

Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

Monitoringbericht 2025

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, Dezember 2025

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

Marvin Müller, Dr. Christian Rusche

Technische Universität Nürnberg (UTN)

Markus Albuscheit, Dr. Jan Gniza, Lukas M. Lang, Dr. Christian Sölch

Öko-Institut

Kaya Dünzen, Hauke Hermann, Dr. Katja Schumacher

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Célia Burghardt, Rebecca Hofmann

Vorwort

Die Adressierung des Klimawandels ist eine der zentralen Herausforderungen unserer Zeit. Deutschland hat sich, auch im Kontext der europäischen Selbstverpflichtung zur Klimaneutralität bis 2050, dazu verpflichtet, in nur 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. Der Auftrag der unabhängigen, aus vier Expertinnen und Experten bestehenden Kommission wurde durch einen Beschluss des Bundeskabinetts 2024 angepasst und weiterentwickelt. Der vorliegende Bericht der Expertenkommission ist entsprechend – wie der Monitoringbericht 2024 – erneut als eigenständiger Bericht konzipiert, der Bezug nehmend auf bestehende Veröffentlichungen der Bundesregierung den Fortschritt der Energiewende evaluiert. Der Monitoringbericht 2025 wurde inhaltlich am 30. September 2025 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2023 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch aktuelle Entwicklungen in den Jahren 2024 und 2025 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. Da der Krieg weiterhin andauert und Handelsstreitigkeiten wichtige Lieferketten infrage stellen, legt die Expertenkommission im vorliegenden Bericht 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, Seltene Erden, ...), die für die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu erneuerbaren Technologien essenziell sind, analysiert. Zur Bewertung des Stands der Energiewende kommt weiterhin die Energiewende-Ampel zum Einsatz. Für die Jahre 2023 und 2024 steht die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb. Die Expertenkommission drückt damit aus, dass die Ziele der Energiewende zwar 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 Dr. Christian Rusche und Marvin Müller von der Ruhr Universität Bochum (RUB), Dr. Christian Sölch, Markus Albuscheit, Dr. Jan Gniza und Lukas Lang von der Technischen Universität Nürnberg (UTN), Kaya Dünzen, Hauke Hermann und Dr. Katja Schumacher vom Öko-Institut sowie Célia Burghardt und Rebecca Hofmann von der Albert Ludwigs-Universität Freiburg.

Ein Mitglied der Expertenkommission, Veronika Grimm, hat sich aufgrund ihrer Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der Siemens Energy AG an jenen Teilen der Diskussion sowie an der Ausarbeitung von Handlungsempfehlungen nicht beteiligt, die konkrete Ausbau- oder Mengenvorgaben für Windkraftanlagen oder Gaskraftwerke betreffen.

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

Andreas Löschel

Veronika Grimm

Felix Matthes

Anke Weidlich

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	3
Inhaltsverzeichnis.....	5
Zusammenfassung des Berichts 2025	10
1. Stand der Energiewende	10
2. Energiesektor im Überblick	16
3. Strom	18
4. Stoffliche Energieträger	26
5. Wärme	30
6. Energie- und Versorgungssicherheit	32
7. Energiepreise und –kosten	36
8. Kosten und Finanzierung der Energiewende.....	40
9. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende	42
10. Emissionen, Umweltauswirkungen und Ressourcen	45
11. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik.....	47
Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen	52
Abbildungen	52
Tabellen	58
Monitoringbericht 2025	60
1 Stand der Energiewende	60
1.1 Einleitung	60
1.2 Dimensionen der Energiewende.....	62
1.3 Die Energiewende-Ampel	70
2 Energiesektor im Überblick	93
2.1 Historische Entwicklung	94
2.1.1 Endenergie.....	94
2.1.2 Primärenergie.....	101
2.2 Zukünftige Verbrauchsentwicklungen für Strom, Gas und Mineralölprodukte	103
3 Strom	108
3.1 Stromverbrauch, Erzeugung und Handel	113
3.1.1 Erzeugung und Verwendung von Strom.....	113
3.1.2 Stromaußenhandel.....	118

3.2	Erneuerbare Energien	124
3.2.1	Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Solarenergie.....	125
3.2.2	Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land	128
3.2.3	Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie auf See	131
3.2.4	Förderung der erneuerbaren Energien und Stand des EEG-Kontos.....	133
3.2.5	Marktwerte der erneuerbaren Energien.....	137
3.3	Kohleausstieg	139
3.3.1	Aktueller Stand des Kohleausstiegs.....	139
3.3.2	Kohlekraftwerke in Reserven.....	145
3.3.3	Löschung von Zertifikaten.....	149
3.3.4	Zukünftige Wirtschaftlichkeit der verbliebenen Kohlekraftwerke.....	151
3.4	Stromnetze.....	155
3.4.1	Engpassmanagement.....	155
3.4.2	Ausbau der Übertragungsnetze.....	168
3.4.3	Ausbau der Verteilnetze.....	184
3.4.4	Kostenentwicklung und Netzentgelte.....	186
3.4.5	Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik.....	191
3.4.6	Netzanschlüsse.....	195
3.5	Flexibilisierung und Digitalisierung	198
3.5.1	Entwicklung von Flexibilität aus Lastmanagement und Speichern.....	198
3.5.2	Ausbau von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen.....	200
3.5.3	Digitalisierung: Smart Meter Rollout.....	202
3.6	Marktdesign	205
3.6.1	Überblick.....	205
3.6.2	Handlungsfeld Marktintegration der regenerativen Stromerzeugung.....	206
3.6.3	Handlungsfeld zeitlich und räumlich differenzierte Marktsignale.....	209
3.6.4	Andere Handlungsfelder im Bereich Strommarktdesign.....	218
4	Stoffliche Energieträger	219
4.1	Mineralölprodukte	222
4.2	Erdgas.....	231
4.3	Bioenergie	237

4.4	Wasserstoff und seine Derivate	241
4.4.1	Heutige Situation.....	241
4.4.2	Zukünftiger Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff.....	252
4.4.3	Ursachen des ausbleibenden Wasserstoffhochlaufs.....	262
4.4.4	Aktueller Instrumentenmix.....	268
4.4.5	Wasserstoffhochlauf sicherstellen.....	275
5	Wärme	283
5.1	Endenergieverbrauch.....	284
5.2	Klimafreundliche Wärmeversorgung	287
5.3	Beheizungsstruktur von Gebäuden.....	289
6	Energie- und Versorgungssicherheit.....	296
6.1	Strom.....	298
6.1.1	Einleitung.....	298
6.1.2	Entwicklung der Residuallast.....	299
6.1.3	Erzeugungskapazitäten im Strommarkt.....	302
6.1.4	Versorgungszuverlässigkeit.....	310
6.1.5	Systemdienstleistungen.....	311
6.2	Erdgas.....	316
6.3	Exkurs: Resilienz von Energiewendelieferketten und strategische Rohstoffe	329
6.3.1	Dimensionen für resiliente Energiewendelieferketten.....	329
6.3.2	Kritische Rohstoffe, strategische Rohstoffe, Technologien und Branchen	333
6.3.3	Hemmnisse bei Friend-, Home- und Nearshoring sowie weitere Flaschenhälse	341
6.3.4	Beispiel: Kupfer.....	343
7	Energiepreise und –kosten	349
7.1	Übersicht zu Energiepreisen	350
7.1.1	Großhandelspreise.....	350
7.1.2	Strompreise für private Haushalte und industrielle Verbraucher.....	351
7.1.3	Preise für leichtes Heizöl und Erdgas.....	358
7.1.4	Preise für Treibstoffe und Biomasse.....	360
7.2	Gesamtkosten für Strom.....	361
7.3	Kraftstoffe	365
7.4	Energiestückkosten	367

8	Kosten und Finanzierung der Energiewende.....	371
8.1	Markturnvollkommenheiten und ordnungspolitischer Rahmen.....	373
8.2	Aktuelle Situation.....	377
8.3	Ermöglichung der Finanzierung der Energiewende.....	381
9	Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende.....	385
9.1	Verteilungswirkungen.....	386
9.1.1	Energieausgaben privater Haushalte.....	386
9.1.2	Energiearmut.....	391
9.1.3	Unternehmen.....	399
9.2	Akzeptanz.....	405
9.2.1	Überblick zur Akzeptanz der Energiewende.....	405
9.2.2	Fragen zur Akzeptanz in der Haushaltsbefragung des SVRV.....	411
10	Emissionen, Umweltauswirkungen und Ressourcen.....	418
10.1	Emissionen.....	419
10.2	Emissionsbilanzierung der Biomassenutzung.....	421
10.3	Umweltauswirkungen und Rohstoffentnahmen.....	422
10.3.1	Luftschadstoffe.....	422
10.3.2	Rohstoffentnahmen.....	425
10.3.3	Recycling.....	429
10.3.4	Flächeninanspruchnahme.....	433
10.4	Exkurs: Erweiterte Betrachtung von Umweltauswirkungen und Treibhausgasemissionen.....	435
11	Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik.....	437
11.1	Europäische Zielarchitektur und europäischer Emissionshandel.....	438
11.2	Nationaler Emissionshandel.....	442
11.3	CO ₂ -basierte Energiepreisreform.....	444
11.4	Empfehlungen zum Policy Mix.....	448
12	Literaturverzeichnis.....	457
12.1	Literatur zu Kapitel 2.....	457
12.2	Literatur zu Kapitel 3.....	458
12.3	Literatur zu Kapitel 4.....	471
12.4	Literatur zu Kapitel 5.....	483
12.5	Literatur zu Kapitel 6.....	484
12.6	Literatur zu Kapitel 7.....	491

12.7 Literatur zu Kapitel 8	496
12.8 Literatur zu Kapitel 9	502
12.9 Literatur zu Kapitel 10	505
12.10 Literatur zu Kapitel 11	509
Anhang	514

Zusammenfassung des Berichts 2025

1. Stand der Energiewende

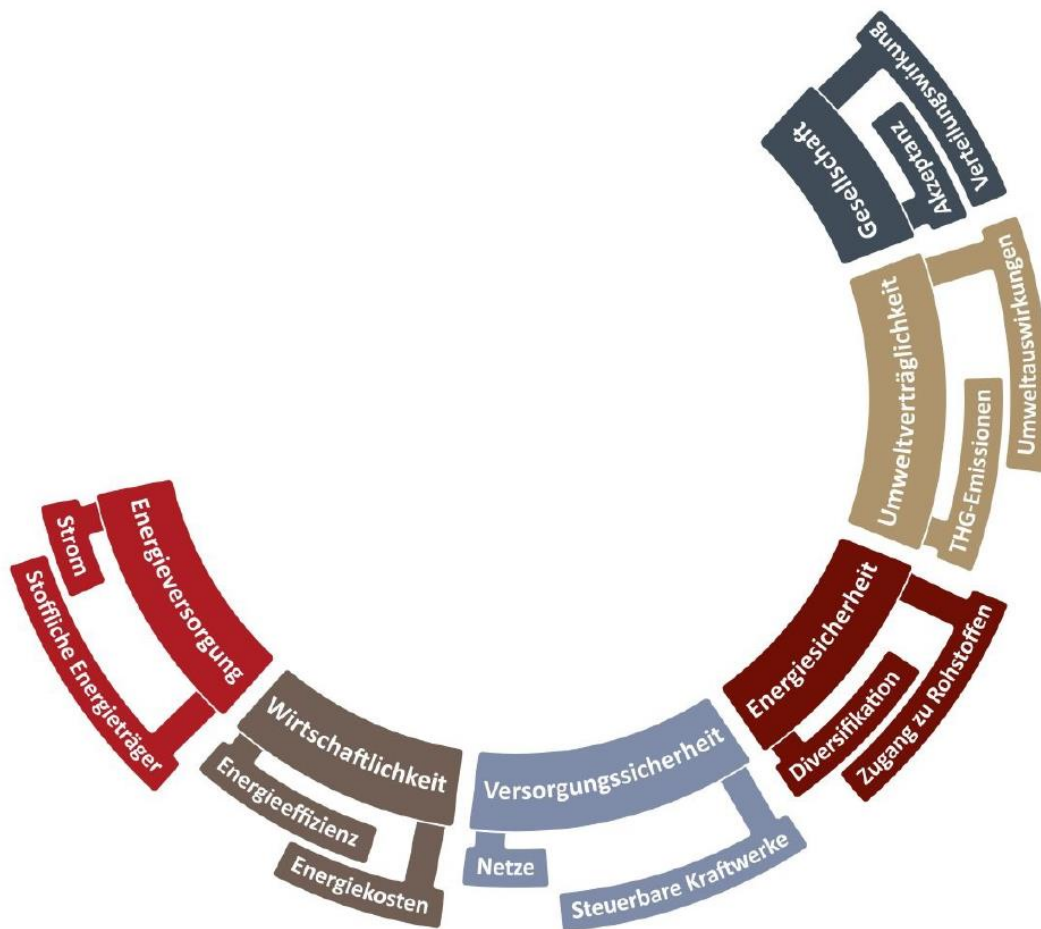
Z1. Der grundlegende technologische Umbau des Energiesystems ist notwendig, um in Deutschland bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Bei diesem Umbau gilt es, das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung zu beachten. Bis zum Jahr 2045 sind es jedoch nur noch 20 Jahre. Aufgrund der Tatsache, dass Investitionen im Energiebereich mit zum Teil erheblichen Vorlaufzeiten verbunden sind und energietechnische Anlagen lange in Betrieb sind, müssen bereits jetzt die notwendigen Weichen gestellt und die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Dabei wird die Energiewende breit definiert; sie umfasst die Versorgung mit Strom, Wärme, flüssigen und gasförmigen Energieträgern sowie die Effizienz in den Anwendungsbereichen.

Z2. Die unabhängige Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (EEM) hat vor diesem Hintergrund die Aufgabe, den Stand der Energiewende wissenschaftlich fundiert und objektiv zu bewerten, sowie einen möglichen Policy-Mix zur erfolgreichen Umsetzung zu beschreiben. Die Expertenkommission, die durch vier Expertinnen und Experten gebildet wird, begleitet seit 2011 die Energiewende und berät die Bundesregierung. Durch einen Beschluss des Bundeskabinetts im Jahr 2024 wurde der Auftrag der Expertenkommission zuletzt weiterentwickelt. Der Bericht des Jahres 2024 war folgerichtig der erste Bericht, der sich nicht auf weitere Veröffentlichungen der Bundesregierung bezog, sondern eigenständig den aktuellen Stand der Energiewende behandelt. Der nun vorliegende Monitoringbericht 2025 schreibt den Monitoringbericht 2024 fort. Der Monitoringbericht 2025 wurde inhaltlich am 30. September 2025 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2023 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch Entwicklungen in den Jahren 2024 und 2025 dar.

Z3. Im Monitoringbericht des letzten Jahres hat die Expertenkommission Indikatoren identifiziert, um die Energiewende möglichst vollständig zu erfassen und zu bewerten. Diese kommen auch im vorliegenden Bericht zur Anwendung. Mit Hilfe der Indikatoren werden sechs Dimensionen der Energiewende abgedeckt, die jeweils in zwei bzw. drei Unterdimensionen unterteilt sind. In Abbildung Z-1 sind die Dimensionen und ihre jeweiligen Unterdimensionen mit Ausnahme der Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ in der Dimension „Energieversorgung“ dargestellt.

Z4. Die Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende erfolgt – analog zu den bisherigen Veröffentlichungen – anhand einer Energiewende-Ampel: Wenn die Indikatoren nahelegen, dass die Ziele der Energiewende mit den aktuell absehbaren Maßnahmen sehr wahrscheinlich nicht erreicht werden, wird Rot verwendet. Gelb kommt zur Anwendung, wenn die Zielerreichung als nicht sichergestellt eingeschätzt wird. Entsprechend gibt Grün an, dass die Ziele nach Einschätzung der Expertenkommission erreicht oder wahrscheinlich erreicht werden.

Abbildung Z-1: Die Dimensionen der Energiewende



Quelle: Eigene Darstellung der Dimensionen der Energiewende.

Z5. Die Dimension „Energieversorgung“ umfasst in der Energiewende-Ampel drei Unterdimensionen: „Strom“, „Stoffliche Energieträger“ sowie „Energiesektor im Überblick“. Letztere deckt die allgemeine Entwicklung der Energieversorgung über alle Sektoren hinweg ab. Die Unterdimension „Strom“ umfasst Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Unterdimension „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.

Z6. Die Dimension „Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit“ wird in der Energiewende-Ampel durch die Unterdimensionen „Energieeffizienz“ und „Energiekosten“ gebildet. „Energieeffizienz“ deckt die Entwicklungen der Endenergieproduktivität und der Endenergieeffizienz im Gebäudesektor ab. Die Unterdimension „Energiekosten“ untersucht Veränderungen bei den Strom- und Energiepreisen für Haushalte und Industrie sowie die Entwicklung der Letztverbraucherausgaben für den Endenergieverbrauch nach Anwendungssektoren.

Z7. Die Dimension „Versorgungssicherheit“ umfasst die Unterdimensionen „Netze“ und „Steuerebare Kraftwerke“. Der Ausbau und der Betrieb der deutschen Netzinfrastruktur sowie der Umfang der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen werden mit Hilfe der Unterdimension „Netze“ abgedeckt. Die Unterdimension „Steuerebare Kraftwerke“ betrachtet die Entwicklung der Leistung steuerbarer Kraftwerke in Deutschland. Dies beinhaltet eine Betrachtung der aktuell diskutierten Instrumente und Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Z8. Die Unterdimensionen „Diversifikation“ und „Zugang zu Rohstoffen“ bilden die Dimension „Energiesicherheit“. Beide Unterdimensionen behandeln die Marktkonzentration bei Energieträgern (vor allem Gas, Rohöl- und Mineralölprodukte) sowie bei strategischen Rohstoffen der Energiewende (Lithium, Kobalt, Nickel, Graphit, Mangan, Seltene Erden, Silizium). Ziel der Dimension „Energiesicherheit“ ist es auch, zu analysieren, wie resilient das deutsche Energiesystem entlang seiner Lieferketten ist und wo potenzielle Risiken in Form von Abhängigkeiten von einzelnen Ländern vorliegen.

Z9. Die Dimension „Umweltverträglichkeit“ wird in der Energiewende-Ampel durch die Unterdimensionen „Treibhausgas-Emissionen“ und „Umweltauswirkungen“ gebildet. Die Unterdimension „Umweltauswirkungen“ behandelt Umweltauswirkungen in Folge der Nutzung von Energie, welche nicht mit Treibhausgas-Emissionen zusammenhängen. Darunter fallen die Schadstoffbelastung, die Landnutzung, die Rohstoffentnahme, die Umweltauswirkungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie die Situation in der deutschen Abfallwirtschaft. Die Unterdimension „Treibhausgas-Emissionen“ diskutiert Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren.

Z10. Die Dimension „Gesellschaft“ umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen „Akzeptanz“ und „Verteilungswirkungen“. Die Unterdimension „Akzeptanz“ untersucht mit Hilfe repräsentativer Umfragen die Zustimmung der Bevölkerung zur Energiewende. Dies umfasst die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende, die Zustimmung zur konkreten Umsetzung sowie die persönliche Betroffenheit. Ergänzend dazu werden die Verteilungswirkungen der Energiewende anhand von empirischen Analysen zu Energieausgaben und zur Betroffenheit einzelner Bevölkerungsgruppen durch Energiearmut beurteilt.

Z11. Die Bewertung mit Hilfe der Ampelfarben kombiniert eine statistisch-faktenbasierte Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Dabei basiert die Ampelfarbe einer Dimension auf den Ampelfarben der jeweiligen Unterdimensionen und den zugeordneten Indikatoren. Tabelle Z-1 zeigt die zusammenfassende Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende, dargestellt durch die entsprechende Einfärbung der Indikatoren und (Unter-)Dimensionen. Zusätzlich beinhaltet Tabelle Z-1 die Einschätzung der Expertenkommission zur perspektivischen Entwicklung des jeweiligen Indikators, und gibt die Kapitelverortung einer ausführlichen Betrachtung der Indikatoren im Monitoringbericht 2025 an. Anhand der Angaben wird ein Eindruck der Entwicklung in der nahen Zukunft ermöglicht. Insgesamt zeigt sich, dass die Energiewende-Ampel überwiegend auf Gelb steht und in allen Bereichen der Energiewende weiterhin Handlungsbedarf besteht. Die Zielerreichung ist kein Selbstläufer.

Tabelle Z-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2023/2024 sowie perspektivische Entwicklung der Indikatoren

Dimension		Unterdimension	Indikator	
Energieversor- gung		Strom	Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 3.2)	● →
			Entwicklung der absoluten EE-Stromerzeugungskapazitäten (Kapitel 3.1)	● →
			Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Kapitel 3.2)	● →
		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)	● →
Versorgungs- sicherheit		Netze	Ausbau der Übertragungsnetze (Kapitel 3.4)	● ↗
			Digitalisierung (Kapitel 3.5)	● →
			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)	● →
Energiesicher- heit		Diversifikation	Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) für Erdgas (Kapitel 6.2)	● →
		Zugang zu Roh- stoffen	Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung (Kapitel 6.3)	● →

Preiswürdig- keit/ Wirtschaftlich- keit	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 3.3.1)	● →
	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)	● →
	Verteilungswirkungen	Energiearmut (Kapitel 8.1)	● →
		Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen (Kapitel 8.1)	● →
		Energiekostenbelastung bezogen auf die gesamten Konsumausgaben (Kapitel 8.1)	● →

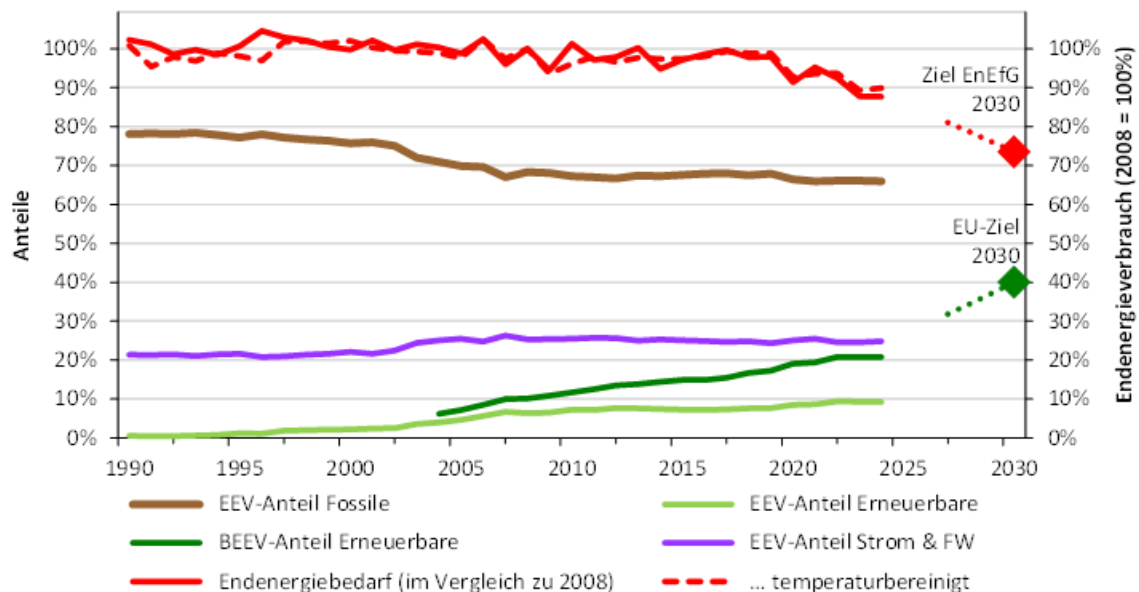
Anmerkungen: Siehe Tabelle 1-1 im Monitoringbericht 2025.

2. Energiesektor im Überblick

Z12. Der gesamte Endenergieverbrauch blieb in den vergangenen drei Dekaden weitgehend konstant und zeigt seit 2010 eine leicht rückläufige Tendenz (Abbildung Z-2). Effizienzgewinne beim Einsatz von Brenn- und Kraftstoffen sowie durch zunehmende Elektrifizierung wurden weitgehend durch wirtschaftliches und demografisches Wachstum kompensiert. Erst 2020 ergab sich krisenbedingt ein Nachfragerückgang von 9 % ggü. 2008, dem im Jahr 2021 ein Anstieg von fast 4 Prozentpunkten folgte. Im Verlauf der Erdgaskrise sank der Endenergieverbrauch im Jahr 2022, stieg dann 2023 wieder an und lag 2024 um 12 % unter dem Niveau von 2008. Temperaturbereinigt lag die Minderung des Endenergieverbrauchs 2020 ggü. 2008 bei 7 %, bis 2024 ging sie auf 10 % zurück. Um das Endenergie-Reduktionsziel zu erreichen, wäre von 2025 bis 2030 ein jährlicher (temperaturbereinigter) Rückgang von 3,1 Prozentpunkten (ggü. 2008) erforderlich. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass die Bewertungsgrößen Endenergieverbrauchsniveau und -intensität nur eingeschränkt als Steuerungsindikatoren geeignet sind.

Z13. Die gesamte Endenergienachfrage verteilt sich derzeit zu jeweils knapp 30 % auf Industrie, private Haushalte und Verkehr, während der Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) mit 14 % den kleinsten Anteil hat. Seit 1990 sind die Anteile von Industrie und GHD leicht gesunken, während Haushalte und Verkehr zulegten. Etwa 36 % der Endenergie dienen der Erzeugung mechanischer Energie (vor allem Verkehr), 33 % dem Gebäudeenergiebedarf und 23 % der Prozesswärme in der Industrie. 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. 9 %, der von Strom und Fernwärme erhöhte sich auf Werte von etwa 25 %. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien erreichte Deutschland 2023 einen Anteil von 22 % am Bruttoendenergieverbrauch und liegt damit unter dem Pfad zur Erreichung des europäischen Ziels von 40 % bis zum Jahr 2030.

Abbildung Z2: Endenergieverbrauchs-Indikatoren



Anmerkung: siehe Abbildung 2-4 im Monitoringbericht 2025.

Z14. Das EnEFG sieht bis 2030 eine Senkung des Primärenergieverbrauchs um 39,3 % ggü. 2008 vor. Bis 2024 wurde ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 27 % ggü 2008 erreicht. Davon ist ein erheblicher Teil auf energiestatistische Effekte durch die primärenergetische Bewertung der stark gestiegenen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zurückzuführen. Um das Ziel im Jahr 2030 zu erreichen, müsste der jährliche Rückgang des Primärenergiebedarfs vom langjährigen Mittelwert von 2 auf 3 Prozentpunkte (bezogen auf 2008) steigen. Die Anteile von Stein- und Braunkohle sind deutlich, die Anteile von Erdgas und Mineralöl aktuell leicht rückläufig; die Kernenergienutzung endete im April 2023. 2023 übertraf der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieaufkommen erstmals den kombinierten Anteil von Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie.

Z15. Die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland hängt stark von den sozioökonomischen Rahmenbedingungen und der Ausgestaltung der Energie- und Klimapolitik ab. Während normative Energieverbrauchsprojektionen energiewirtschaftliche Entwicklungen zur Erreichung der Klimaziele skizzieren, beschreiben die explorativen Szenarien Verbrauchsentwicklungen ohne weitere Maßnahmen. Der Stromverbrauch wird infolge der Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie deutlich steigen, während Erdgas- und Mineralölverbrauch langfristig sinken. Ab etwa 2035 divergieren die Modellierungen stark, insbesondere beim Gasverbrauch. Die Bandbreiten verdeutlichen erhebliche Unsicherheiten und die Notwendigkeit flexibler, und dynamischer Politikansätze, zugleich zeichnen sich bereits heute No-regret-Maßnahmen ab.

3. Strom

Stromverbrauch, Erzeugung und Handel

Z16. Nach einigen Jahren rückläufiger Entwicklung erreichte der Bruttostromverbrauch in Deutschland 2023 mit 521 TWh den niedrigsten Stand seit 1990, und stieg im Jahr 2024 wieder leicht auf 527 TWh an. Durch zunehmende Elektrifizierung im Zuge der Transformation hin zur Klimaneutralität sowie durch neue Verbraucher ist für die kommenden Jahre mit einem weiteren Anstieg des Strombedarfs zu rechnen. Neue Anwendungen wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Rechenzentren weisen bereits zunehmende Stromverbräuche auf, auch wenn ihr Anteil am gesamten Stromverbrauch derzeit noch gering ist. Im Jahr 2024 stieg der Verbrauch von Wärmepumpen um 13 % gegenüber dem Vorjahr auf nun 11,1 TWh, bei Elektrofahrzeugen waren es +26 % auf 5,3 TWh. Rechenzentren erreichten einen Verbrauch von rund 20 TWh. Der Stromverbrauch der Elektrolyse ist bislang gering, jedoch ist mit dem geplanten Ausbau der Elektrolysekapazität auch hier von einem steigenden Strombedarf auszugehen.

Z17. Die Bruttostromerzeugung ging im Jahr 2024 erneut zurück. Die Stromimporte der deutsch-luxemburgischen Gebotszone übertrafen die Exporte um 31,9 TWh, somit war Deutschland 2024 wie im Jahr davor Netto-Importeur für Strom. Wichtige Gründe hierfür waren die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im europäischen Ausland, der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie sowie die zeitweise niedrigere Windstromproduktion in Deutschland. In dieser Marktsituation wurde die inländische fossile Stromerzeugung teilweise durch günstigere Importe ersetzt. Die Herkunft der deutschen Stromimporte nach Ländern oder Erzeugungsarten wird teilweise stark diskutiert und unterschiedlich bestimmt. Methoden dieser Bestimmung sollten auf Netto-Exportpositionen aller Länder im europäischen Markt basieren. Demnach kommen die meisten Importe aus Wasser- und Kernkraft, wobei Frankreich, die Schweiz und Norwegen die wichtigsten Lieferländer sind.

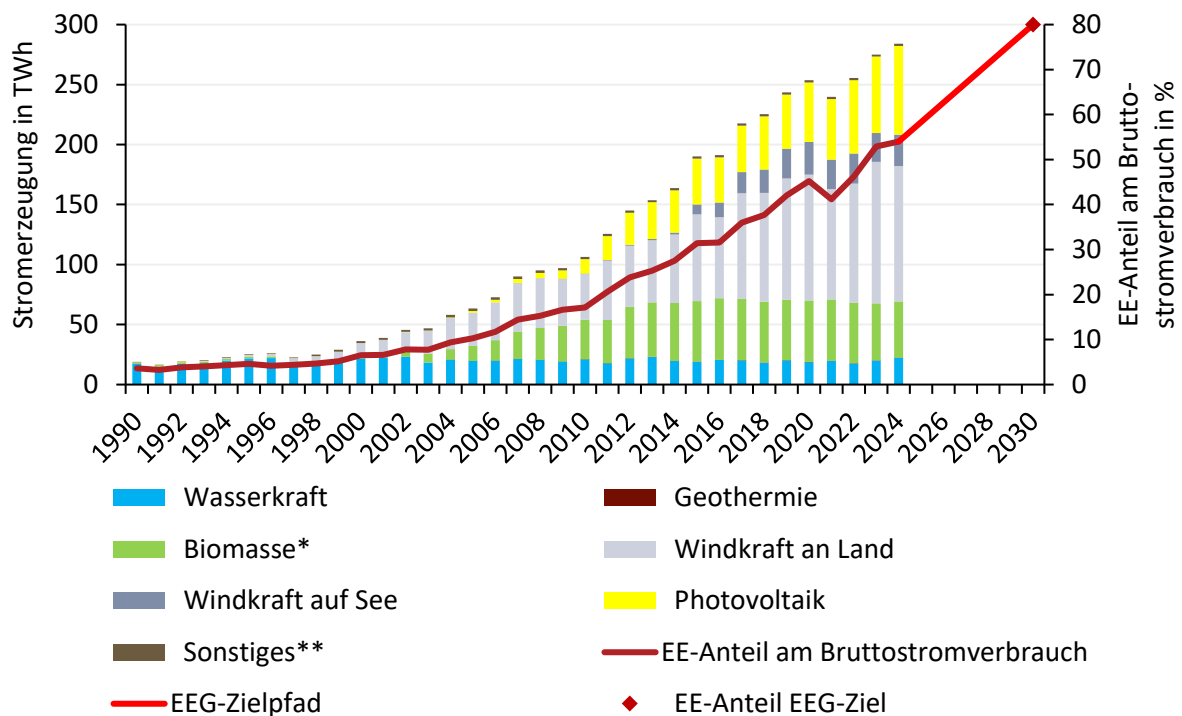
Z18. Ein weiterer Trend ist die Annäherung von Brutto- und Nettostromerzeugung: Der Unterschied zwischen beiden Größen hat sich in den letzten Jahren deutlich verringert, weil der Anteil erneuerbarer Energien – insbesondere Wind- und Solarstrom – zugenommen hat. Diese Technologien weisen einen geringen Kraftwerkseigenverbrauch auf, wodurch die Differenz zwischen Brutto- und Nettowerten schrumpft. Zugleich ist jedoch der Anteil der sogenannten Ausfallarbeit, also jener Strommenge, die aufgrund von Netzengpässen nicht eingespeist werden konnte (9,4 TWh im Jahr 2024), relevant.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Z19. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren weiter zugenommen; maßgebliche Treiber waren Photovoltaik und – in schwächerem Umfang – die Windenergie. 2024 stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 54 % (Abbildung Z-3). Während die Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse seit Jahren auf ähnlichem

Niveau verharret, legte die Photovoltaik deutlich zu; die Windstromerzeugung stagnierte 2024 in etwa auf Vorjahresniveau, obwohl netto 3,3 GW zugebaut wurden. Die PV-Erzeugung umfasst auch Eigenversorgung, welche ebenso ansteigt. In Summe erreicht PV in mehreren Monaten des Jahres bereits höhere Erzeugungsmengen als Wind.

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



Anmerkung: siehe Abbildung 3-7 im Monitoringbericht 2025.

Z20. Die installierte PV-Leistung stieg im Jahr 2024 um 16,7 GW (2023: +14,6 GW) auf insgesamt 99,8 GW und übertraf damit den EEG-Zielpfad (88 GW) deutlich. Rund 61 % der neu installierten Leistung entfielen auf Aufdachanlagen; der Anteil von Freiflächenanlagen nahm leicht zu (2024: $\approx$ 30 %). Die Ausschreibungen für PV waren durchgängig überzeichnet und die mengengewichteten Zuschlagswerte sanken auf neue Tiefststände ($\approx$ 4,3–4,7 ct/kWh). Bei Wind an Land wurden im Jahr 2024 brutto 3,3 GW (2,6 GW netto nach Abzug von Stilllegungen) errichtet. Die insgesamt installierte Leistung lag bei 63,6 GW und damit unter dem Zwischenziel gemäß EEG. Zwar zeigten die Ausschreibungsrunden seit Ende 2024 wieder deutlich höhere Zuschlagsmengen (2024 in Summe knapp 11 GW, 2025 bislang ebenfalls rund 11 GW mit Potenzial bis 14,5 GW), doch bleibt ein rascher Hochlauf der Realisierung erforderlich. Positiv ist der Rückgang der durchschnittlichen Genehmigungsdauer auf 23,1 Monate (-10 % ggü. 2023), wenngleich die Spannbreite zwischen den Bundesländern groß ist.

Z21. In der Offshore-Windenergie wurden im Jahr 2024 742 MW zugebaut (Gesamt: 9,2 GW). Alle in 2023/2024 ausgeschriebenen Mengen wurden bezuschlagt; gleichzeitig zeigen die Auktionsergebnisse, dass Projekte ohne zusätzliche Flankierung schwieriger zu realisieren sind. Für nicht zentral voruntersuchte Flächen lagen die Gebote 2024 teils über 1 Mio. €/MW (zweite Gebotskomponente), während 2025 ein deutlich niedrigerer Wert von 0,18 Mio. €/MW erzielt wurde; bei zentral voruntersuchten Flächen blieb die Ausschreibung 2025 ohne Gebot. Verzögerungen bei Offshore-Netzanschlüssen erhöhen den Druck auf das Erreichen des 30-GW-Ziels bis 2030. Niedrige bzw. negative Strompreise, Merit-Order- und Abschattungseffekte sowie PPA-Risiken erfordern eine Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns, um Investitionssicherheit zu erhöhen.

Z22. Industrie- und handelspolitisch bleibt die Wertschöpfungskette kritisch: Der Markt wird insbesondere in der Photovoltaik-Herstellung weiterhin von außereuropäischer Modulproduktion dominiert. Die 2024 in Kraft getretene Net-Zero Industry Act-Verordnung setzt daher auf einen höheren EU-Anteil an Schlüsseltechnologien. Unterstützungsinstrumente sollten europäisch koordiniert, wettbewerbsneutral und auf Segmente mit realistischem Markterfolg ausgerichtet sein.

Kohleausstieg

Z23. Der Kohleausstieg in Deutschland verläuft weiterhin entlang des im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) verankerten Stilllegungspfad. Dieser sieht einen Ausstieg bis spätestens 2038 vor. Die Kohleverstromung hat ihren Anteil an der gesamten jährlichen Stromerzeugung von 2015 bis 2024 deutlich reduziert (-61 %), lag 2024 aber immer noch bei rund 22 %. Parallel ist die installierte Leistung der marktaktiven Kohlekraftwerke im gleichen Zeitraum von 46,2 GW auf 24,8 GW gesunken (-46 %). Nach dem zwischenzeitlichen Anstieg der Kohleverstromung in den Jahren 2021 und 2022 im Zuge der Energiekrise sind Erzeugungsmengen und Kapazitäten wieder klar rückläufig und halten den gesetzlichen Kohleausstiegspfad ein.

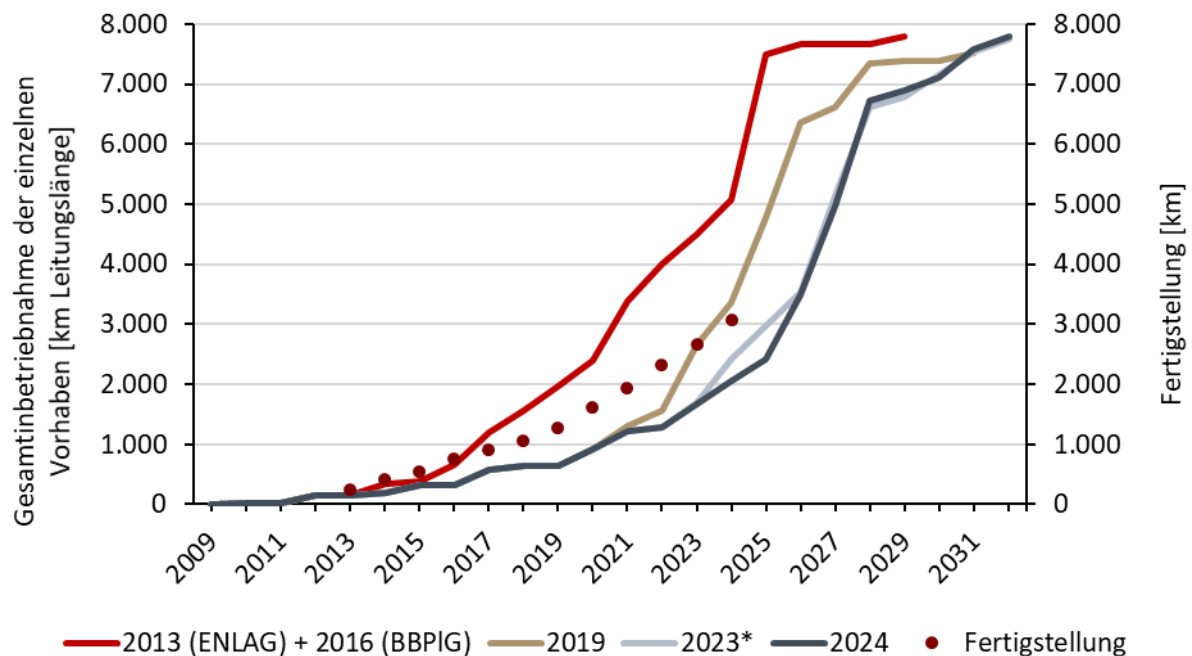
Z24. Gleichzeitig zeigt sich, dass eine Beschleunigung des Kohleausstiegs stark von den Rahmenbedingungen wie Netz- und Infrastrukturausbau, dem Zubau regelbarer Kapazitäten (insbesondere Gaskraftwerke) und der Ausgestaltung von Reserveinstrumenten abhängt. Durch verschiedene Reserven (Netz-, Kapazitätsreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel, „zeitlich gestreckte Stilllegung“) ist ein komplexes, teilweise inkonsistentes System der Kapazitätssicherung entstanden, das hohe Kosten verursacht und den Kohleausstiegspfad potenziell unterläuft. Reserven, die sich außerhalb des Marktes befinden, sollten in diesem Kontext nicht zur Strompreisstabilisierung eingesetzt werden. Die Kommission hält eine Vereinfachung und bessere Abstimmung der Reserveinstrumente sowie eine zügige Entscheidung über einen zukünftigen Kapazitätsmechanismus für erforderlich.

Z25. Ökonomische Indikatoren sprechen mittelfristig für einen marktgetriebenen Kohleausstieg deutlich vor 2038: Aufgrund steigender CO₂-Kosten und sinkender Deckungsbeiträge werden Kohlekraftwerke bereits in der zweiten Hälfte der 2020er und zu Beginn der 2030er Jahre einem zunehmenden Stilllegungsdruck ausgesetzt sein. Damit der Kohleausstieg tatsächlich emissionswirksam bleibt, ist es entscheidend, freiwerdende EU-ETS-Zertifikate (European Union Emissions Trading System, EU ETS) – soweit sie nicht durch die Marktstabilitätsreserve gebunden werden – konsequent zu löschen und das in § 10 TEHG (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz) angelegte Lösungsverfahren verlässlich und regelmäßig umzusetzen.

Netze

Z26. Die Systemdienstleistungskosten sanken 2023 im Vergleich zu 2022 um 9 % auf 5,25 Mrd. Euro, hauptsächlich aufgrund der deutlich gesunkenen Engpassmanagementkosten (um 21,5 % auf 3,34 Mrd. Euro in 2023). In 2024 sind die Engpassmanagementkosten um weitere 13 % auf 2,9 Mrd. Euro zurückgegangen, während sie im ersten Halbjahr 2025 im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum wieder um 17 % angestiegen sind. Der Anteil aller Einspeiserreduzierungen (konventionell wie erneuerbar) an der Bruttostromerzeugung ist 2024 nach Erreichen eines neuen Höchstwertes von 3,7 % in 2023 wieder leicht auf 3,5 % abgesunken. Um die deutlich angestiegenen Abregelungen von Erneuerbaren, welche 2023 erstmals den Großteil der gesamten Reduzierungen ausmachten, zu reduzieren, wurde Ende 2023 das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ eingeführt, bei dem in Norddeutschland befindliche Entlastungsregionen prognostizierte Abregelungsstrommengen an berechnete Verbraucher 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 potenziellen 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.

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



Anmerkung: siehe Kapitel 3.4.2 im Monitoringbericht 2025.

Z27. Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein schneller und umfangreicher Netzausbau von zentraler Bedeutung. Trotz beschleunigter Genehmigungsverfahren kommt es weiterhin zu Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau, die aus Sicht der Expertenkommission im aktuellen Netzausbaumonitoring nur unzureichend sichtbar werden. 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. Daher empfiehlt die Expertenkommission ein solches Monitoring.

Z28. Mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) liegt bereits der neunte Durchgang der Übertragungsnetzplanung vor, der erneut ein Netz berücksichtigt, welches die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 unterstützt. Neu ist, dass die Szenariorahmen für Strom sowie für Gas/Wasserstoff gemeinsame Annahmen, beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren, enthalten. Dies stellt einen wichtigen Schritt hin zu einer sektorenübergreifenden, konsistenten Infrastrukturplanung dar. Die Expertenkommission begrüßt insbesondere, dass die Szenarien diesmal einen breiteren Entwicklungskorridor abbilden als im vorherigen Durchlauf und damit verschiedene plausible Transformationspfade berücksichtigen. Ein Abgleich mit der wissenschaftlichen Szenarienlandschaft zeigt jedoch, dass der aktuelle Szenariorahmen eher optimistisch ist, vor allem hinsichtlich des erwarteten Stromverbrauchs.

Dies stellt zwar sicher, dass der Netzausbau nicht zum Engpass der Energiewende wird und auch bei stark steigender Elektrifizierung ausreichend Kapazitäten bereitstehen, birgt aber auch das Risiko einer Überdimensionierung. Daher ist eine kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Szenarioannahmen essenziell, insbesondere im Zusammenspiel mit Nachfragedynamiken und der europäischen Netzplanung.

Z29. Angesichts der bereits hohen Energiepreisbelastung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie der angespannten Haushaltslage ist es notwendig, Einsparpotenziale bei den Netzkosten konsequent zu identifizieren. Neben einer verbesserten Koordination der Szenarien über alle Energieträger hinweg zählen hierzu technische und planerische Ansätze, die den Netzausbau kosteneffizienter gestalten können. Beispiele sind die verstärkte Nutzung von Freileitungen anstelle von Erdkabeln bei neuen Gleichstromprojekten oder ein modularer Planungsansatz, der Genehmigungen und tatsächliche Investitionsentscheidungen stärker voneinander trennt. Dies ermöglicht eine flexible zeitliche Streckung von Investitionen und kann damit den Druck auf die Netzentgelte reduzieren, ohne langfristige Ausbauziele zu gefährden.

Z30. Der Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze wurde durch die Einführung des § 14d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) konkretisiert und in den Netzausbauplänen, die basierend auf dem Netzentwicklungsplan entworfen wurden, von den berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern dokumentiert. Der Ausbaubedarf bis 2045 liegt bei rund 240 Mrd. Euro, wobei der größte Aufwand bis etwa 2032 erwartet wird. Ein vorausschauender Ausbau hinsichtlich des Zielbedarfs kann dabei langfristig effizienter sein, erfordert jedoch zunächst höhere Investitionen und ausreichendes Kapital. Die Vergleichbarkeit der Netzausbaupläne ist durch unterschiedliche Methoden, Annahmen und Datenlücken eingeschränkt. Auch wird bisher kaum davon ausgegangen, dass Verteilnetzbetreiber über Preissignale oder andere marktbasierte Instrumente Einfluss auf Einspeisung oder Lasten nehmen können, sodass entsprechende Potenziale zur Reduktion von Netzausbaubedarfen bisher nicht berücksichtigt werden. Hierfür bedarf es zunächst der Festlegung eines Marktdesigns, das derartige Instrumente ermöglicht.

Z31. Die Netzentgelte sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen, was vor allem auf hohe Investitionen in die Netzinfrastuktur, steigende Betriebs- und Engpassmanagementkosten sowie sinkende Stromabnahmemengen zurückzuführen ist. Um die regionalen Unterschiede – insbesondere zwischen last- und erzeugungszentrierten Regionen – zu verringern, wurde ab 2025 ein neuer Wälzungsmechanismus eingeführt, der (zusammen mit der bisherigen § 19 StromNEV-Umlage) über den bundeseinheitlichen „Aufschlag für besondere Netznutzung“ (1,56 ct/kWh) finanziert wird. Ein staatlicher Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten (wie aktuell 6,5 Mrd. Euro für 2026) soll den Kostenanstieg der Netzentgelte insgesamt abbremsen. Er entfaltet jedoch regional sehr unterschiedliche Wirkungen, da er abhängig davon ist, wieviel Strom eine Region aus der Höchstspannungsebene bezieht. Die Expertenkommission empfiehlt, statt dauerhafter Bezuschussung

mit ungleicher Verteilungswirkung zunächst konsequent Kostensenkungspotenziale beim Netzausbau und -betrieb zu nutzen sowie die Netzentgeltsystematik kostenreflexiv zu gestalten, um weitere Effizienzpotenziale zu heben. Dies bedeutet auch, dass Eigenversorgung und Batteriespeicher stärker in die Kostentragung einbezogen werden sollten. Kapazitätsbezogene Zahlungen sowie dynamische arbeitsbezogene Entgelte könnten Lastflexibilität fördern und dadurch Netzausbaubedarfe begrenzen. Von Sondernetzentgelten für die stromintensive Industrie rät die Expertenkommission hingegen ab.

Z32. Der massive Anstieg an Netzanschlussbegehren vor allem für Speicher entwickelt sich zunehmend zum Flaschenhals der Energiewende, da die administrativen Prozesse dem Bedarf nicht mehr gerecht werden. Während in Übertragungsnetzen das durch die KraftNAV vorgegebene Windhundprinzip spekulative Kapazitätsblockaden begünstigt, ist auf Verteilnetzebene eine Fragmentierung der Prozesslandschaft zu beobachten, da hunderte Netzbetreiber teils individuelle und nicht durchgehend digitalisierte Verfahren eingerichtet haben. Die Expertenkommission empfiehlt die Etablierung von bundeseinheitlichen, digitalisierten Standardprozessen sowie die Einführung flexibler und marktlicher Instrumente; dazu zählen zum Beispiel eine Priorisierung nach Projektstatus oder flexible Netznutzungskonzepte, die die bestehende Infrastruktur besser auslasten.

Z33. Im Rahmen des neuen AgNES-Prozesses prüft die Bundesnetzagentur eine grundlegende Reform der Netzentgelte, um Kostenreflexivität, Gerechtigkeit und Anreizwirkung zu erhöhen. Herausforderungen entstehen durch Eigenversorgung und Batteriespeicher, die zwar den Netzbetrag senken, aber kaum zu geringeren Netzkosten beitragen. Neue kapazitätsbezogene- und dynamisierte Entgelte können Lastflexibilität fördern und die Finanzierung gerechter gestalten. Auch für die Industrie werden Reformen des bisherigen Bandlastprivilegs diskutiert – die Kommission empfiehlt aber, auf Sonderregelungen zu verzichten und stattdessen ein einheitlich kostenreflexives Entgeltsystem zu schaffen, das keine Wettbewerbsverzerrungen hervorruft.

Flexibilität

Z34. Die Entwicklung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem wurde vor allem durch den sehr dynamischen Zubau von Speicherkapazitäten getrieben. Ende 2024 lag die installierte Leistung von Batteriespeichern mit 11,7 GW über 50 % höher als im Vorjahr. Auch der Bestand an Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wuchs weiter. 2024 waren rund 1,9 Mio. Wärmepumpen installiert und 1,7 Mio. batterieelektrische Pkw zugelassen, beides mit steigender Tendenz für 2025. Dennoch fehlen technisch-regulatorische Voraussetzungen und geeignete Preissignale, um diese lastseitigen Flexibilitäten systemdienlich zu nutzen. Der Rollout intelligenter Messsysteme und neue Regelungen wie § 14a EnWG sind wichtige Schritte, um Flexibilität künftig gezielt in den Systembetrieb einzubinden. Die Ermöglichung von räumlich und zeitlich aufgelösten Markt- und Netzsignalen ist hierfür essenziell.

Marktdesign

Z35. Ein klar strukturiertes und konsistentes Strommarktdesign ist entscheidend für ein effizientes Stromsystem und die erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden durch EU-Vorgaben geprägt. Sie betreffen nicht nur den Strommarkt im engeren Sinne, sondern auch angrenzende Politikfelder wie Planung, Finanzierung und Standortsteuerung. Zentral für ein funktionsfähiges Marktdesign sind vier Aufgabenbereiche: (1) die Koordination des Systems auf der Großhandelsebene und bei Flexibilitäten, (2) die räumliche Steuerung über Preis- und Lokalisierungssignale, (3) die Sicherung verlässlicher Erlösstrukturen für Investitionen in Erzeugung, Speicher und Flexibilität sowie (4) die Absicherung eines effizienten und für Verbraucher preiswürdigen Gesamtsystems. Für alle Bereiche sind robuste Preissignale und wettbewerbliche Ansätze entscheidend. Maßnahmen zur Stärkung einzelner Funktionen sollen dabei nicht zu Fehlanreizen in anderen Bereichen führen.

Z36. Das bestehende Marktdesign ist historisch gewachsen, komplex und teilweise inkonsistent. Für die Weiterentwicklung braucht es klare Zielbilder und Transformationspfade, die Investitionssicherheit gewährleisten und erfolgreiche Marktprozesse nicht unterbrechen. Gleichzeitig sollte die europäische Marktintegration stärker berücksichtigt werden.

Z37. Die Marktintegration erneuerbarer Energien bleibt herausfordernd. Obwohl sich ein PPA-Markt entwickelt hat, können neue Anlagen bislang nur begrenzt über PPAs refinanziert werden – steigende Kosten, sinkende Erlöse und regulatorische Unsicherheiten verstärken diesen Trend. Daher kommt der Weiterentwicklung des EEG eine zentrale Rolle zu. Frühere Reformen haben Marktintegration und Kosteneffizienz verbessert, doch die anstehende Umsetzung der Energie-Binnenmarkt-Verordnung (EBM-VO) fordert, dass ab 2027 erneuerbare Neuanlagen grundsätzlich nur über zweiseitige Differenzverträge (CfDs) oder gleichwertige Systeme gefördert werden dürfen. Die Reform des EEG-Fördersystems sollte Fehlanreize der produktionsabhängigen Vergütung möglichst abbauen und stärker auf systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen ausgerichtet sein. Produktionsunabhängige Modelle, etwa kapazitätsbasierte oder referenzsystemorientierte Ansätze, können hierfür wirkungsvolle Anreize setzen. Die konkrete Ausgestaltung solcher Modelle sowie ihre Einbettung in das Gesamtsystem erfordern eine kurzfristige Klärung.

Z38. Eine Aufteilung der deutschen Strompreiszone ist eine sinnvolle Option, um effizientere lokale Preissignale zu liefern, die sowohl den Kraftwerksbetrieb als auch langfristige Investitionsentscheidungen systemdienlicher ausrichten würden. Wissenschaftliche Studien zeigen klar, dass sich ergebende regionale Preisunterschiede über ein Jahr betrachtet nur gering ausfallen und deutlich kleiner sind als die heutigen regionalen Differenzen bei den Netzentgelten. Durch eine Gebotszonentrennung könnten Kosten für das Engpassmanagement und den notwendigen Netzausbau signifikant gesenkt werden, während sich Standortentscheidungen für neue Erzeuger, Flexibilitäten und zukünftige Stromverbraucher wie Giga-Factories verbessern lassen.

Europäische und internationale Erfahrungen mit Preiszonentrennungen zeigen, dass Zonengrenzen dynamisch angepasst werden können, ohne Planungssicherheit für Investitionen zu beeinträchtigen. Die Kommission bewertet die Vorteile (niedrigere Systemkosten, welche auf Verbraucher umgelegt werden müssen sowie effizientere Preissignale) klar höher als die Risiken bei einer Aufteilung der deutschen Gebotszone.

4. Stoffliche Energieträger

Mineralölprodukte

Z39. 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 Mineralölaufkommens 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) stammte 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 – vor allem im Bereich der Verkehrspolitik – 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

Z40. 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 Jahren vor 2022 sehr stark angestiegen. Im Kontext der veränderten Versorgungssituation sind die Erdgaslieferungen von Deutschland an die Nachbarstaaten vor allem in den Jahren 2022 und 2023 deutlich zurückgegangen. 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. Im Jahr 2024 hat sich der Erdgasverbrauch etwa stabilisiert. 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 (vor allem 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 (vor allem im Bereich der Regionalversorgung) geschlossen werden. Die Expertenkommission begrüßt die Integration der Erdgas- und Wasserstoffnetzplanung nachdrücklich. Die nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Erwägungen absehbaren Stilllegungsprozesse für größere Bereiche der Erdgasnetze machen nach Auffassung der Expertenkommission Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig. Die Expertenkommission begrüßt daher nachdrücklich die von der Bundesnetzagentur angestoßenen Reformprozesse, vor allem mit Blick auf die Verkürzung der Nutzungsdauern und die Einführung degressiver Abschreibungsverläufe für Gasnetze ohne Folgenutzung (wie Wasserstoff oder Biomethan).

Bioenergie

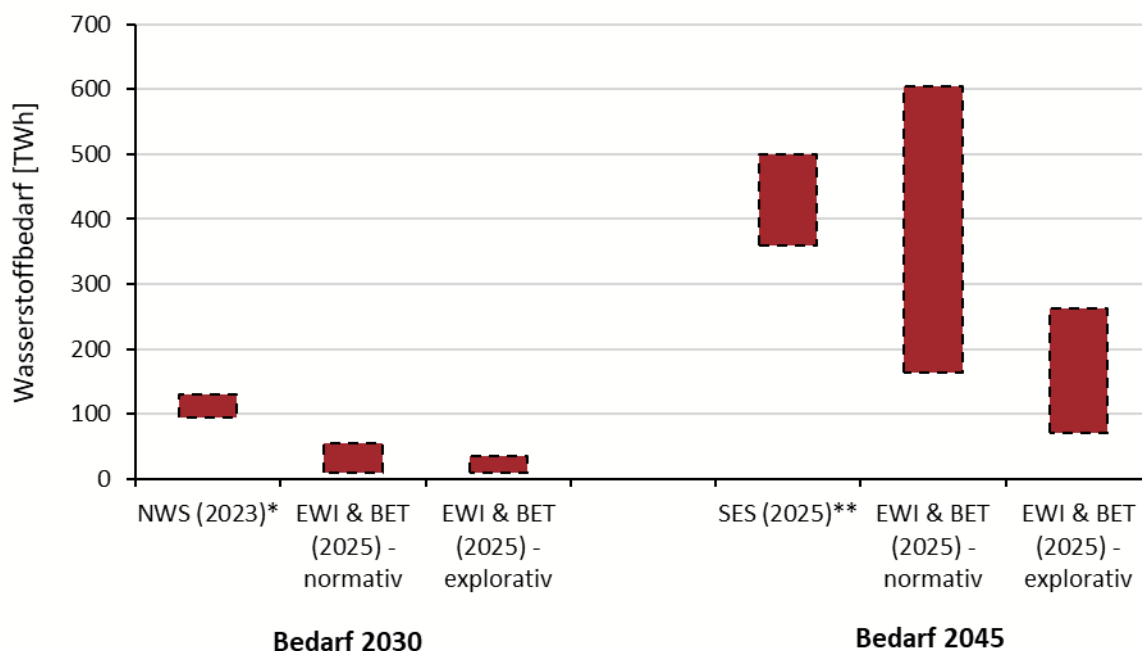
Z41. Bioenergie repräsentiert in den letzten Jahren einen Anteil von ca. 9 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Der Beitrag von Biomasse zum gesamten Energieaufkommen hat sich seit 1990 fast verneunfacht, wobei der rapide Aufwuchs der Biomassenutzung im Zeitraum 2000 bis 2010 in den folgenden 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 (vor allem 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 den 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 einer sektoral differenzierten Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes sowie der konsistenten 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

Z42. 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.

Abbildung Z-5: Wasserstoffbedarf in 2030 und 2045 in den in EWI und BET (2025) analysierten Szenarien



Anmerkungen: Siehe Abbildung 4-7 im Monitoringbericht 2025.

Z43. 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 2024: 41 TWh). Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff in Deutschland wird sich zukünftig dynamisch entwickeln und könnte 2030 laut aktueller Studien bei 9 – 55 TWh liegen und bis 2045 auf 71 – 605 TWh ansteigen (Abbildung Z-5). Demgegenüber steht der bisher schleppende Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten. Mitte 2025 waren erst rund 160 MW installiert und für 2030 befinden sich lediglich Projekte mit insgesamt etwa 1.200 MW im Bau oder haben eine finale Investitionsentscheidung (FID) erreicht, bei zugleich rückläufigen Projektankündigungen. Damit rückt das nationale Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 in weite Ferne. Da die inländische Erzeugung zur Deckung der prognostizierten Nachfrage schon 2030 nicht ausreichen dürfte, sollten Importe von klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten unverzüglich und mit hoher Priorität vorbereitet und hochgefahren werden.

Z44. Der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes stellt einen der größten Fortschritte des aktuellen Wasserstoffhochlaufs dar. Das genehmigte Netz umfasst 9.040 km bei Investitionskosten von rund 19 Mrd. Euro und soll überwiegend durch die Umstellung bestehender Gasleitungen entstehen, ergänzt um Neubauten. Die Inbetriebnahme ist schrittweise bis 2032 geplant, kann aber flexibel bis 2037 gestreckt werden, um Fehlinvestitionen angesichts unsicherer Nachfrage- und Angebotsentwicklungen zu vermeiden. Weiterhin fehlen jedoch klare Regelungen für Verteilnetze, Netzanschlüsse sowie Tankstelleninfrastruktur. Mit der 2024 eingeführten integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff entsteht erstmals ein abgestimmter Prozess mit der Stromnetzplanung, auch wenn die zugrunde gelegten Wasserstoffmengen nach Einschätzung der Expertenkommission zu optimistisch sind. Die Finanzierung des Kernnetzes erfolgt über ein gedeckeltes Hochlaufentgelt nach § 28q EnWG, das hohe Anfangskosten abfedern und den intertemporalen Ausgleich der Netzkosten bis 2055 sichern soll.

Z45. Die aktuellen Kostenentwicklungen stellen eines der größten Hemmnisse des Wasserstoffhochlaufs dar. Grüner Wasserstoff kostet in Nordwesteuropa derzeit rund 7,50 €/kg und bleibt damit weit über früheren Erwartungen; selbst in optimalen Regionen liegen die Kosten kaum unter 5–6 €/kg. Ursache sind u. a. höhere reale Investitionskosten, Effizienzverluste der Elektrolyse-Stacks sowie unterschätzte Stromkosten unter den RED-III-Vorgaben. Auch blauer Wasserstoff ist mit 4–5 €/kg teurer als erwartet und weist aufgrund unsicherer CO₂-Transport- und Speicherpreise eine große Kostenspanne auf. Insgesamt führt dies zu hohen Differenzkosten gegenüber Erdgas. Für jeweils 10 TWh müssten bei kurz- bis mittelfristig erwartbaren Preisrelationen jährlich rund 1,4 Mrd. Euro (grün) bzw. 0,8 Mrd. Euro (blau) zur Schließung der Kostenlücke aufgebracht werden. Daher sollte der Hochlaufmix neu bewertet werden, wobei blauem Wasserstoff eine größere Rolle zukommen sollte, während gleichzeitig Innovations- und Kostensenkungspotenziale bei grünem und CO₂-armem Wasserstoff konsequent weiterzuentwickeln sind.

Z46. Trotz ambitionierter Zielsetzungen kommt der Wasserstoffhochlauf in Deutschland sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite kaum voran. Ausschlaggebend sind unter anderem stark schwankende und zunehmend pessimistische Kostenprognosen sowie ein ausgeprägtes Regulierungsversagen. Hinzu kommt ein vielschichtiges Geflecht aus ökonomischen, regulatorischen und strukturellen Hemmnissen. Für eine wirksame staatliche Unterstützung gilt, dass Förderpolitik konsequent auf die Korrektur von Marktversagen ausgerichtet sein muss. Im Wasserstoffbereich sind dabei insbesondere fünf Ursachen zentral: negative und positive externe Effekte, Informationsasymmetrien, Koordinationsversagen sowie die Infrastruktur als natürliches Monopol. Eine Analyse des aktuellen Instrumentenmix zeigt, dass komplexe Genehmigungsprozesse, regulatorische Unsicherheiten und konkurrierende europäische und nationale Förderinstrumente den Hochlauf erheblich behindern. Dies führt zu Zielkonflikten, Wechselwirkungen und redundanten Maßnahmen. Um wirksam gegenzusteuern, braucht es weniger Komplexität, klare Zuständigkeiten und eine bessere Abstimmung der politischen Ebenen. Die Expertenkommission betont daher, dass Redundanzen und Ineffizienzen im Instrumentenmix konsequent abgebaut werden müssen. Entscheidend ist eine Fokussierung auf wenige, strategisch wirksame Instrumente mit großer Hebelwirkung, um Transparenz, Nutzerfreundlichkeit und Effizienz zu erhöhen und den Wasserstoffhochlauf nachhaltig zu beschleunigen.

5. Wärme

Endenergieverbrauch

Z47. Zwischen 2011 und 2021 blieb der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte weitgehend konstant. Nachdem der temperaturbereinigte Verbrauch 2021 bis 2023 rückgängig war, ist er 2024 leicht gestiegen. Gegenüber 2011 besteht aber weiterhin ein bereinigter Rückgang des Verbrauchs um 8 %. Der Verbrauch für Klimakälte ist seit 2011 um 59 % gestiegen. Allerdings macht dies bisweilen nur einen sehr kleinen Anteil des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus. Der Endenergieverbrauch von Strom für Wärme und Kälte in absoluten Zahlen ist gegenüber 2011 sogar um 37 % gefallen. Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch privater Haushalte reduzierte sich von 113 kWh/m² (2022) auf 101 kWh/m² (2024), zeigt jedoch keine eindeutige langfristige Senkungstendenz. Auch erwartete Einsparungen aufgrund hoher Heizenergiepreise während der Energiekrise sind ausgeblieben.

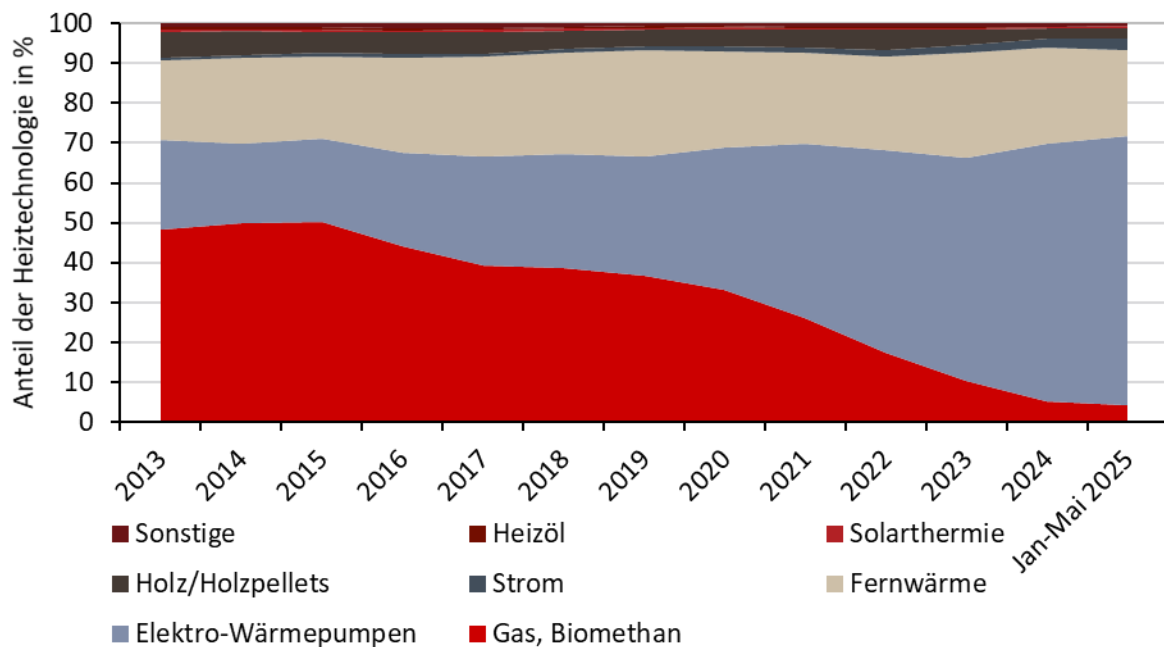
Klimafreundliche Wärmeversorgung

Z48. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird 2025 novelliert und voraussichtlich mit der EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) verknüpft, wobei neue Heizsysteme künftig zu mindestens 65 % erneuerbare Energien nutzen müssen. Seit Januar 2024 verpflichtet das Wärmeplanungsgesetz Kommunen zur Aufstellung von Wärmeplänen, die den Ausbau von Wärmenetzen sowie klimaneutralen Gasnetzen regeln und bis spätestens 2028 vorliegen müssen. Neue Wärmenetze

müssen bereits seit März 2025 zu 65 % erneuerbar sein, bestehende bis 2045 vollständig dekarbonisiert werden. Auf EU-Ebene fordert die neue EPBD einen emissionsfreien Gebäudebestand bis 2050 sowie den Neubaustandard „Nullemissionsgebäude“ ab 2030; die Förderung fossiler Heizungen ist seit Januar 2025 beendet. Szenarienstudien zeigen, dass Wärmepumpen die zentrale Rolle in der künftigen Wärmeversorgung einnehmen, gefolgt von Fernwärme, während Biomasse, Solarthermie und Wasserstoff nur geringe Anteile haben. Insgesamt stimmen die gesetzlichen Vorgaben mit den wissenschaftlichen Szenarien überein, wobei der Fokus auf dem zügigen Ausbau der effizientesten Technologien wie Wärmepumpen und Wärmenetzen liegen muss.

Beheizungsstruktur von Gebäuden

Abbildung Z-6: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau



Anmerkungen: Siehe Abbildung 5-7 im Monitoringbericht 2025.

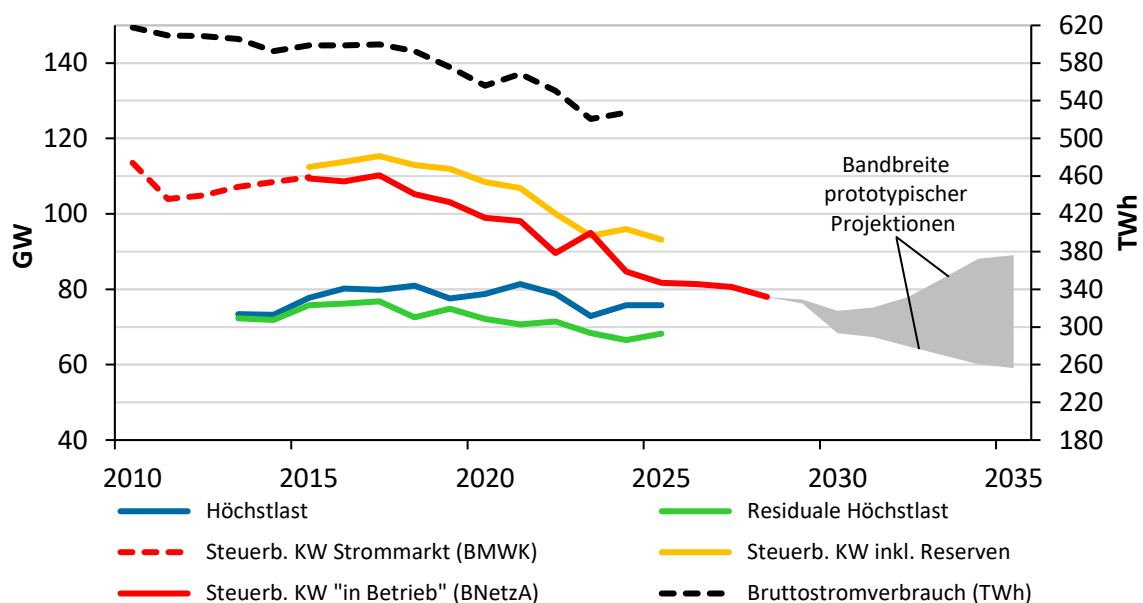
Z49. Im Jahr 2024 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kälteversorgung bei rund 18 %, wobei biogene Feststoffe (hauptsächlich Holz) den größten Beitrag lieferten. Dies ist wegen begrenzter Verfügbarkeit und den entstehenden Emissionen bei der Verbrennung von Holz problematisch. Biomasse sollte daher vorrangig in Bereichen mit weniger Alternativen genutzt werden. Die Nutzung oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme durch Wärmepumpen gewinnt an Bedeutung. Ihr Energieeinsatz stieg von 24 TWh (2023) auf 28 TWh (2024). Im Neubau hat sich die Wärmepumpe mit einem Anteil von 64,6 % im Jahr 2024 zur Standardtechnologie entwickelt (Abbildung Z-6). Insgesamt waren 2024 1,9 Mio. elektrische Raumwärmepumpen installiert. Der Zubau fiel jedoch wegen Verunsicherungen durch die öffentliche Debatte über das GEG und das Abwarten der kommunalen Wärmeplanungen geringer aus. Für 2025 wird wieder

ein deutlich höherer Absatz von Wärmepumpen erwartet (+55 % im 1. Halbjahr). Die Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand entwickelt sich langsamer. Der Bestand wird weiterhin von Erdgas mit 56,2 % angeführt, während die Wärmeversorgung durch Heizöl von 33 % (1998) auf rund 17 % (2024) zurückging. Die temperaturbereinigte Fernwärmeerzeugung hat sich im letzten Jahrzehnt kaum verändert. Der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an der Fernwärmeerzeugung ist aber von 24 % (2014) auf 34 % (2024) gestiegen, mit dem Ziel, diesen bis 2030 auf 50 % zu steigern.

6. Energie- und Versorgungssicherheit

Z50. 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 das Stromsystem nach dem Erreichen des Ziels der Klimaneutralität, bei Erdgas vor allem den Transformationsprozess (und in der Folge dann die Versorgung mit Wasserstoff).

Abbildung Z-7: Historische Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten mit Ausblick auf die Entwicklung bis 2035



Anmerkungen: Siehe Abbildung 6-4 im Monitoringbericht 2025.

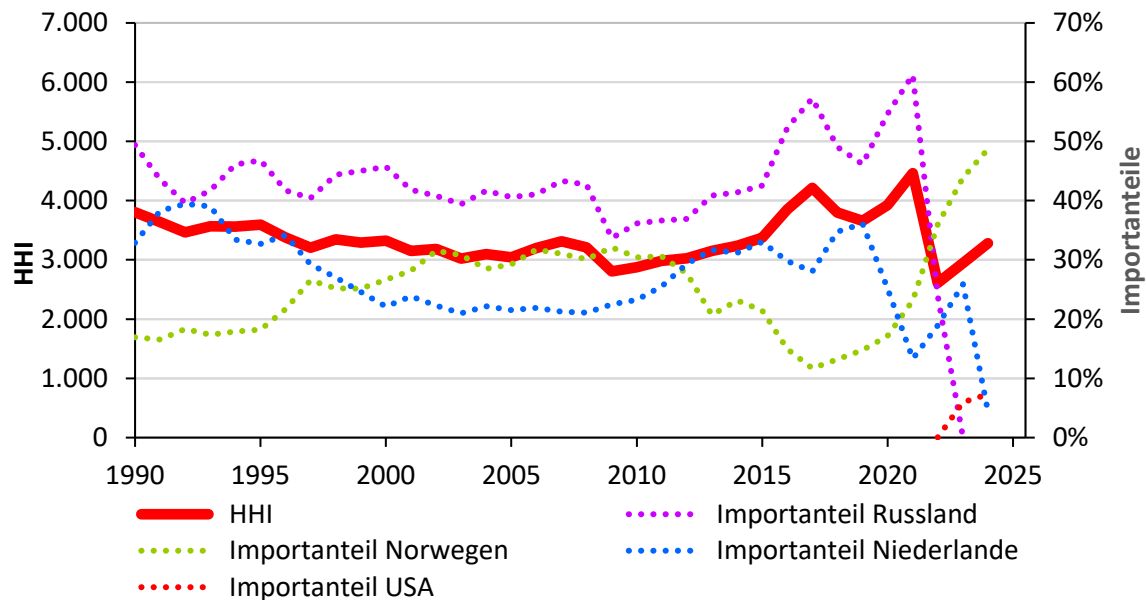
Z51. Entscheidend für die Versorgungssicherheit des Stromsystems ist die Deckung der Residuallast. Die Residuallast ist in den letzten Jahren gesunken und liegt derzeit bei etwa 70 GW, wird im Zuge der Elektrifizierung des Energiesystems in den nächsten Jahren jedoch ansteigen. Zur Deckung der Residuallast kommt steuerbaren Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Rolle 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 (Abbildung Z-7). In den meisten europäischen Nachbarstaaten vollziehen sich ähnliche Prozesse. Zur Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit werden in Deutschland erhebliche Kraftwerkskapazitäten außerhalb des Marktes vorgehalten, im Jahr 2025 belief sich die entsprechende Gesamtkapazität auf gut 12 GW. Dies entspricht etwas mehr als 14 % der gesamten steuerbaren Kraftwerkskapazität. Die unterschiedlichen Analysen zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation führen zu teilweise deutlich unterschiedlichen Ergebnissen. Die Expertenkommission sieht hier einen erheblichen Klärungsbedarf, mit Blick auf die zukünftige Rolle und die Robustheit der Nachfrageflexibilität sowie von Stromspeichern bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Z52. 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 kaum materielle Effekte für das Stromsystem bewirken können. 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). 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 langfristig ausgerichtete Förderung des Wasserstoffeinsatzes in der Verstromung. 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.

Z53. 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 (Abbildung Z-8). Die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland, gemessen als

Herfindahl-Hirschmann-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 2021 wurde mit 4.465 ein historischer Höchststand für die Marktkonzentration erreicht. Getrieben wurde diese Entwicklung des HHI vor allem durch die sehr großen und wachsenden Anteile der Erdgasimporte aus Russland. Die Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 2 hätte diese Konzentration vermutlich 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. Auch wenn die Konzentration der Erdgas-einfuhren nach Deutschland in Folge der Beendigung der Erdgasbezüge über Pipelines aus Russland gesunken ist, wirkt die massive Erhöhung des Versorgungsanteils aus Norwegen seit 2024 wieder konzentrationserhöhend. Die Übersicht verdeutlicht auch, dass die ausfallenden Lieferungen aus Russland zu erheblichen Anteilen durch norwegische Bezüge ersetzt worden sind, gefolgt von den über die westlichen Grenzen Deutschlands bezogenen Mengen aus den Niederlanden bzw. Belgien (u.a. aus den dortigen LNG-Terminals). 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. Dazu gehörte auch der Ausbau einer LNG-Terminal-Infrastruktur, der mit großer Geschwindigkeit auf den Weg gebracht wurde. LNG-Lieferungen aus den USA über deutsche LNG-Terminals repräsentieren bisher nur einen Anteil von weniger als 10 %. 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 der Deutschlands



Anmerkungen: Siehe Abbildung 6-12 im Monitoringbericht 2025.

Z54. 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 zentraleuropäischen Staaten sowie Ausfälle großer Importinfrastrukturen durch Unfälle, terroristische oder andere Vorkommnisse.

Z55. 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-Infrastruktur nach dem Muster der Regelungen im Bereich der Mineralölversorgung (Erdölbevorratungsverband (EBV)).

Z56. 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 System Average Interruption Duration Index (SAIDI) Indikatoren hin.

Z57. Im Rahmen der Energiewende und des Übergangs zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft werden zusätzliche Rohstoffe, aber auch Vor-, Zwischen- und Endprodukte benötigt, die überwiegend importiert werden müssen. Die Abhängigkeiten von Importen werden daher aus Sicht Deutschlands und der EU in der Zukunft kaum sinken. Resiliente und klimaneutrale Lieferketten sind für die Erreichung der Klimaneutralität jedoch von hoher Wichtigkeit. Abhängigkeiten und Engpässe bei der Förderung und Verarbeitung von kritischen und strategischen Rohstoffen werden von verschiedenen Akteuren bereits intensiv analysiert. Weitere Aspekte von resilienten Energiewende-Lieferketten wie Abhängigkeiten bei Vor-, Zwischen- und Endprodukten oder Technologien, Gefährdungen und Kapazitätsengpässe entlang der Handelswege, fehlende Potenziale zur Verlagerung der Produktion nach Deutschland oder entsprechenden Partnerstaaten, sowie die Nachhaltigkeit der Lieferketten werden hingegen in geringerem Maße erfasst. Dennoch dürfen diese Aspekte nicht vernachlässigt werden. Um die Versorgungsrisiken zu mindern, empfiehlt die Expertenkommission weiterhin die maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion, die Diversifizierung der Bezugsländer, das Recycling von kritischen Rohstoffen, die Senkung der Rohstoffintensität sowie die Forschung an alternativen Technologien. Aufgrund von Vorlaufzeiten und erst mittel- bis langfristigen Wirkungen sollten diese Maßnahmen zeitnah umgesetzt und auch nachgehalten werden.

7. Energiepreise und –kosten

Z58. Die Großhandelspreise für Grundlaststromlieferungen (Base) lagen 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 CO₂-Markt, erreichten die Großhandelspreise im Sommer 2022 Werte von in der Spitze über 500 €/MWh. Ab dem Jahr 2023 sind die Preise bis Anfang 2024 auf unter 100 €/MWh gesunken. Seitdem tendieren sie nach einem kleinen Anstieg seitwärts, ohne jedoch die Marke von 100 €/MWh zu überschreiten. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis in den Jahren 2024 und 2025 liegt bei rund 40 ct/kWh und ist somit relativ konstant geblieben. Trotz der Deckung der EEG-Umlage ab 2022 durch einen Bundeszuschuss liegen die aktuellen Preise immer noch rund 21 % oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Der durchschnittliche Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie ist 2025 im Vergleich zu 2024 um über einen Cent auf 18,31 ct/kWh gestiegen. Damit sind die Strompreise für Industriekunden ungefähr auf dem Niveau von 2019 (18,43 ct/kWh) und noch deutlich unter dem Niveau von 2021 (21,38 ct/kWh).

Z59. Der Rückgang des Preises von leichtem Heizöl für Haushalte seit dem Hoch im Jahr 2022 hat sich auch zu Beginn des Jahres 2025 fortgesetzt. Dieser Rückgang wurde durch die Kosten des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) gedämpft. Mit und ohne nEHS liegen die Preise jedoch noch oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Beim Erdgas für private Haushalte sind die Preise zu Beginn des Jahres 2025 hingegen wieder angestiegen. Auch hier liegen die Preise mit und ohne nEHS oberhalb des Niveaus von vor 2022. Die Kosten für den nEHS haben den Anstieg 2025 leicht verstärkt. Die im Vorjahr beobachtete Annäherung der Kurven von leichtem Heizöl und Erdgas kann somit aktuell nicht festgestellt werden. Die Preise für Treibstoffe verzeichneten während des Beginns der Energiekrise 2022 einen deutlichen Anstieg. Seitdem sind die Preise jedoch rückläufig. Der Rückgang der Treibstoffpreise wird dabei durch die Emissionskosten im Rahmen des nEHS gebremst. Die Preise liegen noch oberhalb des Niveaus von 2019.

Tabelle Z-2: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

		2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Stromabsatz	[TWh]	479	465	447	451	448	445	445	440	419	419	413	390	388
Gesamtausgaben		58,7	58,7	70,4	69,5	68,5	69,0	73,3	75,1	76,3	79,8	92,5,8	106,3	100,5
Staatlich induzierte Elemente		16,4	29,6	32,3	31,5	33,2	34,8	34,6	34,0	33,9	33,6	20,3	11,6	n.v.
Stromsteuern		6,4	7,0	6,6	6,7	6,9	6,9	6,7	6,6	6,5	6,7	6,6	6,3	n.v.
Konzessionsabgaben		2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1	2,1
EEG-Umlage		7,5	19,3	22,4	22,0	22,8	24,5	24,6	22,8	23,2	22,6	8,9	-	-
<i>Nachrichtlich, staatl. Zuschuss (EEG)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,8	-	-	18,5
KWKG		0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0	0,8	0,9	1,2	n.v.
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	2,0	1,9
Staatlich regulierte Elemente		15,2	18,1	17,8	18,0	18,7	20,8	19,9	20,1	20,6	21,1	23,2	22,2	36,9
Netzentgelte Übertragungsnetze		2,2	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9	4,9	4,9	5,3	5,3	10,7
<i>Nachrichtlich, staatl. Zuschuss (Netzentgelte)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,8	-
Netzentgelte Verteilnetze		13,0	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2	15,7	16,2	17,9	16,8	26,2
Marktgetriebene Elemente		27,1	11,0	20,3	20,0	16,6	13,5	18,8	21,0	21,8	25,2	48,9	72,5	n.v.

Anmerkungen: siehe Tabelle 7-1 im Monitoringbericht 2025.

Z60. Wie bereits in vorherigen Stellungnahmen nutzt die Expertenkommission die Konzepte der Letztverbraucherausgaben und Energiestückkosten (Energiekosten bezogen auf die Bruttowertschöpfung oder den Bruttoproduktionswert), um die Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen. Bei den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (Tabelle Z-2) hat sich der deutliche Anstieg der Gesamtausgaben trotz weiter rückläufigem Verbrauch 2023 fortgesetzt. Im Jahr 2022 sind die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um rund 12,7 Mrd. Euro gestiegen. 2023 sind die Ausgaben nochmals um rund 13,8 Mrd. Euro auf 106,3 Mrd. Euro gestiegen. Nach aktuellen Angaben sind die Gesamtausgaben 2024 hingegen um rund 6 Mrd. Euro auf circa 100,5 Mrd. Euro gesunken. Der Anstieg 2022 und 2023 ist im Wesentlichen auf marktgetriebene Elemente zurückzuführen, die von 48,9 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf 72,5 Mrd. Euro 2023 gestiegen sind. Aktuell (Ende November 2025) können diesbezüglich noch keine Aussagen für 2024 getroffen werden. Dämpfend wirkten sich 2022 und 2023 staatliche Maßnahmen aus. So reduzierte die Umfinanzierung der EEG-Umlage die staatlich induzierten Elemente deutlich, da sie 2022 und 2023 niedriger ausfallen als in den Vorjahren, als die EEG-Umlage von der Mehrheit der Letztverbraucher getragen werden musste. Ebenfalls dämpfend hat sich 2023 ein staatlicher Zuschuss von rund 12,8 Mrd. Euro zu den Übertragungsnetzkosten ausgewirkt, wodurch die staatlich regulierten Elemente 2023 auf dem Niveau der Vorjahre stabilisiert werden konnten. Die Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor betrugen im Jahr 2024 rund 100 Mrd. Euro. Damit sind die Ausgaben seit 2022, als in Folge der Energiekrise im Rahmen des Beginns des Ukraine-Krieges 128 Mrd. Euro ausgegeben wurden, weiter rückläufig. Diese Entwicklung spiegelt die rückläufigen Preise für Treibstoffe wider. Zudem liegen damit die Gesamtkosten 2024 auf dem Niveau der Jahre 2012 und 2013, als vergleichbare Preise verzeichnet wurden sowie deutlich oberhalb des Niveaus zu Beginn der Corona-Pandemie 2020, als mit rund 74 Mrd. Euro ein absolutes Minimum verzeichnet wurde. Abgesehen von Krisen sind die jährlichen Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor im Betrachtungszeitraum relativ konstant im Bereich von 100 Mrd. Euro.

Z61. Die Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes betrugen 2008 rund 8 Prozent der Bruttowertschöpfung. Anschließend sind sie bis 2020 auf unter 6 % gesunken. Somit ist die Bedeutung der Energiekosten gemessen an der Bruttowertschöpfung bis 2020 zurückgegangen. Anschließend sind die Energiestückkosten jedoch angestiegen, da sie 2021 rund 6,7 % und 2022 sogar rund 10,5 % betrugen. 2023 sind sie leicht auf rund 9,4 % gesunken. Damit liegen sie jedoch noch rund 50 % über den Werten von 2020 und 2021. Die Energiestückkosten liegen nun auch oberhalb des Niveaus der Jahre 2008 und 2009 und weisen eine starke Heterogenität in Bezug auf einzelne Wirtschaftssektoren auf. Sie sind in den meisten betrachteten Produktzweigen von 2008 bis 2020 gesunken. Bis 2023 wurden diese Rückgänge jedoch im Wesentlichen zu Nichte gemacht.

8. Kosten und Finanzierung der Energiewende

Z62. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende erfordert erhebliche Investitionen, die größtenteils durch privates Kapital gedeckt werden müssen. Ein marktorientierter Ansatz in Kombination mit ausgewogenen Staatseingriffen kann die notwendige Kapitalaktivierung sicherstellen. Wettbewerbliche Strukturen fördern Kosteneffizienz, Innovation und Flexibilität. Allerdings sind staatliche Eingriffe unter Umständen notwendig, um Marktversagen zu adressieren, das durch externe Effekte, Informationsasymmetrien oder Koordinierungsdefizite verursacht wird. In erster Linie sollte jedoch ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen implementiert werden, der die wesentlichen Marktunvollkommenheiten adressiert. Direkte staatliche Eingriffe sollten nur erwogen werden, wenn eine klare Marktunvollkommenheit besteht, die nicht bereits durch existierende Instrumente abgedeckt wird. Zudem müssen Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten geprüft werden.

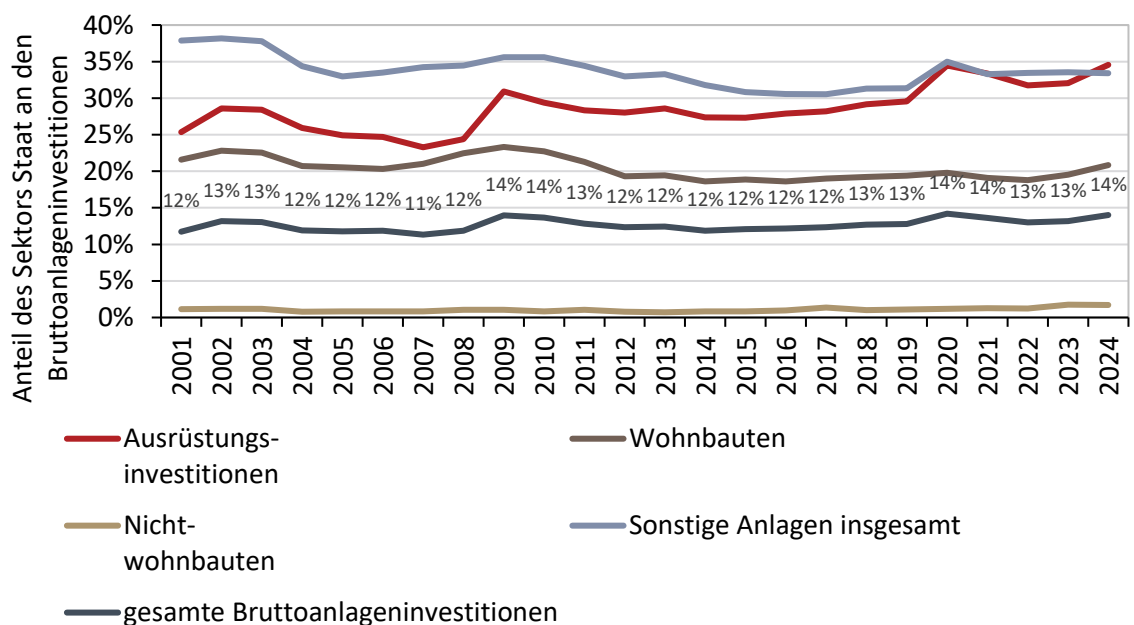
Z63. Eine CO₂-Bepreisung oder ein Emissionshandel zur Adressierung negativer externer Effekte von Emissionen sollte die Grundlage für jeden Policy-Mix bilden, um Emissionen kostengünstig zu reduzieren und Anreize für klimafreundliche Technologien zu schaffen. Weitere Marktunvollkommenheiten können komplementäre Maßnahmen rechtfertigen. Positive externe Effekte erfordern insbesondere eine staatliche Forschungsförderung. Informationsasymmetrien können etwa durch eine transparente CO₂-Zertifizierung behoben werden. Koordinierungsdefizite erfordern regulatorische Vorgaben, wie technische Standards. In der Praxis gibt es in der Klima- und Energiepolitik der EU und ihrer Mitgliedstaaten jedoch multiple Ziele und Instrumente, die sich gegenseitig beeinflussen. Ein Beispiel ist der Wasserbetteffekt, bei dem der Ausbau erneuerbarer Energien die CO₂-Preise senken kann. Ineffizienzen entstehen zudem, wenn sich der Fokus der Politik zu sehr auf bestehende Technologien konzentriert, anstatt auf Forschung und Entwicklung.

Z64. Die Expertenkommission hat ein Vorgehen skizziert, das die Identifizierung von Marktunvollkommenheiten, die Auswahl zielführender Maßnahmen, die Untersuchung von Wirkungen sowie die regelmäßige Evaluation neuer Maßnahmen umfasst. Staatliche Instrumente sollten diesbezüglich auch im internationalen Kontext beurteilt werden, um Spannungsfelder wie Carbon-Leakage zu vermeiden. Das Vorgehen kann in folgende sechs Schritte unterteilt werden:

- (1) Es müssen in einem ersten Schritt konkrete Marktunvollkommenheiten identifiziert werden, die durch die bestehenden Instrumente und den bestehenden ordnungspolitischen Rahmen nicht adressiert werden und einen Eingriff rechtfertigen.
- (2) Die identifizierte Marktunvollkommenheit muss anhand einer geeigneten Indikatorik sowie einer hinreichenden, belastbaren und aktuellen Datenbasis nachweisbar und transparent einschätzbar sein.

- (3) Es müssen darauf aufbauend zielführende Maßnahmen und Instrumente ausgewählt werden. Dieser Auswahlprozess sollte eine geeignete Methodik zur Beurteilung der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen beinhalten, welche endogene und exogene Faktoren berücksichtigt.
- (4) Abschließend müssen direkte und indirekte Wirkungen, Verteilungseffekte sowie Wechselwirkungen mit dem bestehenden Policy-Mix untersucht werden. Dies beinhaltet auch eine Analyse, ob die Wirkung nachhaltig ist und darauf aufbauend ob gegebenenfalls die Befristung einer Maßnahme oder eines Instruments gerechtfertigt sind.
- (5) Sollten die Prüfungen positiv ausfallen, kann ein Instrument oder eine Maßnahme eingeführt werden. Dieses Instrument oder die Maßnahme muss regelmäßig anhand der Indikatorik gemäß (2) evaluiert werden, um sie notfalls zeitnah zu ändern oder abzuschaffen.
- (6) Im Rahmen der Evaluation einer neuen Maßnahme kann auch die Überarbeitung bestehender Instrumente oder Maßnahmen angezeigt sein. Zudem sollte der bestehende Policy-Mix regelmäßig auf Effizienz überprüft und gegebenenfalls nachjustiert werden.

Abbildung Z-9: Anteil des Sektors Staat an den Bruttoanlageninvestitionen 2001 bis 2024



Anmerkungen: siehe Abbildung 8-1 im Monitoringbericht 2025.

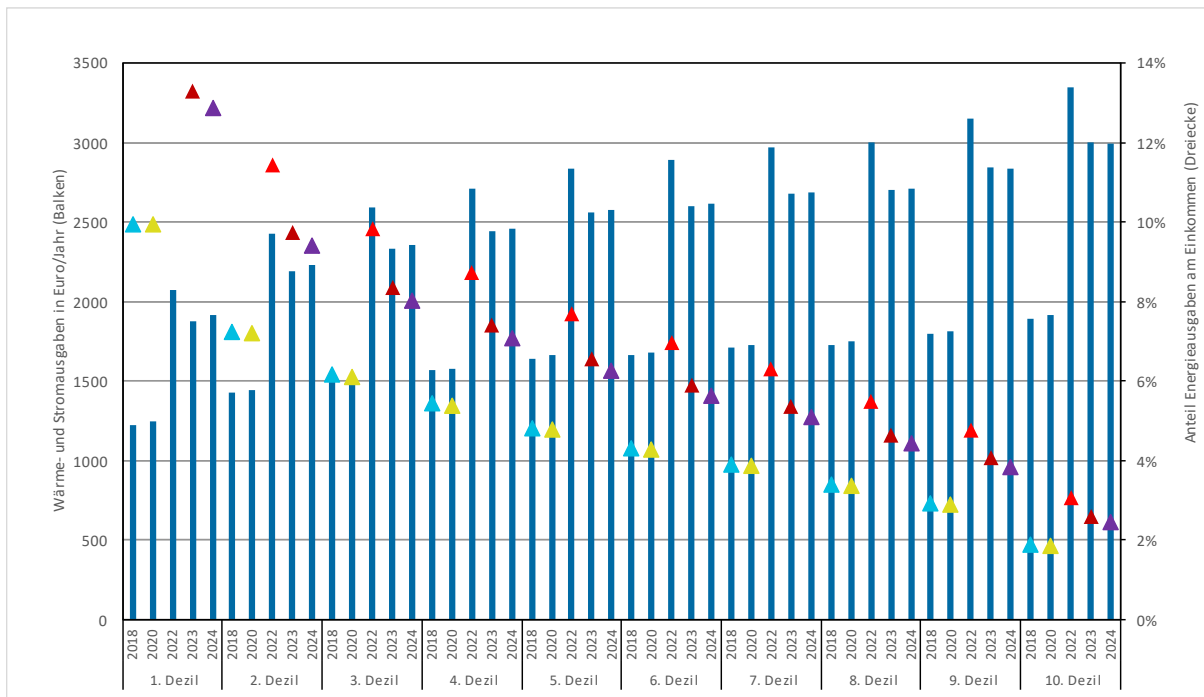
Z65. In Deutschland liegt der Anteil des Staates an allen Bruttoanlageninvestitionen seit 2001 relativ konstant bei 11 bis 14 % (Abbildung Z-9). Die überwiegende Mehrheit aller Investitionen und damit auch von Investitionen in die Energiewende stammt daher aus privatem Kapital. Unternehmensumfragen zeigen, dass Unternehmen vier Hauptproblembereiche für Investitionen in Deutschland sehen: Rezession/Stagnation, Lohnkosten und Fachkräftemangel, Kostenbelastung insgesamt sowie Bürokratie und Regulierung. Diese Hemmnisse müssen angegangen werden, um das Investitionsklima generell zu verbessern.

9. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende

Z66. Die Analyse der Energieausgaben nach Einkommensgruppen zeigt, dass Haushalte mit höherem Einkommen absolut mehr für Energie ausgeben, während Haushalte mit niedrigem Einkommen eine höhere relative Belastung aufweisen (Abbildung Z-10). Die Balken in Abbildung Z-10 geben die absoluten Energieausgaben in Euro pro Jahr an, die an der linken Achse abgelesen werden können. Die Dreiecke und die rechte Achse geben die entstehende Belastung im Verhältnis zum Einkommen in % wieder. Die absoluten Ausgaben steigen mit dem Einkommen an. So gaben die Haushalte im 1. Einkommens-Dezil unter 2.000 Euro im Jahr 2024 für Wärme und Strom aus, während es im 10. Dezil rund 3.000 Euro waren. Im Vergleich von 2024 mit 2023 können leichte Unterschiede bei der Entwicklung zwischen den Einkommensdezilen festgestellt werden. So sind die absoluten Energieausgaben für die unteren Dezile von 2023 auf 2024 geringfügig gestiegen. Für die oberen Dezile sind diese Ausgaben nahezu konstant geblieben. Die relative Belastung ist jedoch für alle Dezile 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Während der Anteil bei den oberen Dezilen sich dem Wert von 2020 bei knapp oberhalb von 2 % annähert, ist die Belastung bei den unteren Dezilen 2024 noch deutlich oberhalb des Wertes von 2020. Konkret betrug der Anteil im 1. Dezil 2020 rund 10 %, während es 2024 noch knapp unter 13 % waren. Je geringer das Einkommen, desto größer ist die Differenz zwischen dem Anteil 2024 und 2020.

