveats. Online verfügbar unter https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_11_2020.pdf, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

OECD (2023): Supplement to effective carbon rates 2023. Online verfügbar unter https://www.oecd.org/tax/tax-policy/effective-carbon-rates-germany.pdf, zuletzt geprüft am 02.04.2024)

Öko-Institut (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Online verfügbar unter https://www.oeko.de//fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf, zuletzt geprüft am 02.04.2024.

Öko-Institut, Prognos, Fraunhofer ISI (Öko-Institut et al. 2023): Übersicht über die Vorschläge zu den EU-Zielvorgaben, Basierend auf dem „Fit for 55“-Paket der EU-Kommission, sowie den Beschlüssen zur EU-Klimaschutz-Verordnung, der LULUCF-Verordnung und der ETS-Richtlinie nach dem Trilogverfahren, 8 März 2023. Online verfügbar: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einschaetzung-Fit-for-55.pdf, zuletzt geprüft am 15.02.2024

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2024): Supply and demand in the ETS 2. Assessment of the new EU ETS for road transport, buildings and other sectors. Unter Mitarbeit von Jakob Graichen und Sylvie Ludig. Öko-Institut. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/supply-demand-in-the-ets-2, zuletzt geprüft am 16.02.2024.

Nordhaus, W. (2015): Climate Clubs: Overcoming Free-riding in International Climate Policy. In: American Economic Review, 105(4): 1339–1370. http://dx.doi.org/10.1257/aer.15000001

SPD, Bündnis 90/Die Grünen & FDP, 2021, Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021 – 2025. https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf

StromStG – Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist. Online verfügbar: https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/BJNR037810999.html, zuletzt geprüft am 15.02.2024

Wissenschaftsplattform Klimaschutz (WPKS) (2022): Auf dem Weg zur Klimaneutralität: Umsetzung des European Green Deal und Reform der Klimapolitik in Deutschland. Jahresgutachten 2021. Berlin. Online verfügbar unter https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS_JGA_Volltext.pdf, zuletzt geprüft am 04.04.2024