Z67. Es ist das Ziel einer adäquaten CO₂-Bepreisung, über die Verteuerung von fossilen Energien eine Lenkungswirkung zu erzielen. Durch die damit verbundenen Ausgaben werden die Haushalte entsprechend belastet. Um eine regressive Verteilungswirkung zu vermeiden, müssen die entstehenden Einnahmen zielgenau zurückerstattet werden. Dies kann direkt an die Bürgerinnen und Bürger in Form eines geeignet ausgestalteten Klimageldes erfolgen oder über die Senkung von Belastungen sowie mittels einer Unterstützung von Investitionen in emissionsarme Alternativen geschehen.

Abbildung Z-10: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2024)



Anmerkungen: siehe Abbildung 9-1 im Monitoringbericht 2025.

Z68. Einerseits hat die Energiewende mit den richtigen Instrumenten das Potenzial, den negativen Verteilungswirkungen entgegenzuwirken, wodurch die soziale Ungleichheit verringert oder zumindest nicht weiter verstärkt wird. Andererseits ist die umfassende Integration von Verteilungszielen in Fördermaßnahmen nicht zielführend. Diese Integration in Fördermaßnahmen kann zu einer Überkomplexität der Instrumente führen, wodurch bürokratische Lasten erhöht, unerwünschte Anreizwirkungen ausgelöst und letztlich eine wirksame Abfederung von Härten verhindert wird. Eine direkte Einkommensunterstützung besonders betroffener Gruppen kann helfen, eine Minderung der Belastung, vor allem bei perspektivisch höheren CO₂-Preisen, zu erreichen. Es ist jedoch notwendig, durch einen geringeren Energieverbrauch und geringere Emissionen – mittels Maßnahmen und Investitionen – vulnerable Gruppen resilient gegenüber

CO₂- und Energiepreissteigerungen aufzustellen. Zudem ist dieses Ziel im Klima-Sozialfonds der EU, welcher im Rahmen des EU ETS 2 etabliert wird, festgeschrieben.

Z69. Energiearmut ist ein relevantes Phänomen in Deutschland. Diese begründet sich in hohen Energiebedarfen insbesondere in Relation zum Einkommen, die Haushalte stark belasten. Als Ursachen gelten eine geringe energetische Effizienz des Wohngebäudes oder der Haushaltsausstattung, hohe Energiepreise sowie ein geringes Einkommen. Energiearmut kann durch verschiedene Indikatoren gemessen werden. Die Indikatoren weisen eine breite Spanne auf, wobei selbstberichtete Indikatoren in der Regel niedriger liegen als Indikatoren, die die Energieausgaben bzw. -belastung in den Fokus nehmen. Die Analyse zeigt, dass die Einkommensgruppen mit dem niedrigsten Einkommen am stärksten von Energiearmut betroffen sind.

Z70. Die Auswirkungen von steigenden Energiepreisen auf Unternehmen unterscheiden sich je nach Unternehmensgröße und Wirtschaftszweig. Für eine fundierte Analyse der Betroffenheit von Energiepreissteigerungen und die Auswahl sowie Ausgestaltung von Entlastungsmaßnahmen sind quantitative Einblicke, wie sich Kosten, Umsatz oder Gewinn in unterschiedlichen Unternehmensgrößenklassen sowie Branchen aufgrund der gestiegenen Energiepreise entwickelt haben, von hoher Bedeutung. Da die Verfügbarkeit solcher Daten begrenzt ist, regt die Expertenkommission an, soweit möglich, auch für die verschiedenen Unternehmensgrößenklassen in den unterschiedlichen Sektoren differenzierte Daten öffentlich verfügbar zu machen. Zudem weist die Expertenkommission auf dringenden Handlungsbedarf bei der Schaffung einer Datengrundlage hin, die auch Informationen über Kleinstunternehmen zur Verfügung stellt. Dabei ist es wichtig, dass diese Daten so erhoben werden, dass für Kleinstunternehmen kein zusätzlicher bürokratischer Aufwand in großem Umfang entsteht. Werden entlastende Maßnahmen für Unternehmen erwogen, dürfen diese nicht nur das Ziel haben, Unternehmen finanziell zu entlasten. Gleichzeitig sollten auch Transformationsanreize zu einem klimaneutralen und effizienteren Energiesystem gesetzt werden. Dadurch wird die Resilienz gegenüber Energiepreissteigerungen gestärkt, anstatt lediglich kurzfristig und wenig nachhaltig einzugreifen.

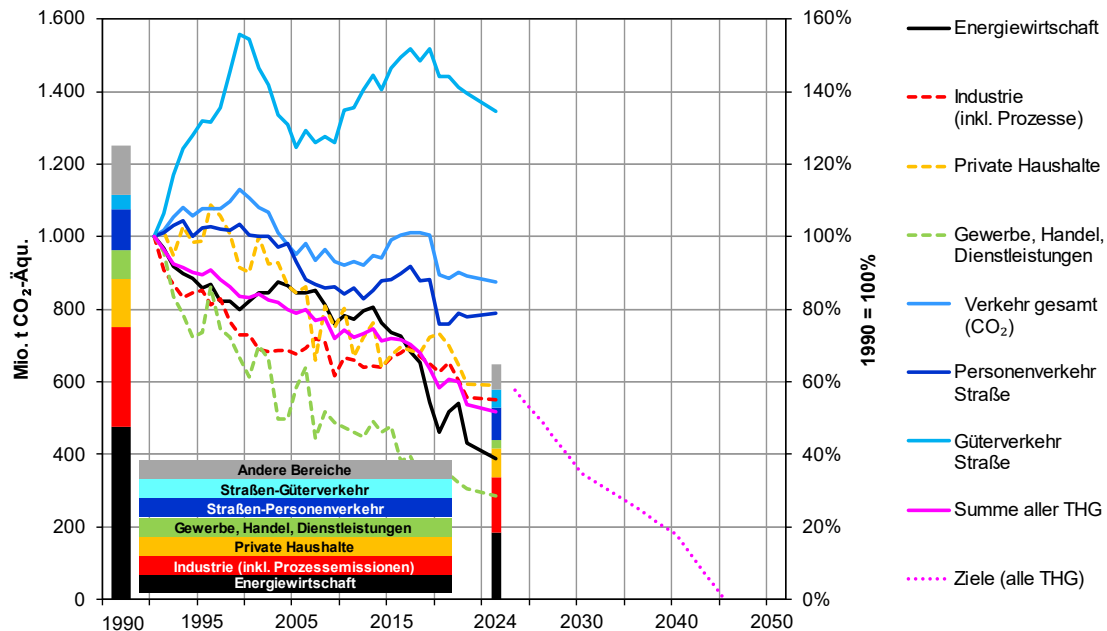
Z71. Die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist ein bedeutender Faktor für deren Gelingen. Die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende in Deutschland ist weiterhin hoch. Die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende ist deutlich geringer. Die Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit zeigt, dass die Haushalte auch bereit sind, selbst konkrete Maßnahmen zu ergreifen. Die Expertenkommission spricht sich für eine Fortführung und institutionelle Förderung einer repräsentativen, regelmäßig wiederkehrenden Befragung zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende aus. Nur durch eine kontinuierliche Datenerhebung können Veränderungen im Zeitverlauf nachvollzogen und soziale, regionale sowie demografische Unterschiede in der Akzeptanz frühzeitig erkannt und adressiert werden.

10. Emissionen, Umweltauswirkungen und Ressourcen

Z72. Die Reduktion der durch die Energieversorgung verursachten Umweltbelastung und die Reduktion der Treibhausgasemissionen in Richtung Klimaneutralität sind zentrale Ziele der Energiewende.

Z73. Die gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) lagen im Jahr 2024 um 48 % unter dem Basisniveau des Jahres 1990 (Abbildung Z-11). 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 Emissionsminderung im Jahr 2023 (-6 Prozentpunkte) nicht erreicht, wobei die Emissionsminderungen im Jahr 2023 neben effektiven Klimapolitikmaßnahmen (Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, CO₂-Preise) auch auf kaum dauerhaft wirkenden Sondereffekten (hohe Erdgaspreise, niedriger Stromverbrauch etc.) beruhen. Wie im Vorjahr entfiel im Jahr 2024 wieder ein Großteil der Emissionsminderung auf die Energiewirtschaft. Dieser Sektor ist für 28,5 % der gesamten deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich und hat seine Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um fast 60 % verringert. Andere Sektoren weisen im letzten Jahr 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 gehören 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-11: Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF)



Anmerkungen: siehe Abbildung 10-1 im Monitoringbericht 2025.

Z74. Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden für das Energiesystem besonders relevante Umweltdimensionen betrachtet, die bereits in der Stellungnahme des Jahres 2018 identifiziert wurden. Neben den Treibhausgasemissionen sollen dadurch auch andere Umweltbelastungen der Energieversorgung, wie zum Beispiel die Emissionen von Luftschadstoffen, die Rohstoffentnahme und die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems sowie die aktuellen Recyclinganstrengungen betrachtet werden.

Z75. Die Europäische Union (EU) hat bereits 2016 Vorgaben für Reduktionsziele für Luftschadstoffe beschlossen. Deutschland hat 2023 die 2030er-Ziele für flüchtige organische Verbindungen bereits erreicht. Bei Schwefeldioxid (alle Schwefelverbindungen ausgedrückt als SO_2), Stickstoffoxiden (NO_x) und Feinstaub ($\text{PM}_{2.5}$) wurden 2023 die Ziele für 2030 noch nicht erreicht. Mit einer Differenz von über 17 Prozentpunkten zwischen Ist-Wert 2023 und Zielwert 2030 besteht der größte Handlungsbedarf im Bereich Stickoxide.

Z76. Von 2006 bis 2023 ist die Entnahme von Braunkohle um 42 % gesunken. Die Entnahme von Energieholz ist hingegen im gleichen Zeitraum um nahezu 70 % gestiegen. Die Expertenkommission betrachtet diesen Trend aufgrund der unklaren Rolle von Biomasse in der Energiewende weiterhin kritisch.

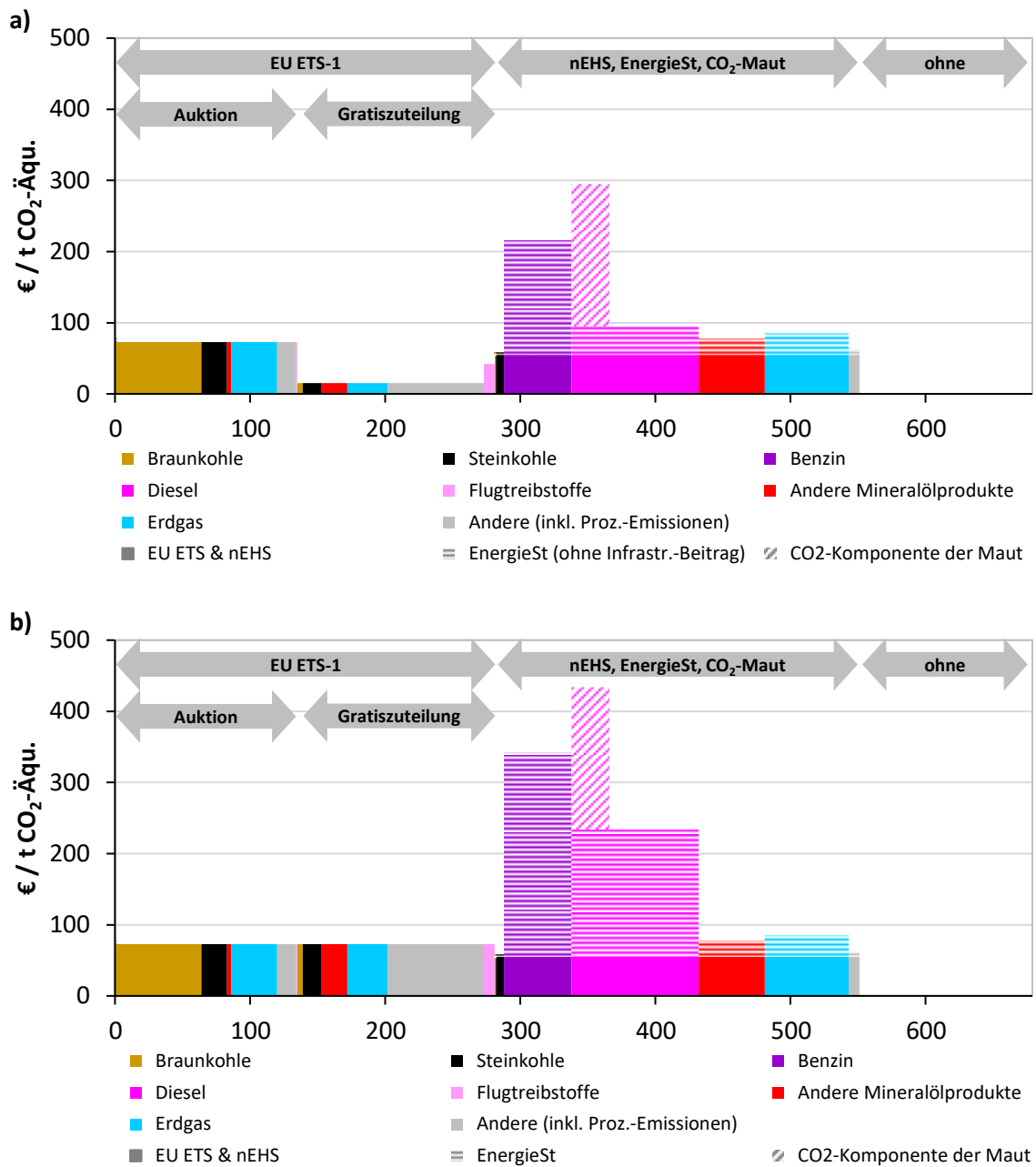
Z77. Der Anstieg der Gesamtrohstoffproduktivität in den Jahren 2021 und 2022 hat dazu geführt, dass das Ziel eines jährlichen Wachstums von im Durchschnitt 1,6 Prozentpunkten in den Jahren 2010 bis 2030 eingehalten wurde. Bei der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems zeigt sich weiterhin eine zunehmende Verlagerung von der fossilen (Braunkohletagebau) zur erneuerbaren (Windkraft- und Flächenphotovoltaikanlagen) Energiegewinnung und zudem ein leichter Rückgang des Anbaus von Energiepflanzen. Beim Recycling bestehen EU-Zielvorgaben. Diese konnten bei den meisten Materialgruppen bei Verpackungsabfällen sowie bei Batterien/Akkumulatoren eingehalten werden. Bei Elektro- und Elektronikgeräten konnten die EU-Vorgaben aktuell nicht eingehalten werden.

11. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik

Z78. Das EU ETS ist nicht nur ein CO₂-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. Aktuell wird die Mengenplanung neu auf das 2040er-Ziel ausgerichtet. Im Oktober 2025 wurde mit den entsprechenden Beschlüssen des Europäischen Rates sowie des Europäischen Parlaments eine Kompromisslösung gefunden. Damit ist das Emissionsminderungsziel von 90 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 rechtskräftig geworden. In der Umsetzung ergeben sich noch verschiedene offene Punkte. Dazu zählt etwa, ob Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten direkt in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden sollen. Auch im Hinblick auf die mögliche Einbeziehung von Senken und CCU (Carbon Capture and Utilization) besteht noch erheblicher Klärungsbedarf. Auf europäischer Ebene wurde auch eine Verschiebung des Starts des EU ETS-2 auf das Jahr 2028 beschlossen. Der Geltungsbereich des ETS-2 erstreckt sich insbesondere auf die CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs und die vom EU ETS nicht erfassten stationären Anlagen, vor allem im Gebäudesektor. Damit wird sich die Laufzeit des nEHS um ein Jahr verlängern. Die Expertenkommission hält die Einführung des ETS-2 trotz aller zu erwartenden Umstiegsprobleme für ein zentrales und unverzichtbares Element der deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik.

Z79. Bisher ist die Höhe der effektiven Treibhausgas-Bepreisung in den einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bzw. für unterschiedliche Anwendungsbereiche sehr unterschiedlich. 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 Z-12 zeigt die kombinierte Wirkung der unterschiedlichen expliziten und impliziten CO₂-Bepreisungsmechanismen. Während die Preisanreize im Bereich der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen des EU ETS (auch im Kontext der verschiedenen ex-post-Anpassungen der Gratzuteilung) auf einem sehr geringen Niveau liegen, werden im Bereich der Vollauktionierung im EU ETS in den ersten 10 Monaten des Jahres 2025 durchschnittliche CO₂-Preise von 73 €/t CO₂ wirksam. Im Bereich Verkehr besteht eine sehr große Bandbreite effektiver CO₂-Preise, die von 0 €/t CO₂ für den Extra-EU-Luftverkehr über 43 €/t CO₂ für den Intra-EU-Luftverkehr, 95 € für den nicht der LKW-Maut unterliegenden Diesel und 216 €/t CO₂ für Benzin bis zu 295 €/t CO₂ für die der LKW-Maut unterliegenden Dieselfahrzeuge reicht. Aus der Anreizperspektive, in der kostenlose Zuteilungen im EU ETS-1 sowie die Finanzierungsbeiträge aus der Kraftstoffbesteuerung für die Verkehrsinfrastrukturen nicht berücksichtigt werden, ergeben sich für den der LKW-Maut unterliegenden Diesel Bepreisungsniveaus von 434 €/t CO₂, ohne CO₂-Komponente der Maut für Diesel Werte von 234 sowie für Ottokraftstoffe 342 €/t CO₂. Für Heizstoffe verlieren die unterschiedlichen impliziten CO₂-Steuersätze der Energiesteuern inzwischen sehr weitgehend durch die Bepreisungsbeiträge des nEHS an Bedeutung.

Abbildung Z-12: Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland aus der Finanzierungperspektive (a) und der Anreizperspektive (b)



Anmerkungen: siehe Abbildung 11-2 im Monitoringbericht 2025.

Z80. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO₂-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 CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Hier hat die Bundesregierung mit der Fortführung der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes und dem Bundeszuschuss für die Übertragungsnetzentgelte wichtige erste Schritte in die richtige Richtung gemacht. Die Expertenkommission sieht aber die Notwendigkeit, die im Koalitionsvertrag vorgesehene Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Minimalniveau für alle Verbraucher auch zeitnah umzusetzen. Die Expertenkommission sieht auch die finanziellen Restriktionen im Bundeshaushalt und empfiehlt daher zu prüfen, ob die Gegenfinanzierung der Stromkostensenkung für alle Verbraucher durch eine Anpassung und Vereinheitlichung der Energiesteuern für fossile Heizstoffe erreicht werden kann.

Z81. Aus dem EU ETS und dem nEHS sind 2024 Auktionserlöse in Höhe von ca. 18,5 Mrd. Euro entstanden. Für die Jahre bis 2030 ist mit Einnahmen von 15 Mrd. Euro zu rechnen. Dies verdeutlicht, dass auch Zuflüsse in den Energie- und Klimafonds deutlich einbrechen, wenn die Preise durch staatliche Interventionen im EU ETS-2 gedrückt werden.

Z82. Für die CO₂-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.

Z83. 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 sowie 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	63
Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren	94
Abbildung 2-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren	95
Abbildung 2-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern	96
Abbildung 2-4: Endenergieverbrauchs-Indikatoren.....	98
Abbildung 2-5: Endenergieproduktivität sowie Pro-Kopf-Verbrauch an Endenergie	99
Abbildung 2-6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsarten in Deutschland	100
Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland.....	101
Abbildung 2-8: Historische Entwicklung und Projektionen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland	104
Abbildung 2-9: Historische Entwicklung und Projektionen des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland....	105
Abbildung 2-10: Historische Entwicklung und Projektionen des gesamten Mineralölverbrauchs in Deutschland	106
Abbildung 3-1: Netto- und Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch 1990-2024.....	113
Abbildung 3-2: Entwicklung des Stromverbrauchs in den Sektoren der Elektrifizierung sowie von Rechenzentren	114
Abbildung 3-3: Jährlicher Nettoexport, physikalisch für Deutschland und Nettoexport, kommerziell für die Handelszone Deutschland-Luxemburg.....	119
Abbildung 3-4: Kommerzieller Stromaußenhandel der Handelszone Deutschland-Luxemburg (Saldo), monatlich aufgelöst für 2024 und zusammengefasst für 2021-2023	120
Abbildung 3-5: Herkunftsländer der Stromimporte in die Gebotszone Deutschland-Luxemburg in Abhängigkeit von der Berechnungsmethode	122
Abbildung 3-6: Erzeugungsquelle der Stromimporte in die Gebotszone Deutschland-Luxemburg in Abhängigkeit von der Berechnungsmethode	123
Abbildung 3-7: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien	124
Abbildung 3-8: Nettostromerzeugung aus Wind und Photovoltaik.....	125
Abbildung 3-9: Installierte Leistung von Photovoltaik nach Anlagentyp	126
Abbildung 3-10: Realisierungsraten für Solaranlagen mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist nach Jahr und Ausschreibungsrunde (1. Segment)	127
Abbildung 3-11: Installierte Leistung Wind an Land.....	129

Abbildung 3-12:	Realisierungsraten für Windenergieanlagen an Land mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist nach Ausschreibungsrunde.....	130
Abbildung 3-13:	Installierte Leistung Windenergie auf See	131
Abbildung 3-14:	Monatliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos.....	134
Abbildung 3-15:	Jährliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos, Stromgroßhandelspreise und Mittelfristprognose der Förderungen und Preise	135
Abbildung 3-16:	Monatliche Einnahmen im Rahmen des EEG-Kontos	136
Abbildung 3-17:	Monatlicher Kontostand des EEG-Kontos	137
Abbildung 3-18:	Marktwerte für Strom aus Windkraftanlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte).....	138
Abbildung 3-19:	Marktwerte für Strom aus Solaranlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte)	139
Abbildung 3-20:	Erzeugung und installierte Leistung von Kohlekraftwerken in Deutschland von 2015 bis 2024.....	141
Abbildung 3-21:	Gesetzliche Reduzierung von Kraftwerkskapazität	142
Abbildung 3-22:	Gesetzliche Möglichkeiten zur Stilllegung von Kohlekraftwerken	143
Abbildung 3-23:	Gesetzlicher Kohleausstiegspfad.....	145
Abbildung 3-24:	Reserven im deutschen Stromsystem 2024.....	146
Abbildung 3-25:	Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundene Kraftwerkskapazität	147
Abbildung 3-26:	Entwicklung der Gesamtumlaufmenge im EU-Emissionshandel und Wirkung der MSR	151
Abbildung 3-27:	Entwicklung der Deckungsbeiträge von konventionellen Kraftwerken: Green Spark Spread, Clean Dark Spread, Clean Brown Spread.....	153
Abbildung 3-28:	Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen.....	156
Abbildung 3-29:	Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement.....	158
Abbildung 3-30:	Entwicklung der Mengen für das Netzengpassmanagement und der Leistung der Netzreservekraftwerke.....	159
Abbildung 3-31:	Erneuerbare Einspeisereduzierungen im Rahmen des Einspeisemanagements bzw. des Redispatch 2.0 (ab 2022).....	162
Abbildung 3-32:	Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen.....	164
Abbildung 3-33:	Stand des Netzausbaus (EnLAG) im Rahmen des Netzausbaumonitorings	170
Abbildung 3-34:	Stand des Netzausbaus (BBPIG) im Rahmen des Netzausbaumonitorings	171
Abbildung 3-35:	Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG	173

Abbildung 3-36: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPIG (für vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben).....	174
Abbildung 3-37: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPIG (für 2021 und 2022 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben)	175
Abbildung 3-38: Vergleich der Bruttostromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (Version 2025) für die Jahre 2037 und 2045	180
Abbildung 3-39: Investitionen in die Verteilnetze	185
Abbildung 3-40: Entwicklung der Netzkosten und Netzentgelte der Übertragungs- und Verteilnetze	187
Abbildung 3-41: Regionale Unterschiede bei Netzentgelten für Haushaltskunden 2024 vs. 2025	188
Abbildung 3-42: Übertragungsnetzentgelte für Entnahme in Netzebene 2 (Umspannung von Höchst- zu Hochspannung, >2.500 h Jahresbenutzungsdauer), 2019-2025	189
Abbildung 3-43: Maßnahmenvorschläge im Rahmen des Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen.....	197
Abbildung 3-44: Installierte Leistung von Batteriespeichern	199
Abbildung 3-45: Anzahl und thermische Leistung installierter Wärmepumpen in Deutschland	201
Abbildung 3-46: Jährliche Entwicklung des Bestands von Ladepunkten und batterieelektrischen Fahrzeugen	202
Abbildung 3-47: Stand der Verteilnetzbetreiber in Bezug auf Dimension der Digitalisierung (Stand 2025) ..	204
Abbildung 3-48: Einbettung der Bedingungen (Koordination/Finanzierung/Lokalisierung/Stromkosten) für das Gelingen der Transformation.....	205
Abbildung 3-49: Simulation der Nodalpreise in Europa für eine einzelne Stunde und als Durchschnitt über den Zeitraum einer Woche mit hoher Netzbelastung im September 2023	212
Abbildung 3-50: Studienvergleich zu Preiseffekten bei einer Trennung der deutschen Strompreiszone in Nord- und Südzone.....	214
Abbildung 4-1: Entwicklung des Mineralölaufkommens und des Verbrauchs von Mineralölprodukten in Deutschland	222
Abbildung 4-2: Konzentration der Importe von Rohöl und Mineralölprodukten nach Deutschland	225
Abbildung 4-3: Konzentration der Importe von Rohöl und Mineralölprodukten nach Deutschland und aggregierte Governance-Bewertung der Herkunftsstaaten.....	226
Abbildung 4-4: Entwicklung des Raffinerieausstoßes, des Außenhandels mit Mineralölprodukten und der Raffineriekapazitäten	227
Abbildung 4-5: Karte der Raffinerien in Deutschland	228
Abbildung 4-6: Entwicklung des Erdgasaufkommens und des Erdgasverbrauchs in Deutschland	231

Abbildung 4-7: Investitionen, Aufwendungen und Netznutzungsentgelte im deutschen Erdgasnetz	235
Abbildung 4-8: Aufkommen und Verwendung biogener Energieträger	238
Abbildung 4-9: Wasserstoffverbrauch in Deutschland	242
Abbildung 4-10: Installierte Leistung und Erzeugung von Elektrolyse-Wasserstoff in Deutschland	244
Abbildung 4-11: Genehmigtes Wasserstoff-Kernnetz nach Art der Maßnahmen und Jahren der geplanten Inbetriebnahme.....	245
Abbildung 4-12: Länge und Investitionskosten der Maßnahmen des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes nach Art der Maßnahme und Jahr der geplanten Inbetriebnahme	246
Abbildung 4-13: Entwicklung der Preisindizes von grünem und blauem Wasserstoff	249
Abbildung 4-14: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland in 2030 und 2045	253
Abbildung 4-15: Wasserstoffbedarf in 2030 und 2045 in den in EWI und BET (2025) analysierten Szenarien	254
Abbildung 4-16: Erwarteter zeitlicher Verlauf des Einsatzes von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in einem prototypischen Zielszenario	255
Abbildung 4-17: Angekündigte Elektrolyseprojekte bis 2030.....	258
Abbildung 4-18: Ankündigungen von Elektrolyseprojekten in Deutschland nach Status und nach Endnutzung für die Berichtsjahre 2024 (a) und 2025 (b).	259
Abbildung 4-19: Entwicklung der im Net-Zero Szenario der IEA prognostizierten Wasserstoffgestehungskosten für das Jahr 2030.....	263
Abbildung 4-20: Darstellung der Instrumente entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette	269
Abbildung 5-1: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Sektoren	284
Abbildung 5-2: (Temperaturbereinigter) Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Anwendung	285
Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Energieträgern (Anteile)	286
Abbildung 5-4: Endenergieverbrauch für Raumwärme privater Haushalte pro Wohnfläche	287
Abbildung 5-5: Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien für Wärme und Kälte.....	290
Abbildung 5-6: Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand	291
Abbildung 5-7: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau	292
Abbildung 5-8: Verwendung der Fernwärme in Deutschland nach Sektoren	293
Abbildung 5-9: Trassenlänge der Wärmenetze in Deutschland und Anzahl der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte	294
Abbildung 5-10: Fernwärmeerzeugung in Deutschland	295
Abbildung 6-1: Entwicklung der viertelstündlichen Residuallast im deutschen Stromsystem	299
Abbildung 6-2: Vergleich der Residuallast 2015 bis 2024.....	300

Abbildung 6-3: Historische Entwicklung von Bruttostromverbrauch, Höchstlast und residualer Höchstlast	302
Abbildung 6-4: Historische Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten mit Ausblick auf die Entwicklung bis 2035.....	304
Abbildung 6-5: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundene Kraftwerkskapazität.....	305
Abbildung 6-6: Entwicklung des SAIDI für die deutsche Stromversorgung	311
Abbildung 6-7: Jährlich ausgeschriebene Primärregelleistung in Deutschland	312
Abbildung 6-8: Aktivierte Sekundärregelleistung (aFRR) pro Jahr.....	313
Abbildung 6-9: Aktivierte Minutenreserve (mFRR) pro Jahr.....	314
Abbildung 6-10: Wöchentlich durchschnittlicher Ausgleichsenergiepreis (reBAP)	315
Abbildung 6-11: Saisonale Strukturmerkmale der deutschen Erdgasversorgung: a) Verbrauch, b) Nutzung der Speicher, c) Importe sowie d) Exporte.....	316
Abbildung 6-12: Importkonzentration und Importanteile der wichtigsten Erdgas-Lieferländer Deutschlands	320
Abbildung 6-13: Importkonzentration und Governance-Bewertung der Erdgas-Einfuhren nach Deutschland	321
Abbildung 6-14: Aufkommen von Erdgas und Außenhandel nach Lieferländern	323
Abbildung 6-15: Füllstände der Erdgasspeicher in Deutschland	326
Abbildung 6-16: Versorgungsstörungen bei Gas (SAIDI)	328
Abbildung 6-17: Dimensionen, die für resiliente Energiewendelieferketten beachtet werden müssen.	332
Abbildung 6-18: Jährlicher Bedarf an Rohstoffen bis 2050 zur Erreichung der Klimaneutralität und Anteil an jährlicher Produktion (2022 bzw. 2023)	335
Abbildung 6-19: Marktkonzentration bei der Förderung strategischer Rohstoffe 2019 und 2022.....	336
Abbildung 6-20: Anzahl eingeführter, erweiterter und verschärfter weltweiter Exportbeschränkungen auf Rohstoffe sowie abgeschaffte, verringerte sowie eingeschränkte Beschränkungen 2009 bis 2023 aller Staaten	340
Abbildung 6-21: Anzahl eingeführter, erweiterter und verschärfter chinesischer Exportbeschränkungen auf Rohstoffe sowie abgeschaffte, verringerte sowie eingeschränkte Beschränkungen 2009 bis 2023 der Volksrepublik China	341
Abbildung 6-22: Installierte und geplante Produktionskapazitäten für Energiewendetechnologien	342
Abbildung 6-23: Vereinfachte Darstellung der Kupferwertschöpfungskette	343
Abbildung 6-24: Abbau an Kupfer 2021 und 2024 sowie prognostizierter Abbau 2030 und 2040 in kt	346
Abbildung 6-25: Raffination von Kupfer 2021 und 2024 sowie prognostizierte Raffination 2030 und 2040 in kt	347

Abbildung 6-26: Tatsächliche Kupfernachfrage 2021, 2024 für grüne Technologien und sonstige Anwendungen sowie entsprechende Nachfrage 2030, 2040 und 2050 bei derzeitigen Politiken, angekündigter THG-Reduzierung sowie zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 in kt	348
Abbildung 7-1: Historische Entwicklung und Futures für Erdgas, Rohöl, Steinkohle, Strom und CO ₂ -Zertifikatspreise in Zentral-Westeuropa	351
Abbildung 7-2: Entwicklung der Preise für Strom (private Haushalte)	352
Abbildung 7-3: Durchschnittlicher Strompreis für Neukunden in Deutschland	353
Abbildung 7-4: Entwicklung des Strompreises für industrielle Verbraucher	355
Abbildung 7-5: Entwicklung der Preise für leichtes Heizöl und Erdgas (Haushalte)	358
Abbildung 7-6: Entwicklung der Preise für Treibstoffe	360
Abbildung 7-7: Entwicklung der Preise für Biomasse	361
Abbildung 7-8: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP	364
Abbildung 7-9: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor	366
Abbildung 7-10: Entwicklung der Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe im Zeitraum 2008 bis 2023	368
Abbildung 7-11: Vergleich der sektoralen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe der Jahre 2008, 2020 und 2023	369
Abbildung 8-1: Anteil des Sektors Staat an den Bruttoanlageninvestitionen 2001 bis 2024	379
Abbildung 8-2: Entwicklung der preisbereinigten Bruttoanlageninvestitionen des Staates und nichtstaatlicher Sektoren 2001 bis 2024	380
Abbildung 9-1: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2024)	388
Abbildung 9-2: Entwicklung der Energiekostenbelastung nach Einkommensquintilen von März 2022 bis November 2024	390
Abbildung 9-3: Anzahl und Anteil energiearmer Haushalte: Kombination aus geringem Einkommen, hoher Belastung, schlechter energetischer Effizienz des Gebäudes 2023	398
Abbildung 9-4: Gaspreise inklusive aller Steuern, Umlagen usw. für Unternehmen nach Jahresverbrauch 2015 - 2024	401
Abbildung 9-5: Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende	405
Abbildung 9-6: Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende	407
Abbildung 9-7: Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit	410
Abbildung 9-8: Zustimmung zu den Zielen der Energiewende	412
Abbildung 9-9: Einschätzung der Umsetzung der Energiewende	413
Abbildung 9-10: Einschätzung der persönlichen Betroffenheit	414

Abbildung 9-11:	Veränderung der Sorgen der Befragten über die Zeit.....	416
Abbildung 10-1:	Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF).....	419
Abbildung 10-2:	Entwicklung der Luftschadstoffemissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2023	424
Abbildung 10-3:	Entwicklung des Anteils der Luftschadstoffemissionen des Energiesektors an allen Emissionen des jeweiligen Schadstoffs im Zeitraum 2005 bis 2023	425
Abbildung 10-4:	Inländische Rohstoffentnahme Braunkohle und Energieholz 2006 bis 2023	426
Abbildung 10-5:	Gesamtrohstoffproduktivität und Rohstoffproduktivität in Deutschland im Zeitraum 2010 bis 2022	427
Abbildung 10-6:	Recyclingquote von Verpackungsabfällen nach Rohstoff in Deutschland 2021	430
Abbildung 10-7:	CO ₂ -Emissionen aus der Abfallverbrennung in Deutschland 1990 bis 2023	433
Abbildung 10-8:	Flächenverbrauch durch die inländische Entnahme von Rohstoffen im Tagebau 1994 bis 2023.....	434
Abbildung 11-1:	Zielarchitektur der EU-Klimaschutzpolitik, 2005-2050.....	439
Abbildung 11-2:	Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland aus der Finanzierungsperspektive (a) und der Anreizperspektive (b)	445
Abbildung 11-3:	Ist-Stand und Projektion für die Auktionseinnahmen aus dem EU ETS-1 (stationär), dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) und dem EU ETS-2.....	447
Abbildung 11-4:	THG-Bepreisung (Steuer- oder Handelssystem), Abdeckung der Emissionen und Klimaziele nach Ländern, Stand 01.04.2024.....	450
Abbildung A-1:	Flussdiagramm ausgewählter energiewirtschaftlicher Größen im Stromsektor	522

Tabellen

Tabelle 1-1:	Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2023/2024 sowie perspektivische Entwicklung der Indikatoren	72
Tabelle 1-2:	Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren zum Stand der Energiewende sowie perspektivische Entwicklung	74
Tabelle 3-1:	Berechnungsmethoden für die Herkunft von Stromimporten in eine Zone	121
Tabelle 3-2:	Ausschreibungsergebnisse PV 1. Segment.....	127
Tabelle 3-3:	Ausschreibungsergebnisse Wind an Land nach EEG 2023 (in GW)	130
Tabelle 3-4:	Ausschreibungsergebnisse Windenergie auf See für 2024	133
Tabelle 3-5:	Veränderung der installierten Leistung, der Bruttostromerzeugung und der Abregelungsmengen von Wind Onshore und Offshore sowie Photovoltaik.....	161

Tabelle 3-6:	Anteil der EE-Abregelung an der möglichen EE-Erzeugung.....	162
Tabelle 3-7:	Übersicht zu den Annahmen und Ergebnisse der ausgewählten Studien für den Studienvergleich zu Preiseffekten bei einer Trennung der deutschen Strompreiszone	216
Tabelle 4-1:	Struktur des Erdgasnetzes in Deutschland	235
Tabelle 4-2:	Für Wasserstoffförderung vorgesehene Mittel im Haushalt des Bundes	272
Tabelle 6-1:	Vergleich der Kraftwerkskapazitäten und der Versorgungssicherheitsindikatoren in den aktuellen deutschen und europäischen Versorgungssicherheitsanalysen	309
Tabelle 6-2:	Strategische Technologien aus Sicht der EU 2020 und 2023 sowie EU-Anteil bei der Produktion in Prozent entsprechender Rohstoffe, verarbeitete Materialien, Komponenten, Baugruppen, übergeordnete Baugruppen sowie ganze Systeme.....	338
Tabelle 6-3:	Anteil der Staaten an den durchschnittliche Kupferimporten Deutschlands 2016 bis 2020 auf der 1. und 3. Wertschöpfungsstufe sowie Rechtsstaatlichkeit-Indikator der Weltbank 2020 und 2023	345
Tabelle 7-1:	Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität	362
Tabelle 8-1:	Schematische Darstellung von Maßnahmen zur Finanzierung der Energiewende in der Matrix aus Handlungsbereich und Regulierungsbereich	384
Tabelle 9-1:	Mögliche Energiearmutsindikatoren Deutschland nach Einkommensgruppen, 2018 bis 2024 .	396
Tabelle 9-2:	Veränderungen der Zustimmung im Zeitverlauf (zwischen Dezember 2023 und November 2024)	415
Tabelle 10-1:	Zielsetzung und Stand 2023 für die Emissionsreduktion in Prozent gegenüber dem Jahr 2005	423
Tabelle 11-1:	Größte Verpflichtete im nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem, 2021 bis 2023	442
Tabelle 11-2:	Nationaler Emissionshandel 2021 bis 2023.....	443
Tabelle 11-3:	Energiesteuern in Deutschland und deren CO ₂ -Preis-Äquivalente	446

Monitoringbericht 2025

1 Stand der Energiewende

1.1 Einleitung

1. Der grundlegende technologische Umbau des Energiesystems ist notwendig, um in Deutschland bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Bei diesem Umbau gilt es, das energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung zu beachten. Bis zum Jahr 2045 sind es jedoch nur noch 20 Jahre. Aufgrund der Tatsache, dass Investitionen im Energiebereich mit zum Teil erheblichen Vorlaufzeiten verbunden sind und energietechnische Anlagen lange in Betrieb sind, müssen bereits zeitnah die notwendigen Weichen gestellt und die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Dabei wird die Energiewende breit definiert und sie umfasst die Versorgung mit Strom, Wärme, flüssigen und gasförmigen Energieträgern sowie die Effizienz in den Anwendungsbereichen.

2. Die unabhängige Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (EEM) hat sich zum Ziel gesetzt, den Stand der Energiewende wissenschaftlich fundiert und objektiv zu bewerten sowie einen möglichen Policy-Mix zur erfolgreichen Umsetzung zu beschreiben. Die Expertenkommission, die durch vier Expertinnen und Experten gebildet wird, blickt dabei auf eine lange Historie zurück, da sie bereits seit 2012 die Energiewende mit verschiedenen Publikationen begleitet. Durch einen Beschluss des Bundeskabinetts im Jahr 2024 wurde der Auftrag der Expertenkommission zuletzt weiterentwickelt. Der Bericht des Jahres 2024 (EEM, 2024) war folgerichtig der erste Bericht, der sich nicht auf weitere Veröffentlichungen der Bundesregierung bezog, sondern eigenständig den aktuellen Stand der Energiewende behandelt.

3. Im aktuellen Berichtsjahr hat die Expertenkommission zunächst ein kurzes Statusupdate zum Stand der Energiewende (EEM, 2025) vor dem Hintergrund der Regierungsbildung nach der Bundestagswahl im Februar 2025 veröffentlicht. Der nun vorliegende Monitoringbericht 2025 schreibt den Monitoringbericht 2024 (EEM, 2024) fort und betrachtet die im Statusupdate (EEM, 2025) behandelten Entwicklungen ausführlich. Der Monitoringbericht 2025 wurde inhaltlich am 30. September 2025 abgeschlossen. Er deckt das Berichtsjahr 2023 ab und stellt, soweit aktuelle Daten vorliegen, auch Entwicklungen in den Jahren 2024 und 2025 dar.

4. Die Entwicklungen seit dem Monitoringbericht 2024 waren zunächst durch die Regierungskrise und das vorzeitige Ende der sogenannten Ampel-Koalition Ende 2024 geprägt. Die Regierungskrise sowie die Neuwahlen im Februar 2025 und die anschließenden Koalitionsverhandlungen haben dazu geführt, dass unter anderem notwendige Impulse für die Energiewende

verzögert wurden. Diese Impulse sind umso notwendiger, da die Wirtschaft in Deutschland bestenfalls stagniert und Investitionen rückläufig sind. Zudem wurden durch das Vorgehen der neuen US-Administration Unsicherheiten im internationalen Handel geschürt, während weiterhin Sanktionen im Rahmen des Ukraine-Krieges verschärft werden. Der Ukraine-Krieg ist zum Teil mit Angriffen auf die Energieinfrastruktur Russlands und der Ukraine verbunden, welche auch Auswirkungen auf die EU und damit Deutschland haben können.

5. Die Energiepreise haben sich seit dem Höhepunkt der Energiekrise in Folge des Ukraine-Krieges rückläufig entwickelt. Trotz staatlicher Entlastungsmaßnahmen, wie der Übernahme der EEG-Umlage durch den Staat, liegen sie jedoch noch oberhalb des Niveaus von 2019. Die aktuelle Koalition aus CDU/CSU und SPD hat vor dem Hintergrund von weiterhin hohen Energiekosten und wirtschaftlicher Stagnation in ihrem Koalitionsvertrag die Reduktion der Energiepreise für industrielle Verbraucher sowie Konsumentinnen und Konsumenten vereinbart und mittlerweile auch erste Maßnahmen ergriffen. So soll beispielsweise der Netzausbau verstärkt durch den Bund getragen werden.

6. Die aktuelle und die vorhergehende Bundesregierung haben im Berichtszeitraum umfangreiche Schritte unternommen, um den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zu beschleunigen. Insbesondere zu nennen ist das Solarpaket I, welches im April 2024 beschlossen wurde und den Ausbau von Solarenergie, Onshore-Windenergie und Bioenergie vorantreiben soll. Des Weiteren wurde im Juli 2025 das Gesetz zur Umsetzung der RED III-Richtlinie (Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2023/2413) beschlossen. Dadurch soll generell der Ausbau unter anderem von Windenergie, Solarenergie, Geothermie und Wärmepumpen durch Änderungen des Bundesimmissionsschutzgesetzes und des Wasserhaushaltsgesetzes vorangetrieben werden (Bundesregierung, 2025)¹. Ab 1.1.2025 gelten wichtige Pflichten zur Digitalisierung des Stromnetzes, was die Energiewende durch die Schaffung von Flexibilitätspotenzialen unterstützt. Dazu zählt die Pflicht zum Anbieten eines variablen Stromtarifs gemäß §41a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Doch die Grundvoraussetzung für deren Nutzung sind moderne Messeinrichtungen sowie intelligente Messsysteme (gemäß MsbG - Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen), deren Einbau ebenfalls gesetzlich geregelt ist und seit Januar 2025 für viele Anschlüsse verpflichtend ist (§29 und 30 MsbG). Der Smart-Meter Rollout wurde zudem im Februar 2025 forciert (BMWK, 2025)².

¹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/07/20250711-bundesrat-be-schliesst-gesetz-umsetzung-red-iii-schnellere-genehmigungsverfahren-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

² <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250214-bundesrat-bestaetigt-aenderungen-fuer-schnelleren-smart-meter-rollout.html>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

7. Der Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft wird ebenfalls forciert. Dies geschah mit der im Juli 2024 beschlossenen Importstrategie für Wasserstoff, um durch Importe den Hochlauf zu unterstützen und die heimische Produktion zu ergänzen. Mit zwei Novellen des EnWG wurde der rechtliche Rahmen zum Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes geschaffen. Dadurch sollen 2025 bis 2032 schrittweise rund 9.000 Kilometer Wasserstoffleitungen in Betrieb genommen werden. Aktuell arbeitet die Bundesregierung zudem an einem Wasserstoffbeschleunigungsgesetz³.

8. Von 2024 bis 2026 findet zunächst die Berichtsphase des EU ETS-2 statt. Ab 2028 wird dieser Emissionshandel dann voraussichtlich verpflichtend (vgl. Kapitel 11.1). Der EU ETS-2 wurde seitens der EU im „Fit for 55-Paket“ beschlossen und beinhaltet einen eigenständigen Emissionshandel für Gebäude, Straßenverkehr und weitere Sektoren. Er ergänzt somit den EU ETS-1, welcher insbesondere für große Energieanlagen und energieintensive Unternehmen gilt. Bis einschließlich 2026 gilt weiterhin der nationale Emissionshandel (nEHS). Dieser wird dann ab 2027 in den EU ETS-2 übergehen.

9. Wie im Bericht 2024 (EEM, 2024) angesprochen, hatte das Bundesverfassungsgericht im November 2023 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 dieser Fonds auch für die Finanzierung der Energiewende genutzt wurde, wurden bestimmte Förderprogramme gefährdet. Mit der letzten Entscheidung des 20. Bundestags am 18.03.2025 wurde jedoch unter anderem eine Erhöhung der Mittel des Klima- und Transformationsfonds um 100 Milliarden Euro beschlossen (bpb, 2025). Somit stehen erneut erhebliche Mittel zur Unterstützung der Energiewende und damit der Erreichung von Klimaneutralität bis 2045 zur Verfügung.

10. Vor dem Hintergrund der dargestellten Maßnahmen und geopolitischen sowie wirtschaftlichen Rahmenbedingungen soll im Folgenden der aktuelle Stand der Energiewende analysiert werden.

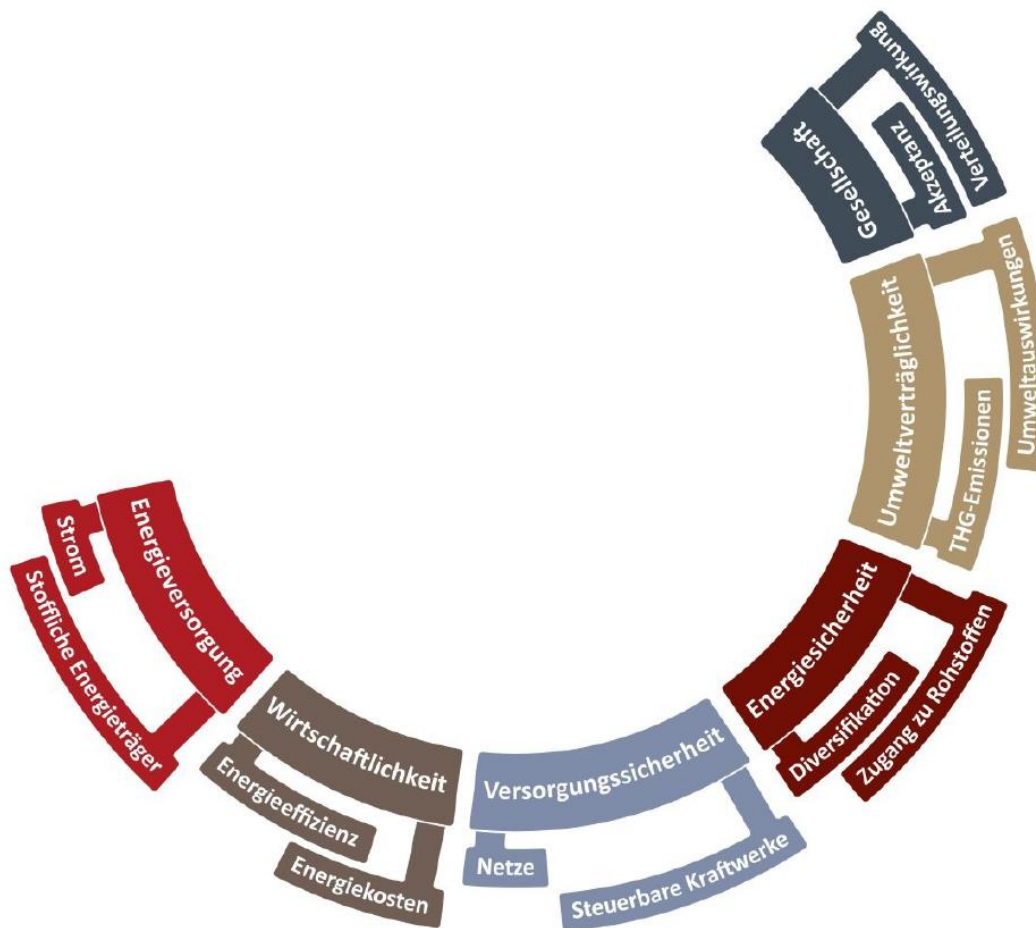
1.2 Dimensionen der Energiewende

11. Für den Monitoringbericht 2024 (EEM, 2024) hat die Expertenkommission Indikatoren identifiziert, um die Energiewende möglichst vollständig zu erfassen und bewerten zu können. Diese kommen auch im vorliegenden Bericht zur Anwendung. Mit Hilfe der Indikatoren werden sechs Dimensionen der Energiewende abgedeckt, die jeweils in zwei Unterdimensionen unterteilt sind. Einzige Ausnahme ist die Dimension „Energieversorgung“, welche drei Unterdimensionen aufweist. In Abbildung 1-1 sind die Dimensionen und ihre jeweiligen Unterdimensionen mit

³ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/entwurf-eines-gesetzes-zur-beschleunigung-der-verfuegbarkeit-von-wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

Ausnahme der Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ in der Dimension „Energieversorgung“ dargestellt. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass unterschiedliche Themenfelder der Energiewende, von der Energieversorgung und Wirtschaftlichkeit über die Energie- und Versorgungssicherheit bis hin zu Auswirkungen auf die Umwelt und Gesellschaft, abgedeckt werden. Die Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende erfolgt - analog zu den bisherigen Veröffentlichungen - anhand einer Energiewende-Ampel (vgl. Tabelle 1-1 und Tabelle 1-2): Falls die Ziele der Energiewende mit den aktuell absehbaren Maßnahmen sehr wahrscheinlich nicht erreicht werden, wird Rot verwendet. Gelb kommt zur Anwendung, falls die Indikatoren nahelegen, dass die Zielerreichung nicht sichergestellt ist. Entsprechend deutet eine grüne Farbe an, dass die Ziele erreicht oder wahrscheinlich erreicht werden.

Abbildung 1-1: Die Dimensionen der Energiewende



Die Dimension „Energieversorgung“ verfügt über drei Unterdimension. Diese sind zunächst die Unterdimensionen „Strom“ und „Stoffliche Energieträger“. Jedoch gibt es relevante Indikatoren, die diesen beiden Unterdimensionen nicht eindeutig zugeordnet werden können. Diese Indikatoren werden mit Hilfe der Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ erfasst.
Quelle: Eigene Darstellung der Dimensionen der Energiewende.

12. Die von der Expertenkommission betrachteten Dimensionen sind Energieversorgung, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Gesellschaft, Umweltverträglichkeit und Energiesicherheit (vgl. Abbildung 1-1). Die ersten fünf Dimensionen leiten sich direkt aus früheren Berichten der Expertenkommission und der angewandten Methodik ab. Im Monitoringbericht 2024 wurde insbesondere aufbauend auf den Erfahrungen aus dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine Energiesicherheit zusätzlich verstärkt betrachtet und als eigene Dimension aufgenommen. Hintergrund ist, dass die Pandemie und der Ukraine-Krieg gezeigt haben, wie wichtig die Versorgung mit Energieträgern als auch mit für die Energiewende kritischen Rohstoffen ist und wie schnell Versorgungsunterbrechungen entstehen können. Im Folgenden werden die einzelnen Dimensionen näher behandelt.

Energieversorgung

13. Die Dimension „Energieversorgung“ umfasst in der Energiewende-Ampel drei Unterdimensionen: „Strom“ und „Stoffliche Energieträger“ sowie „Energiesektor im Überblick“. Die zuletzt genannte Unterdimension deckt die allgemeine Entwicklung der Energieversorgung über alle Sektoren hinweg ab. Die Unterdimension „Strom“ umfasst Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs sowie der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Unterdimension „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 beim Ausbau hochgehalten werden, da die Zielerreichung kein Selbstläufer ist. Im Jahr 2024 betrug die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien 284 TWh und sie hat damit das Ziel von 310 TWh verfehlt. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch liegt mit 54 % im Jahr 2024 knapp unter dem Zielpfad: Zur Erreichung des Ziels ist eine jährliche Steigerung um 4 Prozentpunkte notwendig. Im vergangenen Jahr betrug die Steigerung lediglich 1,1 Prozentpunkte. Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energie befindet sich im Wesentlichen auf dem Zielpfad, auch wenn beim Ausbau von Wind an Land und der Netzanbindung von Wind auf See 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. Windenergie 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 steht jedoch noch am Anfang und ist mit vielen Unsicherheiten bezüglich Produktionstechnologien, internationalen Kooperationen und Verfügbarkeiten behaftet. Die Erreichung des Ziels von 10 GW heimischer Elektrolysekapazität im Jahr 2030 dürfte gegeben der dafür nötigen Wachstumsraten nicht mehr realistisch sein, weshalb die Energiewende-Ampel für die Unterdimension „Stoffliche Energieträger“ auf Rot steht. Die Expertenkommission sieht in Investitionen in die Entwicklung von Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen sowie den damit erzielbaren Lernkurveneffekten einen wesentlichen Hebel beim Übergang zu einer kohlenstoffarmen Industrie. Gegeben dem aktuell langsamen Hochlauf besteht Nachholbedarf.

16. Bei der Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch konnte 2024 ein Anteil von 22,4 % erreicht werden. Zur Erreichung des Ziels von 41 % bis 2030 gemäß RED III wäre für den Zielpfad jedoch ein Anteil von 27,8 % notwendig gewesen. Auch bei der Entwicklung des Endenergieverbrauchs wurden die Ziele verfehlt. Der Endenergieverbrauch war 2024 um 12,3 % niedriger als 2008 und somit auf dem Tiefstand seit 2008. Bei linearer Interpolation des Ziels für 2030 beginnend im Jahr 2008 wäre für 2024 jedoch eine Senkung um 19,3 % auf 2.075 TWh erforderlich gewesen. Als Konsequenz wird die Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ mit Rot bewertet.

Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit

17. Die Dimension „Preiswürdigkeit/ Wirtschaftlichkeit“ wird in der Energiewende-Ampel durch die Unterdimensionen „Energieeffizienz“ und „Energiekosten“ gebildet. „Energieeffizienz“ deckt die Entwicklungen der Endenergieproduktivität und der Endenergieeffizienz im Gebäudesektor ab. Die Unterdimension „Energiekosten“ untersucht 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 für die Erreichung der Klimaschutzziele gehört. In der Industrie sowie in Haushalten kann eine steigende Energieeffizienz dazu beitragen, trotz steigender Energie- und CO₂-Preise die gesamten Energiekosten konstant zu halten, wodurch die Bezahlbarkeit von Energie gewährleistet werden kann. Der Rückgang des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs im Wärmesektor von 2011 bis 2024 beträgt lediglich 8 %. Die Steigerung der Energieeffizienz im privaten Gebäudebereich ist ebenfalls gering. Zudem ist hier eine klare, strukturelle Reduktion nicht erkennbar. Die Endenergieproduktivität als Indikator der Energieeffizienz der Industrie ist im Jahr 2024 sogar leicht gesunken, wodurch eine Zielerreichung unwahrscheinlicher geworden ist. Die Unterdimension

„Energieeffizienz“ wird daher auf Rot gesetzt. 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 Haushaltsseite zu 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 Letztverbraucher Ausgaben für Elektrizität. Diese betragen im Jahr 2023 etwa 106,3 Milliarden Euro. Dies entspricht 2,5 % des Bruttoinlandsprodukts und kommt einem Anstieg von 0,1 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr gleich. Für das deutsche Verarbeitende Gewerbe werden die Energiestückkosten betrachtet. Aufgrund der Verwendung einer veränderten Datenbasis sind die Werte für 2022 und 2023 nicht uneingeschränkt mit den Vorjahren vergleichbar. Dennoch legt der Wert für 2022 einen starken Anstieg gegenüber den Vorjahren nahe. Im Jahr 2023 sind die Energiestückkosten zwar gesunken, sie liegen jedoch immer noch auf erhöhtem Niveau. Die frühere Bundesregierung hat bereits eine Vielzahl an Maßnahmen zur Entlastung von Haushalten und Industrie beschlossen (z. B. Umfinanzierung der EEG-Umlage) und auch die aktuelle Bundesregierung hat Maßnahmen (z.B. Industriestrompreis, die Deckung von Netzausbaukosten durch den Bund) angekündigt und zum Teil bereits beschlossen. Dies dürfte auch in den Folgejahren einen Effekt auf die Energiestückkosten haben. Auch in Folge dieser Maßnahmen sind zudem die Strompreise für Neuabschlüsse in der Industrie und für Haushalte auf dem Niveau von vor der Energiekrise angelangt. Die Expertenkommission bewertet die Unterdimension „Energiekosten“ insgesamt mit der Farbe Gelb.

Versorgungssicherheit

20. Die Dimension „Versorgungssicherheit“ umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen „Netze“ und „Steuerbare Kraftwerke“. Der Ausbau und der Betrieb der deutschen Netzinfrastruktur sowie der Umfang der notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen werden mit Hilfe der Unterdimension „Netze“ abgedeckt. Die Unterdimension „Steuerbare Kraftwerke“ betrachtet die Entwicklung der Leistung steuerbarer Kraftwerke in Deutschland. Dies beinhaltet eine Betrachtung der 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 fort-schreiten 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 2024 lediglich 2.048 der ursprünglich im EnLAG und BBPIG für dieses Jahr zur Fertigstellung geplanten 5.066 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 steuerbare Kraftwerke benötigt, um auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne eine stabile Stromversorgung zu sichern. Durch den Kohleausstieg geht die steuerbare Kraftwerkskapazität jedoch zurück. Der über das KWKG geförderte Kraftwerksneubau gleicht den Rückbau nur teilweise aus. Zudem fehlen auch in diesem Bereich systemdienliche Lokalisierungssignale für Neubaukraftwerke. Die Expertenkommission sieht in lokalen Preissignalen einen wesentlichen Hebel, um Investitionen in die notwendigen Kraftwerke anzureizen. Darüber hinaus kann die Kraftwerkstrategie der Bundesregierung ein sinnvolles Element 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 Unterdimensionen „Diversifikation“ und „Zugang zu Rohstoffen“ bilden in der Energiewende-Ampel die Dimension „Energiesicherheit“. Beide Unterdimensionen 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, Kobalt, Nickel, Graphit, Mangan, Seltene Erden, Silizium). Ziel der Dimension „Energiesicherheit“ ist es ebenfalls, zu analysieren, 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 infrage gestellt. Zudem werden im Rahmen der jüngsten Handelsstreitigkeiten zwischen den USA, der EU und China weitere Abhängigkeiten (z.B. bei Computerchips und Seltenen Erden) deutlich. Die Expertenkommission hat daher die Energiewende-Ampel 2024 um die Dimension der Energiesicherheit erweitert und entwickelt die Analyse konsequent weiter. Im Bereich Erdgas ist die Importkonzentration zuletzt wieder angestiegen, wodurch die Konzentration weiterhin sehr hoch ist. Die Unterdimension „Diversifikation“ wird daher mit

der Farbe Gelb 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.

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. Gemessen am Herfindahl-Hirshmann-Index (HHI) muss die aktuelle Marktkonzentration als sehr hoch bezeichnet werden. Im Vergleich zum Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) hat sich die Konzentration bei 4 von den betrachteten 7 Rohstoffen erhöht. Lediglich bei Graphit ist die Marktkonzentration gesunken. Eine hohe Marktkonzentration gibt den Förderländern unter anderem 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 auch weiterhin unwahrscheinlich macht. Die Expertenkommission bewertet die Unterdimension „Zugang zu Rohstoffen“ daher mit der Farbe Rot und empfiehlt eine maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion sowie die Diversifizierung von Bezugsländern. Zudem sollte beachtet werden, dass auch bei der Rohstoffaufarbeitung und der Fertigung von (Teil-)Komponenten erhebliche Marktkonzentrationen zu beobachten sind.

Umweltverträglichkeit

26. Die Dimension „Umweltverträglichkeit“ wird in der Energiewende-Ampel durch die Unterdimensionen „Treibhausgas-Emissionen“ und „Umweltauswirkungen“ gebildet. Die Unterdimension „Umweltauswirkungen“ behandelt Umweltauswirkungen in Folge der Nutzung von Energie, welche nicht mit Treibhausgas-Emissionen zusammenhängen. Darunter fallen die Schadstoffbelastung, die Landnutzung, die Rohstoffentnahme, die Analyse der Umweltauswirkungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie die Situation in der deutschen Abfallwirtschaft. Die Unterdimension „Treibhausgas-Emissionen“ diskutiert Anstrengungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren. 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 2024 wurden gegenüber 1990 um 48 % verringert; die sektorübergreifenden Ziele wurden damit erreicht. Die einzelnen Sektoren Verkehr und Gebäude konnten ihre sektorspezifischen Ziele jedoch nicht erreichen. Die Energiewirtschaft hat die Ziele deutlich übererfüllt. Dieses Ergebnis ist unter anderem durch den Kohleausstieg getrieben, 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 Reduktion der Umweltbelastung der Energieversorgung ist ein implizites Ziel des Energiekonzepts und die Umsetzung der Energiewende muss ohne Gefährdung von anderen umweltpolitischen Zielen erfolgen. Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ist zudem eine der Grundvoraussetzungen für eine nachhaltige Entwicklung in Deutschland und spielt eine wesentliche Rolle hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende. Die Expertenkommission untersucht analog zum Monitoringbericht 2024 die für das Energiesystem besonders relevanten Umweltdimensionen Luftschadstoffe, Rohstoffentnahmen, Flächeninanspruchnahme und Recycling. Deutschland hat 2023 die Ziele für 2030 für den Luftschadstoff flüchtige organische Verbindungen bereits erreicht. Bei Schwefeldioxid (alle Schwefelverbindungen ausgedrückt als SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x) und Feinstaub (PM_{2.5}) wurden 2023 die Ziele für 2030 noch nicht erreicht. Mit einer Differenz von über 17 Prozentpunkten zwischen Ist-Wert 2023 und Zielwert 2030 besteht der größte Handlungsbedarf im Bereich Stickoxide. In Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse ist die Einbindung in eine ganzheitliche Biomassestrategie wichtig, auch aufgrund der damit einhergehenden Flächeninanspruchnahme. 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 „Umweltauswirkungen“ wird insgesamt mit der Farbe Gelb bewertet.

Gesellschaft

29. Die Dimension „Gesellschaft“ umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen „Akzeptanz“ und „Verteilungswirkungen“. Die Unterdimension „Akzeptanz“ untersucht mit Hilfe repräsentativer Umfragen die Zustimmung der Bevölkerung zu den Zielen der Energiewende. Dies umfasst die generelle Zustimmung, die Zustimmung zur konkreten Umsetzung sowie die persönliche Betroffenheit. Ergänzend dazu werden die Verteilungswirkungen der Energiewende anhand von empirischen Analysen zu Energieausgaben und zur Betroffenheit einzelner Gruppen durch Energiearmut beurteilt. Die Dimension „Gesellschaft“ steht in der Energiewende-Ampel auf Gelb.

30. Die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist ein bedeutender Faktor für deren Gelingen. Die Bevölkerung stimmt den Zielen der Energiewende im Allgemeinen zu. So finden 2025 83 % der Befragten die Energiewende wichtig oder sehr wichtig. Die bisherige Umsetzung der Energiewende von Seiten der Bundesregierung wird jedoch weiterhin als schlecht bewertet. Der Anteil der Befragten, die der Bundesregierung eine gute Umsetzung attestieren, ist im Jahr 2024 um 17 Prozentpunkte geringer als 2017 und beträgt ca. 25 %. 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.

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. Wird die Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom nach Einkommensgruppen analysiert, werden regressive Verteilungswirkungen deutlich. Im Vergleich von 2024 mit 2023 sind die Energieausgaben für die unteren Einkommensdezile leicht gestiegen. Für die oberen Dezile sind diese Ausgaben nahezu konstant geblieben. Die relative Belastung ist jedoch für alle Dezile 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Während sich der Anteil bei den oberen Dezilen dem Wert von 2020 bei knapp oberhalb von 2 % des Einkommens annähert, ist die Belastung bei den unteren Dezilen 2024 noch deutlich oberhalb des Wertes von 2020. Konkret betrug der Anteil im 1. Dezil 2020 rund 10 %, während es 2024 noch knapp unter 13 % waren. Je niedriger das Dezil, desto größer ist die Differenz zwischen dem Anteil 2024 und 2020. 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 wichtig.

1.3 Die Energiewende-Ampel

32. Nachdem die Dimensionen der Energiewende-Ampel sowie ihre jeweiligen Unterdimensionen beschrieben und die aktuellen Bewertungen angegeben wurden, können die Indikatoren vertieft betrachtet werden, um das Zustandekommen der Bewertung zu verdeutlichen. Die Indikatoren, ihre historische Entwicklung sowie etwaige offizielle Zielvorgaben sind ausführlich in Tabelle 1-2 dargestellt. Zusätzlich zum Monitoringbericht 2024 wird in Tabelle 1-1 und Tabelle 1-2 die perspektivische Entwicklung des jeweiligen Indikators auf Basis der Einschätzung der Expertinnen und Experten angegeben. Jeder Indikator wird dabei eindeutig einer Unterdimension und damit auch einer entsprechenden Dimension zugeordnet. Mit Hilfe der Energiewende-Ampel und ihren drei Farben werden die Indikatoren jeweils bewertet. Falls offizielle Ziele vorliegen, wird evaluiert, wie wahrscheinlich die Erreichung dieser Ziele ist. Ansonsten wird bewertet, inwiefern der Verlauf des Indikators zu den Zielen der Energiewende beiträgt. Wie in Abschnitt 1.2 beschrieben, wird ein Indikator mit Grün markiert, falls die Ziele erreicht oder wahrscheinlich erreicht werden. Falls das Ziel mit Hilfe der aktuell diskutierten beziehungsweise implementierten Maßnahmen sehr wahrscheinlich nicht erreicht wird, wird ein Indikator mit Rot gekennzeichnet. Die perspektivische Entwicklung in Form eines Pfeils zeigt an, ob eine Veränderung in diesem Bereich erwartet werden kann.

33. Die Bewertung mit Hilfe der Ampelfarben kombiniert eine statistisch-faktenbasierte Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Dabei basiert die Ampelfarbe einer Dimension auf den Ampelfarben der jeweiligen Unterdimensionen und den zugeordneten Indikatoren. Tabelle 1-1 zeigt die zusammenfassende Einschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende, dargestellt durch die entsprechende Einfärbung der Indikatoren, Unterdimensionen und Dimensionen. Zusätzlich beinhaltet Tabelle Z-1 die Einschätzung der Expertenkommission zur perspektivischen Entwicklung des jeweiligen Indikators und die Kapitelverortung einer ausführlichen Betrachtung der Indikatoren im Monitoringbericht 2025. Hierdurch wird ein Eindruck der Entwicklung in der nahen Zukunft ermöglicht. Insgesamt 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, die Zielerreichung und die perspektivische Entwicklung.

Tabelle 1-1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2023/2024 sowie perspektivische Entwicklung der Indikatoren

Dimension		Unterdimension	Indikator	
Energieversor- gung		Strom	Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Kapitel 3.2)	● →
			Entwicklung der absoluten EE-Stromerzeugungskapazitäten (Kapitel 3.1)	● →
			Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (Kapitel 3.2)	● →
		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)	● →
Versorgungs- sicherheit		Netze	Ausbau der Übertragungsnetze (Kapitel 3.4)	● ↗
			Digitalisierung (Kapitel 3.5)	● →
			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)	● →
Energiesicher- heit		Diversifikation	Herfindahl Index für Erdgas (Kapitel 6.2)	● →
		Zugang zu Rohstoffen	Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung (Kapitel 6.3)	● →

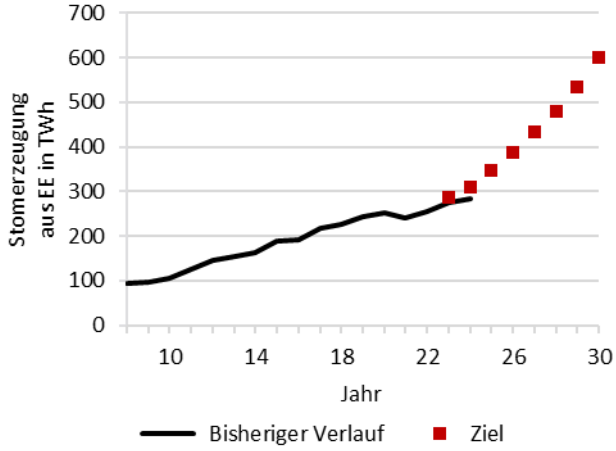
Preiswürdig- keit/ Wirtschaft- lichkeit	Energieeffizienz	Endenergieproduktivität (Kapitel 2.1)	● →
		Wärmebedarf (Kapitel 5.1)	● →
		Endenergieeffizienz im privaten Gebäudebereich (Kapitel 5.1)	● →
	Energiekosten	Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Kapitel 7.1)	● →
		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)	● →
	Verteilungswirkungen	Energiearmut (Kapitel 8.1)	● →
		Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen (Kapitel 8.1)	● →
		Energiekostenbelastung bezogen auf die gesamten Konsumausgaben (Kapitel 8.1)	● →

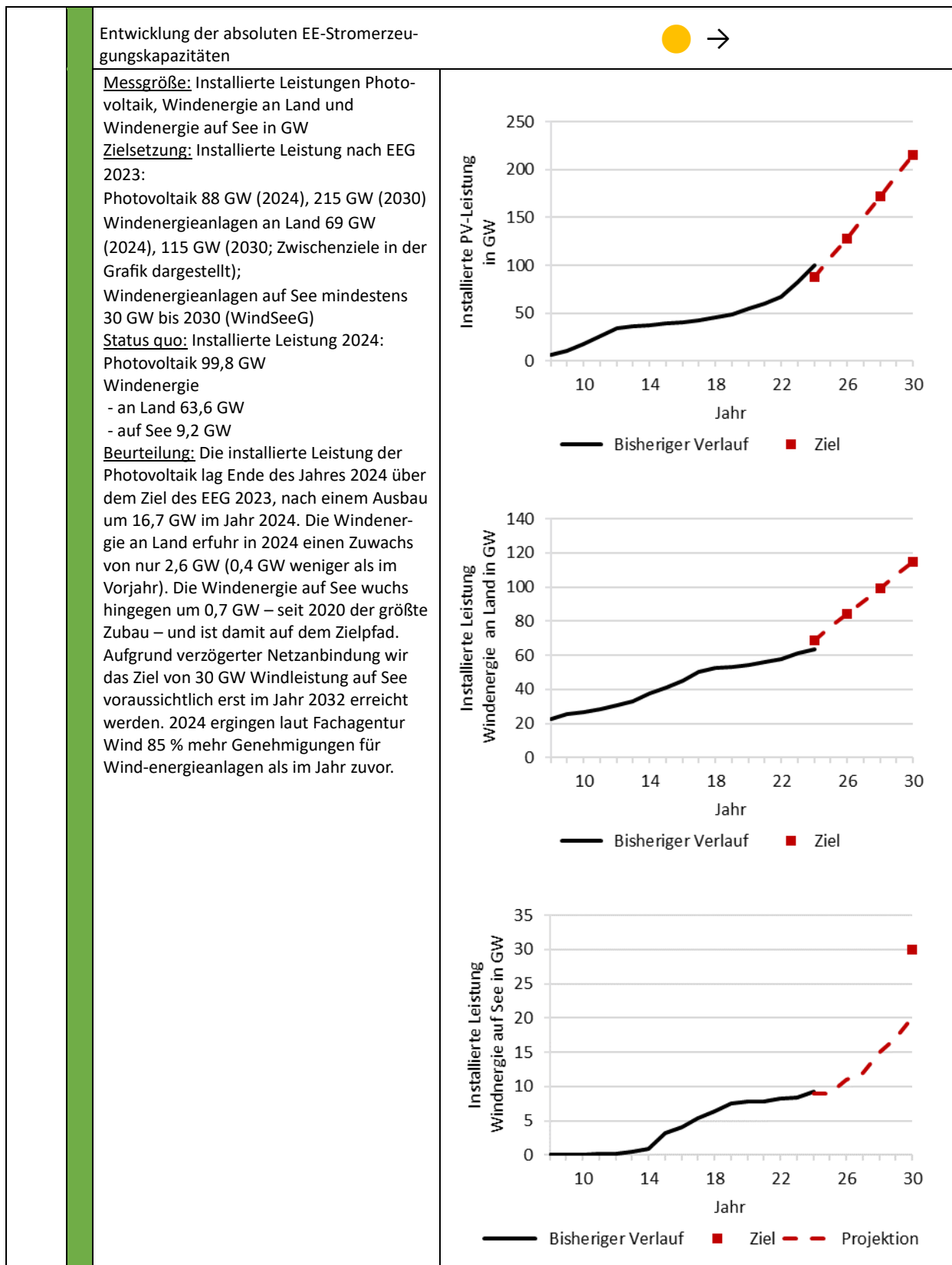
Anmerkungen: Die Unterdimension „Energiesektor im Überblick“ erfasst relevante Indikatoren, die sich weder der Unterdimension „Strom“ noch „Stoffliche Energieträger“ zuordnen lassen. Daher hat die Dimension „Energieversorgung“ als einzige Ausnahme drei Unterdimensionen.

Perspektive: (Leicht) steigende Pfeile deuten eine (leichte) Verbesserung an, (leicht) sinkende Pfeile eine (leichte) Verschlechterung.

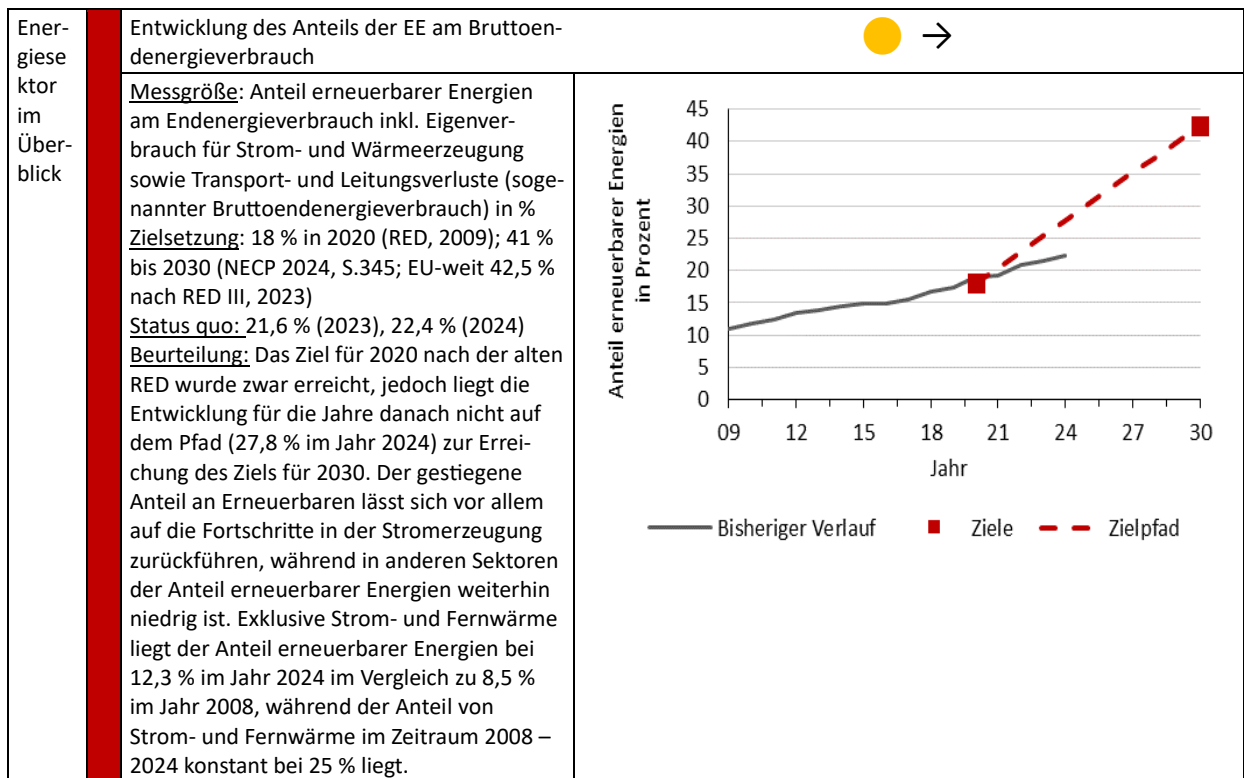
Quelle: Eigene Darstellung.

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

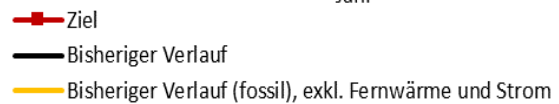
Unterdimension	Indikator	Ampelfarbe und Perspektive																																				
Energieversorgung																																						
Strom	Entwicklung der absoluten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien <u>Messgröße:</u> Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien <u>Zielsetzung:</u> 310 TWh im Jahr 2024, 600 TWh 2030 (EEG 2023; Zwischenziele in der Grafik dargestellt) <u>Status quo:</u> 284 TWh (2024) <u>Beurteilung:</u> Das Ziel des EEG 2023 einer Bruttostromerzeugung wurde mit 284 TWh nicht erreicht, was u.a. auf ein schwaches Windjahr zurückzuführen ist. Die Erzeugung lag um 8 % unter dem Zielpfad. Um auf den Zielpfad aufzuschließen, müssen Erzeugungskapazitäten weiterhin stark ausgebaut werden.	● →  <table border="1"> <caption>Estimated data from the graph</caption> <thead> <tr> <th>Jahr</th> <th>Bisheriger Verlauf (TWh)</th> <th>Ziel (TWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2010</td><td>100</td><td>-</td></tr> <tr><td>2012</td><td>120</td><td>-</td></tr> <tr><td>2014</td><td>140</td><td>-</td></tr> <tr><td>2016</td><td>160</td><td>-</td></tr> <tr><td>2018</td><td>180</td><td>-</td></tr> <tr><td>2020</td><td>200</td><td>-</td></tr> <tr><td>2022</td><td>220</td><td>280</td></tr> <tr><td>2024</td><td>284</td><td>310</td></tr> <tr><td>2026</td><td>-</td><td>380</td></tr> <tr><td>2028</td><td>-</td><td>480</td></tr> <tr><td>2030</td><td>-</td><td>600</td></tr> </tbody> </table>	Jahr	Bisheriger Verlauf (TWh)	Ziel (TWh)	2010	100	-	2012	120	-	2014	140	-	2016	160	-	2018	180	-	2020	200	-	2022	220	280	2024	284	310	2026	-	380	2028	-	480	2030	-	600
Jahr	Bisheriger Verlauf (TWh)	Ziel (TWh)																																				
2010	100	-																																				
2012	120	-																																				
2014	140	-																																				
2016	160	-																																				
2018	180	-																																				
2020	200	-																																				
2022	220	280																																				
2024	284	310																																				
2026	-	380																																				
2028	-	480																																				
2030	-	600																																				



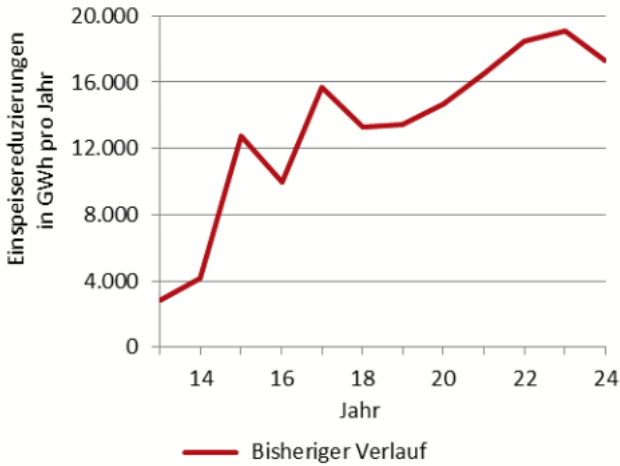
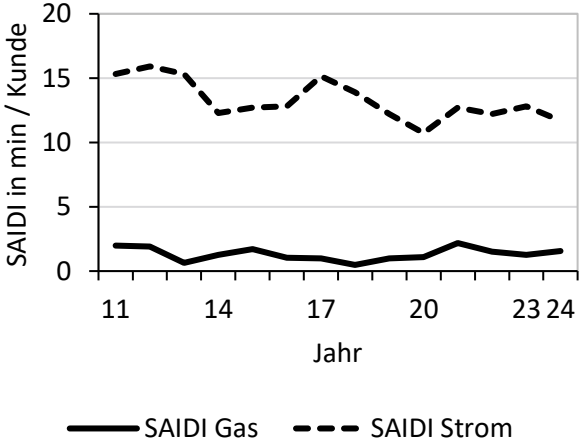
	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in % Zielsetzung: mind. 80 % in 2030 (EEG 2023) Status quo: 54 % (2024) Beurteilung: Im EEG 2023 ist das Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 gegenüber der Fassung von 2021 deutlich angehoben worden (vorher 65 %). Um dieses Ziel zu erreichen ist eine Steigerung dieses Anteils um über 5 Prozentpunkte jährlich nötig. Im vergangenen Jahr betrug die Steigerung nur 1,1 Prozentpunkte (in einem schwachen Windjahr) und liegt somit deutlich unter der notwendigen Steigerung. EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Prozent 10 14 18 22 26 30 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0 Bisheriger Verlauf Ziel
Stoffliche Energieträger	(Grüner) H₂ Messgröße: Elektrolyseleistung [GW]. Zielsetzung: mind. 10 GW heimische Elektrolysekapazität in 2030 (Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)) Status quo: Installierte Leistung betrug 160 MW im Juni 2025; Projekte mit Status „FID/Im Bau“ bis 2030 (Stand: 06/2025): 1,2 GW Beurteilung: Die Zielerreichung für das Jahr 2030 dürfte gegeben der dafür nötigen Wachstumsraten nicht mehr realistisch sein. Installierte Elektrolyseleistung in GW 21 23 25 27 30 10 8 6 4 2 0 Installierte Leistung FID/Im Bau Ziel Wasserstoffstrategie



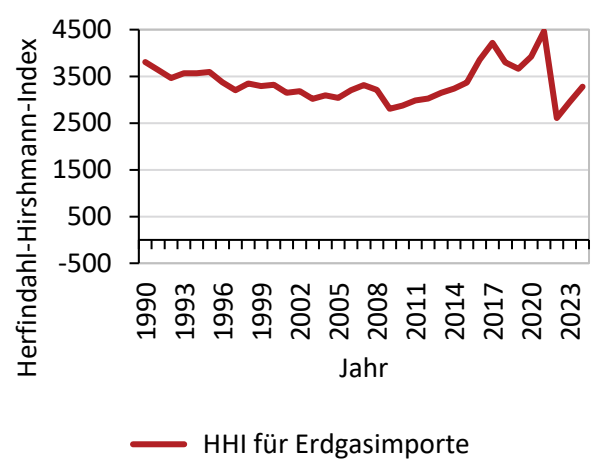
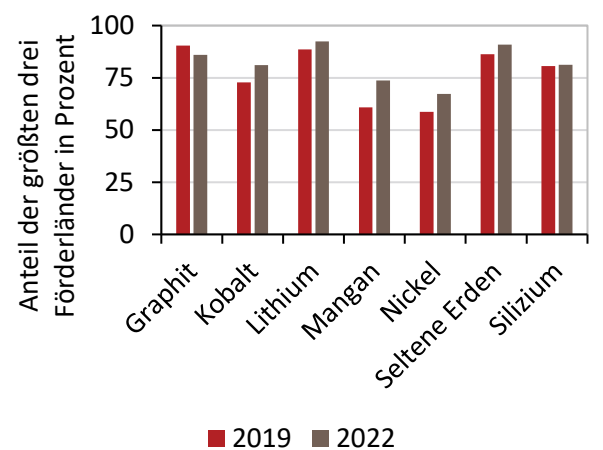
Hinweis: Der Endenergieverbrauch bestimmt sich durch vielfältige Faktoren. Neben höherer Effizienz oder energiesparenden Verbrauchsmustern kann auch eine schwache wirtschaftliche Entwicklung und Witterung den Endenergieverbrauch reduzieren. Somit ist die Aussagekraft dieses Indikators für den Stand der Energiewende beschränkt.



Versorgungssicherheit		
Netze	Ausbau der Übertragungsnetze ● ↗	
	<u>Messgröße:</u> Abweichung der Gesamtinbetriebnahme zwischen Plan (im jeweils ersten Berichtsjahr des Netzausbaumonitoring) und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPIG-Vorhaben) in km <u>Status quo 2024:</u> Abweichung 3.018 Kilometer (bisher Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben mit Länge von 2.048 Kilometern, Planwert (2013 für EnLAG und 2016 für BBPIG): 5.066 Kilometer) <u>Beurteilung:</u> Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten. Auch zuletzt haben sich die Verzögerungen zumindest in der kurzen Frist unverändert fortgesetzt. <u>Hinweis:</u> 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.	Gesamtinbetriebnahme in km Leitungslänge Jahr — Plan ENLAG (2013) und BBPIG (2016) - - - angepasster Ausbaupfad 2019 - - - angepasster Ausbaupfad 2023 - - - angepasster Ausbaupfad 2024
	Digitalisierung ● →	
	<u>Messgröße:</u> Anteil Smart Meter/ Smart Meter Rollout <u>Zielsetzung:</u> (§ 45 MsbG) Verbraucher: 20 % Ende 2025, zweijährig mind. 90 % bei Neuinbetriebnahmen, Ende 2032 mind. 90 % aller Lokationen Erzeuger: zweijährig mind. 90 % bei Neuinbetriebnahmen, Ende 2032 mind. 90 % der installierten Leistung <u>Status quo:</u> Verbraucher 2023/24/25(Q2): 9,1 %/ 13,9 %/16,4 % Erzeuger 2023: 1,4 % <u>Beurteilung:</u> In den letzten Jahren wurden nur bei wenigen Verbrauchern Smart Meter eingebaut. Die Erfüllung des kurzfristigen 20 %-Ziels (2025) ist möglich, aber nicht sicher.	Anteil eingebauter Smart Meter bei Verbrauchern in Prozent Jahr — Verlauf ■ Ziel

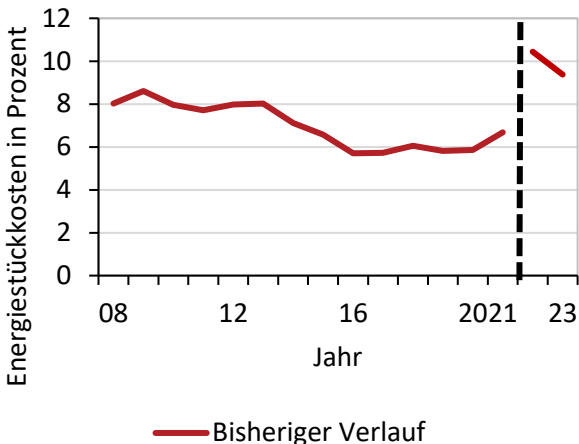
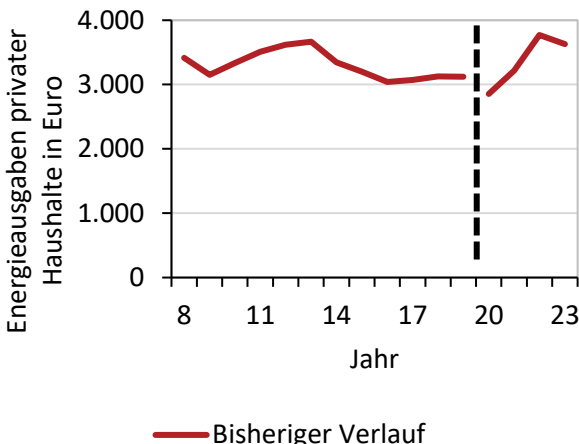
	Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen Messgröße: Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr] Status quo 2024: 17.316 GWh pro Jahr Beurteilung: Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in den erforderlichen Einspeisereduzierungen wider, die – nach einem neuen Spitzenwert im Jahr 2023 – im Jahr 2024 wieder etwas zurückgegangen sind. 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.	● ↗  Jahr — Bisheriger Verlauf
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas Messgröße: Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr in Minute pro Kunde. 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 Gasversorgungsunterbrechungen vollständig. Status quo: 11,7 Strom und 1,55 Gas (2024) Beurteilung: Der SAIDI für Strom und Gas liegt auf einem niedrigen Niveau. Der Wert für Strom sogar unterhalb der Durchschnittswerte 2011-2024 und er ist auch im Vergleich mit Nachbarländern gering (2020: 12 - 68 min/Kunde).	● →  Jahr — SAIDI Gas - - - SAIDI Strom

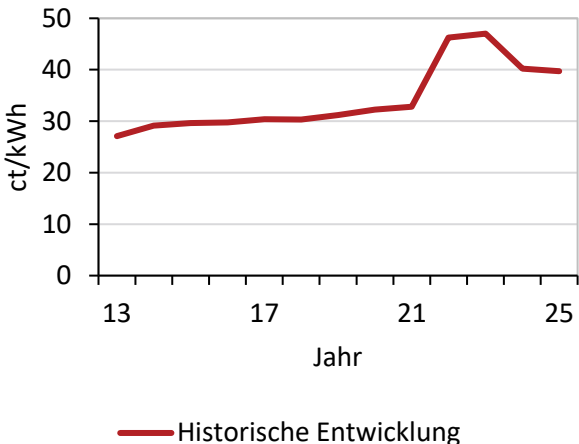
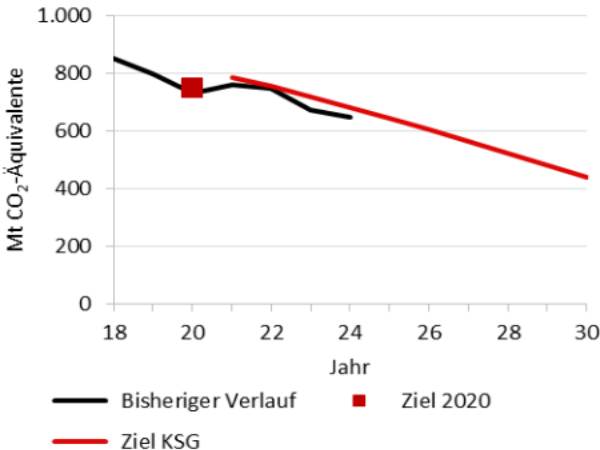
Steuerbare Kraftwerksleistung	Steuerbare Kraftwerkskapazitäten ● → <u>Messgröße:</u> Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Kraftwerke [GW] <u>Status quo:</u> Rückgang der Leistung von 109 GW (2015) auf unter 80 GW (2028) <u>Beurteilung:</u> Der über das KWKG geförderte Kraftwerksneubau gleicht den Rückbau nur teilweise aus. Daher ist die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung ein sinnvoller Ansatz, um hier gegenzusteuern. <u>Hinweis:</u> Durch den Ausstieg aus der Kernenergie und den Kohleausstieg geht die einlastbare Kraftwerkskapazität zurück. Systemdienliche Lokalisierungssignale für Neubaukraftwerke fehlen bisher.	
	Batteriespeicher ● → <u>Messgröße:</u> Installierte Leistung Batteriespeicher (GW) <u>Zielsetzung:</u> Keine politische Zielsetzung; Vergleich mit NEP: 2037 (A): 87,8 GW <u>Status quo:</u> 11,7 GW (Ende 2024) <u>Beurteilung:</u> In den letzten Jahren konnten hohe Wachstumsraten erzielt werden, so dass die installierte Leistung der Batteriespeicher Ende des Jahres 2024 knapp das Doppelte der installierten Pumpspeichersleistung beträgt. Um 2037 installierte Kapazitäten in der Größenordnung des NEP zu erreichen, sind jährliche Wachstumsraten von um die 15 Prozent nötig, welche in den letzten Jahren weit übertroffen wurden.	

Energiesicherheit		
Diversifikation	Import-Diversifikation	● →
	<u>Messgröße:</u> Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) für Erdgasimporte <u>Status quo:</u> Die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland ist zuletzt angestiegen und weiterhin sehr hoch. <u>Beurteilung:</u> 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.	 Herfindahl-Hirschmann-Index Jahr — HHI für Erdgasimporte
Zugang zu Rohstoffen	Nicht-energetische Ressourcen mit Relevanz für die Versorgung	● →
	<u>Messgröße:</u> Anteil der größten drei Förderländer an der gesamten weltweiten Förderung in %. <u>Status quo:</u> Die für das Gelingen der Energiewende essenziellen Rohstoffe Graphit, Kobalt, Lithium, Mangan, Nickel, Seltene Erden und Silizium weisen eine starke Marktkonzentration auf der Förderebene auf, die sich mit Ausnahme von Graphit sogar verstärkt hat. <u>Beurteilung:</u> 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. <u>Hinweis:</u> 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 beanspruchen.	 Anteil der größten drei Förderländer in Prozent Graphit Kobalt Lithium Mangan Nickel Seltene Erden Silizium ■ 2019 ■ 2022

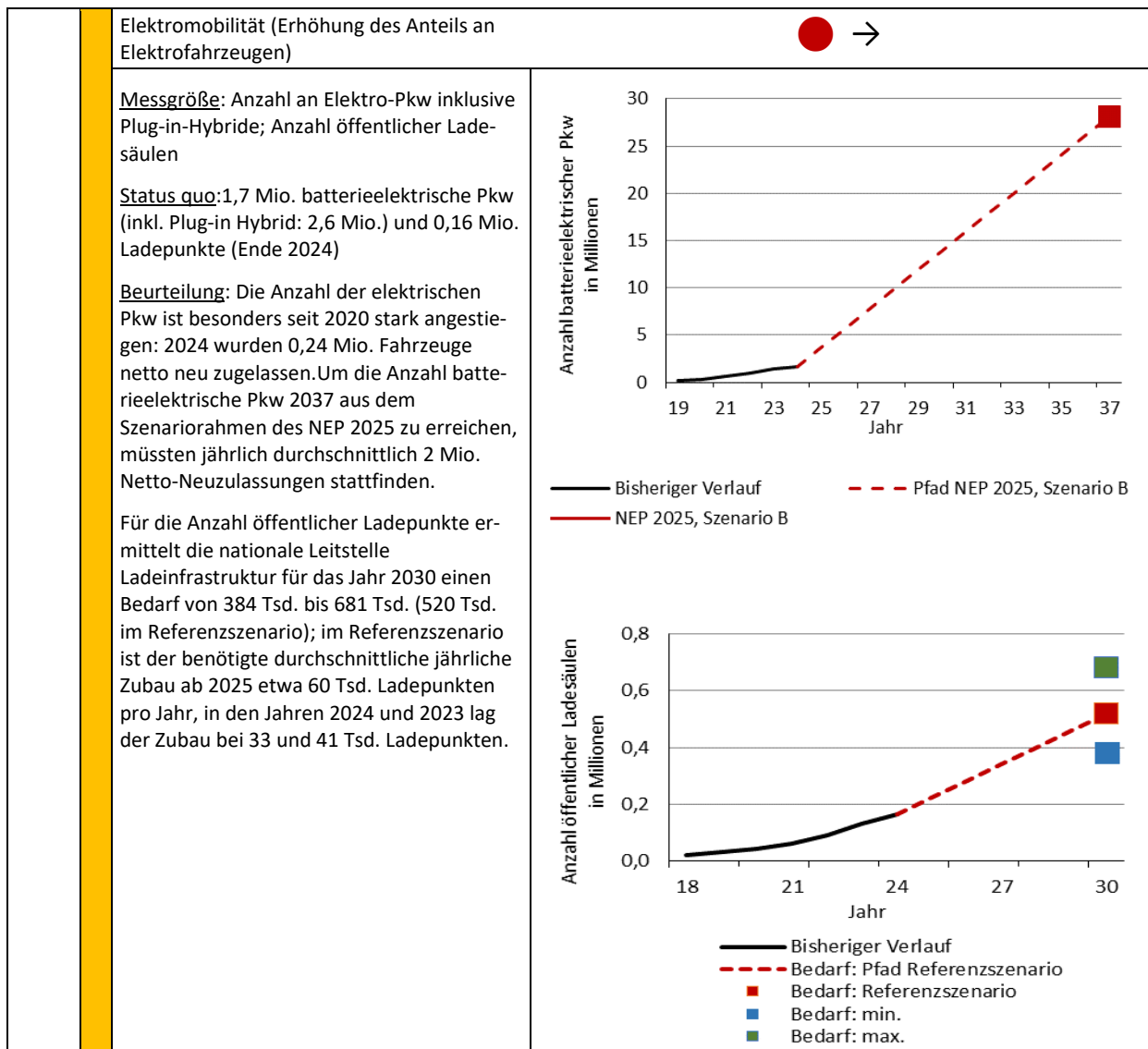
Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit		
Energieeffizienz	Steigerung der Endenergieproduktivität	→
	Messgröße: Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch den temperaturbereinigten Endenergieverbrauch [2020erEUR / Gigajoule]. Zielsetzung: ca. 558 €/GJ bis 2030. Status quo: Die Endenergieproduktivität beträgt im Jahr 2024 426€/GJ. Dies ist sogar ein leichter Rückgang im Vergleich zum Vorjahr. Beurteilung: Das von der Bundesregierung gesetzte Ziel schreibt für 2030 eine Endenergieproduktivität von rund 558 €/GJ vor. Aufgrund des jüngsten Rückgangs und der Entwicklung in den Vorjahren ist die Erreichung unwahrscheinlicher geworden.	Endenergieproduktivität in EUR/GJ

	Steigerung der Endenergieeffizienz im privaten Gebäudebereich Messgröße: Temperaturbereinigter Raumwärmeverbrauch in privaten Haushalten in kWh/qm Status quo: Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch im privaten Gebäudesektor sank im Jahr 2024 auf 120 kWh/qm (2023: 121 kWh/qm; 2022: 128 kWh/qm). Dies entspricht in etwa dem Wert des Vorjahres. Beurteilung: Der Raumwärmebedarf pro Quadratmeter im privaten Sektor hat sich im Beobachtungszeitraum seit 2011 verringert (- 7 %), jedoch lässt sich keine klare strukturelle Reduktion erkennen. Gleichzeitig gibt es einen Trend zu steigenden Wohnflächen.	● → Raumwärmeverbrauch in kWh/m² Wohnfläche in Mio. m² Jahr — Raumwärme, temperaturbereinigt — Wohnfläche
Energiekosten	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt Messgröße: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität dividiert durch das Bruttoinlandsprodukt in Prozent Zielsetzung: Der Indikator misst die Belastung durch Kosten für Elektrizität Status quo: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP liegt bei 2,5 %. Beurteilung: Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP hat sich bis 2021 auf einem Niveau in der Größenordnung von 2,2 % stabilisiert. Seit 2022 ist er jedoch bis auf 2,5 % gestiegen.	● → Anteil der LVA-Elektrizität am BIP in Prozent Jahr — Bisheriger Verlauf

	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 2022 gemäß neuer Berechnung auf 10,4 % gestiegen und 2023 auf 9,4 % gesunken. Beurteilung: Die Energiestückkosten sind im Zeitraum 2008 bis 2020 um ca. 2 Prozentpunkte gefallen. Aufgrund der Energiekrise sind die Energiestückkosten in den Jahren ab 2021 gestiegen und liegen immer noch oberhalb des früheren Niveaus.	● →  Energiestückkosten in Prozent Jahr — Bisheriger Verlauf
	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 2023 auf 3.631 Euro gestiegen, was einen Rückgang im Vergleich zum Vorjahr in Richtung früherer Werte darstellt. Beurteilung: Die Entwicklung der durchschnittlichen Energieausgaben folgt keinem langfristigen Trend, kurzfristig sind sie jedoch im Zeitraum 2020 bis 2022 im Rahmen der Energiekrise stark 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 Mio. 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.	● →  Energieausgaben privater Haushalte in Euro Jahr — Bisheriger Verlauf

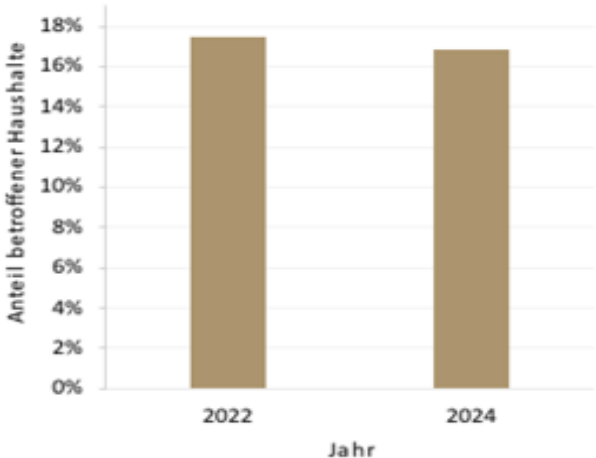
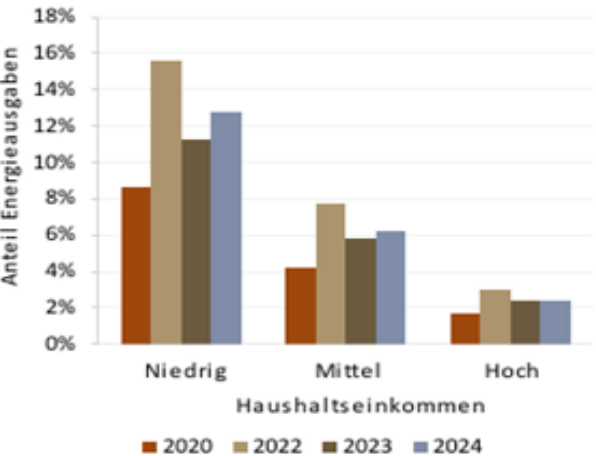
	Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte Messgröße: Durchschnittlicher Strompreis privater Haushalte [ct/kWh]. Aussage: Nach hohen krisenbedingten Preissteigerungen in den Jahren 2022 und 2023 sind die Strompreise in den Jahren 2024 und 2025 gesunken. Dennoch ist das Niveau höher als vor der Energiekrise. Beurteilung: Die Strompreise für private Haushalte sind im europäischen Vergleich weiterhin hoch.	● ↗  Historische Entwicklung
Umweltverträglichkeit		
Treibhausgasemissionen	Reduktion der Treibhausgasemissionen Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) [Mio. t CO₂-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 2024 eingehalten. Beurteilung: Die sektorübergreifende Zielerreichung wurde durch Sondereffekte (Corona in 2020, Gaspreiskrise in 2022/2023) sowie durch eine deutliche Übererfüllung im Sektor Energiewirtschaft ermöglicht. Einzelne Sektoren wie Verkehr und Gebäude sind aber noch nicht auf dem notwendigen Minderungspfad.	● →  Bisheriger Verlauf ■ Ziel 2020 Ziel KSG

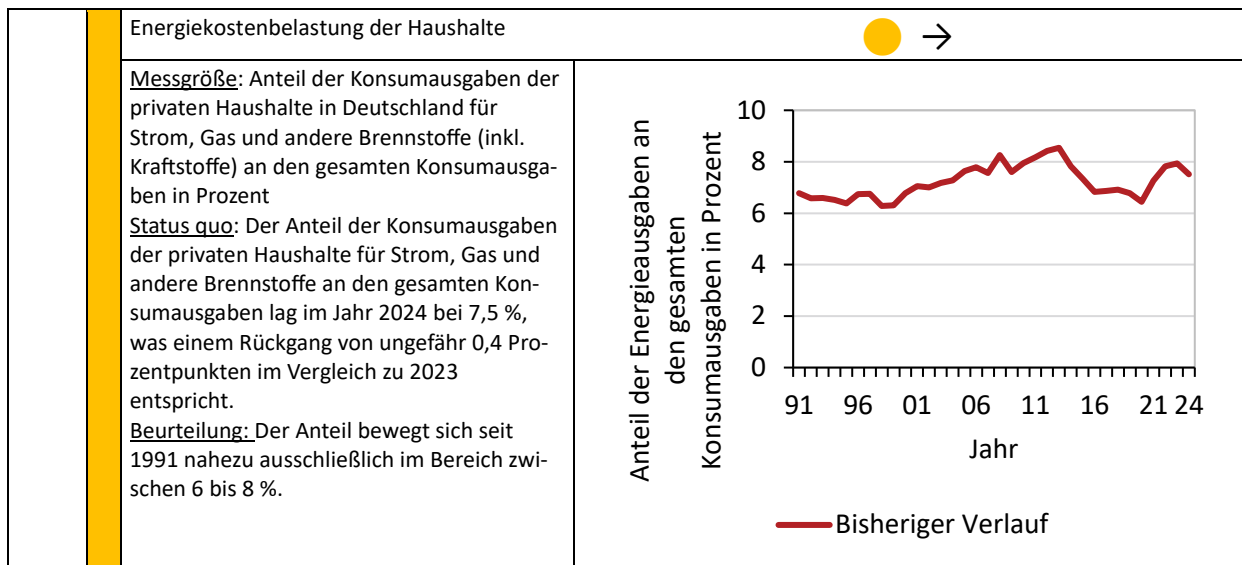
	Kohleausstieg <u>Messgröße:</u> Installierte Leistung von Kohlekraftwerken „im Markt“ <u>Zielsetzung:</u> Bis 2022: 30 GW; bis 2030: 17GW; Ausstieg bis spätestens 2038 <u>Status quo:</u> Mitte 2025 betrug die Kapazität im Markt 23,5 GW <u>Beurteilung:</u> Mit dem Auslaufen der Krisenmaßnahmen wurde das Zielniveau für die Kapazitäten von Kohlekraftwerken in den Jahren 2024 und 2025 wieder erreicht, durch das Vorziehen des Kohleausstiegs im Rheinischen Revier und die marktlich getriebenen Entwicklungen.	● → Jahr — Bisheriger Verlauf — Ziel
	Ausbau von Wärmepumpen <u>Messgröße:</u> Anzahl Wärmepumpen (Raumwärme und Warmwasser, elektrisch und gasbetrieben) <u>Status quo:</u> 209 Tsd. Neuinstallationen 2024 (2023: 365 Tsd.) <u>Beurteilung:</u> 2024 wurden nur etwa halb so viele Wärmepumpen installiert wie im Rekordjahr 2023, jedoch liegt der Absatz im 1. HJ 2025 wieder höher (+55 % im Vergleich zum 1. HJ 2024). Um die Anzahl aus dem genehmigten Szenariorahmen des NEP2025 im Jahr 2037 zu erreichen, müssten jährlich durchschnittlich zwischen 438 Tsd. (Szenario A), 515 Tsd. (Szenario B) und 577 Tsd. (Szenario C) Wärmepumpen neu installiert werden.	● → Neuinstallationen in Tausend Jahr ■ Wärmepumpen ■ Gasheizungen ■ Wärmepumpen NEP2025 (Szenario B)



Um- wel- ta us- wirku- ngen	Reduktion Schadstoffbelastung Messgröße: Schadstoffemissionen des Energiesektors relativ zum Basisjahr 2005 in Prozent. Zielsetzung: EU-Richtlinie 2016/2284 schreibt Emissionsreduktionsvorgaben ggü. 2005 vor, jedoch nicht spezifisch für den Energiesektor. Stickstoffoxid: 65 % bis 2030. Schwefeldioxid: 58 % bis 2030. Flüchtige organische Verbindungen: 28 % bis 2030. PM_{2,5}: 43 % bis 2030. Status quo: Relativ zum Basisjahr 2005 haben sich 2023 die Stickstoffoxidemissionen um 49,5 %, die Schwefeldioxidemissionen um 57 %, die FOV-Emissionen um 47 % und die PM_{2,5}-Emissionen um 50 % verringert. Beurteilung: Die in EU-Richtlinie 2016/2284 vorgeschriebenen Emissionsreduktionsziele des Jahres 2030 wurden für FOV und PM_{2,5} im Energiesektor bereits erreicht. Jedoch sind die Zielsetzungen recht konservativ.	● ↗ 100 75 50 25 0 5 10 15 17 19 21 23 25 30 —●— Stickstoffoxide (NOx) —●— Schwefeldioxid (SO₂) —●— FOV (NMVOC) —●— PM 2,5
Gesellschaft		
Ak- zeptan- z	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 2025 wichtig oder sehr wichtig findet, liegt bei rund 83 %. Beurteilung: Die Zustimmung der Privathaushalte zur Energiewende ist ungebrochen hoch: 83 % der befragten Haushalte halten die Energiewende für (sehr) wichtig.	● → 100 80 60 40 20 0 18 20 22 24 25 Jahr — Zustimmung

	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: Im Vergleich zu 2023 ist 2024 der Anteil der Befragten, der die Energiewende als „schlecht“ bewertet, um rund 10 Prozentpunkte gesunken. Dennoch bewertet eine absolute Mehrheit von rund 56 % die Umsetzung weiterhin als schlecht. Beurteilung: Auch wenn die SVRV-Befragung jüngst eine Verbesserung feststellte, hat sich umfrageübergreifend die Einschätzung der Umsetzung der Energiewende seit 2017 deutlich verschlechtert. Konkret ist der Anteil, der die Energiewende als „gut“ einschätzt, von 2017 auf 2024 um 17 Prozentpunkte gesunken. Der Anteil der Bewertung „schlecht“ ist im gleichen Zeitraum um 23 Prozentpunkte gestiegen.	● → Umsetzung der Energiewende in Prozent Jahr schlecht neutral gut
	Erwartete persönliche Betroffenheit Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der aufgrund der Energiewende positive bzw. negative Auswirkungen in den Bereichen Finanzen, Beruf und Wohnumfeld erwartet. Status Quo: Finanzen: Der Anteil der positiven Auswirkungen der Energiewende auf die finanzielle Situation ist 2024 von 6 auf 8 % gestiegen. Der Anteil negativer Erwartungen ist von 79 auf 71 % gefallen. Beruf: Der Anteil der positiven Auswirkungen der Energiewende auf die berufliche Tätigkeit ist 2024 von 9 auf 8 % gefallen. Die negativen Erwartungen sind von 24 auf 18 % gefallen. Wohnung: Der Anteil der positiven Auswirkungen der Energiewende ist 2024 von 16 auf 17 % leicht gestiegen. Der Anteil negativer Erwartungen ist von 51 auf 42 % gefallen. Beurteilung: Die Einschätzung positiver Betroffenheit ist sehr gering und im Betrachtungszeitraum der Jahre 2017 bis 2024 eher rückläufig. Gleichzeitig haben negative Erwartungen stark zugenommen, auch wenn zuletzt Verbesserungen zu beobachten sind. Hinweis: Lediglich für die Jahre 2017, 2019, 2022, 2023 und 2024 liegen Befragungswerte vor. Die Werte für die Jahre dazwischen wurden linear interpoliert.	● → Anteil der Haushalte, die positive bzw. negative Auswirkungen erwarten, in Prozent Jahr Finanzen Finanzen (neg.) Beruf Beruf (neg.) Wohnumfeld Wohnumfeld (neg.)

Ver- teilun- gswir- kung	Energiearmut <u>Messgröße:</u> Anteil der Haushalte, deren Anteil der Energieausgaben am Einkommen mehr als das Doppelte des nationalen medianen Anteils beträgt <u>Status quo:</u> Der Anteil der betroffenen Haushalte liegt im betrachteten Zeitraum bei ca. 17 %. <u>Beurteilung:</u> Deutschland hat bisher keine nationale Definition von Energiearmut. Auch fehlen für diese Zielgruppe spezifisch ausgerichtete Politiken und Maßnahmen über Sozialleistungen hinaus.	→  <table><tr><th>Jahr</th><th>Anteil betroffener Haushalte</th></tr><tr><td>2022</td><td>~17.5%</td></tr><tr><td>2024</td><td>~16.5%</td></tr></table>	Jahr	Anteil betroffener Haushalte	2022	~17.5%	2024	~16.5%													
	Jahr	Anteil betroffener Haushalte																			
2022	~17.5%																				
2024	~16.5%																				
Energiekostenbelastung bezogen auf das Haushaltseinkommen <u>Messgröße:</u> Energieausgaben im Verhältnis zum Einkommen <u>Status quo:</u> 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. <u>Beurteilung:</u> Energiekostenbelastung ist deutlich regressiv. Vor diesem Hintergrund sind bei der Ausgestaltung von Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende Verteilungswirkungen zu beachten.	→  <table><tr><th>Haushaltseinkommen</th><th>2020</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th></tr><tr><td>Niedrig</td><td>~8.5%</td><td>~15.5%</td><td>~11.5%</td><td>~12.5%</td></tr><tr><td>Mittel</td><td>~4.0%</td><td>~7.5%</td><td>~5.5%</td><td>~6.0%</td></tr><tr><td>Hoch</td><td>~1.5%</td><td>~3.0%</td><td>~2.5%</td><td>~2.5%</td></tr></table>	Haushaltseinkommen	2020	2022	2023	2024	Niedrig	~8.5%	~15.5%	~11.5%	~12.5%	Mittel	~4.0%	~7.5%	~5.5%	~6.0%	Hoch	~1.5%	~3.0%	~2.5%	~2.5%
Haushaltseinkommen	2020	2022	2023	2024																	
Niedrig	~8.5%	~15.5%	~11.5%	~12.5%																	
Mittel	~4.0%	~7.5%	~5.5%	~6.0%																	
Hoch	~1.5%	~3.0%	~2.5%	~2.5%																	



Anmerkung: Perspektive: (Leicht) steigende Pfeile deuten eine (leichte) Verbesserung an, (leicht) sinkende Pfeile eine (leichte) Verschlechterung.

Quelle: Eigene Darstellungen.

2 Energiesektor im Überblick

Das Wichtigste in Kürze

Der gesamte Endenergieverbrauch ist in den vergangenen drei Dekaden weitgehend stabil 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. Erst 2020 ergab sich krisenbedingt ein Nachfragerückgang von 9 % ggü. 2008, dem im Jahr 2021 ein Anstieg von fast 4 Prozentpunkten folgte. Im Verlauf der Erdgaskrise sank der Endenergieverbrauch im Jahr 2022, stieg dann 2023 wieder an und lag 2024 um 12 % unter dem Niveau von 2008. Temperaturbereinigt lag die Minderung des Endenergieverbrauchs 2020 ggü. 2008 bei 7 %, bis 2024 ging sie auf 10 % zurück. Um das Endenergie-Reduktionsziel zu erreichen, wäre von 2025 bis 2030 ein jährlicher (temperaturbereinigter) Rückgang von 3,1 Prozentpunkten (ggü. 2008) erforderlich. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass die Bewertungsgrößen Endenergieverbrauchsniveau und -intensität nur eingeschränkt als Steuerungsindikatoren geeignet sind.

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 (mit einem Anteil von 14 %). Seit 1990 sind die Anteile von Industrie und GHD leicht gesunken, während Haushalte und Verkehr zulegten. Etwa 36 % der Endenergie dienen der Erzeugung mechanischer Energie (vor allem Verkehr), 33 % dem Gebäudeenergiebedarf und 23 % der Prozesswärme in der Industrie. 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 2024 auf ca. 9 %, der von Strom und Fernwärme erhöhte sich auf Werte von etwa 25 %. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien erreichte Deutschland 2024 einen Anteil von 22 % am Bruttoendenergieverbrauch und liegt damit unter dem Pfad zur Erreichung des europäischen Ziels von 40 % bis zum Jahr 2030.

Das EnEFG sieht bis 2030 eine Senkung des Primärenergieverbrauchs um 39,3 % ggü. 2008 vor. Bis 2024 wurde ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 27 % ggü 2008 erreicht. Davon ist ein erheblicher Teil auf energiestatistische Effekte durch die primärenergetische Bewertung der stark gestiegenen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie zurückzuführen. Um das Ziel im Jahr 2030 zu erreichen, müsste der jährliche Rückgang des Primärenergiebedarfs vom langjährigen Mittelwert von 2 auf 3 Prozentpunkte (bezogen auf 2008) steigen. Die Anteile von Stein- und Braunkohle sind deutlich, die Anteile von Erdgas und Mineralöl aktuell leicht rückläufig; die Kernenergienutzung endete im April 2023. 2023 übertraf der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieaufkommen erstmals den kombinierten Anteil von Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie.

Die zukünftige Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland hängt stark von den sozioökonomischen Rahmenbedingungen und der Ausgestaltung der Energie- und Klimapolitik ab. Während normative Energieverbrauchsprojektionen den Weg zur Erreichung der Klimaziele skizzieren, beschreiben die explorativen Szenarien Verbrauchsentwicklungen ohne weitere Maßnahmen. Der Stromverbrauch wird infolge der Elektrifizierung von Verkehr, Wärme und Industrie deutlich steigen, während Erdgas- und Mineralölverbrauch langfristig sinken. Ab etwa 2035 divergieren die Modellierungen stark, insbesondere beim Gasverbrauch. Die Bandbreiten verdeutlichen erhebliche Unsicherheiten und die Notwendigkeit flexibler, und dynamischer Politikansätze, zugleich zeichnen sich bereits heute No-Regret-Maßnahmen ab.

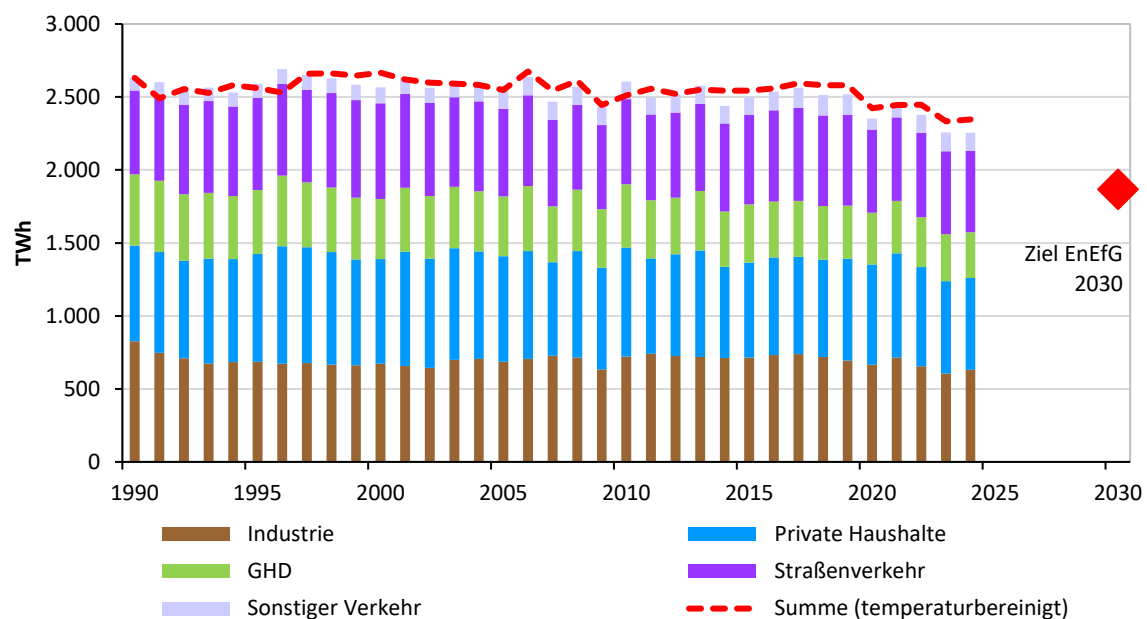
2.1 Historische Entwicklung

2.1.1 Endenergie

34. Die Trends für die zum Einsatz im Letztverbrauch abgesetzten Energieträger (Endenergieverbrauch) zeigen im Gesamtzeitraum seit 1990 relativ stetige Entwicklungstrends ohne gravierende Veränderungen der Entwicklungsdynamiken oder Strukturbrüche (Abbildung 2-1 und Abbildung 2-2). Der gesamte Endenergieverbrauch ist in den vergangenen drei Dekaden weitgehend stabil geblieben und zeigt erst seit 2010 eine leicht rückläufige Tendenz. Im Vergleich der Jahre 2023 und 2024 ist der gesamte Endenergieverbrauch effektiv nahezu gleichgeblieben und temperaturbereinigt leicht gestiegen (+0,6 %). 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 (mit einem Anteil von 14 %).

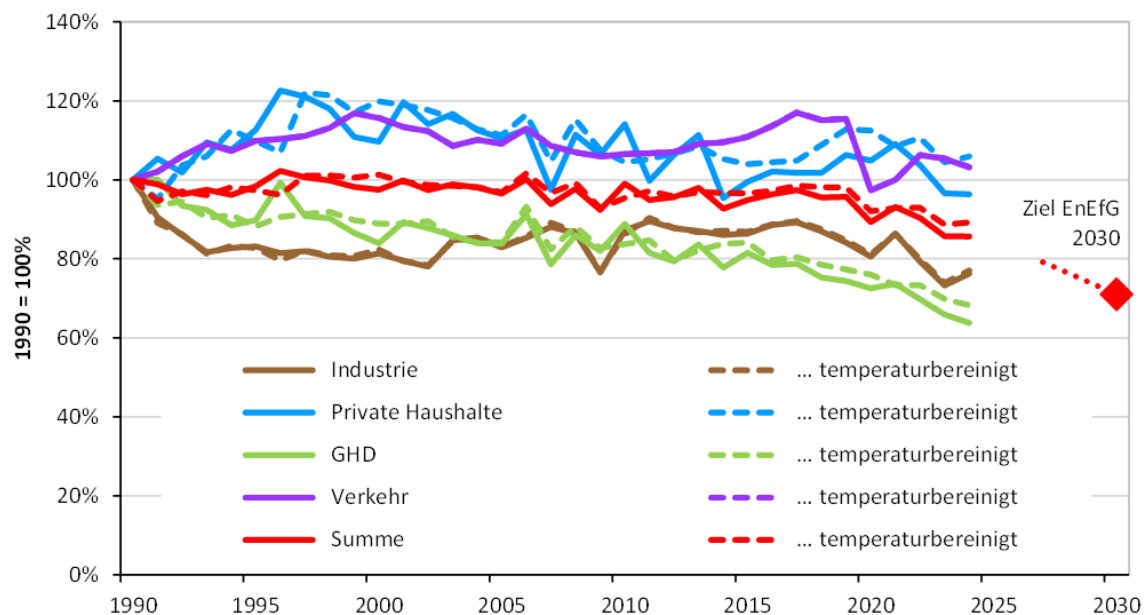
Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEBA (2025a), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

36. Der Vergleich der realen Daten mit den Ergebnissen einer Temperaturbereinigung⁴ 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.

Abbildung 2-2: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEb (2025a), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

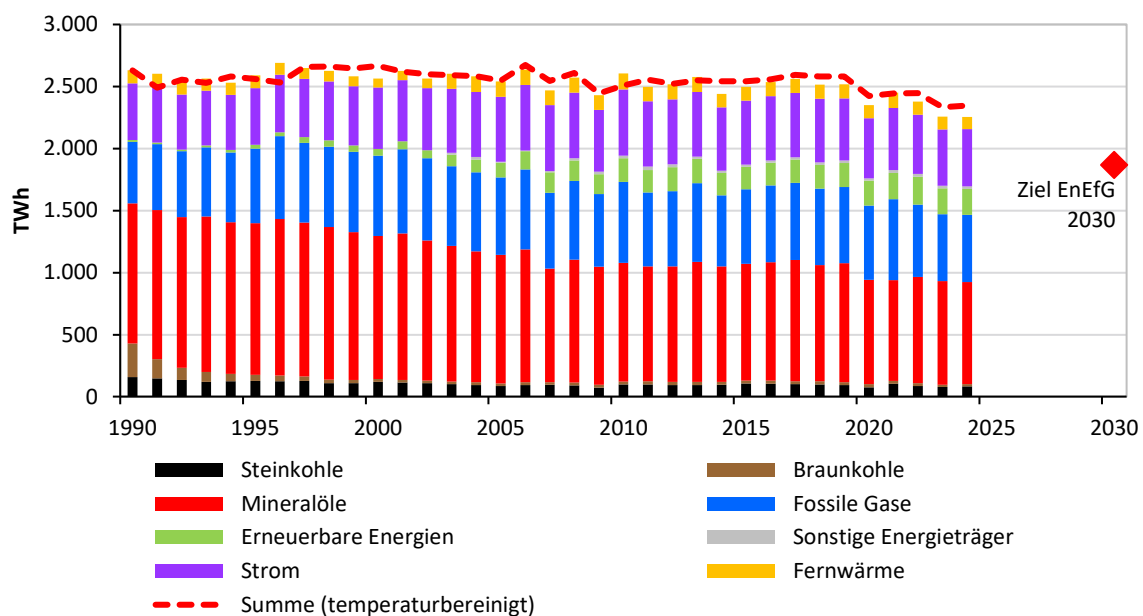
37. Für die Struktur der Endenergienachfrage nach Energieträgern sind die folgenden langfristigen Trends festzuhalten:

- Der Verbrauch fossiler Brenn- und Kraftstoffe ist über den Gesamtzeitraum erheblich gesunken. Der Endenergieverbrauch fossiler Energieträger ist im Zeitraum von 1990 bis 2024 um insgesamt 29 % gesunken. Der deutlichste Rückgang des Verbrauchs fossiler Energieträger ergab sich dabei mit 53 % für den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), während das Niveau der fossilen Kraftstoffnachfrage im Verkehrssektor seit 1990 nahezu unverändert blieb. Für die Industrie und die privaten Haushalte betrug der entsprechende Rückgang 34 bzw. 22 %.

⁴ Die Temperaturbereinigung erfolgte mit dem von der AG Energiebilanzen verwendeten Ansatz. Danach werden die der Raumwärmeezeugung 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 2025).

- Der direkte Einsatz erneuerbarer Energien (Biomasse, Solarenergie, Umweltwärme) im Bereich des Endenergieverbrauchs hat seit 1990 um etwa den Faktor 15 zugenommen, wobei an dieser Stelle das sehr niedrige Ausgangsniveau zu berücksichtigen ist. Auch hier zeigen sich im Vergleich der Sektoren deutliche Unterschiede. Von der Gesamtzunahme des Einsatzes erneuerbarer Energien im Endverbrauch entfällt ein Anteil von nahezu der Hälfte (48 %) auf die privaten Haushalte, gut ein Fünftel (21 %) auf den GHD-Sektor, etwa 14 % auf die Industrie sowie 17 % auf den Verkehrssektor.

Abbildung 2-3: Endenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEb (2025a), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

38. Abbildung 2-3 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 ging von knapp 80 % zum Beginn der 1990er Jahre auf einen Wert von etwa 66 % seit 2020 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.

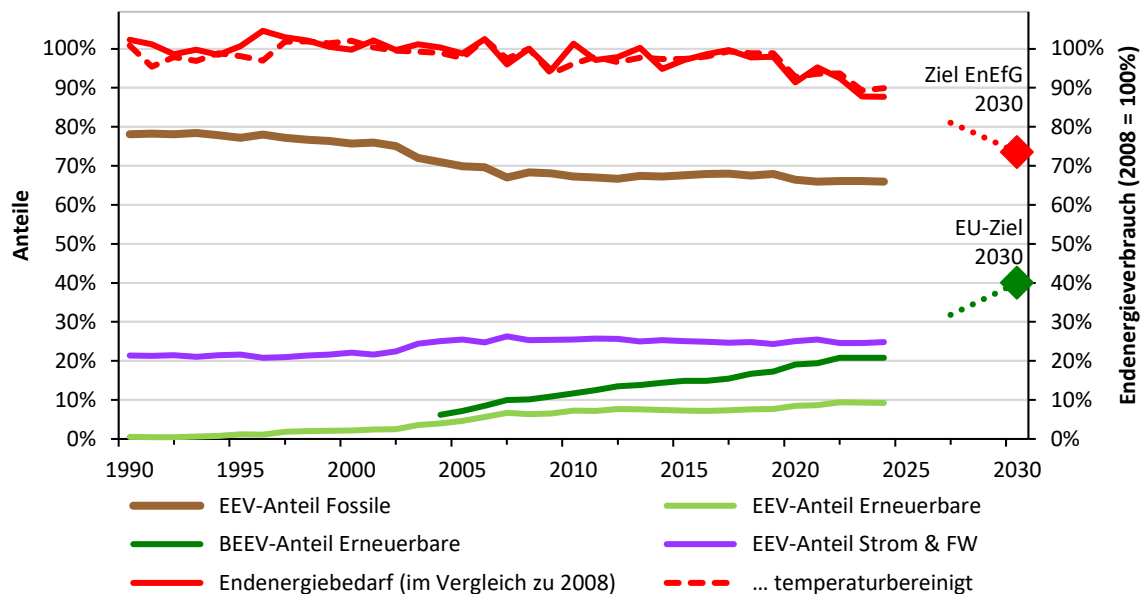
- Der Anteil direkt genutzter regenerativer Endenergieträger stieg in einer vergleichsweise stetigen Entwicklung bis 2021 auf ein Niveau von ca. 9 % und ist bis 2024 unverändert geblieben. Damit wurden knapp drei Viertel der Anteilsverluste fossiler Endenergieträger durch den direkten Einsatz erneuerbarer Energien kompensiert.

39. 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 Regelwerk⁵ ermittelte Anteil der erneuerbaren Energien am sog. Bruttoendenergieverbrauch stieg von 6 % im Jahr 2004 auf knapp 21 % im Jahr 2022 und ist seitdem unverändert geblieben (AGEE-Stat 2025). Der Vergleich zum Anteil direkt genutzter erneuerbarer Energien zeigt, dass der Zuwachs des für die EU-Ziele genutzten Indikators bisher zum größeren Teil durch die massiv zuwachsenden Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung geprägt wird (vergleiche dazu Kapitel 3.1).

40. Die Entwicklungen 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 nach Auffassung der Expertenkommission der Anteilsausbau der erneuerbaren Energien gemäß der in der Erneuerbaren-Richtlinie der EU verankerten Methodik immer auch in den Kontext der Entwicklungen im Bereich der fossilen Energieträgeranteile im Endenergieverbrauch gestellt werden.

⁵ 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).

Abbildung 2-4: Endenergieverbrauchs-Indikatoren



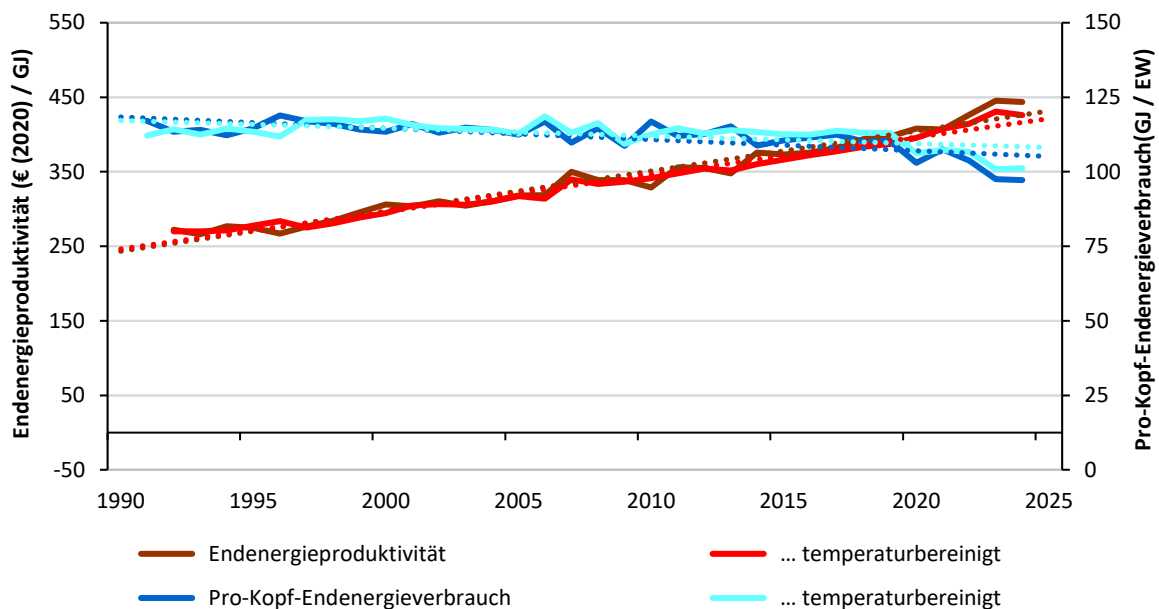
Anmerkung: BEEV – Bruttoendenergieverbrauch nach EU-Erneuerbaren-Richtlinie (vgl. spezifische Erläuterungen im nachstehenden Text).

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEb (2025a), AGE-Stat (2025), EnEfG und Berechnungen des Öko-Instituts.

41. 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 2024 lag die Endenergieproduktivität zu realen Preisen von 2020 bei 444 €/GJ bezogen auf die effektiven Werte bzw. 426 €/GJ auf der Basis des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs (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). Über den Zeitraum 2008 bis 2024 liegt die durchschnittliche jährliche Produktivitätssteigerung bei 1,7 % (effektiv) bzw. 1,5 % (temperaturbereinigt), wobei dieses Ergebnis vor allem auf die außergewöhnlichen Produktivitätsgewinne der Jahre 2014, 2021 und 2023 (mit Werten von 2,5 bis 3,9 % im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr und auf Basis der temperaturbereinigten Größen) zurückzuführen ist. Zur Erreichung des im Energieeffizienzgesetz niedergelegten Endenergie-Verbrauchsziels (von 1.867 Terawattstunden) müsste auf Basis des temperaturbereinigten Endenergieverbrauchs und unter Annahme eines mittleren realen BIP-Wachstums von 0,5 % die Energieproduktivität von 2025 bis 2030 jedoch um jahresdurchschnittlich 4,6 % steigen. Eine solche Entwicklung erscheint nach Einschätzung der Expertenkommission als derzeit unwahrscheinlich.

42. Auch wenn die Festlegung eines absoluten Endenergieverbrauchsziels auf Grundlage der europäischen Energieeffizienzrichtlinie erfolgt, sind solche Ziele mit erheblichen Problemen behaftet, denn der Endenergieverbrauch ist stark mit der wirtschaftlichen Entwicklung korreliert, steigt also in konjunkturrellen 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 CO₂-Fussabdruck führt (Carbon Leakage). Insofern stehen die Ziele der Energieverbrauchssenkung einerseits und die Möglichkeiten für Wirtschaftswachstum andererseits in einem Spannungsverhältnis, sofern es nicht gelingt, Energieverbrauch und BIP ausreichend stark voneinander zu entkoppeln. Eine Indikatorik, die primär 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 bezogen 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 (EEM 2024).

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

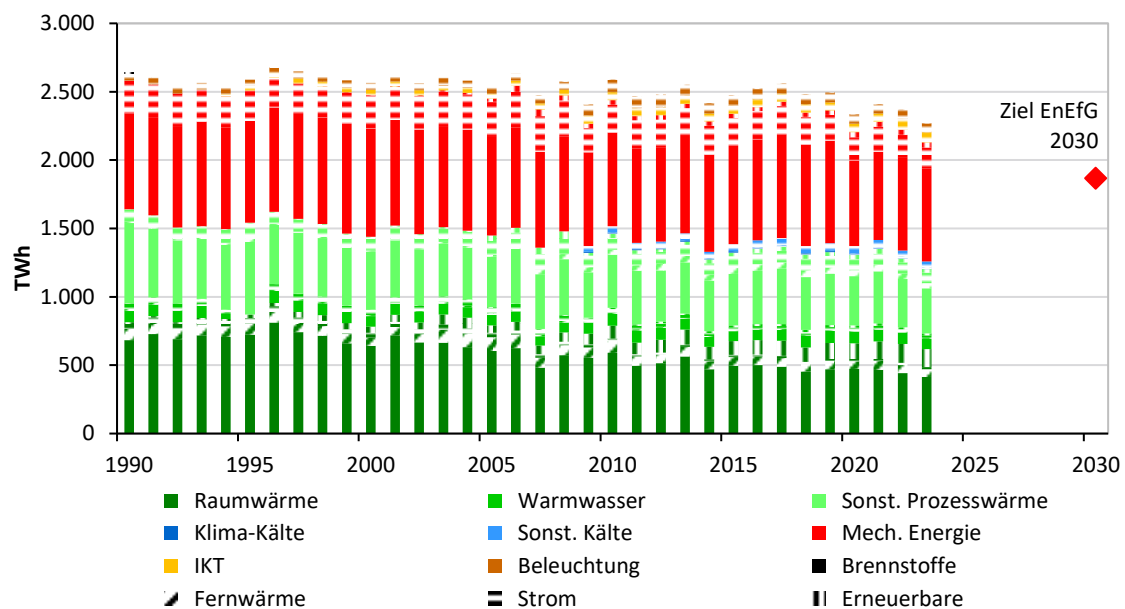


Anmerkung: Der zugrundeliegende Endenergieverbrauch bezieht sich auf die Original- sowie die temperaturbereinigten Werte, eine Lagerstandsberichtigung erfolgte nicht.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEb (2025a), Destatis (2025) und Berechnungen des Öko-Instituts.

43. 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. Die quantitativ größten Ablösenotwendigkeiten entstehen damit vor allem im Verkehrssektor (für mechanische Antriebe), 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.

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

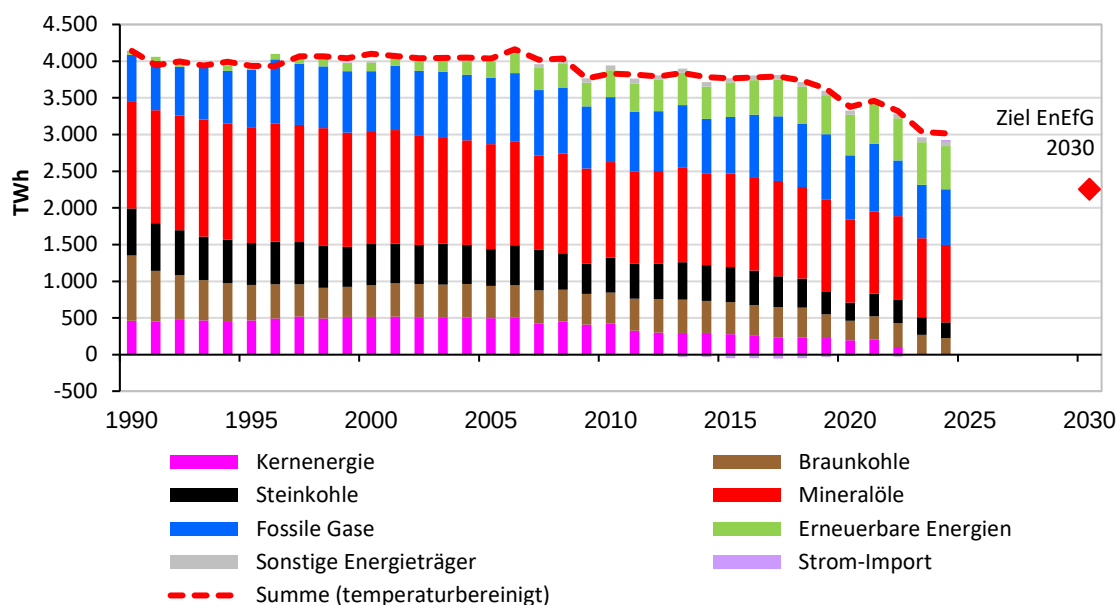


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEb (2025a) und Berechnungen des Öko-Instituts.

2.1.2 Primärenergie

44. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Zeitraum von 1990 bis 2024 um knapp 27 % gesunken (Abbildung 2-7). Ein signifikanter Rückgang ergibt sich hier aber erst für den Zeitraum nach 2005, bis dahin bewegte sich das Niveau um die Ausgangswerte von 1990/1991. In den Folgejahren bis 2018 entwickelte sich der Primärenergieverbrauch uneinheitlich bei sehr leicht sinkender Tendenz. In den Krisenjahren 2020 und 2022 ging er deutlich, d.h. im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr um 7 bzw. 6 %, zurück. Im Jahr 2023 verringerte sich das Niveau nochmals um etwa 9 % und stabilisierte sich dann im Jahr 2024 bei einem Wert von ca. 1 % unter dem Vorjahreswert. Um das Primärenergieziel des EnEFG zu erreichen, müsste der Primärenergieverbrauch in Deutschland von 2025 bis 2030 um nochmals 23 %, d.h. jahresdurchschnittlich um knapp 4 % sinken.

Abbildung 2-7: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEb (2025a), AGEb (2025b) und Berechnungen des Öko-Instituts.

45. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs in den Jahren 2023 und 2024 ergab sich vor allem durch den verringerten Einsatz von Braunkohle (-31 %), Steinkohle (-32 %) und Mineralölen (-7 %). Der Erdgasverbrauch stabilisierte sich nach einem Rückgang von 7 % im Jahr 2023 im Jahr 2024 wieder etwa auf dem Niveau von 2022, lag damit aber immer noch um 17 % unter dem historischen Höchstwert im Jahr 2021. Seit dem 15. April 2023 spielt Kernenergie für Deutschland keine Rolle mehr. Das Aufkommen aus erneuerbaren Energien nahm in den Jahren 2023 und 2024 im Vergleich zu 2022 um 0,5 bzw. 2 % zu und erreichte damit jeweils historische Höchststände. Über den Zeitraum seit 2015 ist das Primärenergieaufkommen aus Braun- und Steinkohle (-48

bzw. -55 %) mehr als doppelt so stark gefallen wie der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland (-21 %). Der Rückgang des Mineralölverbrauchs liegt mit 17 % leicht unter dem Vergleichswert für den inländischen Primärenergieverbrauch insgesamt, der Gasverbrauch ist im Vergleich zu 2015 um 2 % gefallen. Das Niveau des Primärenergieaufkommens aus erneuerbaren Energien ist seit 2015 um etwa ein Viertel gestiegen.

46. Fossile Energieträger repräsentieren jedoch immer noch ca. 80 % des deutschen Primärenergieverbrauchs (zur sehr begrenzten Aussagekraft des Indikators Primärenergieverbrauch, auch und gerade mit Blick auf den Aufkommensanteil erneuerbarer Energien vgl. EEM 2024). Bei einem insgesamt in den letzten 10 Jahren (auch, aber nicht nur bedingt durch die verschiedenen Krisen) deutlich rückläufigen Primärenergieverbrauch haben sich die Aufkommensanteile nur wenig verschoben. Der Primärenergieanteil von Braun- und Steinkohle ist seit 2015 deutlich gefallen, für Braunkohle von 12 auf 8 % sowie für Steinkohle von 13 auf ebenfalls 8 %. Der Anteil von Kernenergie (7 % im Jahr 2015) liegt seit 2024 bei Null. Den größten und im Zeitverlauf nur wenig veränderten Primärenergieanteil (in den meisten Jahren 34 bis 36 %) bilden Mineralöle, wobei der ganz überwiegende Teil hier auf (importiertes) Rohöl entfällt. Deutlich unter den Werten für Mineralöl liegen die Erdgasanteile am Primärenergieverbrauch in Deutschland, wobei die Entwicklungen in den letzten 10 Jahren, vor allem, aber keineswegs nur wegen der Turbulenzen auf den Erdgasmärkten, sehr uneinheitlich sind (Bandbreite von 21 bis 27 %). Für das Primärenergieaufkommen spielen der Außenhandel mit Strom sowie das Aufkommen von weiteren Energieträgern eine nahezu vernachlässigbare Rolle.

47. Der Primärenergieanteil der erneuerbaren Energien ist in der letzten Dekade durchweg gestiegen und liegt mit 20 % im Jahr 2024 um ca. 7 Prozentpunkte über dem Anteilsniveau des Jahres 2015. Unter den erneuerbaren Energien repräsentieren die festen biogenen Brennstoffe (einschließlich Klärschlamm) sowie die Windenergie mit jeweils etwa einem Viertel des gesamten Primärenergieaufkommens aus erneuerbaren Energien den weitaus größten Anteil. Biogene Gase (Biogas und Klärgas) decken ca. 15 % und Biokraftstoffe ca. 7 % des Primärenergieverbrauchs im Bereich der Regenerativenergien ab. Zusammen mit Deponiegas und dem biogenen Anteil des Abfalls entfallen über die Hälfte des regenerativen Primärenergiebeitrags auf die Biomasse. Auf Umweltwärme und Wasserkraft entfallen mit 4 bzw. 3 % nur geringe Anteile. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Primärenergieanteile der Stromerzeugung aus Wind-, Solar und Wasserkraft (die das Aufkommen der erneuerbaren Energien sehr stark prägen) aufgrund der energiestatistischen Konventionen (vgl. EEM 2024) für die Berechnung des Primärenergieanteils deutlich geringer bewertet werden als direkt eingesetzte fossile oder biogene Energien.⁶

⁶ Hintergrund sind die energiestatistischen Konventionen zur Bilanzierung der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie aus Wasserkraft. Die Energiebilanzen in Deutschland und der Europäischen Union folgen hier den Konventionen der Internationalen Energieagentur, nach der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 100 % in Primärenergie

2.2 Zukünftige Verbrauchsentwicklungen für Strom, Gas und Mineralölprodukte

48. Für die Energie- und Klimapolitik bilden die zukünftigen Entwicklungen für die verschiedenen Energieträger und deren Determinanten einerseits Rahmenbedingungen und andererseits auch die zentrale Zielfunktion. Hinsichtlich der Rahmenbedingungen sind vor allem die sozioökonomischen Treiber (wirtschaftliche und demografische Entwicklung, Industrie- und Preisstrukturen etc.) der Verbrauchsentwicklungen von entscheidender Bedeutung. Gleichzeitig ist die Ablösung fossiler durch emissionsarme und emissionsfreie Energieträger oder -technologien das zentrale Ziel der Energiewendepolitik.

49. Sowohl die Entwicklung der sozioökonomischen Determinanten als auch die Ausgestaltung von Energie- und Klimapolitik sind dabei mit Unsicherheiten verbunden bzw. in bestimmten Bandbreiten gestaltbar. Gerade für den Auf- und Um- wie auch den Abbau von Erzeugungs- und Transport- bzw. Verteilungsinfrastrukturen müssen daher Korridore für die Verbrauchsentwicklungen der unterschiedlichen Energieträger berücksichtigt werden.

50. Angesichts der vielfältigen Determinanten ist es dabei sinnvoll, die entsprechenden Modellierungsarbeiten bzw. deren Ergebnisse in zwei Gruppen zu betrachten. Die sog. normativen Projektionen sind Szenarienmodellierungen, die auf die Einhaltung der Energiewende-Ziele, d.h. vor allem der Emissionsminderungsziele sowie der entsprechenden Pfade abzielen. Die sog. explorativen Projektionen dienen vor allem der Analyse unterschiedlicher Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Entwicklungen, wobei die Emissionsminderungsziele bzw. -trajektorien nicht notwendigerweise erreicht werden (EWI & BET 2025). Mit Blick auf die besondere Bedeutung der drei Energieträger Strom, Erdgas und Mineralölprodukte ergeben sich dabei strukturell durchaus unterschiedliche Entwicklungen.

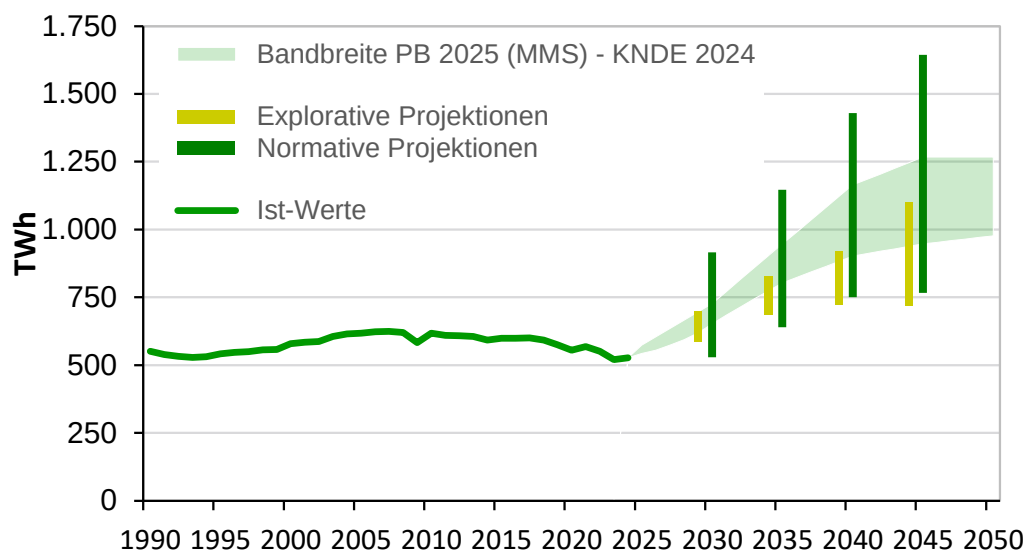
51. Für eine orientierende Analyse werden für alle drei Energieträger die Ergebnisse von zwei prototypischen Modellierungsarbeiten herangezogen. Als Beispiel für eine typische explorative Projektion wird dabei das Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts der Bundesregierung (UBA 2025) herangezogen, in dem die energiewirtschaftlichen und emissionsseitigen Effekte der zu einem bestimmten Zeitpunkt ergriffenen energie- und klimapolitischen Maßnahmen untersucht und einer quantitativen Modellierung unterzogen werden. Als typisches Beispiel für eine normative Projektion wird die Modellierungsarbeit „Klimaneutrales Deutschland 2045“ (Agora

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. Folgendes Rechenbeispiel verdeutlicht diesen Effekt: Wenn die Wasserkraft-, Windkraft und Solarstromerzeugung für die Ermittlung ihres Primärenergie-Äquivalentes statistisch so bewertet würde wie die fossile Stromerzeugung, dann hätte der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Primärenergieaufkommen im Jahr 2024 statt bei 20 % bei knapp 24 % gelegen.

2024) genutzt, in dem die energiewirtschaftlichen Entwicklungen modelliert werden, die zur Erreichung der unterschiedlichen (Zwischen-) Ziele für Emissionsminderungen führen.

52. In der Abbildung 2-8 sind zunächst die historischen Trends sowie die Bandbreite der beiden genannten prototypischen Projektionen für den Bruttostromverbrauch in Deutschland dargestellt. Darüber hinaus zeigt die Übersicht auch die entsprechenden Ergebnisbandbreiten der von EWI & BET (2025) ausgewerteten Modellierungsarbeiten.

Abbildung 2-8: Historische Entwicklung und Projektionen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

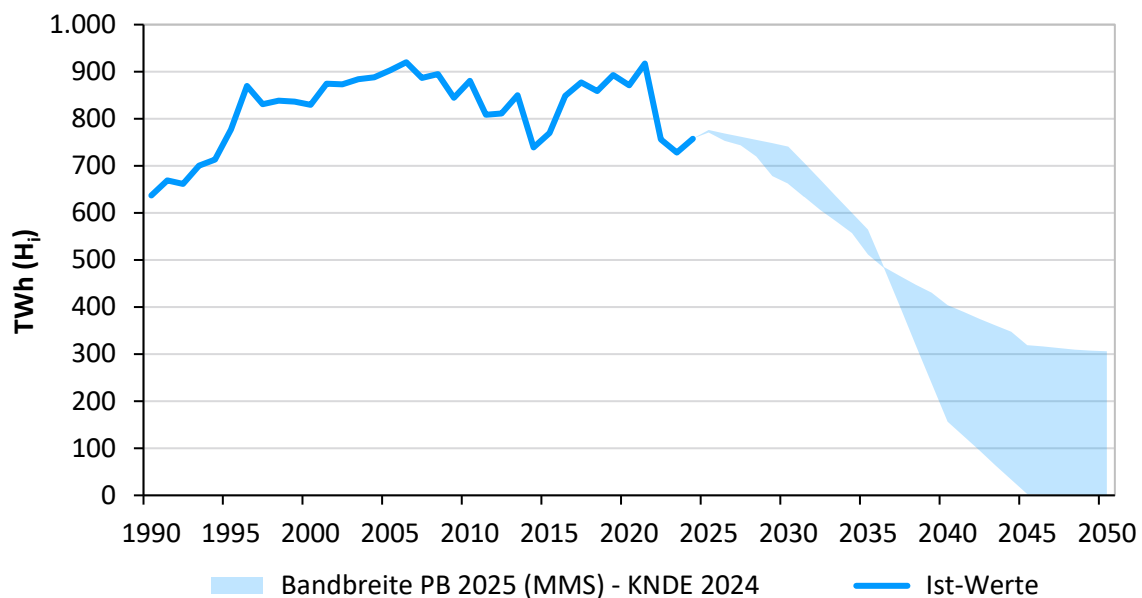


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEB (2025b), UBA (2025), Agora (2024), EWI & BET (2025) und Berechnungen des Öko-Instituts.

53. Für die nächsten Jahre wird dabei – vor allem im Kontext der Klimapolitik – erwartet, dass die in den letzten Jahren nur leicht schwankende bzw. leicht rückgängige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs durch eine länger anhaltende Phase des Stromverbrauchswachstums abgelöst wird. Die hier genutzte prototypische explorative Projektion erwartet für den Zeithorizont ab 2035 Stromverbrauchsniveaus von etwa 700 TWh und für den Zeithorizont 2045 Werte von ca. 950 TWh. Die auf die Erreichung der Klimaziele ausgerichtete prototypische Modellierung für eine normative Projektion ermittelt für den Zeithorizont 2035 Stromverbrauchsniveaus von gut 1.160 TWh und für 2045 Werte von etwa 1.270 TWh. Die von EWI & BET (2025) außerdem ausgewerteten Modellierungsarbeiten zeigen auch für die verschiedenen explorativen Projektionen deutliche Bandbreiten, vor allem aber für die normativen Projektionen sehr große Ergebnispreizungen (die von sehr unterschiedlichen Ansätzen für die emissionsseitige Zielerreichung ausgehen). Die Ergebnisse der explorativen Projektionen schwanken dabei überwiegend um die

Ergebnisse der hier genutzten prototypischen Modellierung (mit einer leichten Tendenz zu niedrigeren Werten). Ähnliches gilt für die explorativen Projektionen, deren deutlich größeren Bandbreiten in Extremfällen zu Bruttostromverbräuchen im unteren Bandbreitenbereich der explorativen Szenarien führen. Auch wenn ein Teil der Ergebnisspreizungen von strategischen energiepolitischen Entscheidungen (z.B. bezüglich der Ausbaupfade für Elektrifizierung bzw. Wasserstoff) erklärt werden kann, verdeutlichen die gezeigten Bandbreiten einerseits die Notwendigkeit dynamischer und responsiver Instrumentierungsansätze und andererseits auch, in welchen Bereichen mit hoher Wahrscheinlichkeit No-regret-Maßnahmen möglich sind.

Abbildung 2-9: Historische Entwicklung und Projektionen des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland

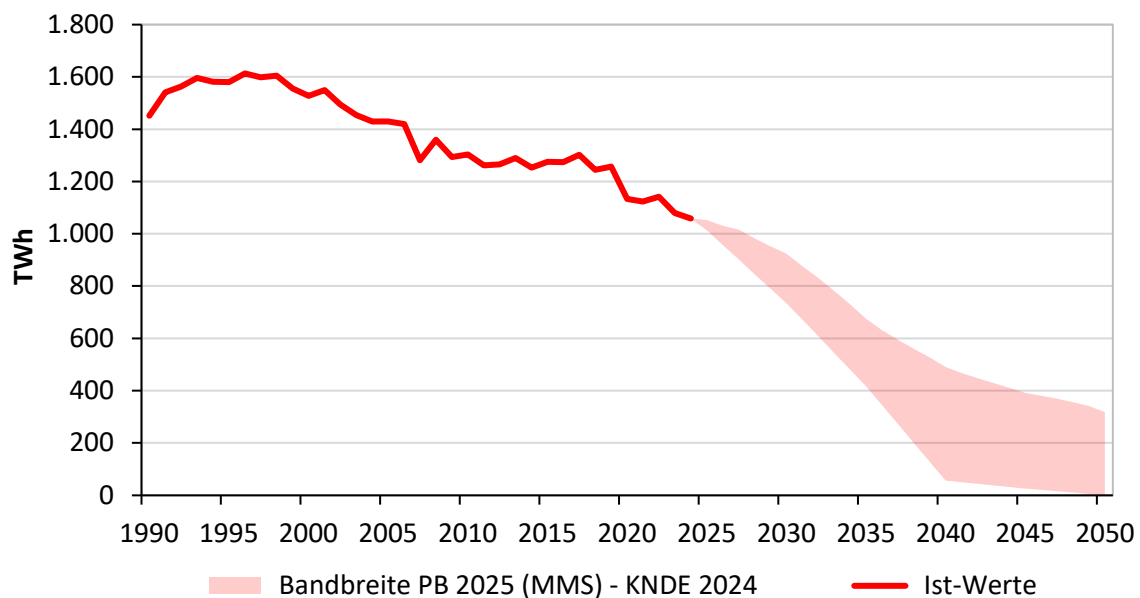


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGEBA (2025a), UBA (2025), Agora (2024) und Berechnungen des Öko-Instituts.

54. Für die Modellierungen zur zukünftigen Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland ist hier nur der Vergleich der beiden o.g. prototypischen Projektionen möglich. Die Übersicht in Abbildung 2-9 verdeutlicht dabei zwei interessante Sachverhalte: Im Zeitraum bis 2035 liegen die Ergebnisse der explorativen und der normativen Entwicklung vergleichsweise nahe beieinander, was vor allem auf die relativ robusten regulativen Rahmenbedingungen im Kontext des EU ETS-1 für Energiewirtschaft und Industrie sowie der Stromsektor-Transformation zurückzuführen sein dürfte. Für den Zeitraum nach 2035 ergibt sich dann eine signifikante Spreizung, die von Werten nahe Null (d.h. Klimaneutralität) bis zu Niveaus von 300 TWh (H_i) reicht und so das Ziel der Klimaneutralität deutlich verfehlt wird. Die verbleibenden Verbrauchsanteile im explorativen

Prototypszenario entfallen dabei vor allem auf die Industrie (einschließlich des nicht-energetischen Einsatzes von Erdgas) sowie die Strom- und Fernwärmeerzeugung. Sie erklären sich vor allem aus den bisher nicht ergriffenen Maßnahmen zum anderweitig nur schwer erzielbaren Ersatz von Erdgas durch vergleichsweise teure Optionen wie Wasserstoff sowie CO₂-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS). Die verbleibenden Verbrauchsanteile im Gebäudesektor fallen dagegen auch in der explorativen Modellierungsvariante relativ gering aus und erklären sich aus den zumindest relativ attraktiven Vermeidungsoptionen im Bereich der Elektrifizierung oder des Anschlusses an Systeme der leitungsgebundenen Wärmeversorgung.

Abbildung 2-10: Historische Entwicklung und Projektionen des gesamten Mineralölverbrauchs in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf AGE (2025a), UBA (2025), Agora (2024) und Berechnungen des Öko-Instituts.

55. Eine deutlich andere Struktur vor allem im zeitlichen Verlauf zeigt sich für die in der Abbildung 2-10 gezeigten Entwicklungen im Bereich der Mineralölprodukte. Sowohl in der prototypischen explorativen als auch der entsprechenden normativen Projektion zeigen sich vergleichsweise stetige Entwicklungen, die einerseits auf Niveaus nahe Null (normative Projektion) und andererseits auf ein Niveau von 320 bis 390 TWh (explorative Projektion) hinführen. Anders als für Erdgas oder Strom markieren die modellierten Zukunftsentwicklungen letztlich eine in ihrer Dynamik verstärkte Fortsetzung der bereits in den letzten Dekaden beobachtbaren Entwicklungen. In den kommenden Dekaden wird die rückläufige Entwicklung vor allem durch die Transformation des Verkehrssektors determiniert, die in der explorativen Projektion verbleibenden Verbrauchsniveaus ergeben sich vor allem aus dem nicht-energetischen Mineralölverbrauch der Industrie oder den schwer auf emissionsfreie Antriebe umzustellenden Bereichen des Verkehrssektors.

3 Strom

Das Wichtigste in Kürze

Stromverbrauch, Erzeugung und Handel

Nach einigen Jahren rückläufiger Entwicklung erreichte der Bruttostromverbrauch in Deutschland 2023 mit 521 TWh den niedrigsten Stand seit 1990, und stieg im Jahr 2024 wieder leicht auf 527 TWh an. Durch zunehmende Elektrifizierung im Zuge der Transformation hin zur Klimaneutralität sowie durch neue Verbraucher ist für die kommenden Jahre mit einem weiteren Anstieg des Strombedarfs zu rechnen. Neue Anwendungen wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Rechenzentren weisen bereits zunehmende Stromverbräuche auf, auch wenn ihr Anteil am gesamten Stromverbrauch derzeit noch gering ist. Im Jahr 2024 stieg der Verbrauch von Wärmepumpen um 13 % gegenüber dem Vorjahr, auf 11,1 TWh, bei Elektrofahrzeugen waren es +26 % auf 5,3 TWh. Rechenzentren erreichten einen Verbrauch von rund 20 TWh. Der Stromverbrauch der Elektrolyse ist bislang gering, jedoch ist mit dem geplanten Ausbau der Elektrolysekapazität auch hier von einem steigenden Strombedarf auszugehen.

Die Bruttostromerzeugung ging im Jahr 2024 erneut zurück. Die Stromimporte der deutsch-luxemburgischen Gebotszone übertrafen die Exporte um 31,9 TWh, somit war Deutschland 2024 wie im Jahr davor erneut Netto-Importeur für Strom. Wichtige Gründe hierfür waren die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im europäischen Ausland, der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie sowie die zeitweise niedrigere Windstromproduktion in Deutschland. In dieser Marktsituation wurde die inländische fossile Stromerzeugung teilweise durch günstigere Importe ersetzt. Die Herkunft der deutschen Stromimporte nach Ländern oder Erzeugungsarten wird teilweise stark diskutiert und unterschiedlich bestimmt. Methoden dieser Bestimmung sollten auf Netto-Exportpositionen aller Länder im europäischen Markt basieren. Demnach kommen die meisten Importe aus Wasser- und Kernkraft, wobei Frankreich, die Schweiz und Norwegen die wichtigsten Lieferländer sind.

Ein weiterer Trend ist die Annäherung von Brutto- und Nettostromerzeugung: Die Differenz zwischen beiden Größen hat sich in den letzten Jahren deutlich verringert, weil der Anteil erneuerbarer Energien – insbesondere Wind- und Solarstrom – zugenommen hat. Diese Technologien weisen einen geringen Kraftwerkseigenverbrauch auf, wodurch die Differenz zwischen Brutto- und Nettowerten schrumpft. Zugleich ist jedoch der Anteil der sogenannten Ausfallarbeit, also jener Strommenge, die aufgrund von Netzengpässen nicht eingespeist werden konnte (9,4 TWh im Jahr 2024) relevant.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren weiter zugenommen; maßgebliche Treiber waren Photovoltaik und – in schwächerem Umfang – die Windenergie. 2024 stieg der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 54 %. Während die Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse seit Jahren auf ähnlichem Niveau verharrt, legte die Photovoltaik deutlich zu; die Windstromerzeugung stagnierte 2024 in etwa auf Vorjahresniveau, obwohl netto 3,3 GW zugebaut wurden. Die PV-Erzeugung umfasst auch Eigenversorgung, welche ebenso ansteigt. In Summe erreicht PV in mehreren Monaten des Jahres bereits höhere Erzeugungsmengen als Wind.

Die installierte PV-Leistung stieg im Jahr 2024 um 16,7 GW (2023: +14,6 GW) auf insgesamt 99,8 GW und übertraf damit den EEG-Zielpfad (88 GW) deutlich. Rund 61 % der neu installierten Leistung entfielen auf Aufdachanlagen; der Anteil von Freiflächenanlagen nahm leicht zu (2024: $\approx 30\%$). Die Ausschreibungen für PV waren durchgängig überzeichnet und die mengengewichteten Zuschlagswerte sanken auf neue Tiefststände ($\approx 4,3\text{--}4,7\text{ ct/kWh}$). Bei

Wind an Land wurden im Jahr 2024 brutto 3,3 GW (2,6 GW netto nach Abzug von Stilllegungen) errichtet. Die insgesamt installierte Leistung lag bei 63,6 GW und damit unter dem Zwischenziel gemäß EEG. Zwar zeigten die Ausschreibungsrunden seit Ende 2024 wieder deutlich höhere Zuschlagsmengen (2024 in Summe knapp 11 GW, 2025 bislang ebenfalls rund 11 GW mit Potenzial bis 14,5 GW), doch bleibt ein rascher Hochlauf der Realisierung erforderlich. Positiv ist der Rückgang der durchschnittlichen Genehmigungsdauer auf 23,1 Monate (–10 % ggü. 2023), wenngleich die Spannbreite zwischen den Bundesländern groß ist.

In der Offshore-Windenergie wurden im Jahr 2024 742 MW zugebaut (Gesamt: 9,2 GW). Alle in 2023/2024 ausgeschriebenen Mengen wurden bezuschlagt; gleichzeitig zeigen die Auktionsergebnisse, dass Projekte ohne zusätzliche Flankierung schwieriger zu realisieren sind. Für nicht zentral voruntersuchte Flächen lagen die Gebote 2024 teils über 1 Mio. €/MW (zweite Gebotskomponente), während 2025 ein deutlich niedrigerer Wert von 0,18 Mio. €/MW erzielt wurde; bei zentral voruntersuchten Flächen blieb die Ausschreibung 2025 ohne Gebot. Verzögerungen bei Offshore-Netzanschlüssen erhöhen den Druck auf das Erreichen des 30-GW-Ziels bis 2030. Niedrige bzw. negative Strompreise, Merit-Order- und Abschattungseffekte sowie PPA-Risiken erfordern eine Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns, um Investitionssicherheit zu erhöhen.

Industrie- und handelspolitisch bleibt die Wertschöpfungskette kritisch: Der Markt wird insbesondere in der Photovoltaik-Herstellung weiterhin von außereuropäischer Modulproduktion dominiert. Die 2024 in Kraft getretene Net-Zero Industry Act-Verordnung setzt daher auf einen höheren EU-Anteil an Schlüsseltechnologien. Unterstützungsinstrumente sollten europäisch koordiniert, wettbewerbsneutral und auf Segmente mit realistischem Markterfolg ausgerichtet sein.

Kohleausstieg

Der Kohleausstieg in Deutschland verläuft weiterhin entlang des im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) verankerten Stilllegungspfads bis spätestens 2038. Die Kohleverstromung hat ihren Anteil an der gesamten jährlichen Stromerzeugung von 2015 bis 2024 deutlich reduziert (–61 %), lag 2024 aber immer noch bei rund 22 %. Im gleichen Zeitraum ist die installierte Leistung der marktaktiven Kohlekraftwerke von 46,2 GW auf 24,8 GW gesunken (–46 %). Nach dem zwischenzeitlichen Anstieg der Kohleverstromung in den Jahren 2021 und 2022 im Zuge der Energiekrise sind Erzeugungsmengen und Kapazitäten wieder klar rückläufig und halten den gesetzlichen Kohleausstiegspfad ein.

Gleichzeitig zeigt sich, dass eine Beschleunigung des Kohleausstiegs stark von den Rahmenbedingungen wie Netz- und Infrastrukturausbau, dem Zubau regelbarer Kapazitäten (insbesondere Gaskraftwerke) und der Ausgestaltung von Reserveinstrumenten abhängt. Durch verschiedene Reserven (Netz-, Kapazitätsreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel, „zeitlich gestreckte Stilllegung“) ist ein komplexes, teilweise inkonsistentes System der Kapazitätssicherung entstanden, das hohe Kosten verursacht und den Kohleausstiegspfad potenziell unterläuft. Reserven, die sich außerhalb des Marktes befinden, sollten in diesem Kontext nicht zur Strompreisstabilisierung eingesetzt werden. Die Kommission hält eine Vereinfachung und bessere Abstimmung der Reserveinstrumente sowie eine zügige Entscheidung über einen zukünftigen Kapazitätsmechanismus für erforderlich.

Ökonomische Indikatoren sprechen mittelfristig für einen marktgetriebenen Kohleausstieg deutlich vor 2038: Aufgrund steigender CO₂-Kosten und sinkender Deckungsbeiträge werden Kohlekraftwerke bereits in der zweiten Hälfte der 2020er und zu Beginn der 2030er Jahre einem zunehmenden Stilllegungsdruck ausgesetzt sein.

Damit der Kohleausstieg tatsächlich emissionswirksam bleibt, ist es entscheidend, frei werdende EU ETS-Zertifikate – soweit sie nicht durch die Marktstabilitätsreserve gebunden werden – konsequent zu löschen und das in §10 TEHG angelegte Lösungsverfahren verlässlich und regelmäßig umzusetzen.

Netze

Die Systemdienstleistungskosten sanken 2023 im Vergleich zu 2022 um 9 % auf 5,25 Mrd. Euro, hauptsächlich aufgrund der deutlich gesunkenen Engpassmanagementkosten (um 21,5 % auf 3,34 Mrd. Euro in 2023). In 2024 sind die Engpassmanagementkosten um weitere 13 % auf 2,9 Mrd. Euro zurückgegangen, während sie im ersten Halbjahr 2025 im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum wieder um 17 % angestiegen sind. Der Anteil aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) an der Bruttostromerzeugung ist 2024 nach Erreichen eines neuen Höchstwertes von 3,7 % in 2023 wieder leicht auf 3,5 % abgesunken. Um die deutlich angestiegenen Abregelungen von Erneuerbaren, welche 2023 erstmals den Großteil der gesamten Reduzierungen ausmachten, zu reduzieren, wurde Ende 2023 das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ eingeführt, bei dem für in Norddeutschland befindliche Entlastungsregionen prognostizierte Abregelungsstrommengen an berechnete Verbraucher 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 potenziellen 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. Trotz beschleunigter Genehmigungsverfahren kommt es weiterhin zu Verzögerungen beim Übertragungsnetzausbau, die aus Sicht der Expertenkommission im aktuellen Netzausbaumonitoring nur unzureichend sichtbar werden. 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. Daher empfiehlt die Expertenkommission ein solches Monitoring.

Mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) liegt bereits der neunte Durchgang der Übertragungsnetzplanung vor, der erneut ein Netz berücksichtigt, welches die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 unterstützt. Neu ist, dass die Szenariorahmen für Strom sowie für Gas/Wasserstoff gemeinsame Annahmen, beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren, enthalten. Dies stellt einen wichtigen Schritt hin zu einer sektorenübergreifenden, konsistenten Infrastrukturplanung dar. Die Expertenkommission begrüßt insbesondere, dass die Szenarien diesmal einen breiteren Entwicklungskorridor abbilden als im vorherigen Durchlauf und damit verschiedene plausible Transformationspfade berücksichtigen. Ein Abgleich mit der wissenschaftlichen Szenarienlandschaft zeigt jedoch, dass der aktuelle Szenariorahmen eher optimistisch ist, vor allem hinsichtlich des erwarteten Stromverbrauchs. Dies stellt zwar sicher, dass der Netzausbau nicht zum Engpass der Energiewende wird und auch bei stark steigender Elektrifizierung ausreichend Kapazitäten bereitstehen, birgt aber auch das Risiko einer Überdimensionierung. Daher ist eine kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Szenarioannahmen essenziell, insbesondere im Zusammenspiel mit Nachfragedynamiken und der europäischen Netzplanung.

Angesichts der bereits hohen Energiepreisbelastung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie der angespannten Haushaltslage ist es zugleich notwendig, Einsparpotenziale bei den Netzkosten konsequent zu identifizieren. Neben einer verbesserten Koordination der Szenarien über alle Energieträger hinweg zählen hierzu technische und planerische Ansätze, die den Netzausbau kosteneffizienter gestalten können. Beispiele

sind die verstärkte Nutzung von Freileitungen anstelle von Erdkabeln bei neuen Gleichstromprojekten oder ein modularer Planungsansatz, der Genehmigungen und tatsächliche Investitionsentscheidungen stärker voneinander trennt. Dies ermöglicht eine flexible zeitliche Streckung von Investitionen und kann den Druck auf die Netzentgelte reduzieren, ohne langfristige Ausbauziele zu gefährden.

Der Investitionsbedarf für den Ausbau der Verteilnetze wurde durch die Einführung des § 14d EnWG konkretisiert und in den Netzausbauplänen, die basierend auf dem Netzentwicklungsplan entworfen wurden, von den berichtspflichtigen Verteilnetzbetreibern dokumentiert. Der Ausbaubedarf bis 2045 liegt bei rund 240 Mrd. Euro, wobei der größte Aufwand bis etwa 2032 erwartet wird. Ein vorausschauender Ausbau hinsichtlich des Zielbedarfs kann dabei langfristig effizienter sein, erfordert jedoch zunächst höhere Investitionen und ausreichend Kapital. Die Vergleichbarkeit der Netzausbaupläne ist durch unterschiedliche Methoden, Annahmen und Datenlücken eingeschränkt. Auch wird bisher kaum davon ausgegangen, dass Verteilnetzbetreiber über Preissignale oder andere marktbasierte Instrumente Einfluss auf Einspeisung oder Lasten nehmen können, sodass entsprechende Potentiale zur Reduktion von Netzausbaubedarfen bisher nicht berücksichtigt werden. Hierfür bedarf es zunächst der Festlegung eines Marktdesigns, das derartige Instrumente ermöglicht.

Die Netzentgelte sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen, was vor allem auf hohe Investitionen in die Netzinfrastuktur, steigende Betriebs- und Engpassmanagementkosten sowie sinkende Stromabnahmemengen zurückzuführen ist. Um die regionalen Unterschiede – insbesondere zwischen last- und erzeugungszentrierten Regionen – zu verringern, wurde ab 2025 ein neuer Wälzungsmechanismus eingeführt, der (zusammen mit der bisherigen § 19 StromNEV-Umlage) über den bundeseinheitlichen „Aufschlag für besondere Netznutzung“ (1,56 ct/kWh) finanziert wird. Ein staatlicher Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten (wie aktuell 6,5 Mrd. Euro für 2026) soll den Kostenanstieg der Netzentgelte insgesamt abbremsen. Er entfaltet jedoch regional sehr unterschiedliche Wirkungen, da er abhängig davon ist, wie viel Strom eine Region aus der Höchstspannungsebene bezieht. Die Expertenkommission empfiehlt, statt dauerhafter Bezuschussung mit ungleicher Verteilungswirkung zunächst konsequent Kostensenkungspotenziale beim Netzausbau und -betrieb zu nutzen und die Netzentgelt-systematik kostenreflexiv zu gestalten, um weitere Effizienzpotentiale zu heben. Dies bedeutet auch, dass Eigenversorgung und Batteriespeicher stärker in die Kostentragung einbezogen werden sollten. Kapazitätsbezogene Zahlungen sowie dynamische arbeitsbezogene Entgelte könnten Lastflexibilität fördern und dadurch Netzausbaubedarfe begrenzen. Von Sondernetzentgelten für die stromintensive Industrie rät die Expertenkommission hingegen ab.

Der massive Anstieg an Netzanschlussbegehren vor allem für Speicher entwickelt sich zunehmend zum Flaschenhals der Energiewende, da die administrativen Prozesse dem Bedarf nicht mehr gerecht werden. Während in Übertragungsnetzen das durch die KraftNAV vorgegebene Windhundprinzip spekulative Kapazitätsblockaden begünstigt, ist auf Verteilnetzebene eine Fragmentierung der Prozesslandschaft zu beobachten, da hunderte Netzbetreiber teils individuelle und nicht durchgehend digitalisierte Verfahren eingerichtet haben. Die Expertenkommission empfiehlt die Etablierung von bundeseinheitlichen, digitalisierten Standardprozessen sowie die Einführung flexibler und marktlicher Instrumente; dazu zählen zum Beispiel eine Priorisierung nach Projektstatus oder flexible Netznutzungskonzepte, die die bestehende Infrastruktur besser auslasten.

Im Rahmen des neuen AgNES-Prozesses prüft die Bundesnetzagentur eine grundlegende Reform der Netzentgelte, um Kostenreflexivität, Gerechtigkeit und Anreizwirkung zu erhöhen. Herausforderungen entstehen durch Eigenversorgung und Batteriespeicher, die zwar den Netzbezug senken, aber kaum zu geringeren Netzkosten beitragen. Neue kapazitätsbezogene- und dynamisierte Entgelte können Lastflexibilität fördern und die Finanzierung gerechter gestalten. Auch für die Industrie werden Reformen des bisherigen Bandlastprivilegs diskutiert –

die Kommission empfiehlt aber, auf Sonderregelungen zu verzichten und stattdessen ein einheitlich kostenreflexives Entgeltsystem zu schaffen, das keine Wettbewerbsverzerrungen hervorruft.

Flexibilität

Die Entwicklung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem wurde vor allem durch den sehr dynamischen Zubau von Speicherkapazitäten getrieben. Ende 2024 lag die installierte Leistung von Batteriespeichern mit 11,7 GW über 50 % höher als im Vorjahr. Auch der Bestand an Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wuchs weiter. 2024 waren rund 1,9 Mio. Wärmepumpen installiert und 1,7 Mio. batterieelektrische Pkw zugelassen, beides mit steigender Tendenz für 2025. Dennoch fehlen technisch-regulatorische Voraussetzungen und geeignete Preissignale, um diese lastseitigen Flexibilitäten systemdienlich zu nutzen. Der Rollout intelligenter Messsysteme und neue Regelungen wie § 14a EnWG sind wichtige Schritte, um künftig Flexibilität gezielt in den Systembetrieb einzubinden. Die Ermöglichung von räumlich sowie zeitlich aufgelösten Markt- und Netzsignalen ist hierfür essenziell.

Marktdesign

Für ein funktionsfähiges Marktdesign sind vier Aufgabenbereiche zentral: (1) die Koordination des Systems auf der Großhandelsebene und bei Flexibilitäten, (2) die räumliche Steuerung über Preis- und Lokalisierungssignale, (3) die Sicherung verlässlicher Erlösstrukturen für Investitionen in Erzeugung, Speicher und Flexibilität sowie (4) die Absicherung eines effizienten und für Verbraucher preiswürdigen Gesamtsystems. Für alle Bereiche sind robuste Preissignale und wettbewerbliche Ansätze entscheidend. Maßnahmen zur Stärkung einzelner Funktionen sollen dabei nicht zu Fehlanreizen in anderen Bereichen führen.

Die Marktintegration erneuerbarer Energien bleibt herausfordernd. Obwohl sich ein PPA-Markt entwickelt hat, können neue Anlagen bislang nur begrenzt über PPAs refinanziert werden – Steigende Kosten, sinkende Erlöse und regulatorische Unsicherheiten verstärken diesen Trend. Daher kommt der Weiterentwicklung des EEG eine zentrale Rolle zu. Frühere Reformen haben Marktintegration und Kosteneffizienz verbessert, doch die anstehende Umsetzung der Energie-Binnenmarkt-Verordnung (EBM-VO) fordert, dass ab 2027 erneuerbare Neuanlagen grundsätzlich nur über zweiseitige Differenzverträge (CfDs) oder gleichwertige Systeme gefördert werden dürfen. Die Reform des EEG-Fördersystems sollte Fehlanreize der produktionsabhängigen Vergütung abbauen und stärker auf systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen ausgerichtet sein. Produktionsunabhängige Modelle, etwa kapazitätsbasierte oder referenzsystemorientierte Ansätze, können hierfür wirkungsvolle Anreize setzen. Die konkrete Ausgestaltung solcher Modelle sowie ihre Einbettung in das Gesamtsystem erfordern eine kurzfristige Klärung.

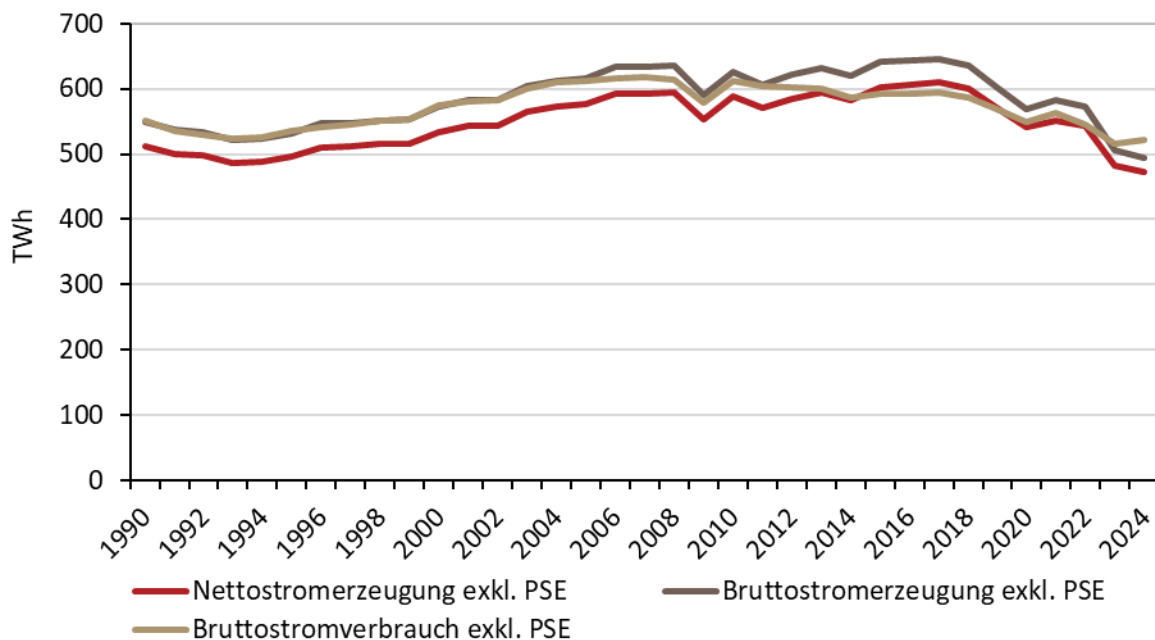
Eine Aufteilung der deutschen Strompreiszone ist eine sinnvolle Option, effizientere lokale Preissignale zu liefern, die sowohl den Kraftwerksbetrieb als auch langfristige Investitionsentscheidungen systemdienlicher ausrichten würden. Wissenschaftliche Studien zeigen klar, dass sich ergebende regionale Preisunterschiede über ein Jahr betrachtet nur gering ausfallen und deutlich kleiner sind als die heutigen regionalen Differenzen bei den Netzentgelten. Durch eine Gebotszonentrennung könnten Kosten für Engpassmanagement und notwendigen Netzausbau signifikant gesenkt werden, während sich Standortentscheidungen für neue Erzeuger, Flexibilitäten und zukünftige Stromverbraucher wie Giga-Factories verbessern lassen. Europäische und internationale Erfahrungen mit Preiszonentrennungen zeigen, dass Zonengrenzen dynamisch angepasst werden können ohne Planungssicherheit für Investitionen zu beeinträchtigen. Die Kommission bewertet die Vorteile bei einer Aufteilung der deutschen Gebotszone (niedrigere Systemkosten, welche auf Verbraucher umgelegt werden müssen sowie effizientere Preissignale) klar höher als die Risiken.

3.1 Stromverbrauch, Erzeugung und Handel

3.1.1 Erzeugung und Verwendung von Strom

56. Im Verlauf von Stromverbrauch und -erzeugung in Deutschland seit 1990 sind zwei Entwicklungen interessant: lange Zeit war die Stromerzeugung gleich hoch oder höher als der Stromverbrauch, was Deutschland längere Zeit zum Stromexporteur machte. Seit 2023 ist Deutschland hingegen Nettoimporteur von Strom. Des Weiteren ist zu beobachten, dass die Differenz zwischen Netto- und Bruttostromerzeugung in den letzten Jahren stark abgenommen hat, aufgrund des gestiegenen Anteils von Wind und PV in der Erzeugung (vgl. Monitoringbericht der Expertenkommission 2024, EEM 2024).

Abbildung 3-1: Netto- und Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch 1990-2024

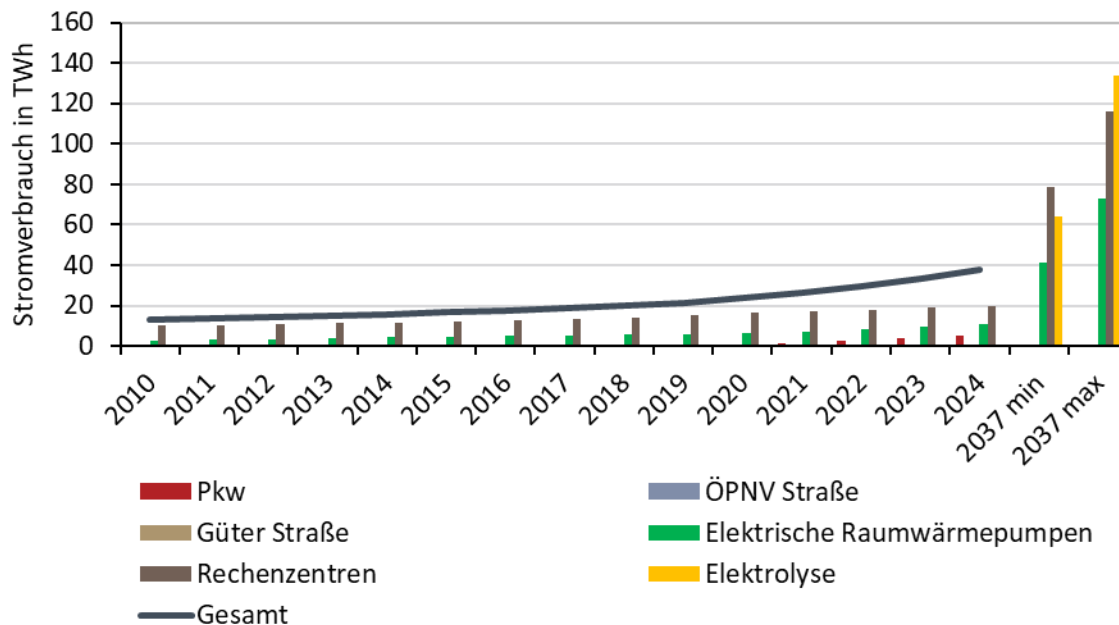


Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB, 2025b).

57. In Abbildung 3-1 sind Bruttostromerzeugung und -verbrauch sowie Nettostromerzeugung dargestellt. Die Bruttostromerzeugung beinhaltet den Kraftwerkseigenverbrauch (Hilfsaggregate der Anlage und Verluste), die Nettostromerzeugung nicht. Der Brutto(inlands)stromverbrauch ist gleich der Bruttostromerzeugung plus dem Saldo des Stromaustausches mit dem Ausland. Die dargestellten Daten zählen die Pumpspeicherenergie (PSE) weder als Erzeugung (Ausspeicherung) noch als Verbrauch (Einspeicherung). Für eine ausführliche Definition der verschiedenen statistischen Größen siehe Übersicht im Anhang. 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 2023 und 2024 netto Strom (vgl. Kapitel 3.1.2).

Abbildung 3-2: Entwicklung des Stromverbrauchs in den Sektoren der Elektrifizierung sowie von Rechenzentren



Quellen: AG Energiebilanzen (AGEB 2025a) für Verkehr, AGEE-Stat für elektrische Raumwärmepumpen (AGEE-Stat 2025), Borderstep Institut (Borderstep 2024) für Rechenzentren, Energiewirtschaftliches Institut (EWI 2024) für Elektrolyse.

Anmerkung: Stromverbrauch Elektrolyse selbst geschätzt basierend auf 4000 Volllaststunden und Kapazität, nach Methode von EWI 2024. Elektrolysekapazität jeweils für August des Jahres.

58. Entgegen dem sinkenden Trend beim Bruttostromverbrauch nimmt der Stromverbrauch für die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität (v.a. Pkw) und Gebäude (Wärmepumpen) kontinuierlich zu. Zudem steigt der Stromverbrauch für Rechenzentren. Der Strombedarf dieser neuen Anwendungen lag 2024 in Summe bei 37,5 TWh und damit fast dreimal so hoch wie im Jahr 2010 (vgl. Abbildung 3-2).

59. Szenarien mit Zielerreichung Klimaneutralität 2045 (normative Szenarien) gehen von einem steigenden Bruttostrombedarf aus. Die Bandbreite des Bedarfs zwischen den Szenarien ist jedoch groß: Von 530 – 910 TWh im Jahr 2030 und von 750 bis 1.640 TWh im Jahr 2045. Dagegen kommen explorative Szenarien, die heutige Trends und Rahmenbedingungen fortschreiben, ohne zwingend Klimaneutralität zu erreichen, auf niedrigere Werte von 580 – 700 TWh (2030) bzw. 720 – 1.100 TWh (2045). Der untere Rand beider Projektionstypen ist für das Jahr 2030 somit ähnlich und etwa auf dem Niveau des heutigen Bruttostromverbrauchs (521,1 TWh). Jedoch sind die Treiber sehr unterschiedlich: bei den Szenarien der Trendfortführung sind eine verzögerte Elektrifizierung in den Endverbrauchssektoren, nur gering ansteigende Produktion von Wasserstoff aus Elektrolyse

und geringe industrielle Aktivität Gründe für einen schwächeren Anstieg des Strombedarfs, während bei normativen Szenarien Suffizienzannahmen (z.B. Verkehrsverlagerung), hohe Wasserstoffimporte und die Verlagerung der Produktion von energieintensiven Zwischenprodukten ins Ausland zu moderaten Zuwächsen des Strombedarfs führen, trotz gleichzeitig hoher Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren (EWI und BET 2025).

60. Der erwartete Strombedarf im Jahr 2030 dient als Bezugsgröße für das Ziel, 80 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken. Während sich der Ausbaupfad im EEG an einem seinerzeit erwarteten Wert von 750 TWh orientiert, wird nach einer aktualisierten Bestandsaufnahme (EWI und BET 2025) ein Korridor zwischen 600 und 700 TWh Bruttostromverbrauch bis 2030 als möglich bzw. wahrscheinlich erachtet. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Erreichung des 80 %-Ziels am Bruttostromverbrauch bis 2030 selbst bei einer Orientierung am unteren Rand des Korridors (d.h. 600 TWh) keinesfalls gesichert ist und die aktuelle Ausbaudynamik mindestens aufrechterhalten bzw. – vor allem bei der Windenergie – eher noch gesteigert werden muss. Zudem sollten abrupte Änderungen in den Ausbaupfaden vermieden werden, um Planungssicherheit zu gewährleisten. Die Kommission weist außerdem darauf hin, dass das Stromverbrauchsniveau für 2030 nur einen Zwischenstand darstellt; die genannte Bestandsaufnahme (EWI und BET 2025) weist für 2035 eine Bandbreite von etwa 700 bis 800 TWh und für 2040 von etwa 750 bis 900 TWh an Stromverbrauch aus. Die Klimaziele erfordern nach 2030 einen weiteren Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, bei gleichzeitig deutlich steigendem Verbrauch. Berücksichtigt man zudem, dass die Vollbenutzungsstunden der erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen eher sinken, wenn ertragreiche Standorte bereits genutzt sind und vermehrt auch ungünstigere Standorte erschlossen werden, dann folgt daraus, dass der Ausbaubedarf an Erzeugungsleistung in Relation zur erzeugten Strommenge steigt. Vor den genannten Hintergründen und unter Berücksichtigung des Umstands, dass der Ausbau der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen in den letzten Jahren hinter den Planungen zurückgeblieben ist, sollten für die Einordnung der Kapazitätsausschreibungen in den kommenden Jahren die auch längerfristig stetige Fortsetzung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung sowie der im Zeitverlauf steigende Strombedarf im Blick behalten werden.

61. Im Sektor Gebäude ist eine zentrale Elektrifizierungsmaßnahme das Heizen mit Wärmepumpen. Aktuell beträgt der Stromverbrauch von Wärmepumpen 11,1 TWh bei einem Bestand von 1,9 Mio. Stück (2024); im Vorjahr 2023 betrug er noch 9,8 TWh (AGEE-Stat 2025, vgl. auch Abbildung 3-2). Die Daten beruhen auf Modellierungen der AGEE-Stat. Grundlage ist ein Modell des Wärmepumpenbestands, das u.a. nach Wärmequelle und Einsatzbereich differenziert und die Lebensdauern der Anlagen berücksichtigt. Für jede Kategorie werden spezifische Leistung, Jahresarbeitszahl und Vollbenutzungsstunden ermittelt. In Kombination mit Absatzzahlen des

Branchenverbands BWP lässt sich daraus der Strombedarf ableiten (ISE 2025). Der Szenariorahmen im NEP 2025 sieht für die Jahre 2037 (2045) einen Stromverbrauch von 44,2 – 53,8 TWh (66,5 – 82,63 TWh) bei 7,0-8,6 (10,4 – 12,7) Mio. Wärmepumpen vor (BNetzA 2025), was in etwa einer Verfünffachung des Stromverbrauchs in diesem Bereich bis 2037 entspricht.

62. Im Industriesektor 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. Der gesamte Stromverbrauch des Industriesektors betrug 2024 rund 188 TWh und lag damit nahezu auf dem Niveau des Vorjahres (186 TWh). Seit dem Jahr 2000 beträgt der Anteil von Strom am industriellen Endenergieverbrauch konstant etwa 30 % (AGEB 2025a). Im Vergleich dazu liegt die Bandbreite von Zielszenarien zur Erreichung der Klimaneutralität mit 190 – 260 TWh für das Jahr 2025 und 220 – 300 TWh für das Jahr 2030 leicht bis deutlich über dem aktuellen Stromverbrauch der Industrie. Im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025 wird ein Anstieg auf 256 – 295,1 TWh im Jahr 2037 und 260 – 354,4 TWh bis 2045 angenommen (BNetzA 2025).

63. Der Strombedarf für die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse ist bislang gering. Die installierte Elektrolyseleistung lag im August 2024 bei lediglich 110 MW (August 2023: 62 MW, EWI 2024). Bei einer Auslastung von 4.000 Vollbenutzungsstunden (EWI 2024) entspricht dies einem Stromverbrauch von 0,45 TWh im Jahr 2024. Bis 2030 existieren geplante Projekte von insgesamt 11,3 GW Elektrolysekapazität. Daraus ergäbe sich ein Strombedarf von etwa 45 TWh. Von den genannten Elektrolyseurprojekten haben jedoch nur 1,2 – 1,3 GW eine finale Investitionsentscheidung, woraus sich ein Strombedarf von 4,6 TWh ergeben würde (EWI und BET 2025). In den Zielszenarien zur Klimaneutralität liegt der Stromverbrauch für Elektrolyse im Jahr 2025 zwischen nahe null und 21 TWh, und 75 – 102 TWh im Jahr 2030 (EWI und BET 2025). Im Netzentwicklungsplan 2025 liegt der Strombedarf für die Elektrolyse im Jahr 2037 (2045) bei 64 – 134 TWh (80 – 224 TWh) (BNetzA 2025).

64. Der Stromverbrauch von Rechenzentren in Deutschland lag 2024 bei rund 20 TWh und hat sich damit seit 2010 verdoppelt (Borderstep 2024, vgl. Abbildung 3-2). Für 2030 wird ein Anstieg auf etwa 31 TWh prognostiziert. Die Schätzungen basieren auf Verkaufszahlen von IT-Hardware, deren spezifischem Stromverbrauch und Nutzungsdauern sowie auf Annahmen zur künftigen Servernutzung und Effizienz. Im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 werden 78,4 – 116,2 TWh für 2037 angenommen. Der Trend steigender Stromverbräuche in Rechenzentren zeigt sich weltweit. Die höchsten Kapazitäten und Wachstumsraten sind in den USA – mit ihrer hohen Dichte an Digitalunternehmen – sowie in China zu beobachten, wo staatliche Investitionen und Regulierung eine starke Expansion fördern. Auch in Europa wächst der Bedarf. Deutschland verfügt über die größten Gesamtkapazitäten, liegt gemessen am BIP jedoch im europäischen Mittelfeld. Spitzenreiter sind Länder wie Irland, Schweden, die Niederlande und Großbritannien.

Sie bieten günstige steuerliche und regulatorische Rahmenbedingungen, klimatische Vorteile sowie vergleichsweise niedrige Strompreise. In Deutschland konzentrieren sich Rechenzentren bislang vor allem im Raum Frankfurt/Rhein-Main (Netzwerkknoten DE-CIX). Weitere Schwerpunkte entstehen in Berlin und im Rheinischen Revier. Künftig könnte die Ansiedlung auch in nördlichen Bundesländern zunehmen, da dort Windenergiepotenziale und Netzkapazitäten bestehen. Das Wachstum wird vor allem durch die hohe inländische Nachfrage getrieben: Industrie und Mittelstand benötigen zunehmend lokale Rechenleistung, etwa für Anwendungen in Industrie 4.0, Medizintechnik, autonomem Fahren oder Smart Cities. Export von IT-Infrastruktur und -Dienstleistungen spielt in Deutschland dagegen nur eine untergeordnete Rolle (Dena et al. 2025).

65. Im Sektor Mobilität ist – neben der Verlagerung von Pkw auf öffentlichen Verkehr bzw. von Straßen- auf Schienenverkehr sowie der Verkehrsvermeidung – die Elektrifizierung des Straßenverkehrs eine zentrale Defossilisierungsmaßnahme. Für batterieelektrische Pkw ist der Stromverbrauch zwischen 2010 und 2024 von fast null auf etwa 5,3 TWh (2023: 4,2 TWh) gestiegen (vgl. Abbildung 3-2). Im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans werden Strombedarfe für Elektromobilität von 100,2 – 138,9 TWh (129,7 – 166,1 TWh) für die Jahre 2037 (2045) angenommen (BNetzA 2025). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Leistungen, mit denen Elektrofahrzeuge geladen werden können, oft sehr hoch sind. Dies kann zu hohen Leistungsspitzen führen, sofern keine Koordination der Ladevorgänge z. B. über Preissignale (und ggf. auch über Reduktionen gemäß § 14a EnWG) stattfindet.

66. Die Elektrifizierung des Lkw-Verkehrs steckt noch in ihren Anfängen, nimmt jedoch ebenfalls Fahrt auf. Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von batterieelektrischen Lkw ist durch fallende Batteriepreise für stetig wachsende Anteile des Güterverkehrs gegeben, was zu einer deutlich dynamischeren Entwicklung führen könnte als bisher angenommen. Schätzungen von Fahrzeugherstellern zufolge könnten bis 2030 nahezu die Hälfte aller neu zugelassenen Nutzfahrzeuge in Deutschland batterieelektrisch betrieben sein (NOW 2024). Bereits heute technisch erprobte Megawatt-Ladesysteme sind neben der Fahrzeugtechnologie und den relativen Kosten von Diesel vs. Strom eine wichtige Grundlage für diese Entwicklung. Um den Antriebswechsel im Straßengüterverkehr zu fördern, benötigen Fahrzeughersteller und -nutzer ebenso wie Infrastrukturbetreiber und Energieversorger planbare Rahmenbedingungen. Insbesondere eine robuste Erwartung in Bezug auf die zeitliche und räumliche Entwicklung der Ladeinfrastruktur erleichtert Investitionsentscheidungen. Gleiches gilt für die Tankinfrastruktur für Wasserstofffahrzeuge, welcher ebenfalls eine dynamische Entwicklung prognostiziert wird. Es ist zu erwarten, dass sich beide klimafreundlichen Antriebsarten gleichzeitig entwickeln werden, wobei derzeit von einer größeren Dynamik bei den batterieelektrischen Fahrzeugen ausgegangen werden kann. Die Geschwindigkeit des Ausbaus der Ladeinfrastruktur, u.a. mit Megawatt-Ladesystemen, sind eine wichtige Determinante für diese Entwicklung. Gemäß dem Lkw-Ladeinfrastruktur-Monitoring der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sind derzeit 216 Ladepunkte mit insg. 35 MW Ladeleistung

an 57 Standortorten installiert. In Planung sind weitere 351 Standorte, an denen in Summe 2,8 GW Ladeleistung entstehen sollen (Stand Oktober 2025⁷). Wichtig für die Entwicklung klimafreundlicher Antriebe sind bestehende Maßnahmen wie die CO₂-Komponente bei der Lkw-Maut, die CO₂-Bepreisung bei Kraftstoffen und CO₂-Flottenzielwerte ebenso wie eine politische Kommunikation, die den Ausbau der Infrastruktur für den klimafreundlichen Güterverkehr positiv begleitet. Der Masterplan Ladeinfrastruktur 2030 des Bundesministeriums für Verkehr greift einige dieser Punkte auf.

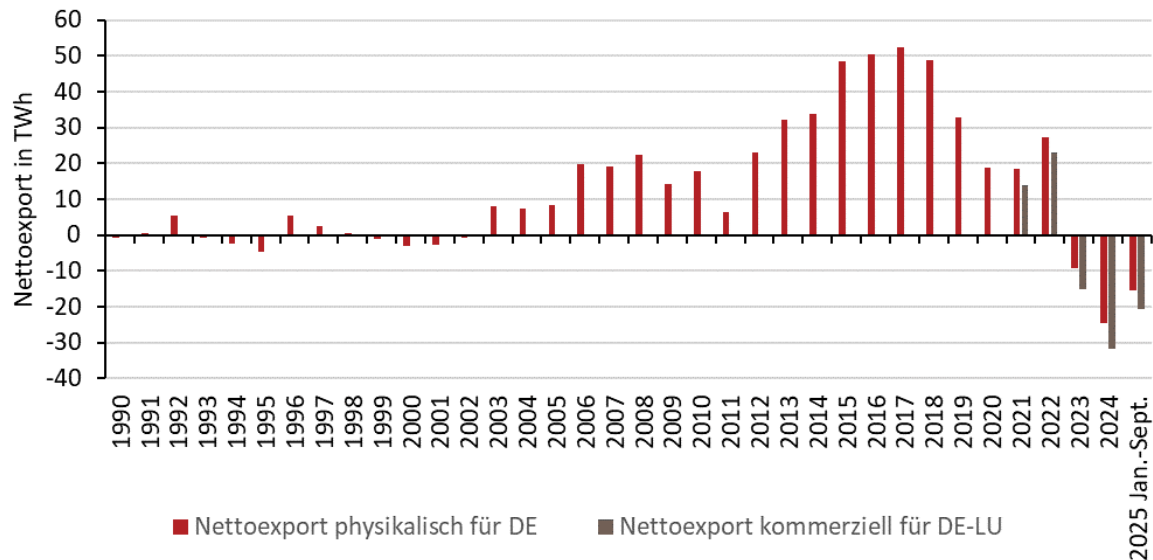
3.1.2 Stromaußenhandel

67. Im Jahr 2024 wies Deutschland, wie bereits im Jahr 2023, einen positiven Saldo der Außenhandelsbilanz Strom auf, war also Nettoimporteur (vgl. Abbildung 3-3). Physikalisch floss netto 24,4 TWh mehr Strom nach Deutschland als von Deutschland in die Nachbarländer; im kommerziellen Außenhandel betrugen die Nettoimporte 31,9 TWh. Diese Situation wurde vielfältig in der öffentlichen Debatte diskutiert 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 (siehe Abschnitt Herkunft von deutschen Stromimporten).

68. Ein wichtiger Grund für die gestiegenen Importe ist zunächst, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa deutlich gestiegen ist, prozentual sogar stärker als in Deutschland. Der Anteil an Stromerzeugung aus Solar-, Windkraft- und (gepumpter) Wasserkraft stieg in Deutschland im Jahr 2024 gegenüber 2023 um 3 %, in der EU jedoch um 7 % (Eurostat 2025). Die fossile Stromerzeugung in Deutschland mit vergleichsweise hohen kurzfristigen Grenzkosten stand damit öfter als in der Vergangenheit mit dem Angebot von ausländischen Erzeugungsoptionen mit niedrigeren kurzfristigen Grenzkosten (erneuerbare Energien, Kernenergie) im Wettbewerb. Hierbei ist insbesondere der Zuwachs solarer Stromerzeugung in Europa 2024 (+19 % gegenüber 2023) und in Deutschland (+16 % gegenüber 2023) hervorzuheben (Eurostat 2025a). Bei der Windkraft nahm die Stromerzeugung in Deutschland 2024 gegenüber 2023 sogar um 3,5 % ab, während es in der EU einen Anstieg von 2 % gab (Eurostat 2025a).

⁷ <https://nationale-leitstelle.de/nutzfahrzeuge/lkwismonitoring/>

Abbildung 3-3: Jährlicher Nettoexport, physikalisch für Deutschland und Nettoexport, kommerziell für die Handelszone Deutschland-Luxemburg

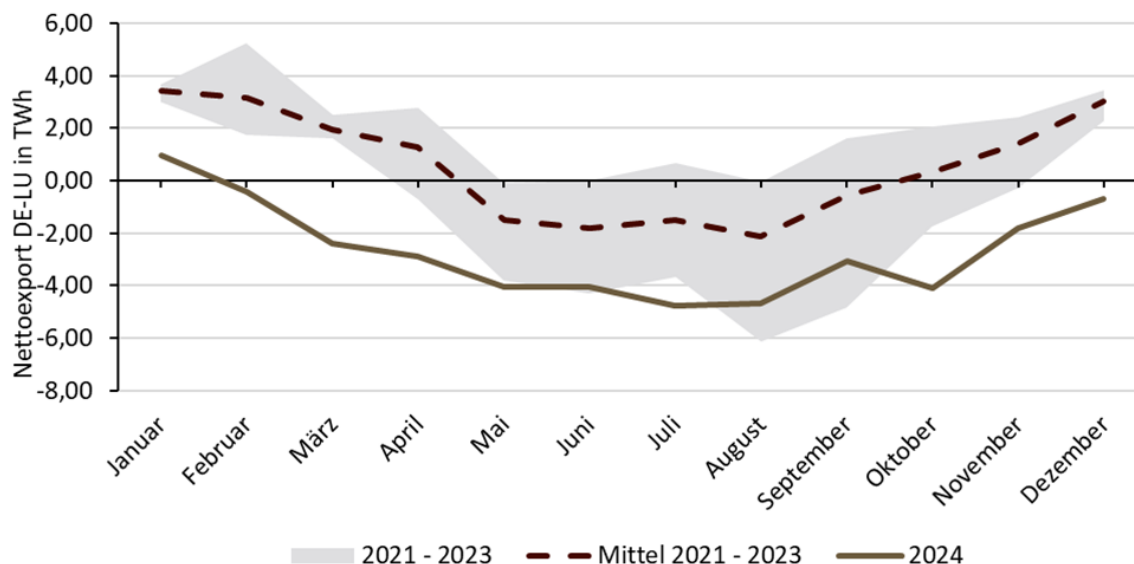


Quellen: AG Energiebilanzen (AGEB 2025a) für physikalischen Stromfluss, SMARD (2025a) für kommerziellen Außenhandel.
Anmerkung: Daten für Nettoexporte, kommerziell liegen für die Jahre ab 2021 vor.

69. Das Jahr 2024 war außerdem das erste Jahr ohne Erzeugung aus der Kernenergie. Die Erzeugung aus Kohlekraftwerken ist in den letzten zwei Jahren auf 71 TWh (Braunkohle) und 27 TWh (Steinkohle) im Jahr 2024 im Vergleich zu 78 TWh und 39 TWh im Jahr 2023 und 104 TWh und 63 TWh in 2022 gesunken (SMARD 2025a). Der Stromverbrauch in der EU ist im Jahr 2024 gegenüber dem Jahr 2023 gestiegen, aber geringer als im Jahr 2022 (Eurostat 2025b). Die in den letzten Jahren rückläufige konventionelle Stromerzeugung in Deutschland ist vor allem auf die ökonomisch sinnvolle Nutzung günstigerer Stromimporte im europäischen Strommarkt zurückzuführen und nicht auf unzureichende Versorgungssicherheit (vgl. Monitoringbericht 2024, EEM 2024).

70. In den Jahren 2021 bis 2023 zeigte sich im saisonalen Verlauf des Nettoexports (Exporte minus Importe, kommerziell, für die Handelszone DE-LU, Abbildung 3-4), dass in den Sommermonaten mit starker solarer Einstrahlung Strom netto importiert wurde, während in den Wintermonaten mit starker Windstromproduktion und geringerer Solarerzeugung netto Strom exportiert wurde, wobei in Deutschland die jährliche Winderzeugung absolut größer als die solare Erzeugung ist. Im Jahr 2024 wurde nur im Januar netto Strom exportiert, im August und September lag die Importmenge dafür aber unterhalb des maximalen Imports aus den Jahren 2021 bis 2023. Das könnte darin begründet sein, dass die Windstromproduktion in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr gesunken ist, während die Solarproduktion stark gestiegen ist.

Abbildung 3-4: Kommerzieller Stromaußenhandel der Handelszone Deutschland-Luxemburg (Saldo), monatlich aufgelöst für 2024 und zusammengefasst für 2021-2023



Quelle: SMARD (2025).

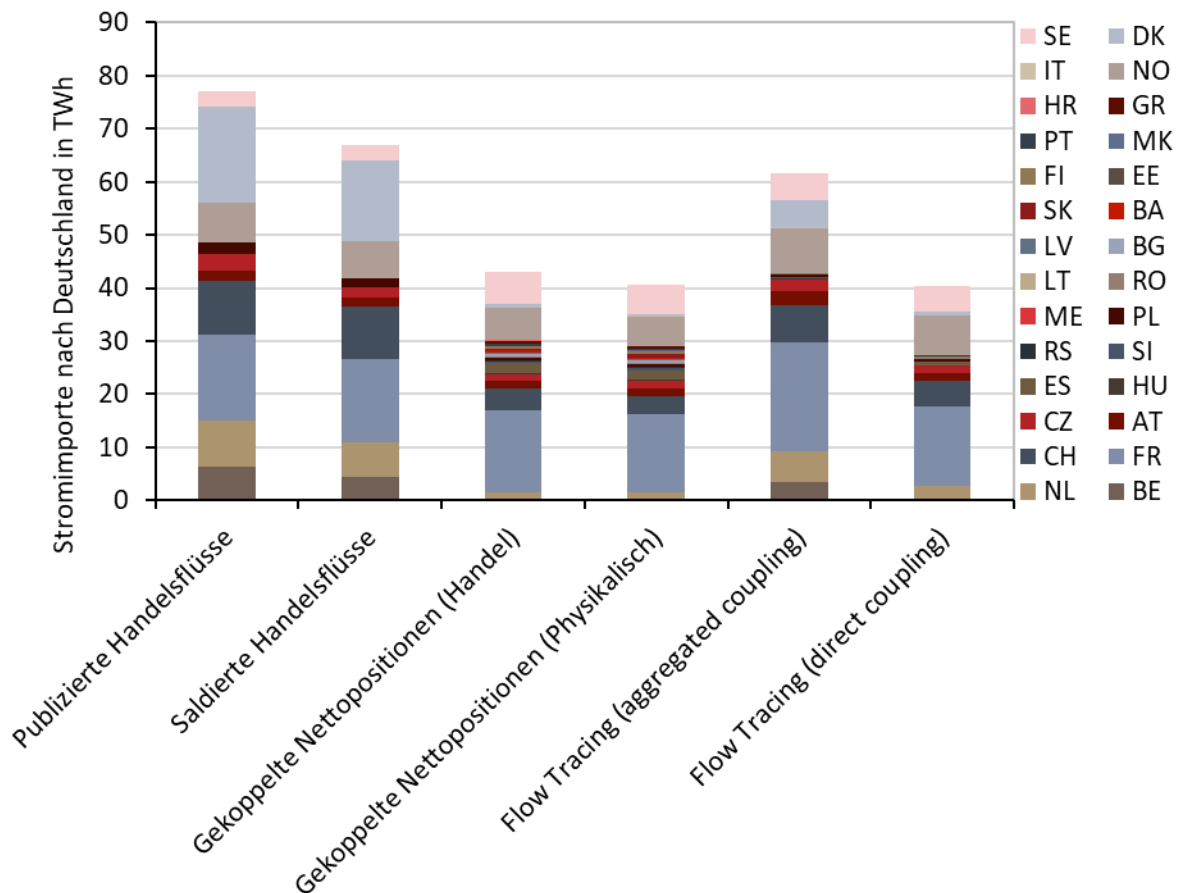
71. Bezüglich der Herkunft (Handelszonen oder Erzeugungsart) des nach Deutschland importierten Stroms werden von vielen Akteuren Aussagen getroffen, die sich auf die von ENTSO-E veröffentlichten, bilateralen Stromflüsse stützen. Im gekoppelten europäischen Day-ahead Strommarkt basiert der zonenübergreifende Stromaustausch jedoch nicht auf bilateralem Handel zwischen zwei Handelszonen, sondern auf Nettopositionen, d. h. im Fall von Exporten wie in Abbildung 3-4 dargestellt, die gesamten Exporte abzüglich der gesamten Importe, in jeweils stündlicher Auflösung. Aussagen zur Herkunft von Importen nach Deutschland stützen sich für diesen wichtigsten Markt also immer auf ex-post Berechnungen und bilden nicht einen zugrundeliegenden bilateralen Handel zwischen den Handelszonen ab. Berücksichtigt man auch andere Märkte oder wählt eine physikalische Perspektive auf zonenübergreifende Stromflüsse, so unterscheiden sich die Ergebnisse hinsichtlich der Menge an Importen und deren Ursprung je nach Interpretation und der genauen Berechnungsmethode. Ergebnisse aus verschiedenen Methoden werden in (Schäfer et al., 2025) für das Jahr 2024 verglichen (Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6) und sind in Tabelle 3-1 beschrieben.

Tabelle 3-1: Berechnungsmethoden für die Herkunft von Stromimporten in eine Zone

Methode	Erklärung	Anwendungsbeispiele
Publizierte Handelsflüsse (Commercial flows total)	Veröffentlicht von ENTSO-E als scheduled commercial flows total (aus dem day-ahead und intraday-Markt). Das Marktergebnis im Day-Ahead Markt basiert auf einer zonenübergreifenden „Wohlfahrtsoptimierung“, wobei die Marktkopplung verschiedener Zonen über deren Nettopositionen integriert wird. Demnach sind Importe und Exporte in diesem Markt lediglich durch Nettopositionen der Zonen abgebildet. Die publizierten Handelsflüsse aus dem Day-Ahead Markt werden nachträglich algorithmisch u.a. zur Einsatzplanung bestimmt und stellen keinen wirtschaftlichen bilateralen Handel dar. Im Intraday Markt findet Handel kontinuierlich statt, wobei zonenübergreifenden Transaktionen algorithmisch Pfade zugewiesen werden, die zusammen mit den Handelsflüssen aus dem Day-Ahead in die hier dargestellten scheduled commercial flows total eingehen.	Agora 2025 Energy Charts 2025
saldierte Handelsflüsse	Durch Transaktionen im Intraday Markt können in den publizierten Handelsflüssen Handelsflüsse in gegenläufige Richtungen zwischen zwei Zonen stattfinden, die hier saldiert werden.	SMARD 2025b
Gekoppelte Nettopositionen, Handel	Für jede Handelszone wird die Nettoposition aus den publizierten Handelsflüssen gebildet. Für alle Nettoexportzonen wird der Anteil des Nettoexports der Zone am gesamten aggregierten Nettoexport aller Zonen bestimmt; diese Anteile werden als Herkunftsanteile für die Importe der Nettoimportländer interpretiert.	
Gekoppelte Nettopositionen, physikalisch	Für jedes Land wird die Nettoposition basierend auf physikalischen Stromflüssen (cross-border physical flows) bestimmt. Für alle Exportzonen wird der Anteil des Nettoexports der Zone am gesamten aggregierten Nettoexport aller Länder bestimmt; diese Anteile werden als Herkunftsanteile für die Importe der Nettoimportländer interpretiert.	
Flow Tracing (direct coupling)	Ein Flow Tracing Algorithmus wird auf das physikalische Flussmuster zwischen den Zonen angewendet, wodurch der Ursprung von Importen algorithmisch zurückverfolgt werden kann. Im „direct coupling“ werden Erzeugung und Last an die Netzflüsse gekoppelt, wodurch auch netto exportierende Zonen Importe aus transienten Flüssen enthalten können.	Electricity Maps 2025
Flow tracing (aggregated coupling)	In der Variante „aggregated coupling“ des Flow Tracing Algorithmus werden Nettopositionen der Zonen an das Flussmuster gekoppelt. Dadurch wird nur Nettoimporteuren ein Import aus anderen Zonen zugewiesen, anders als in der Methode „gekoppelte Nettopositionen (physikalisch)“ werden hier aber die raum-zeitlichen Flussmuster im Gesamtsystem berücksichtigt.	CO2Map (Schäfer et al. 2025)

Quelle: Schäfer et al. 2025.

Abbildung 3-5: Herkunftsländer der Stromimporte in die Gebotszone Deutschland-Luxemburg in Abhängigkeit von der Berechnungsmethode

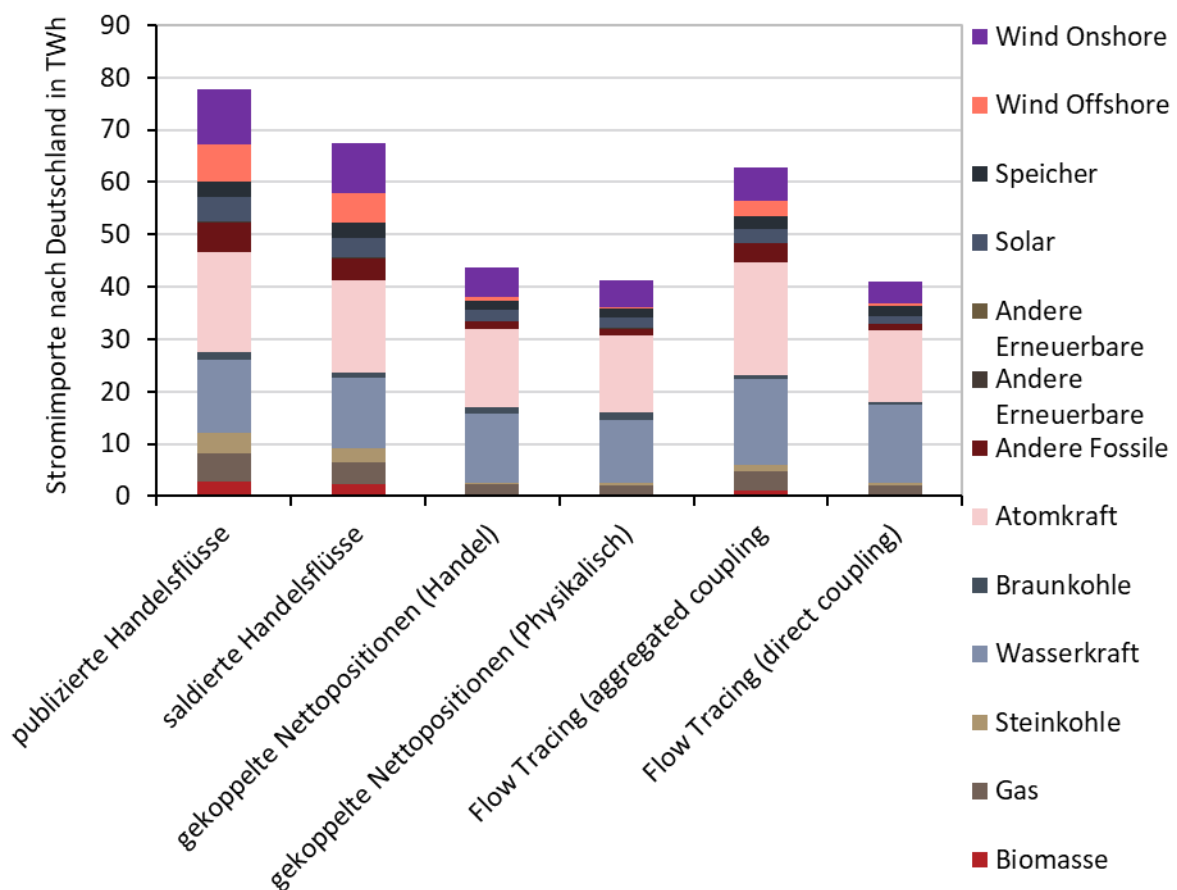


Quelle: Schäfer et al. 2025.

72. Unabhängig von der Berechnungsmethode sind Frankreich, die Schweiz, Norwegen und Schweden wichtige Erzeugerländer, aus denen Deutschland Strom importiert (Abbildung 3-5). Basierend auf den üblicherweise verwendeten Handelsflüssen ist auch Dänemark ein wichtiger oder sogar der wichtigste Stromlieferant für Deutschland, jedoch wird diese Rolle bei Betrachtung der gekoppelten Nettopositionen oder Flow Tracing (aggregated coupling) nicht bestätigt. Diese Handelsflüsse entsprechen hauptsächlich Transiten aus Norwegen oder Schweden, die auch bei Flow Tracing (direct coupling) teilweise Dänemark zugerechnet werden. Ähnliche Unterschiede zwischen den Methoden zeigen sich für die Niederlande und Belgien. Auch hier bestehen oftmals direkte Handelsflüsse an der Grenze, die jedoch nicht Nettoexporten dieser Länder oder einem Nettoimport in Deutschland entsprechen.

73. In Bezug auf die Primärenergiequelle der nach Deutschland importierten Strommengen machen, wie in Abbildung 3-6 dargestellt, Kernenergie und Wasserkraft die größten Anteile des importierten Stroms aus, und Wind Onshore sowie in geringerem Umfang Solarenergie und Speicher steuern ebenfalls relevante Anteile bei. Hinsichtlich der genauen Zusammensetzung zeigt sich auch hier die Abhängigkeit von der gewählten Berechnungsmethode. Beispielsweise werden über Handelsflüsse oder Flow Tracing (Direct Coupling) Import-Anteile von Offshore Wind aus den Niederlanden und Dänemark zugewiesen. Diese zeigen sich jedoch nur zu deutlich geringeren Teilen in Berechnungen, die auf Nettopositionen basieren.

Abbildung 3-6: Erzeugungsquelle der Stromimporte in die Gebotszone Deutschland-Luxemburg in Abhängigkeit von der Berechnungsmethode

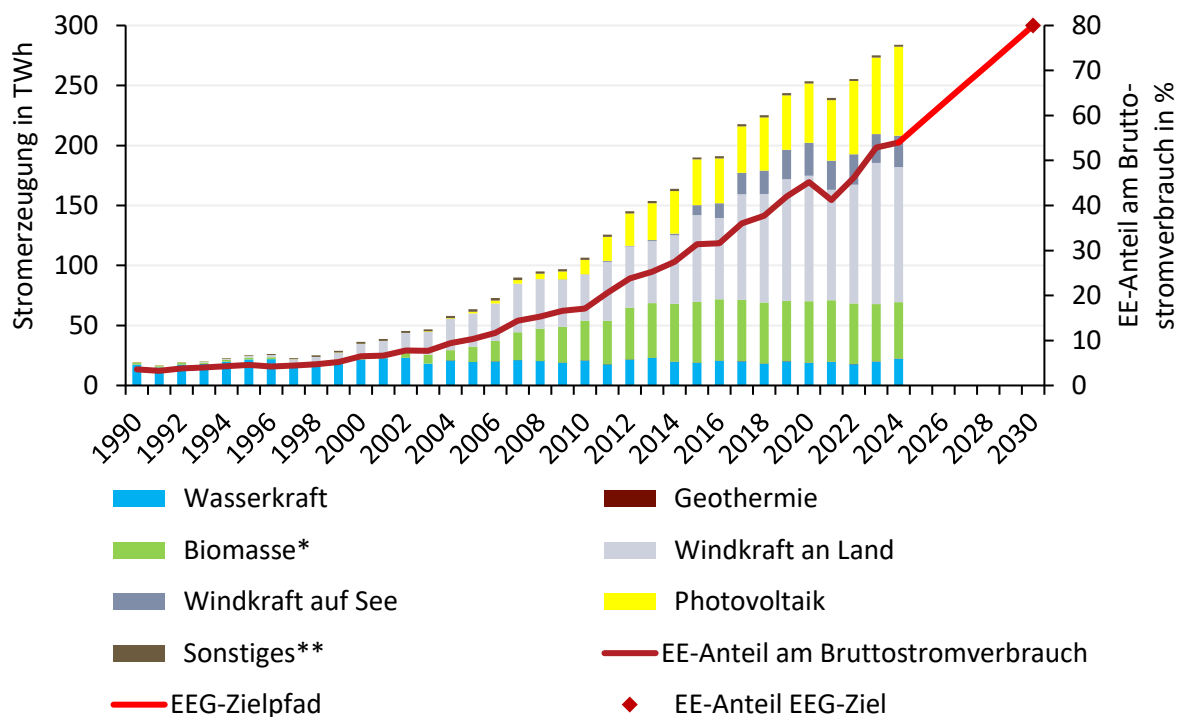


Quelle: Schäfer et al. 2025.

3.2 Erneuerbare Energien⁸

74. In Abbildung 3-7 sind die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung dargestellt. Die EE-Stromerzeugung stieg im Jahr 2024 weniger deutlich an als in den Vorjahren. Während die Erzeugung aus Wasserkraft und Biomasse (seit 2012) jedes Jahr auf einem etwa ähnlichen Niveau lag, stieg vor allem die Erzeugung aus PV stetig an. Die Erzeugung aus Wind im Jahr 2024 stagnierte auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr. Das Windjahr 2024 fiel etwas schwächer als 2023 aus: Trotz einem Netto-Zubau von 3,3 GW sank der Ertrag der Windenergie an Land und auf See um 2,8 TWh gegenüber dem starken Windjahr 2023. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch insgesamt stieg weiterhin und lag 2024 bei 54 %. Um das Ziel von 80 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch gemäß EEG 2023 für 2030 zu erreichen, müssen weitere 26 Prozentpunkte zusätzlich in nur sechs Jahren erreicht werden, bei gleichzeitig zu erwartendem steigendem Strombedarf. Dies erfordert eine Steigerung der Ausbauraten gegenüber den vergangenen Jahren.

Abbildung 3-7: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

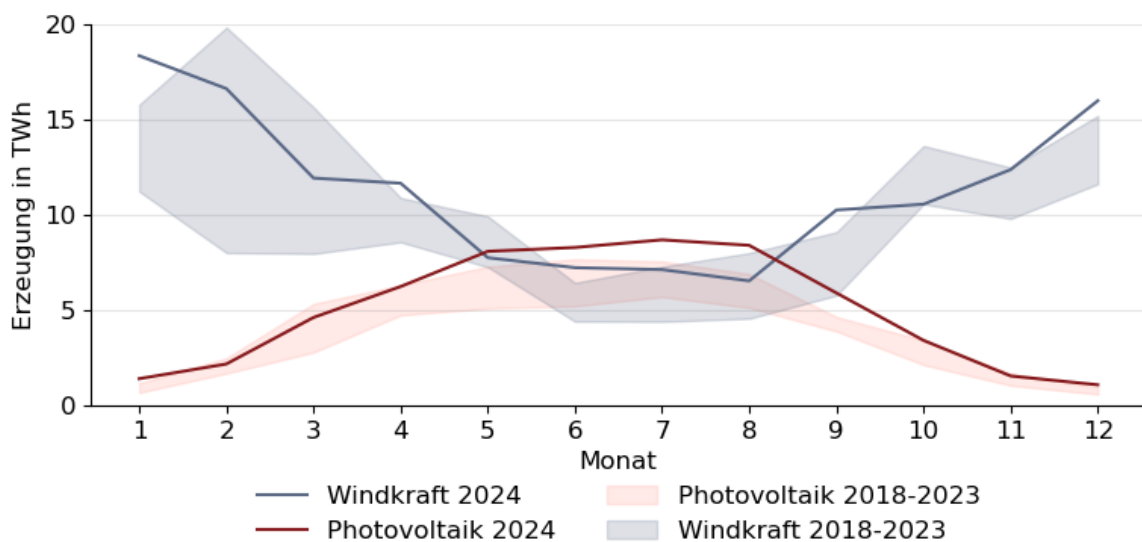


Quelle: AG EE Stat 2025.

⁸ Ein Mitglied der Expertenkommission, Veronika Grimm, hat sich aufgrund der Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der Siemens Energy AG an der Diskussion zum notwendigen Ausbau der Wind-Kapazitäten und ebenso an der Formulierung entsprechender Handlungsempfehlungen nicht beteiligt. An den übergeordneten Erörterungen zu Marktregeln und zum Marktdesign auf der Basis der wissenschaftlichen Literatur hat sie hingegen teilgenommen.

75. Abbildung 3-8 zeigt zusätzlich den Verlauf der monatlichen Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im Jahresverlauf. Die saisonale Komplementarität beider Quellen wird hieraus deutlich. Es zeigt sich auch, dass die Stromerzeugung aus Photovoltaik mittlerweile in mehreren Monaten des Jahres größer ist als die Windstromerzeugung. Der Anteil an PV-Erzeugung an der gesamten Stromerzeugung stieg im vergangenen Jahr deutlich an (vgl. Abbildung 3-7). In den dargestellten Daten sind auch die zur Eigenversorgung (Selbstverbrauch) verwendeten Strommengen enthalten – diese stiegen ebenfalls stetig an. Die Eigenversorgung wird von der AG EE-Stat anhand der gemeldeten Daten von Anlagen mit Eigenverbrauchsvergütung hochgerechnet (Fraunhofer ISE 2025).

Abbildung 3-8: Nettostromerzeugung aus Wind und Photovoltaik

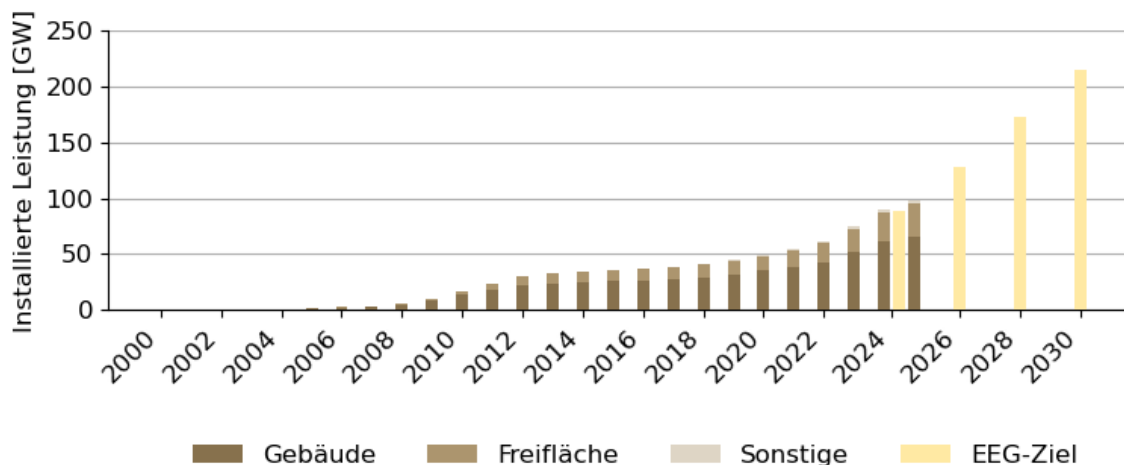


Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2025.

3.2.1 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Solarenergie

76. Der jährliche Zubau an PV-Leistung lag mit 16,7 GW im Jahr 2024 höher als in den vorherigen Jahren (2023: +14,6 GW, 2022: +7 GW, 2021: +6 GW) und ließ die insgesamt installierte PV-Leistung auf 99,8 GW ansteigen (vgl. Abbildung 3-9). Damit wurde der Zielwert 2024 von 88 GW gemäß Ausbaupfad des EEG 2023 deutlich übererfüllt. Knapp ein Drittel der installierten Leistung entfällt auf Freiflächenanlagen (30,4 %), zwei Drittel entfallen auf Gebäude. Es ist ein leichter Trend hin zu Freiflächenanlagen erkennbar; ihr Anteil an der insgesamt installierten Leistung steigt. Das PV-Segment wird dennoch weiterhin von Anlagen auf Gebäuden dominiert: 61 % der neu installierten Leistung im Jahr 2024 entfällt auf Aufdachanlagen. Unter „Sonstige“ PV-Anlagen fallen Anlagen auf Großparkplätzen, Gewässern sowie sonstige Gebäude und steckerfertige PV-Anlagen („Balkonkraftwerke“).

Abbildung 3-9: Installierte Leistung von Photovoltaik nach Anlagentyp



Quellen: Marktstammdatenregister (August 2025), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023; EEG 2021).

77. Die Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen zur Festlegung des anzulegenden Werts einer Anlage (als Basis für die Marktprämie) waren im Jahr 2024 alle deutlich überzeichnet (vgl. Tabelle 3-2). Nach hohen Werten zu Beginn des Jahres 2023 (vgl. EEM 2024) sank der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert über alle Gebotsrunden wieder unter das Niveau von 2022, mit den bisher niedrigsten Werten von 4,33 – 4,69 ct/kWh. Die feste Einspeisevergütung für kleine Anlagen bis 100 kW betrug im Jahr 2024 zwischen 5,68 ct/kWh und 13,40 ct/kWh, je nach Anlagengröße und Einspeisemodell.

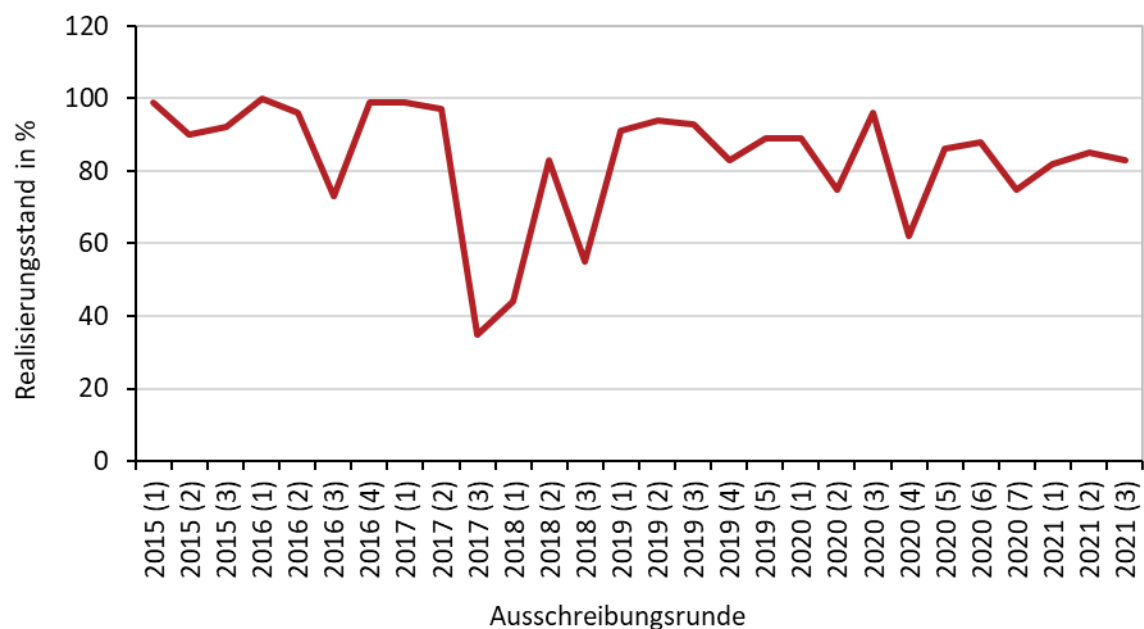
78. Die Realisierungsraten für Solaranlagen aus den Ausschreibungen des ersten Segments mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist waren in vielen Runden mit über 90 % oder sogar 100 % sehr hoch (vgl. Abbildung 3-10). In der dritten Ausschreibungsrunde 2017 und in der ersten und dritten Ausschreibungsrunde 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 PV 1. Segment

	Mrz 23	Jun 23	Nov 23	Mrz 24	Jul 24	Dez 24	Mrz 25	Jul 25
Ausgeschriebene Menge (MW)	1.950	1.644	1.611	2.231	2.148	2.148	2.625	2.266
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	2.869	4.653	5.485	4.092	4.206	4.708	3.839	2.820
Zuschlagsmenge (MW)	1.952	1.673	1.613	2.234	2.152	2.145	2.638	2.271
Deckungsrate Ausschreibungsvolumen (in %)	147	283	340	183	196	219	146	124
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	6,8	6,8
Durchschn. mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	7,03	6,47	5,17	5,11	5,05	4,76	4,66	4,84
Niedrigster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	5,29	5,39	4,44	3,62	4,5	3,88	3,99	4,00
Höchster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	7,3	6,65	5,47	5,49	5,24	9,49	4,88	6,26

Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2023; BNetzA/BKartA 2024), Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA 2025).

Abbildung 3-10: Realisierungsraten für Solaranlagen mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist nach Jahr und Ausschreibungsrunde (1. Segment)



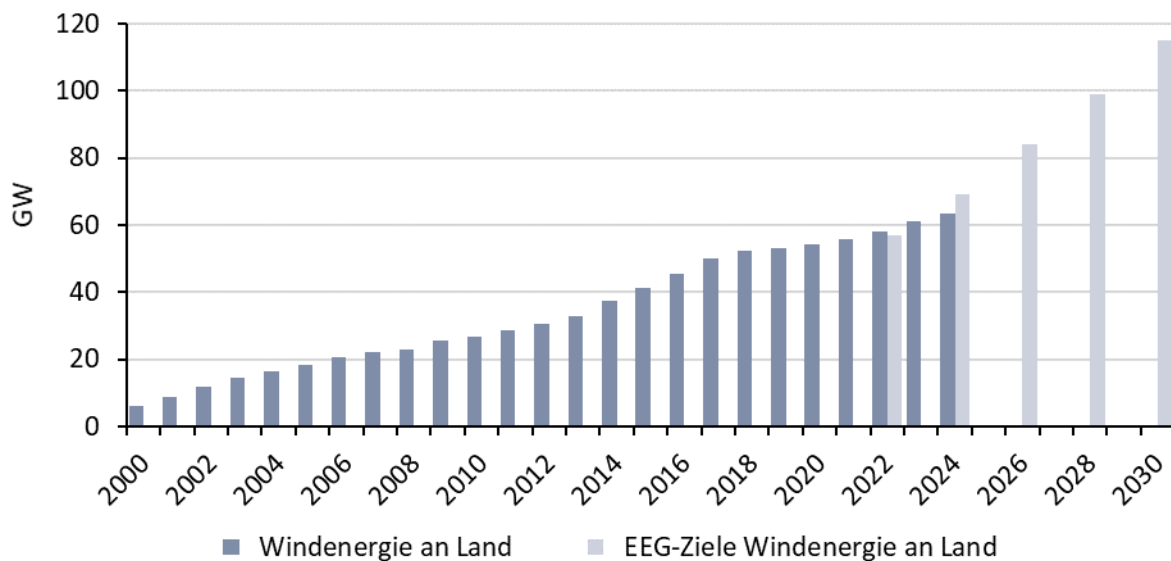
Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2022; BNetzA/BKartA 2024).

79. Die Herstellung von PV-Modulen unterliegt geopolitischen Einflüssen stark. Ein Großteil der zugebauten PV-Anlagen stammt aus chinesischer Produktion (IEA 2022). Deutsche sowie europäische Hersteller stehen unter sehr starkem Wettbewerbsdruck. Auch die unbeständige Außenhandelspolitik der USA wirkt sich ggf. negativ auf die Produktion in Europa aus. Der Blick auf die Chancen und Wettbewerbsfähigkeit der Solarindustrie ist wichtig, um Abhängigkeiten zu vermeiden und Wachstumschancen zu nutzen. Er sollte Teil einer europäischen Industriestrategie und nicht rein national orientiert sein. Es 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 (vgl. Kapitel 6.3). 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. Im Net-Zero Industry Act wird auf EU-Ebene das Ziel gesetzt, den innerhalb der EU produzierten Anteil der für die Energiewende eingesetzten Technologien zu erhöhen. Dies umfasst Technologien, Komponenten und Maschinen zur Herstellung von „Cleantech“, beispielsweise Solarmodulen, CCS / CCU und Elektrolyseuren, und soll durch bessere Rahmenbedingungen für diese Industrien erreicht werden. Der Net-Zero Industry Act trat im Mai 2024 in Kraft.

3.2.2 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land

80. Nachdem der Zubau an Kapazitäten seit 2019 stetig anstieg, wurde 2024 mit 3,3 GW brutto (2,6 GW netto nach Abzug des Rückbaus) erstmals wieder weniger Leistung zugebaut als im Vorjahr. Die insgesamt installierte Leistung betrug am Jahresende 2024 63,6 GW (vgl. Abbildung 3-11). Damit wurde das Ausbauziel von 69 GW nach § 4 EEG für 2024 um etwas mehr als 5 GW verfehlt. Um das Ausbauziel in Höhe von 115 GW für 2030 zu erreichen, müssen bis dahin noch etwa 50 GW zugebaut werden.

Abbildung 3-11: Installierte Leistung Wind an Land



Anmerkung: Ziele gemäß EEG 2021 für 2022 und gemäß EEG 2023 für zukünftige Werte Quellen: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2025), Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023; EEG 2021).

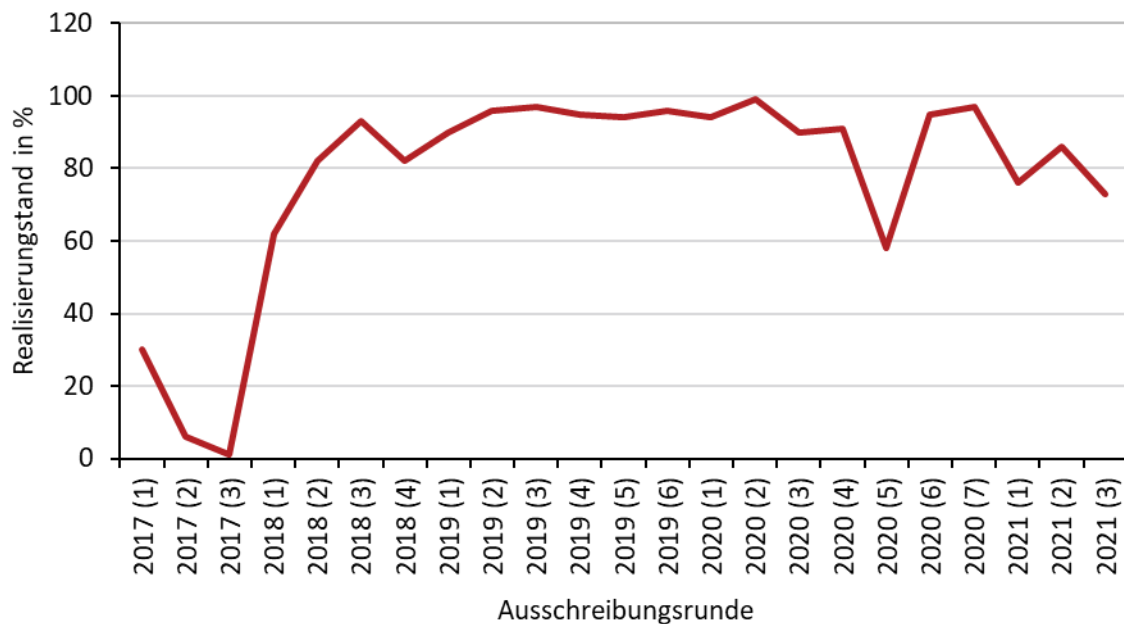
81. Seit 2017 wird der Ausbau von Windenergie an Land über Ausschreibungen gesteuert. In den letzten Jahren war dieses Instrument aber weniger erfolgreich als bei der Photovoltaik. In der ersten Hälfte des Jahres 2024 waren die ersten beiden Gebotsrunden noch unterzeichnet. Die letzten beiden Gebotsrunden im Jahr 2024 waren hingegen überzeichnet, wobei in der letzten Gebotsrunde 2024 die ausgeschriebene Menge das 1,5-fache der vorangegangenen Runde betrug. Die drei Auktionen im Jahr 2025 konnten alle vollständig bezuschlagt werden (Tabelle 3-3). Damit geht auch seit Ende 2024 ein stetig sinkender durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert einher. Im Ergebnis konnten im Jahr 2024 in Summe knapp 11 GW bezuschlagt werden und im Jahr 2025 bisher ebenfalls 11 GW. Die letzte Auktion im Jahr 2025 wurde am 03.11.2025 mit einem Ausschreibungsvolumen von 3,5 GW durchgeführt. Die Ergebnisse sind bisher (Stand: November 2025) noch nicht veröffentlicht. Insgesamt können dann im Jahr 2025 bis zu 14,5 GW bezuschlagt werden. Es ist zu erwarten, dass sich der Anstieg der Zuschläge in den nächsten Jahren auch in einen Anstieg des Zubaus übersetzen wird.

Tabelle 3-3: Ausschreibungsergebnisse Wind an Land nach EEG 2023 (in GW)

	Feb 24	Mai 24	Aug 24	Nov 24	Feb 25	Mai 25	Aug 25
Ausgeschriebene Menge (MW)	2.486	2.795	2.709	4.094	4.094	3.443	3.443
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	1.836	2.485	2.961	6.083	4.896	4.972	5.739
Zuschlagsmenge (MW)	1.795	2.379	2.724	4.098	4.094	3.447	3.448
Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35
Durchschn., mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	7,34	7,33	7,33	7,15	7,00	6,83	6,57
Niedrigster bezuschlagter Gebotswert (ct/kWh)	7,25	7,2	5,73	6,93	5,62	6,47	6,39
Höchster bezugschlagter Gebotswert (ct/kWh)	7,35	7,35	7,35	7,23	7,13	6,94	6,64

Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2024), Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA 2025).

Abbildung 3-12: Realisierungsraten für Windenergieanlagen an Land mit bereits abgelaufener Realisierungsfrist nach Ausschreibungsrunde



Quellen: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts (BNetzA/BKartA 2023; BNetzA/BKartA 2024).

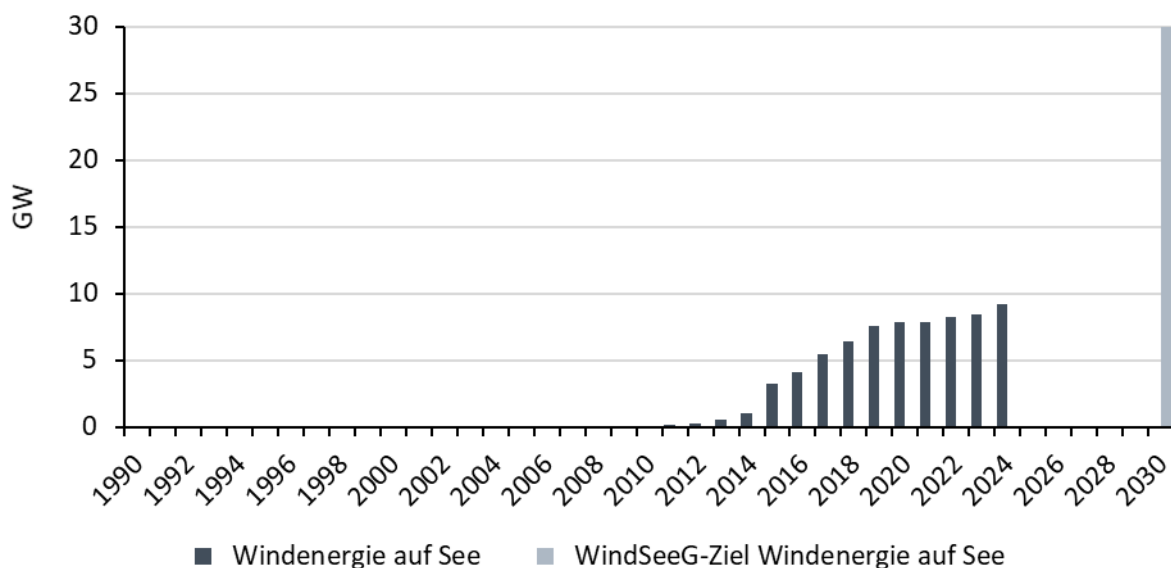
82. Die Genehmigungsdauer für Windenergieanlagen an Land ist 2024 mit 23,1 Monaten wieder auf den Wert von 2020 gefallen. Die Genehmigungsdauer ging damit um etwa 10 % bzw. 3 Monate gegenüber 2023 zurück. Für die Dauer der Verfahren ergeben sich deutliche Unterschiede zwischen den Bundesländern: Während in Bayern eine Genehmigung im Durchschnitt nach weniger als 10 Monaten erteilt wurde, liegt der Wert in Mecklenburg-Vorpommern bei über 50 Monaten (FA Wind 2025).

83. Die von der Bundesregierung festgelegten Flächenziele für den Ausbau von Windkraft an Land sind ein wichtiger Grundlagenfaktor zur Ermöglichung des flächendeckenden Ausbaus. Dieser sollte nicht grundlegend verändert werden, da eine Veränderung den kosteneffizienten EE-Ausbau und die damit einhergehende Infrastrukturplanung gefährden würde.

3.2.3 Kapazitätsausbau und Ausschreibungsergebnisse für Windenergie auf See

84. Bei der Windenergie auf See wurde im Jahr 2024 mit 742 MW deutlich mehr Leistung zugebaut als im Jahr zuvor (257 MW). Gemessen am Rekordzubau im Jahr 2015 mit 2,3 GW war die Ausbaurrate im vergangenen Jahr jedoch gering. Die gesamte installierte Leistung betrug am Jahresende 9,2 GW (vgl. Abbildung 3-13). Das Ziel des WindSeeG einer installierten Leistung von 30 GW im Jahr 2030 ist somit noch weit von der Erreichung entfernt.

Abbildung 3-13: Installierte Leistung Windenergie auf See



Anmerkung: Ziel nach WindSeeG. Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2025).

85. Auch der Ausbau der Windenergie auf See wird über Ausschreibungen gesteuert. Die Ausschreibungen werden nach Flächentyp unterschieden: zentral voruntersuchte Flächen werden vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie auf ihre Eignung für Windkraft geprüft, bei nicht zentral voruntersuchten Flächen müssen Bieter die Eignung selbst prüfen. Seit dem Jahr 2023 werden Mengen für nicht zentral voruntersuchte Flächen erstmals durch ein mehrstufiges Gebotsverfahren ausgeschrieben, um die Zahlungsbereitschaft für Ausbauf Flächen zu ermitteln. 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. Für zentral voruntersuchte Flächen wurde ein Gebotsverfahren mit qualitativen Kriterien durchgeführt. Die Kriterien sind der Beitrag zur Dekarbonisierung des Ausbaus der Windenergie auf See, die eingesetzte Gründungstechnologie sowie der Beitrag zur Fachkräftesicherung. Der Zuschlagsempfänger trägt die Kosten der Voruntersuchung.

86. In den Jahren 2023 und 2024 wurden alle ausgeschriebenen Mengen (2023: 8,5 GW; 2024: 8 GW) bezuschlagt. Damit liegen die Ausschreibungsmengen im Rahmen der Vorgaben aus dem EEG (2023 und 2024: 8 bis 9 GW, 2025 und 2026: 3 bis 5 GW, ab 2027 jährlich 4 GW). In Tabelle 3-4 sind die Ausschreibungsergebnisse der Gebotsrunden aus den Jahren 2024 und 2025 dargestellt. Für die ausgeschriebenen, nicht zentral voruntersuchten Flächen wurde im Jahr 2025 eine Netzanschlusskapazität von 1 GW bezuschlagt. Der bezuschlagte Gebotswert im Jahr 2025 ist mit 180 Mio. €/GW signifikant niedriger als im Vorjahr (vgl. Tabelle 3-4), als er mehr als 1 Mrd. €/GW betrug. Die Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen im Jahr 2025 (2,5 GW) blieben ohne Gebot. Außerdem sind Verzögerungen bei den Offshore-Netzanschlüssen zu erwarten, so dass im Ergebnis das Ziel von 2030 erst mit einigen Jahren Verzögerung realistisch erreichbar ist (Übertragungsnetzbetreiber 2025a).

87. Die aktuellen Auktionsergebnisse zeigen, dass es zunehmend schwieriger wird, Offshore-Windenergieanlagen ohne staatliche Flankierung zu realisieren. Die Hintergründe dafür sind vielfältig: Abschattungseffekte vermindern die Erträge neuer Windparks, Merit-Order-Effekte senken die Erlöse. Zudem sind die Kostenreduktionen für neue Offshore-Windparks gering und die Vorgaben für die Überbauung komplex. Insbesondere verlieren Power Purchase Agreements (PPAs) durch anhaltende Zeiträume mit sehr niedrigen bis negativen Strompreisen an Attraktivität. In der Folge wird sich in den nächsten Jahren die Frage stellen, wie das Ausschreibungsdesign insbesondere für die zentral voruntersuchten Flächen überarbeitet werden kann, um Investitionsrisiken zu begrenzen (BWO 2025).

Tabelle 3-4: Ausschreibungsergebnisse Windenergie auf See für 2024

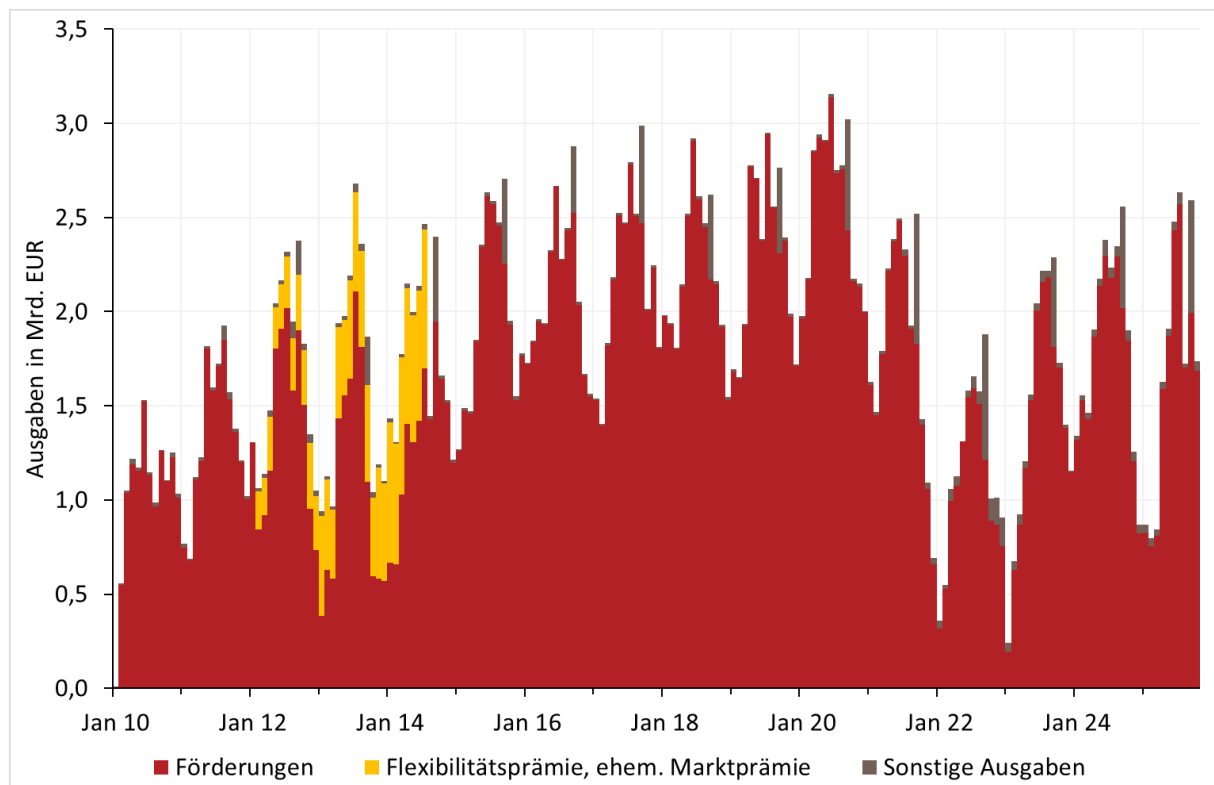
Fläche	BK6-24-002	BK6-24-003	BK6-24-004	BK6-24-006	BK6-24-007	BK6-25-007
Zentral voruntersucht?	ja	ja	ja	nein	nein	nein
Bezuschlagte Menge (MW)	2.000	2.000	1.500	1.500	1.000	1.000
Bezuschlagter Gebotswert (zweite Gebotskomponente, Mio. €/MW)	k.A.	k.A.	k.A.	1,305	1,065	0,18

Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA/BKartA 2024), Ausschreibungsergebnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA 2025).

3.2.4 Förderung der erneuerbaren Energien und Stand des EEG-Kontos

88. Die finanzielle Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung gemäß EEG und weiteren Gesetzen sowie Verordnungen wird durch die Übertragungsnetzbetreiber abgewickelt und dokumentiert. Abbildung 3-14 zeigt die monatlichen Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die Förderung und für verschiedene Aufgaben im Rahmen der Vermarktung und Abwicklung. Die darin ausgewiesenen Förderungen umfassen Marktprämie, Einspeisevergütungen sowie weitere Instrumente, z. B. die Flexibilitätsprämie (für Biomassekraftwerke; nur bis 2014 explizit ausgewiesen) oder den Mieterstromzuschlag. Die Ausschläge bei sonstigen Ausgaben in den Monaten August und September sind auf Rückzahlungen aus Jahresendabrechnungen des jeweils vorangegangenen Kalenderjahrs zurückzuführen. Die Summe der Förderungen und Prämien von 2010 bis August 2025 beträgt 330 Mrd. Euro, mit einem jährlichen Höchstwert von 30 Mrd. Euro im Jahr 2020 (2023: 16,8 Mrd. Euro, 2024: 20,94).

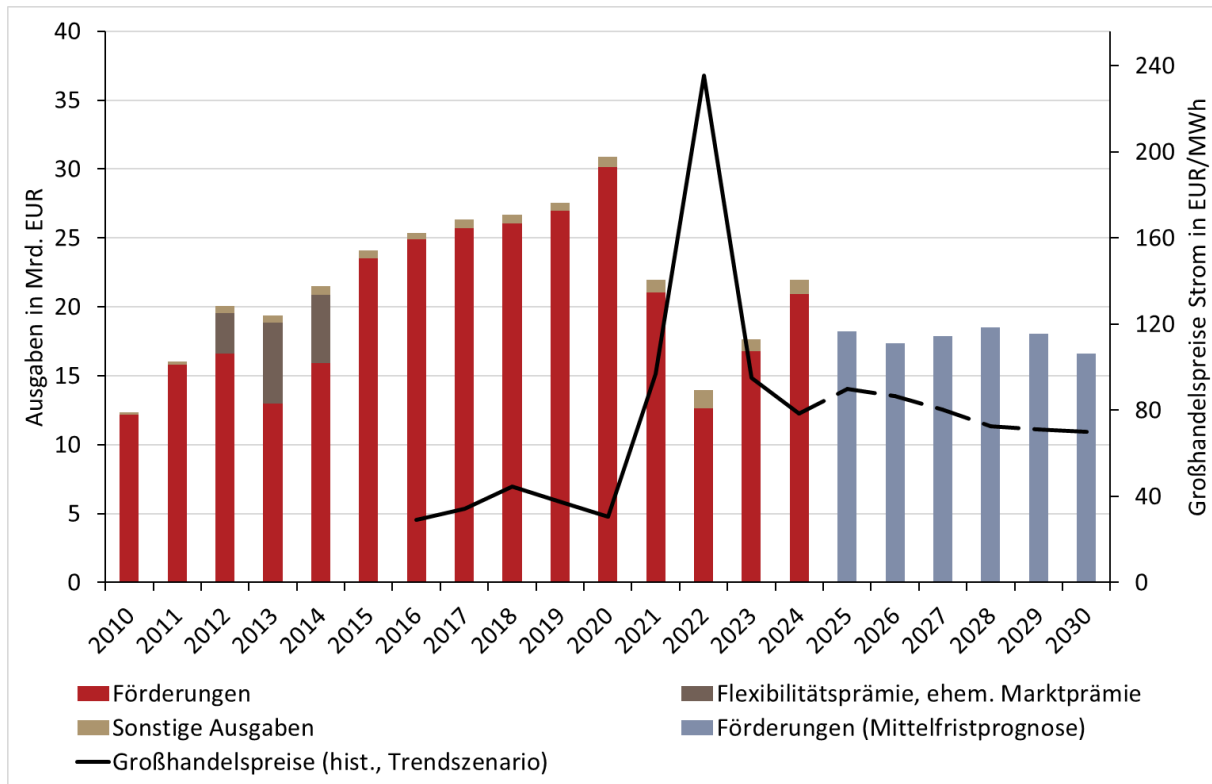
Abbildung 3-14: Monatliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

89. 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 2030. Die tatsächlichen und prognostizierte Auszahlungen stehen in einem direkten Zusammenhang mit den Stromgroßhandelspreisen: Je niedriger die Strompreise, desto höher ist der im Rahmen der Marktprämie geförderte Differenzbetrag zum anzulegenden Wert. Die Mittelfristprognose 2025 (siehe Abbildung 3-15) geht von tendenziell sinkenden Strompreisen aus. Gegenüber der letztjährigen Mittelfristprognose sind die prognostizierten Fördervolumina spürbar niedriger, bei leicht höheren Strompreisen im Trendszenario. Für 2025 werden insgesamt Auszahlungen von 18,2 Mrd. Euro an Anlagenbetreiber erwartet. Bis einschließlich Oktober 2025 beliefen sich diese auf 16,2 Mrd. Euro, sodass die Prognose eingehalten werden könnte (Zahlungen im November und Dezember sind üblicherweise geringer als im Jahresdurchschnitt).

Abbildung 3-15: Jährliche Ausgaben im Rahmen des EEG-Kontos, Stromgroßhandelspreise und Mittelfristprognose der Förderungen und Preise

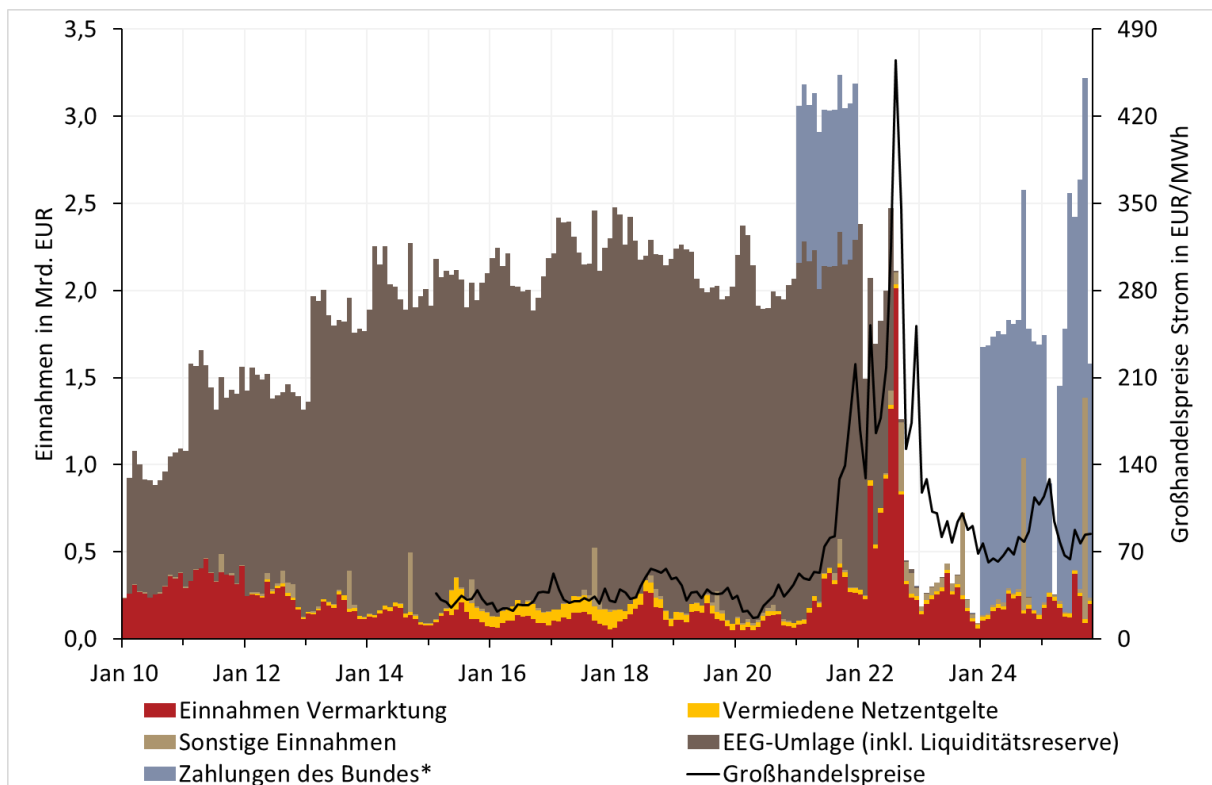


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

90. Die Einnahmenseite aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist in Abbildung 3-16 dargestellt. Hier dominierte bis 2022 die EEG-Umlage. Seit 2024 übernehmen die Zahlungen des Bundes die Finanzierung der EEG-Differenzkosten, d.h. der Kosten nach Abzug der Einnahmen aus der Vermarktung der geförderten EEG-Mengen. Letztere stiegen während der Energiekrise aufgrund hoher Strompreise stark an. Nach einem Höchststand im August 2022 gingen die Vermarktungseinnahmen wieder zurück, wobei der Rückgang deutlich stärker war als jener bei den Großhandelspreisen. Dies deutet darauf hin, dass die Marktwerte der geförderten Einspeisungen in der Zwischenzeit gesunken sind. Dies zeigt sich auch in der Darstellung der relativen Marktwerte für Wind- und Photovoltaikstrom (vgl. Abbildung 3-18 und Abbildung 3-19).

91. 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. Die Summe der EEG-Umlagen und Zahlungen des Bundes von 2010 bis Oktober 2025 betrug 292 Mrd. Euro. Dies zusammen mit den Vermarktungserlösen von 41 Mrd. Euro ergibt zusammen den gleichen Betrag wie die Summe der Förderungen und Prämien.

Abbildung 3-16: Monatliche Einnahmen im Rahmen des EEG-Kontos

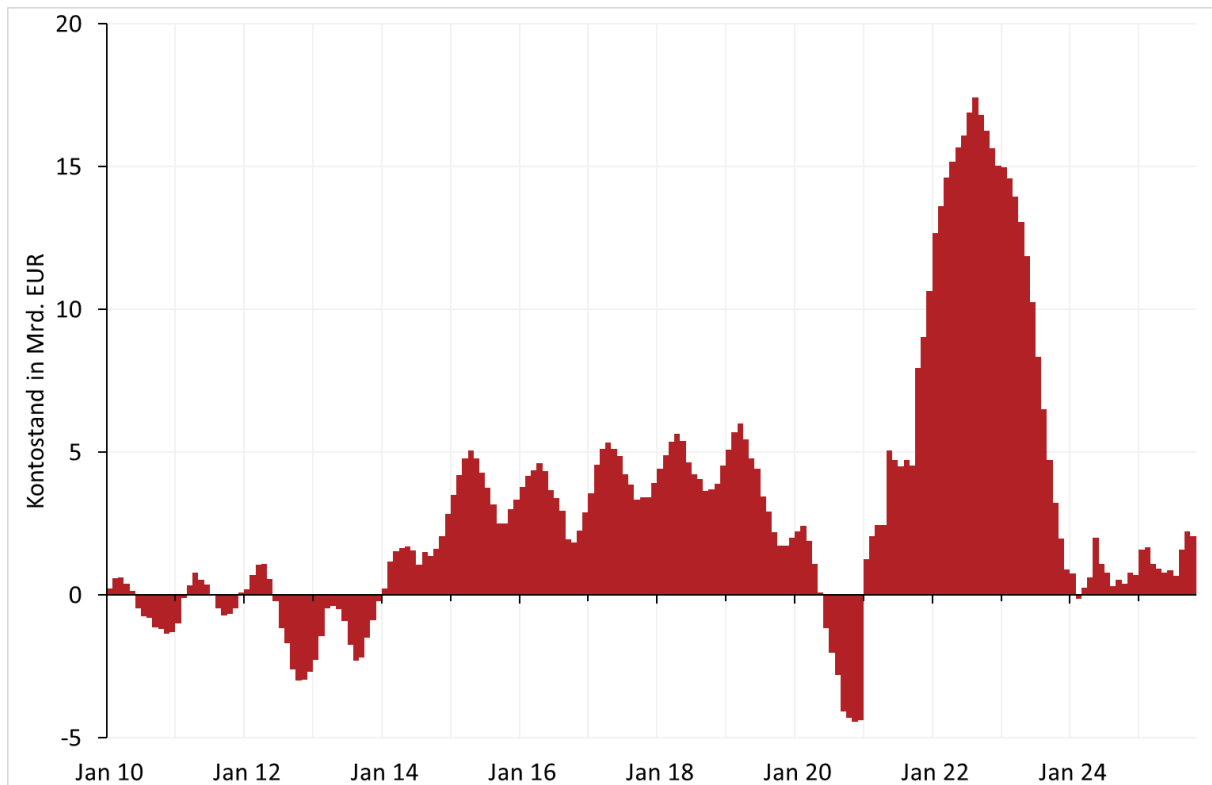


Anmerkung: *Zahlungen des Bundes in den Jahren 2021 und 2024 schwankten stark zwischen den Monaten und wurden für die verbesserte Darstellung in durchschnittliche monatliche Zahlungen für das gleiche Jahr umgerechnet. In 2025 sind die Werte monatlich nach tatsächlicher Zahlung abgebildet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber über Netztransparenz.de.

92. Die Übersicht über die monatlichen Kontostände im EEG-Konto wird in Abbildung 3-17 gegeben. Durch Zahlungen während der Corona-Krise und durch hohe Einnahmen aus der Vermarktung während der Energiepreiskrise gelangte das Konto ab 2021 deutlich ins Plus. Der Kontostand schmolz dann mit der Abschaffung der EEG-Umlage im Jahr 2022 wieder ab, sodass erst ab 2024 Zahlungen des Bundes als Ersatz der EEG-Umlage nötig wurden.

Abbildung 3-17: Monatlicher Kontostand des EEG-Kontos

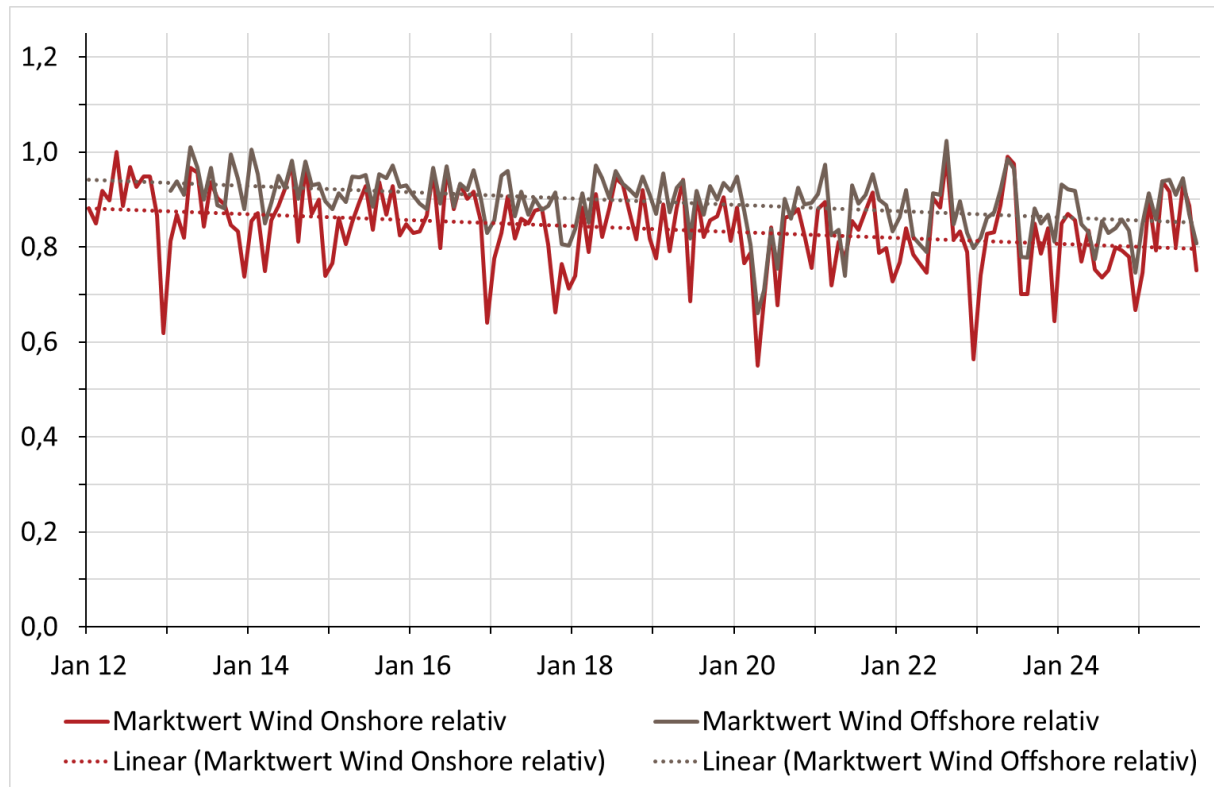


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber Netztransparenz.de.

3.2.5 Marktwerte der erneuerbaren Energien

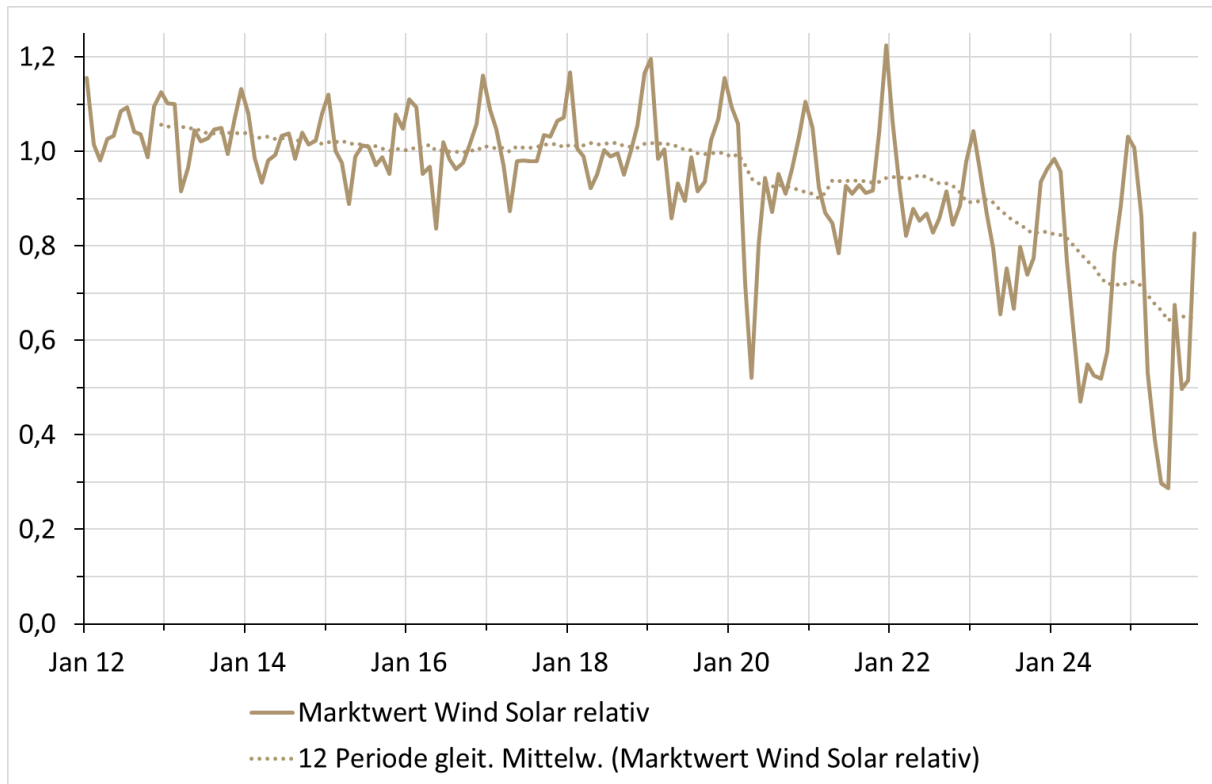
93. Aufgrund der Gleichzeitigkeit der Erzeugung im Verlauf des Ausbaus der erneuerbaren Energien nehmen die Marktwerte für die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik tendenziell ab (Kannibalisierungseffekt). Neben den absoluten Marktwerten ist der jeweilige relative Wert im Verhältnis zum EPEX-Spotpreis besonders interessant. Diese sind im Zeitverlauf für Winderzeugung in Abbildung 3-18 und für Photovoltaikstrom in Abbildung 3-19 dargestellt. In beiden Darstellungen sind sinkende relative Marktwerte zu erkennen. Dies ist für die Photovoltaik besonders ausgeprägt, da dort die Gleichzeitigkeit der Erzeugung deutlich höher ist. Zur Mittagszeit wird aufgrund der hohen PV-Erzeugung die Residuallast mittlerweile häufig negativ, was zu sehr niedrigen oder sogar negativen Strompreisen führt.

Abbildung 3-18: Marktwerte für Strom aus Windkraftanlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber Netztransparenz.de.

Abbildung 3-19: Marktwerte für Strom aus Solaranlagen relativ zum Preis für Stundenkontrakte (EPEX Spot, Monatsmittelwerte)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber Netztransparenz.de.

3.3 Kohleausstieg

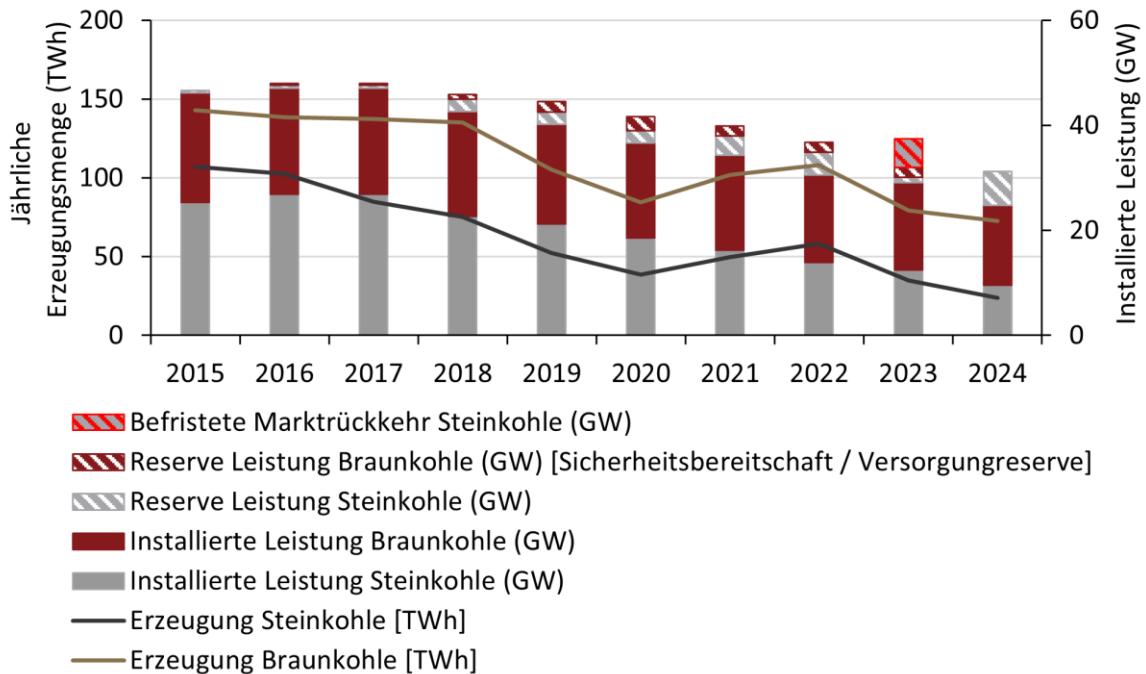
3.3.1 Aktueller Stand des Kohleausstiegs

94. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland ist bis spätestens 2038 zu realisieren. Die gesetzliche Grundlage dazu bildet das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG). In den letzten Jahren hatte Kohleverstromung einen signifikanten, jedoch deutlich sinkenden Anteil an der realisierten Gesamtstromerzeugung in Deutschland. So machte die Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekapazitäten im Jahr 2023 noch einen Anteil von 26 % an der Gesamterzeugung aus und sank im Jahr 2024 auf 22 %. Damit ist die Erzeugung aus Stein- und Braunkohle im Jahr 2024 um 61 % gegenüber dem Jahr 2015 zurückgegangen. Auch die installierte Erzeugungsleistung der Kohlekraftwerke, die am Markt teilnehmen, zeigt eine rückläufige Entwicklung auf. So hat sich die installierte Leistung dieser Kraftwerke von 46,19 GW im Jahr 2015 auf 29,16 GW im Jahr 2023 und 24,81 GW im Jahr 2024 reduziert. Dies entspricht einem Rückgang von 37 % bzw. von 46 %.

95. Vorübergehend konnte eine stärkere Nutzung von Kohlekraftwerken im Vergleich zum vorherigen Trend beobachtet werden. Ein Grund dafür sind u.a. die 2022 beobachteten hohen Gaspreise im Zuge der Energiekrise. Dabei wurden Kohlekraftwerke als regelbare Kraftwerkskapazitäten zur Ausweitung des Stromangebots eingesetzt, um Erdgas zu sparen. Diese Kohlekraftwerke wurden vorübergehend als Teil der Krisenmaßnahmen zur Vergrößerung des Stromangebots genutzt, da diese ohne Verzögerung zur Stromerzeugung herangezogen werden konnten. Zwischenzeitlich stieg somit deren Anteil an der Gesamtstromerzeugung in den Jahren 2021 (27 %) und 2022 (31 %) im Vergleich zu den Vorjahren an. Nach diesem zwischenzeitlichen Anstieg der Kohleverstromung während der Energiekrise sind sowohl die gesamte Erzeugungsmenge als auch die installierten Kapazitäten wieder rückläufig. Dies ist in Abbildung 3-20 zu sehen. Gründe für den signifikant sinkenden Anteil der Kohleverstromung an der gesamten Stromerzeugung sind u.a. der ambitionierte Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, die durch den europäischen EU-Emissionshandel veränderten Kostenstrukturen sowie die Stilllegung von Kohlekraftwerken. Perspektivisch müssen die aktuell genutzten Kohlekapazitäten durch zusätzliche regelbare Kraftwerkskapazität sowie die sinnvollere Einbindung von Flexibilitäten ersetzt werden, um den Kohleausstieg zu realisieren. Je schneller dies gelingt, desto besser sind die Aussichten auf einen möglichen vorgezogenen Kohleausstieg.

96. Für die Beschleunigung des Kohleausstiegs auf das Jahr 2035 ist im Rahmen des §47 KVBG eine gesetzliche Grundlage enthalten. Eine umfassende Überprüfung dazu ist für die Jahre 2022, 2026, 2029 und 2032 angesetzt, wobei der für das Jahr 2022 vorgesehene Überprüfungsbericht noch nicht vorgelegt wurde. Im Koalitionsvertrag ist festgehalten, dass der ausstehende Bericht unverzüglich vorgelegt werden soll. Ein Kohleausstieg bis zum Jahr 2030, wie ihn die Vorgängerregierung in Ihrem Koalitionsvertrag anstrebte (siehe SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP 2021), wurde im neuen Koalitionsvertrag nicht als explizites Ziel angegeben.

Abbildung 3-20: Erzeugung und installierte Leistung von Kohlekraftwerken in Deutschland von 2015 bis 2024



Quelle: Daten von AGEb (2024), eigene Darstellung.

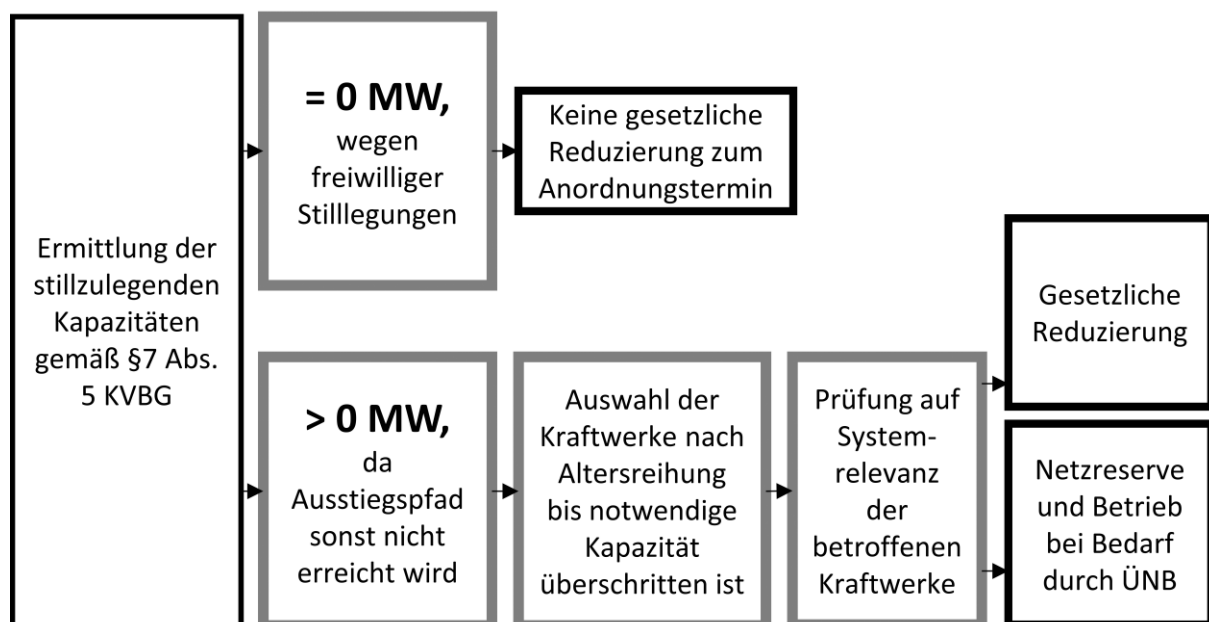
97. Aufgrund des langsam verlaufenden Netz- und Infrastrukturausbaus sowie des schleppenden Zubaus steuerbarer Kapazitäten (z.B. an Gaskraftwerken) ist offen, in welchem Umfang sich der Kohleausstieg im Rahmen weiterhin hoher Standards der Versorgungssicherheit bzw. der Systemsicherheit ohne massive Begleitmaßnahmen (Überführung von Kohlekraftwerken in relativ hoch vergütete Reserven etc.) vollziehen könnte. Dies gilt sowohl für ordnungsrechtliche wie auch und besonders für marktgetriebene Stilllegungen (vgl. Abschnitt 3.3.4).

98. Das KVbG schreibt konkrete Zielniveaus für die installierten Kapazitäten der Kohlekraftwerke für verschiedene Jahre vor. Zu diesen Zeitpunkten müssen die installierten Kapazitäten an Stein- und Braunkohlekraftwerken den Zielniveaus entsprechen. Der Stilllegungspfad ist dabei auf das Jahr 2038 ausgerichtet. Im Jahr 2015 betrug die installierte Leistung der Kohlekraftwerke, die am Markt teilnehmen, noch 46 GW. Bis Ende 2024 wurde die installierte Leistung auf nur noch 25 GW gesenkt. Dies entspricht einem Rückgang von 46 %. Bisher wurden insbesondere Steinkohlekraftwerke stillgelegt (15 GW seit 2015).

99. Als weitere Zielsetzungen sind u.a. die Marke von 17 GW zum 01. April 2030 (davon 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle) und der vollständige Kohleausstieg zum 31.12.2038 formuliert. In den Jahren zwischen diesen Zieldaten sinkt das Zielniveau für installierte Leistung an Kohlekraftwerken gleichmäßig. Dabei ist das Zielniveau für verbleibende Steinkohlekraftwerkskapazitäten als Differenz zwischen dem Zielniveau für Kohlekraftwerke gesamt und den verbleibenden Kapazitäten an Braunkohlekraftwerken festgelegt. Das wird in Abbildung 3-23 dargestellt.

100. Werden nach §7 Abs. 5 KVBG nicht ausreichend Steinkohle- und kleinere Braunkohlekapazitäten stillgelegt, ist die gesetzliche Reduzierung anzuwenden. Dabei handelt es sich um eine ordnungsrechtliche Stilllegung. Das Vorgehen dazu ist in Abbildung 3-21 dargestellt. Nach Festlegung der stillzulegenden Kapazitäten werden entsprechend Kraftwerke nach Altersreihung ausgewählt, bis die errechnete Kapazität überschritten ist. Sollten die betroffenen Kraftwerke in einer Prüfung durch den ÜNB als systemrelevant eingestuft werden, so werden sie in die Netzreserve überführt, nehmen allerdings nicht mehr am Strommarkt teil.

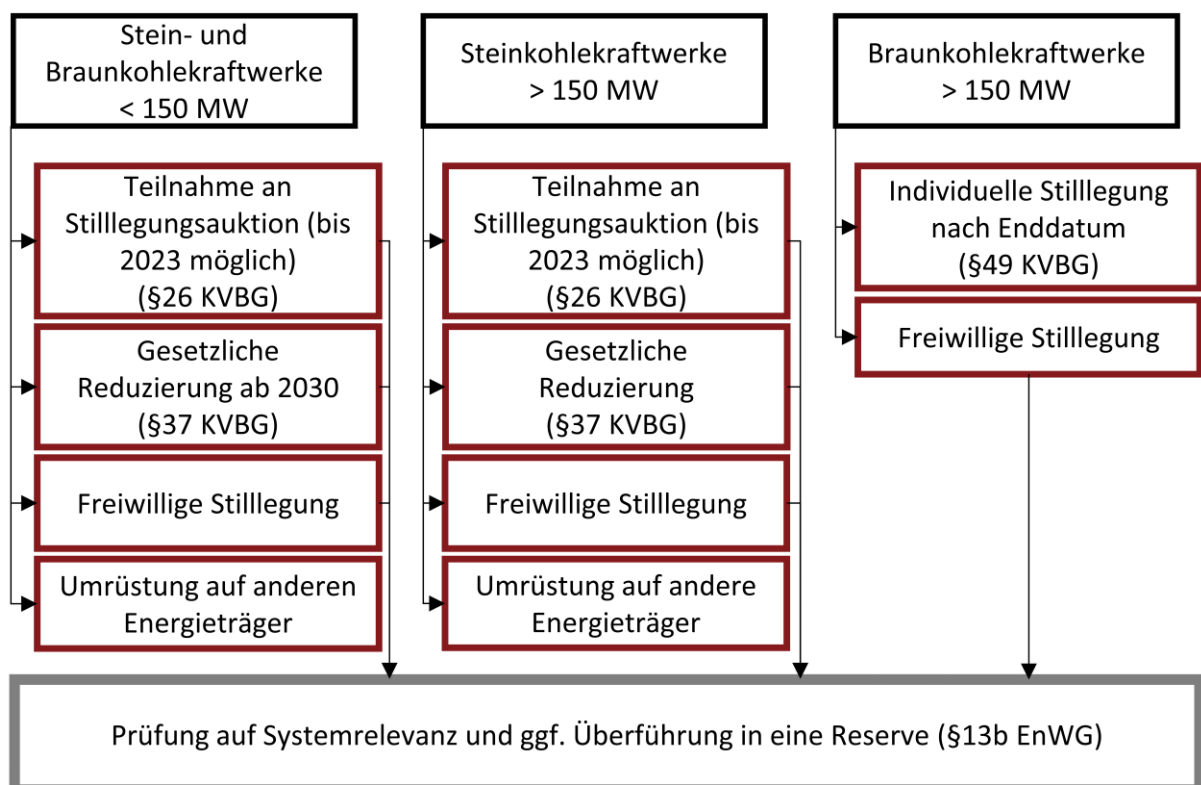
Abbildung 3-21: Gesetzliche Reduzierung von Kraftwerkskapazität



Quelle: KVBG, eigene Darstellung.

101. Trotz der konkreten Zielniveaus des KVBG ist es auch möglich, einzelne Kapazitäten über eine freiwillige Stilllegung früher stillzulegen und somit die gesetzlichen Zielniveaus früher zu erreichen. Hintergrund könnte eine marktgetriebene Stilllegung aufgrund der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sein, was sich wiederum auf die Reservevorhaltung und den Zubau von regelbaren Kraftwerkskapazitäten auswirkt, vgl. Kapitel 6.1. Neben den gesetzlichen Regelungen wie den bereits absolvierten Stilllegungsauktionen für Kompensationszahlungen oder der bereits beschriebenen gesetzlichen Reduzierung, welche nach §51 KVBG ein Kohleverstromungsverbot nach sich ziehen, bestehen somit noch die Möglichkeiten einer Umrüstung auf andere Energieträger oder einer freiwilligen Stilllegung. Diese Möglichkeiten gelten für Steinkohlekraftwerke sowie kleinere Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Leistung kleiner als 150 MW. Größere Braunkohlekraftwerke haben nach §49 KVBG eine individuelle Stilllegung mit einem Enddatum des Betriebs. Auch größere Braunkohlekraftwerke haben die Möglichkeit einer freiwilligen Stilllegung. Diese Möglichkeiten sind in Abbildung 3-22 dargestellt. Bei einer möglichen Stilllegung folgt nach §13b Abs. 2 EnWG eine Prüfung des Kraftwerks auf Systemrelevanz durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber.

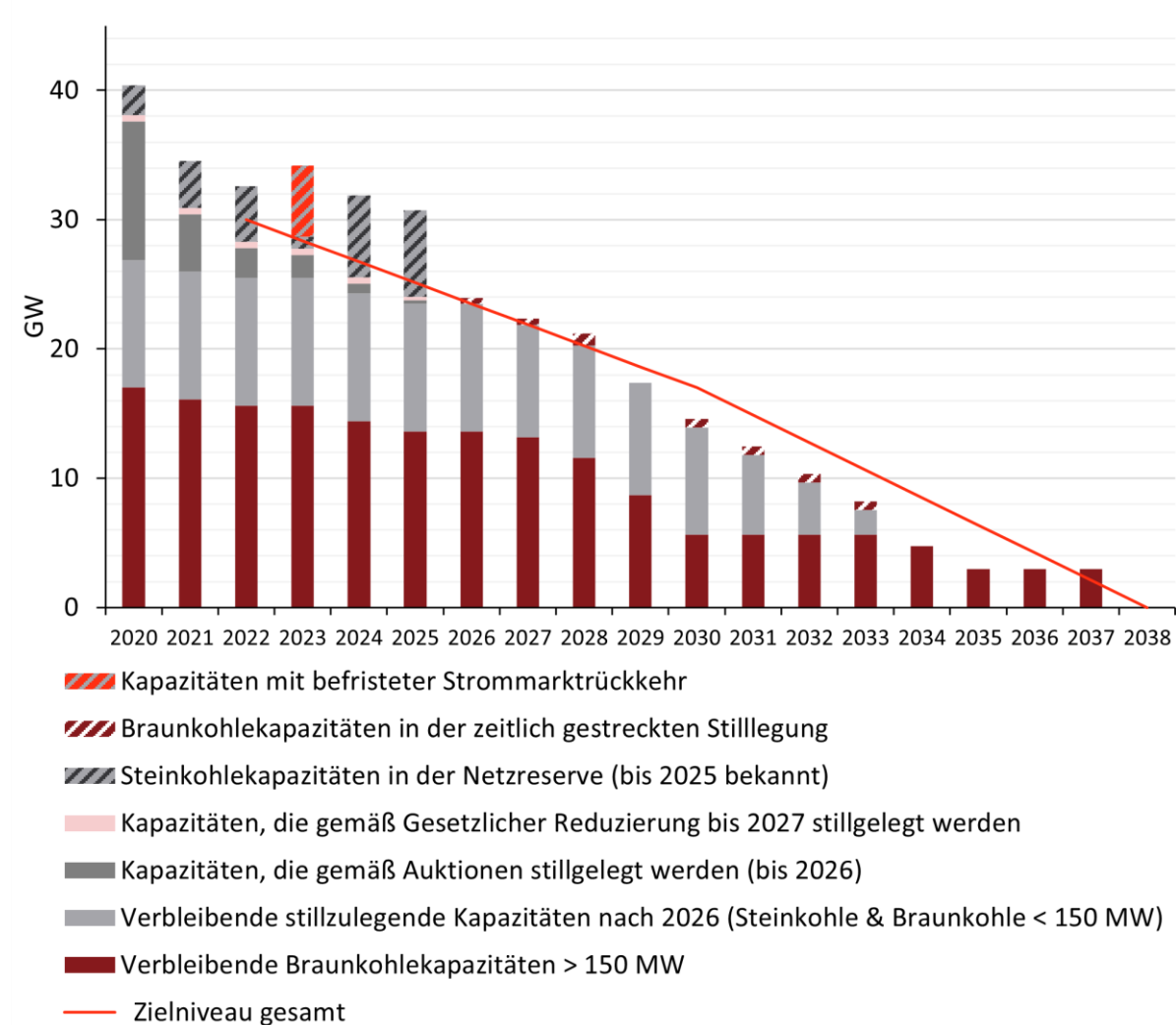
Abbildung 3-22: Gesetzliche Möglichkeiten zur Stilllegung von Kohlekraftwerken



Quelle: KVBG, eigene Darstellung.

102. Der gesetzliche Ausstiegspfad für den Kohleausstieg in Deutschland ist in Abbildung 3-23 zu sehen. Hier wird die verbliebene Nennleistung je nach Technologie in den Jahren bis 2038 dargestellt, wobei die beschriebenen Entwicklungen bis 2027 bereits berücksichtigt sind. In den darauffolgenden Jahren 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). Die bereits abgelaufenen Krisenmaßnahmen haben den Zielpfad für den Kohleausstieg nach KVBG im Kern nicht verändert. Neben der Befolgung des Zielpfades werden Kraftwerkskapazitäten entsprechend der bereits beschriebenen Möglichkeiten zunehmend in die Netzreserve verschoben, was zu einem Anstieg der außerhalb des Marktes betriebenen Kapazität geführt hat. Die aktuelle Situation der Reserven wird im Folgenden genauer betrachtet.

Abbildung 3-23: Gesetzlicher Kohleausstiegspfad



Quelle: KVBG (für die Braunkohlekraftwerke und das Zielniveau), BNetzA (2025), BNetzA (2023).

3.3.2 Kohlekraftwerke in Reserven

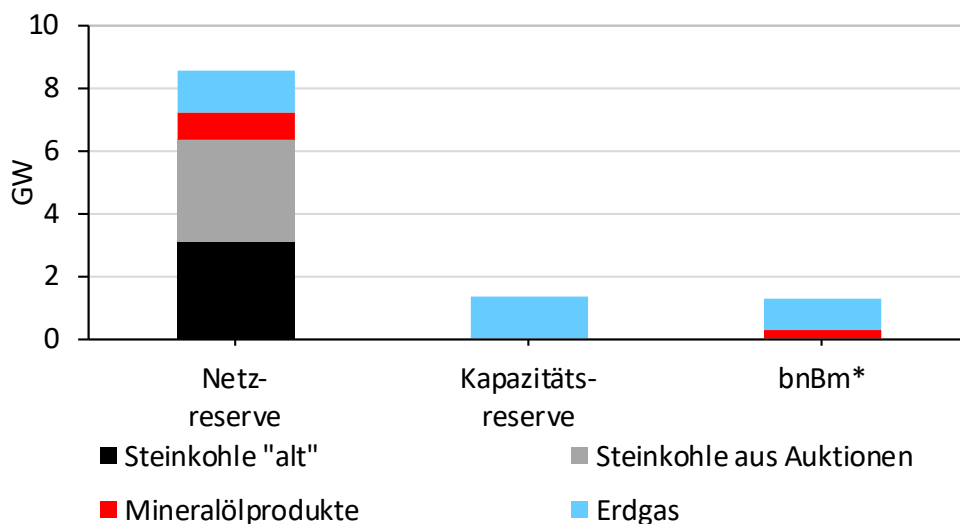
103. Wenn Kohlekraftwerke stillgelegt werden, sieht das KVBG wie erwähnt einen Prüfprozess vor, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Einschlägig sind hier für die Steinkohlekraftwerke der § 26 KVBG im Falle von Ausschreibungen und § 37 KVBG, wenn die gesetzliche Reduzierung zur Anwendung kommt. Für große Braunkohlekraftwerke sind entsprechende Regelungen im § 42 Absatz 2 KVBG enthalten.

104. Im Grundsatz wird bei der Stilllegung von Kohlekraftwerken basierend nach § 13b EnWG geprüft, ob die stillzulegende Anlage systemrelevant ist. Die Prüfung erfolgt durch den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und wird nach § 13b Absatz 5 EnWG durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Wenn Steinkohlekraftwerke systemrelevant sind, werden sie in die Netzreserve überführt. § 13c EnWG regelt die entsprechende Vergütung der Anlagen in der Netzreserve. In der Netzreserve erfolgt ein Kraftwerkseinsatz nur durch Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber, wenn die marktlichen Alternativen ausgeschöpft sind.

105. Diese Prüfung erfolgt bei großen Braunkohlekraftwerken nur, wenn die Stilllegung vorzeitig erfolgen soll, also früher als in Anlage 2 KVBG vorgesehen (§ 42 Absatz 2 KVBG). Ist eine zeitlich gestreckte Stilllegung für das Kraftwerk vorgesehen, kann diese lediglich vorgezogen werden. Für Steinkohlekraftwerke enthält § 37 KVBG eine analog ausgestaltete Regelung.

106. Die folgende Abbildung 3-24 zeigt den Umfang, in dem in einer Stilllegungsauktion erfolgreiche Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve überführt wurden. Diese Kraftwerke repräsentierten im Jahr 2024 bereits knapp über die Hälfte der Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve. Während insbesondere in den ersten Jahren stillgelegte Steinkohlekraftwerke aus Norddeutschland nicht in die Netzreserve überführt wurden, wurden im Jahr 2024 deutlich mehr stillgelegte Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve überführt.

Abbildung 3-24: Reserven im deutschen Stromsystem 2024



Anmerkung: * bnBm = besondere netztechnische Betriebsmittel.

Quelle: Kraftwerksliste 2024 der Bundesnetzagentur.

Abbildung 3-25: 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 2025 der BNetzA.

107. Nach dem Auslaufen der Sicherheitsbereitschaft sind aktuell keine Braunkohlekraftwerke in Reserven gebunden. Mit der „Zeitlich gestreckten Stilllegung“ findet jedoch ein ähnliches Konzept ab Anfang 2026 wieder Anwendung, wenn der Kraftwerksblock Jänschwalde D in die „Zeitlich gestreckte Stilllegung“ überführt wird. Anfang 2028 wird auch der Kraftwerksblock Jänschwalde C in die „Zeitlich gestreckte Stilllegung“ überführt. Im Kontext dieser werden Kraftwerke nicht mehr im Markt betrieben, sondern können für Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber nach Maßgabe des § 1 Abs. 6 der Elektrizitätssicherungsverordnung (EltSV) genutzt werden. Dabei erfolgt der Einsatz von Braunkohleanlagen in der „Zeitlich gestreckten Stilllegung“ durch die Übertragungsnetzbetreiber lediglich nachrangig zu anderen geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, soweit diese zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ausreichend sind (§50 Abs. 2 KVBG), d.h. nach dem Einsatz der verfügbaren Reserven. Beide angesprochenen Blöcke werden zum Ende 2028 endgültig stillgelegt.

108. Außerdem sieht das KVBG ab dem Jahr 2030 noch umfangreiche Optionen für einen Reservebetrieb von Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier mit einem Umfang von bis zu 3,6 GW vor. Dies umfasst zum einen eine „Zeitlich gestreckten Stilllegung“ für einen Block im Kraftwerk Niederaußem (Block G oder H) für 4 Jahre ab dem 01.01.2030 und zum anderen eine noch auszugestaltende Reserve für die Blöcke Niederaußem K, BoA 2 und BoA 3 (§ 47 KVBG). Im Rahmen der Evaluation des Kohleausstiegs im Jahr 2026 soll überprüft werden, ob dieser Reservebetrieb sinnvoll ist.

109. Die Expertenkommission beobachtet, dass durch die verschiedenen Reserven ein unübersichtliches und teilweise inkonsistentes System der Kapazitätssicherung entstanden ist, durch das erhebliche Kosten entstehen, welche wiederum über Netzentgelte umgelegt werden müssen. Die Vorhaltekosten für Kapazitäten als Teil des Engpassmanagements liegen diesbezüglich für das Jahr 2025 bereits bei prognostizierten 870 Mio. Euro (BNetzA 2024). Die Grundlagen dieser Kapazitätssicherung sind dabei in verschiedenen rechtlichen Gesetzen und Verordnungen geregelt (z.B. im KVBG, EnWG), welche nicht konsistent aufeinander abgestimmt sind. Somit sind teilweise Redundanzen entstanden, wie eine unklare Aufteilung von Kapazitäten in Netz- und Kapazitätsreserve, welche zudem unter unterschiedlichen Vergütungsmechanismen betrieben werden. Vor diesem Hintergrund sollte ein Auslaufen der Reservevorhaltungen angestrebt werden. Eine konsistente Bewertung und Weiterentwicklung der aktuellen Reserveinstrumente setzt jedoch voraus, dass zunächst eine Grundsatzentscheidung über die Ausgestaltung eines zukünftigen Kapazitätsmechanismus getroffen wird (vgl. Kapitel 6.1). Nur durch eine rechtzeitige Identifizierung und Ankündigung eines kohärenten Regulierungsrahmens lässt sich sicherstellen, dass Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet bleibt und gleichzeitig die Effizienz des Gesamtsystems nicht durch parallele Strukturen beeinträchtigt wird.

110. Im Koalitionsvertrag der aktuellen Regierung wird eine stärkere Einbindung von Reserven in den Strommarkt vorgesehen (CDU, CSU, SPD 2025). Kraftwerke, die sich in einer Reserve befinden und entsprechend mit einer Vergütung der Kapazitätsvorhaltung finanziert sind, sollen künftig nicht nur zur Lösung von Versorgungsengpässen, sondern auch zur Stabilisierung des Strompreises eingesetzt werden. Ein solcher Ansatz ist nach Auffassung der Expertenkommission jedoch außerordentlich kritisch zu bewerten:

- Kraftwerken, die am Markt teilnehmen und nicht Teil einer Reserve sind, werden Erlösmöglichkeiten über Preisspitzen entzogen. Gleichzeitig wird der notwendige Zubau neuer, flexibler Gaskraftwerke erschwert, da durch die Begrenzung von Preisen die Deckungsbeiträge für Investitionen in diese Technologien eingeschränkt werden.
- Durch fehlende Investitionen in steuerbare Kapazitäten wird gleichzeitig der Bedarf an einer stärkeren Vorhaltung von Kapazitäten außerhalb des Marktes erhöht, was zu zusätzlichen Kosten für die Reservevorhaltung führt, und die Systemkosten steigen lässt.

- Eine Folge kann außerdem eine Unterwanderung des Kohleausstiegspfads sein, wie der bisherige Anstieg an systemrelevanten Kohlekraftwerken in den Reservekapazitäten bereits zeigt. Es droht eine verstärkte Abhängigkeit von kohlebasierten Reservekapazitäten, die weder marktwirtschaftlich effizient noch klimapolitisch zu rechtfertigen ist.
- Signifikant preissenkende Effekte wären nur bei entsprechend niedrigen Auslösepreisen zu erwarten, womit jedoch wiederum hohe Kosten für die Allgemeinheit über eine notwendige Umlage, z.B. über Netzentgelte, entstehen. Bei höheren Auslösepreisen ist aufgrund der sehr geringen Anzahl an Stunden, in denen die Reserve zum Einsatz käme, kein signifikanter preissenkender Effekt zu erwarten. Aufgrund der marktverzerrenden Wirkung dieser Regelung könnte es sogar zu gegenteiligen Preiseffekten kommen (EWI 2025).

3.3.3 Löschung von Zertifikaten

111. Durch nationale Maßnahmen wie die Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland können Zertifikate im EU-Emissionshandel (EU ETS) freiwerden. Um zu verhindern, dass ein sogenannten Wasserbetteffekt auftritt, bzw. um diesen Effekt auszugleichen, ist nach § 10 Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) vorgesehen, dass die Bundesregierung die durch den Kohleausstieg freiwerdende Menge an Zertifikaten im EU-Emissionshandelssystem löscht (ehemals § 8 Absatz 1 TEHG). Im Zusammenspiel mit den europäischen Vorgaben ergibt sich ein mehrstufiges Verfahren (nach § 25 der EU-Auktionsverordnung des EU-Emissionshandels). Das Verfahren ist mehrstufig, weil in einem ersten Schritt die Löschungsabsicht nach der Stilllegung des Kohlekraftwerks bei der EU-Kommission angezeigt werden muss. Die genaue Quantifizierung der Löschungsmengen und deren Anzeige bei der EU-Kommission erfolgt dann jeweils ex-post, also für das Vorjahr.

112. Für die im Jahr 2021 stillgelegten Kohlekraftwerke erfolgte jedoch keine Löschung, weil die EU-Kommission die damalige Löschungsnotifizierung nicht akzeptierte (vergleiche im Detail Deutscher Bundestag 2025). Das Verfahren startete also mit den im Jahr 2022 stillgelegten Kohlekraftwerken. Ende 2023 hat die Bundesregierung eine entsprechende Absichtsnotifizierung bei der EU-Kommission eingereicht. Die Gesamthöchstmenge der Löschung beträgt 12,25 Mio. t CO₂ für die beiden im Jahr 2022 stillgelegten Kohlekraftwerke (Neurath A und Frechen).⁹ Wie bereits beschrieben, erfolgt die genaue Quantifizierung jeweils ex-post. Die Kraftwerke wurden zum Ende des Jahres 2022 stillgelegt. Daher war im Jahr 2022 noch keine Emissionsminderung zu beobachten. Für die Emissionsminderungen durch die Stilllegung dieser beiden Kraftwerke im Jahr

⁹

Europäische Kommission (2024)

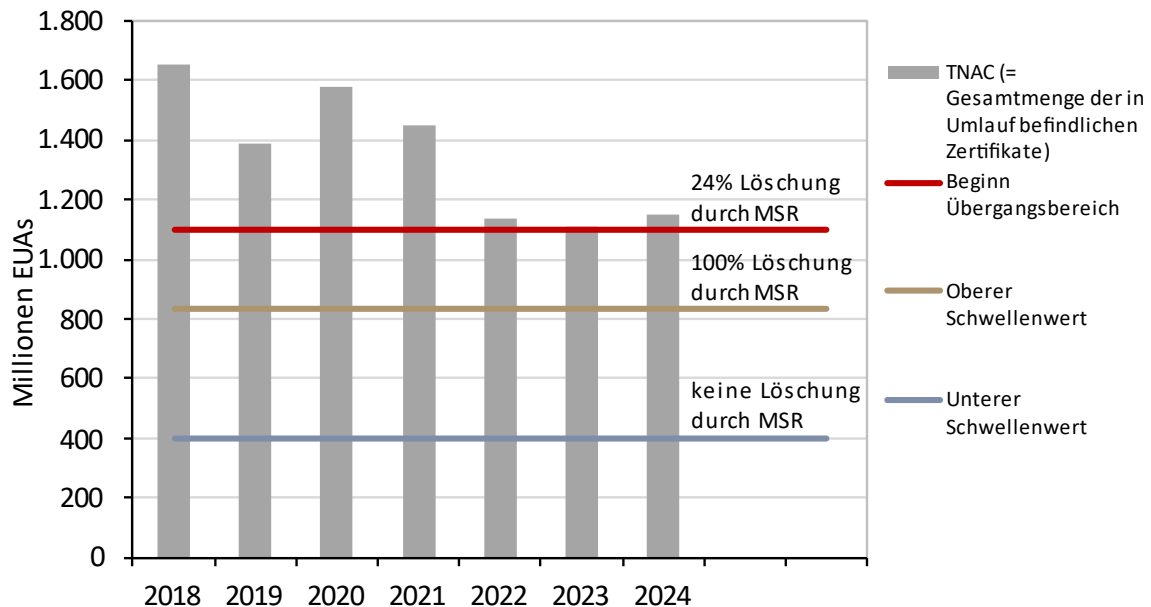
2023 hat die Bundesregierung im April 2025 die Löschungsmenge festgestellt und bei der EU notifiziert.¹⁰ Im Rahmen einer Strommarktmodellierung wurde ermittelt, dass durch die Stilllegung der Kraftwerke 0,8 Mio. t CO₂ im Jahr 2023 eingespart wurden. Ein Teil der Zertifikate wird durch die MSR gelöscht, so dass die Löschungsmenge 0,5 Mio. t CO₂ beträgt. Die Löschung der entsprechenden Zertifikate erfolgt ab September 2025.

113. Grundsätzlich sieht der § 10 TEHG und auch die Löschungsnotifizierung vom April 2025 vor, dass die Wirkung der MSR bei der Quantifizierung der Löschungsmenge berücksichtigt werden soll. Denn die MSR kann je nach Höhe der Gesamtmenge der im Umlauf befindlichen Zertifikate (TNAC, total number of allowances in circulation) Zertifikate aufnehmen (Abbildung 3-26). Oberhalb eines TNACs von 1.096 Millionen EUAs beträgt die Aufnahme in die MSR 24 % pro Jahr, im Übergangsbereich zwischen 833 Millionen EUA und 1.096 Millionen EUA beträgt die marginale Aufnahme 100 %, weil die MSR immer genau so viele Zertifikate aufnimmt, dass der TNAC genau auf 833 Millionen EUA reduziert wird. Sinkt der TNAC unter 833 Millionen EUA findet keine Aufnahme in die MSR statt. In den letzten Jahren lag die TNAC jeweils leicht über dem mit dem Fit-For-55-Paket neu eingeführten Übergangsbereich von 1.096 Millionen EUA. Aktuell kann die MSR also nur einen Teil der durch den Kohleausstieg freiwerdenden Zertifikate aufnehmen. Daher löscht die Bundesregierung aktuell die freiwerdenden Zertifikate. Sollte der TNAC in den nächsten Jahren absinken und sich im Übergangsbereich zwischen 833 Millionen EUA und 1.096 Millionen EUA befinden, soll nicht mehr gelöscht werden, weil die freiwerdenden Zertifikate dann zu 100 % durch die MSR aufgenommen werden.

114. Ausblick: Die nächste Notifizierung der Löschungsabsicht für die im Jahr 2024 stillgelegten Kraftwerke soll bis zum Ende des Jahres 2025 erfolgen. Die nächste jährliche Löschungsnotifizierung erfolgt dann im April 2026 für die Emissionsminderungen im Jahr 2024 (für Stilllegungen in den Jahren 2022 bis 2024). Ob dann eine Löschung notwendig wird, hängt in erster Linie von der Entwicklung der Gesamtumlaufmenge (TNAC) ab. Die Expertenkommission betont, dass es für die Konsistenz der nationalen Maßnahmen wichtig ist, dass die durch den Kohleausstieg freigewordenen und nicht in die MSR überführten Zertifikate gelöscht werden, um einen Emissionsanstieg in anderen Anlagen, die vom EU-Emissionshandel erfasst werden, zu vermeiden. Daher begrüßt, die Expertenkommission, dass sich jetzt ein regelmäßiges Verfahren herausbildet und dass in diesem Jahr erstmals Zertifikate gelöscht werden.

¹⁰ Europäische Kommission (2025)

Abbildung 3-26: Entwicklung der Gesamtumlaufmenge im EU-Emissionshandel und Wirkung der MSR



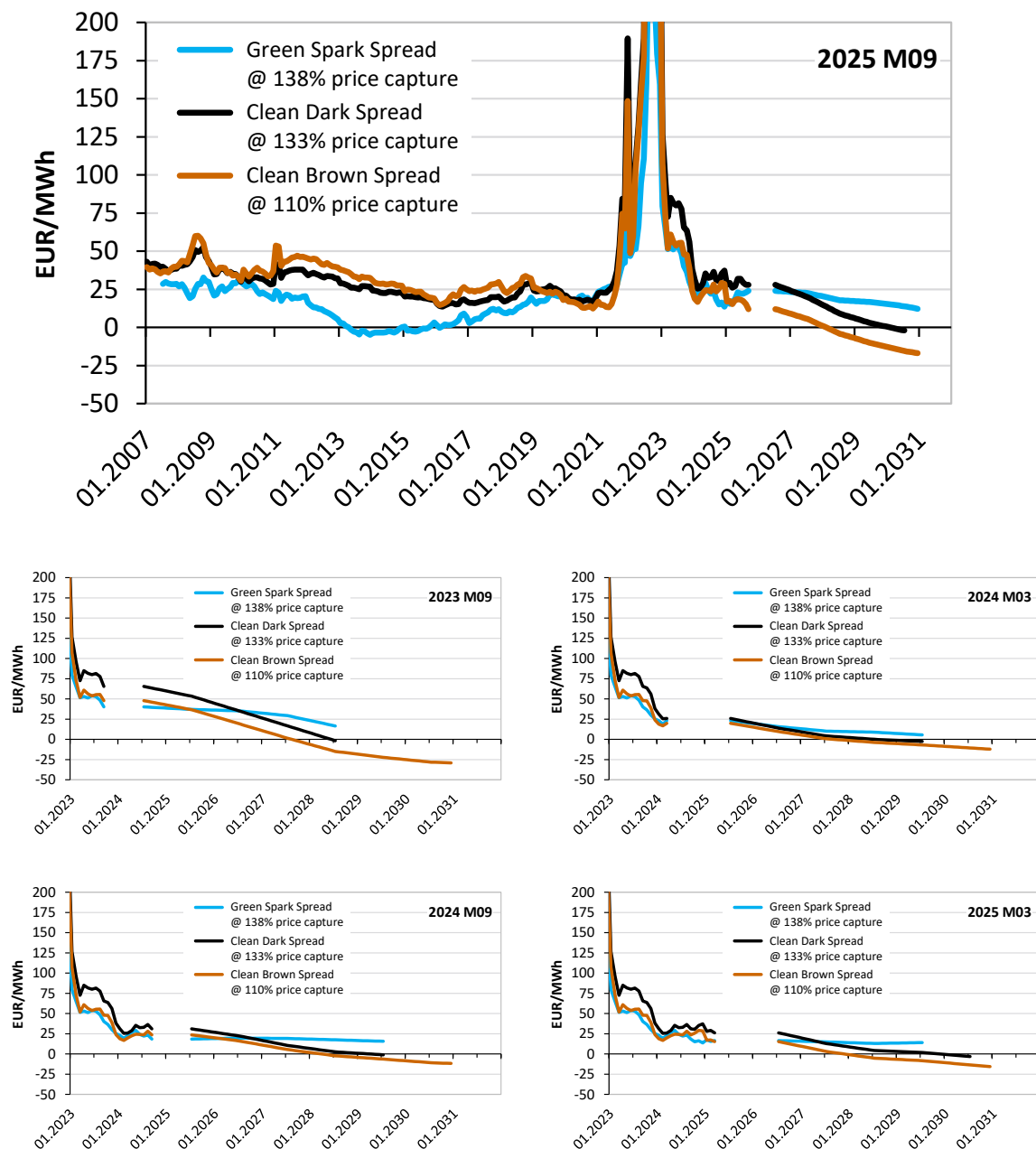
Quellen: DG Klima (2025).

3.3.4 Zukünftige Wirtschaftlichkeit der verbliebenen Kohlekraftwerke

115. Neben den politisch vereinbarten und rechtlich fixierten Stilllegungszeitpunkten für Kohlekraftwerke ergibt sich der real erwartbare Beitrag der Kohleverstromung vor allem aus der ökonomischen Situation der Kraftwerke im Strommarkt. Für kurzfristige Betriebsentscheidungen sind vor allem die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (Brennstoffkosten, (Opportunitäts-) Kosten für die Emissionsberechtigungen des EU ETS) relevant. Entscheidend für den Verbleib der Kraftwerke im Strommarkt sind jedoch die im Strommarkt erwirtschaftbaren Deckungsbeiträge, die sich vor allem aus der Differenz der Erlöse im Strommarkt und den kurzfristigen Grenzkosten ergeben. Aus diesen Deckungsbeiträgen muss die Amortisation der Investitionen sowie fixen Betriebskosten (Wartung und Instandhaltung, Personal etc.) erfolgen. Wenn die fixen Betriebskosten nicht mehr erwirtschaftet werden können, werden die Kraftwerke und ggf. die verbundenen Tagebaue (im Bereich der Braunkohleverstromung) zum nächstmöglichen Termin stillgelegt, zu dem die entsprechenden Kosten vermieden werden können (große Revisionen, Auslauf von Tarifverträgen etc.). Wenn die fixen Betriebskosten erwirtschaftet werden können, wird das Kraftwerke auch für den Fall weiterbetrieben, dass die Investitionen (also die versunkenen Kosten) nicht mehr erwirtschaftet werden können.

116. Die Abbildung 3-27 zeigt die Entwicklung der Deckungsbeiträge für typische Erdgas-, Steinkohle und Braunkohlekraftwerke im Zeitraum seit 2007. In den Jahren bis 2020 konnten Kohlekraftwerke, bei diversen Schwankungen, meist Deckungsbeiträge von teilweise deutlich über 20 €/MWh erwirtschaften. Bei einer Jahresauslastung von 50 % bis 75 % konnten damit jährliche Deckungsbeiträge von etwa 90 bzw. 130 €/kW erwirtschaftet und damit die fixen Betriebskosten der Kraftwerke und ggf. der Tagebaue gut abgedeckt werden. Für Gaskraftwerke ergab sich im Zeitraum 2013 bis 2017 eine deutlich andere Situation. Diese Anlagen konnten nur weiter betrieben werden, wenn andere Erlösströme, vor allem aus der gekoppelten Erzeugung von vermarktbarer Wärme, realisiert werden konnten. Im Zug der Energiemarktturbulenzen der Jahre 2022 und 2023 stiegen die Deckungsbeiträge auf Werte von über 500 €/MWh (Kohlekraftwerke) bzw. fast 300 €/MWh (Gaskraftwerke) an. Seitdem sind die Deckungsbeiträge wieder stark gefallen und lagen für Steinkohlekraftwerke im September 2025 bei knapp 30 €/MWh, für Braunkohlekraftwerke bei Werten von 10 bis 15 €/MWh und für Gaskraftwerke bei knapp 25 €/MWh. Diese Niveaus dürften für die meisten (Bestands-) Kraftwerke, die mit den hier betrachteten Brennstoffen betrieben werden sowie die im Braunkohlebereich angeschlossenen Tagebaue für die Deckung der fixen Betriebskosten auskömmlich sein.

Abbildung 3-27: Entwicklung der Deckungsbeiträge von konventionellen Kraftwerken: Green Spark Spread, Clean Dark Spread, Clean Brown Spread



Anmerkung: Die Berechnung der historischen Daten bis zum jeweils gezeigten Bezugsmonat basiert auf Preisergebnissen für die jeweiligen Terminkontrakte für das Folgejahr. Für die Projektion werden die im gezeigten Bezugsmonat gehandelten Terminkontrakte für die Folgejahre verwendet. Dadurch ergibt sich methodisch zwischen den historischen und den Projektionsdaten eine Lücke, um die Terminkontrakte des gezeigten Bezugsjahres nicht doppelt zu verwenden. Im Jahr 2023 konnten in der Spitze Deckungsbeiträge von bis zu 550 €/MWh erwirtschaftet werden (nicht dargestellt).

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf EEX (2025 a-c) und ICE (2025).

117. In den nächsten Jahren dürfte sich diese Situation jedoch erheblich ändern. Durch die ausgeprägte Contango-Situation im Bereich der Emissionszertifikate (die aktuellen Spot-Preise liegen deutlich unter den Preisen für Terminkontrakte) sowie die deutliche Backwardation-Situation bei Erdgas (die aktuellen Spot-Preise liegen deutlich über den Preisen für Terminkontrakte) und die sich daraus ergebende (Netto-) Wirkung auf die Großhandelspreise für Strom sinken die auf Grundlage der Terminpreise ermittelbaren Deckungsbeiträge für die emissionsintensiven Kohlekraftwerke in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre sehr deutlich und erreichen zum Ende der aktuellen Dekade klar auch den negativen Bereich. Für Erdgaskraftwerke liegen die Deckungsbeiträge in einem Bereich, der zur Finanzierung der fixen Betriebskosten auch bei geringeren Auslastungen (d.h. im Bereich von 25 %) auskömmlich sein kann. Die ebenfalls in der Abbildung 3-27 gezeigte Situation für unterschiedliche Zeitpunkte seit 2023 verdeutlicht, dass die Entwicklung der Deckungsbeiträge auf Basis der aktuell absehbaren Marktdaten vergleichsweise robust ist. Vor allem für Kraftwerke, die zur Deckung ihrer fixen Betriebskosten auf relativ hohe Betriebszeiten bzw. die Terminvermarktung ihrer Produktion angewiesen sind, ist gegen Ende der 2020er, spätestens zu Beginn der 2030er Jahre mit massivem Stilllegungsdruck zu rechnen. Der marktgetriebene Kohleausstieg wird sich daher mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich vor den in Deutschland gesetzlich festgelegten Zeitpunkten und auch in anderen Staaten vollziehen, in denen die Preise des EU ETS zur Wirkung kommen. Aufgrund des langsam verlaufenden Netz- und Infrastrukturausbaus sowie des schleppenden Zubaus steuerbarer Kapazitäten (z.B. in Gaskraftwerken) ist offen, in welchem Umfang ordnungsrechtlich oder marktgetrieben stillgelegte Kohlekraftwerke dann noch in Reserven vorgehalten werden müssten. Maßnahmen, die ein Ablösen dieser kostenintensiven Reserven beschleunigen könnten, sind eine Beschleunigung beim Netzausbau oder die Schaffung sinnvoller marktlicher Anreize zum Zubau von neuer Kraftwerkskapazität und zur Nutzung vorhandener Flexibilitätspotentiale (vgl. Kapitel 3.5.1 und Kapitel 6.1).

118. Als Konsequenz des marktgetriebenen Kohleausstiegs werden sich im EU ETS auch höhere CO₂-Preisniveaus einstellen, da sich die derzeitigen Preise vor allem gut über den Brennstoffwechsel von der Kohle- zur Erdgasverstromung erklären lassen und nach dem (europaweiten) Kohleausstieg bei der Preisbildung im EU ETS neue Vermeidungsoptionen zur Wirkung kommen müssen, die durch höhere Preise charakterisiert sind (Backstop-Optionen).

3.4 Stromnetze

119. Für ein funktionierendes Stromsystem spielt die Netzinfrastuktur 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 Netzinfrastuktur auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045 auszurichten. Auf dem Transformations-Pfad zu einem solchen „Klimaneutralitätsnetz“ müssen aber auch wichtige Zwischenziele wie beispielweise der Ausbau der erneuerbaren Energien auf 80 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 und ein möglicherweise marktgetriebener vorgezogener Kohleausstieg (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 und Kapitel 3.4.5 beleuchtet den aktuellen Stand zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik. Abschließend beschreibt Kapitel 3.4.6 die derzeitige Situation bei den Netzanschlüssen, die sich zunehmend zu einem zentralen Flaschenhals für den Ausbau von Erzeugungsanlagen und Speichern entwickeln.

3.4.1 Engpassmanagement

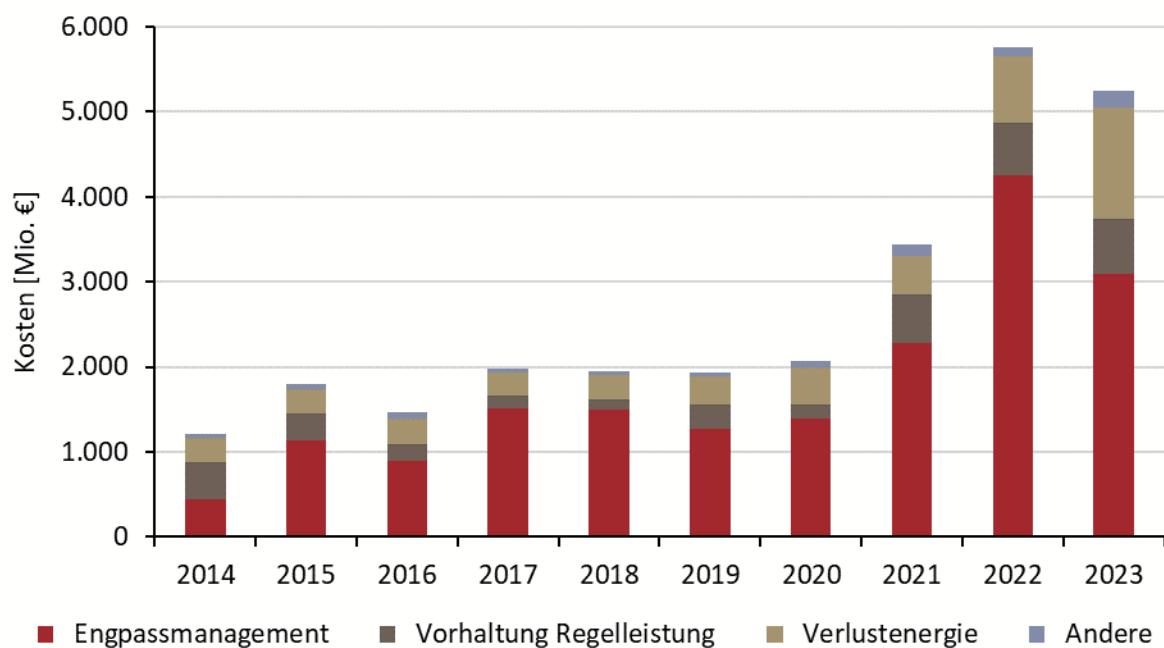
120. Die Kosten für Systemdienstleistungen¹¹, die von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte getragen werden, umfassen im Wesentlichen drei Hauptkomponenten: die Vorhaltung von Regelleistung, die Beschaffung von Verlustenergie und Maßnahmen des Engpassmanagements. In den Jahren 2021 und insbesondere 2022 kam es aufgrund der Energiepreiskrise zu einem signifikanten Anstieg dieser Systemkosten. Nach einem Anstieg von 67,1 % im Jahr 2021 stiegen die Kosten im Jahr 2022 um 66,7 % auf 5,77 Mrd. Euro, verglichen mit einem langjährigen Durchschnitt von etwa 2 Mrd. Euro bis zum Jahr 2020, vgl. EEM (2024) für eine detaillierte Analyse dieser Entwicklungen.

121. Im Jahr 2023 sanken die Kosten für Systemdienstleistungen leicht um 9 % bzw. 0,52 Mrd. Euro auf insgesamt 5,25 Mrd. Euro. Dieser Rückgang ist vor allem auf die deutliche Reduktion der Kosten für das Engpassmanagement zurückzuführen, die um 27,1 % bzw. 1,15 Mrd. Euro gesunken sind. Eine detaillierte Analyse dieser Entwicklung erfolgt im Abschnitt zur Diskussion der Engpassmanagementkosten (Abbildung 3-29). Gleichzeitig stiegen jedoch die

¹¹ Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement (bis zur Überführung in den Redispatch 2.0 in Q3 2022), Vorhaltung der Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve), Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke, Vorhaltung abschaltbare Lasten (bis zum Auslaufen der Kostenregelung der AbLaV Ende 2023) und besondere netztechnische Betriebsmittel (BNetzA/BKartA 2024).

Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie im Jahr 2023 auf den bisher höchsten Wert von 1,32 Mrd. Euro, was einem Anstieg von 70,6 % bzw. 0,54 Mrd. Euro gegenüber dem Vorjahr entspricht. Dieser Anstieg ist maßgeblich auf die gestiegenen Großhandelspreise für Strom zurückzuführen, die sich unmittelbar auf die Beschaffungskosten für Verlustenergie auswirken. Entsprechend haben sich die von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Festlegung „Volatile Kosten Verlustenergie“ für Verteilnetzbetreiber festgelegten Referenzpreise (vgl. BNetzA 2024a) deutlich erhöht: von 54,30 €/MWh im Jahr 2022 auf 143,73 €/MWh im Jahr 2023. Für das Jahr 2024 wird der Referenzpreis nochmals deutlich auf 233,54 €/MWh angehoben. Diese Entwicklung lässt darauf schließen, dass auch die absoluten Kosten für Verlustenergie im Jahr 2024 weiter ansteigen dürften – insbesondere bei konstant bleibenden Beschaffungsmengen. Für das Jahr 2025 ist laut Festlegung hingegen ein Rückgang auf 112,04 €/MWh und für 2026 auf 95,68 €/MWh vorgesehen. Auch die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung (+ 2,4 %) sowie die sonstigen Systemdienstleistungskosten (+ 60 %) haben 2023 neue Höchststände erreicht. Die Entwicklung der wichtigsten Kostenpositionen der Systemdienstleistungen wird in Abbildung 3-28 grafisch dargestellt.

Abbildung 3-28: 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 EEM (2021) und BNetzA/BKartA (2023, 2024).

Entwicklung der Kosten für Engpassmanagement

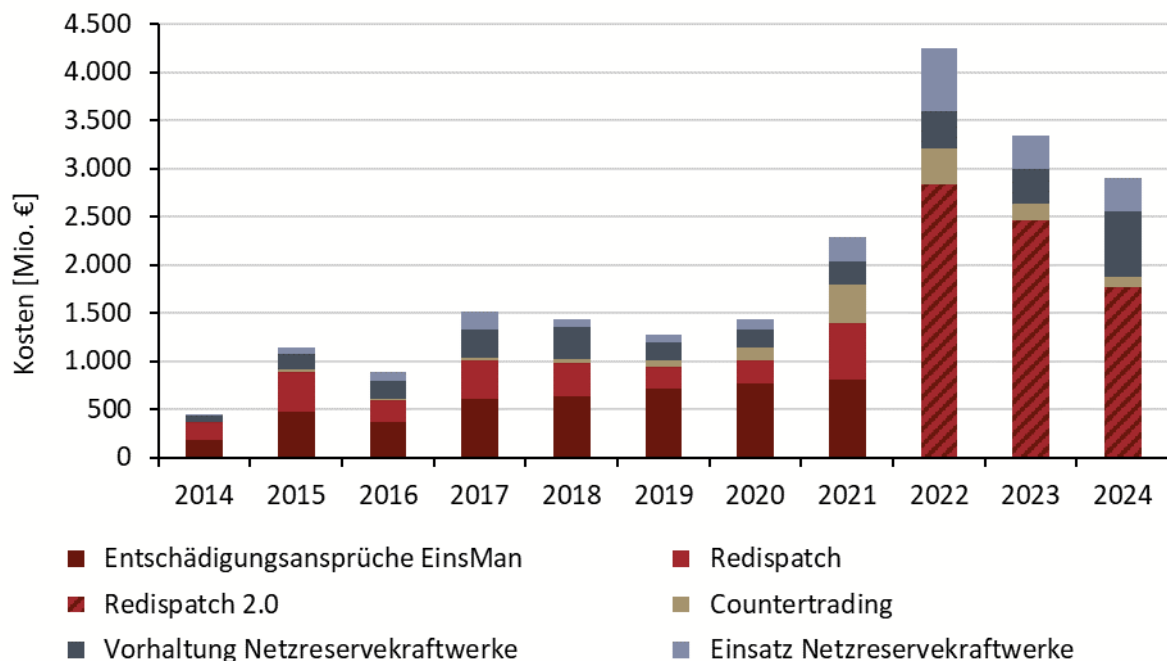
122. Die Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz erfolgt im Wesentlichen durch konventionelle Erzeugungseinheiten im Rahmen des Redispatchs sowie durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken. Zusätzlich wurden bis einschließlich des zweiten Quartals 2022 Erzeugungsanlagen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt. Mit der vollständigen Umstellung auf Redispatch 2.0 ab dem dritten Quartal 2022 wird auch die Abregelung von EE-Anlagen über den Redispatchmechanismus abgewickelt. Abbildung 3-29 zeigt die Entwicklung der Gesamtkosten für Engpassmanagement und deren zentrale Kostenkomponenten.

123. In den Jahren 2021 und 2022 kam es zu einem deutlichen Anstieg der Gesamtkosten, insbesondere durch die im Zuge der Energie(preis)krise stark gestiegenen Brennstoffkosten für konventionelle Anlagen, die im Redispatch, Countertrading oder über die Netzreserve zum Einsatz kamen. So stiegen die Kosten im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr um 59,6 % und im Jahr 2022 nochmals um 85,8 % auf den bisherigen Höchstwert von 4.247 Mio. Euro. Seit 2022 werden sämtliche Redispatchmaßnahmen – unabhängig vom Erzeugungstyp – unter dem Begriff Redispatch 2.0 zusammengefasst. Die entsprechenden Kosten stiegen gegenüber der vorherigen Struktur (Redispatch plus Einspeisemanagement) im Jahr 2022 deutlich an – um 1.440 Mio. Euro bzw. 103,1 % auf 2.837 Mio. Euro, vgl. EEM 2024 für eine detaillierte Analyse dieser Entwicklungen.

124. In den Jahren 2023 und 2024 gingen die Gesamtkosten des Engpassmanagements dann zwei Jahre in Folge wieder zurück. Im Jahr 2023 sanken sie um 21,5 % (-911,8 Mio. Euro) auf 3.335,2 Mio. Euro. Bemerkenswert ist, dass dieser Rückgang trotz weiter gestiegener Einsatzmengen im Redispatch 2.0 (EE und konventionell) sowie im Countertrading erzielt wurde (vgl. Abbildung 3-30). Dies lässt sich insbesondere durch das Absinken der zuvor sehr hohen Brennstoffpreise erklären. Auch der deutlich seltenere Einsatz der Netzreserve (-62,5 % im Vergleich zum Vorjahr) sowie die entsprechend gesunkenen Einsatzkosten (-47,2 %) trugen maßgeblich zur Kostenentlastung bei.

125. Im Jahr 2024 setzte sich dieser Trend fort. Die Gesamtkosten gingen um weitere 13,0 % (-433,6 Mio. Euro) auf 2.901,6 Mio. Euro zurück. Besonders deutlich war der Rückgang bei den Kosten für Redispatch 2.0 und Countertrading, die zusammengekommen auf 1.868,9 Mio. Euro fielen (-29,2 % zum Vorjahr). Damit liegen sie nur noch geringfügig über dem Niveau von 2021. Maßgeblich hierfür ist unter anderem der Rückgang der Einsatzmengen in diesen beiden Bereichen um 13,8 % gegenüber 2023. Demgegenüber stehen steigende Vorhaltekosten für Netzreservekraftwerke, die mit 682,9 Mio. Euro im Jahr 2024 einen neuen Höchststand erreichten – ein Anstieg von 93,3 % gegenüber dem Vorjahr. Ein wesentlicher Grund ist die deutliche Ausweitung der Netzreservekapazität auf ein neues Rekordniveau, aber auch höhere spezifische Kosten in €/kW für die Vorhaltung dieser Netzreservekraftwerke. Nachdem die Netzreserve in den Jahren 2019 bis 2022 relativ stabil bei rund 7 GW lag, sank sie 2023 infolge der Marktrückkehr stillgelegter Kraftwerke zunächst auf etwa 3,5 GW. Im Jahr 2024 stieg sie jedoch auf den neuen Höchstwert von 8,6 GW an. Die Einsatzkosten der Netzreserve blieben hingegen auf Vorjahresniveau, obwohl die tatsächlichen Einsatzmengen wieder um 47,3 % zunahmen.

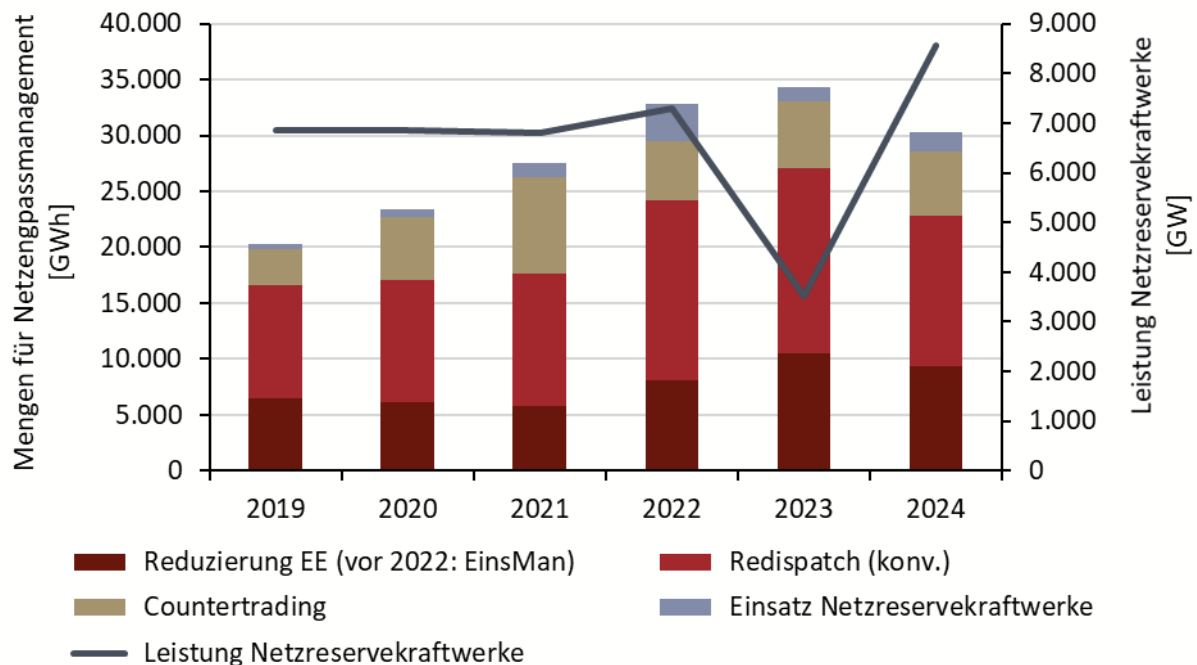
Abbildung 3-29: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement



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 EEM (2021), BNetzA/BKartA (2023) und SMARD.

Abbildung 3-30: 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 der Kraftwerksliste der BNetzA aus den Jahren 2019 bis 2024 für die Leistung der Netzreserve sowie BNetzA (2019, 2021, 2023a), BNetzA/BKartA (2023) und SMARD.

126. Für das Jahr 2025 liegen bislang die Zahlen zum Engpassmanagement für die ersten beiden Quartale vor (vgl. SMARD¹²). Im Vergleich zum entsprechenden Zeitraum des Vorjahres sind die Gesamtkosten um 214 Mio. Euro bzw. 17 % auf 1.467 Mio. Euro angestiegen. Haupttreiber dieses Anstiegs sind die Vorhaltekosten der Netzreserve, die um 120 Mio. Euro bzw. 44 % zugenommen haben, obwohl die vorgehaltene Netzreservekapazität mit 8.816 MW nahezu auf dem Niveau des Vorjahres (8.569 MW) verblieb. Ebenfalls deutlich gestiegen sind die Kosten für den Netzreserveinsatz, die um 60 Mio. Euro bzw. 42 % zulegten. Auch die Ausgaben für Countertrading erhöhten sich leicht um 12 Mio. Euro bzw. 29 %. Im Gegensatz dazu blieben die Kosten für Redispatch 2.0 im ersten Halbjahr 2025 nahezu auf Vorjahresniveau und verzeichneten lediglich einen moderaten Anstieg um 22 Mio. Euro bzw. 3 %.

¹²

<https://www.smard.de/home/energiedaten-kompakt/energiedaten-kompakt>

Entwicklung der Abregelungsmengen erneuerbarer Energien

127. Abbildung 3-31 zeigt die Entwicklung der abgeregelten Energiemengen erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Rahmen des Einspeisemanagements (bis Mitte 2022) sowie im Rahmen des Redispatch 2.0 (ab Q3 2022). Im Zuge der Umstellung auf den Redispatch 2.0 wurde die Abregelung von EE-Anlagen systematisch in den Redispatchmechanismus integriert.

128. Nach einem deutlichen Anstieg der Abregelungsmengen um 38,7 % (+2,3 TWh) im Jahr 2022, setzte sich diese Entwicklung im Jahr 2023 mit einem erneuten Anstieg um 29,9 % (+2,4 TWh) fort, wodurch ein neuer Höchstwert von 10,5 TWh erreicht wurde. Treibende Kraft dieser Entwicklung war insbesondere die stark gestiegene Abregelung von Offshore-Windenergieanlagen, deren mengenmäßige Reduzierung im Vergleich zu 2022 um 79,8 % (+2,5 TWh) angestiegen ist. Erstmals überstieg im Jahr 2023 der Anteil von Wind Offshore an den gesamten EE-Abregelungen mit 55 % denjenigen von Wind Onshore (38 %) und stellte damit den Hauptanteil an der Gesamtmenge abgeregelter erneuerbarer Erzeugung.

129. Im Jahr 2024 ging die insgesamt abgeregelte Energiemenge leicht zurück – um 10,6 % bzw. 1,1 TWh – auf 9,4 TWh. Der Rückgang resultierte vor allem aus einer geringeren Abregelung von Wind Onshore (-14,9 %) und Wind Offshore (-20,4 %). Gleichzeitig stieg jedoch die Abregelung von Photovoltaik deutlich an (+96,7 % bzw. +0,7 TWh) und erreichte mit 1,4 TWh einen neuen Höchststand. Trotz des Rückgangs bleibt Wind Offshore mit einem Anteil von 49 % weiterhin die dominierende Komponente bei der Abregelung erneuerbarer Energien.

130. Wie sich die Abregelung erneuerbarer Energien im Verhältnis zu Zubau und Erzeugung entwickelt hat, zeigt Tabelle 3-5. Während die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren kontinuierlich zugenommen hat, unterliegt die mögliche Erzeugung – also die Summe aus tatsächlich realisierter Bruttostromerzeugung und den abgeregelten EE-Mengen – deutlichen witterungsbedingten Schwankungen. Ein eindeutiges Muster zwischen der Veränderung der installierten Leistung, der möglichen Erzeugung und den Abregelungsmengen lässt sich dabei nicht erkennen. Besonders auffällig ist jedoch, dass bei Windenergie auf See die abgeregelten Mengen deutlich zugenommen haben, obwohl sowohl Leistung als auch Erzeugung nur moderat gestiegen sind.

Tabelle 3-5: Veränderung der installierten Leistung, der Bruttostromerzeugung und der Abregelungsmengen von Wind Onshore und Offshore sowie Photovoltaik

	2021->2022	2022->2023	2023->2024
Änderung der installierten Leistung			
Windenergie an Land	3,8 %	5,2 %	4,3 %
Windenergie auf See	4,3 %	3,1 %	8,8 %
Photovoltaik	12,6 %	22,6 %	20,2 %
Änderung der Bruttostromerzeugung + Abregelungsmengen			
Windenergie an Land	8,2 %	18,0 %	-4,7 %
Windenergie auf See	7,0 %	4,6 %	3,5 %
Photovoltaik	21,9 %	4,5 %	16,9 %
Änderung der Abregelungsmengen			
Windenergie an Land	21,8 %	-4,2 %	-14,9 %
Windenergie auf See	52,1 %	79,8 %	-20,4 %
Photovoltaik	161,3 %	14,0 %	96,7 %

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2022, 2023), AGEE Stat (2025) und SMARD.

131. Der Anteil der abgeregelten Strommenge an der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien lag zwischen 2015 und 2021 – mit Ausnahme des windschwachen Jahres 2016 – stabil zwischen 2,4 % und 2,7 %. Seitdem ist dieser Anteil jedoch deutlich gestiegen: Im Jahr 2023 erreichte er mit 3,8 % einen neuen Höchststand, bevor er 2024 wieder auf 3,3 % zurückging. Damit liegt dieser Anteil leicht über dem Wert von 3 %, den Netzbetreiber in ihrer Ausbauplanung gemäß § 11 Abs. 2 EnWG als mögliche Spitzenkappung bei der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie einrechnen dürfen.

132. Bei den Anteilen der Abregelung an der möglichen Erzeugung für die verschiedenen Technologien (vgl. Tabelle 3-6) zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Technologien. Während der Anteil bei Windenergie an Land nahezu konstant bleibt oder leicht zurückgeht, zeigt sich bei der Photovoltaik eine mehrfache Steigerung, allerdings auf sehr niedrigem Ausgangsniveau. Besonders stark ist die Entwicklung erneut bei Wind Offshore, wo der Anteil der abgeregelten Energie seit 2021 deutlich ansteigt. Der bisherige Höchstwert liegt im Jahr 2023, wo fast 20 % der möglichen Erzeugung nicht genutzt werden konnte.

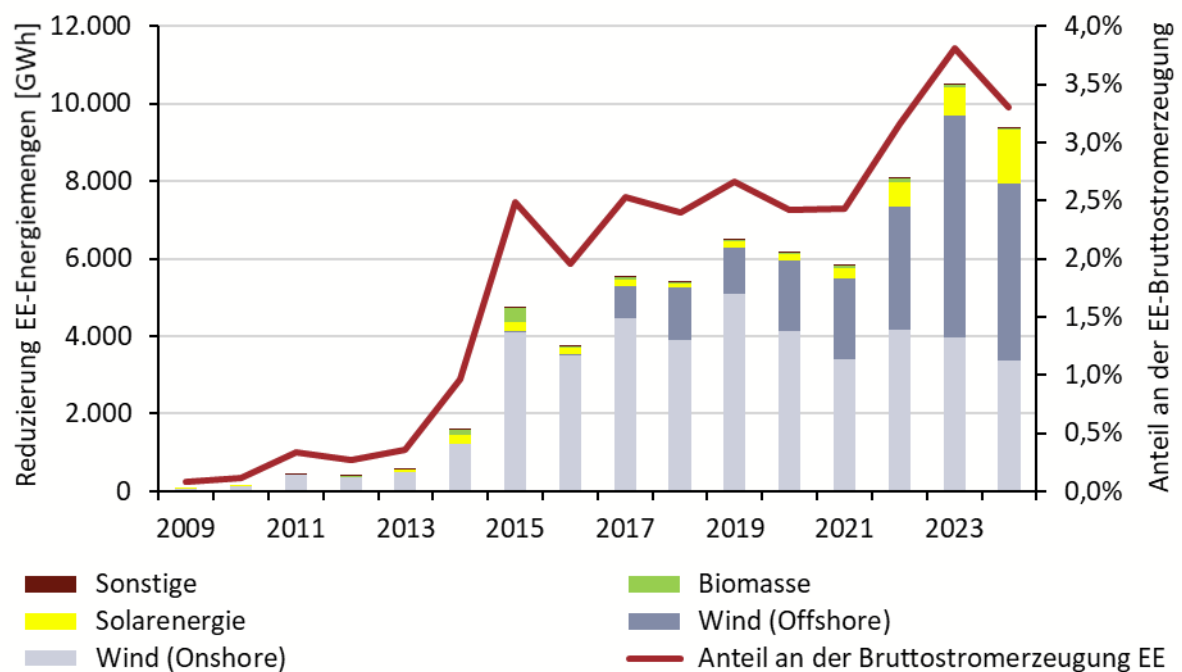
Tabelle 3-6: Anteil der EE-Abregelung an der möglichen EE-Erzeugung

	2021	2022	2023	2024
Windenergie an Land	3,6 %	4,0 %	3,3 %	2,9 %
Windenergie auf See	7,9 %	11,3 %	19,3 %	14,9 %
Photovoltaik	0,5 %	1,0 %	1,1 %	1,8 %

Anmerkung: Die möglichen EE-Erzeugung ist die Summe aus der Bruttostromerzeugung und der Abregelungsmenge.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2022, 2023), AGEE Stat (2025) und SMARD.

Abbildung 3-31: Erneuerbare Einspeisereduzierungen im Rahmen des Einspeisemanagements bzw. des Redispatch 2.0 (ab 2022)



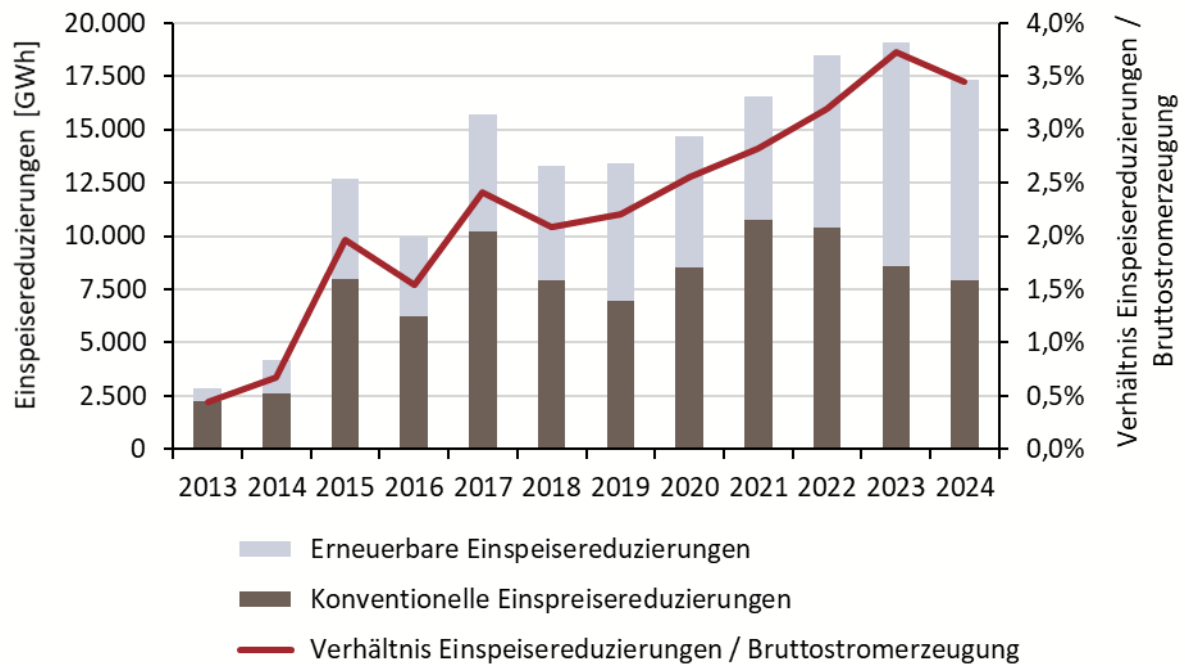
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EEM (2021), BNetzA/BKartA (2022, 2023), AGEE Stat (2025), SMARD und eigenen Berechnungen.

Anteil der Einspeisereduzierungen an der Bruttostromerzeugung

133. Seit ihrer Stellungnahme zum Monitoringbericht im Jahr 2019 nutzt die Expertenkommission das Verhältnis der insgesamt abgeregelten Einspeisemengen – sowohl erneuerbarer als auch konventioneller Erzeugungsanlagen – zur Bruttostromerzeugung als Indikator für die netzseitige Systemsicherheit (vgl. EEM 2019, Rn. 415). Dieser Indikator ermöglicht eine Bewertung des Umfangs netzbedingter Eingriffe zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Nach einem deutlichen Anstieg des Verhältnisses von unter 0,5 % in den Jahren vor 2014 auf einen ersten Höhepunkt von 2,4 % im Jahr 2017, pendelte sich der Wert 2018 und 2019 wieder leicht darunter ein. Seitdem ist jedoch ein kontinuierlicher Anstieg zu verzeichnen: Von 2020 bis 2023 stieg der Anteil der abgeregelten Strommenge an der Bruttostromerzeugung kontinuierlich an und erreichte im Jahr 2023 mit 3,7 % einen neuen Höchststand (vgl. Abbildung 3-32). Dies bedeutet, dass im Jahr 2023 rund jede 27. Kilowattstunde der in Deutschland erzeugten Bruttostrommenge nicht eingespeist werden konnte. Bemerkenswert ist, dass der Anstieg des Verhältnisses im Jahr 2023 (+16,7 %) deutlich stärker ausfiel als der Zuwachs bei den absoluten Einspeisereduzierungen selbst (+3,2 %). Ursächlich hierfür war der signifikante Rückgang der Bruttostromerzeugung von 577,9 TWh im Jahr 2022 auf nur noch 511,3 TWh im Jahr 2023 (-11,5 %). Während die Einspeisereduzierungen konventioneller Kraftwerke 2023 auf das Niveau des Jahres 2021 zurückgingen, stiegen die Abregelungen erneuerbarer Energien deutlich an. Erstmals machten EE-Einspeisereduzierungen mit einem Anteil von 55 % die Mehrheit der gesamten Maßnahmen aus.

134. Im Jahr 2024 sanken die absoluten Einspeisereduzierungen um 9,2 %, wobei sich das Verhältnis zwischen Erneuerbaren und konventionellen Anlagen gegenüber dem Vorjahr kaum veränderte. Aufgrund des Rückgangs verringerte sich auch das Verhältnis der abgeregelten Strommenge zur Bruttostromerzeugung um 7,5 % auf 3,4 %, blieb aber aufgrund der weiterhin niedrigen Bruttostromerzeugung (-1,8 % gegenüber 2023) auf einem deutlich höheren Niveau als in der Vergangenheit. Da die erneuerbare Bruttostromerzeugung von 2023 auf 2024 um 3,9 % gestiegen ist, während die konventionelle Erzeugung zugleich um 8,5 % zurückging, sank der Anteil der erneuerbaren Abregelungen an der erneuerbaren Erzeugung von 3,8 % (2023) auf 3,3 % (2024). Umgekehrt stieg der Anteil der konventionellen Reduzierungen an der konventionellen Erzeugung trotz absolut rückläufiger Reduzierungsmengen leicht an und erreichte mit 3,7 % im Jahr 2024 einen neuen Höchstwert (2023: 3,6 %).

Abbildung 3-32: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von EEM (2021), BNetzA/BKartA (2022), BNetzA (2023a), Destatis (2025), AGEF (2025), SMARD und eigenen Berechnungen.

135. Der anhaltend hohe Anteil netzbedingter Einspeisereduzierungen legt offen, dass räumliche Marktsignale im deutschen Strommarkt bisher fehlen (vgl. auch Kapitel 3.6.3), und deutet auf strukturelle Defizite im Netzausbau sowie in der Synchronisierung zwischen EE-Zubau und Netzkapazitätsentwicklung hin. Insbesondere die zunehmende Abregelung von Offshore-Windenergie macht deutlich, dass bestehende Übertragungsengpässe trotz rückläufiger Gesamtstromerzeugung weiter bestehen und sich teilweise verschärfen. Dies unterstreicht den dringenden Handlungsbedarf für einen beschleunigten Netzausbau sowie eine effizientere Einsatzsteuerung, insbesondere im Hinblick auf eine bessere räumlich-zeitliche Koordination zwischen Erzeugung, Netz und Verbrauch.

„Nutzen statt Abregeln“

136. Um die zuletzt deutlich gestiegenen erneuerbaren Einspeisereduzierungen zu senken, ist am 29. Dezember 2023 mit dem neu eingeführten § 13k EnWG die gesetzliche Grundlage für das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ in Kraft getreten (EnWG 2025). Dieses sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber für von ihnen festgelegte Entlastungsregionen eine Prognose der stündlichen Abregelungsstrommengen spätestens am Vormittag des Vortages durchführen. Teilmengen dieser Prognose werden zunächst in einer Übergangsphase an berechnete Teilnehmer gegeben, deren Verbrauchsanlagen durch Lasterhöhung zur Reduzierung der prognostizierten Netzengpässe beitragen können („Entlastungsanlagen“). Nach der Erprobungsphase (vom

01.10.2024 bis 30.09.2026) werden die Abregelungsstrommengen in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zugeteilt. Die BNetzA hat im Juni 2024 Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs veröffentlicht, 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).

137. In ihrer Festlegung für die Zusätzlichkeitskriterien legt die Bundesnetzagentur drei Segmente fest, bei denen sie unter bestimmten Voraussetzungen von einer „zusätzlichen“ Stromnachfrage ausgeht. Dabei handelt es sich um:

- die Substitution fossiler Wärmeerzeugung durch elektrische Wärmeerzeugung (Kriterien: u. a. Vormonats-Kriterium, d. h. abgesehen von Einsätzen nach § 13k EnWG darf im maßgeblichen Vormonat nur ein Verbrauch vorliegen, der einem Volllastbetrieb von höchstens 2 % der Dauer des jeweiligen Monats entspricht),
- der Einsatz netzgekoppelter Speicher (Kriterien: Erzeugungsverbot während des gesamten prognostizierten Engpasszeitraumes inkl. zeitlichem Sicherheitszuschlag sowie Vormonats-Kriterium) und
- neu zu errichtende Elektrolyseure und Großwärmepumpen (Kriterium: erstmalige Inbetriebnahme der Anlage nach dem 29.12.2023).

Darüber hinaus wurden für die Erprobungsphase acht Entlastungsregionen bestimmt, die in den Regelzonen von 50 Hertz und Tennet entlang der Küsten von Nord- und Ostsee bis an die Grenze von NRW im Westen und bis nach Sachsen-Anhalt und Brandenburg im Osten reichen. Die aktuelle Ausweisung für die Erprobungsphase wird um einen Ausblick auf weitere Entlastungsregionen ab 2026 ergänzt, der sich am Planungsstand der Netzbedarfe, dem absehbaren EE-Zubau, den Belangen der operativen Prozesse und dem aktuell laufenden Ausbau der Übertragungsnetze orientiert sowie die Fertigstellungsdaten von Netzausbauprojekten aus heutiger Sicht berücksichtigt.

138. Die aktuellen Entwicklungen im Rahmen von „Nutzen statt Abregeln“ sind aus Sicht der Expertenkommission sehr kritisch zu bewerten: Das Instrument zielt auf neue und flexible Abnehmer in der Wärme- oder Wasserstoffherzeugung sowie netzgekoppelte Speicher in Entlastungsregionen ab, die sich über ein umfangreiches Verfahren qualifizieren müssen. Die Festlegungen zeigen bereits sehr anschaulich, wie komplex und umfangreich die Vorgaben trotz dieses einen vergleichsweise kleinen Bereich adressierenden Instruments sein müssen. Durch die Festlegung der Entlastungsregionen und den Ausblick auf die Aufnahme neuer Gebiete in den Folgejahren

wird ein weiteres komplexes regionales Steuerungstool implementiert (vgl. Kapitel 3.6.3). Weitere Risiken liegen bei Einführung eines Auktionsmechanismus ab 2026: 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 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 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).

139. Aus Sicht der Expertenkommission ist das neu eingeführte Instrument „Nutzen statt Abregeln“ mit einem hohen Bürokratieaufwand und potenziellen 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 3.4.5. Zum anderen sollte eine Stärkung lokaler Preissignale für einen effizienten Dispatch und eine systemdienlichere Verortung von Verbrauchern und Erzeugern forciert werden (vgl. Kapitel 3.6.3 und EEM 2021, 2023, 2024, 2025).

Systemstabilität

140. 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. Vor diesem Hintergrund sind die proaktive Bearbeitung der Weiterentwicklung wie die Roadmap Systemstabilität durch das BMWF (BMWF 2023) und der zweijährig erscheinende Systemstabilitätsbericht (vgl. BNetzA 2025a) zielführende Aktivitäten. Erhebungen wie bspw. die Befragung zur Spannungsqualität durch die Bundesnetzagentur (BNetzA 2021b) sollten nach Auffassung der Expertenkommission regelmäßiger durchgeführt werden.

Koordination von Engpassmanagement, Netzausbau und Flexibilitätsinstrumenten

141. Der Ausbau der Übertragungsnetze verringert die Notwendigkeit für Maßnahmen des Engpassmanagements und erhöht die Allokationseffizienz der Stromgroßhandelsmärkte. Ein vollständig ausgebautes Netz ohne jegliche Engpässe ist jedoch nicht zwangsläufig das kosteneffizienteste System. Ab einem bestimmten Punkt kann ein weiterer Netzausbau höhere Kosten verursachen als der gezielte und effiziente Einsatz marktbasierter oder technischer Maßnahmen zum Engpassmanagement. In einem solchen kostenoptimierten Gesamtsystem bleiben Engpässe zwar partiell bestehen, werden aber gezielt und ökonomisch sinnvoll bewirtschaftet. Vor diesem Hintergrund ist eine Weiterentwicklung des Engpassmanagements – etwa durch die verstärkte Einbindung dezentraler Flexibilität, Speicher und der Nachfrageseite im Rahmen eines möglichen „Redispatch 3.0“ – von zentraler Bedeutung. Ergänzend kommt der systemdienlichen Gestaltung der Netzentgelte eine wichtige Rolle zu (vgl. Kapitel 3.4.5).

142. Zur Verringerung von Redispatchmaßnahmen setzt die Bundesregierung darüber hinaus auf eine konsequente Bestandsnetzoptimierung im Sinne des NOVA-Prinzips („Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“). Maßnahmen wie der Einsatz von Phasenschieber-Transformatoren zur aktiven Lastflusssteuerung, die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen oder der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (Freileitungsmonitoring) erhöhen die Auslastung bestehender Infrastrukturen ohne physischen Netzausbau. So lässt sich beispielsweise durch das Freileitungsmonitoring die Übertragungskapazität bei günstigen Wetterbedingungen – etwa bei niedrigen Temperaturen oder hoher Windgeschwindigkeit – um bis zu 20 % steigern (vgl. TransnetBW 2024). Der Aktionsplan Gebotszone 2025 der Bundesregierung fasst die bereits umgesetzten und laufenden Maßnahmen zusammen und kommt zu dem Schluss, dass diese Ansätze die Transportkapazität des Bestandsnetzes bereits heute erheblich gesteigert haben und auch künftig weiter erhöhen werden (BMWE 2025a). Durch die damit einhergehende Höherauslastung der Übertragungsnetze lässt sich der Redispatch-Bedarf deutlich senken und so die Effizienz des Gesamtsystems verbessern.

143. Die Expertenkommission begrüßt grundsätzlich ein Vorgehen, das auf gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz abzielt. Angesichts der langfristigen Herausforderungen der Energiewende ist jedoch sorgfältig abzuwägen, in welchem Umfang Bestandsoptimierung, Netzausbau und Engpassmanagement jeweils zur Zielerreichung beitragen können. Die Optimierung bestehender Netze ist dabei ein wichtiger Zwischenschritt – sie darf jedoch nicht über die Notwendigkeit eines vorausschauenden Netzausbaus hinwegtäuschen.

3.4.2 Ausbau der Übertragungsnetze

144. Ein zügiger und umfassender Ausbau der Übertragungsnetze ist essenziell für das Erreichen der Klimaschutzziele. Er bildet die Voraussetzung für zentrale Maßnahmen und Entwicklungen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 – wie den angestrebten Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 sowie einen möglicherweise vorgezogenen, marktgetriebenen Kohleausstieg. Der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung betont die Notwendigkeit einer vorausschauenden und bedarfsgerechten Planung sowie eines beschleunigten Ausbaus der Stromnetze, der explizit mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem wachsenden Strombedarf abgestimmt werden soll (CDU, CSU & SPD 2025, S. 30f). Angesichts dieser Zielsetzungen ist es von zentraler Bedeutung, den Fortschritt des Netzausbaus kontinuierlich zu evaluieren, um bei auftretenden Verzögerungen frühzeitig gegensteuern zu können – insbesondere um das Erreichen der Klimaschutzziele sowie die Systemsicherheit nicht zu gefährden, wenn Erzeugungs- und Netzausbau nicht im Gleichklang erfolgen.

145. Die gesetzlichen Grundlagen für den Netzausbau bilden das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013. Letzteres wird alle zwei Jahre durch die im Netzentwicklungsplan identifizierten und von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzausbaumaßnahmen ergänzt. Trotz dieser rechtlichen Rahmenbedingungen kam es immer wieder zu Verzögerungen beim Netzausbau. Bis Ende 2024 wurden insgesamt 3.234 km der aktuell geplanten 16.832 km der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt (BNetzA 2025b). Gegenüber 2022 – dem Stand aus dem letzten Monitoringbericht der Expertenkommission (vgl. EEM 2024) – entspricht dies einem Zuwachs von 775 km. Abbildung 3-33 zeigt die Veränderungen beim Stand des Netzausbaus der EnLAG-Vorhaben seit dem dritten Quartal 2019, basierend auf den quartalsweise von der BNetzA veröffentlichten Berichten zum Monitoring des Netzausbaus. Die EnLAG-Vorhaben wurden 2009 in das Gesetz aufgenommen und haben sich seitdem nur geringfügig in ihrem genauen Verlauf geändert. Inzwischen ist ein Großteil der Vorhaben realisiert, nur 19 der verbleibenden 245 Leitungskilometer sind noch nicht genehmigt.

146. Eine Darstellung des Netzausbaus der BBPlG-Vorhaben über die Zeit findet sich in Abbildung 3-34. Die Vorhaben, die im Rahmen des BBPlG in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, blieben bis Ende 2020 weitgehend unverändert und umfassten nahezu 6.000 km 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, 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 neueste Ergänzung des Bundesbedarfsplans erfolgte im Jahr 2024 mit der Aufnahme von sechs zusätzlichen Vorhaben im

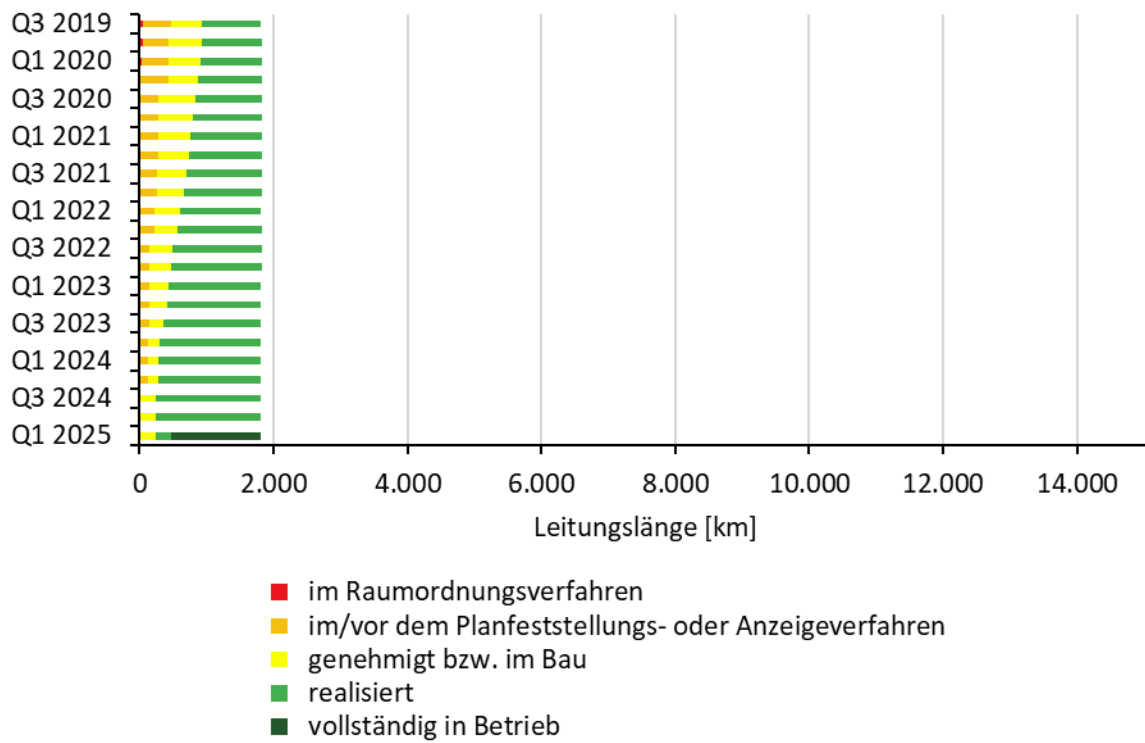
Zusammenhang mit dem NordOstLink (Vorhaben 81) sowie drei zusätzlichen Vorhaben im Zusammenhang mit dem Rhein-Main-Link (Vorhaben 82), mit einem zusätzlichen Streckenumfang von insgesamt 2.872 km (Deutscher Bundestag 2024a). Abbildung 3-34 illustriert, dass sich in den letzten beiden Jahren der Start der Genehmigungsverfahren im Vergleich zu den Vorjahren deutlich beschleunigt hat. Auch ist in diesem Zeitraum der Anteil der genehmigten bzw. im Bau befindlichen Vorhaben deutlich angestiegen. Diese Entwicklungen sind auf die Beschleunigungsmaßnahmen bei den Genehmigungsverfahren der Bundesregierung und der EU (u.a. im Rahmen der bis zum 30. Juni 2025 geltenden EU-Notfallverordnung) zurückzuführen. So war beispielsweise bei den neu aufgenommenen neun Vorhaben ein Bundesfachplanungsverfahren nicht erforderlich, da sie innerhalb bestehender Korridore verlaufen (vgl. § 5a NABEG). Im Gegensatz dazu erfolgten bei den realisierten Vorhaben nur geringe Fortschritte zwischen den einzelnen Quartalen. Es bleibt zu hoffen, dass sich die deutliche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren in den nächsten Jahren auch auf die Realisierungsgeschwindigkeit der Leitungsvorhaben auswirkt.

147. Trotz erteilter Genehmigungen kann es beim Bau und der Realisierung von Netzausbauvorhaben weiterhin zu Verzögerungen kommen. Zu den wesentlichen Ursachen zählen insbesondere anhaltende Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung, etwa infolge von Widerständen gegen geplante Trassenführungen, wie sie beispielhaft beim Projekt SuedLink beobachtet wurden (vgl. z. B. Tagesschau 2023). Des Weiteren können technische Herausforderungen bei komplexen Bauabschnitten – etwa bei der Verlegung von Erdkabeln oder Querungen großer Flüsse – sowie logistische Engpässe bei Personal oder Baufirmen auftreten. Auch eine unzureichende Koordination zwischen den beteiligten Akteuren auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene kann zu Verzögerungen in der Umsetzung führen. Angesichts dieser potenziellen Hemmnisse ist es von zentraler Bedeutung, die Entwicklung des Netzausbaus kontinuierlich und strukturiert zu monitorieren, um frühzeitig auf sich abzeichnende Verzögerungen reagieren zu können. Daher ist es zu begrüßen, dass neben dem quartalsweisen Netzausbau-Monitoring der Bundesnetzagentur auch das BMWF ein eigenes Netzausbau-Controlling etabliert hat (vgl. BMWF 2025b). Dieses wurde 2019 für Onshore-Vorhaben eingeführt und 2020 auf Offshore-Projekte ausgeweitet. Die Übertragungsnetzbetreiber und zuständigen Genehmigungsbehörden berichten dem BMWF quartalsweise über den Stand und die Planungen der Einzelvorhaben. Ergänzend finden regelmäßige Fachgespräche, insbesondere zu Höchstspannungs-Gleichstromvorhaben (HGÜ), sowie anlassbezogene Abstimmungen zu weiteren Bundes-, Landes- und Offshore-Vorhaben statt. Seit 2024 wird das Controlling durch die Datenplattform DANA¹³ unterstützt, über die die Zustände des Netzausbaus systematisch erfasst und aktualisiert werden.

¹³

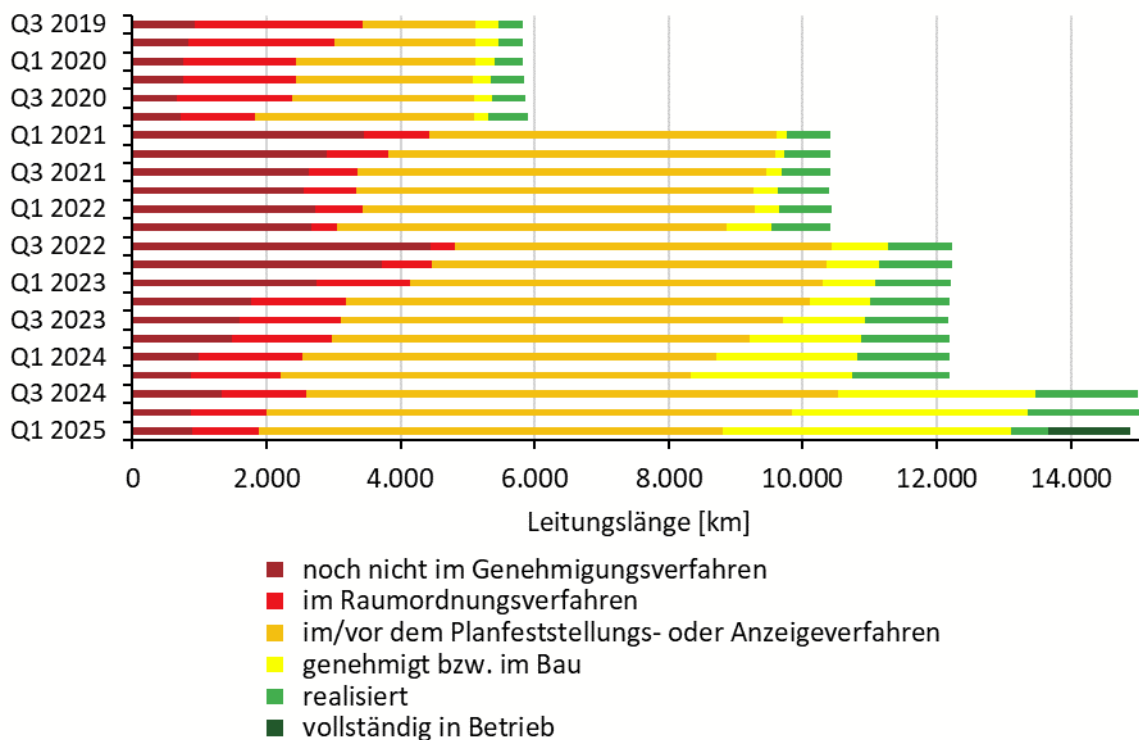
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/DANA/de.html>.

Abbildung 3-33: 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 3-34: Stand des Netzausbaus (BBPIG) 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>.

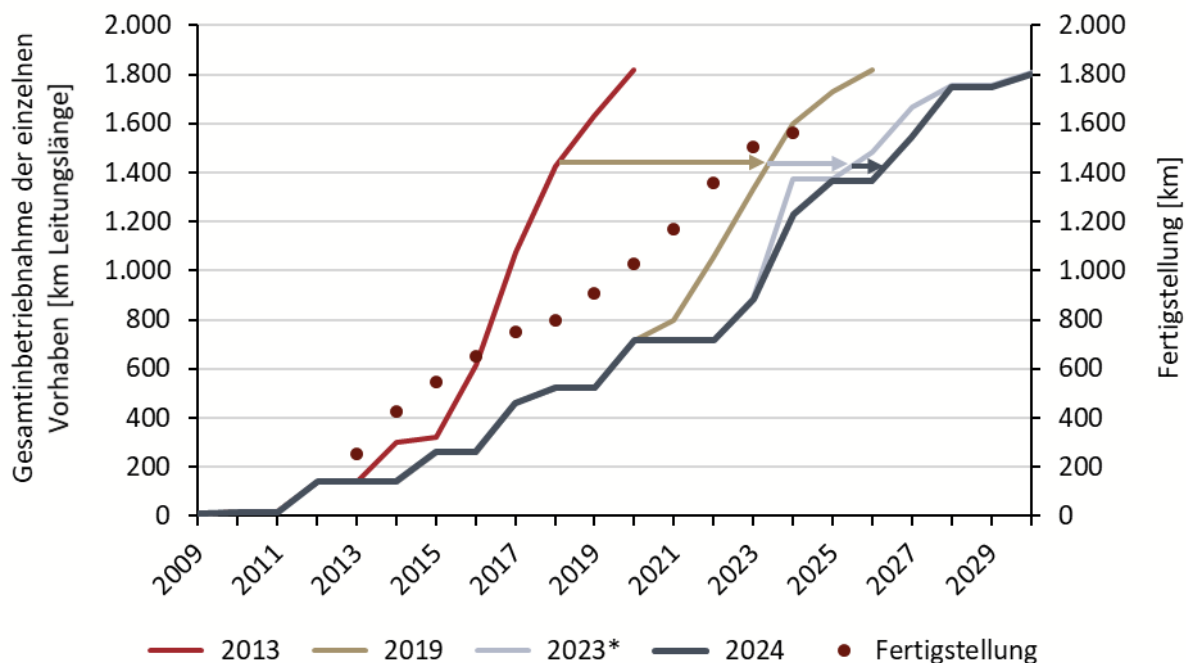
148. Zu den im Rahmen des Netzausbaumonitoring einschließlich des Berichts für das vierte Quartal 2024 (BNetzA 2025b) veröffentlichten Zahlen der fertiggestellten Leitungskilometer (Kategorie „realisiert“ in den Abbildung 3-33 und Abbildung 3-34) werden allerdings auch schon gebaute Abschnitte einzelner Leitungen gezählt, die erst zum Teil gebaut wurden und daher noch nicht genutzt werden können. Die Expertenkommission erachtete diese Angabe in der Vergangenheit als nicht zielführend und empfahl eine transparentere Berichterstattung zu wählen (vgl. EEM 2024, Rn. 142), z. B. durch Aufnahme einer weiteren Kategorie für die schon in Betrieb genommenen bzw. grundsätzlich einsatzbereiten Leitungskilometer (d. h. Kategorien „Fertigstellung“ und „Inbetriebnahme“). Die Expertenkommission begrüßt, dass diese Empfehlung mit dem Bericht für das erste Quartal 2025 (BNetzA 2025c) erstmalig umgesetzt wurde (Kategorie „vollständig in Betrieb“ in den Abbildung 3-33 und Abbildung 3-34).

149. Zu jedem Leitungsvorhaben werden im Rahmen des Netzausbaumonitorings außerdem Termine für die geplante Gesamtinbetriebnahme angegeben. Diese Termine werden über die Berichtsjahre hinweg laufend aktualisiert. Abbildung 3-35 und Abbildung 3-36 verdeutlichen den Umsetzungsfortschritt für die vor 2021 gesetzlich festgesetzten Leitungsvorhaben.¹⁴ Es wird das jeweils erste öffentlich verfügbare Berichtsjahr (2013 für ENLAG und 2016 für BBPIG) mit den Jahren 2019 (Stand in EEM 2021), 2023 (Stand in EEM 2024) sowie 2024 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 historischen und geplanten Werte der Gesamtinbetriebnahme die Grundlage für die grafische Darstellung. Für die Jahre 2013, 2016, 2019 und 2024 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.

150. Die EnLAG-Vorhaben zeigen zum Ende des Jahres 2024 deutliche Fortschritte, wenngleich die Gesamtinbetriebnahme weiterhin hinter den ursprünglichen Planungen zurückbleibt (vgl. Abbildung 3-35). Ende 2024 waren insgesamt 1.563 der 1.800 Kilometer der EnLAG-Vorhaben fertiggestellt, wovon 1.231 Kilometer vollständig in Betrieb genommen wurden. Gegenüber Ende 2023 entspricht dies einem Zuwachs der in Betrieb befindlichen Leitungskilometer um 349 Kilometer bzw. rund 40 %. Damit wurde im Berichtsjahr ein spürbarer Fortschritt erzielt. Gleichzeitig zeigt sich jedoch auch, dass ein Teil der ursprünglich für 2024 erwarteten Inbetriebnahmen in das Jahr 2025 verschoben wurde. Auch für die Jahre 2026 und 2027 werden weitere Verzögerungen der Gesamtinbetriebnahme um etwa ein Jahr im Vergleich zum Stand aus dem Jahr 2023 erwartet, bevor laut den Prognosen sowohl im Bericht 2023 als auch im aktuellen Bericht 2024 eine nahezu vollständige Inbetriebnahme der EnLAG-Vorhaben bis Ende 2028 (rund 97 % der Leitungskilometer) vorgesehen ist. Somit setzt sich die in den Vorjahren bereits beobachtete Tendenz fort, dass sich der erwartete Zeitpunkt der Gesamtinbetriebnahme schrittweise nach hinten verschiebt. Gleichwohl deutet der Anstieg der jährlich fertiggestellten Leitungskilometer darauf hin, dass viele Vorhaben kurz vor der Inbetriebnahme stehen. Vor diesem Hintergrund bleibt zu hoffen, dass die derzeitigen Prognosen, insbesondere für die Jahre bis 2028, eingehalten werden können.

¹⁴ Dieser Fokus bei den Vorhaben des BBPIG erlaubt einen Vergleich über einen längeren Zeitraum hinweg. Die in den Jahren 2021, 2022 und 2024 hinzugekommenen Vorhaben liegen größtenteils noch weit in der Zukunft. Eine Betrachtung dieser Vorhaben erfolgt separat in Abbildung 3-10.

Abbildung 3-35: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamteinbetriebnahme nach EnLAG



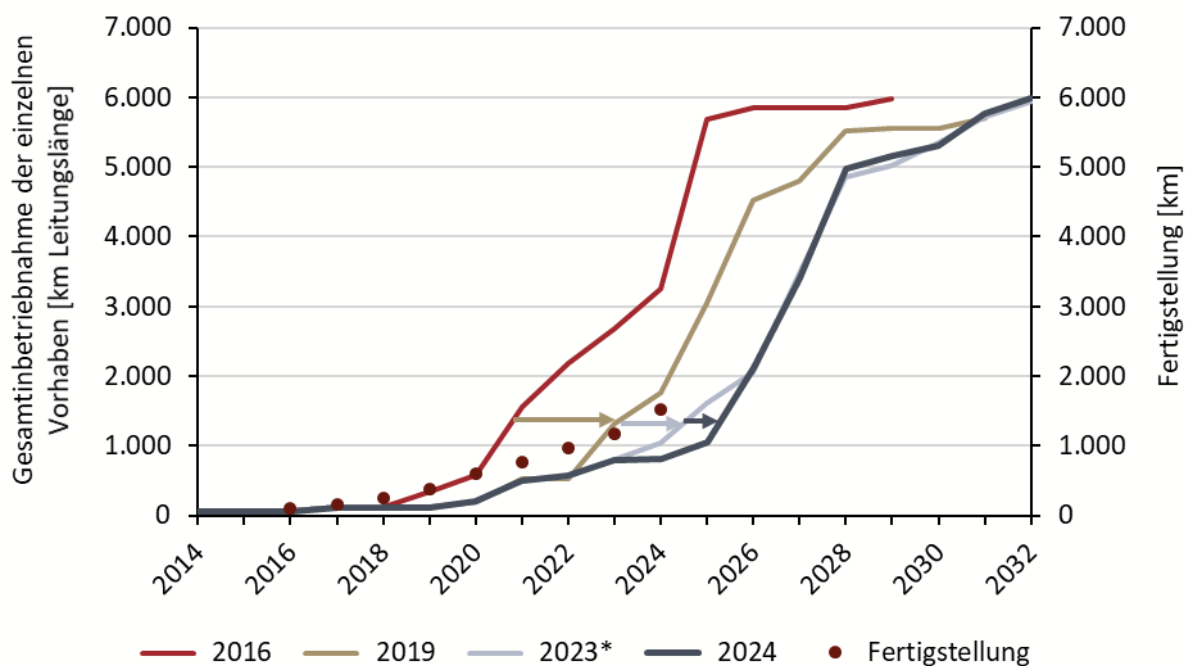
Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade für 2013, 2019 und 2024 jeweils zum Ende des Kalenderjahres, für 2023* zum Ende des zweiten Quartals. 2013 fand das erste Netzausbaumonitoring für die ENLAG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2013, 2020, 2023b, 2025b).

151. Eine ähnliche Dynamik zeigt sich in den Prognosen zur Fertigstellung der Vorhaben des BBPIG, die bereits vor 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden (vgl. Abbildung 3-36). Ende 2024 waren von den insgesamt 5.986 Kilometern der hier betrachteten BBPIG-Vorhaben erst 1.514 Kilometer realisiert, wovon 817 Kilometer vollständig in Betrieb genommen wurden. Während von 2023 auf 2024 rund 350 Kilometer fertiggestellt wurden (ein Zuwachs von etwa 30 %), konnten im selben Zeitraum lediglich weitere 31 Kilometer gegenüber 2023 in Betrieb genommen werden (+3 %). Auch bei den BBPIG-Vorhaben zeigt sich, dass sowohl die realisierte Inbetriebnahme im Jahr 2024 als auch die erwartete Inbetriebnahme für 2025 im Bericht 2024 deutlich hinter den Erwartungen im Bericht 2023 zurückbleibt. Nach den aktuellen Prognosen soll die Verzögerung bis 2026 aufgeholt werden, sodass die für die Jahre nach 2026 vorgesehene Inbetriebnahme wieder den Annahmen des Vorjahres entspricht. Ob diese Entwicklung darauf zurückzuführen ist, dass ab 2026 spürbare Beschleunigungseffekte infolge der bis dahin ergriffenen Maßnahmen erwartet werden, oder ob sich die Fortschreibungslogik der Prognosen inzwischen auf kurzfristige Anpassungen innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahre beschränkt,

lässt sich derzeit nicht eindeutig beurteilen und sollte im Rahmen künftiger Berichte weiter beobachtet werden. Da im Netzausbau-Monitoring der Bundesnetzagentur keine detaillierte Fortschrittsauswertung analog zum Vorgehen der Expertenkommission erfolgt, werden dort keine Ursachen der erneut verzögerten erwarteten Inbetriebnahme diskutiert. Zu hoffen bleibt, dass die in den aktuellen Prognosen ab 2026 erwartete Beschleunigung tatsächlich eintritt und sich künftige Verschiebungen in geringerem Umfang bewegen.

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



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade für 2016, 2019 und 2024 jeweils zum Ende des Kalenderjahres, für 2023* zum Ende des zweiten Quartals. 2016 fand das erste Netzausbaumonitoring für die BBPIG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.

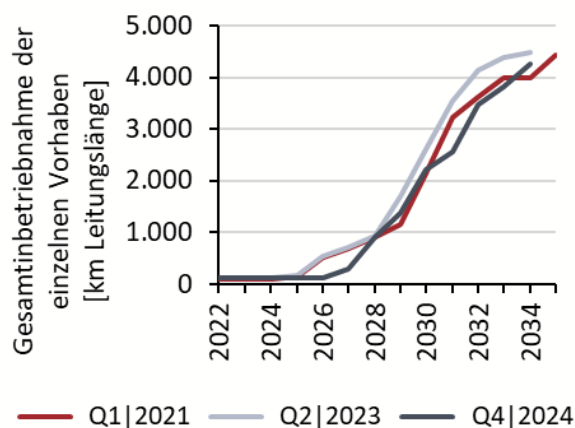
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2017, 2020, 2023b, 2025b).

152. Wie oben erwähnt, wurden in den Jahren 2021 und 2022 weitere Vorhaben, die im Rahmen der Netzentwicklungsplanung von den Übertragungsnetzbetreibern als relevant identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden, in den Bundesbedarfsplan aufgenommen. Die geplante Gesamtinbetriebnahme dieser zusätzlichen Vorhaben ist in Abbildung 3-37 dargestellt. Die im Jahr 2021 neu aufgenommenen Projekte wurden im ersten Quartal 2021 erstmals im Netzausbau-Monitoring geführt und direkt mit Prognosen zur Inbetriebnahme versehen. Die Analyse im Rahmen des letzten Berichts der Expertenkommission (EEM 2024) zeigte, dass diese Prognosen

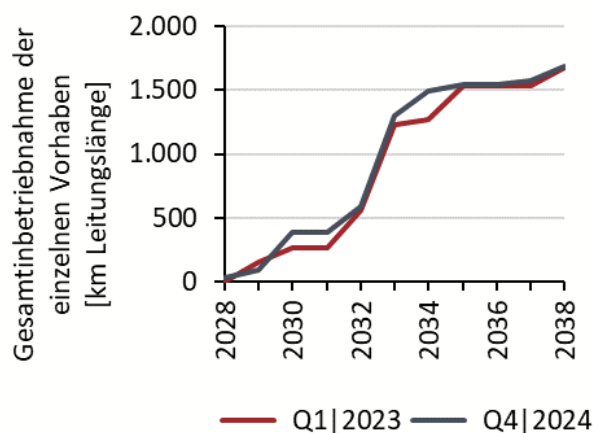
bis zum zweiten Quartal 2023 zunächst leicht nach vorne datiert wurden (vgl. linke Grafik in Abbildung 3-37). Bis Ende 2024 erfolgte nun auch bei diesen Vorhaben eine erneute Verschiebung der erwarteten Inbetriebnahme um ein bis zwei Jahre nach hinten. Insbesondere die ursprünglich bereits ab 2026 erwarteten ersten größeren Inbetriebnahmen werden nun erst ab 2027 in begrenztem Umfang und anschließend ab 2028 mit deutlich höherer Dynamik erwartet. Die im Jahr 2022 neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben (rechte Grafik) wurden im dritten Quartal 2022 erstmals in das Netzausbau-Monitoring aufgenommen und erhielten im ersten Quartal 2023 erste Prognosen für ihre Gesamtinbetriebnahme. Nach aktuellem Stand (Bericht Q4|2024) soll die erste Inbetriebnahme in 2028 erfolgen. Gegenüber dem Stand aus Q1|2023 ist aktuell mit Ausnahme des Jahres 2029 eine leichte Vordatierung einzelner Vorhaben erkennbar, ähnlich wie das im letzten Bericht der Expertenkommission bei den im Jahr 2021 in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben der Fall war. Angesichts des langen Planungshorizonts sind diese positiven Verschiebungen jedoch mit Vorsicht zu betrachten. Die jüngsten, im dritten Quartal 2024 erstmals aufgenommenen Vorhaben wurden bislang noch nicht mit Gesamtinbetriebnahmeprognoesen versehen, sodass eine Bewertung möglicher zeitlicher Verschiebungen für diese Vorhaben derzeit noch nicht möglich ist.

Abbildung 3-37: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPIG (für 2021 und 2022 in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Vorhaben)

(a) Vorhaben seit 2021 im Bundesbedarfsplan



(b) Vorhaben seit 2022 im Bundesbedarfsplan



Anmerkung: Für jede Kurve ist in der Legende angegeben, in welchen Berichten des Netzausbaumonitorings die zugrundeliegenden Prognosewerte für die Gesamtinbetriebnahme zu finden sind.

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2021c, 2023b, 2023c, 2025b).

153. Insgesamt zeigt sich, dass sowohl bei den EnLAG- als auch bei den BBPIG-Vorhaben weiterhin Verzögerungen bei den geplanten Inbetriebnahmen auftreten. Dies gilt bei den BBPIG-Projekten sowohl für die bereits vor 2021 als auch für die im Jahr 2021 in den Bundesbedarfsplan

aufgenommenen Vorhaben. Allerdings werden die Anpassungen der Inbetriebnahmeprognosen inzwischen nicht mehr über den gesamten Planungshorizont hinweg vorgenommen, sondern beschränken sich zunehmend auf die kurzfristig anstehenden Projekte. Ob die weiter in der Zukunft liegenden Vorhaben unverändert bleiben, weil tatsächlich erwartet wird, dass sie mit den bestehenden Beschleunigungsmaßnahmen planmäßig realisiert werden können, oder ob dies vielmehr der Darstellung eines optimistischeren Gesamtbildes dient, lässt sich derzeit nicht abschließend beurteilen. Diese Entwicklung sollte daher auch künftig eng beobachtet und in den kommenden Monitoringberichten fortlaufend bewertet werden.

Beschleunigung des Netzausbaus und Monitoring

154. Um keine weiteren Verzögerungen beim Netzausbau aufkommen zu lassen, ist ein umfangreiches und transparentes Monitoring der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus 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 2025d). Die Auswertung beschränkt sich dabei allerdings auf die Ausbauvorhaben im Zuständigkeitsbereich der BNetzA, was etwa 9.600 km des gesamten Übertragungsnetzausbaubedarfs von rund 16.800 km ausmacht. Bis September 2025 konnten alle Anfang 2023 im Rahmen des Netzausbau-Controllings ans BMWK gemeldeten, erwarteten Genehmigungen auch tatsächlich genehmigt und somit für den Bau freigegeben werden (insg. 4.429 km, im Vergleich zu 2.657 km Ende 2024).

155. 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.

156. 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 beispielsweise im Bericht des Bundesrechnungshofs zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung (Bundesrechnungshof 2024), wo zum Stichtag 30. September 2023 gegenüber der ursprünglichen Planung ein Zeit- und Ausbauverzug von sieben Jahren und 6.000 km ausgewiesen wird. 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

157. Im Juni 2024 startete mit der Veröffentlichung des Szenariorahmenentwurfs der Übertragungsnetzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber 2024) für den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025 (NEP 2037/2045 (Version 2025)) bereits der neunte Durchgang der Bedarfsermittlung, der im April 2025 von der BNetzA genehmigt wurde (BNetzA 2025e). Der NEP 2037/2045 (Version 2025) beschreibt wie der vorhergehende NEP 2037/2045 (Version 2023) ein sogenanntes „Klimaneutralitätsnetz“, welches die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 ermöglicht. Da die Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude überwiegend durch direkte oder indirekte Elektrifizierung erfolgt, spielt Strom dabei eine zentrale Rolle. Mit dem Entwurf des Szenariorahmens haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Datenbasis vorgelegt, die verschiedene Entwicklungspfade auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität abbildet.

158. Erstmals enthalten die Szenarien für Strom und Gas/Wasserstoff gemeinsame Annahmen, beispielsweise zu Standorten von Kraftwerken und Elektrolyseuren. Damit soll eine einheitliche Planungsgrundlage für das Stromübertragungsnetz sowie das Gas- und Wasserstoffnetz entstehen. Grundlage hierfür ist die mit der Novelle des EnWG angestrebte Harmonisierung der Prozesse der Netzentwicklungspläne für Strom, Gas und Wasserstoff. Dies ermöglicht erstmals eine integrierte, sektorenübergreifende Planung im Sinne der Sektorenkopplung. Den strategischen Rahmen dafür bildet die Systementwicklungsstrategie (SES) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Gemäß dem Zweiten Gesetz zur Änderung des EnWG vom 14. Mai 2024 müssen die Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff die Festlegungen der SES angemessen berücksichtigen (§ 12a EnWG). Die Bundesregierung ist verpflichtet, dem Deutschen Bundestag ab 2027 alle vier Jahre eine solche Systementwicklungsstrategie vorzulegen. Diese soll das Energiesystem im Hinblick auf das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit bewerten, eine strategische Systemkostenplanung mit Szenarien enthalten und konkrete Zielpfade für die Weiterentwicklung der Energieversorgung und der Netzinfrastuktur festlegen.

159. Der Entwurf umfasst erneut drei Szenarien für die Jahre 2037 und 2045, die unterschiedliche technische Optionen und Ausbaugeschwindigkeiten berücksichtigen und damit eine Bandbreite realistischer Entwicklungen für die zukünftige Stromversorgung in Deutschland und Europa abbilden:

- In den Szenarien A 2037 und A 2045 wird von einem deutlich geringeren Stromverbrauch als in den übrigen Szenarien ausgegangen. Diese Szenarien kennzeichnen sich durch eine hohe Nutzung von Wasserstoff und einen vergleichsweise langsamen Ausbau der erneuerbaren Energien. Aufgrund des verzögerten EE-Ausbaus steht in Deutschland nicht

genügend erneuerbarer Strom zur Verfügung, was die heimische Elektrolyseproduktion bremst und zu einer hohen Importabhängigkeit bei Wasserstoff führt. In Szenario A kann die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) in Kraftwerken zur Dekarbonisierung beitragen. Der Stromverbrauch wird zwar flexibler gestaltet, jedoch weniger stark als in den Szenarien B und C. Während Verkehr und Wärme vor allem durch Elektrifizierung dekarbonisiert werden, bleibt Wasserstoff auch hier ein ergänzender Energieträger.

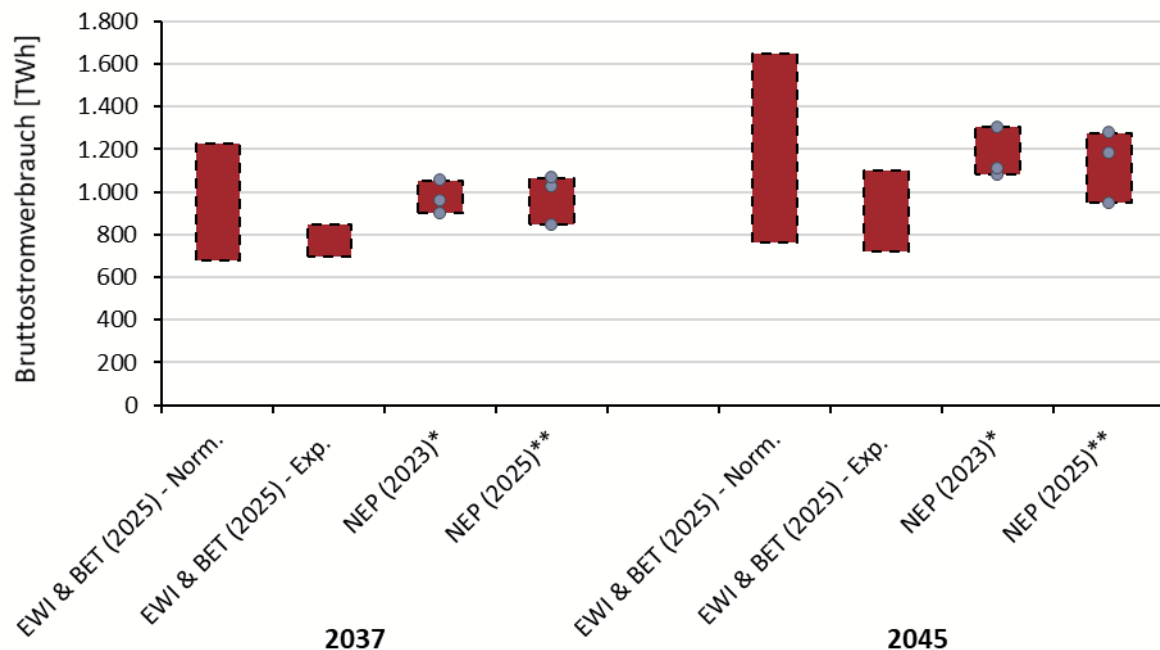
- Die Szenarien B 2037 und B 2045 stimmen weitestgehend mit dem Szenario 2 des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff überein. Entwicklungspfade und sektorale Annahmen sind hierbei aufeinander abgestimmt. Diese Szenarien entsprechen in weiten Teilen dem Ausbaupfad des Szenarios O45-Strom der Langfristszenarien und liegen innerhalb der Bandbreite der Systementwicklungsstrategie (SES). Der Schwerpunkt liegt auf einer effizienten Transformation durch direkte Elektrifizierung. Der Stromverbrauch steigt in allen Sektoren, da Wärmeerzeugung, Mobilität und Industrie zunehmend elektrisch versorgt werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt in Übereinstimmung mit den gesetzlichen Zielpfaden.
- Die Szenarien C 2037 und C 2045 bilden den ambitioniertesten Umbau des Energiesystems ab. Sie sehen eine weitgehende Elektrifizierung aller Sektoren, einen massiven Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten sowie die geringste Importabhängigkeit bei Wasserstoff vor. Dadurch wird in diesen Szenarien die höchste Energiesouveränität erreicht. Der Stromverbrauch ist hier am höchsten, insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Elektrolyseuren. Gleichzeitig wird eine weitgehende Flexibilisierung des Stromverbrauchs angenommen, einschließlich einer stärkeren Netzausrichtung der flexiblen Verbraucher. Der Ausbau der erneuerbaren Energien übertrifft in diesen Szenarien teilweise die gesetzlichen Zielwerte.

160. Die im aktuellen Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2037/2045 dargestellten Szenarien A, B und C bilden unterschiedliche Entwicklungspfade auf dem Weg zur Klimaneutralität ab und spannen damit einen Szenariotrichter auf, der verschiedene mögliche Transformationsverläufe des Energiesystems berücksichtigt. Im Gegensatz dazu war der für den NEP 2037/2045 (Version 2023) durch die Bundesnetzagentur genehmigte Szenariotrichter schmäler und zeigte im Ergebnis lediglich ein einziges mögliches Klimaneutralitätsnetz für das Jahr 2045 auf. Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariotrichter fällt insgesamt etwas enger aus als im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, wobei insbesondere eine geringere Spreizung zwischen den Szenarien B und C angenommen wird. Begründet wird dies damit, dass noch ambitioniertere Annahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien und zum Stromverbrauch gegenwärtig nicht als realistisch eingeschätzt werden. Zugleich wurde der Trichter am unteren Ende etwas erweitert. Im genehmigten Szenariorahmen wird nun für das Jahr 2037 ein Nettostromverbrauch zwischen

775 und 994 TWh und für 2045 zwischen 869 und 1.195 TWh angenommen. Damit liegt der Trichter enger als im Entwurf der ÜNB (774–1.002 TWh im Jahr 2037 und 887–1.270 TWh im Jahr 2045), spiegelt aber weiterhin ein breites Spektrum möglicher Entwicklungspfade wider.

161. Im Rahmen des im September 2025 veröffentlichten Monitoringberichts von EWI und BET (2025), der im Auftrag des BMWF erstellt wurde, wurden die möglichen Entwicklungen der zukünftigen Stromnachfrage analysiert und mit den Annahmen aus dem aktuellen Szenariorahmen verglichen, unter anderem durch einen Abgleich der sektoralen Annahmen (Abbildung 3-38). Der Bericht unterscheidet zwischen normativen und explorativen Szenarien, die in der aktuellen Studienlandschaft parallel existieren. Die normativen, klimazielerreichenden Szenarien legen die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 als feste Bedingung zugrunde und zeigen die dafür notwendigen strukturellen Veränderungen im Energiesystem. Explorative (Trend-)Szenarien hingegen bilden die Auswirkungen bestimmter Randbedingungen auf die künftige Entwicklung (u.a. der Stromnachfrage) ab, ohne die vollständige Zielerreichung der Klimaneutralität zu unterstellen. In allen der Untersuchung zugrunde gelegten explorativen Szenarien wird das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 daher verfehlt. Mit Blick auf den Bruttostromverbrauch liegen die genehmigten Szenarien des NEP 2037/2045 (Version 2025) für die Jahre 2037 und 2045 im mittleren Bereich der normativen Szenarien. Damit decken sie bei den Szenarien, die das Klimaneutralitätsziel erreichen, den oberen und unteren Bereiche der Bandbreite nicht ab. Im Vergleich zu den explorativen Szenarien liegt der Szenariotrichter für 2037 vollständig oberhalb des Intervalls, sodass lediglich das Szenario A (mit der geringsten Bruttostromnachfrage) eine Überschneidung mit dem explorativen Szenario mit der höchsten Stromnachfrage aufweist. Für das Jahr 2045 bewegt sich Szenario A etwa in der Mitte des Intervalls der explorativen Szenarien, während die Szenarien B und C oberhalb liegen.

Abbildung 3-38: Vergleich der Bruttostromnachfrage mit dem genehmigten Szenariorahmen NEP 2037/2045 (Version 2025) für die Jahre 2037 und 2045



Anmerkungen: *Bestätigung des NEP 2037/2045 (Version 2023); **Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (Version 2025).

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EWI & BET (2025).

162. Die Analyse zeigt, dass der aktuelle Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (Version 2025) im Vergleich zur wissenschaftlichen Szenarienlandschaft eher auf der optimistischen Seite liegt, insbesondere hinsichtlich der erwarteten Stromnachfrage in den kommenden Dekaden. Dies kann für die Netzplanung sowohl Chancen als auch Risiken bergen. Einerseits stellt ein ambitionierter Szenariorahmen sicher, dass der Netzausbau nicht zum Engpass der Energiewende wird und auch bei stark steigender Elektrifizierung ausreichend Kapazitäten bereitstehen. Andererseits besteht die Gefahr einer Überdimensionierung, falls sich die tatsächliche Nachfrage deutlich langsamer entwickelt als angenommen. Vor diesem Hintergrund ist eine kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Szenarioannahmen zentral, insbesondere im Zusammenspiel mit den Entwicklungen auf der Nachfrageseite und im europäischen Kontext. Die zunehmende Integration der Szenariorahmen für Strom, Gas und Wasserstoff ist daher ein wichtiger Schritt, um Kohärenz und Effizienz in der langfristigen Infrastrukturplanung zu gewährleisten und Fehlanreize durch unkoordinierte Annahmen zu vermeiden. Zugleich sollte zur Senkung der Netzkosten ein modularer Ansatz verfolgt werden, der Planungs- und Genehmigungsprozesse stärker von den eigentlichen Investitionsentscheidungen trennt. Dies ermöglicht eine flexiblere zeitliche Streckung der Investitionen und damit eine Entlastung der Netzentgelte, ohne den langfristigen Planungshorizont zu gefährden (vgl. Ansätze zur Begrenzung steigender Netzkosten in Rn. 167). Vor diesem Hintergrund

begrüßt die Expertenkommission, dass die unterschiedlichen Szenarien für den neuen Netzentwicklungsplan 2037/2045 (Version 2025) breiter aufgespannt sind als im vorangegangenen Szenariorahmen und damit mehr Optionen für mögliche Entwicklungen des Energiesystems aufzeigen, wie bereits in ihrem letzten Bericht angeregt (vgl. EEM 2024, Rn. 151 und 156). Der breitere Szenariotrichter ermöglicht eine realistischere Abbildung der bestehenden Unsicherheiten in der Transformation des Energiesystems und bietet eine bessere Grundlage für robuste Planungsentscheidungen. Auch liegt nun ein stärkerer Fokus auf der Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext. So legen die Übertragungsnetzbetreiber bei den Annahmen zu den Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern die europäischen Planungen des aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) zugrunde und variieren diese erstmals zwischen den Szenarien. Diese stärkere internationale Koordination in der Netzentwicklungsplanung entspricht einer zentralen Empfehlung der Expertenkommission im letzten Bericht (vgl. EEM 2024, Rn. 185).

163. Darüber hinaus begrüßt die Expertenkommission ausdrücklich, dass im neuen Szenariorahmen eine engere Abstimmung zwischen den Szenarien für Strom, Gas und Wasserstoff erfolgt und die Systementwicklungsstrategie als übergeordneter Orientierungsrahmen Berücksichtigung findet (vgl. Forderung in EEM 2024, Rn. 183). Wie bereits in früheren Berichten betont, ist eine gemeinsame langfristige Planung auf nationaler und europäischer Ebene beim Auf- und Umbau der Infrastrukturen, insbesondere für Strom, Gas, Wasserstoff, CO₂, Wärme, Tank- und Ladeinfrastruktur sowie Glasfasernetze, von entscheidender Bedeutung. Eine koordinierte Planung kann Kosten und Aufwand erheblich reduzieren, etwa wenn bei Infrastrukturmaßnahmen Straßen nur einmal geöffnet werden müssen, um parallel mehrere Leitungen zu verlegen oder Kapazitäten gemeinsam zu erweitern.

164. Positiv hervorzuheben ist außerdem, dass im Rahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans eine Ermittlung kurz- und mittelfristiger Maßnahmen auf Basis einer Analyse für das Jahr 2032 von der Bundesnetzagentur vorgeschrieben wird. Diese Nebenbestimmung soll sicherstellen, dass im Netzentwicklungsplan nicht nur langfristige Projekte, sondern auch alle Maßnahmen enthalten sind, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb in den kommenden Jahren notwendig sind. Hintergrund ist, dass einige Maßnahmen bereits vor den Betrachtungsjahren 2037 und 2045 erforderlich werden könnten, insbesondere zur Gewährleistung der Systemstabilität. Entsprechende Bedarfe sollen im Rahmen des Systemstabilitätsberichts nach § 12i Abs. 2 EnWG identifiziert und in die Prüfung sowie Bestätigung des Netzentwicklungsplans integriert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung sind daher angehalten, auf Basis einer Analyse für das Jahr 2032 zu bewerten, welche Maßnahmen kurzfristig zur Stabilisierung des Systems beitragen können. Dazu zählen insbesondere Maßnahmen zur Bereitstellung von Blindleistung und zur Netzstabilität, aber auch kurzfristig realisierbare Optimierungen und Verstärkungen des Übertragungsnetzes, die zwar nur temporären Nutzen bis 2032 entfalten, aber zur Entlastung der angespannten Übergangsphase beitragen können.

165. Im nächsten Schritt werden die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (Version 2025) erarbeiten. Nach aktuellem Zeitplan soll dieser Entwurf Anfang Dezember veröffentlicht werden und damit die Grundlage für die Konsultation und Bewertung durch die Öffentlichkeit sowie die weiteren Prozessschritte bilden.

166. Im letzten Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2023) zeichnete sich ein erheblicher zusätzlicher Ausbaubedarf des innerdeutschen Übertragungsnetzes ab. Gegenüber dem NEP 2035 (Version 2021) schlagen die Übertragungsnetzbetreiber diverse zusätzliche Maßnahmen vor, was einer Steigerung des Gesamtausbaubedarfs um mehr als 60 % entspricht. Im Vergleich zum zuvor vorgeschlagenen Netzausbau identifiziert der NEP 2037/2045 (Version 2023) neue Onshore-Projekte mit einer Gesamtlänge von rund 5.620 Kilometern und einem zusätzlichen Investitionsvolumen von 52,3 Milliarden Euro. Hauptursächlich hierfür ist die Ausweisung von fünf zusätzlichen Gleichstromverbindungen, die zur Sicherstellung der notwendigen Transportkapazitäten im Zuge der Energiewende erforderlich sind. Im März 2024 bestätigte die Bundesnetzagentur den NEP 2037/2045 (Version 2023) und ging dabei sogar über die Vorschläge der ÜNB hinaus. So wurden unter anderem zwei der fünf neuen Gleichstromprojekte um jeweils zwei Gigawatt Leistung erweitert, wodurch die Übertragungskapazität in Richtung Süddeutschland weiter steigt. Von den insgesamt 13.650 Leitungskilometern an Neubau- und Verstärkungsmaßnahmen im zweiten Entwurf des NEP wurden 12.700 Kilometer offiziell bestätigt (BNetzA 2024c). Ein von der vorherigen Bundesregierung im Dezember 2024 vorgelegter Gesetzentwurf zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes (Deutscher Bundestag 2024b), der die Aufnahme der neuen Gleichstromprojekte vorsah, konnte infolge des Regierungswechsels bislang jedoch nicht umgesetzt werden. Da die bis zum 30. Juni 2025 geltende EU-Notfallverordnung zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren inzwischen ausgelaufen ist, müssen die vorbereiteten Unterlagen nun an das frühere nationale Genehmigungsrecht angepasst werden. Dies dürfte zu einer Verzögerung von mindestens zwei Jahren bei diesen Projekten führen (Deutscher Bundestag 2025).

167. Durch den von der BNetzA bestätigten Netzausbaubedarf des NEP 2037/2045 (Version 2023) sowie voraussichtlich auch durch die Ergebnisse des aktuellen Planungsdurchlaufs ist ein weiterer deutlicher Anstieg der Netzkosten zu erwarten. Diese Kosten müssen entweder über höhere Netzentgelte an die Stromkunden weitergegeben oder teilweise aus dem Bundeshaushalt kompensiert werden. Angesichts der bereits hohen Energiepreisbelastung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie der angespannten Haushaltslage ist es daher notwendig, Einsparpotenziale bei den Netzkosten zu identifizieren und ausgewogene Lösungen zu entwickeln, die sowohl die Finanzierung des Netzausbaus sichern als auch sozialverträgliche Strompreise gewährleisten. Zentrale Ansätze zur Begrenzung steigender Netzkosten sind unter anderem:

- Der Netzausbau sollte so umgesetzt werden, dass die Belastung für die Bevölkerung möglichst gering bleibt. Eine enge Verzahnung mit anderen Infrastrukturprojekten, wie dem

Ausbau von Fernwärmenetzen oder Glasfaserleitungen, kann dabei helfen, bauliche Eingriffe zu minimieren und Synergien zu nutzen.

- Die Ausgestaltung der Regulatorik sollte sicherstellen, dass Alternativen zum konventionellen Leitungsausbau – insbesondere digitale Lösungen und Flexibilitätsoptionen im Übertragungs- und Verteilnetz – nicht benachteiligt, sondern gezielt gefördert werden. Dies kann dazu beitragen, den notwendigen physischen Netzausbau zu begrenzen und somit die Kosten zu senken.
- Zusätzlich sollten alle technischen und wirtschaftlichen Einsparpotenziale geprüft werden. Für neu zu planende Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Projekte bieten Freileitungen anstelle von Erdkabeln die Möglichkeit, erhebliche Kosteneinsparungen zu erzielen, ohne dass dabei die Übertragungskapazität oder Systemstabilität beeinträchtigt wird (vgl. EEM 2024, Rn. 158 f.). So ließe sich nach Angaben von TenneT (2025) allein für die Projekte OstWestLink, NordWestLink und SuedWestLink durch einen Wechsel auf Freileitungen eine Ersparnis von mindestens 20 Mrd. Euro realisieren.
- Auch sollte geprüft werden, inwieweit der Netzausbau in geringerem Maße ausreichend sein kann, nachdem der aktuelle Trend bei der Elektrifizierung (Umstieg auf Elektroautos und Wärmepumpen und Ausbau von Elektrolysekapazitäten, vgl. Kapitel 2.2 und 3.1) einen deutlich geringeren Anstieg der Stromnachfrage in der kurzen bis mittleren Frist erwarten lässt, als es in den aktuellen Planungen des EE- und Netzausbaus zugrunde gelegt wurde (750 TWh Bruttostromverbrauch im Jahr 2030).
- Alle Vorhaben, die aus dem bestätigten Netzentwicklungsplan in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, können unmittelbar umgesetzt werden und somit direkt Kosten verursachen. Eine gestaffelte bzw. zeitlich gestreckte Umsetzung der Investitionsentscheidungen könnte den Anstieg der Netzkosten im Zeitverlauf abmildern. Gleichzeitig bleiben Planung und Genehmigung der Leitungsprojekte essenziell für die Langfristperspektive. Ein modularer Ansatz, der Planungs- und Genehmigungsprozesse stärker von den eigentlichen Investitionsentscheidungen trennt, bildet hier eine sinnvolle und zielführende Strategie. Voraussetzung dafür sind jedoch effektive Instrumente zur zeitlichen Steuerung von Investitionen sowie zusätzliche Beschleunigungsmaßnahmen, um sicherzustellen, dass verschobene Projekte zu einem späteren Zeitpunkt ohne weitere Verzögerung umgesetzt werden können.
- Auch könnten Kosteneinsparungen durch eine gewisse Flexibilisierung der vorgegebenen Inbetriebnahmedaten erreicht werden. Bisher entsteht in den Verfahren der Bedarfsermittlung die Situation, dass die Komponentenhersteller bzw. -lieferanten ihre Preisgestaltung auch mit Blick auf die definierten Inbetriebnahmehorizonte ausrichten können. Nach den bisherigen Erfahrungen ist dies preistreibend. Wenn hier auf Seite der Netzbetreiber ein größeres Maß an Flexibilität existieren würde, können Preissenkungspotenziale erschlossen werden.

- In den langfristig ausgerichteten Netzentwicklungsplänen sollten auch Szenarien berücksichtigt werden, die strukturell unterschiedliche Zielerreichungspfade beschreiben und z.B. einen deutlich geringeren Anstieg der Stromnachfrage und ggf. des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung unterstellen. Dadurch kann eine Priorisierung der Projekte bzw. eine Identifizierung von No-regret-Maßnahmen, die über alle Szenarien hinweg benötigt werden, erfolgen. Der aktuelle Szenariorahmen ist hier bereits ein Schritt in die richtige Richtung, wenngleich er die Bandbreite möglicher Transformationspfade nur zu einem Teil abdeckt (siehe Vergleich in EWI & BET 2025).

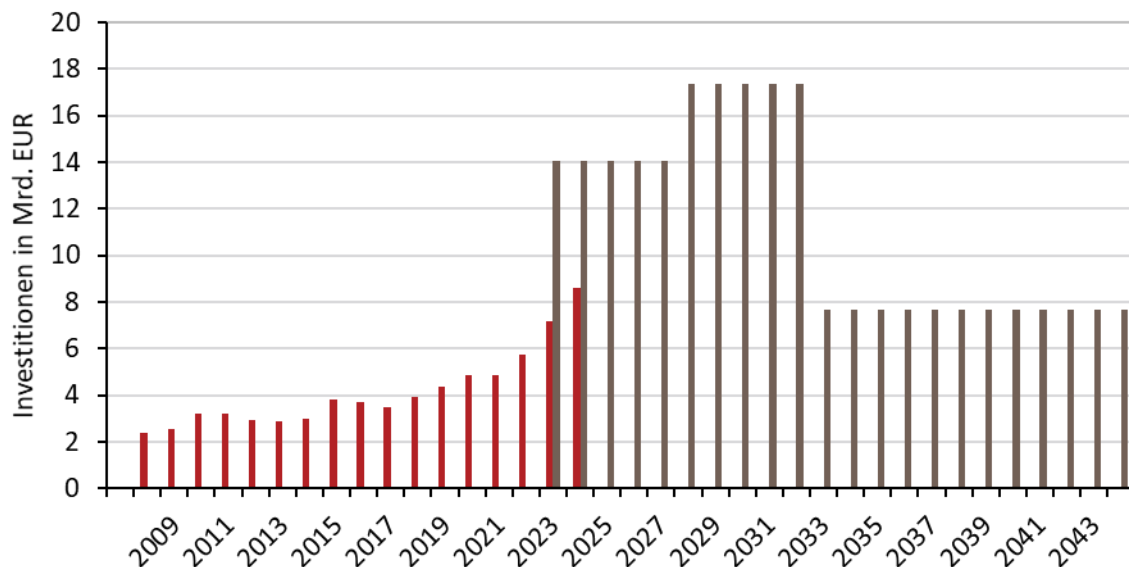
168. Die Expertenkommission weist aber auch darauf hin, dass Maßnahmen zur Kosteneinsparung keinesfalls zu deutlichen Verzögerungen der Planungs- und Umsetzungsprozesse führen dürfen.

3.4.3 Ausbau der Verteilnetze

169. Die Ermittlung des Investitionsbedarfs in die Verteilnetze ist mit der Einführung des § 14d EnWG deutlich konkretisiert worden. Die Regelung verpflichtet größere Verteilnetzbetreiber dazu, abgeleitet aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber Regionalszenarien zu erstellen und auf dieser Basis alle zwei Jahre in Netzausbauplänen (NAP) ihren Ausbaubedarf und Optimierungsmöglichkeiten zu bestimmen. Eine zusammenfassende Analyse dieser NAPs durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE 2025) hat bis 2045 einen Gesamtinvestitionsbedarf von 240 Mrd. EUR ermittelt. Hierbei wurden zum Teil fehlende Angaben in den NAPs geschätzt. Wie in Abbildung 3-39 ersichtlich, ist der Investitionsbedarf insbesondere in den kommenden Jahren bis einschließlich 2032 besonders hoch.

170. Im Sinne einer vorausschauenden Netzplanung kann es ökonomisch sinnvoll sein, bei frühen Ausbaumaßnahmen bereits auf den Zielbedarf auszubauen. So wird vermieden, dass bereits nach kurzer Zeit eine weitere Ausbaumaßnahme ergriffen werden muss. Dadurch entsteht jedoch zunächst ein höherer Investitionsbedarf als er für den kurzfristig bedarfsgerechten, auf Netzanschlussanfragen beruhenden Netzausbau notwendig wäre. Die Bereitstellung des notwendigen Kapitals ist für die Umsetzung dieses vorausschauenden Netzausbaus entscheidend.

Abbildung 3-39: Investitionen in die Verteilnetze



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2024) und FfE (2025).

2023-2025: gemittelter jährlicher Bedarf über den Betrachtungszeitraum, 2024: Plan zum Stand der Veröffentlichung.

171. In den Netzausbauplänen gibt es keine einheitliche Methodik zur Bestimmung der Kosten und die Art der Ergebnisdarstellung. Daher sind die Pläne zum Teil nur schwer vergleichbar und nicht einfach aggregierbar. Die den Berechnungen zugrunde liegenden Regionalszenarien unterscheiden sich auch in ihrer Methodik. So verwenden mehrere Regionen das Szenario B des Netzentwicklungsplans als Basis für Top-down-Prognosen der Erzeugung und Last. Bayern verwendet hierfür das Szenario C, und die Regionen Nord und Ost verwenden eigene Methoden. Lasten werden teilweise anhand ihrer Anzahl, ihrer Spitzenlast, der Laständerungsrate oder des Jahresenergieverbrauchs angegeben. Nicht alle potenziell relevanten Entwicklungen der zukünftigen Lastkurve finden in den NAPs Berücksichtigung; so wird im aktuell gültigen Regionalszenario von 2023 zum Beispiel der elektrifizierte Schwerlastverkehr nicht betrachtet. Auch sind Abschätzungen für die Niederspannungsebene im § 14d EnWG nicht verpflichtend, daher sind die Daten hierzu lückenhaft. Somit ist es möglich, dass die Investitionsbedarfe in die Verteilnetze in Zukunft noch höher ausfallen können als bisher erfasst.

172. Die für die Lastberechnung verwendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren unterscheiden sich zwischen den NAPs zum Teil deutlich, wie FfE (2025) anhand der E-Mobilität zeigt. Die veröffentlichten Gleichzeitigkeitsfaktoren werden zum Teil auf unterschiedliche Ladevorgänge (Schnellladen, private oder öffentliche Ladesäulen, Tag-/Nachtladen) von E-PKW oder unterschiedliche Spannungsebenen bezogen. Aus den angegebenen Gleichzeitigkeitsfaktoren resultieren nach FfE für die Hochspannungsebene stark unterschiedliche netzwirksame Lasten pro Fahrzeug

von 1 kW bis 4,7 kW. Dies zeigt exemplarisch, dass es kein einheitliches Vorgehen zur Berücksichtigung von Lastflexibilität gibt, was einen erheblichen Einfluss auf die zu planenden Kapazitäten haben kann. Im Netzentwicklungsplan wird für flexible Lasten grundsätzlich eine marktorientierte Einsatzweise angenommen.

173. Ein rein marktorientierter Betrieb ohne Berücksichtigung der (lokalen bzw. überregionalen) Netzauslastung führt tendenziell zu höheren Netzausbaubedarfen, sofern der Markt die Netzrestriktionen nicht endogen abbildet.¹⁵ Da es zu einer solchen Berücksichtigung der Netzsituation in Preissignalen in Deutschland noch kein Konzept gibt, wird das Potential zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs durch Lastflexibilität in den NAPs uneinheitlich oder gar nicht quantifiziert. Dies macht deutlich, dass es zunächst wichtig ist, einen Regulierungsrahmen zu etablieren, der netzorientierte Preissignale ermöglicht. Ein solcher Rahmen könnte Verteilnetzbetreibern Möglichkeiten zur indirekten Steuerung der Netzauslastung über Preissignale eröffnen, um den Netzausbaubedarf zu begrenzen. Diese Instrumente können danach Eingang in die NAPs finden und eine weitergehende (Wohlfahrts-)Optimierung des Ausbaus der Verteilnetze erlauben.

174. Mit Inkrafttreten des § 14a EnWG wurde den Verteilnetzbetreibern für Engpasssituationen das Instrument der Lastreduktion von steuerbaren Verbrauchseinheiten ermöglicht. Im Sinne der Lastflexibilisierung ist dieses Instrument zu begrüßen. Allerdings ist es nur für Notfälle gedacht, und der Netzbetreiber muss weiterhin das Netz ausbauen, um zukünftige Eingriffe möglichst zu vermeiden. In der Praxis fehlen zudem häufig die notwendigen technischen Voraussetzungen für Steuereingriffe, da viele Verbraucher nicht ausreichend kommunikationstechnisch angebunden sind und bei den Verteilnetzbetreibern die nötige digitale Infrastruktur zur Ermittlung und Prognose von Netzengpässen sowie die Verknüpfung der relevanten IT-Systeme teilweise ebenfalls fehlt. Auch die mit dem § 14a EnWG eingeführten variablen Netzentgelte erreichen heute keine sinnvolle Lenkungswirkung für einen netzdienlichen Verbrauch, da die Tarifstufen regulatorisch stark vorgegeben waren und sich nicht an der tatsächlichen Netzsituation orientieren. Die Weiterentwicklung des Instruments hin zu einem dynamischen Netzentgelt ist erwägenswert, um zukünftig Netzengpässe kosteneffizient zu vermeiden und bestehende Netze besser zu nutzen.

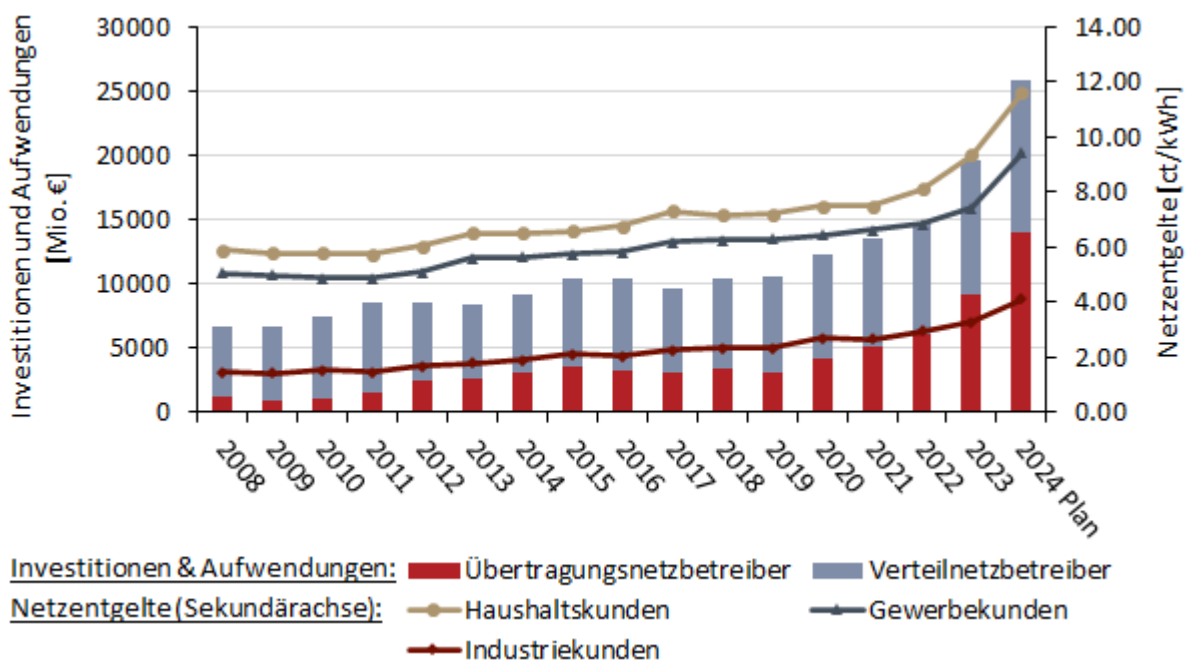
3.4.4 Kostenentwicklung und Netzentgelte

175. Die Netzentgelte, die zur Deckung der Kosten für den Betrieb und die Investitionen in die Stromnetze bis zur Höhe der genehmigten Erlösobergrenze erhoben werden, sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen (Abbildung 3-40). Dieser Anstieg ist auf mehrere Faktoren

¹⁵ In einem Nodalpreissystem würden Netzrestriktionen im Markt abgebildet. Ein solches System existiert im europäischen Markt bisher nicht, wird jedoch aufgrund der zu erwartenden Effizienzgewinne von vielen Seiten empfohlen (vgl. Kapitel 3.6.3). Es ist jedoch unklar, in wieweit sich ein solches System auch auf niedrigere Spannungsebenen ausweiten lässt, daher können auch weitere Instrumente zur Optimierung der Verteilnetzauslastung erforderlich sein, wie bspw. dynamische Netzentgelte.

zurückzuführen. Einerseits erfordert die Transformation des Energiesystems massive Investitionen in die Netzinfrastruktur. Die entsprechenden Anstiege in den Investitionen und Aufwendungen sind ebenfalls in Abbildung 3-40 ersichtlich. Andererseits waren insbesondere bei den Übertragungsnetzen die Betriebskosten u.a. aufgrund der erforderlichen Maßnahmen des Engpassmanagements in den letzten Jahren hoch (vgl. Kapitel 3.4.1). Ein weiterer Aspekt, der zu steigenden Netzentgelten beiträgt, ist die Abnahme des Stromverbrauchs, denn die Netzkosten werden auf die aus den Stromnetzen entnommenen Energiemengen umgelegt, sodass die Entgelte bei sinkenden Abnahmemengen steigen.

Abbildung 3-40: Entwicklung der Netzkosten und Netzentgelte der Übertragungs- und Verteilnetze



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).

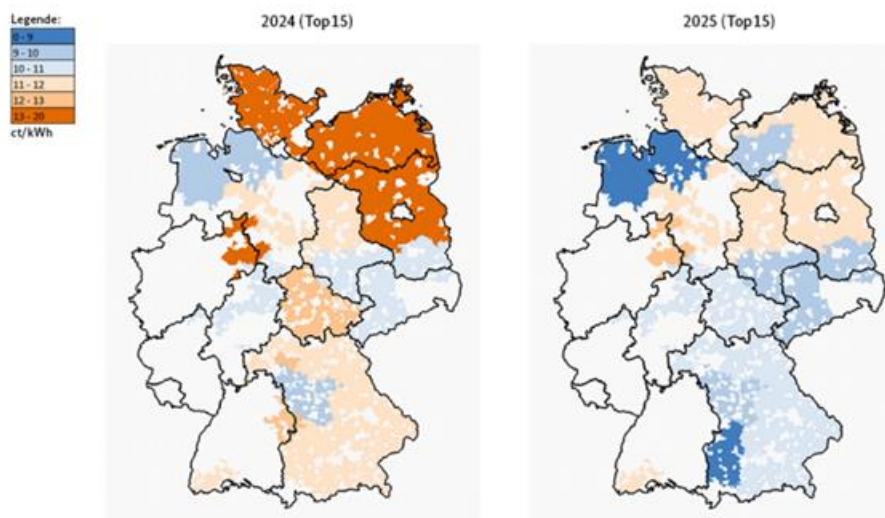
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2021), BNetzA/BKartA (2016), BNetzA/BKartA (2023) und BNetzA/BKartA (2024).

176. Bei den Verteilnetzen zeigte sich in der Vergangenheit eine starke regionale Spreizung der Entgelte (Abbildung 3-41). Insbesondere in ländlichen Regionen mit einem hohen Anteil an EE-Anlagen waren die Kosten für Netznutzer deutlich höher als in städtischen Gebieten oder Regionen mit geringerem EE-Ausbau. Um diese Ungleichverteilung zu adressieren, wurde ab dem Jahr 2025 ein neuer Wälzungsmechanismus eingeführt, der Regionen mit hohen EE-Integrationskosten entlastet. Die Kosten werden über den „Aufschlag für besondere Netznutzung“ umgelegt. Durch

diese Maßnahme soll eine bundesweite Angleichung der regionalen Netzentgelte erreicht werden. Für das Jahr 2025 beläuft sich der Aufschlag für besondere Netznutzung auf 1,56 ct/kWh¹⁶. Er setzt sich aus der bisherigen § 19 StromNEV-Umlage sowie den Kosten der EE-Netzkostenverteilung zusammen, wobei letztere etwa 60 % des Betrags ausmachen.

Abbildung 3-41: Regionale Unterschiede bei Netzentgelten für Haushaltskunden 2024 vs. 2025

Vergleich relative Netzentgelte in ct/kWh



Netzentgelte für durchschnittliche Haushaltskunde (3.500 kWh/a) in der Niederspannungsebene.

Quelle: Bundesnetzagentur 2025, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html>.

177. Diese Entwicklung führt jedoch zu neuen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Ein stetig wachsender Anteil der Netzkosten wird nicht mehr als originäres, beeinflussbares Netzentgelt, sondern in Form von Umlagen erhoben. Dies erschwert die Einführung von Reformen, die auf eine höhere Kostenreflexivität und Anreizwirkung abzielen, erheblich. Die Expertenkommission regt an, diesem Umstand Rechnung zu tragen und auch Umlagen in Konzepte für eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik mitzudenken und in ein Zielsystem einzubetten, also etwa in den AgNES-Prozess (siehe Folgekapitel) einzubeziehen.

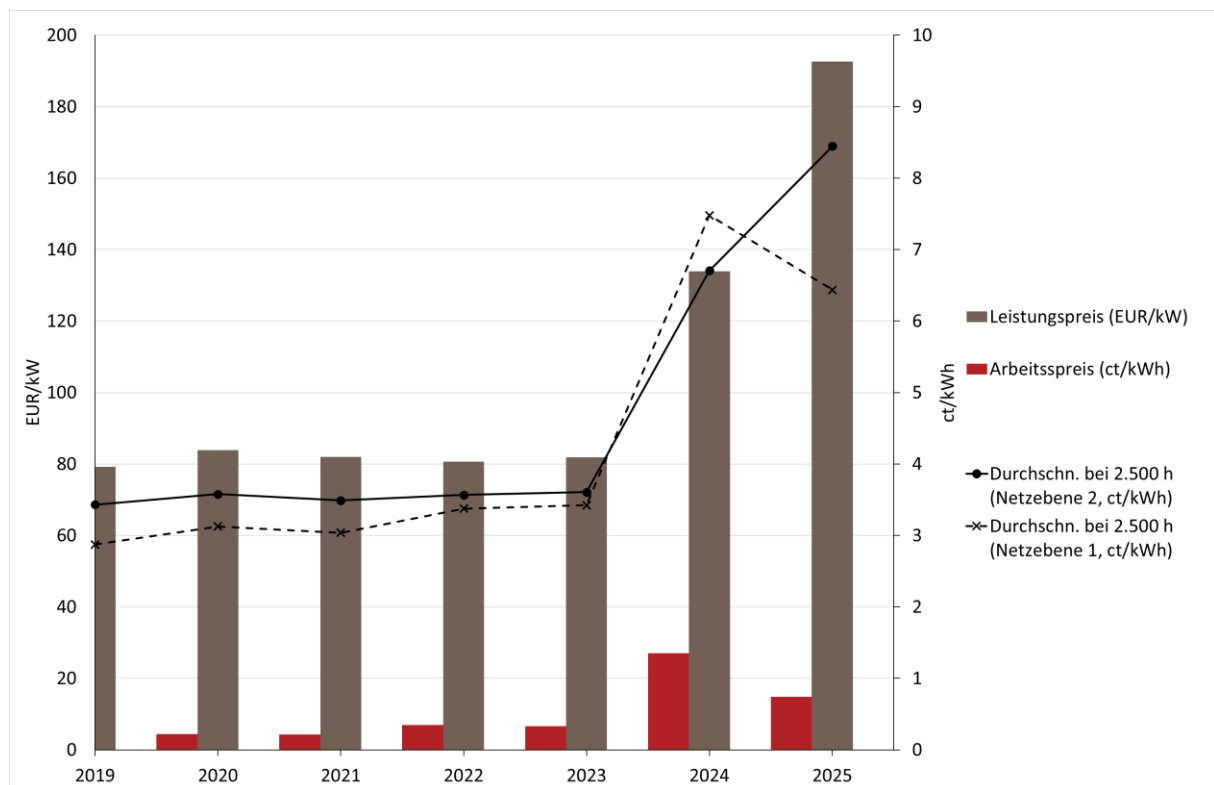
178. Um den Kostenanstieg bei den Netzentgelten insgesamt zu dämpfen, erhielten die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2023 anteilig Beträge von insgesamt 12,84 Mrd. EUR als Zuschuss zu den Netzkosten. Diese Maßnahme wurde aus Mitteln der Strompreiskontrolle finanziert und sollte die Übertragungsnetzentgelte auf dem Niveau des Jahres 2022 stabilisieren. Wie Abbildung 3-42

¹⁶

Quelle: <https://www.netztransparenz.de/>

zeigt, stellte sich der gewünschte Effekt ein: die Entgelte für Entnahmen auf der Höchstspannungsebene waren in 2023 in etwa auf dem Niveau von 2022. Ende 2023 wurde entschieden, die Stützung der Übertragungsnetzentgelte nicht fortzusetzen, was zu einem starken Anstieg der Entgelte in 2024 und ebenfalls hohen Entgelten in 2025 führte. In 2025 stiegen allerdings nur die Entgelte der Netzebene 2 (Umspannung von Höchst- auf Hochspannung) gegenüber 2024 weiter an, während die Entgelte auf der Netzebene 1 (Höchstspannung) für alle Abnahmefälle günstiger wurden.

Abbildung 3-42: Übertragungsnetzentgelte für Entnahme in Netzebene 2 (Umspannung von Höchst- zu Hochspannung, >2.500 h Jahresbenutzungsdauer), 2019-2025



Anmerkungen: 2019 wurde schrittweise das bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelt eingeführt. Die Entgelte hatten in einer Übergangsphase bis einschließlich 2022 einen bundeseinheitlichen und einen regelzonenspezifischen Anteil. Die Werte der entsprechenden Jahre sind hier als ungewichteter Mittelwert der jeweiligen regelzonenspezifischen Anteile, addiert zum bundeseinheitlichen Anteil angegeben. Die Linien stellen das durchschnittliche Übertragungsnetzentgelt pro kWh bei einer Jahresbenutzungsdauer von 2.500 h dar; die gestrichelte Linie zeigt das Entgelt für die Entnahme auf der Ebene 1, d.h. der Höchstspannungsebene).

179. Da auch in den kommenden Jahren von einer weiteren Steigerung der Netzentgelte (auf Übertragungs- und Verteilnetzebene) auszugehen ist, hat die Bundesregierung beschlossen, die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2026 mit einem Betrag von 6,5 Mrd. EUR wieder zu bezuschussen. Diese Maßnahme ist zusätzlich zu weiteren Entlastungen wie der Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Minimum, die Ausweitung der Strompreiskompensation sowie

die Einführung eines Industriestrompreises vorgesehen. Die Stützung der Übertragungsnetze erscheint zunächst als eine Maßnahme mit hoher Verteilungsgerechtigkeit, da die Höhe des Entgelts bundesweit einheitlich ist, und alle Verbraucher das Entgelt bezahlen.¹⁷ Diese Einschätzung hält jedoch einer genaueren Betrachtung nicht stand. Die Weiterreichung der Übertragungsnetzentgelte an nachgelagerte Netze bis zum Letztverbraucher richtet sich nach der Strommenge und der Maximalleistung, die nachgelagerte Netze aus dem Übertragungsnetz entnehmen. Diese Mengen sind aufgrund unterschiedlicher Anteile dezentraler Erzeugung regional verschieden; Netzgebiete mit hoher Stromerzeugung im Verteilnetz (zu großen Teilen aus erneuerbaren Energien) entnehmen weniger Strom aus dem Übertragungsnetz und zahlen dafür auch weniger Netzentgelt. Die aus einer Stützung der Übertragungsnetze aus Bundesmitteln resultierende Entlastung kommt somit vor allem dort an, wo derzeit tendenziell höhere Beiträge zur Finanzierung der Übertragungsnetze geleistet werden, d.h. in städtischen Netzgebieten und solchen mit weniger EE-Erzeugung. Die Regionen, die seit 2025 durch die neue Wälzung der EE-Mehrkosten entlastet werden sollten, profitieren hingegen weniger. In diesen Regionen dominieren die Kosten der Verteilnetze, welche nicht durch den Bundeszuschuss entlastet werden.

180. Die Expertenkommission hatte im Bericht 2024 eine Bezuschussung der Übertragungsnetze vor dem Hintergrund und unter der Randbedingung empfohlen, dass die zunächst geplanten Rückflüsse der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung an Bürger/innen, z.B. in Form eines Klimagelds, noch nicht realisiert waren. Die Senkung der Stromkosten erschien übergangsweise als sinnvolle Alternativmaßnahme zur Kostenentlastung. Aufgrund der oben dargestellten ungleichen Verteilungswirkung sieht die Kommission diese Maßnahme nun kritischer. Zudem warnt sie davor, eine Bezuschussung der Netzentgelte zur Dauermaßnahme werden zu lassen, da diese einen hohen Mittelbetrag bindet, während die fördernde Wirkung unklar ist. Die wichtigste Maßnahme zur Senkung der Netzentgelte besteht zunächst darin, alle Kostensenkungspotentiale beim Netzausbau und -betrieb zu nutzen. Hierzu gehören z.B. die Aufhebung des Erdkabel-Vorrangs für neue HGÜ-Leitungen, die zeitliche Streckung der Netzkosten oder die Ermöglichung lokaler Strompreise zur Reduktion der Kosten für das Engpassmanagement. Auch direkte oder indirekte Privilegierungen ohne Systemnutzen sind zu reduzieren. Die schrittweise Abschaffung vermiedener Netzentgelte (§ 18 StromNEV) ist in diesem Kontext zu begrüßen. Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik kann zudem zur Kosteneffizienz beitragen, wenn daraus Anreize für einen netzdienlichen Betrieb entstehen.

181. Sofern temporär eine Bezuschussung der Netzkosten vorgenommen wird, könnte zur Vermeidung der ungleichen Verteilungswirkung statt der Übertragungsnetze auch die Verteilnetzbetreiber oder die netzbezogenen Umlagen bezuschusst werden. Erstere ist aufgrund

¹⁷ Kunden, die an die Höchstspannungs- oder Umspannungsebene zur Hochspannung angeschlossen sind, zahlen das Entgelt direkt. Bei allen anderen Kunden wird es über die vertikale Kostenwälzung zunächst vom nachgelagerten Netzbetreiber entrichtet, der die entsprechenden Kosten als Teil seiner Netzentgelte an die Letztverbraucher weiterreicht.

einer Vielzahl an Detailfragen vor allem zur Aufteilung der Zuschüsse auf Netzgebiete und Netzebenen sehr komplex und daher nicht zu empfehlen. Die netzbezogenen Umlagen ließen sich hingegen einfach bezuschussen, da sie ebenfalls von den Übertragungsnetzbetreibern abgewickelt werden. In einem Kurzgutachten zu den Bezuschussungsoptionen schätzt Consentec (2025) den Umfang der relevantesten Umlagen (Offshore-Umlage und Aufschlag für besondere Netznutzung) für 2025 auf zusammen rund 7 Mrd. EUR. Mit einem Bundeszuschuss von 6,5 Mrd. EUR könnte man diese also fast vollständig decken. Die daraus resultierende Entlastung wäre überall im Bundesgebiet gleich, da alle Letztverbraucher die Umlage in gleicher Höhe zahlen. Allerdings würde anders als bei den Übertragungsnetzgelten nur eine sehr geringe Entlastung bei privilegierten Netznutzern mit einem Jahresverbrauch ab 1 GWh ankommen, da diese deutliche Reduktionen bei den Umlagen genießen. Eine Kompromisslösung könnte die Aufteilung des Bundeszuschusses auf Übertragungsnetzentgelte und Umlagen sein, was die Komplexität der Umsetzung kaum erhöht und sowohl großindustrielle Verbraucher als auch Haushalte und gewerbliche Verbraucher entlastet, mit geringeren regionalen Unterschieden als mit einer reinen Stützung der Übertragungsnetzentgelte.

182. Unabhängig von der Frage der Kostenentlastung zeigen die skizzierten regionalen Ungleichheiten bei der Finanzierung der Übertragungsnetze relevante Mängel in der Netzentgeltsystematik auf. Nicht nur die Verteilung der Netzkosten auf Letztverbraucher, sondern auch die vertikale Wälzung der Kosten zwischen den Netzebenen (von der höchsten bis zur niedrigsten Spannungsebene) entspricht nicht den Ansprüchen an Verursachungsgerechtigkeit und Kostenreflexivität. Aus diesem Grund arbeitet die Bundesnetzagentur derzeit an einem Prozess zur Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNES), der im folgenden Kapitel kurz dargestellt wird. Kostenreflexive Netzentgelte würden eine gerechte Kostenentlastung durch eine Bezuschussung der Übertragungsnetzentgelte begünstigen.

3.4.5 Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik

183. Die derzeit geltende Netzentgeltsystematik wurde 2001 in der Verbändevereinbarung II+ (Strom) konzipiert. Die energiewirtschaftliche Realität war damals deutlich anders als heute, so dass die Grundprinzipien der Entgeltermittlung heute teilweise überholt sind. Gleichzeitig erhöhen zahlreiche Sondertatbestände und Ausnahmeregelungen die Komplexität des Systems und führen zu Kalkulationsanomalien, bei denen beispielsweise niedrigere Spannungsebenen günstiger als vorgelagerte werden. Die Bundesnetzagentur führt daher derzeit einen Prozess zur Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNES) durch, in dem Reformoptionen diskutiert werden und anschließend über ein neues Design entschieden werden soll. In diesen Prozess ist mittlerweile auch die Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte integriert.

184. In der derzeitigen Phase der Energiewende stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien den Haupttreiber der Netzausbaukosten dar. Netzentgelte werden jedoch nur auf den Stromverbrauch

erhoben, was die Kostenreflexivität erschwert. Gleichzeitig sinkt der Finanzierungsbeitrag von Prosumern, d.h. Haushalten und gewerblichen Letztverbrauchern mit Eigenversorgung, die durch einen geringeren Netzbezug zwar Entgelte sparen, aber weiterhin die volle Netzinfrastruktur beanspruchen, wodurch die Kostenlast auf die übrigen Netznutzer umverteilt wird. Sinkende Batteriepreise und weiterhin hohe Strompreise für Privathaushalte sowie gewerbliche Verbraucher machen Investitionen in Batteriespeicher zur Erhöhung der Eigenversorgung attraktiv, wodurch der Beitrag zur Netzfinanzierung weiter sinkt, ohne dass durch die Batteriespeicher die Netzkosten gesenkt werden. Zwar könnten Batteriespeicher prinzipiell so betrieben werden, dass sie Netzausbau- und Betriebskosten einsparen helfen, jedoch bestehen hierzu im aktuellen Regulierungsrahmen keine Anreize oder Verpflichtungen, sodass Netzbetreiber den potenziellen Beitrag von Batteriespeichern zur Reduktion von Netzausbaubedarfen nicht einplanen können und das Kostenreduktionspotenzial somit ungenutzt bleibt.

185. Da Investitionen in Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher oft eher von Bevölkerungsgruppen in höheren Einkommensgruppen getätigt werden (neben gewerblichen Betreibern), ergibt sich ebenfalls eine Herausforderung in Bezug auf eine sozial gerechte Verteilung der Netzkosten. Auch von Vergünstigungen der Netzentgelte nach § 14a EnWG, die Verbrauchern offenstehen, die in größere steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Elektroautos investiert haben, profitieren tendenziell Menschen mit höheren Einkommen. Aktuell ist jedoch auch hier nicht gewährleistet, dass das Instrument die Kosten des Verteilnetzbetriebs oder den Ausbaubedarf tatsächlich reduziert, daher besteht die Gefahr, dass die Gewährung dieser Entgeltreduktionen zu einer Erhöhung der Entgelte für alle anderen führt, also auch für Verbraucher mit niedrigen Einkommen. In einer überarbeiteten Netzentgeltsystematik sollte daher dringend sichergestellt werden, dass Einsparmöglichkeiten und Reduktionen bei den Entgelten auch einer kostenentlastenden Wirkung gegenüberstehen. Eine stärkere Orientierung an einer vertraglich geregelten Anschlussleistung sowie perspektivisch eine Dynamisierung von arbeitsbezogenen Entgelten stellen hierfür vielversprechende Weiterentwicklungen dar.

186. Die Bepreisung von Leistung und Arbeit bei RLM-Kunden (d.h. Kunden ab 100 MWh jährlichem Stromverbrauch) in ihrer derzeitigen Form setzt einen dauerhaften Anreiz zur Reduzierung und Vergleichmäßigung des Strombezugs, was jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres tatsächlich netzdienlich ist. In Zeiten hoher EE-Erzeugung hemmt dieser Mechanismus die flexible Nachfrage und verhindert so eine bessere Integration erneuerbarer Energien. In Momenten der Netzüberlastung können hingegen kaum wirksame Preissignale zur Entlastung gesendet werden. Das Verfahren zur vertikalen Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen erfolgt nach dem gleichen Prinzip und ist durch die Zunahme der dezentralen Einspeisung immer weniger verursachungsgerecht. Nach diesem Verfahren enthält das Netzentgelt jeder Spannungsebene auch die Entgelte aller vorgelagerten Netzebenen, wobei sich die Bemessungsgrundlage für die an den vorgelagerten Netzbetreiber zu zahlenden Entgelte wie bei

(leistungsgemessenen) Letztverbrauchern aus dem Leistungspreis auf die Jahreshöchstlast und dem Arbeitspreis auf die aus dem jeweils vorgelagerten Netz bezogene Strommenge zusammensetzt. Regionen mit hohen Anteilen dezentraler Stromeinspeisung beziehen jedoch zu vielen Zeitpunkten gar keine oder nur geringe Strommengen aus dem jeweils vorgelagerten Netz oder speisen sogar in diese Netzebene ein. Regionen mit hoher Last und geringer dezentraler Erzeugung (v.a. städtische und industrielle Netzgebiete) beziehen hingegen größere Energiemengen und finanzieren die vorgelagerten Netze, insbesondere das Übertragungsnetz, dadurch zu höheren Anteilen. Auch diese Herausforderungen lassen sich durch einen Kapazitätspreis (auf die Anschluss- bzw. vertraglich vereinbarte Leistung) und einer dynamisierten Arbeitspreiskomponente besser begegnen als durch das bisherige System.

187. Nicht zuletzt ergibt sich eine Herausforderung dadurch, dass ein zunehmender Anteil der Netzkosten nicht mehr direkt über die Entgelte, sondern über separate Umlagen finanziert wird, was die Kostenorientierung untergräbt.

188. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Anpassungsoptionen an der allgemeinen Netzentgeltsystematik gemäß dem Diskussionspapier von Mai 2025 (BNetzA 2025g) sind die Folgenden: 1. Verbreiterung der Kostenträgerbasis (Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten in Form von Einspeiseentgelten oder Baukostenzuschüssen für Einspeiser); 2. Anpassung der Netzentgeltkomponenten (verpflichtender Grundpreis, Ersatz des Leistungspreises durch einen Kapazitätspreis); 3. dynamische Netzentgelte in verschiedenen möglichen Ausgestaltungen; 4. bundeseinheitliche Verteilnetzentgelte; 5. Speicherentgelte sowie 6. weitere technische Anpassungen (Zusammenfassung von Netz- und Umspannebenen, Anpassung der Kostenwälzung). Da auch in vielen anderen europäischen Ländern Netzentgelte überarbeitet werden, hat der europäische Regulierungsverband ACER einige Empfehlungen ausgesprochen (ACER 2025), die diese Weiterentwicklungen leiten sollten. Sie enthalten teilweise ähnliche Punkte wie von der Bundesnetzagentur diskutiert: Die Prüfung von Einspeise- und Speicherentgelten, Vermeidung von Vergünstigungen für spezielle Nutzergruppen, Bepreisung der Nutzung gemäß der jeweiligen Spannungsebenen, Vermeidung fixer Arbeitspreise, und stattdessen Bevorzugung kapazitätsbasierter oder zeitvariabler Arbeitspreise, Orientierung des Entgelts an der (System-) Spitzenlast sowie die räumliche Differenzierung der Entgelte. Die Berücksichtigung dieser Empfehlungen hält die Expertenkommission für zielführend und wichtig.

189. Die Bundesnetzagentur diskutiert derzeit auch Vorschläge für die Weiterentwicklung von Ausnahmen bei den Industrienetzentgelten (sog. Bandlastprivileg). In ihrem Papier vom September 2025 (BNetzA 2025f) stellt sie drei Ansätze zur Diskussion, wie große Industriebetriebe (ähnlich zu den aktuell nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV privilegierten Netznutzern mit einem Stromverbrauch von 10 GWh und mehr) in Zukunft in den Genuss vergünstigter Netznutzungsentgelte kommen könnten. Eine wichtige Bedingung für Netzentgeltreduktionen ist, dass dem eine Gegenleistung für das Energiesystem entgegensteht. Im heutigen und zukünftigen Energiesystem

entsteht ein solcher Mehrwert durch die Bereitstellung von Flexibilität. Hierzu werden im Diskussionspapier drei Optionen vorgeschlagen. Option A sieht vor, dass Unternehmen belohnt werden, die ihren Strombezug besser an die Preisentwicklung am Spotmarkt anpassen als in einem Referenzfall. In Option B würde die Begünstigung bei einer Orientierung des Stromverbrauchs an Zeitfenstern hoher bzw. niedriger Netzauslastung erfolgen, welche Netzbetreiber mit einem definierten Vorlauf festlegen. Option C schlägt vor, nicht die freiwillige Reaktion auf ein Preissignal oder Netzzeitfenster zu belohnen, sondern den Abschluss einer Vereinbarung mit dem Netzbetreiber, die diesem in Engpasssituationen systemdienliche Vorgaben oder Beschränkungen gegenüber dem Netznutzer erlaubt. Die Expertenkommission begrüßt die Abschaffung des Bandlastkriteriums als Bedingung für Netzentgeltreduktionen, da die aus ihm resultierenden Anreize im heutigen Stromsystem keinen systemdienlichen Betrieb fördern. Sie weist jedoch darauf hin, dass auch die neu vorgeschlagenen Optionen erhebliche Risiken für Dispatch-Verzerrungen bergen. Die Idee, dass sich industrielle Verbraucher stärker an Preissignalen oder Signalen des Netzbetreibers orientieren sollen, ist im Grundsatz nicht verkehrt. Jedoch ergibt sich die grundlegende Herausforderung daraus, dass das überprüfbare Kriterium zur Gewährung einer Entgeltreduktion immer an einem Referenzbetrieb ansetzt, der damit Teil der Optimierung wird. In dem Diskussionspapier wird zudem immer aus Sicht von „Bandlastverbrauchern“ gedacht. Da es keine sinnvolle in die Zukunft fortschreibbare Definition von Bandlastverbrauchern gibt, und Entgeltregeln diskriminierungsfrei sein müssen, ergibt sich die Schwierigkeit, die erforderliche Differenz zwischen Ist und Referenz sinnvoll zu definieren. Eine Abweichung, die für (ehemalige) Bandlastverbraucher erreichbar ist, wird voraussichtlich auch durch bisher nicht privilegierte Netznutzer mit ausreichend hohem Verbrauch erreichbar sein, was den Kreis der potentiell Begünstigten deutlich ausweitet. Zudem müssen Instrumente zukunftsfest sein; in Zukunft sind erhebliche und deutlich kostengünstigere Flexibilitätspotentiale zu erwarten als jene, die durch die stromintensive Industrie erbracht werden können. Mit den bisherigen Vorschlägen würde man zukünftig mit erheblichen Summen Flexibilität fördern, deren Bereitstellung für die Betriebe vergleichsweise teuer zu erbringen ist, und die durch andere Verbraucher in Zukunft deutlich günstiger erbringbar ist. Der Flexibilitätsanreiz für die günstigeren Optionen könnte durch die Auswirkungen insbesondere der Option A hingegen reduziert werden. Aufgrund der genannten Überlegungen empfiehlt die Expertenkommission, keinen Ersatz für das Bandlastprivileg zu schaffen. Ein Entgeltsystem sollte kostenreflexiv und für alle Verbrauchergruppen finanzierbar sein. Degressive Kostenkomponenten könnten Skaleneffekte reflektieren und somit großen Stromverbrauchern qua Design günstigere Konditionen bieten als kleineren Verbrauchern. Netzentgeltreduktionen eignen sich nicht als Instrument zur Förderung der stromintensiven Industrie. Sofern für bestimmte Branchen oder Betriebe zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit Entlastungen bei den Stromkosten erforderlich sind, sollten diese nicht an den Netzentgelten ansetzen, bzw. so ausgestaltet sein, dass sie den Dispatch im Stromsystem nicht verzerren.

3.4.6 Netzanschlüsse

190. Im Zuge der Energiewende steigt die Anzahl der Anlagen, die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen werden wollen und sollen. Die Erlangung eines Netzanschlusses war lange Zeit und ist immer noch ein primär administrativer und technischer Prozess. Er entwickelt sich zunehmend zu einem Flaschenhals für den Ausbau von Erzeugung und Speichern sowie für die Elektrifizierung. Die Netzbetreiber verzeichnen seit einigen Jahren eine beispiellose Welle an Anschlussbegehren, vor allem von Photovoltaik-Anlagen, Großbatteriespeichern und Ladeinfrastruktur. So wurden im Jahr 2024 z. B. über eine Million neue PV-Anlagen installiert (laut Marktstammdatenregister), und bei den Übertragungsnetzbetreibern lagen Ende 2024 bereits 650 Netzanschlussbegehren für Großbatteriespeicher vor¹⁸. Perspektivisch werden auch für Großwärmepumpen, Elektrolyseure sowie Rechenzentren in wachsender Zahl und Leistung Anschlüsse an das Stromnetz benötigt.

191. Bei Netzanschlüssen offenbaren sich derzeit zwei wesentliche Problemfelder: die mangelnde Flexibilität bei der Bearbeitung von Anträgen auf Netzanschluss bei größeren Anlagen in der Hoch- und Höchstspannung einerseits und die prozessuale Fragmentierung bei kleineren Anlagen in der Mittel- und Niederspannung andererseits.

192. Bei Netzanschlüssen von Erzeugungsanlagen und Speichern über 100 MW in der Hoch- oder Höchstspannung müssen Prozesse eingehalten werden, die ursprünglich einmal für eine kleine Anzahl an Anschlüssen für neue Großkraftwerke konzipiert wurden. Hier findet die Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV)¹⁹ Anwendung. Das vorgeschriebene Regelwerk basiert auf dem Prioritätsverfahren (Windhundprinzip): wer zuerst einen Antrag stellt, dessen Begehren wird auch zuerst bearbeitet und erhält im Falle einer Zusage die Kapazitätsreservierung. Dies fördert spekulatives Verhalten, bei dem Projektierer frühzeitig Kapazitäten für noch unausgereifte Projekte reservieren. Diese blockieren dann Netzanschlusspunkte für Projekte mit höherer Realisierungswahrscheinlichkeit (oder auch mit größerem Systemnutzen). Die Netzbetreiber sind dadurch gezwungen, erhebliche Ressourcen in die Prüfung von Anträgen zu investieren, die möglicherweise nie realisiert werden. Eine Priorisierung nach dem Reifegrad eines Projektes, nach seiner Systemdienlichkeit oder gar nach volkswirtschaftlichem Nutzen kann so nicht stattfinden.

193. Bei kleineren Anlagen in der Mittel- und Niederspannung sind die Netzbetreiber in der Gestaltung ihrer Anschlussprozesse zwar flexibler, denn es gibt keine gesetzlichen oder regulatorischen Vorgaben für die Vergabe von Netzanschlusskapazitäten. Allerdings führt dies dazu, dass jeder der über 850 Verteilnetzbetreiber (VNB) eigene Prozesse etablieren kann. Die

¹⁸ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Speicher/start.html>

¹⁹ Insb. § 1 Abs. 1 und § 4 Abs. 1 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187)

VNB wenden unterschiedliche Vergabemechanismen an, und jeder nutzt (wenn überhaupt vorhanden) eigene digitale Portale, fordert unterschiedliche Daten in verschiedenen Formaten und unterhält individuelle Kommunikationswege. Für national oder regional tätige Projektierer, Installateure oder Investoren (z. B. von Solarparks, Ladeinfrastruktur oder Quartierslösungen) resultiert dies in hohen Transaktionskosten. Die Skalierung von Geschäftsmodellen wird dadurch unnötig erschwert. Eine effiziente, digitalisierte und standardisierte Abwicklung von hunderttausenden Anschlüssen pro Jahr ist unter diesen Umständen nicht möglich. Die VNB wiederum sind mit der teils manuellen Bearbeitung dieser heterogenen Anfragen überlastet.

194. Mit Fortschreiten der Energiewende ist zu erwarten, dass die bereits heute sehr hohe Nachfrage nach Netzanschlusskapazität noch weiter zunehmen wird. Solange das Tempo des Netzausbaus nicht mit diesem Bedarfszuwachs Schritt halten kann, muss mit zunehmender Ressourcenknappheit gerechnet werden, was eine Neubewertung bisheriger Verteilungsmechanismen der Anschlusskapazitäten erfordert. Für den Bereich der Verteilnetze hat die Bundesnetzagentur im November 2024 deshalb ein Konsultationspapier zu einem Zuteilungsverfahren für Entnahmeleistung zur Diskussion gestellt, in dem vier Verfahren benannt und eines davon als Branchenlösung vorgeschlagen wurde. Dies war das Repartierungsverfahren, nach dem VNB Netzanschlusskapazitäten zu bestimmten Stichtagen ausschreiben und dann gleichmäßig „pro Kopf“ unter den Petenten verteilen. Der Vorschlag war jedoch nicht konsensfähig, sodass die BNetzA das Vorhaben, in diesem Bereich eine rechtssichere Handlungsempfehlung zu erstellen, nicht weiterverfolgt.

195. Bei den Anlagen über 100 MW dreht sich die Frage derzeit vor allem darum, ob die KraftNAV tatsächlich auf Großbatteriespeicher anzuwenden ist. Diese Anlagen machen den wesentlichen Teil der aktuell hohen Zahl an Netzanschlussbegehren auf den höheren Spannungsebenen (ab 110 kV) aus. Der Bundesrat schlug im September 2025 vor, in der KraftNAV klarzustellen, dass Batteriespeicher dieser Verordnung nicht unterliegen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Kontext damit begonnen, ein regelbasiertes Netzanschlussverfahren zu konzipieren, das den Projektfortschritt, den Anschlussstandort und planerische Aspekte stärker als bisher bei der Vergabe der Anschlusskapazität berücksichtigt.

196. Die skizzierten Diskussionen drehen sich vor allem um das Verfahren bzw. die Kriterien für die Vergabe der Anschlüsse an das Stromnetz. Diese können anschließend jeweils in Höhe ihrer konkreten Anschlussleistung jederzeit uneingeschränkt genutzt werden. Dieses knappe ökonomische Gut sollte effizient zugeteilt werden, wofür grundsätzlich auch Marktmechanismen (z.B. Auktionen) in Frage kommen können. Allerdings lohnt zuvor der Blick auf das Gut an sich, und ob die jederzeit verfügbare Leistung, für die im Netz entsprechende Kapazitäten vorgehalten werden müssen, die einzige mögliche Form der Netznutzung bleiben soll. Es wäre ebenso denkbar, andere Netznutzungsmodelle anzubieten, die mit vorab definierten Einschränkungen versehen werden können, sodass Netznutzer in Zeiten von Netzengpässen ihre Stromnutzung einschränken, den

Netzanschluss aber im Gegenzug günstiger und/oder schneller bekommen können. Entsprechende Regelungen könnten auch Bestandskunden angeboten werden, die durch eine flexiblere Netznutzung die verfügbare Anschlusskapazitäten erhöhen könnten.

197. Eine noch stärker marktliche Weiterentwicklung wäre perspektivisch die Schaffung eines Sekundärmarktes für Anschlusskapazitäten, in dem Netznutzer, die eine zugesagte Anschlusskapazität nicht oder nicht vollständig (bzw. nicht jederzeit) benötigen, diese Kapazität an Dritte veräußern oder vermieten könnten. Auch dies würde dazu beitragen, dass die bestehende Netzinfrastuktural maximal ausgenutzt wird, und dass flexible Nutzungskonzepte entstehen können, in denen sich mehrere Akteure einen Netzanschluss teilen und die Kapazität dynamisch untereinander aufteilen und handeln.

Abbildung 3-43: Maßnahmenvorschläge im Rahmen des Branchendialogs zur Beschleunigung von Netzanschlüssen

Fokus-Agenda zur Beschleunigung von Netzanschlüssen					
Kurzfristig umsetzbare Maßnahmen			Umfassende Weiterentwicklungen		
1	Anschlussbedingungen vereinheitlichen	Leitfäden für Anschlussnutzer zum Netzanschluss erstellen 1.1	Musterwortlaut für Anschlussbedingungen bereitstellen 1.2	Anschlussbedingungen im einheitlichen digitalen Format auf Internetplattform darstellen 1.3	Prozess zur kontinuierlichen Verbesserung der technischen Normen (VDE/FNN) als Grundlage für harmonisierte Anschlussbedingungen initiieren 1.4
2	Anschlussverfahren vereinfachen	Digitale Beauftragung von Niederspannungsanschlüssen mit einheitlichem Prozess einführen 2.1	Verbindliche Rückmeldefristen für Anschlussbegehren einführen 2.2	Digitale Beauftragung von Mittelspannungsanschlüssen mit einheitlichem Prozess einführen 2.3	Vollständig digitale Abwicklung sämtlicher Netzanlassprozesse als Standard einführen 2.4
					Sicherstellung angemessener Personalausstattung für beschleunigte Netzanschlussverfahren 2.5
3	Netzkapazitäten für Anschluss besser nutzbar machen	Transparenz über Netzkapazitäten für Netzanschluss (unverbindliche Netzanschlussprüfung) schaffen 3.1	Vorhandene Netzkapazitäten durch Reservierungsfristen effizienter nutzbar machen 3.2	Genehmigungsverfahren beschleunigen für Baumaßnahmen zur Herstellung des Netzanschlusses 3.3	Innovative Konzepte für Netzanschluss gesetzlich und regulatorisch ermöglichen (z.B. Einspeisesteckdose) 3.4
4	Kosten harmonisieren und reduzieren	Berechnungsmethodik für Anschlusskosten vereinfachen und harmonisieren 4.1		Anschlusskosten verringern durch koordinierte Planung und gemeinsamen Bau (z.B. Quartiersebene) 4.2	
5	Zertifizierung vereinfachen	Verfahren für Anlagenzertifizierung vereinfachen 5.1	Zentrales Register für Einheitszertifikate errichten und nutzbar machen 5.2		
6	Inbetriebnahme erleichtern	Bundesweite Anerkennung eingetragener Installateure sicherstellen 6.1		Anmeldeprozesse vereinfachen und Datenbedarfe synchronisieren (z.B. zwischen Inbetriebnahmeprotokoll und Marktstammdatenregister) 6.2	Bedarfsangepasste Aus- und Weiterbildungen von Fachkräften einrichten 6.3

Quelle: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/branchendialog-zur-beschleunigung-von-netzanschlussen.html>.

198. Die Expertenkommission sieht eine hohe Dringlichkeit bei der Schaffung von rechtssicheren Verfahren und der Hebung von Effizienzpotenzialen bei der Vergabe von Netzanschlüssen. Hierzu wurde in der vergangenen Legislaturperiode bereits ein Branchendialog zur Beschleunigung von Netzanschlüssen ins Leben gerufen, in dem sowohl kurzfristig umsetzbare Maßnahmen als auch umfassende Weiterentwicklungen vorgeschlagen wurden (Abbildung 3-43). Die Kommission empfiehlt, diesen Prozess zügig wieder aufzunehmen und die vielversprechendsten Maßnahmen

umzusetzen. Auf Basis von best-practice Erfahrungen sollten neben der Definition von Musterprozessen und der – möglichst bundeseinheitlichen und verpflichtenden – Digitalisierung dieser Prozesse innovative und marktorientierte Netzanschlusskonzepte, die vorhandene Kapazitäten besser ausnutzen können, mitkonzipiert und die Voraussetzungen für ihre Umsetzung geschaffen werden.

3.5 Flexibilisierung und Digitalisierung

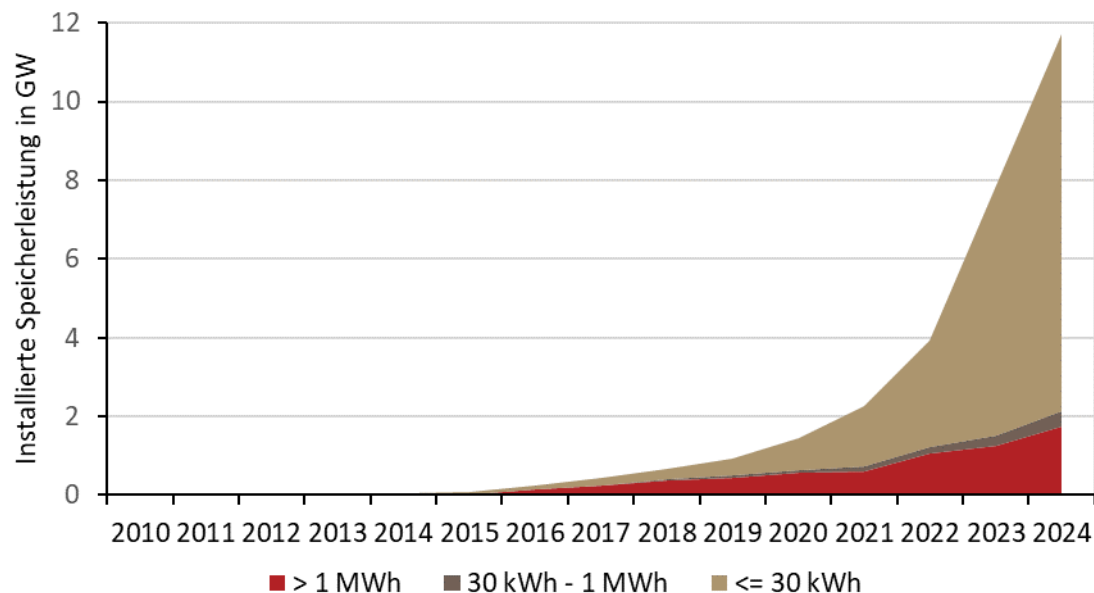
3.5.1 Entwicklung von Flexibilität aus Lastmanagement und Speichern

199. Mit zunehmendem Anteil der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden Lastflexibilität sowie weitere Flexibilitätsoptionen immer wichtiger, um den Stromverbrauch effizient mit der zeitgleichen Erzeugung in Einklang zu bringen. Für die Bewertung des Fortschritts in diesem Bereich wird hier der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom (BNetzA 2025) herangezogen.

200. Im Bereich Batteriespeicher legt der Netzentwicklungsplan für Heimspeicher 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 installierte Leistung von Batteriespeichern bis 2037 wird im genehmigten Szenariorahmen 2025 mit 87,8 bis 159,4 GW und bis 2045 zwischen 100,8 und 175 GW angenommen. Diese setzen sich aus PV-Batteriespeichern und Großbatterien zusammen, wobei erstere im Jahr 2024 einen Anteil an der installierten Leistung in der Größenordnung von 80 % ausmachen.

201. Die Installation von Batteriespeichern hat sich in den letzten Jahren rasant entwickelt. Nachdem ihre Leistung jene von Pumpspeicherkraftwerken bereits in 2023 überschritten hat, betrug die Leistung der Batteriespeicher gemäß den Daten im Marktstammdatenregister Ende 2024 bereits 11,7 GW (Abbildung 3-44). Die Leistung von Batteriespeichern mit einer Kapazität von weniger als 1 MWh wurde dabei im letzten Jahr etwa gleich viel zugebaut wie im Vorjahr. Für Speicher mit einer Kapazität von mehr als 1 MWh steigerte sich der Zubau an Leistung im Jahr 2024 deutlich – es wurde rund die Hälfte der zuvor installierten Leistung zusätzlich installiert. 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.

Abbildung 3-44: Installierte Leistung von Batteriespeichern



Quelle: Marktstammdatenregister 2025.

202. Die im Netzentwicklungsplan für 2045 angenommenen Leistungen an PV-Batteriespeichern von 100,8 bis 175 GW entsprächen der Größenordnung 5 kW pro Wohngebäude oder 2,3 kW pro Haushalt in Deutschland. Ausgehend von der derzeit installierten Batteriespeicherkapazität (Leistung) müsste der weitere Ausbau mit einer Wachstumsrate von 17 % pro Jahr fortgeführt werden, um den niedrigsten im Netzentwicklungsplan angenommenen Wert bis 2037 zu erreichen, und von da noch einmal etwa 2 % pro Jahr für den Wert von 2045. Netzbetreiber berichten derzeit von einer Flut an Anfragen für den Anschluss von (Groß-)Batteriespeichern, sowohl auf der Verteilnetzebene als auch auf der Übertragungsebene. Die absolute Summe der Anfragen – hier wurde von einer Größenordnung jenseits von 200 GW berichtet²⁰ – ist jedoch kein verlässlicher Indikator für den tatsächlich erwartbaren Ausbau, da sich die Projekte in einem sehr frühen Planungsstadium befinden und i. d. R. Anfragen für mehrere alternative Anschlüsse gestellt werden, sodass die Summen viele Mehrfachzählungen enthalten. Zu berücksichtigen ist auch, dass eine Investition in Batteriespeicher umso weniger attraktiv wird, je mehr Speicherleistung bereits vorhanden ist. Somit könnte sich die Ausbaudynamik dadurch wieder abflachen, dass große Preisfluktuationen bereits durch viele Batterien gedämpft werden und somit weniger Erlösmöglichkeiten für neue Speicher

²⁰ <https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/>

verbleiben. Das Joint Research Centre weist in ihrem Energy Storage Inventory Großspeicherprojekte in den Phasen „angekündigt“, „genehmigt“ und „im Bau“ von insgesamt 7,8 GW für Deutschland aus (JRC 2025).

203. Die Annahmen des NEPs 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). Es wird eine abrufbare Leistung zwischen 4,6 und 8,7 GW im Jahr 2037 und zwischen 8,4 und 14,5 GW im Jahr 2045 ausgewiesen. Das derzeitige Lastmanagementpotenzial der Industrie und des GHD-Sektors wird im NEP mit 1,4 GW in 2024 beziffert (Abrufdauer ist dabei eine Stunde). Die zu erwartende Steigerung der verschiebbaren Leistung ist vor allem auf Querschnittstechnologien zurückzuführen, aber auch auf neue Lasten wie Rechenzentren. Letztlich entscheiden Preissignale des Marktes, aber potenziell auch des Netzes, und Anreizmechanismen maßgeblich darüber, wie stark die industrielle und gewerbliche Stromnachfrage sich an den jeweiligen Zuständen des Stromsystems ausrichtet.

3.5.2 Ausbau von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen

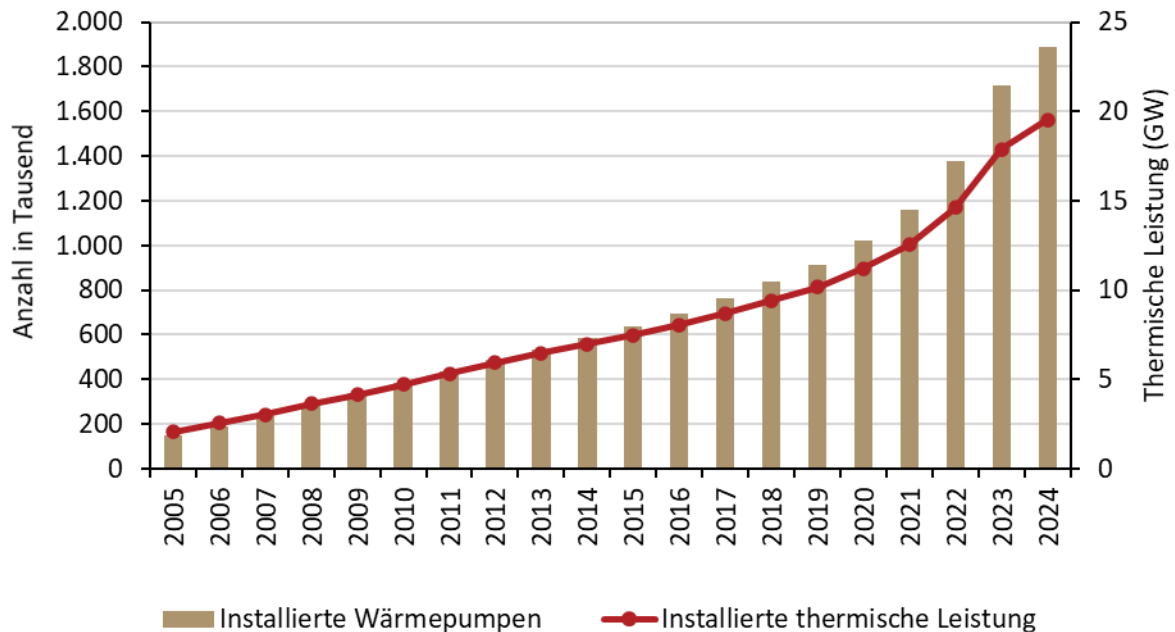
204. Im Zuge der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität kommen steigende Anzahlen an neuen flexiblen Verbrauchern – insbesondere elektrische Raumwärmepumpen und Elektrofahrzeuge – ans Stromnetz. Trotz ihres Flexibilitätspotenzials ist aufgrund fehlender Voraussetzungen im Mess- und Steuerungswesen sowie ungeeigneter Anreize ihr aktueller Beitrag zum Lastmanagement noch stark eingeschränkt, s. Kapitel 3.5.3 und 3.6.

205. Die Anzahl installierter elektrischer Raumwärmepumpen wächst kontinuierlich und erreichte 2024 rund 1,9 Mio. Anlagen mit einer thermischen Gesamtleistung von 19,5 GW (2023: 1,7 Mio. Anlagen; 17,9 GW thermisch). Die Entwicklung ist in Abbildung 3-45 dargestellt. Allerdings war der Zubau 2024 nur etwa halb so groß wie im Jahr davor. Herstellerverbände sehen als möglichen Gründe die Verunsicherung vieler Haushalte durch die öffentliche Debatte um kommunale Wärmeplanung, Heizungsförderung und das GEG (BDH 2025), das Aufschieben des Heizungstauschs bis nach Erstellung der Wärmepläne der Kommunen, oder andererseits auch Vorzieheffekte 2023 (Agora 2025, BDH 2025). Insgesamt brachen die Verkaufszahlen 2024 sowohl erneuerbarer als auch fossiler Heizungen stark ein (BDH 2025), der Wärmepumpenanteil an den verkauften Wärmeerzeugern blieb dagegen stabil (Agora 2025).

206. Für das Jahr 2025 erwartet der Bundesverband Wärmepumpen aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr deutlich höheren Absatzzahlen (+55 % im Vergleich zum 1. HJ 2024) in der ersten Jahreshälfte und der nun etablierten staatlichen Heizungsförderung erneut einen starken Zuwachs von Wärmepumpen (BWP 2025). Im Vergleich zu den Klimaneutralitätsszenarien zeigt sich jedoch, dass die bisher installierte Anzahl von 2,3 Mio. Wärmepumpen erst einen kleinen Teil der erforderlichen Menge ausmacht: Vier von fünf der als „Big 5“ bezeichneten Szenarien sehen rund 15

Mio. Anlagen bis 2045 vor (Prognos et al. 2022). Eine Fortsetzung des bisherigen Wachstums reicht dafür nicht aus.

Abbildung 3-45: Anzahl und thermische Leistung installierter Wärmepumpen in Deutschland

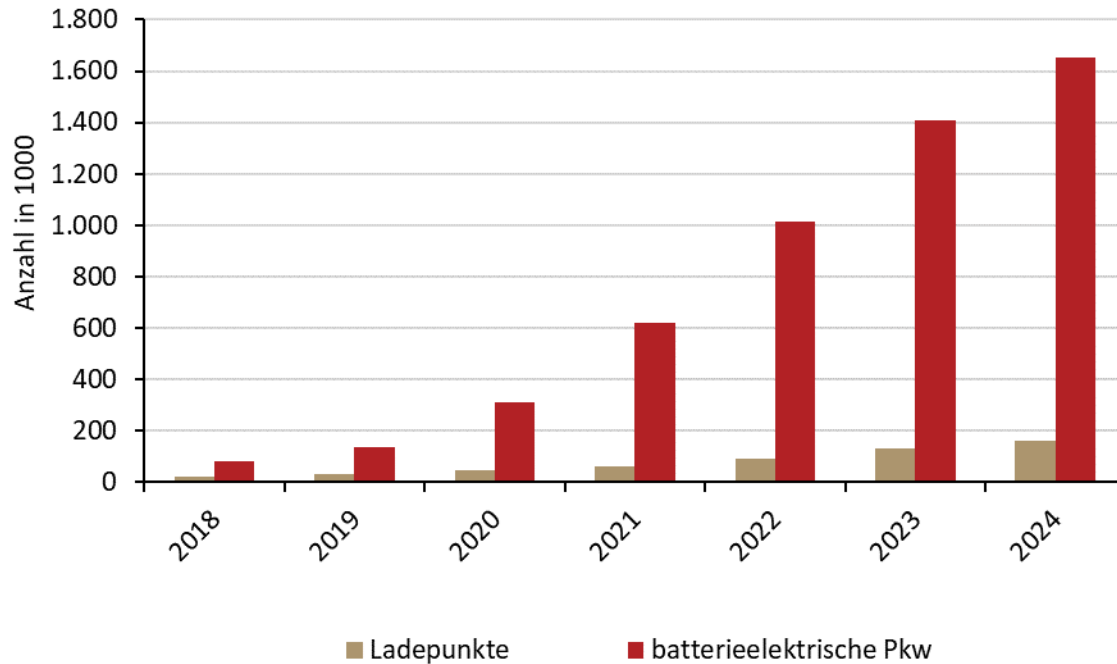


Quelle: Eigene Darstellung nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (Fraunhofer ISE 2025).
Anmerkung: Umfasst nur elektrische Heizwärmepumpen. Gesamtzahl und Leistung 2024 inklusive Brauchwasser-Wärmepumpen und gasbetriebene Wärmepumpen 2,3 Mio. und 20,7 GW (2023: 2 Mio. Anlagen; 19 GW).

207. Der Bestand batterieelektrischer Pkw betrug Ende 2024 1,7 Millionen; im Jahr 2023 waren es 1,4 Millionen (KBA 2025, Abbildung 3-46). Der Bestand aller Pkw mit elektrischen Antrieben (BEV, Plug-in-Hybrid) betrug 2,6 Millionen (2024) und 2,3 Millionen (2023) (KBA 2025a). Im Jahr 2024 betrug die Anzahl der Neuzulassungen rund 380.000 und lag damit deutlich unterhalb der Neuzulassungen in den Vorjahren (2023: 524.000, KBA 2025a), nach dem Auslaufen der staatlichen Umweltprämie Ende 2023. Hersteller müssen seit 2025 strengere CO₂-Flottengrenzwerte für den Zeitraum 2025 bis 2027 einhalten. Im ersten Halbjahr 2025 wurden bereits rund 337.000 batterieelektrische Pkw neu zugelassen (KBA 2025b), sodass für das Gesamtjahr mit einer Steigerung gegenüber dem Vorjahr gerechnet werden kann. Das Ziel der früheren Bundesregierung von 15 Mio. rein elektrisch betriebenen Pkw bis 2030 kann selbst bei einer deutlichen Steigerung der Neuzulassungen nicht mehr erreicht werden. Die neue Regierung hat hierzu kein neues Ziel formuliert. Szenarien zur Erreichung der Klimaziele gehen von 6 – 13 Mio. batterieelektrischen Pkw 2030 aus (EWI und BET 2025). Eine gute Ladesäuleninfrastruktur ist eine Voraussetzung für den Ausbau der Elektromobilität. Ende des Jahres 2024 liegt die Anzahl der öffentlichen Ladepunkte

bei 164 Tsd. (173 Tsd. Im Juli 2025), ein Anstieg von 25 % gegenüber dem Jahr 2023 (131 Tsd.). Die Auslastung der öffentlichen Ladesäulen liegt derzeit im Schnitt bei nur 15 % (BDEW 2025).

Abbildung 3-46: Jährliche Entwicklung des Bestands von Ladepunkten und batterieelektrischen Fahrzeugen



Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA 2025b) und Kraftfahrtbundesamt (KBA 2024, KBA 2025a).

3.5.3 Digitalisierung: Smart Meter Rollout

208. Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende verlieh dem Smart Meter Rollout einen neuen Fahrplan mit verbesserter Rechts- und Planungssicherheit. Die Ziele für Marktanteile von intelligenten Messsystemen sind im dazu novellierten Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) festgehalten. Mit der erneuten Novellierung des Messstellenbetriebsgesetz im Februar 2025 gelten nach § 45 MsbG überarbeitete Regeln für den Smart Meter Rollout. Die zuvor geltende 20 %-Regelung wurde abgeschafft, stattdessen trat ein gestufter Zeitplan mit Erfüllungsquoten in Kraft. Der Smart Meter Einbau ist für Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von 6.000 bis 100.000 kWh sowie für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG ab 2025 verpflichtend. Bis zum Ende des Jahres 2025 müssen an mindestens 20 % der insgesamt auszustattenden Messstellen intelligente Messsysteme installiert sein. Ab Ende des Jahres 2026 gelten 90 %-Erfüllungsziele für neu hinzukommende Einbautfälle über zwei Jahre. Die Erfüllungsquote bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 kWh greift erst ab dem Jahr 2028. Bis zum Ende des Jahres 2032 sollen alle Verbraucher nahezu vollständig (mind. 90 %)

ausgestattet sein. Für Erzeuger (EEG- oder KWK-Anlagen) gilt eine 90 %-Quote für Neuinstallationen ab 2025 mit Ablauf des Jahres 2026 über jeweils zwei Jahre bis 2030. Analog zu Großverbrauchern greift für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW die Quote erst im Jahr 2028. Bis Ende des Jahres 2032 müssen mindestens 90 % der installierten Leistung über ein Smart Meter verfügen. Hierbei entscheiden die grundzuständigen Messstellenbetreiber, welche Anlagen technisch und wirtschaftlich sinnvoll einzubinden sind, um die der Quote entsprechende Leistung zu erfüllen. Für die extra betrachteten Großverbraucher bzw. großen Erzeugungsanlagen sind besondere Entgeltregelungen zu berücksichtigen.

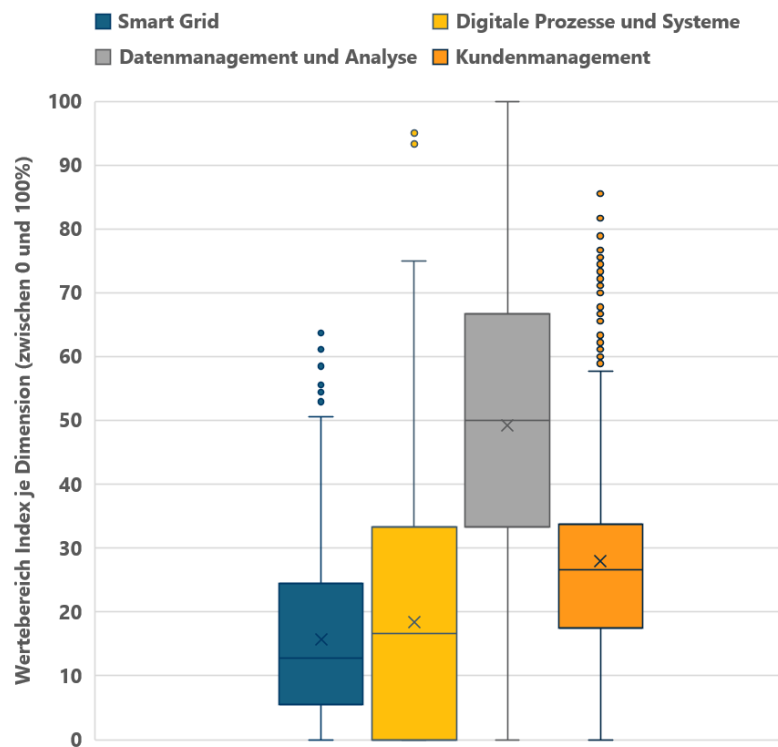
209. Um eine möglichst breite Reaktionsfähigkeit flexibler Lasten auf dynamische Signale aus dem Markt und dem Netz zu schaffen, sollten die Rahmenbedingungen für den Smart Meter Rollout so gestaltet werden, dass die Quoten mindestens erfüllt werden, aber auch Anreize zur Übererfüllung bestehen. Ein Anreiz für Endverbraucher, einen Smart Meter einzufordern, kann ein Strompreis mit vorrangig dynamischen Bestandteilen sein, da hier ein echter Sparanreiz besteht im Gegensatz zur bestehenden Preiszusammensetzung, die von festen Bestandteilen (Steuern, Umlagen, Netzentgelte) dominiert wird.

210. Nach Angaben der Bundesnetzagentur lag die Rollout-Quote für Pflichteinbaufälle (bei Verbrauchern) Ende 2023 bei 9,1 %, Ende 2024 bei 13,9 %, Ende des zweiten Quartals 2025 bei 16,4 %. Bei dieser Geschwindigkeit ist die Erreichung des Ziels von 20 % bis Ende 2025 fraglich. Der Rollout verläuft zudem je nach Unternehmensgröße unterschiedlich schnell. Während große Messstellenbetreiber mit mehr als 500.000 Messlokationen am Ende des zweiten Quartals 2025 bereits Einbauquoten von durchschnittlich über 20 % vorweisen konnten, liegt sie bei Messstellenbetreibern mit weniger als 30.000 Messlokationen erst bei durchschnittlich 5,2 %.²¹ Im Februar 2025 mahnte die Bundesnetzagentur laut Medienberichten 700 grundzuständige Messstellenbetreiber, zügig mit dem Rollout zu beginnen; 500 von ihnen hatten Ende 2024 noch gar keine intelligenten Messsysteme eingebaut. Betrachtet man die Einbauquote aller Messlokationen in Deutschland und nicht nur die Pflichteinbaufälle, lag diese Ende des ersten Quartals 2025 für intelligente Messsystemen bei lediglich 2,7 % und sie ist somit immer noch verschwindend gering. Die Anzahl der Pflichteinbaufälle wird sich mit dem weiteren Ausbau von Wärmepumpen und Ladepunkten für Elektrofahrzeuge erhöhen, da diese ab 2024 automatisch unter die Regeln des § 14a EnWG fallen und somit ebenfalls mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen. Zudem können Letztverbraucher in der Verbrauchsgruppe des optionalen Einbaus seit Anfang 2025 auf eigenen Wunsch den Einbau eines intelligenten Messsystems beauftragen, zu festgelegten (moderaten) Kosten. Dies lässt hoffen, dass der Rollout von Smart Metern sich in den nächsten Jahren noch beschleunigt.

²¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/start.html>

211. Der Smart Meter-Rollout ist eine wichtige, aber bei Weitem nicht die einzige Aktivität in Bezug auf die Digitalisierung des Stromsystems. Nicht alle weiteren Dimensionen werden regelmäßig einem Monitoring unterzogen. Im Auftrag der Bundesnetzagentur wurden jüngst Zahlen zum Stand der Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber erhoben, die 2025 in einem Gutachten dargelegt wurden (E-Bridge/FHG 2025, Abbildung 3-47). Im Kontext der Energiewendekompetenz wurde ein Digitalisierungsindex definiert, der verschiedene Teildimensionen umfasst. Es zeigt sich, dass einige (wenige) Netzbetreiber im Bereich des Datenmanagements und der Datenanalyse bereits vollständig digitalisiert sind, während es ebenso Netzbetreiber gibt, deren Digitalisierungsgrad in abgefragten Bereichen bei Null liegt. Die Bandbreite unter den mehr als 800 befragten Verteilnetzbetreibern ist bei allen Teildimensionen groß. Insbesondere in dem für die Energiewende wichtigen Bereich potentieller Netzsignale für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz, was dem Bereich Smart Grids zuzuordnen ist, ist der Digitalisierungsgrad der Netzbetreiber eher niedrig. Die Untersuchung zur Energiewendekompetenz wurde mit dem Ziel der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung durchgeführt. Sie liefert jedoch auch für vielfältige Marktakteure und für Regulierer und Politik wertvolle Einblicke in den Stand der Digitalisierung sowie weitere relevante Dimensionen. Die Expertenkommission regt daher an, die Datenerhebung und -veröffentlichung zu verstetigen, um sie für das Energiewendemonitoring nutzbar zu machen.

Abbildung 3-47: Stand der Verteilnetzbetreiber in Bezug auf Dimension der Digitalisierung (Stand 2025)



Quelle: E-Bridge/FHG 2025.

3.6 Marktdesign

3.6.1 Überblick

212. Eine stringente und konsistente Ausgestaltung des Strommarktdesigns bildet eine entscheidende Voraussetzung für ein effizientes Stromsystem, aber auch für eine effektive und effiziente Transformation des Stromsystems zur Klimaneutralität. Die Grundstrukturen wie auch viele Einzelaspekte werden dabei maßgeblich durch Regelungen der EU beeinflusst. Diese Regelungen sind teilweise direkt geltendes EU-Recht, müssen teilweise durch nationale Regelungen (mit bestimmten Freiheitsgraden) umgesetzt werden und betreffen sowohl Strommarktsachverhalte im engeren Sinne, aber auch für den Strommarkt maßgebliche Regelungen anderer Handlungsbereiche (Abbildung 3-48). Die Expertenkommission hat hierzu im Jahr 2023 eine Analyse vorgelegt, in der die Einordnung, Bewertungskriterien, Regelungsbereiche und Ausgestaltungsoptionen des Strommarktdesigns detailliert beschrieben und diskutiert werden (EEM 2023).

Abbildung 3-48: Einbettung der Bedingungen (Koordination/Finanzierung/Lokalisierung/Stromkosten) für das Gelingen der Transformation



Quelle: EEM (2023).

213. Für das Grundkonzept und die einzelnen Regelungen des Strommarktdesigns sind vor allem vier Funktionalitäten des Strommarktdesigns zu unterscheiden (vgl. EEM 2023):

- die Allokationseffizienz des Stromgroßhandels und daraus resultierende Anreize zum systemdienlichen Einsatz von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen,
- die Abstimmung zwischen Netz- und Marktsignalen zur verbesserten räumlichen Koordination von Investitionen und Betriebsentscheidungen,
- die Schaffung von Einkommensströmen, mit denen Investitionen sowohl im Bereich steuerbarer Erzeugungskapazitäten, dargebotsabhängiger (regenerativer) Erzeugungsoptionen sowie von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im notwendigen Umfang refinanziert werden können,
- die Gewährleistung von verzerrungsfreien und kostenreflexiven Preisbildungsmechanismen unter Wahrung der Kostentragfähigkeit aller Verbrauchergruppen.

214. Für alle diese Bereiche sollten wettbewerbliche Ansätze und die Schaffung von hinreichend robusten Preissignalen verfolgt werden. Bei allen Strommarktarrangements sollte im Blick behalten werden, dass einerseits diese vier Grundfunktionalitäten umfassend gesichert werden müssen, dass aber andererseits die Regelungen zur Absicherung einzelner Funktionalitäten des Strommarktdesigns nicht zu kontraproduktiven Effekte in anderen Funktionalitätsbereichen führen sollten.

215. Den Startpunkt für die (notwendige) Weiterentwicklung des Strommarktdesigns bildet ein System von Regelungen, die historisch entstanden sowie zumindest in Teilbereichen wenig aufeinander abgestimmt bzw. konsistent ausgestaltet sind und in einigen Bereichen eine nur noch wenig überschaubare Komplexität erreicht haben. Gerade vor diesem Hintergrund kommt der Formulierung klarer Zielmodelle und pragmatischen Transformationsstrategien eine große Rolle zu. Neben der Ausrichtung an den von der Monitoring-Kommission bereits in der Vergangenheit formulierten Kriterien und Anforderungen (EEM 2023) sollten daher alle Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns auch unter der Prämisse erfolgen, dass es nicht zur Unterbrechung erfolgreicher Marktdurchdringungsprozesse durch verunsicherungsbedingten Attentismus von Investoren, Projektentwicklern und Betreibern in den verschiedenen Bereichen des Strommarktes kommt. Auch sollten die verschiedenen Förderinstrumente grundsätzlich so konzipiert werden, dass sie sich faktisch selbst abschaffen, wenn ihre Funktionalität anderweitig abgesichert wird. Angesichts zunehmend integrierter Strommärkte in Europa und der großen Effizienzgewinne durch diese Strommarktintegration sollte schließlich der grenzüberschreitenden Konvergenz des Strommarktdesign eine besondere und stärkere Bedeutung beigemessen werden.

3.6.2 Handlungsfeld Marktintegration der regenerativen Stromerzeugung

216. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wird mit weiter zunehmender Tendenz von der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Photovoltaik sowie Windkraft an Land und auf See dominiert. Wegen dieser Dargebotsabhängigkeit, aber auch wegen der Kostenstrukturen dieser

Erzeugungsoptionen (kurzfristige Grenzkosten nahe Null) werden erneuerbare Energien bis heute durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert.

217. Neben dem EEG-geförderten Erzeugungssegment hat sich auch ein Markt für regenerativ erzeugten Strom über Power Purchase Agreements (PPAs) herausgebildet. Nach Angaben des PPA-Marktanalysten Pexapark wurden im Jahr 2023 in Deutschland 44 neue PPA-Deals mit einer Leistung von insgesamt 3,7 GW abgeschlossen, im Jahr 2024 stieg die Zahl der Neuabschlüsse auf 47, die kontrahierte Leistung ging jedoch auf 2,1 GW zurück. Damit erreicht Deutschland in Europa nach Spanien die zweithöchsten Werte (dena 2025). Nach Einschätzung von Pexapark wird der PPA-Markt in Deutschland und Europa weiter wachsen. Entscheidend hierfür sind das wettbewerbliche und das regulatorische Umfeld, wozu neben dem EEG-System auch Entwicklungen in Bereichen von Direktversorgung, Strompreiskompensation, Industriestrompreise etc. zählen. Eine fundamentale Herausforderung für PPAs sind darüber hinaus die Kannibalisierungseffekte von erneuerbaren Energiequellen mit hoher Gleichzeitigkeit, wozu vor allem die Photovoltaik gehört. Diese führen einerseits zu niedrigen bis negativen Preisen zu Zeitpunkten hoher Erzeugung, setzen andererseits aber auch Anreize für systemdienlichere Anlagenkonfigurationen (z.B. Ost-West vs. Süd-Ausrichtung, Stark- vs. Schwachwindanlagen). Da die weitere Entwicklung von PPAs nicht eindeutig abgeschätzt werden kann, sollten weiterhin Förderregime (die ebenfalls möglichst systemdienliche Anreize bieten) existieren, um die Ausbauziele der erneuerbaren Energien abzusichern.

218. Vor diesem Hintergrund kommt der Weiterentwicklung des EEG als Finanzierungsinstrument für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien eine große Rolle zu. In der Vielzahl der Reformen des EEG sind große Verbesserungen für die Marktintegration der regenerativen Stromerzeugung und die Einpassung in das Marktdesign erreicht worden. Mit der sehr weitgehenden Abschaffung von Festvergütungen und der Einführung der Direktvermarktung konnten die Preisverzerrungen im Strommarkt (u.a. im Bereich der durch Festvergütungen verursachten Negativpreise) begrenzt werden und es wurden zunehmend Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagenkonfigurationen sowie den systemfreundlichen Anlagenbetrieb geschaffen. Mit der Einführung von wettbewerblichen Vergabeverfahren für die EEG-Förderung konnten Kostensenkungspotenziale erschlossen werden.

219. Im Zentrum der anstehenden und europarechtlich verpflichtenden Reformen des EEG stehen vor allem zwei Aspekte. Erstens werden die Dispatchverzerrungen durch EEG-Förderungen weiter minimiert und systemfreundliche Investitions- und Betriebsentscheidungen stärker angereizt. Zweitens erfordern EU-rechtliche Vorgaben, dass eine Überförderung wirksam verhindert wird. Fördermechanismen müssen dementsprechend die Rentabilität der geförderten Anlagen durch geeignete Regeln begrenzen, was z.B. durch Clawback-Mechanismen erreicht werden kann.

220. Die Novelle der Energie-Binnenmarkt-Verordnung (EBM-VO) von 2024 fordert ab Juli 2027, dass Fördersysteme für erneuerbare Stromerzeugung die Form zweiseitiger Differenzverträge

(Contracts for Difference, CfD) oder gleichwertiger Systeme haben sollen (SUER 2025). Das heißt, dass neben einer Einnahmengarantie auch eine Obergrenze für die Markteinnahmen der betreffenden Erzeugungsanlagen festgelegt werden muss (Ausnahmen gelten für Kleinanlagen). CfDs oder gleichwertige Systeme, wie z. B. die Ergänzung des Marktprämienmodells durch einen Clawback-Mechanismus bei sehr hohen Preisen, sind somit mögliche Alternativen zu PPAs für die Refinanzierung neuer EE-Anlagen. Ausgeschlossen wird jedoch ein (ständiger) Wechsel zwischen der PPA-Vermarktung und der Inanspruchnahme von Finanzierungen über einen Mechanismus wie das EEG. Die genannten Verpflichtungen gelten jedoch nur für die Neuanlagenfinanzierung über das EEG und werden damit erst mittel- bis langfristig Effekte für das Gesamtsystem bzw. die Finanzierung des Gesamtsystems entfalten können. Aber gerade aus diesen langfristigen Effekten resultiert die Notwendigkeit eines hohen Ambitionsniveaus der anstehenden Reformmaßnahmen.

221. Die zukünftige Förderung erneuerbarer Energien sollte möglichst so ausgestaltet sein, dass sie Dispatch-Verzerrungen vermeidet, d.h. dass sich ein ökonomisch effizientes Marktergebnis im Kurzfristhandel einstellen kann. Produktionsabhängige Förderungen leisten dies meist nicht, da sie Strom unabhängig von seinem momentanen Wert vergüten. Dadurch haben Anlagenbetreiber einen Anreiz, Strom auch dann einzuspeisen, wenn dies ökonomisch nicht sinnvoll ist. Zudem macht sie alternative Vermarktungsformen, wie z.B. die Erbringung negativer Flexibilität oder Blindleistung weniger attraktiv oder schließt sie sogar aus. Produktionsunabhängige Fördersysteme, die entweder auf die Erzeugungsstrukturen eines Referenzsystems oder auf Kapazitätzahlungen abstellen, könnten hier vorteilhaft sein. Sie schaffen bei entsprechender Ausgestaltung eine vollständige Exposition des Anlagenbetreibers gegenüber allen Strompreissignalen, sodass dieser einen Einspeiseanreiz hat und seine Erlöse auf den bestehenden Märkten maximieren kann. Die produktionsunabhängigen Zahlungen tragen zusätzlich zur Finanzierung der Anlageninvestition bei. Auch produktionsunabhängige Zahlungen sind nur in Verbindung mit einem Rückzahlungsmechanismus rechtlich zulässig. Dieser sollte ebenfalls produktionsunabhängig sein und dem Betreiber seine Markterlöse in vollem Umfang belassen. Analog zum anzulegenden Wert in der derzeitigen Marktprämie kann und sollte die produktionsunabhängige Zahlung in einem wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden.

222. Als andere Alternative zur Weiterentwicklung des Fördersystems werden Bandbreitenmodelle für die Zahlungs- und Rückzahlungs-Schwellwerte diskutiert (vgl. auch EEM 2023). In den Ausschreibungen des EEG würde damit weiterhin ein anlegbarer Wert (Floorpreis) ausgeschrieben und die Anbieter könnten sich wie im derzeitigen Marktprämienmodell in einem wettbewerblichen Verfahren auf eine bestimmte Erlösabsicherung nach unten bewerben. Im Unterschied zum derzeitigen Modell der gleitenden Marktprämie würden jedoch bei Erlösen ab einer bestimmten Obergrenze – zum Beispiel wenn sich Marktpreise deutlich oberhalb der üblichen Schwankungen des Börsenpreises ergeben – Rückzahlungen fällig. Durch die Beschränkung auf Neuanlagen und

die transparente Ankündigung vor der Ausschreibung könnten Vertrauensverluste vermieden bzw. sogar eine rechtliche Fixierung der Vertrauenstatbestände erfolgen.

3.6.3 Handlungsfeld zeitlich und räumlich differenzierte Marktsignale

223. Das aktuelle Strommarktdesign führt in Deutschland zu erheblichen Koordinationsproblemen zwischen Anbietern und Nachfragern. Die deutschlandweit einheitlichen Preise spiegeln die tatsächlichen örtlichen Knappheiten nicht wider und setzen daher falsche Anreize. Kurzfristig richten Erzeugung, Nachfrage und Flexibilitäten ihren Betrieb am gesamtdeutschen Strompreis aus. Dadurch werden nicht nur die Netze belastet, sondern Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten werden unwirtschaftlich betrieben. Aufgrund der geringeren Fluktuation der Preise verdienen sie bei einer einheitlichen Gebotszone am Markt nicht das, was durch ihren systemischen Nutzen gerechtfertigt wäre, wodurch Akteure in Knappheitsregionen nicht ausreichend Deckungsbeiträge erzielen. Mittelfristig führt dies zu ineffizienten Standortentscheidungen von Kapazitäten. Flexible Akteure wie Speicher oder flexible Verbraucher sowie Kraftwerke richten ihre Investitionsentscheidungen lediglich am gesamtdeutschen Strompreis aus und können damit regional nicht ausreichend gesteuert werden. Da Regionen mit im internationalen Vergleich sehr günstigen Preisen in Deutschland durch die Einheitspreiszone fehlen, könnten umfangreichere Investitionen in KI-Rechenzentren sogar ausbleiben. Auch fehlen Standorte für energieintensive Unternehmen in Deutschland, die sich folglich stärker im europäischen oder nicht-europäischen Ausland orientieren.

224. Um die fehlenden marktlichen Anreize zu kompensieren, wurden direkte und indirekte Fördersysteme etabliert, die aber nicht zielgerichtet ausgestaltet werden können. Dazu zählt das Referenzertragsmodell bei der Ausschreibung von Windkraftanlagen an Land. Da dabei unabhängig von der Netzauslastung eine standortbezogene Vergütung in Abhängigkeit von der Windhöffigkeit gewährt wird, entstehen keine Anreize für eine netzdienliche Steuerung der Anlagen. Dies führt dazu, dass insbesondere in windstarken Regionen mit begrenzter Netzkapazität vermehrt Abregelungen erforderlich sind, während gleichzeitig der Ausbaubedarf in netzschwachen Gebieten unzureichend berücksichtigt wird. Ähnliche Ansätze und daraus resultierende Probleme finden sich ebenfalls in anderen Instrumenten, etwa in der Festlegung einer Südregion, wie sie aktuell bei der Ausschreibung von Windkraftanlagen zum Einsatz kommt (EEG 2023, § 28), oder im bisherigen Entwurf der Kraftwerksstrategie für die Ausschreibung von steuerbaren Kraftwerken sowie in regional differenzierten Baukostenzuschüssen für den Netzanschluss von Batteriespeichern. Diese Vielzahl an Einzeleingriffen ist aus Sicht der Expertenkommission keine sinnvolle Option, die fehlenden lokalen Preissignale im Marktdesign zu ersetzen. Wird auf eine grundlegende Reform, wie etwa die Einführung von Preiszonen, verzichtet, müssen diese Signale immer wieder kleinteilig und unzureichend über flankierende Instrumente bereitgestellt werden.

Dies führt zu einer ineffizienten, wachsenden staatlichen Feinsteuerung, die fortlaufend Anpassungen und zusätzliche Subventionen erfordert.

225. Über die Betriebs- und Kapazitätsanreize hinaus sendet ein einheitlicher deutscher Strompreis irreführende Signale für den grenzüberschreitenden Handel. Dies trifft vor allem in Zeiten mit hoher Netzbelastung und daher strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu. Abbildung 3-49 zeigt beispielhaft Nodalpreise für ganz Europa für eine einzelne Handelsperiode am 21.09.2023 um 18:00 Uhr (links) und im Mittel über die ganze zu dieser Stunde gehörende Woche (rechts), welche mit Hilfe des open-source Stromsystemmodells PyPSA berechnet wurden. Die hypothetischen Preisniveaus (bei Nodalpreisen) illustrieren lokale Knappheiten. Es ist zu erkennen, dass regional differenzierte Strompreise in diesem Zeitraum in Norddeutschland systematisch niedriger wären als in Süddeutschland. Dieses Muster tritt in Zeiten hoher Windstromerzeugung häufig auf. Bei einem einheitlichen Strompreis für ganz Deutschland, anstatt regional differenzierter Strompreise, werden Importe aus Ländern mit einem niedrigeren Preisniveau, z.B. aus Skandinavien, oft marktgetrieben ausgelöst, können aber aufgrund von innerdeutschen Engpässen nicht immer in die Knappheitsregionen im Süden übertragen werden. In solchen Situationen führen importbedingte Stromflüsse zu einer Abregelung von Erzeugungsanlagen in Norddeutschland und somit zu höheren Redispatch-Kosten, die auf die deutschen Stromverbraucher umgelegt werden. Die Tatsache, dass durch den grenzüberschreitenden Handel die Preise in den Nachbarstaaten (oft unnötigerweise) steigen, verringert deren Bereitschaft zur stärkeren Integration des europäischen Strombinnenmarkts (Bichler et al. 2024). So hat Schweden beispielsweise das Interkonnektorprojekt Hansa PowerBridge mit einer Kapazität von 700 MW zwischen Südschweden und Deutschland vorerst gestoppt und macht eine Fortsetzung von einer Gebotszonentrennung Deutschlands abhängig.

Lokale Preissignale: Gebotszonenteilung

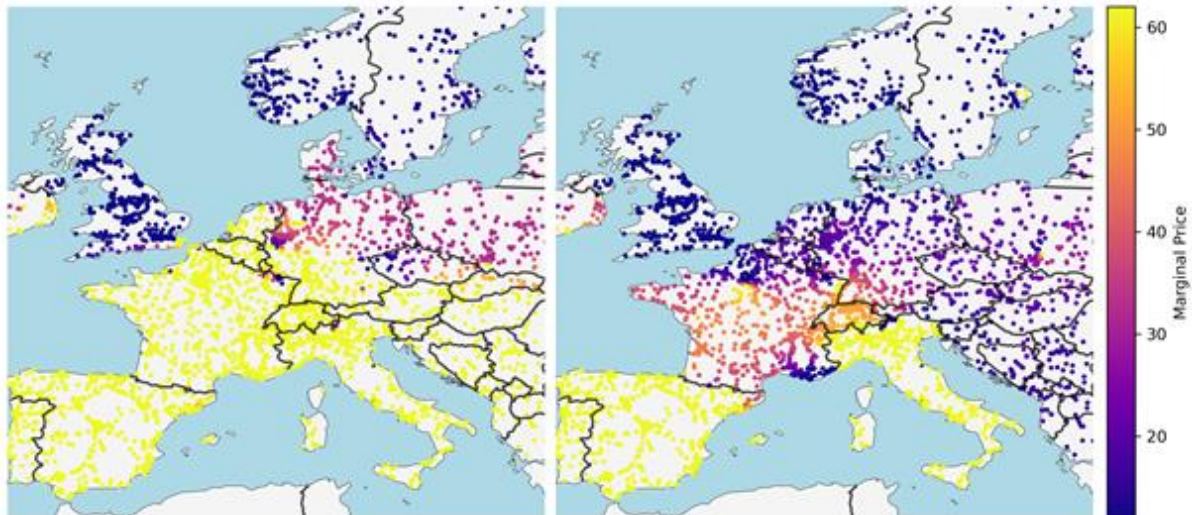
226. Regional differenzierte Strompreise könnten diese Ineffizienzen deutlich verringern. Sie würden den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen fördern und durch höhere erwartete Erlöse an den richtigen Standorten den Bedarf an weiteren Maßnahmen für den Kapazitätsausbau senken. Zudem zeigt ein Vergleich der Berechnungen verschiedener Studien zu einer Strompreiszonentrennung Deutschlands (Abbildung 3-50; eine detailliertere Übersicht zu den Annahmen und Ergebnisse der ausgewählten Studien findet sich in Tabelle 3-7), dass die regionalen Unterschiede in den durchschnittlichen Strompreisen vergleichsweise moderat ausfallen dürften und geringer sind als die heute bereits bestehenden Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten. So war im Jahr 2024 der mengengewichtete Mittelwert der Verteilnetzentgelte in Bayern deutlich niedriger als in Schleswig-Holstein (ein Unterschied von 26,1 €/MWh für Haushaltskunden, 28,5 €/MWh für Gewerbekunden, 8,4 €/MWh für Industriekunden). Die maximalen Unterschiede zwischen den Bundesländern betrugen sogar 48,7 €/MWh für Haushaltskunden (47,2 €/MWh für Gewerbekunden, 13,1 €/MWh für Industriekunden), (vgl. BNetzA/BKartA 2024). Anders als die

Preisunterschiede in Gebotszonen im Fall von Engpasssituationen entfalten die Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten jedoch keine systemdienlichen Anreizwirkungen, sie sind sogar oft kontraproduktiv. Sie erhöhen etwa die Strompreise in Regionen mit viel Erzeugung aus erneuerbaren Energien und machen ihn günstiger in den Regionen mit geringerer Erzeugung.

Abbildung 3-49: Simulation der Nodalpreise in Europa für eine einzelne Stunde und als Durchschnitt über den Zeitraum einer Woche mit hoher Netzbelastung im September 2023

a) Nodalpreise für 21.09.23, 18 Uhr

b) Nodalpreise (Durchschnitt) für 18.-24.9.2023



Quelle: Eigene Berechnungen, Betriebsoptimierung des Energiesystemmodells PyPSA-Eur mit Daten für das Jahr 2023: ERA5-Wetterdaten, und Last-, Kraftwerk- und Netzkapazitäten von der ENTSO-E Transparency Platform.

227. Ein weiterer Vorteil der Gebotszonenteilung liegt in der Schaffung sinnvoller Preissignale für Verbraucher, da die lokalen Preise eine effizientere und systemdienlichere Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale ermöglichen. Insbesondere vor dem Hintergrund umfangreicher, anstehender Investitionen, etwa in Gaskraftwerke oder Großspeicher, gewinnt die Schaffung von Preiszonen zunehmend an Bedeutung. Eine durch die Anreize systemdienlichere Ansiedlung der Anlagen birgt erhebliche Kostensenkungspotentiale im Vergleich zu Investitionsentscheidungen in einer Einheitspreiszone. Dies dürfte – aufgrund sinkender Umlagen – die durchschnittlichen Strompreise im Vergleich zur einheitlichen Gebotszone senken. In Abbildung 3-50 stellen die beiden rechten Balken Ergebnisse von Studien mit Zieljahr 2035 dar, in denen die systemkostensenkenden Effekte – insbesondere bei den Netzentgelten – bei Gebotszonenteilung zu einem niedrigeren Durchschnittspreis als im Fall der einheitlichen Gebotszone führen.

228. Eine positive Wirkung der Einführung von Preiszonen ist nicht durch die vermeintliche Unsicherheit hinsichtlich der genauen Abgrenzung oder langfristigen Stabilität der Zonen beeinträchtigt. Investitionen werden auch in Märkten mit zonaler Preisbildung nicht behindert. Entscheidend für Investitionen ist nicht eine statische „Unveränderlichkeit“ der Zonen, sondern die Vorhersehbarkeit solcher regulatorischen Anpassungen. Beispiele aus den nordischen Strommärkten oder aus Italien belegen, dass trotz wiederholter Anpassungen der Zonengrenzen stabile Investitionsentscheidungen getroffen werden und mit bestehenden Vertrags- und Förderstrukturen entsprechend umgegangen werden kann. Preiszonentrennungen schaffen verlässlichere Signale über regionale Knappheiten als ein einheitlicher Preis, der die tatsächliche Netzsituation

verschleiert. Selbst wenn Zonengrenzen über die Zeit angepasst werden, orientieren sich Investitionen stärker an den regionalen Gegebenheiten von Erzeugung, Verbrauch und Übertragungsnetzinfrastruktur. Damit stellt die Flexibilität in der Zonenabgrenzung kein Investitionshindernis dar

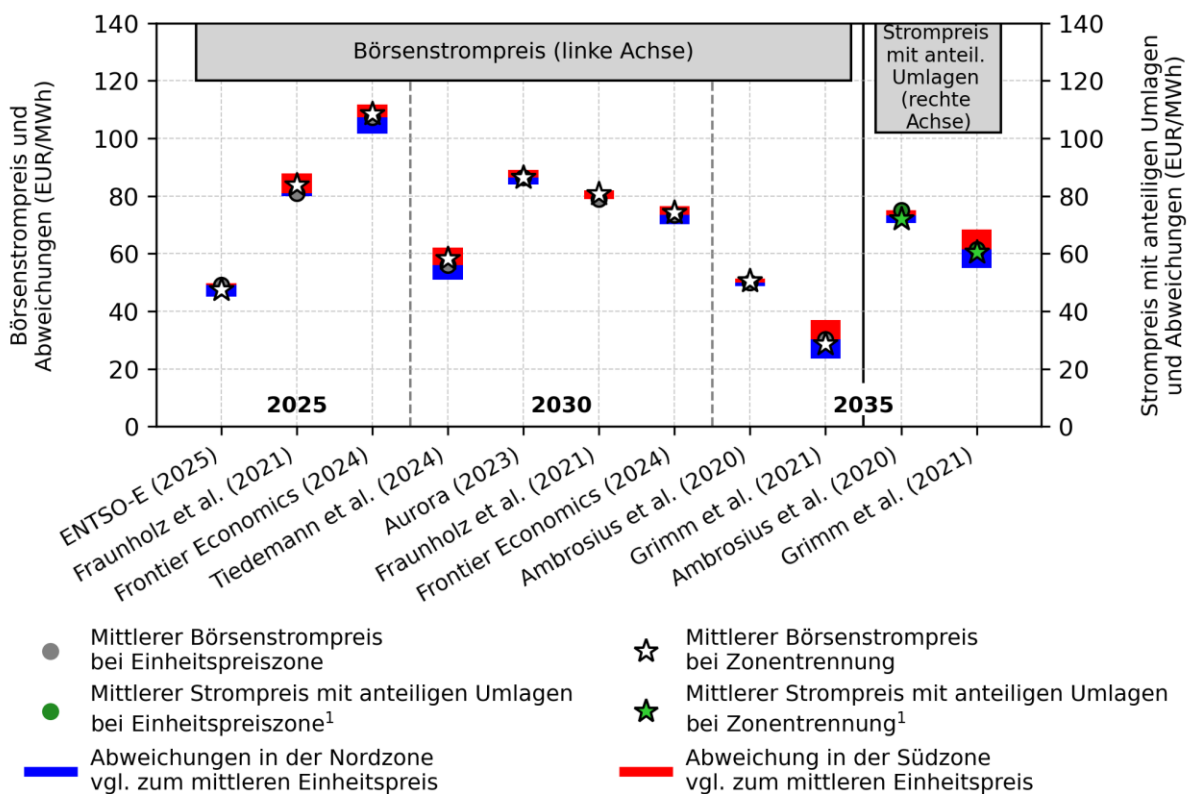
229. Eine Gebotszonentrennung trägt dazu bei, den Bedarf an Engpassmanagement deutlich zu reduzieren, da sie Netzrestriktionen im Übertragungsnetz bereits auf der Ebene des Marktes sowohl für Erzeuger als auch für Verbraucher abbildet. Werden in einer einheitlichen Preiszone Strompreise unabhängig von regionalen Netzrestriktionen gebildet, kommt es in zahlreichen Stunden zu hohen Einspeisemengen an windstarken Standorten im Norden, während der Großteil des Verbrauchs im Süden liegt. Die daraus resultierenden Flüsse im Übertragungsnetz überlasten regelmäßig die bestehenden Leitungen, sodass Netzbetreiber durch teure Redispatch-Maßnahmen eingreifen müssen. Eine direkte Einbindung von Lasten in den Redispatch ist aufgrund der Komplexität bei der Bestimmung der Kompensationszahlungen wenig praktikabel und kommt daher bisher nicht zum Einsatz. Durch die Aufteilung in mehrere Preiszonen spiegeln sich regionale Netzrestriktionen direkt in unterschiedlichen Strompreisen wider. Investitionen in Erzeugungskapazitäten werden dadurch in verbrauchsstarke Regionen mit geringerer Netzbelastung gelenkt, was den Bedarf an nachträglichen Eingriffen reduziert, deren Kosten z.B. über Netzentgelte auf die Allgemeinheit umgelegt werden.

230. Zusätzlich dürfte auch der akut notwendige Netzausbau durch den stärker an den regionalen Bedarfen orientierten Zubau von Kraftwerken und Flexibilitäten leicht sinken (siehe z.B. Grimm et al. 2021), was einen weiteren dämpfenden Effekt auf die Netzentgelte und damit auch auf den durchschnittlichen Strompreis für Endkonsumenten zur Folge hätte. Dies kann dazu führen, dass unter Berücksichtigung aller relevanter Strompreiskomponenten bei Gebotszonenteilung sogar in der Hochpreiszone ein niedrigerer Durchschnittspreis als im Fall einer einheitlichen Gebotszone resultiert (siehe z.B. Ambrosius et al. 2020, in Abbildung 3-50). Das verdeutlicht, dass eine reine Analyse der Strombörseneffekte durch die Preiszonenteilung nicht ausreicht und zukünftige Untersuchungen einen größeren Fokus auf die Entwicklung der systemkostensenkenden Effekte für die weiteren Strompreiskomponenten legen sollten.

231. Eine aktuelle Studie des Joint Research Centre (JRC) der Europäischen Kommission vergleicht drei mögliche Marktdesigns für Europa: das derzeitige System mit einer aktuellen Anzahl an Gebotszonen, ein Szenario mit etwa doppelt so vielen Gebotszonen sowie ein Nodalpreissystem, bei dem Preise für jeden Netzknoten individuell gebildet werden. In allen Fällen wurden die Gesamtsystemkosten, einschließlich Netzausbau und Engpassmanagement, unter drei unterschiedlichen Netzausbauszenarien analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl eine Gebotszonenteilung als auch insbesondere die Einführung eines Nodalpreissystems erhebliche wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen würden. Bis zum Jahr 2040 könnten im Nodalpreis-Szenario die gesamten Systemkosten um 26 bis 61 Milliarden Euro pro Jahr sinken. Auch die Aufteilung in mehrere Gebotszonen

würde deutliche Kosteneinsparungen von 10 bis 37 Milliarden Euro jährlich ermöglichen. Damit liegen die potenziellen Einsparungen in einer Größenordnung, die vergleichbar ist mit den Wohlfahrtsgewinnen aus der europäischen Marktintegration (Thomassen und Fuhrmanek 2025).

Abbildung 3-50: Studienvergleich zu Preiseffekten bei einer Trennung der deutschen Strompreiszone in Nord- und Südzone



Anmerkungen: Zugrundeliegende Annahmen der Modellierungen unterscheiden sich teilweise. Zur besseren Darstellung wurden teilweise Annahmen getroffen, die von den Studienergebnissen abgeleitet sind. Die Preise sind teilweise als (mengengewichtete) Durchschnittspreise über den Betrachtungszeitraum (meist ein Jahr) berechnet. 1 – Der "Mittlere Strompreis mit anteiligen Umlagen" ergibt sich aus der Summe des (mengengewichteten) durchschnittlichen Börsenstrompreises und weiterer Preiskomponenten, die von der Wahl des Marktdesigns (Einheitspreiszone vs. Preiszonentrennung) beeinflusst werden (z.B. Netzentgelt und EE-Umlage). 2 – ENTSO-E (2025) zeigt Simulationsergebnisse des Bidding Zone Review Main Report. 3 – Frontier Economics (2024) ist eine Studie im Auftrag des Landes Baden-Württemberg.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den in der Abbildung angegebenen Studien.

232. Ein weiteres Argument für die Gebotszonenteilung besteht darin, dass innerhalb Deutschlands Regionen mit niedrigeren Durchschnittspreisen entstehen können, was gezielt die Ansiedlung neuer Industrien in Gebieten mit Stromüberschuss fördert. Dadurch könnten Investitionen nach Deutschland attrahiert werden, die sonst in anderen Ländern erfolgen würden. Dies gilt z.B. für große KI-Rechenzentren, wie die aktuell für Europa ausgeschriebenen AI-Gigafactories (European Commission 2025), deren Kosten maßgeblich von den Strompreisen abhängen. Zudem

ließe sich die Erzeugung von grünem Wasserstoff gemäß RED III (Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen) früher mit Netzstrom realisieren, wenn in der nördlichen Zone ein Erneuerbare-Energien-Anteil von über 90 % erreicht wird. Besonders mit Blick auf die Standortentscheidungen neuer Kraftwerke, Speicher und Verbraucher in den kommenden Jahren wäre eine frühzeitige Ankündigung der Gebotszonenteilung essenziell. Selbst wenn die finale Umsetzung eine Übergangszeit erfordert, würden Unternehmen ihre Investitionen bereits im Vorfeld auf die künftige Marktstruktur ausrichten.

233. Aus Sicht der Expertenkommission überwiegen die Vorteile, die mit einer Aufteilung der deutschen Gebotszone einhergehen, die Gefahr, dass eine Unterteilung in wenige große Gebotszonen die Liquidität an den Strommärkten (insbesondere an den Day-Ahead-, Termin- und Regelleistungsmärkten) beeinträchtigen und damit temporär zu Preissteigerungen führen könnte. Allerdings sind die Gebotszonen im europäischen Binnenmarkt eng miteinander gekoppelt, sodass nur in Stunden tatsächlicher Netzengpässe unterschiedliche Preise auftreten. In diesen Engpassstunden kann es zwar zu Marktmachtausübungen kommen, doch treten sie, insbesondere bei fortschreitendem Netzausbau, vergleichsweise selten auf und sind ex ante schwer antizipierbar. Gleichwohl sollte das Risiko strategischen Marktverhaltens bei einer Gebotszonenteilung (ob mit oder ohne dynamischem Anpassungsmechanismus) fortlaufend überwacht werden. Die Überwachung durch das Bundeskartellamt und die Sicherstellung ausreichender Marktliquidität (vgl. auch Diskussion zu Kapazitätsmechanismen in Kapitel 6.1) bilden dabei zentrale Schutzmechanismen. Insgesamt lässt sich das Risiko beherrschen, sofern der Wettbewerb effektiv bleibt. Ein weiterer Aspekt ist die zunehmende Dezentralität der Energiewende: Die wachsende Zahl und Heterogenität von Akteuren auf Erzeugungs- und Nachfrageseite verringert tendenziell das Marktmachtpotenzial und mindert damit die Gefahr strategischer Preisbildung.

Tabelle 3-7: Übersicht zu den Annahmen und Ergebnisse der ausgewählten Studien für den Studienvergleich zu Preiseffekten bei einer Trennung der deutschen Strompreiszone

Quelle	Ambrosius et al. (2020)	Grimm et al. (2021)	Fraunholz et al. (2021)	Aurora (2023)	Frontier Economics (2024)	Tiedemann et al. (2024)	ENTSO-E (2025)
Methodik	Mehrstufiges Modell	Zweistufiges Modell	Agenten-basiertes Modell	Marktmodell	Marktmodell	Marktmodell	Simulationsmodell
Ausgewähltes Zieljahr	2035	2035	2030	2030	2030	2030	2025
Umfang	DE + Handel	DE + Handel	DE + Nachbarländer	DE	DE + Nachbarländer	DE + Nachbarländer	CE-Region
Zonentrennung	Nord-Süd, drei Zonen, Nodalpreise	Nord-Süd	Nord-Süd	Nord-Süd, fünf Zonen	Nord-Süd, vier Zonen	Nord-Süd, drei und vier Zonen	Nord-Süd, drei bis fünf Zonen
Interne Handelskapazität	verschieden (endogen)	30 % / 60 % der Übertragungskapazität	8 - 18 GW, zunehmend mit Leitungsausbauprojekten	30 GW	27.7 GW	verschieden (flow-based)	verschieden (flow-based)
Investitionen	Erzeugung	Erzeugung + Leitungen	Erzeugung	keine	keine	endogen	keine
Räumliche Trennung	endogen	exogen	endogen	exogen	exogen	exogen	exogen
Preis bei Einheitspreiszone	50.03	30.20	79.00	86.50	73.50	56.00	47.76
Durchschnittspreis bei Zonentrennung	50.48	28.75	80.75	86.50	74.26	56.50	45.78
Durchschnittspreis Nordzone	48.72	23.52	79.50	84.00	70.30	51.00	42.55
Durchschnittspreis Südzone	51.34	36.89	82.00	89.00	76.40	62.00	49.00
Systemeffekte	Sinkende Umlagen	Systemkostenreduktion, sinkende Umlagen		-	Wachsende Engpassrenten	-	Verschiedene Kriterien

Anmerkungen: Zugrundeliegende Annahmen der Modellierungen unterscheiden sich teilweise, wobei verschiedene Ergebnisse ausgewiesen werden. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden folgende Annahmen getroffen: Ambrosius et al. (2020) liefert lediglich eine Preisdifferenz von 2.62 EUR/MWh zwischen Nord- und Südzone - Diese Differenz wurde für die Berechnung der Durchschnittspreise der Zonen als gleichteilige Abweichung angenommen, was auch für Grimm et al. (2021) mit einer Preisdifferenz von 13.37 EUR/MWh zwischen den Zonen gilt. Fraunholz et al. (2021) und Tiedemann et al. (2024) stellen die Ergebnisse lediglich grafisch dar. Für Fraunholz et al. (2021), Aurora (2023), Tiedemann et al. (2024) sowie ENTSO-E (2025) wird der Durchschnittspreis bei Zonentrennung mit einer gleichteiligen Verteilung auf Nord und Süd berechnet.

Quelle: Eigene Darstellung mit Ergebnissen der jeweiligen Forschungsarbeiten.

234. Viele andere Länder setzen bereits auf Preiszonen im Strommarkt, wie z.B. Italien oder die skandinavischen Länder. Deutschland könnte bei der Einführung eines differenzierten Preissystems von deren Erfahrungen lernen. Verlierer von Reformen könnten nach dem Vorbild dieser Länder durch Spielräume, die aufgrund von Effizienzgewinnen entstehen, in einer Übergangsphase kompensiert werden, ohne dabei den Marktmechanismus auszuhebeln.

Bidding Zone Review von ENTSO-E und ACER

235. Auf Basis der Verordnung 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt und der Verordnung 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement sind Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden angehalten, die existierenden Gebotszonenkonfigurationen regelmäßig zu überprüfen. Das in diesem Rahmen durch ENTSO-E und ACER durchgeführte Bidding Zone Review (BZR) hat das Ziel, verschiedene (darunter die existierende aber auch alternative) Gebotszonenkonfigurationen hinsichtlich Marktintegration, Netzsicherheit und Kosteneffizienz transparent zu überprüfen und vorzuschlagen. Diese Kriterien werden anhand von bis zu 22 Kennzahlen und zentralen Aspekten ausgewertet.

236. Das BZR wird über einen zweistufigen Prozess durchgeführt: Zunächst werden innerhalb der „BZR Methodology“ (erste Stufe) auf Basis einer Nodalpreissimulation des europäischen Strommarkts alternative Preiszonenkonfigurationen festgehalten. Anschließend werden diese Konfigurationen innerhalb der „BZR Study“ mit einem mehrstufigen Modellansatz dargestellt und ex-post hinsichtlich der erwähnten 22 Kennzahlen und zentralen Aspekte ausgewertet. Durch dieses Vorgehen stehen vor allem Gebotszonen mit strukturellen Engpassproblemen (z.B. Deutschland oder die Niederlande) sowie Länder mit existierenden Gebotszonentrennungen (z.B. Schweden oder Italien) im Fokus.

237. Für Deutschland werden im Vergleich zum Status quo einer Einheitspreiszone insgesamt vier alternative Gebotszonenkonfigurationen analysiert. Diese reichen von einer Nord-Süd-Trennung bis hin zu einer Trennung Deutschlands in fünf Preiszonen. Die Ergebnisse des BZR zeigen, dass Preiszonentrennungen in Deutschland signifikante Auswirkungen auf den Dispatch, die Marktpreise, die Handelsmengen, die Wohlfahrtsverteilung und die auftretenden Ringflüsse im Netz haben (ENTSO-E 2025). Insgesamt kommt der BZR zu dem Schluss, dass die eingesparten Kosten v.a. im Engpassmanagement die zusätzlichen Kosten bei einer Preiszonentrennung in Deutschland übersteigen, weshalb eine Preiszonentrennung empfohlen wird. Das Szenario mit fünf Preiszonen in Deutschland ist dabei die Konfiguration, welche den größten Wohlfahrtsgewinn liefert (339 Mio. Euro für das Zieljahr 2025 gegenüber dem Status quo in der Region Zentraleuropa).

238. Mit der Vorlage der Bidding-Zone-Review-Studie der europäischen Übertragungsnetzbetreiber am 28. April 2025 begann die sechsmonatige Frist, innerhalb derer die Mitgliedstaaten über mögliche Änderungen ihrer Gebotszonen entscheiden müssen.

239. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bewerten die Ergebnisse des Reviews als nicht ausreichend belastbar, um eine Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Gebotszone zu begründen (ÜNB 2025). Sie verweisen auf geringe berechnete Wohlfahrtsgewinne (unter 1 % der simulierten Systemkosten), überholte Eingangsdaten (aus 2019 für das Zieljahr 2025) und methodische Schwächen, insbesondere im Hinblick auf den Verlust von Marktliquidität und potenzielle Effekte auf den Förderbedarf erneuerbarer Energien. Die ACER hebt demgegenüber hervor, dass die Studie die möglichen Effizienzgewinne der alternativen Gebotszonenkonfigurationen aufgrund zu optimistischer Annahmen bei der Berechnung der Engpassmanagementkosten im Status quo Szenario unterschätzt (ACER 2025). Unter realistischeren Annahmen könnten die jährlichen Wohlfahrtsgewinne zwischen 450 und 540 Mio. Euro liegen, was einer Unterschätzung im BZR gegenüber dieses Effizienzpotenzials um bis zu 37 % entspräche.

240. Das BMWF hat im Rahmen des Aktionsplans Gebotszone 2025 klargestellt, dass der BZR keine strukturellen Engpässe in der deutsch-luxemburgischen Preiszone ausweist und daher eine Aufteilung nicht zwingend vorgesehen ist (BMWF 2025). Sie hält daher an der bestehenden einheitlichen Gebotszone fest und betont, dass die simulierten Wohlfahrtsgewinne deutlich unter den Anpassungskosten einer Neukonfiguration liegen würden. Zudem wird auf den fortschreitenden Netzausbau, insbesondere durch neue HGÜ-Leitungen, verwiesen, der bestehende Engpässe voraussichtlich deutlich reduzieren werde. Eine Aufteilung der Gebotszone würde nach Auffassung der Bundesregierung Investitionsunsicherheiten erhöhen, regionale Preisunterschiede verstärken und industriepolitische Risiken bergen.

241. Die Expertenkommission teilt die Einschätzung der Bundesregierung zur Beibehaltung einer einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone nicht. Aus ihrer Sicht überwiegen die ökonomischen und systemischen Vorteile einer Gebotszonenteilung die befürchteten Risiken deutlich. Ein Festhalten an der bestehenden Konfiguration verhindert die Bildung effizienter lokaler Preissignale und führt dazu, dass weiterhin sekundäre, kostenintensive Instrumente eingesetzt werden müssen, um Marktineffizienzen zu kompensieren. Dies begünstigt ein wachsendes Maß an Marktversagen, erhöht die Systemkosten und verzögert notwendige Struktur- und Standortanpassungen innerhalb des Energiesystems. Die Kommission empfiehlt daher nachdrücklich, das Thema Gebotszonenteilung erneut offen, faktenbasiert und ergebnisorientiert zu prüfen. Ziel sollte es sein, eine effiziente, marktorientierte Lösung zu entwickeln, die Transparenz schafft, Preissignale stärkt und so langfristig zur Kostenstabilisierung und Systemeffizienz beiträgt.

3.6.4 Andere Handlungsfelder im Bereich Strommarktdesign

242. Auf die unterschiedlichen Regelungen und Fortentwicklungsbedarfe im Bereich der Betriebskoordination, der Schaffung bzw. Sicherung möglichst unverzerrter Preissignale, zur Refinanzierung von Investitionen in steuerbare Kapazitäten und zu den Stromkosten wird in den Abschnitten 3.2, 3.5, 6.1, 7.1 und 11 näher eingegangen.

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 Mineralölaufkommens 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 10.1) 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 waren die Erdgastransite über Deutschland in den Jahren vor 2022 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. 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. Im Jahr 2024 hat sich der Erdgasverbrauch etwa stabilisiert. 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 Expertenkommission begrüßt nachdrücklich die Integration der Erdgas- und Wasserstoffnetzplanung. Die nicht zuletzt aus wirtschaftlichen Erwägungen absehbaren Stilllegungsprozesse für größere Bereiche der Erdgasnetze machen nach Auffassung der Expertenkommission Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig. Die

Expertenkommission begrüßt daher nachdrücklich die von der Bundesnetzagentur angestoßenen Reformprozesse, vor allem mit Blick auf die Verkürzung der Nutzungsdauern und die Einführung degressiver Abschreibungsverläufe für Gasnetze ohne Folgenutzung (wie Wasserstoff oder Biomethan).

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 2024: 41 TWh). Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff in Deutschland wird sich zukünftig dynamisch entwickeln und könnte 2030 laut aktueller Studien bei 9 – 55 TWh liegen und bis 2045 auf 71 – 605 TWh ansteigen. Demgegenüber steht der bisher schleppende Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten. Mitte 2025 waren erst rund 160 MW installiert und für 2030 befinden sich lediglich Projekte mit insgesamt etwa 1.200 MW im Bau oder haben eine finale Investitionsentscheidung (FID) erreicht, bei zugleich rückläufigen Projektankündigungen. Damit rückt das nationale Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 in weite Ferne. Da die inländische Erzeugung zur Deckung der prognostizierten Nachfrage schon 2030 nicht ausreichen dürfte, sollten

Importe von klimafreundlichem Wasserstoff und darauf basierenden Derivaten unverzüglich und mit hoher Priorität vorbereitet und hochgefahren werden.

Der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes stellt einen der größten Fortschritte des aktuellen Wasserstoffhochlaufs dar. Das genehmigte Netz umfasst 9.040 km bei Investitionskosten von rund 19 Mrd. Euro und soll überwiegend durch die Umstellung bestehender Gasleitungen entstehen, ergänzt um Neubauten. Die Inbetriebnahme ist schrittweise bis 2032 geplant, kann aber flexibel bis 2037 gestreckt werden, um Fehlinvestitionen angesichts unsicherer Nachfrage- und Angebotsentwicklungen zu vermeiden. Weiterhin fehlen jedoch klare Regelungen für Verteilnetze, Netzanschlüsse sowie Tankstelleninfrastruktur. Mit der 2024 eingeführten integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff entsteht erstmals ein abgestimmter Prozess mit der Stromnetzplanung, auch wenn die zugrunde gelegten Wasserstoffmengen nach Einschätzung der Expertenkommission zu optimistisch sind. Die Finanzierung des Kernnetzes erfolgt über ein gedeckeltes Hochlaufentgelt nach § 28q EnWG, das hohe Anfangskosten abfedern und den intertemporalen Ausgleich der Netzkosten bis 2055 sichern soll.

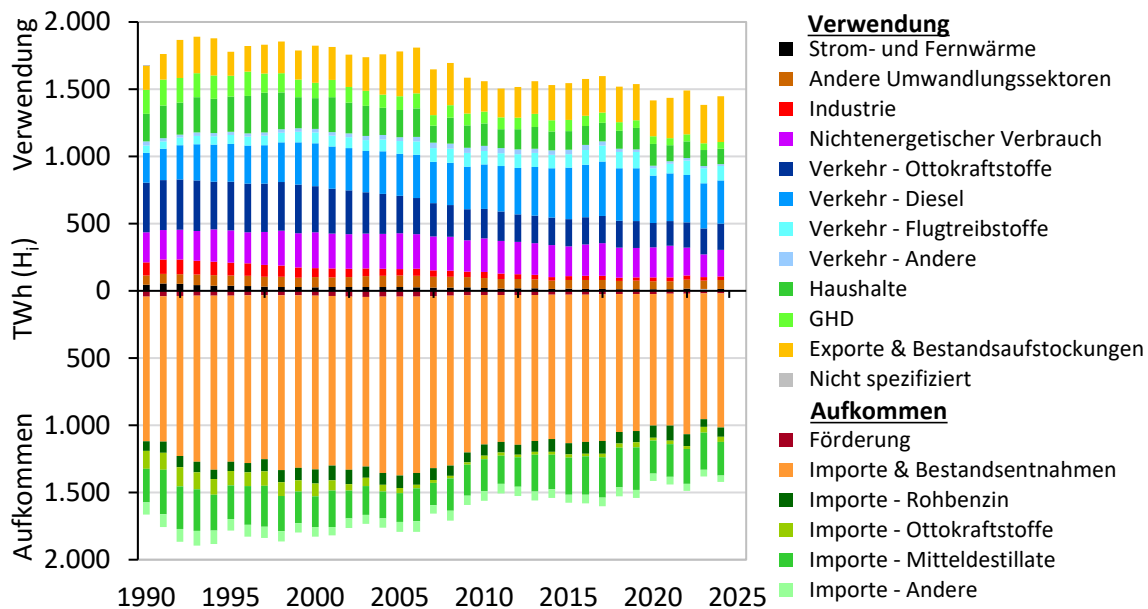
Die aktuellen Kostenentwicklungen stellen eines der größten Hemmnisse des Wasserstoffhochlaufs dar. Grüner Wasserstoff kostet in Nordwesteuropa derzeit rund 7,50 €/kg und bleibt damit weit über früheren Erwartungen; selbst in optimalen Regionen liegen die Kosten kaum unter 5–6 €/kg. Ursache sind u. a. höhere reale Investitionskosten, Effizienzverluste der Elektrolyse-Stacks sowie unterschätzte Stromkosten unter den RED-III-Vorgaben. Auch blauer Wasserstoff ist mit 4–5 €/kg teurer als erwartet und weist aufgrund unsicherer CO₂-Transport- und Speicherpreise eine große Kostenspanne auf. Insgesamt führt dies zu hohen Differenzkosten gegenüber Erdgas. Für jeweils 10 TWh müssten bei kurz- bis mittelfristig erwartbaren Preisrelationen jährlich rund 1,4 Mrd. Euro (grün) bzw. 0,8 Mrd. Euro (blau) zur Schließung der Kostenlücke aufgebracht werden. Daher sollte der Hochlaufmix neu bewertet werden, wobei blauem Wasserstoff eine größere Rolle zukommen sollte, während gleichzeitig Innovations- und Kostensenkungspotenziale bei grünem und CO₂-armem Wasserstoff konsequent weiterzuentwickeln sind.

Trotz ambitionierter Zielsetzungen kommt der Wasserstoffhochlauf in Deutschland sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite kaum voran. Ausschlaggebend sind unter anderem stark schwankende und zunehmend pessimistische Kostenprognosen sowie ein ausgeprägtes Regulierungsversagen. Hinzu kommt ein vielschichtiges Geflecht aus ökonomischen, regulatorischen und strukturellen Hemmnissen. Für eine wirksame staatliche Unterstützung gilt, dass Förderpolitik konsequent auf die Korrektur von Marktversagen ausgerichtet sein muss. Im Wasserstoffbereich sind dabei insbesondere fünf Ursachen zentral: negative und positive externe Effekte, Informationsasymmetrien, Koordinationsversagen sowie die Infrastruktur als natürliches Monopol. Eine Analyse des aktuellen Instrumentenmix zeigt jedoch, dass komplexe Genehmigungsprozesse, regulatorische Unsicherheiten und konkurrierende europäische und nationale Förderinstrumente den Hochlauf erheblich behindern. Dies führt zu Zielkonflikten, Wechselwirkungen und redundanten Maßnahmen. Um wirksam gegenzusteuern, braucht es weniger Komplexität, klare Zuständigkeiten und eine bessere Abstimmung der politischen Ebenen. Die Expertenkommission betont daher, dass Redundanzen und Ineffizienzen im Instrumentenmix konsequent abgebaut werden müssen. Entscheidend ist eine Fokussierung auf wenige, strategisch wirksame Instrumente mit großer Hebelwirkung, um Transparenz, Nutzerfreundlichkeit und Effizienz zu erhöhen und den Wasserstoffhochlauf nachhaltig zu beschleunigen.

4.1 Mineralölprodukte

243. 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. Der Anteil von Mineralöl (inkl. des Bedarfs für den nichtenergetischen Einsatz) am gesamten Primärenergieverbrauch liegt seit 2005 nahezu ausnahmslos bei Werten um 34 % (Bandbreite 33 bis 36 %). Nur während der Corona-Pandemie und durch die in diesem Kontext ergriffenen Maßnahmen zur Mobilitätsbegrenzung sank der Mineralölanteil am gesamten Primärenergieverbrauch in einem Einzeljahr auf 32 %.

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



Quellen: AGEb (2025), BAFA (2025), Eurostat (2025a, b), Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts.

244. Die Verbrauchsstrukturen im Bereich der Mineralölprodukte haben sich in den letzten Jahren erheblich verändert und stellen sich aktuell wie folgt dar:

- Der mit Abstand größte Verbrauch von Mineralölprodukten entfällt auf den Verkehrssektor und hier ganz überwiegend auf den Straßenverkehr. Kraftstoffe bilden in den letzten Jahren einen Nachfrageanteil von etwa 60 %. In den Jahren 2023 und 2024 ist der Verbrauch von Diesel und Ottokraftstoffen im Vorjahresvergleich um jeweils 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 von 2021 bis 2023 um ca. 30 % zurückgegangen, im Jahr 2024 aber wieder um 16 % angestiegen.

- Der Anteil des Heizölverbrauchs in den privaten Haushalten erreichte in den späten 1990er Jahre 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 2024 ist der Mineralölverbrauch in Deutschland insgesamt um ca. 26 % zurückgegangen. Der Kraftstoffverbrauch des Verkehrssektors liegt nach zwischenzeitlich massiven Steigerungen aktuell um etwa 5 % unter den Vergleichswerten von 1990. Für das Jahr 2023 ergab sich im Vorjahresvergleich ein Rückgang des Inlandsverbrauchs von Mineralölprodukten von 6 %, für das Jahr 2024 ist ein leichter Wiederanstieg um 1 % zu verzeichnen.

245. 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 %), sie werden aber überwiegend in deutschen Raffinerien hergestellt. Die Mineralölproduktimporte entfallen vor allem auf Rohbenzin (ein zentrales Ausgangsprodukt für die Petrochemie) sowie Mitteldestillate (Diesel, leichtes Heizöl, Fluggasturbinenkraftstoffe 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 (ausschließlich Mineralölprodukte) in den letzten Jahren im Bereich von 21 bis 24 %.

246. 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.

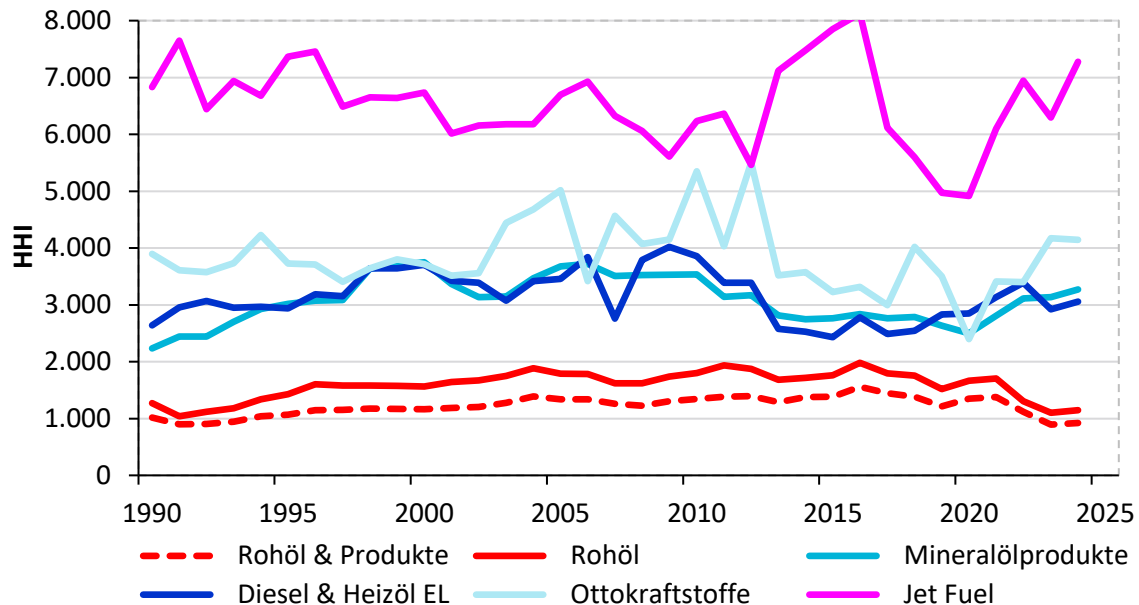
- Bei den Rohölimporten (d.h. dem weitaus größten Teil der Mineralölimporte) stammten im Zeitraum 2010 bis 2020 (mit Ausnahme des Jahres 2019) jeweils zwischen 34 und 40 % aus Russland. Im Jahr 2022 ist dieser Anteil auf 25 % gesunken, seit 2023 spielen Rohölimporte aus Russland vor dem Hintergrund des 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, ab 2022 stiegen sie deutlich und erreichten 2024 nahezu 20 %. Der Anteil von Rohölimporten aus Großbritannien lag in der letzten Dekade ebenfalls im Bereich von 10 bis 14 %, haben sich aber in den Jahren von 2022 bis 2024 auf Niveaus von 8 bis 10 % stabilisiert. Geringere oder stark schwankende Importanteile entfallen auf die USA (in den Jahren 2023 und 2024 ca. 18 %, vorher deutlich weniger), Libyen (aktuell knapp 10 %), Irak (aktuell 5 %), Kasachstan (aktuell 13 %), Nigeria und Aserbaidschan (aktuell jeweils 3 %), Saudi-Arabien und Algerien (aktuell jeweils 2 %).

- 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 ab 2014 16 bis 19 % der Produktenimporte, dieser Anteil ist ab dem Jahr 2022 schnell und deutlich gefallen, im Jahr 2024 lag der Importanteil dann bei Null.
- 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 12 bis 24 %. Die Einfuhren aus Russland lagen hier überproportional hoch, erreichten 2017 sowie 2022 mit Werten von 30 % und darüber zwischenzeitliche Höhepunkte und sanken dann im Jahr 2023 deutlich und lagen 2024 bei Null.
- Eine Sondersituation ergibt sich für die Einfuhr von Flugturbinenkraftstoffen nach Deutschland. Hier liegt der Anteil der Niederlande typischerweise bei über 75 %, erreichte im Jahr 2016 einen Wert von knapp 90 % und lag im Jahr 2024 bei etwa 85 %.

247. 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-Hirschman-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 bei den Produktenimporten 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

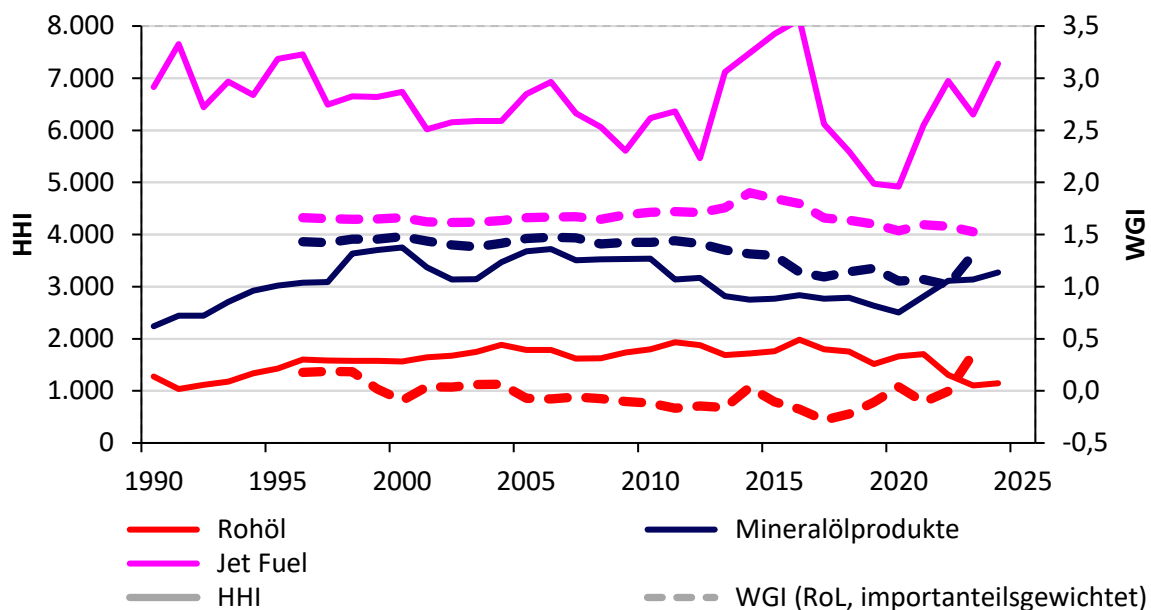


Anmerkung: HHI bezeichnet den Herfindahl-Hirschman-Index. Hohe Werte beschreiben eine hohe Marktkonzentration.
Quellen: Eurostat (2025 a,b), Berechnungen des Öko-Instituts.

248. Neben der Marktkonzentration auf der Anbieterseite ist es aus der Perspektive der Resilienz auch sinnvoll, ergänzende Bewertungsgrößen mit zu berücksichtigen. So kann vor allem die Governance-Situation in den verschiedenen Lieferregionen auch als relevante Information zur Bewertung der Resilienz der Importe herangezogen werden. Die Abbildung 4-3 zeigt den HHI im Vergleich zum mit den Importanteilen für Deutschland gewichteten Governance-Indikator Rechtsstaatlichkeit (Rule of Law) des Worldwide Governance Indicator (WGI) Projekts der Weltbank (World Bank 2024). In dieser Zusammenstellung werden auf Jahresbasis Einschätzungen der Governance-Situation in den verschiedenen Staaten der Welt vorgenommen und auf einer Skala von -2,5 bis 2,5 eingeordnet. Unter den verschiedenen Governance-Indikatoren der Weltbank bildet vor allem die Rechtsstaatlichkeitsbewertung (Rule of Law) interessante Informationen. Auf Basis der ab 1996 (und bisher bis 2023) verfügbaren Daten ergibt sich für den Zeitraum 2010 bis 2022 im Bereich der Rohöleinfuhren und der Produktenimporte ein leichter Abfall der aggregierten Governance-Qualität (mit Blick auf die Rechtsstaatlichkeit) für die deutschen Erdgasimporte, und dies vor allem bei Rohöl auf insgesamt schlechten und Produktenimporten auf deutlich besseren Niveaus. Diese Situation ergibt sich einerseits aus den zeitweise steigenden Anteilen der Importe aus Russland und andererseits auch den dort deutlichen sinkenden Werten für die Rechtsstaatlichkeitsbewertung Russlands. Mit dem Ersatz von Rohöl- und Produktenlieferungen aus Russland aus

Ländern mit überwiegend deutlich besseren Rechtlichkeitsstandards (Norwegen 1,834, Niederlande 1,643, USA 1,328) hat sich der gewichtete Rechtsstaatlichkeitsindex der Rohöl- und Produktenimporte erkennbar verbessert. Eine Sondersituation ergibt sich für die Importe von Flugkraftstoffen, hier ergibt sich die Situation einer sehr starken Anbieterkonzentration (Niederlande) mit sehr hohen Rechtsstaatlichkeitsstandard, so dass sich hier eine wenig herausfordernde Gesamtbewertung ergibt.

Abbildung 4-3: Konzentration der Importe von Rohöl und Mineralölprodukten nach Deutschland und aggregierte Governance-Bewertung der Herkunftsstaaten

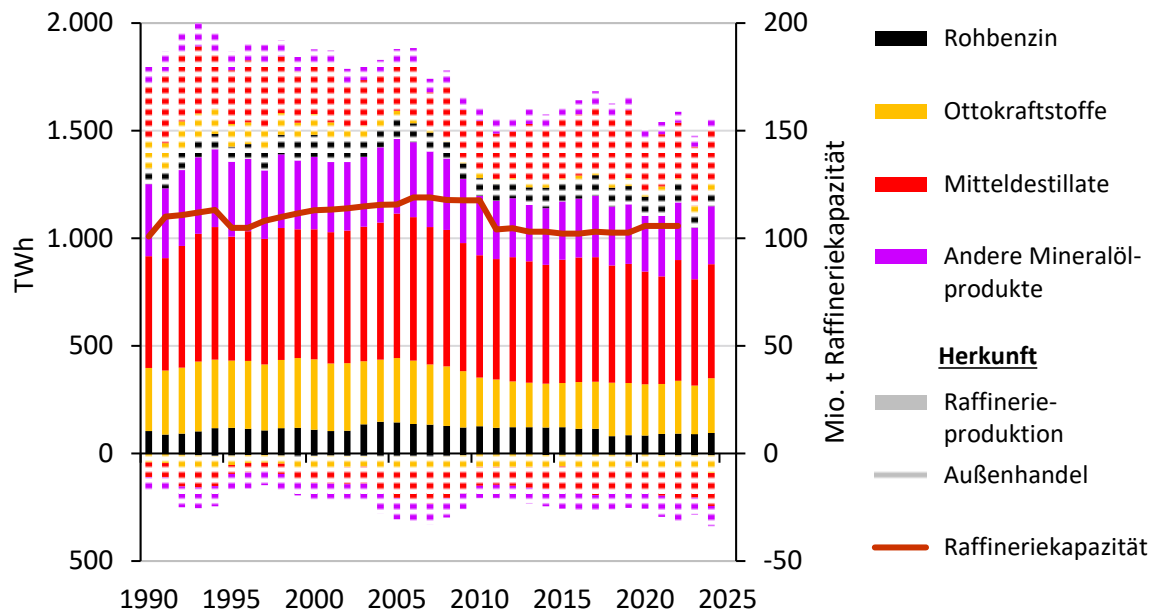


Anmerkung: WGI bezeichnet den Worldwide Governance Indicator. Hohe Werte beschreiben eine hohe Governance-Qualität.

Quellen: Eurostat (2025 a,b), World Bank (2024), Berechnungen des Öko-Instituts.

249. 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.

Abbildung 4-4: Entwicklung des Raffinerieausstoßes, des Außenhandels mit Mineralölprodukten und der Raffineriekapazitäten

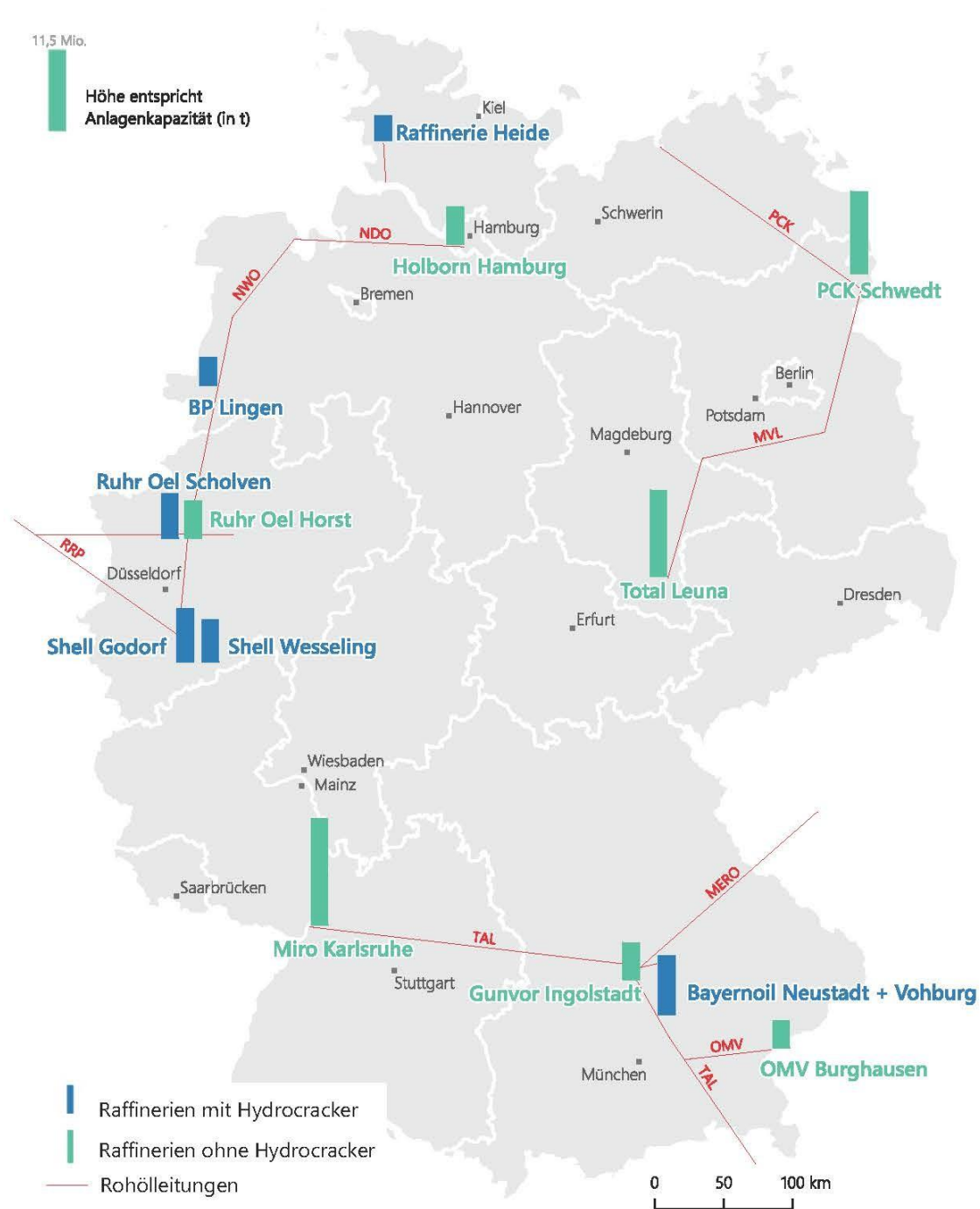


Anmerkung: Daten für Raffineriekapazitäten nur bis 2022 verfügbar.

Quellen: AGEBA (2025), BAFA (2025), en2x (2022a), Berechnungen des Öko-Instituts.

250. Der Außenhandel mit Mineralölprodukten bildete aber bisher auch einen wichtigen Puffer für die Auslastung der deutschen Raffinerien (siehe Abbildung 4-4). Während der Mineralölbedarf in Deutschland seit 2017 relativ stetig zurückgeht, hat sich die Kapazität der deutschen Raffinerien seit 2011 nahezu nicht mehr verändert und liegt aktuell bei 106 Mio. t. Von der gesamten Rohölverarbeitungskapazität entfallen knapp 60 % auf fünf große Raffinerien mit einer Rohölverarbeitungskapazität von jeweils 10 bis 15 Mio. t, davon eine Gesamtkapazität von etwa 23,5 Mio. t (22 Prozentpunkte) auf die beiden einzigen Raffinerien in den neuen Bundesländern.

Abbildung 4-5: Karte der Raffinerien in Deutschland



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf en2x (2022b).

251. 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 nach aktueller Rechtslage Ende der 2030er Jahre letztmalig Emissionsberechtigungen ausgegeben werden (vgl. Kapitel 11.1), danach muss also auch der Ausstoß von CO₂-Emissionen durch die Nutzung von Mineralöl komplett vermieden werden;
- für das Inverkehrbringen von Brennstoffen werden nach aktueller Rechtslage im Rahmen des ETS-2 in der ersten Hälfte der 2040er Jahre letztmalig CO₂-Zertifikate ausgegeben, so dass die Verbrennung von Mineralölprodukten, vor allem von Kraft- und Heizstoffen, komplett unterbleiben muss.

252. Aktuelle Projektionen für den zukünftigen Mineralölverbrauch zeigen ein mit sehr wenigen Ausnahmen relativ einheitliches Bild:

- In maßnahmenbasierten Projektionen, beispielsweise dem Projektionsbericht 2025 der Bundesregierung (UBA 2025) werden für den Zeithorizont 2030 im Vergleich zum Vorkrisenniveau (2019) um mehr als 20 % niedrigere Verbrauchswerte abgeschätzt. In den unterschiedlichen Zielszenarien zur Erreichung der Klimaneutralität (Agora 2024) werden 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 in der maßnahmenbasierten Projektion (UBA 2025) ein im Vergleich zu 2019 um 40 % niedrigerer Mineralölbedarf ermittelt. Für die Zielszenarien ergeben sich hier Rückgänge um mehr als 50 %, 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 in der betrachteten maßnahmenbasierten Projektion (UBA 2025) bei knapp 60 % und sinkt danach um weitere 13 Prozentpunkte auf einen Wert, der bei etwa 27 % des Bezugsniveaus von 2019 liegt. Der Anteil des stofflichen Einsatzes von Mineralölprodukten wird dabei deutlich zunehmen. In den Zielszenarien (Agora 2024) reduziert sich der Mineralöleinsatz gegenüber 2019 um über 80 % und sinkt in den Folgejahren auf Null.

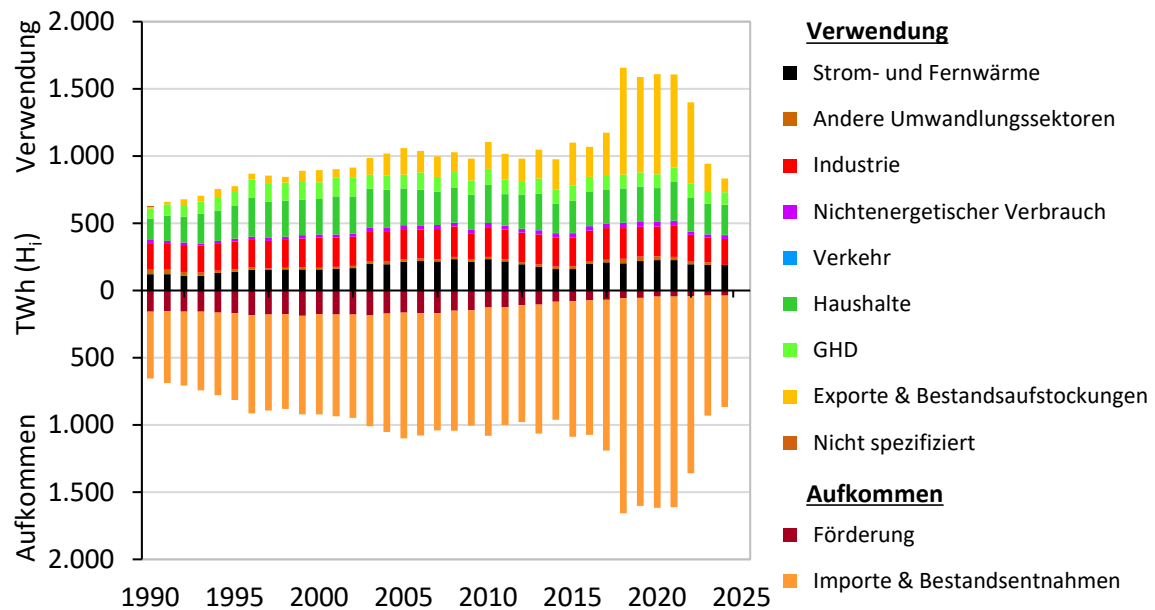
253. Getrieben werden die Verbrauchsrückgänge bei Mineralöl vor allem durch die Entwicklungen im Verkehrsbereich und hier insbesondere durch die weitgehende Ablösung verbrennungsmotorischer Antriebe im Straßenverkehr. In (kleineren) Teilen des Straßenverkehrs, vor allem aber im Flugverkehr sowie in der 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 können mittelfristig durch die Nutzung von Wasserstoff (Hydrierung) höhere Anteile des im Mineralöl enthaltenen Kohlenstoffs in Produkte überführt werden. In der langfristigen Perspektive werden auch synthetische, wasserstoffbasierte Kohlenwasserstoffe unter Nutzung neuer Ansätze der Kreislaufführung von Kohlenstoff eine Rolle spielen müssen.

254. Mit den Veränderungen in den Verbrauchsniveaus und -mustern bei Mineralölprodukten werden starke Veränderungen im deutschen Raffineriesektor einhergehen müssen. In den nächsten Jahren werden damit Kapazitätsanpassungen von jeweils 20 % des aktuellen Bestandes pro Jahrfünft erfolgen müssen. Angesichts der damit verbundenen Aspekte (regionale Verteilung, Altlastensanierung) sieht die Expertenkommission energiepolitische Aufgaben zumindest im Bereich eines vertieften Monitorings der Entwicklung bei den Raffinerieanlagen, möglicherweise aber auch im Bereich der aktiven Flankierung.

4.2 Erdgas

255. Seit 1992 ist Erdgas nach Mineralöl der zweitwichtigste Primärenergieträger in Deutschland²², mit stabil 40 % Anteil am gesamten Kohlenwasserstoffverbrauch (Mineralöl und Erdgas).

Abbildung 4-6: Entwicklung des Erdgasaufkommens und des Erdgasverbrauchs in Deutschland



Anmerkung: Alle Daten beziehen sich auf den unteren Heizwert von Erdgas.

Quellen: AGEb (2025a,b), BDEW (2025), GIE (2025), Statistisches Bundesamt (2025), Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts.

²² Bis 1991 repräsentierte Braunkohle den zweitgrößten Anteil, bedingt vor allem durch die stark braunkohledominierte Primärenergieträgerstruktur der DDR bzw. der neuen Bundesländer.

256. Die Verbrauchsstrukturen und -niveaus im Bereich Erdgas sind im langjährigen Trend der letzten 20 Jahre weitgehend 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 bis 2021 mit Ausnahme der Jahre mit besonders gravierenden Rahmenbedingungen (z.B. 2009) eher gering, seit 2022 ist der industrielle Erdgasverbrauch bei nur leichten Erholungstendenzen im Jahr 2024 deutlich zurückgegangen und lag 2024 etwa 15 % unter dem Mittelwert der Dekade 2010 bis 2020.
- 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.

257. Da die inländische Erdgasförderung nur rund 5 % des deutschen Inlandsverbrauchs deckt und seit Jahrzehnten rückläufig ist, ist Deutschland stark importabhängig. Die Importe stiegen besonders nach Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 im Jahr 2011 deutlich an. Als Erdgas-Hub reexportierte Deutschland 2022 bis zu 50 % der Importe nach Zentral- und Westeuropa. Nach dem Ausfall russischer Lieferungen sanken diese Exporte 2024 gegenüber 2022 um über 80 %.

258. 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 ab 2022 zu erheblichen Rückgängen des Erdgasverbrauchs in Deutschland:

- Der gesamte Erdgasverbrauch in Deutschland ging von 2021 bis 2022 um 13 % sowie von 2022 bis 2023 nochmals um 7 % zurück, stieg im Folgejahr wieder um etwa über 1 % an und lag damit 2024 bei ca. 750 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert²³) bzw. etwa 810 TWh (bezogen auf den oberen Heizwert). Dieser Verbrauchsrückgang ist zwar auch, aber nur zum geringeren Teil, auf die wetterbedingten Rahmenbedingungen zurückzuführen.
- Der größte Rückgang im Zeitraum von 2021 bis 2024 vollzog sich mit etwa 17 % 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 2024 etwa 20 % weniger Erdgas verbraucht als 2021 (freiwillige, preisinduzierte und teilweise vorgeschriebene Energieeinsparungen). Auch hier vollzog sich der größere Teil des Verbrauchsrückgangs im Zeitraum 2022/2023.
- In der Strom- und Fernwärmeerzeugung ging der Erdgasverbrauch um etwa 15 % 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).

259. Wie für Mineralöl und andere fossile Energieträger wird mit den klimapolitischen Zielen und Instrumenten Deutschlands und der Europäischen Union (v.a. EU ETS-1, nEHS, EU ETS-2, vgl. Kapitel 11.1) auch der Erdgasverbrauch in Deutschland massiv reduziert bzw. letztlich auf Werte nahe Null zurückgeführt werden müssen.

260. Die Auswertung der aktuellsten Projektion (UBA 2025) zeigt für den Erdgasbedarf im Zulauf auf die o.g. Zeithorizonte differenzierte Entwicklungsmuster:

- Für den Gebäudesektor (2024 ca. 160 TWh) mit seinem vergleichsweise langlebigen Kapitalstock und langen Erneuerungszyklen können die Klimaneutralitätsziele nach den vorliegenden Modellierungen wegen des trägen Kapitalstocks nur mit gleichmäßigen Emissionsminderungen erreicht werden.

²³ 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 (2024 ca. 220 TWh) wird bis 2030 ein Rückgang erwartet, danach folgt eine weitgehend stetige Entwicklung auf Werte nahe Null in der ersten Hälfte der 2040er Jahre.
- Eine andere Entwicklung ergibt sich für die Energiewirtschaft, d. h. v.a. die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland (2024 ca. 190 TWh). Hier wird für den Zeitraum bis 2030 ein deutlicher Anstieg des Erdgasverbrauchs errechnet (ca. 30 %), der dann bis 2040 wieder stark zurückgeht. Sofern in Deutschland blauer Wasserstoff hergestellt würde, würde der korrespondierende Erdgasverbrauch in der Energiewirtschaft berichtet werden und der Verbrauch entsprechend ansteigen.
- Ungeachtet dieser sektoralen Unterschiede werden über alle Sektoren jedoch bereits bis 2030 deutliche Rückgänge des Erdgasverbrauchs auf ca. 660 TWh ermittelt, bis 2035 werden Niveaus von 510 TWh erwartet, die sich dann bis 2040 auf Niveaus von etwa 400 TWh reduzieren, wobei jedoch in der prognoseorientierten Projektion das Klimaneutralitätsziel verfehlt wird. Wenn entsprechende Maßnahmen in Ansatz gebracht werden, müsste der Erdgasverbrauch für den Zeithorizont 2040/45 auf Werte nahe Null zurückgehen (vgl. Kapitel 2.2).

261. Die künftige Verbrauchsentwicklung hat große Auswirkungen auf die Entwicklung der Erdgasnetze. In Deutschland betreiben die 16 Ferngas- und über 600 Gas-Verteilnetzbetreiber ca. 570.000 km Leitungen, davon 80 % Nieder- und Mitteldrucknetze, mit ca. 11 Millionen Anschlüssen. Hochdrucknetze dienen dem großräumigen Transport und versorgen über 224.000 Ausspeisepunkte, dabei vor allem Großverbraucher und Kraftwerke. 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 gut 9.000 km vorgesehen, ganz überwiegend durch Umnutzung von Erdgasnetzen (BNetzA 2024b, vgl. auch Kapitel 4.4).

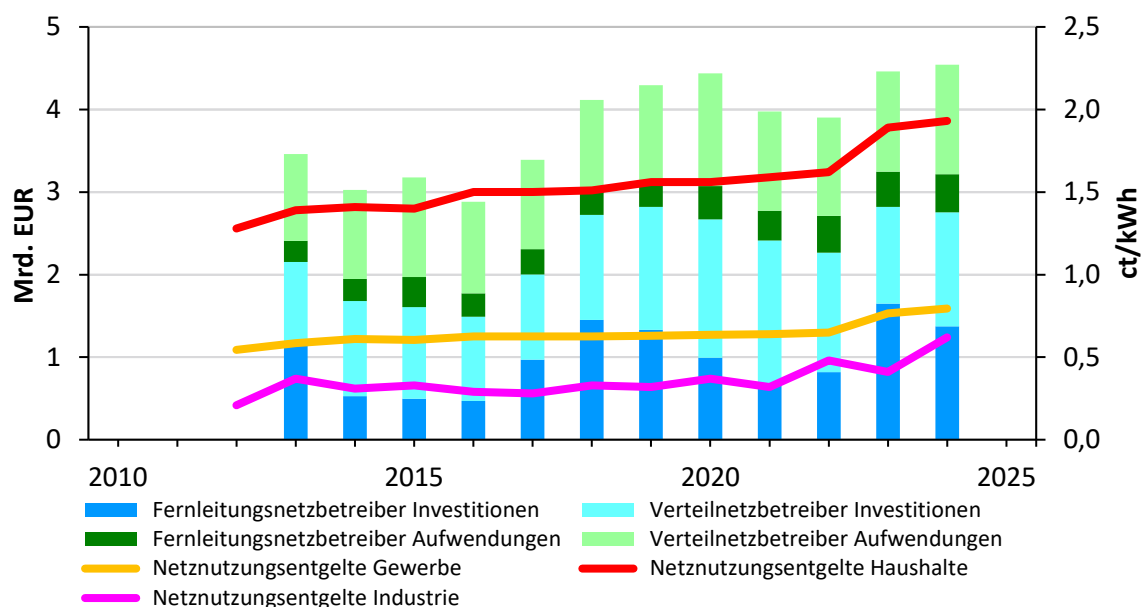
Tabelle 4-1: Struktur des Erdgasnetzes in Deutschland

	Netzbetreiber		Gesamt	Anmerkungen
	Ferngas	Verteilnetz		
Netzbetreiber [Anzahl]	16	661	677	
Netzlänge [1.000 km]	45,8	556,5	602,3	
davon ≤ 0,1 bar	0	203,4	203,4	Niederdrucknetz, kleine Verbraucher
davon 0,1-1 bar	0	273,7	273,7	Mitteldrucknetz, kommunale Netze, Industrie
davon 1-5 bar	0,1	29	29,1	Hochdrucknetz, Regionalnetze, Industrie
davon 5-16 bar	2,9	30,3	33,2	Hochdrucknetz, Regionalnetze, Industrie, Kraftwerke
davon >16 bar	42,8	20,1	62,9	Transportnetz, Kraftwerke

Quellen: BNetzA und Bundeskartellamt (2025).

262. 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 4-7: Investitionen, Aufwendungen und Netznutzungsentgelte im deutschen Erdgasnetz



Anmerkung: Für das Jahr 2024 sind die Plandaten dargestellt.

Quellen: BNetzA und Bundeskartellamt (2025).

263. Investitionen ins Erdgasnetz spielen eine zentrale Rolle (vgl. Abbildung 4-7). Bei Gesamtaufwendungen (Investitionen und andere Aufwendungen) von ca. 4,3 Mrd. Euro in den letzten Jahren entfielen im Jahresdurchschnitt 2,6 Mrd. Euro auf Investitionen. Bei Ferngasbetreibern schwanken die Investitionen, bedingt durch Großprojekte, stärker als bei Verteilnetzbetreibern. Der Investitionsanteil liegt hier bei 65-80 % der Aufwendungen, im Verteilnetzbereich bei 50-60 %. Höchstwerte für die Investitionen der Ferngasunternehmen wurden im Jahr 2023 erreicht, 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. Seither sind die Investitionsniveaus rückläufig, liegen aber weiterhin deutlich über den Werten von vor 10 Jahren.

264. 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 2024 um 39 %, für Gewerbekunden um 36 % und für Industriekunden um 68 % gestiegen sind, wobei im Jahr 2024 durchgängig Höchstwerte erreicht worden sind.

265. Die Planung des Erdgas-Transportnetzes erfolgt über den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas und Wasserstoff. Der erstmalig auch am Zielbild der Klimaneutralität ausgerichtete NEP Gas und Wasserstoff 2025-2037/45 beruht auf einer Erdgasausspeisung von 608 bis 625 TWh (bezogen auf den oberen Heizwert) bzw. 549 bis 564 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert) für den Zeithorizont 2030 sowie 300 bis 310 TWh (bezogen auf den oberen Heizwert) bzw. 271 bis 280 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert) für das Jahr 2037 und damit deutlich unter den aktuellen Projektionen für 2030 bzw. 2035, bei allerdings vergleichsweise hohen Annahmen für den Wasserstoffabsatz, die die Differenzen zur o. g. Projektion sehr weitgehend erklären (KO NEP 2024, BNetzA 2025, UBA 2025). Für die Erdgas-Verteilnetze schaffen erst die bis 2028 verpflichtend zu erstellenden kommunale Wärmepläne belastbare Grundlagen für Entwicklung, Erhaltung oder Stilllegung. 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.

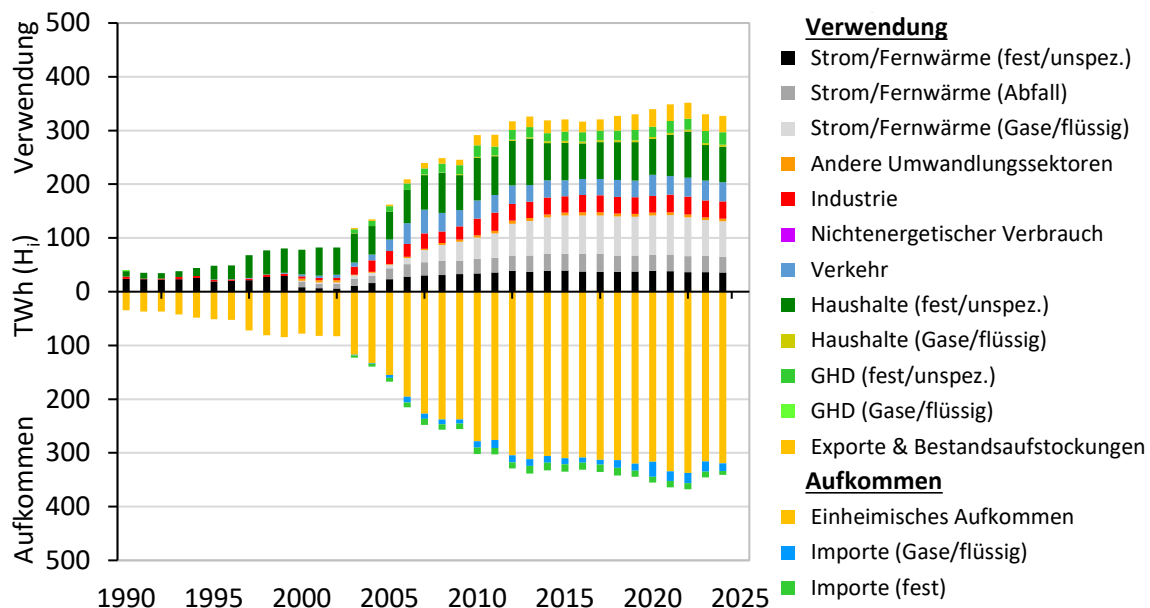
266. Der Umbau- und die Stilllegung von Erdgasnetzen erfordern neue regulatorische Ansätze. Langfristige Abschreibungen von bis zu 55 Jahre und das (Regulierungs-) Prinzip der Nettosubstanzerhaltung (Reinvestition der regulatorisch in Ansatz gebrachten Abschreibungen in Neuanlagen) sind hierfür ungeeignet und bildeten 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 (BNetzA 2024c), vor allem mit Blick auf die Verkürzung der Nutzungsdauern und die Einführung degressiver Abschreibungsverläufe für Gasnetze ohne Folgenutzung (wie Wasserstoff oder Biomethan).

267. 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

268. 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 Biogas (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 4-8: Aufkommen und Verwendung biogener Energieträger



Anmerkung: Die Daten bis 2000 sind wegen unterschiedlicher statistischer Erfassung nur eingeschränkt mit den Daten ab 2000 vergleichbar.

Quellen: AGEb (2025), AGEE-Stat (2025), Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts.

269. 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 geringen 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 Jahren bis 2022 deutlich gestiegen, seitdem aber leicht rückläufig.
- 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.

270. Wesentliche Treiber für die Entwicklung der Biomassenutzungen waren in den letzten Jahren die Förderung der Biomasseverstromung durch das EEG, die CO₂-Bepreisung im Rahmen des EU ETS sowie des nEHS (durch die Bewertung mit dem Emissionsfaktor Null²⁴), die Anreizung des Biokraftstoffeinsatzes durch die entsprechende Kraftstoffquote bzw. die daran anschließende Treibhausgas-Quote für den Verkehrssektor sowie die verschiedenen gebäudebezogenen Regulierungen.

271. 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).

272. Betrachtet man aktuelle Projektionen für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems (Agora 2024, ESYS 2023), dann ergibt sich folgendes Zukunftsbild: Der Einsatz von Biomasse in der Strom- und Wärmeerzeugung geht tendenziell zurück und verlagert sich in Sektoren, die schwerer zu dekarbonisieren sind, wie z. B. internationale Flug- und Seeverkehre. Auch die stoffliche Verwendung von Biomasse in der Industrie gewinnt an Bedeutung. Darüber hinaus sehen diejenigen Szenarien, die technische Senken über Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (BECCS)

²⁴
2024).

Vgl. hierzu die detaillierten Einordnungen und Ausführungen im letzten Monitoring-Bericht der Expertenkommission (EEM

betrachten, einen Anstieg des Biomasseeinsatzes zu diesem Zweck. Das in den Projektionen insgesamt vorgesehene Verbrauchsniveau biogener Energieträger steigt allerdings nicht, im Gegenteil. Ausgehend von aktuell knapp 340 TWh liegt es gemäß den Projektionen in 2030 zwischen 267 und 374 TWh, d. h. auf ähnlichem Niveau wie heute bzw. in der Mehrzahl der Studien sogar darunter. Der Bedarf entspricht oft dem angenommenen Potenzial, d.h. die verfügbare Biomasse wird in optimierten Energiesystemen komplett genutzt.

273. Aus den Erkenntnissen der Szenarien wird ersichtlich, dass das begrenzte Potential an nachhaltig gewinnbarer Biomasse durch entsprechende Bepreisung und Rahmenbedingungen in neue Bereiche gelenkt und entsprechend in den heutigen Verwendungsbereichen reduziert werden muss. Es kommt somit entscheidend auf den politischen und regulatorischen Rahmen an, um einerseits eine Übernutzung biogener Energieträger jenseits nachhaltiger Niveaus zu verhindern und andererseits dafür zu sorgen, dass die knappen Biomasse-Ressourcen dort eingesetzt werden, wo sie den größten Nutzen entfalten und wo Alternativen zur Dekarbonisierung fehlen oder sehr teuer sind.

274. 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

275. Wasserstoff ist ein zentraler Baustein der Transformation hin zur Klimaneutralität. Er zeichnet sich durch eine breite sektorübergreifende Einsetzbarkeit in Energiewirtschaft, Industrie, Gebäuden und Verkehr aus. Während Wasserstoff und seine Derivate in einigen Bereichen mit hoher Wahrscheinlichkeit die einzige realistische Defossilisierungsoption darstellen, stehen in anderen Sektoren Alternativen wie die direkte Elektrifizierung zur Verfügung. Der energetische Einsatz von Wasserstoffderivaten ist auf spezifische Anwendungsfelder beschränkt: Während Ammoniak oder Methanol etwa in Kraftwerken oder der Schifffahrt eingesetzt werden können, weisen synthetische Kraftstoffe wie Kerosin, Diesel, Benzin oder Methan eine breitere Einsatzperspektive auf. Für den stofflichen Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten ist die Situation aufgrund fehlender Substitutionsoptionen – mit Ausnahme begrenzt verfügbarer Biomasse – nochmals eindeutiger. Besonders für saisonale Energiespeicherung, für zentrale industrielle Prozesse wie die Herstellung von Stahl oder chemischen Grundstoffen sowie in bestimmten Mobilitätsanwendungen (insbesondere Luft- und Hochseeschifffahrt) stellen Wasserstoff und seine Derivate aus heutiger Sicht die einzige großskalige Transformationsoption dar. Hinzu kommt, dass Derivate auch für den frühzeitigen internationalen Transport von Wasserstoff bedeutsam sind, da ihre Handhabung einfacher und günstiger ist und sie nach der Anlieferung in Deutschland oder Europa, wenn nötig, in Wasserstoff rekonvertiert werden können.

4.4.1 Heutige Situation

Aktueller Einsatz und Herstellung von Wasserstoff in Deutschland

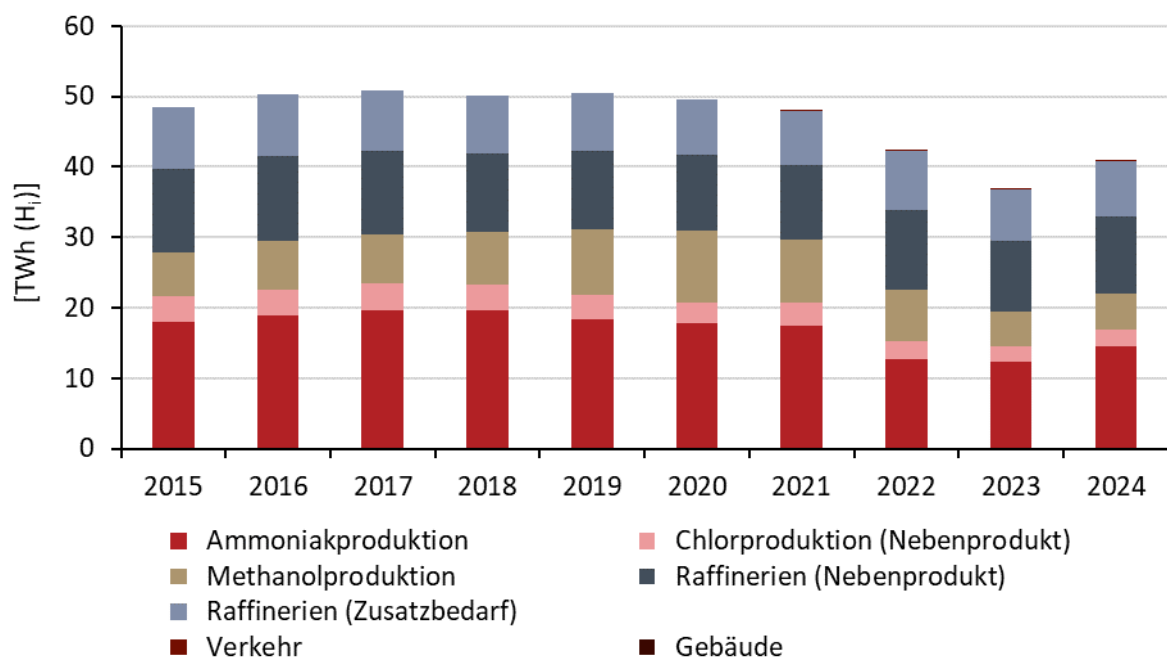
276. Die heutige Wasserstoffproduktion in Deutschland basiert überwiegend auf grauem Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Erdgas. Ergänzend fallen relevante Mengen als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse an. Der weitaus größte Teil des Wasserstoffs wird in industriellen Anwendungen eingesetzt, insbesondere in Raffinerien sowie bei der Ammoniakproduktion (vgl. Abbildung 4-9).

277. Die Abbildung 4-9 verdeutlicht, dass die abgeschätzten Erzeugungsmengen seit 2021 rückläufig sind, was vor allem auf eine sinkende industrielle Erzeugung in den zugrunde liegenden Branchen zurückzuführen ist. Im Jahr 2024 betrugen die geschätzten Erzeugungsmengen 41 TWh und lagen damit einerseits über dem Vorjahreswert von 36,8 TWh, aber immer noch deutlich unter den mittleren Niveaus der Jahre 2015 bis 2021 (ca. 50 TWh). Dies entspricht einem Rückgang von 17 %. Ein erheblicher Teil des Wasserstoffaufkommens entstand als Nebenprodukt der Chlorherstellung (knapp 6 % des Gesamtaufkommens) bzw. der Raffinerieproduktion (knapp 27 %). Während das Aufkommen bzw. der Bedarf in Raffinerien im Vergleich des Jahres 2024 mit dem Mittelwert der Periode 2015 bis 2021 nur leicht zurückging, reduzierte sich der Wasserstoffbedarf

bzw. das Wasserstoffaufkommen für die Herstellung von Methanol (-37 %), aus der Chlorherstellung (-33 %) und Ammoniak (-21 %). Insgesamt liegt der geschätzte Wasserstoffbedarf für 2023 deutlich unter dem Niveau der Jahre 2015–2021. Dies entspricht einem deutlichen Rückgang um rund 26 % gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2015–2021.

278. Zusätzlich finden sich kleinere Einsatzmengen im Verkehrs- und Wärmesektor. Im Verkehr stieg die Zahl der zugelassenen Wasserstoff-Lkw und -Zugmaschinen von 8 zum Jahresanfang 2022 auf 280 zum Jahresanfang 2025. Im Pkw-Segment erhöhte sich der Fahrzeugbestand im gleichen Zeitraum von 1.218 auf 1.808. Hinzu kam ein Zuwachs des Busbestandes mit Wasserstoffantrieben von 70 (2022) auf 136 (2025). Gleichwohl liegt der aktuelle Anteil des Bestandes von Fahrzeugen mit Wasserstoffantrieben bei sehr geringen Werten, d.h. 0,004 % bei Pkw, 0,016 % bei Bussen sowie 0,008 % bei Lkw und Zugmaschinen (KBA 2022, 2025). Demgegenüber ist der Wasserstoffverbrauch im Wärmesektor bislang nur in wenigen Pilotprojekten zu beobachten (Klaas et al. 2024).

Abbildung 4-9: Wasserstoffverbrauch in Deutschland



Quelle: Klaas et al. (2024), Fortschreibung mit Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts.

Aktuelle Erzeugung von Elektrolyse-Wasserstoff

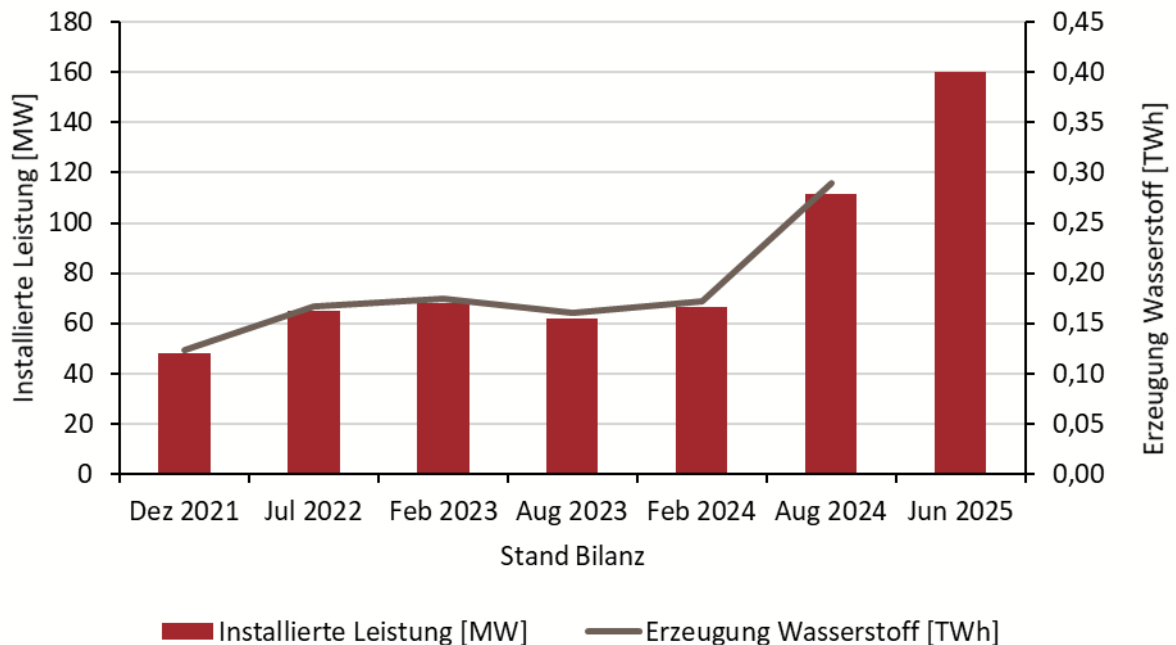
279. Neben der Produktion von grauem Wasserstoff findet in Deutschland bereits eine – bislang noch geringe – Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse statt. Dabei wird mit Hilfe von elektrischem Strom Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten. Für die Herstellung von klimaneutralem („grünem“) Wasserstoff ist entscheidend, dass der Strom aus erneuerbaren Quellen stammt.

280. Die Entwicklung der installierten Elektrolysekapazität sowie der daraus abgeleiteten H₂-Erzeugungsmengen ist in Abbildung 4-10 dargestellt. Grundlage sind die jeweils zum Bilanzstichtag (Dezember 2021, Juli 2022, ...) veröffentlichten Daten und Abschätzungen aus der H₂-Bilanz des EWI (vgl. Klaas et al., 2024). Die Erzeugungsmengen wurden auf Basis der vorhandenen Elektrolysekapazitäten sowie Annahmen zu Wirkungsgrad, Volllaststunden und weiteren Einflussfaktoren berechnet. Da nicht bekannt ist, ob alle Elektrolyseure die Kriterien für „grünen“ Wasserstoff erfüllen, wird die Erzeugung hier allgemein als „Elektrolyse-Wasserstoff“ bezeichnet.

281. Laut EWI & BET (2025) befinden sich mit Stand Juni 2025 Elektrolyseprojekte mit einer kumulierten Kapazität von 1.200 MWel im Bau oder haben eine Final Investment Decision (FID) erreicht (IEA 2025a mit Stand September 2025: 1.315 MWel). Demgegenüber sind bislang lediglich 160 MWel tatsächlich in Betrieb (nach EWI & BET 2025; IEA 2025a: 180 MWel). Das entspricht weniger als 2 % der im Rahmen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 angestrebten inländischen Elektrolysekapazität von 10 GW. Gleichwohl stellt dies einen Zuwachs von 49 MWel gegenüber August 2024 (Klaas et al. 2024) und von 94 MWel gegenüber Februar 2024 (Sprenger et al. 2024) dar, was auf mehrere Inbetriebnahmen von Elektrolyseuren seitdem zurückzuführen ist.

282. Nachdem die geschätzte Wasserstoffproduktion seit 2022 weitgehend stagnierte, ist im zweiten Halbjahr 2024 ein deutlicher Anstieg zu verzeichnen. Der zuvor sichtbare Rückgang zwischen Februar 2023 und August 2023 erklärt sich vor allem durch die Verzögerung beim 24 MWel-Projekt von Linde in Leuna, das ursprünglich Ende 2022 in Betrieb gehen sollte, bisher aber nicht umgesetzt wurde. Mit insgesamt 0,29 TWh Erzeugung im August 2024 deckt der Elektrolyse-Wasserstoff lediglich rund 0,8 % der deutschen Wasserstoffnachfrage des Jahres 2023 ab.

Abbildung 4-10: Installierte Leistung und Erzeugung von Elektrolyse-Wasserstoff in Deutschland



Anmerkung: Es ist nicht bekannt, ob alle Elektrolyseure die Kriterien für grünen Wasserstoff erfüllen. Daher wird die Erzeugung entsprechend als „Elektrolyse-Wasserstoff“ bezeichnet.

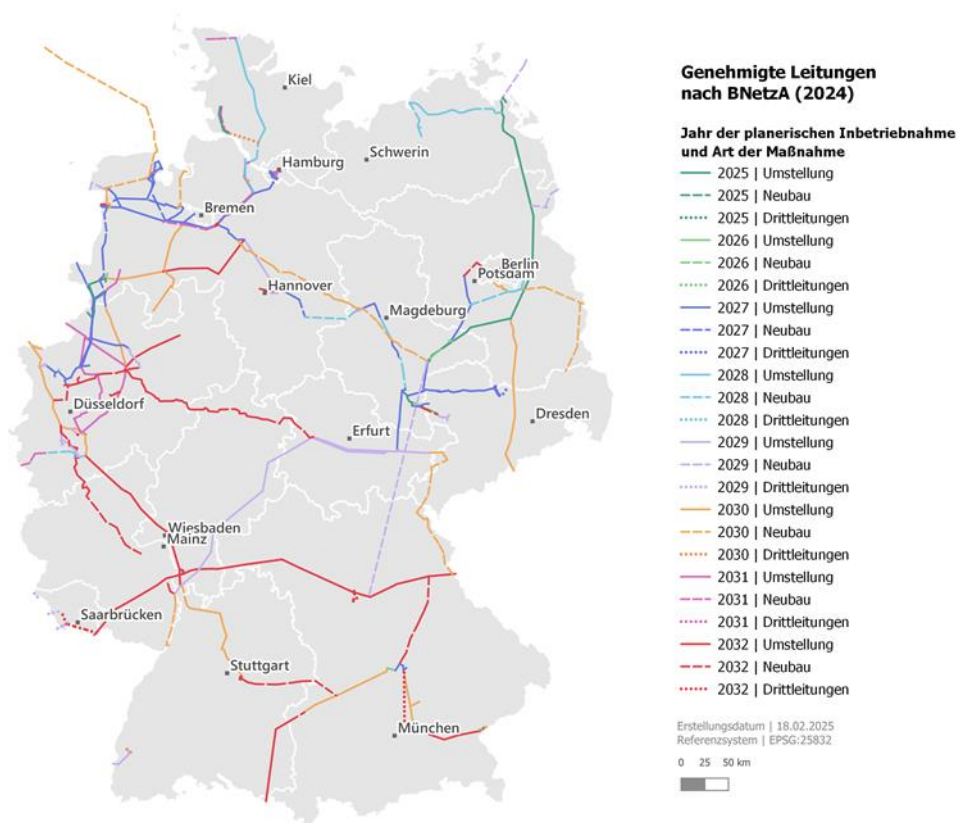
Quelle: Klaas et al. (2024) und EWI & BET (2025).

283. 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 erfolgte bisher im Auftrag eines privaten Energieversorgungsunternehmens (Klaas et al. 2024), wurde aber mit der H2Bilanz zum zweiten Halbjahr 2024 vorerst eingestellt. 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 CO₂-armem Wasserstoff erfolgen und ggf. eine feiner aufgegliederte Verwendungsstruktur dokumentiert werden kann. Die notwendigen gesetzlichen Grundlagen für die entsprechenden Datenerhebungen sind mit der Energiestatistik-Verordnung Wasserstoff (EnStatWassV 2024) im Jahr 2024 geschaffen und sollten schnellstmöglich im o.g. Sinne genutzt werden.

Wasserstoff-Netze und -Infrastruktur

284. Die planerische Entwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes, dessen Genehmigung sowie die Schaffung eines pragmatischen Finanzierungsmodells gehört zu den bisher deutlichsten Fortschritten im Bereich des Wasserstoffhochlaufs. Angesichts der absehbaren Mengenprobleme auf der Angebots- und Nachfrageseite (Fraunhofer IEG & ISI 2025) wird jedoch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit und bereits relativ kurzfristig eine zeitliche Streckung der Umsetzung des Wasserstoff-Kernnetzes notwendig werden. Die bisher vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkte (vgl. Abbildung 4-11) verdeutlichen, dass es hier zu räumlichen Ungleichgewichten bei der Infrastrukturverfügbarkeit kommen kann bzw. wird. Zu den weiterbestehenden Defiziten im Bereich der Wasserstoffinfrastrukturen gehören zielführende Regelungen in den Bereichen des Netzan schlusses sowie der Verteilnetzinfrastrukturen zum Anschluss von (Groß-)Verbrauchern sowie die bisher nicht vorhandenen (und auch auf der Förderseite nicht weiterverfolgten) Betankungsstrukturen für den Schwerlast-Ferngüterverkehr.

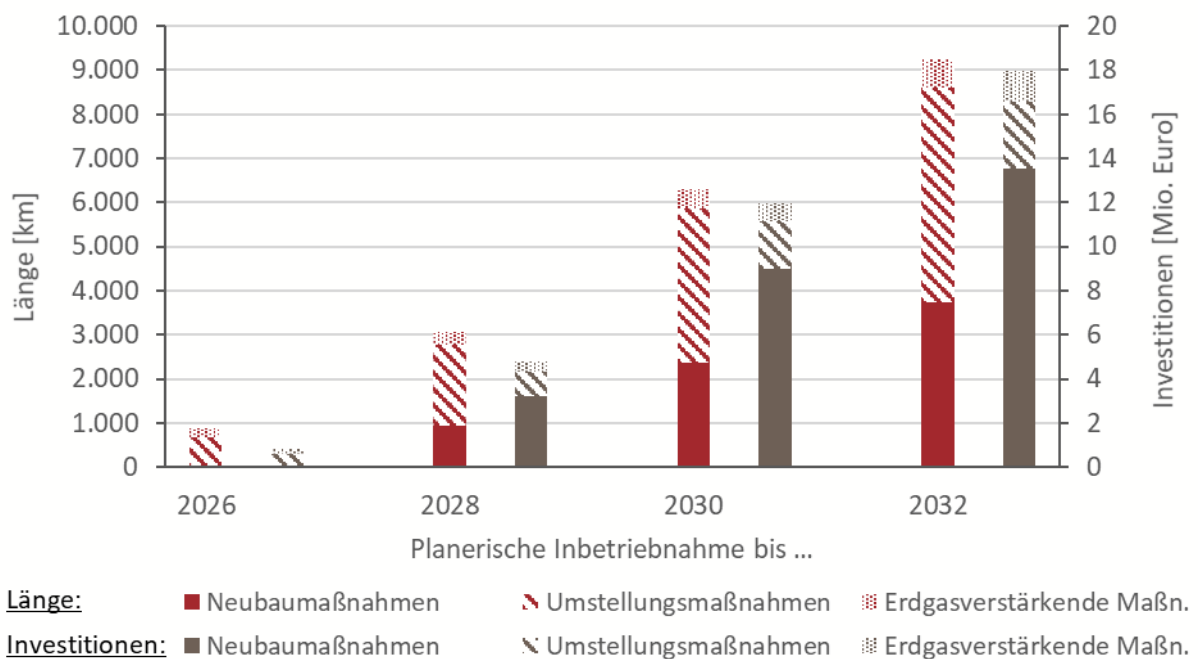
Abbildung 4-11: Genehmigtes Wasserstoff-Kernnetz nach Art der Maßnahmen und Jahren der geplanten Inbetriebnahme



Quellen: Öko-Institut auf der Grundlage von BNetzA (2025).

285. Die genehmigte Gesamtlänge des Wasserstoff-Kernnetzes beträgt 9.040 km bei erwarteten Investitionskosten von 18,9 Mrd. Euro. 56 % der Strecke resultieren aus der Umstellung bestehender Erdgasleitungen, 44 % aus Neubau; ergänzend sind erdgasverstärkende Maßnahmen vorgesehen (BNetzA 2025). Die Inbetriebnahme erfolgt etappenweise bis 2032, mit einer befristeten Option zur Verschiebung einzelner Leitungen bis spätestens 2037. Die zeitliche Flexibilisierung erlaubt es, einzelne Projekte des Wasserstoff-Kernnetzes bei Bedarf später in Betrieb zu nehmen, ohne dass der Anspruch auf eine Finanzierung entfällt. Damit können Leitungen besser an den tatsächlichen Bedarfsverlauf angepasst und unnötige Kosten durch frühzeitig gebaute, aber zunächst ungenutzte Infrastruktur vermieden werden (BMWE 2024a). Abbildung 4-12 zeigt die Entwicklung der Länge und der Investitionskosten der Maßnahmen des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes nach Art der Maßnahme und Jahr der geplanten Inbetriebnahme bis 2032. Für 2.788 km (Umstellung: 742 km, Neubau: 2.046 km) des geplanten Netzes mit einem Investitionsvolumen von 7.202 Mio. Euro (Umstellung: 441 Mio. Euro, Neubau: 6.761 Mio. Euro) sind jedoch noch keine verantwortlichen Unternehmen spezifiziert worden (BNetzA 2025a, Anlage 3 & 4).

Abbildung 4-12: Länge und Investitionskosten der Maßnahmen des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes nach Art der Maßnahme und Jahr der geplanten Inbetriebnahme



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2024a) und BNetzA (2025a), Anlagen 3, 4 & 5.

286. Die Projekte, deren planerische Inbetriebnahme am 31.12.2027 oder später erfolgen soll, sowie Maßnahmen, deren planerische Inbetriebnahme zwar vor dem 31.12.2027 erfolgen soll, mit deren Durchführung jedoch bis zum Ablauf des 31.12.2025 noch nicht begonnen worden ist, unterliegen der Überprüfung im Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff.

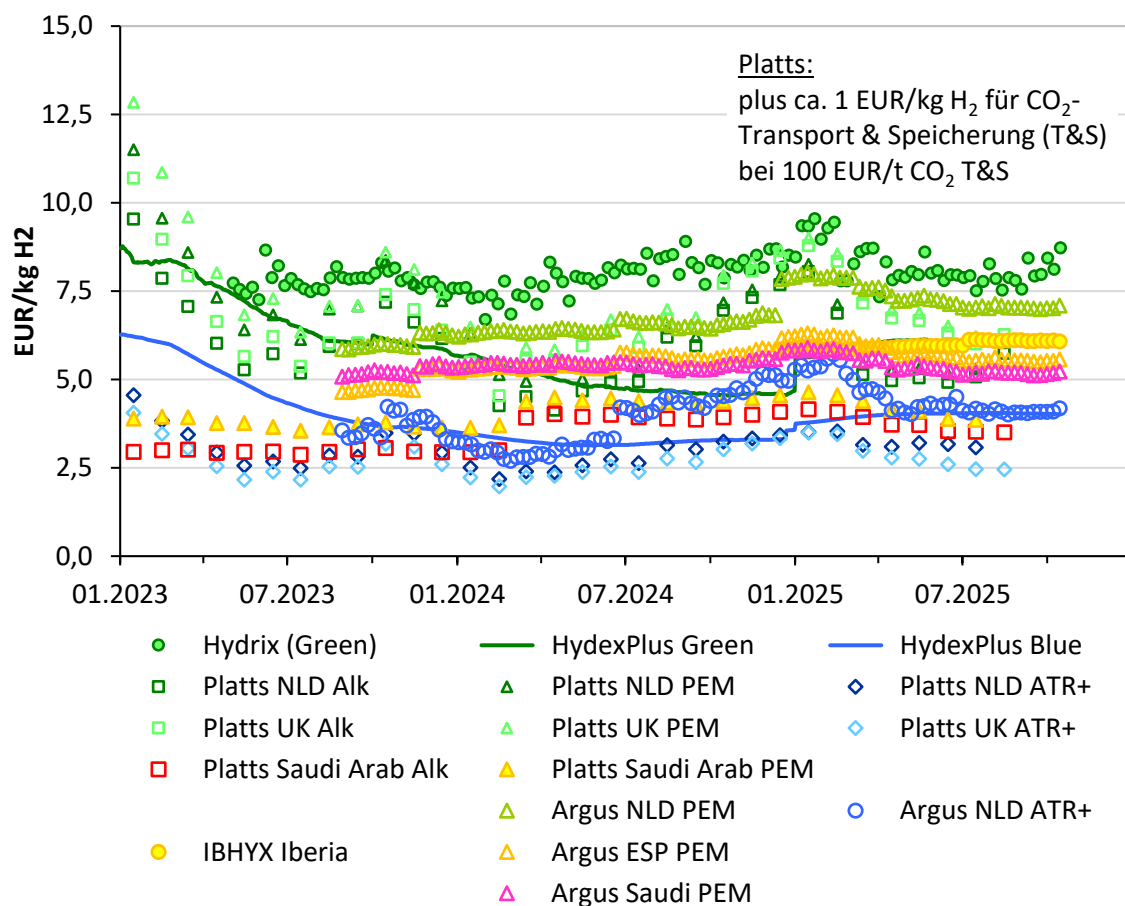
287. Mit dem im April 2024 vom Deutschen Bundestag beschlossenen Zweiten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wurde eine fortlaufende Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff gesetzlich verankert. Ab 2025 haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit den regulierten Betreibern von Wasserstofftransportnetzen im Zweijahresrhythmus einen integrierten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff zu erstellen (§ 15a EnWG). Dieser Prozess umfasst die Entwicklung eines Szenariorahmens, der unterschiedliche Entwicklungen beim Gasverbrauch, beim Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der Nutzung von Wasserstoff sowie beim Ausstieg aus Erdgas abbildet. Der Szenariorahmen wird von der Bundesnetzagentur genehmigt und bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan, der erstmals 2026 verabschiedet werden soll. Die gleichzeitige Konsultation der Szenariorahmen für Gas/Wasserstoff und Strom stellt sicher, dass mögliche Entwicklungen im gemeinsamen Kontext betrachtet werden und so eine integrierte Infrastrukturplanung möglich wird (vgl. Kapitel 3.4.2). Ziel ist die schrittweise Einführung eines flächendeckenden, engmaschigen Wasserstoffnetzes, das über das Kernnetz hinausgeht und Wasserstoffverbraucher, -erzeuger und -speicher anbindet. Zu diesem Zweck mussten die Netzbetreiber bis zum 31. Mai 2024 eine gemeinsame Koordinierungsstelle, die KO.NEP, einrichten (§ 15a EnWG). Am 30. April 2025 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen Gas und Wasserstoff für den Netzentwicklungsplan 2025–2037/2045 genehmigt (vgl. BNetzA 2025b), der erstmals auch gemeinsame Annahmen für Strom- und Gas-/Wasserstoffnetze enthält. Auf dieser Basis muss die KO.NEP bis zum 31. Mai 2025 den ersten Entwurf des integrierten Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff veröffentlichen, der dann 2026 von der Bundesnetzagentur genehmigt werden soll (vgl. § 15c EnWG und BNetzA 2025c). Eine Veröffentlichung des ersten Entwurfs steht zum aktuellen Zeitpunkt allerdings noch aus. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass die Annahmen des genehmigten Szenariorahmens für den NEP Gas und Wasserstoff vor dem Hintergrund der aktuell absehbaren Entwicklungen im Bereich Wasserstoff wahrscheinlich deutlich zu optimistisch sind und hier im Prozess der grundsätzlich auf dem genehmigten Szenariorahmen basierenden NEP-Entwicklung pragmatische Anpassungslösungen gesucht werden sollten.

288. Mit dem Zweiten Gesetz zur Änderung des EnWG vom April 2024 wurden außerdem die rechtlichen Grundlagen für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes geschaffen. Im Juni 2024 wurde eine entsprechende deutsche Beihilferegelung in Höhe von 3 Mrd. Euro für den Aufbau des H₂-Kernnetzes von der EU-Kommission genehmigt (Europäische Kommission 2024). Das Kernnetz soll grundsätzlich vollständig privatwirtschaftlich über Netzentgelte finanziert werden. Um den Markthochlauf nicht durch hohe Anfangskosten zu gefährden, werden die Netzentgelte gedeckelt;

zugleich wird den Netzbetreibern eine risikoangemessene Verzinsung sowie eine subsidiäre Risikoabsicherung des Bundes unter Anrechnung eines Selbstbehalts gewährt. Über eine intertemporale Entgeltverschiebung beteiligen sich spätere Nutzer an den Aufbaukosten, da sie langfristig ebenfalls von einem auskömmlich dimensionierten Netz profitieren. Mit der Festlegung der Bundesnetzagentur wird das sogenannte Hochlaufentgelt nach § 28q EnWG bestimmt, das ab 2025 einheitlich an allen Ein- und Ausspeisepunkten gilt. Ziel ist es, das Spannungsverhältnis zwischen hohen Investitionskosten und zunächst geringer Netznachfrage zu überbrücken. Bereits mit der Festlegung WANDA wurde ein Mechanismus eingeführt, der die Amortisation bis 2055 verteilt und so eine marktgängige Höhe der Entgelte sicherstellen soll (vgl. BNetzA 2024b). Das Hochlaufentgelt beträgt – vorbehaltlich der inflationsbedingten Anpassung – für ein nicht unterbrechbares Jahreskapazitätsprodukt 25,00 €/kWh/h/a (Beschluss GBK-24-02-2#4 vom 14.07.2025; BNetzA 2025d). Damit entstehen in der ersten Phase Mindererlöse für die Netzbetreiber, die in späteren Jahren vollständig ausgeglichen werden sollen. Die Bundesnetzagentur überprüft mindestens alle drei Jahre, ob das Hochlaufentgelt weiterhin geeignet ist, den vorgesehenen intertemporalen Kostenabgleich bis 2055 sicherzustellen (BMWE 2024a; BNetzA 2025e).

Gestehungskosten und Preise

Abbildung 4-13: Entwicklung der Preisindizes von grünem und blauem Wasserstoff



Anmerkungen: Die Kostenermittlung für blauen Wasserstoff bei Platts enthält keine Kosten für den Abtransport und die Speicherung (T&S) des abgeschiedenen CO₂. Bei T&S-Kosten von ca. 100 €/t CO₂ erhöhen sich die in der Übersicht angegebenen Werte um ca. 1 €/kg H₂. Die Ansätze für die T&S-Kosten in der Kostenermittlung für blauen Wasserstoff beim Index HydexPlus Blue wurden erhöht, schlagen sich aber methodisch bedingt erst nach einem Jahr voll im Index nieder. Die ausgewiesenen Werte erhöhen sich damit aktuell um ca. 0,6 €/kg H₂.

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Platts (2024), Argus (2024, 2025), E-Bridge (2025), EEX (2025), MIBGAS (2025) und eigenen Berechnungen.

289. Die aktuellen Entwicklungen im Bereich des Wasserstoffhochlaufs sind zunächst und vor allem durch Kosten- bzw. Preisentwicklungen geprägt, die sich deutlich von den Erwartungen der Vergangenheit unterscheiden. Auch wenn es noch keinen liquiden Wasserstoffmarkt und damit auch noch keine robusten Marktpreissignale gibt, ergibt sich aus den relativ hochfrequent vorgenommenen Kostenermittlungen diverser Marktdatenanbieter bzw. Energiemarktplattformen ein

strukturell relativ robustes Bild (vgl. Abbildung 4-13). Die Kosten bzw. Preise für in Nordwesteuropa erzeugten erneuerbaren (grünen) Wasserstoff liegen derzeit auf einem Niveau von etwa 7,50 €/kg (oder darüber), in Regionen mit günstigen Erzeugungsbedingungen (Iberische Halbinsel, Naher Osten) bei ca. 5 bis 6 €/kg H₂ und aus Erdgas in Kombination mit CCS erzeugtem (blauen) Wasserstoff bei 4 bis 5 €/kg H₂. Deutlich rückläufige Kosten- bzw. Preistrends sind aktuell (noch) nicht zu erkennen.

290. Die tatsächlichen Herstellungskosten für grünen Wasserstoff liegen somit heute deutlich über den bisher häufig angenommenen Erzeugungskosten. Laut FfE (2025) werden insbesondere drei zentrale Faktoren oft unterschätzt: Erstens bleiben die Investitionskosten realistischer Projekte – etwa für Detailplanung, Beschaffung, Installation und Projektentwicklung – in vielen Annahmen unberücksichtigt, was besonders bei Elektrolyseanlagen im niedrigen zweistelligen MW-Bereich zu hohen Aufschlägen führt. Zweitens unterliegen die Elektrolyse-Stacks nach intensiver Nutzung einem Effizienzverlust, was regelmäßige Erneuerungen notwendig macht und die Kosten entsprechend erhöht. Drittens werden die tatsächlichen Strombeschaffungskosten oft unterschätzt, weil Opportunitätskosten übersehen werden, d.h. der Strom könnte theoretisch auf dem Markt oder nach EEG vermarktet werden, statt zur Wasserstoffherstellung genutzt zu werden. Wird hingegen Strom zu Marktpreisen unter Einbeziehung zusätzlicher Kriterien wie räumlicher und zeitlicher Korrelation sowie Zusätzlichkeit (vgl. RED III) beschafft, steigen die Kosten weiter. Während unter idealisierten Bedingungen Gestehungskosten von 4,10 €/kg für das Jahr 2025 möglich erscheinen, beträgt die realistische Orientierungsschätzung bereits 9,80 €/kg – mehr als das Doppelte der optimistischen Szenarien.

291. Auch Matthes & Brauer (2025) identifizieren die derzeitige Kostensituation als ein zentrales, wenn auch nicht alleiniges Hemmnis für den Wasserstoffhochlauf. Zum einen liegen die Investitionskosten für Elektrolyseanlagen westlicher Hersteller deutlich über den bisherigen Annahmen, während gleichzeitig noch keine klaren Senkungstrends erkennbar sind. Der mögliche Markteintritt kostengünstigerer chinesischer Anbieter könnte zwar zu einer Reduzierung der Investitionskosten beitragen, ist jedoch mit erheblichen Risiken verbunden, darunter eine wachsende Abhängigkeit von chinesischen Lieferketten, auch vor dem Hintergrund potenzieller Handelskonflikte im Zuge geopolitischer Spannungen (z. B. im Taiwan-Konflikt) sowie Sicherheitsbedenken im Hinblick auf kritische Infrastruktur. Hinzu kommen verschärfte Zertifizierungsanforderungen der EU. Diese erhöhen die Überbauungsnotwendigkeiten für die entsprechende Grünstromversorgung (stundengenaue Abrechnung) und binden Elektrolyseanlagen an die Vollkosten der Stromerzeugung (PPA-Verpflichtung), solange der Anteil erneuerbarer Energien im Netz noch nicht 90 % beträgt. Allerdings zeigt das Beispiel des Vereinigten Königreichs, dass selbst in Jurisdiktionen mit weniger restriktiven Zertifizierungsvorgaben die Herstellungskosten für Elektrolyse-Wasserstoff derzeit auf hohem Niveau verharren (vgl. Preisindizes für die Niederlande und UK in Abbildung 4-5).

292. Bei blauem Wasserstoff bestehen zudem erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Kosten für Transport und Speicherung von CO₂. In den Berechnungen von Matthes & Brauer (2025) ist die CO₂-Entsorgung nach den Bezugskosten für Erdgas die zweitwichtigste Kostenposition bei der Dampfreformierung mit CCS. Ihr Anteil an den Gesamtkosten liegt aktuell je nach Abscheiderate und verfügbarer Infrastruktur zwischen 5 % und 29 % und könnte langfristig auf 8 % bis 43 % anwachsen. Diese Bandbreite verdeutlicht die Unsicherheiten bei der realisierbaren Entwicklung von CO₂-Transport- und Speicherpreisen. Entsprechend hängt die mittel- bis langfristige Kostenentwicklung von blauem Wasserstoff primär von der Entwicklung der Erdgaspreise ab, während eine Dynamik über die CO₂-Entsorgungskosten nur dann zu erwarten wäre, wenn es zu klar erkennbaren Veränderungen in Richtung deutlich steigender oder sinkender Preise käme.

293. Aus dieser Situation ergeben sich für den Wasserstoffhochlauf erhebliche Differenzkosten, die auch vom Marktumfeld, der Laufzeit der Bezugsverträge und der Erschließung vielfältiger Innovationspotenziale abhängen. Als exemplarische Abschätzung müssten unter Maßgabe eines Erdgas-Preisniveaus von ca. 30 €/MWh (unterer Heizwert) und eines effektiven CO₂-Preises von ca. 100 €/t bei einem in der nächsten Dekade mittleren Wasserstoffpreis von 6,50 €/kg H₂ für grünen sowie 4,50 €/kg H₂ für blauen Wasserstoff für jeweils 10 TWh Wasserstoff über den Staatshaushalt oder die Verbraucher jahresdurchschnittlich ca. 1,4 bzw. 0,8 Mrd. Euro zur Schließung der Kostenlücke zu Erdgas aufgebracht werden. Vor diesem Hintergrund, aber auch mit Blick auf die anderen Aspekte (Innovations- und Kostensenkungspotenziale, Zeit- und Mengenrestriktionen, Nachhaltigkeit, Restemissionen etc.) sollte der angestrebte Hochlaufmix für grünen und blauen Wasserstoff einer sorgfältigen Neubewertung unterzogen werden. Blauem Wasserstoff sollte eine größere Rolle zukommen (siehe auch EEM 2024, Kapitel 4.4.5). Zugleich sollten die notwendigen und aussichtsreichen Innovations- und Kostensenkungsprozesse im Bereich des grünen Wasserstoffs weiter ambitioniert verfolgt werden. Mit den Festlegungen zur Förderung von blauem Wasserstoff in diversen Förderprogrammen (Transformation der Stahlindustrie, Klimaschutzverträge etc.) wurden diesbezüglich bereits erste Schritte getan. Auch wenn die großvolumigen Importe von blauem Wasserstoff aus Norwegen und die entsprechenden Infrastrukturen (v.a. wegen fehlender Nachfrage und teilweise fehlender politischer Unterstützung) derzeit vor erheblichen Problemen stehen, sollten andere Bezugsquellen für blauem Wasserstoff (v.a. in den Niederlanden und ggf. auch in Deutschland) aktiv erschlossen werden. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass neben grünem und blauem Wasserstoff auch aus Netzstrom mit niedriger CO₂-Last erzeugter Wasserstoff (elektrolytischer CO₂-armer Wasserstoff) für den kostengünstigen Wasserstoffhochlauf eine Rolle spielen kann.

4.4.2 Zukünftiger Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff

Prognostizierter Bedarf

294. Der Bedarf an klimafreundlichem Wasserstoff in Deutschland wird sich dynamisch entwickeln. Abbildung 4-14 gibt einen Überblick über die in verschiedenen Studien erwarteten Bedarfe. Besonders in der kurzen Frist bis 2030 liegen aktuelle Studien zum Teil deutlich unter den Erwartungen älterer Veröffentlichungen. Hinzu kommt der bereits bestehende Wasserstoffbedarf von rund 37 TWh, der heute nahezu vollständig durch grau produzierten Wasserstoff gedeckt wird (siehe Abbildung 4-9) und die mittelfristig durch klimafreundlichen Wasserstoff ersetzt werden.

295. 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. Ein weiterer wichtiger Abnehmer wird der Energiesektor sein, in dem steuerbare Gaskraftwerke mittelfristig auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden sollen, um ihre Rolle bei der Netzstabilität künftig klimafreundlich wahrnehmen zu können. So sah z.B. der Entwurf zur Kraftwerksstrategie aus dem Frühjahr 2024 (BMWE 2024b) eine Umstellung von H₂-ready Gaskraftwerken zwischen 2035 und 2040 vor. Während insbesondere in älteren Studien noch ein substanzieller Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Gebäude (Wärme) und Mobilität angenommen wurde, spielen diese Anwendungen in neueren Studien kaum noch eine Rolle (vgl. z. B. Fraunhofer IEG & ISI 2025).

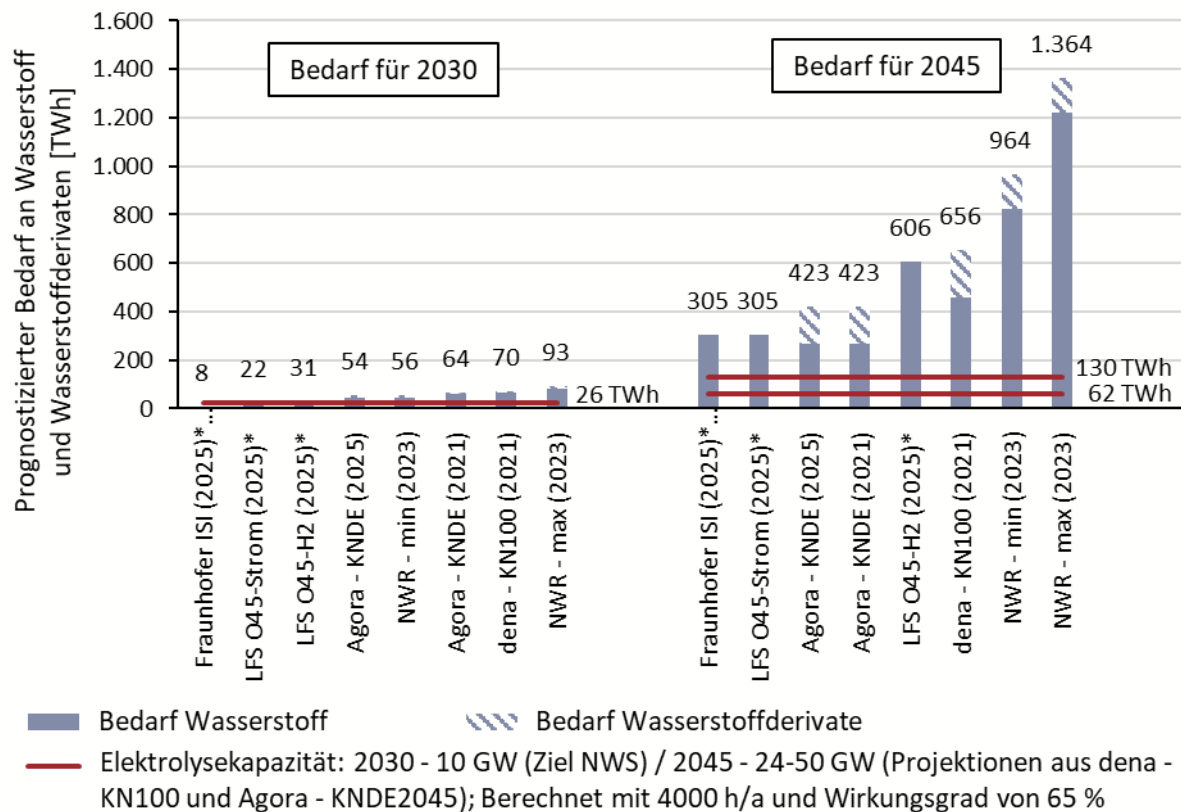
296. Darüber hinaus unterstellt ein Großteil der hier betrachteten Szenarien auch den Einsatz von Wasserstoffderivaten, die vor allem in schwer zu transformierenden Bereichen des Mobilitätssektors (insb. Flug- und Schiffsverkehr) eingesetzt werden sollen.²⁵ Erste, wenn auch noch vergleichsweise kleine Nachfragemengen sind bereits bis 2030 durch regulatorische Vorgaben wie die Flugtreibstoffquote sowie durch den Betrieb erster Hochseeschiffe mit Methanol- oder Ammoniakantrieben zu erwarten.

297. Mit Blick auf den langfristigen Zeithorizont bis zum Erreichen der angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2045 zeigt sich, dass die Spannbreite der Projektionen weiterhin sehr groß ist. Neuere Studien prognostizieren nach wie vor einen erheblichen Bedarf von rund 300 bis 600 TWh klimafreundlichem Wasserstoff, um die Klimaziele zu erreichen. Gleichwohl liegen diese Werte

²⁵ Da sowohl die Langfristszenarien als auch die Studie von Fraunhofer IEG & ISI (2025) den Fokus auf den Wasserstoffbedarf legen, der über die Netzinfrastruktur transportiert werden muss, enthalten sie keine Annahmen zu zusätzlich verwendeten Derivaten, die über alternative Transportrouten bereitgestellt werden können.

zum Teil deutlich unter den höheren Bedarfsannahmen älterer Projektionen, die zum Teil von einem noch breiteren sektorspezifischen Einsatz ausgegangen waren.

Abbildung 4-14: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in Deutschland in 2030 und 2045



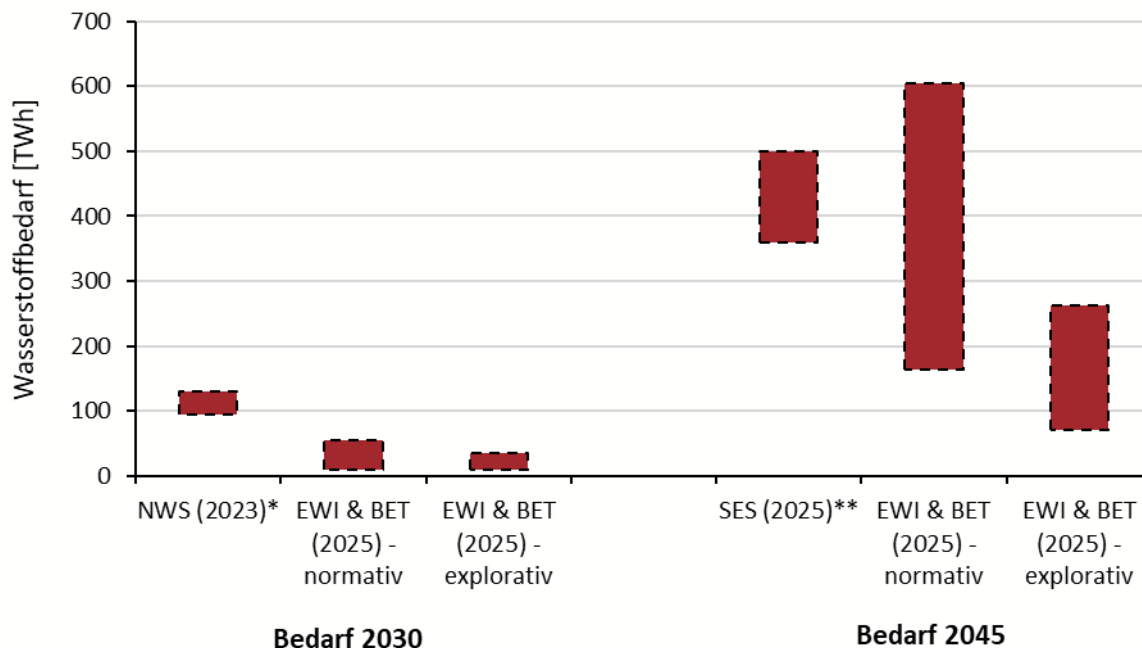
Anmerkungen: Die heimische Wasserstoffproduktion (rot) wird für das Jahr 2030 über das Ziel des Zubaus von 10 GW Elektrolyseleistung der nationalen Wasserstoffstrategie abgeschätzt und für 2045 aus Prognosen zweier Studien (dena 2021; Prognos et al. 2021) übernommen. * Da die Studie von Fraunhofer IEG & ISI (2025) im Auftrag der BNetzA Hintergrundstudien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz analysiert, wird dort nur auf den Wasserstoffbedarf abgestellt, der perspektivisch auch durch das Wasserstoffnetz transportiert werden soll, nicht aber auf zusätzlich benötigte Derivate, die über alternative Transportrouten zu den Anwendern transportiert werden können. Dasselbe gilt für die Langfristszenarien in Consentec et al. (2025), welche zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs erstellt wurden.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Prognos et al. (2021), dena (2021), Nationaler Wasserstoffrat (2023), Agora Think Tanks (2024), Consentec et al. (2025) und Fraunhofer IEG & ISI (2025).

298. Im Rahmen des im September 2025 veröffentlichten Monitoringberichts von EWI & BET (2025), der im Auftrag des BMWK erstellt wurde, wurden die erwartbaren Entwicklungen der zukünftigen Wasserstoffnachfrage anhand der aktuellen Studienlandschaft analysiert (vgl. Abbildung 4-15). Dabei wird zwischen normativen und explorativen Szenarien unterschieden, die parallel existieren. Normative, klimazielerreichende Szenarien setzen die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 als verbindliche Bedingung voraus und zeigen die strukturellen

Veränderungen auf, die hierfür notwendig sind. Explorative (Trend-)Szenarien hingegen untersuchen mögliche Entwicklungen unter bestimmten Rahmenbedingungen, ohne die vollständige Zielerreichung anzunehmen; in allen untersuchten explorativen Szenarien wird die Klimaneutralität 2045 folglich verfehlt. Für das Jahr 2030 liegen die prognostizierten Bedarfsspannen beider Szenariotypen mit 9–55 TWh noch relativ nah beieinander und deutlich unter den Erwartungen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Für 2045 zeigt sich dagegen ein stark auseinanderlaufendes Bild. Die explorativen Szenarien kommen lediglich auf 71–262 TWh, während die normativen Szenarien einen deutlich breiteren Korridor von 163–605 TWh abbilden. Die Bedarfe der Systementwicklungsstrategie liegen im oberen Bereich der normativen Szenarien und deutlich oberhalb der explorativen Szenarien, was die hohe Ambition und die mit ihr verbundenen Herausforderungen verdeutlicht.

Abbildung 4-15: Wasserstoffbedarf in 2030 und 2045 in den in EWI und BET (2025) analysierten Szenarien



Anmerkung: *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023; vgl. BMWK 2023); **Systementwicklungsstrategie (SES) 2024 (vgl. BMWK 2024a).

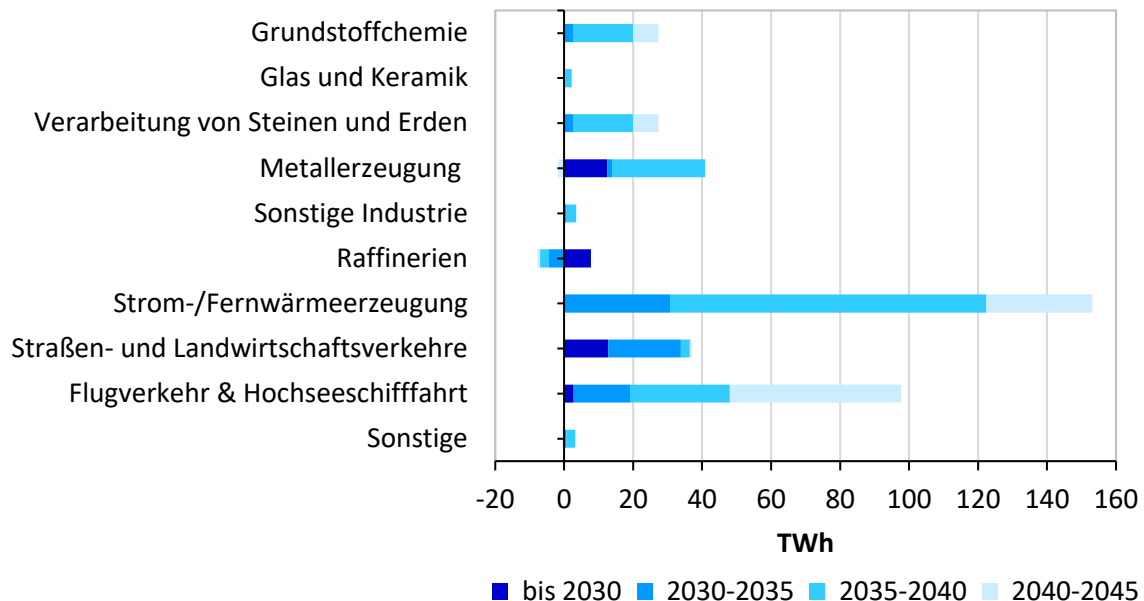
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EWI & BET (2025).

299. Die Ursachen für die teils deutlichen Unterschiede zwischen den Studien, insbesondere für den verlangsamten Hochlauf bis 2030, sind vielfältig. Erstens wirken die gegenwärtig höheren Kosten für Wasserstoff als ursprünglich angenommen hemmend (vgl. Diskussion in Kapitel 4.4.1). Zweitens ist bereits heute eine beschleunigte Abwanderung industrieller Produktion zu beobachten, die stärker und schneller erfolgt als in früheren Annahmen. Verantwortlich sind geopolitische

Spannungen, Handelskonflikte, die Energiepreiskrise sowie die jüngste wirtschaftliche Rezession. Drittens hat sich die Bewertung der Einsatzsektoren verändert. Während ältere Studien einen substantiellen Beitrag von Wasserstoff in den Bereichen Gebäude (Wärme) und Mobilität unterstellten, zeigen sich diese Anwendungen inzwischen als deutlich weniger wahrscheinlich, da sich die Elektrifizierung durch technologische Fortschritte – etwa bei Batterien, E-Autos und Wärmepumpen – als die effizientere Option etabliert.

300. Für die kurze bis mittlere Frist bedeutet dies, dass sich der Hochlauf verschiebt. Erste ursprünglich für 2030 geplante Anwendungen dürften nun eher zwischen 2035 und 2040 zum Tragen kommen. Zugleich stellt sich die Frage, welche Anwendungen nur später realisiert werden und welche womöglich gar nicht. Ein Beispiel liefert die Entscheidung von ArcelorMittal, die Pläne für eine „grüne“ Stahlproduktion vorerst zu stoppen. Obwohl Bund und Land Bremen Fördermittel in Höhe von insgesamt 1,3 Mrd. Euro zugesagt hatten und der Baubeginn 2025 vorgesehen war, machte das Unternehmen fehlende Wirtschaftlichkeit und die geringe Wasserstoffverfügbarkeit geltend (ArcelorMittal 2025). Offen bleibt, ob die Transformation zu einem späteren Zeitpunkt unter verbesserten Rahmenbedingungen nachgeholt wird oder ob dies zu einer Verlagerung der Produktion führt.

Abbildung 4-16: Erwarteter zeitlicher Verlauf des Einsatzes von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in einem prototypischen Zielszenario



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Agora Think Tanks (2024).

301. Abbildung 4-16 zeigt den erwarteten zeitlichen Verlauf für die Umstellung der deutschen Industrie auf Wasserstoff in den einzelnen Sektoren bzw. Anwendungsbereichen. Deutlich wird dabei, dass es erhebliche sektorale Unsicherheiten gibt, die maßgeblich den Zeitpunkt beeinflussen, ab dem sich eine Umstellung ökonomisch lohnt. Diese Unsicherheiten betreffen sowohl die Entwicklung der Wasserstoffpreise und der Infrastrukturverfügbarkeit als auch die Wettbewerbsfähigkeit alternativer Technologien, was zu unterschiedlichen Trajektorien im Hochlauf führen kann. Für den Zeitraum bis 2030 wird der Einsatz von Wasserstoff nur in ausgewählten Bereichen (Raffinerien, Stahlerzeugung, LKW) und in geringerem Umfang erwartet. Nach einem stärkeren Bedarfszuwachs in der ersten Hälfte der 2030er Jahre (Grundstoffindustrien, Strom- und Fernwärmeerzeugung, synthetische Kraftstoffe in den verschiedenen Verkehrssegmenten) wird der Hauptteil des Verbrauchszuwachses für die zweite Hälfte der 2030er Jahre projiziert, wenn die Verknappung von Emissionszertifikaten in den Emissionshandelssystemen sehr starke Emissionsrestriktionen entstehen lässt. Im Zulauf auf das Klimaneutralitätsziel 2045 erweisen sich dann die Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie der Flug- und Schiffsverkehr als die deutlich größten Anwendungsbereiche von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten.

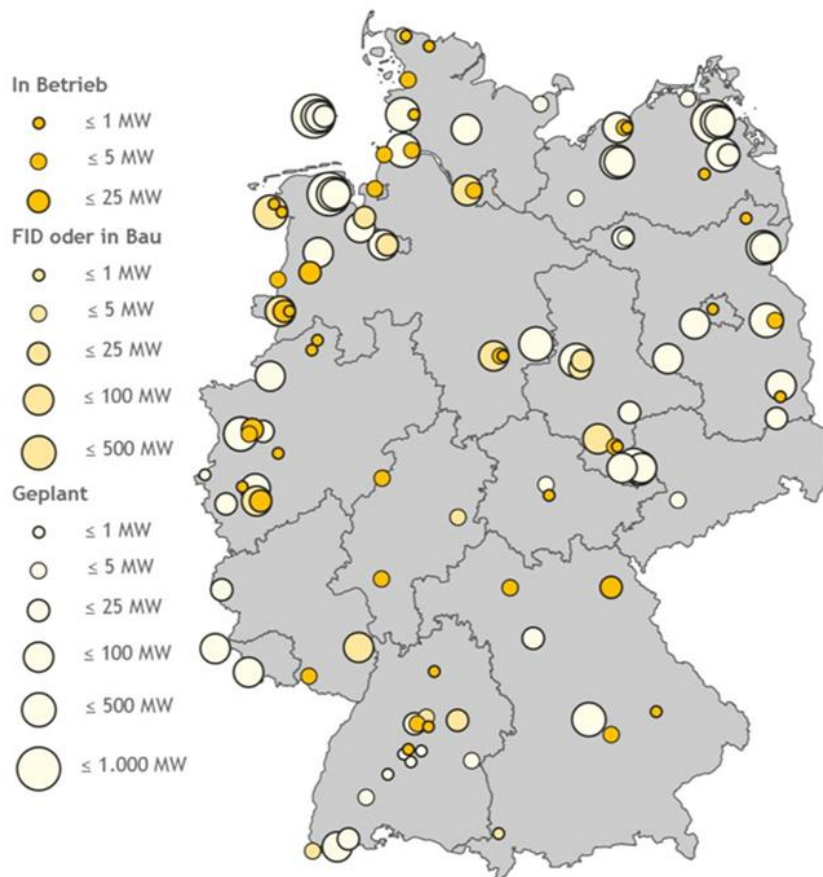
302. Bereits im letzten Monitoringbericht der Expertenkommission (EEM 2024, Kapitel 4.4.4) wurde in diesem Zusammenhang auf die Risiken und Chancen globaler Wertschöpfungsketten hingewiesen. Die Expertenkommission betont, dass die Entwicklung der Industrieplanungen eng zu monitoren ist. Politisch sollte ein Rahmen geschaffen werden, der einerseits eine unvermeidbare Abwanderung nicht wettbewerbsfähiger energieintensiver Branchen zulässt, andererseits aber sicherstellt, dass Unternehmen mit guten Standortbedingungen in einer klimaneutralen Welt ihre Transformation in Deutschland oder Europa umsetzen können und zentrale industrielle Kompetenzen in Deutschland und Europa erhalten bleiben. Andernfalls drohen nicht nur wirtschaftliche Nachteile, sondern auch Carbon Leakage, das den globalen Klimaschutz unterminiert. Aus Sicht der Expertenkommission sollte daher der globale Handel mit Wasserstoffderivaten (z. B. Methanol, Ammoniak, ggf. Eisenschwamm) auch durch staatliches Handeln angereizt werden, um den Rückgang industrieller Aktivitäten in den betroffenen Sektoren zu reduzieren.

Inländische Erzeugung und Importbedarfe

303. Bis zum Jahr 2030 sind in Deutschland Elektrolyseprojekte mit einer kumulierten Kapazität von rund 10,0 GWel geplant (Stand Juni 2025 in EWI & BET 2025). Zuvor waren mit Stand August 2024 laut der letzten veröffentlichten H2-Bilanz des EWI noch rund 11,3 GWel geplant (vgl. Abbildung 4-17 sowie Klaas et al. 2024). Dies deutet darauf hin, dass inzwischen ein Abwärtstrend bei den angekündigten Projekten erreicht ist und bereits angekündigte Projekte wieder zurückgezogen werden. Bis August 2024 war ein stetiger Aufwärtstrend der gemeldeten Projektkapazitäten zu beobachten: 10,1 GWel im Februar 2024, 8,7 GWel im August 2023, 8,1 GWel im Februar 2023, 5,6 GWel im Juli 2022 und 2,6 GWel im Dezember 2021. Allerdings befinden sich unter den erfassten Projekten zahlreiche Vorhaben, die sich noch in der Planungsphase befinden und für die bislang keine Investitionsentscheidung getroffen wurde. Ihre fristgerechte Realisierung bis 2030 ist daher unsicher. Gleichzeitig ist nicht auszuschließen, dass weitere bislang nicht öffentlich angekündigte Projekte bis dahin hinzukommen. Würden alle derzeit gemeldeten Elektrolyseprojekte umgesetzt, könnte das von der Bundesregierung in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (BMWK 2023) gesetzte Ziel von 10 GWel Elektrolysekapazität bis 2030 noch erreicht werden. Allerdings wären zur Erreichung dieses Zielwertes jährliche Wachstumsraten erforderlich, die sowohl über den von 2020 bis 2024 realisierten jährlichen Wachstumsraten von 29 bis 50 % (bezogen auf die installierte Elektrolysekapazität) liegen müssten, als auch deutlich über den jemals historisch beobachteten Wachstumsraten der am schnellsten wachsenden Energietechnologien wie Photovoltaik und Windkraft (Fraunhofer IEG & ISI 2025). Vor dem Hintergrund des bisher langsamen Fortschritts ist das Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030 so ambitioniert, dass seine Realisierbarkeit inzwischen stark in Zweifel zu ziehen ist.

304. Im September 2025 wurde der Zehn-Punkte-Plan des BMWF veröffentlicht, der eine pragmatische Neuausrichtung beim Wasserstoffhochlauf fordert. Zentrale Elemente sind dabei der Abbau überkomplexer Vorgaben, wie der strengen EU-Definition von „grünem Wasserstoff“, sowie die gleichberechtigte Anerkennung von kohlenstoffarmem („low-carbon“) Wasserstoff. Besonders bedeutsam ist zudem, dass das bisherige Ziel einer festen Ausbaugröße von 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030 durch ein flexibleres System ersetzt werden soll. Künftig sollen die Zielwerte stärker an konkrete Projekte und die Entwicklung der Nachfrage in Deutschland gekoppelt werden (BMWF 2025a).

Abbildung 4-17: Angekündigte Elektrolyseprojekte bis 2030



Quelle: Klaas et al. (2024).

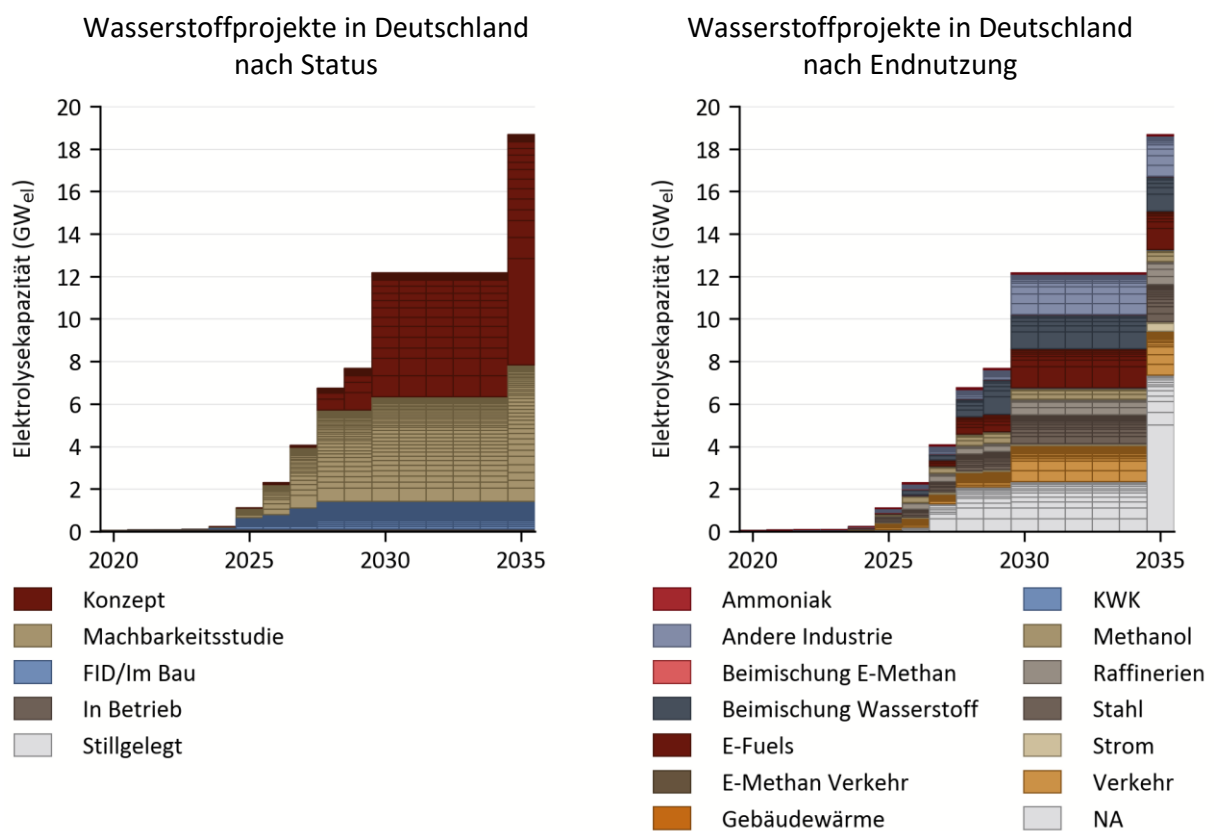
305. Aufgrund der eingestellten Erhebungen im Rahmen der H₂-Bilanz des EWI (vgl. Diskussion in Kapitel 4.4.1) und der zwischenzeitlich dynamischen Entwicklungen bei den Projektplanungen – nicht zuletzt vor dem Hintergrund des stockenden Wasserstoffhochlaufs, der Neuwahl und Neuausrichtung der neuen Bundesregierung sowie geopolitischer Unsicherheiten – besteht jedoch derzeit ein erhebliches Informationsdefizit. Eine zeitnahe Aktualisierung der Erhebung zum Planungsstand bei den Elektrolyseprojekten ist daher erforderlich, um den Zielpfad valide bewerten zu können.

306. Eine weitere Erfassung der angekündigten Elektrolyseprojekte erfolgt durch die International Energy Agency (IEA) im Rahmen der Hydrogen Projects Database (IEA 2025a). Diese Datenbank gliedert die Projekte nach Realisierungsstatus und Endnutzungszweck. Abbildung 4-18 zeigt eine Auswertung der Datensätze mit Stand Oktober 2024 sowie dem aktuellen Stand September 2025. Dabei wird deutlich, dass die IEA-Zahlen ebenfalls auf eine deutliche Rücknahme von Projektankündigungen bis 2030 hinweisen: Die insgesamt gemeldete Elektrolyseleistung sank von 12,2 GW im Jahr 2024 auf 8,0 GW im Jahr 2025, was einem Rückgang um rund 34 % entspricht. Besonders

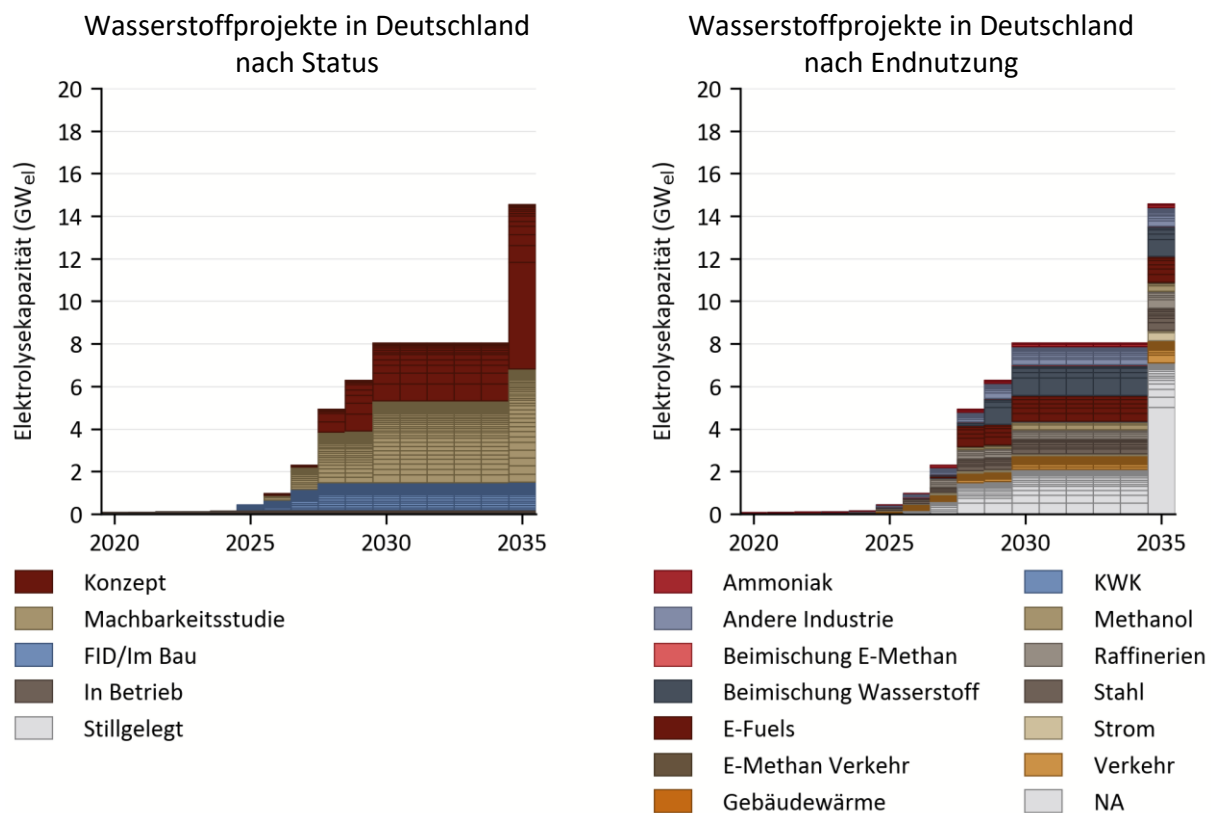
stark betroffen sind Projekte, die sich noch im Konzeptstadium befinden. Hier ging die gemeldete Kapazität um 53 % von 5,8 GW auf 2,7 GW zurück. Auch bei Projekten mit vorliegender Machbarkeitsstudie ist ein Rückgang zu verzeichnen, wenn auch moderater, um 22 % von 4,9 GW auf 3,8 GW. Auch für das Jahr 2035 zeigt sich in den Daten ein deutlicher Rückgang der angekündigten Projekte, wenn auch im Vergleich zu 2030 etwas weniger stark ausgeprägt. Die geplante Elektrolyseleistung sinkt von 18,7 GW auf 14,6 GW, was einem Minus von rund 22 % entspricht.

Abbildung 4-18: Ankündigungen von Elektrolyseprojekten in Deutschland nach Status und nach Endnutzung für die Berichtsjahre 2024 (a) und 2025 (b).

a) Auswertung der IEA Hydrogen Projects Database (Stand Oktober 2024)



b) Auswertung der IEA Hydrogen Projects Database (Stand September 2025)



Anmerkungen: Die einzelnen Segmente innerhalb der Farben zeigen individuelle Projekte. Die Abbildungen zeigen die elektrische Input-Kapazität der Elektrolyseprojekte. Korrektur eines Fehlers in der Datenbank aus dem September 2025, bei dem ein Projekt von Infener anstelle seiner tatsächlichen Kapazität in Höhe von 20 MW (RenewableWatch 2024) mit einer Kapazität von 10 GW aufgeführt wird.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf der IEA Hydrogen Projects Database (Stand September 2025 und Stand Oktober 2024) und Fraunhofer IEG & ISI (2025).

307. Je nach tatsächlichem Bedarf an klimaneutralen Wasserstoff und seinen Derivaten (vgl. Abbildung 4-14) und realisiertem Ausbau der Elektrolysekapazität dürfte sich bereits im Jahr 2030 ein Importbedarf ergeben. Bis 2045 wird eine erhebliche Steigerung der Importe unvermeidlich sein, um die inländische Nachfrage zu decken. Deutschland wird daher sowohl auf den Import von erneuerbarem („grünem“) Wasserstoff als auch auf die Produktion oder den Import von CO₂-armem („blauem“) Wasserstoff angewiesen sein. Zudem werden Derivate wie Ammoniak oder Methanol, die aus grünem oder blauem Wasserstoff hergestellt werden, eine wichtige Rolle spielen. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung im Juli 2024 eine Importstrategie für Wasserstoff und seine Derivate veröffentlicht (BMWK 2024b). Die Strategie verfolgt das übergeordnete Ziel, eine nachhaltige, stabile, sichere und diversifizierte Versorgung mit Wasserstoff und seinen Derivaten zu gewährleisten. Positiv hervorzuheben ist der technologieoffene Ansatz, der

neben erneuerbarem auch kohlenstoffarmen Wasserstoff berücksichtigt und verschiedene Transportwege (Pipeline, Schiff, Straße, Schiene) sowie zahlreiche Trägermedien und Derivate wie Ammoniak, Methanol, Naphtha oder LOHC einschließt. Die Absicherung globaler Lieferketten soll durch ein breites Netzwerk internationaler Partnerschaften erfolgen. Darüber hinaus betont die Strategie die Bedeutung von Zertifizierungsverfahren sowie die Notwendigkeit europäischer Koordination. Deutschland und die EU sollen dabei eine Vorreiterrolle einnehmen, indem sie Standards und Infrastruktur gemeinsam entwickeln und international verankern.

308. Trotz dieser Stärken bleibt das Dokument in wesentlichen Punkten vage. Es fehlen konkrete, über bekannte Zahlen hinausgehende Angaben und Ziele zu Importmengen und deren zeitlicher Entwicklung. Stattdessen wird auf die Nationalen Wasserstoffstrategie und die Systementwicklungsstrategie verwiesen. Auch fehlen klare Aussagen zur Finanzierung von Importprojekten. Zwar wird die Relevanz von Zertifizierungen anerkannt, doch bleibt unklar, wie die Weiterentwicklung entsprechender Kriterien konkret ausgestaltet werden soll.

309. Eine ausführliche Diskussion zu den Potenzialen internationaler Partnerschaften mit globalen Wasserstoff-Exporteuren, die über besonders günstige Bedingungen für die Produktion von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten verfügen, sowie zur notwendigen Diversifizierung bei den Kooperationspartnern findet sich im letzten Monitoringbericht der Expertenkommission (EEM 2024, Kapitel 4.4.3).

Politische Ziele für den Wasserstoffhochlauf

310. Die politische Motivation für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa ist doppelt begründet: zum einen durch die Sicherung des Industriestandorts, zum anderen durch die Erreichung der Klimaschutzziele. Wasserstoff und seine Derivate wie Ammoniak und Methanol gelten als zentrale Bausteine einer klimaneutralen Energieversorgung. Sie sind unverzichtbar für die Dekarbonisierung industrieller Prozesse (z. B. in Stahl- und Chemieindustrie), für die langfristige Energiespeicherung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromsektor sowie für weitere Anwendungsfelder, in denen Elektrifizierung keine oder nur eingeschränkte Optionen bietet, etwa in der Luft- und Schifffahrt sowie ggf. im Schwerlastverkehr.

311. Die fehlende Verfügbarkeit von günstigem, klimafreundlichem Wasserstoff würde nicht nur die Transformation industrieller Prozesse gefährden, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit Europas insgesamt beeinträchtigen (vgl. EEM 2024, Grimm et al. 2024). Zudem könnte eine unzureichende Bereitstellung zu Produktionsverlagerungen ins Ausland führen, die aufgrund von Carbon Leakage die globale Klimabilanz verschlechtern würden.

312. In Zahlen konkretisiert wird dieses Ziel durch nationale und europäische Vorgaben: Deutschland strebt bisher in seiner nationalen Wasserstoffstrategie (BMWK 2023) eine Elektrolysekapazität von mehr als 10 GW bis 2030 an, wovon bisher allerdings weniger als 2 % realisiert sind. Dieses konkrete Ziel soll nun aber laut des im September 2025 erschienen Zehn-

Punkte-Plans des BMW-E durch ein flexibleres System ersetzt werden, welches sich an konkreten Projekten auf Nachfrageseite in Deutschland orientieren soll (BMW-E 2025a). Auf europäischer Ebene legt die RED III (Artikel 22a; Richtlinie (EU) 2023/2413) fest, dass bis 2030 mindestens 42 % des heutigen industriellen Wasserstoffbedarfs durch erneuerbaren Wasserstoff bzw. RFNBOs gedeckt werden sollen (bis 2035: 60 %). Allerdings ist die Bezugsbasis dieser Zielgröße kritisch zu sehen, da sie faktisch nur für die Länder wirkt, die bereits einen hohen Verbrauch von grauem Wasserstoff haben.²⁶ Darüber hinaus wird blauer Wasserstoff gegenwärtig nicht als Option zur Erfüllung der Quote anerkannt, obwohl er in industriellen Transformationsstrategien häufig eine wichtige Rolle spielt (s.o.). Ganz im Gegenteil würde ein zunächst hoher Anteil an blauem Wasserstoff die Quotenregelung sogar noch verschärfen, da im Nenner für die Ermittlung der Quote die Summe aus grauem und blauem Wasserstoff herangezogen wird, ohne Letzteren auf die Zielerreichung (Zähler) anzurechnen (Nationaler Wasserstoffrat 2024).

4.4.3 Ursachen des ausbleibenden Wasserstoffhochlaufs

Allgemeine Ausgangslage

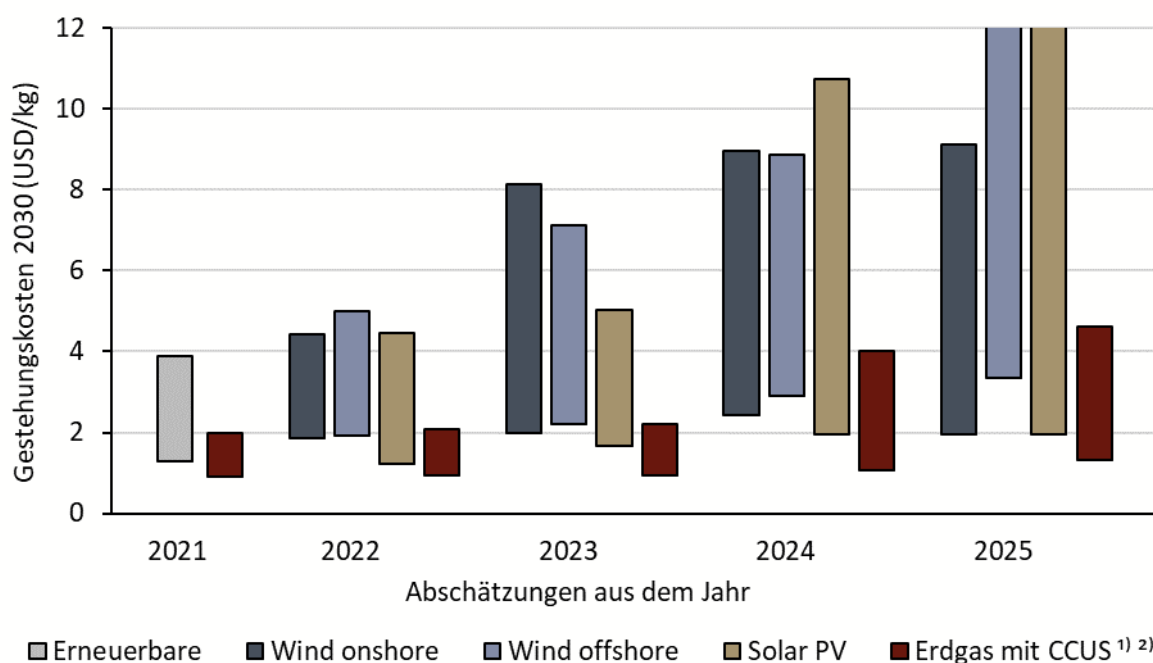
313. Trotz ambitionierter Zielsetzungen stagniert der Wasserstoffhochlauf in Deutschland sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite. Auf der Produktionsseite zeigt sich die Diskrepanz besonders deutlich anhand der Ziellücke zwischen 160 MW installierter Leistung bis Juni 2025 und dem Ausbauziel von 10 GW Elektrolysekapazität bis 2030. Auch auf der Nachfrageseite sind bislang nur in einzelnen Bereichen erste Anwendungen von grünem Wasserstoff erkennbar. Im internationalen Kontext ist das Bild ähnlich. Nur ein kleiner Teil der angekündigten Projekte wurde bislang realisiert, sodass die Lücke zu den politisch gesetzten Ausbauzielen weiterhin erheblich bleibt (Odenweller & Ueckerdt 2025).

314. Auch der aktuelle Sonderbericht des Bundesrechnungshofs kritisiert die bislang unzureichende Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie (Bundesrechnungshof 2025). Demnach sind weder die erforderliche heimische Erzeugung noch die angestrebten Importe realistisch erreichbar. So bleiben Angebot und Nachfrage der Wasserstoffwirtschaft deutlich hinter den Erwartungen zurück, wodurch sowohl die Klimaneutralität bis 2045 als auch die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland gefährdet werden. Gleichzeitig wächst das Risiko einer dauerhaft erforderlichen staatlichen Förderung, die die ohnehin angespannten Bundesfinanzen zusätzlich belastet.

²⁶ Allerdings fließt gemäß RED III ein Teil der bisherigen industriellen Wasserstoffverwendungen nicht in die Berechnung der Quote ein, nämlich Wasserstoff als Zwischenprodukt zur Herstellung von Kraftstoffen, Wasserstoff aus der Dekarbonisierung industrieller Restgase sowie Wasserstoff als Nebenprodukt.

315. Ein zentraler Grund für diese Entwicklung liegt in den stark schwankenden und zunehmend pessimistischen Kostenprognosen für Wasserstoff. Während frühe Analysen vergleichsweise günstige Produktionskosten bis 2030 in Aussicht stellten, zeigen die aktuellen Prognosen der Internationalen Energieagentur (IEA) eine deutlich geringere Kostendegression und zugleich eine wachsende Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Kostenentwicklung (vgl. Abbildung 4-19). Diese Unsicherheiten hemmen die Investitionsbereitschaft und das Tempo der Transformation hin zum großskaligen Einsatz von Wasserstoff.

Abbildung 4-19: Entwicklung der im Net-Zero Szenario der IEA prognostizierten Wasserstoffgestehungskosten für das Jahr 2030



Anmerkungen: Bandbreiten der Kosten geben regionale Unterschiede in (Investitions-)Kosten sowie der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien an. 1) CCUS: Carbon Capture, Utilisation and Storage. 2) Angenommene Erdgaspreise für 2030 sind 3,5 - 27,6 USD/MWh (2023), 3,5 - 51,7 USD/MWh (2024) und 5,5 - 71,7 USD/MWh (2025).

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf (IEA, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025b).

316. Zusätzlich lässt sich im Bereich Wasserstoff ein ausgeprägtes Regulierungsversagen beobachten. Dazu zählen die aktuelle, investitionshemmende Ausgestaltung der Zertifizierung, unzureichende technische Regelwerke sowie eine Fragmentierung des Marktes durch nationale Segmentierung. So verfolgen Mitgliedstaaten der EU sehr unterschiedliche nationale Regeln, Förderinstrumente und Zieldefinitionen, was den Aufbau eines integrierten europäischen Marktes erschwert und Investitionen hemmt, da Unternehmen nicht mit einheitlichen Rahmenbedingungen planen können. Hinzu kommt ein instabiler politischer Rahmen für die Unterstützung von Wasserstoff als Schlüsseltechnologie zur Erreichung der Klimaziele und damit eine sich fortlaufend ändernde Priorisierung und Ausrichtung des Wasserstoffhochlaufs.

317. Darüber hinaus nimmt Wasserstoff eine Sonderrolle im Vergleich zu früheren Energieträgern ein. Während Kohle, Erdgas oder Strom unter monopolähnlichen Bedingungen eingeführt und etabliert wurden, erfolgt der Aufbau des Wasserstoffmarktes bewusst unter Wettbewerbsbedingungen. Dies erhöht die Komplexität des Hochlaufs erheblich, da Fragen der Marktinitialisierung – etwa Markt- und Preistransparenz, die Entwicklung tragfähiger Akteursstrukturen für die Fristentransformation sowie die Organisation internationaler Kooperationen – noch nicht hinreichend geklärt sind.

318. Insgesamt ergibt sich damit ein vielschichtiges Bild von Hemmnissen, das sowohl ökonomische, regulatorische als auch strukturelle Ursachen umfasst. Um die komplexe Situation adäquat angehen zu können, ist es entscheidend zu verstehen, dass staatliches Eingreifen im Kern stets darauf abzielen sollte, Ursachen von Marktversagen zu korrigieren und damit die Grundlage für einen funktionierenden Markt zu schaffen. Im Bereich der Wasserstofftechnologien lassen sich dabei insbesondere fünf zentrale Ursachen für Marktversagen identifizieren, die im Folgenden näher erläutert werden. Eine umfassendere, technologieübergreifende Diskussion dieser Marktversagensgründe mit Blick auf Klimaschutztechnologien allgemein erfolgt in Kapitel 8. An dieser Stelle liegt der Fokus jedoch auf den spezifischen Herausforderungen des Wasserstoffhochlaufs. Aus Gründen der besseren Lesbarkeit und Nachvollziehbarkeit wird hier eine eigenständige Darstellung und Diskussion vorgenommen, ohne dass ein Rückgriff auf Kapitel 8 erforderlich ist. Dadurch kann es zu inhaltlichen Überschneidungen kommen oder es werden Marktversagensgründe behandelt, die nicht exklusiv für Wasserstoff, sondern auch für andere Energieträger oder Technologien relevant sind. Dies nimmt die Expertenkommission bewusst in Kauf, da in diesem Bericht ein besonderer Fokus auf das Verständnis und die Analyse der Marktversagensgründe gelegt werden soll. Diese bilden die Grundlage für die Auswahl eines effizienten und effektiven Instrumentenmixes, sowohl für einen erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft als auch für die Finanzierung der Energiewende.

Zentrale Gründe für Marktversagen bei klimafreundlichem Wasserstoff

319. Die erhebliche Diskrepanz zwischen politischen Zielsetzungen und dem realen Markthochlauf in der Wasserstoffwirtschaft hat verstärkte Rufe nach noch größerer staatlicher Unterstützung durch Förderinstrumente ausgelöst. Ökonomisch lässt sich ein solcher Eingriff rechtfertigen, wenn strukturelle Gründe für ein Marktversagen vorliegen, die private Investitionen hemmen und damit technologische Entwicklung, Skalierungseffekte und eine kosteneffiziente Umsetzung erschweren. Marktversagen beschreibt dabei Situationen, in denen Märkte ohne staatliche Eingriffe keine Wohlfahrtsoptimalen Ergebnisse liefern, etwa in Form unzureichenden Umweltschutzes (Europäische Kommission 2022, S. 10), oder erst gar nicht beginnen zu existieren (Arrow 1969, S. 59).

320. Im Rahmen der EU-Beihilferegelungen für Klima, Umwelt und Energie werden vier zentrale Gründe für Marktversagen identifiziert, die die Transformation klimafreundlicher Technologien behindern: negative und positive externe Effekte, Informationsasymmetrien und Koordinationsversagen (Europäische Kommission 2022, S. 23 f.). Im Kontext der Wasserstoffwirtschaft kommt ein fünfter Aspekt hinzu: die Wasserstoffinfrastruktur als natürliches Monopol. Für eine wirksame Förderung des Wasserstoffhochlaufs ist es entscheidend, dass die eingesetzten Instrumente diese Ursachen gezielt adressieren (vgl. Albuscheit et al. 2025). Im Folgenden werden die fünf Marktversagensgründe näher erläutert und auf den Wasserstoffkontext angewendet.

Negative externe Effekte:

321. Energieträger verursachen durch Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung erhebliche Umwelt- und Klimaschäden, die mit hohen sozialen Kosten verbunden sind. Ohne eine vollständige Internalisierung dieser Kosten in den Marktpreis, beispielsweise durch eine CO₂-Steuer (vgl. Pigou 1920) oder ein hinreichend stringentes Emissionshandelssystem, bleiben CO₂-arme Alternativen wie erneuerbarer oder CO₂-reduzierter Wasserstoff ökonomisch benachteiligt. Gleichzeitig fehlen damit entscheidende Anreize für Innovationen im Bereich klimaschonender Technologien. Um die externen Effekte glaubhaft zu internalisieren und damit den kosteneffizientesten Transformationspfad zu bestimmen, ist eine möglichst internationale, idealerweise globale, Koordinierung erforderlich. Andernfalls drohen Wettbewerbsnachteile für Produzenten in Regionen mit effektiver Emissionsbepreisung gegenüber Standorten ohne vergleichbare Regulierung. Das aktuelle Preisniveau des europäischen Emissionshandels reicht dabei nicht aus, um die tatsächlichen sozialen Kosten vollständig zu internalisieren (vgl. Rennert et al. 2022).

322. Für Wasserstoff zeigen sich die Diskrepanzen besonders deutlich: Die Differenzkosten liegen aktuell in einer Größenordnung von rund 1.000 €/t CO₂ (vgl. Matthes & Brauer 2025). Damit kann der Emissionshandel kurzfristig allein keinen Markthochlauf absichern. Ein überproportionaler Preisanstieg bei CO₂-Zertifikaten könnte zwar zusätzliche Anreize zur Emissionsminderung schaffen, gleichzeitig aber auch hohe Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die soziale Abfederung der Energiewende erzeugen. Zum einen droht eine Abwanderung energieintensiver Industrien aufgrund fehlender globaler Koordination oder wirksamer beidseitiger Grenzausgleichsmechanismen (vgl. Kapitel 11.4). Zum anderen könnten soziale Härten und Akzeptanzprobleme entstehen, solange Rückverteilungs- oder Kompensationsmechanismen nicht wirksam etabliert sind. Dies wiederum könnte politischen Druck erzeugen, den Emissionshandel abzuschwächen, und würde damit die Klimaziele gefährden.

323. Gleichzeitig wäre es jedoch ein Fehler, die Transformationstechnologien mit heute noch hohen Vermeidungskosten, wie den Einsatz von grünem Wasserstoff, auf unbestimmte Zeit zu verschieben. Vielmehr ist eine Wasserstoffpolitik erforderlich, die diese Vermeidungskosten perspektivisch deutlich senkt, sei es durch Kostendegression bei der Erzeugung oder durch die Zulassung alternativer Technologien mit geringeren Vermeidungskosten, wie etwa blauem Wasserstoff. So kann Wasserstoff schrittweise als Dekarbonisierungsoption im europäischen Emissionshandelssystem verankert werden, ohne dass die Kosten für Verbraucher und Unternehmen unverhältnismäßig steigen und damit die Energiewende in ihrer gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Tragfähigkeit gefährden.

Positive externe Effekte:

324. Investitionen in Forschung und Entwicklung erzeugen positive Spillover-Effekte, etwa in Form von neuem Wissen oder Technologietransfer. Somit profitieren auch andere Marktteilnehmer von solchen Investitionen, was von privatwirtschaftlichen Akteuren jedoch nicht angemessen berücksichtigt werden kann. Eine staatlich geförderte Innovationspolitik, beispielsweise durch steuerliche Anreize für Forschung und Entwicklung, ist daher aus volkswirtschaftlicher Sicht geboten, um Technologietransformationen, die beispielsweise für eine großskalige Wasserstoffnutzung notwendig sind, zu bewerkstelligen (vgl. Romer 1990, Acemoglu et al. 2012).

325. Auch könnte ein verlässlicher und stetiger Markthochlauf auf der Erzeugungsseite (im In- und Ausland) entsprechende Lernkurveneffekte erschließen helfen. Zu berücksichtigen ist hier, dass sich diese Lernkurveneffekte einerseits über die Industrialisierung der Elektrolyseurproduktion (Upnumbering) als auch die Erhöhung der Anlagengrößen (Upscaling) erschließen lassen können. Während die Strategie des Upnumbering für den Wasserstoffhochlauf unabdingbar ist, bestehen im Bereich des Upscaling (Fokus auf den Ausbau großer Elektrolyseanlagen) erhebliche Gestaltungsspielräume, die nicht vergeben werden sollten (vgl. Matthes und Brauer 2025).

Informationsasymmetrien:

326. Wenn Informationen über Technologien, Märkte, Produkte oder Preise fehlen oder ungleich verteilt sind, erschwert das Investitionsentscheidungen und behindert die Marktentwicklung. Bei Wasserstoff betrifft das vor allem die Frage des CO₂-Fußabdrucks: Da alle Wasserstoffmoleküle chemisch identisch sind, lässt sich nicht ohne Weiteres erkennen, ob sie aus erneuerbaren oder fossilen Quellen stammen. Ohne verlässlichen Nachweis fehlt jedoch der Anreiz, für CO₂-armen Wasserstoff höhere Preise zu zahlen. Dadurch besteht die Gefahr einer adversen Selektion (vgl. Akerlof 1970): Klimafreundliche, aber teurere Optionen könnten vom Markt verdrängt werden, obwohl sie aus gesellschaftlicher Sicht vorteilhafter wären. Zudem kann eine ungleiche Informationsverteilung zu opportunistischem Handeln führen, z. B. wenn Unternehmen Fördermittel für risikoreiche oder ineffiziente Projekte einsetzen, die sie ohne staatliche Absicherung nicht verfolgen würden. Dieses sogenannte Moral Hazard (vgl. Arrow 1963, Stiglitz 2000) entsteht, wenn

Unternehmen Risiken auf den Staat abwälzen, der mangels Informationen nicht einschätzen kann, ob eine Förderung wirtschaftlich sinnvoll ist. Gegenmaßnahmen sind Signaling-Instrumente wie Standards, Zertifikate oder Referenzprojekte sowie Screening-Mechanismen (vgl. Spence 1973, Stiglitz 1975). Ein weiterer wichtiger Aspekt, der gerade im Prozess der Marktinitialisierung eine wichtige Rolle spielt, ist die bislang weitgehend fehlende Preistransparenz. Diese erschwert es Unternehmen, fundierte Make-or-Buy-Entscheidungen zu treffen und damit ihre Investitions- und Beschaffungsstrategien effizient auszurichten.

Koordinationsversagen:

327. Der Erfolg einzelner Investitionen hängt oft vom gleichzeitigen Handeln anderer Akteure ab. Dieses „Henne-Ei-Problem“ zeigt sich deutlich in der Wasserstoffwirtschaft, wo Produktion, Infrastruktur und Nachfrage parallel aufgebaut werden müssen, um ein effizientes Marktgleichgewicht zu ermöglichen. Da jedoch jeder Akteur zunächst abwartet, ob andere investieren, kommt es zu einer kollektiven Investitionszurückhaltung, obwohl eine koordinierte Lösung für alle Beteiligten vorteilhaft wäre (vgl. Olson 1971, Kremer 1993, Hausmann & Rodrik 2003). Dies kann langfristig ineffiziente Technologiepfade zementieren („Lock-in“, vgl. Arthur 1989). Rodrik (2004) plädiert deshalb für eine aktive Industriepolitik, um koordinierte Investitionen zu ermöglichen.

Infrastruktur als natürliches Monopol:

328. Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn ein einzelner Anbieter ein Gut oder eine Dienstleistung aufgrund stark fallender Durchschnittskosten effizienter bereitstellen kann als mehrere konkurrierende Anbieter (vgl. Baumol 1977). Dies ist typischerweise der Fall bei Netzinfrastrukturen mit hohen Fixkosten und niedrigen Grenzkosten, etwa in der Energie-, Wasser- oder Telekommunikationswirtschaft (Kahn 1971, S. 114). Die zentrale Herausforderung besteht darin, dass ein Wettbewerb in solchen Märkten zu Ineffizienzen führen kann, während ein Monopol ohne Regulierung potenziell zu überhöhten Preisen und Unterversorgung neigt. Im Kontext der Wasserstoffwirtschaft manifestiert sich das natürliche Monopol insbesondere bei der Infrastruktur, also bei Transport- und Verteilungsnetzen. Der parallele Aufbau konkurrierender Pipelines oder Speicher ist wirtschaftlich nicht sinnvoll, da Skaleneffekte dominieren und sich die Kosten pro transportierter Einheit mit wachsendem Volumen stark verringern. Ähnlich wie bei Strom- oder Gasnetzen entsteht damit ein infrastrukturelles Monopol, das aus gesamtwirtschaftlicher Sicht reguliert oder über einen diskriminierungsfreien Zugang geöffnet werden muss.

329. Die identifizierten fünf strukturellen Marktversagensgründe hemmen derzeit private Investitionen in Wasserstofftechnologien. Solche Investitionen sind jedoch entscheidend, um technische Herausforderungen durch Forschung, Entwicklung und Demonstrationsprojekte zu lösen, die hohen Kapitalkosten durch Lern- und Skaleneffekte zu senken sowie das bestehende Henne-Ei-Problem zwischen Angebot und Nachfrage zu überwinden. Dies rechtfertigt grundsätzlich staatliche Regulierung und Unterstützung im Rahmen der EU-Beihilferichtlinien.

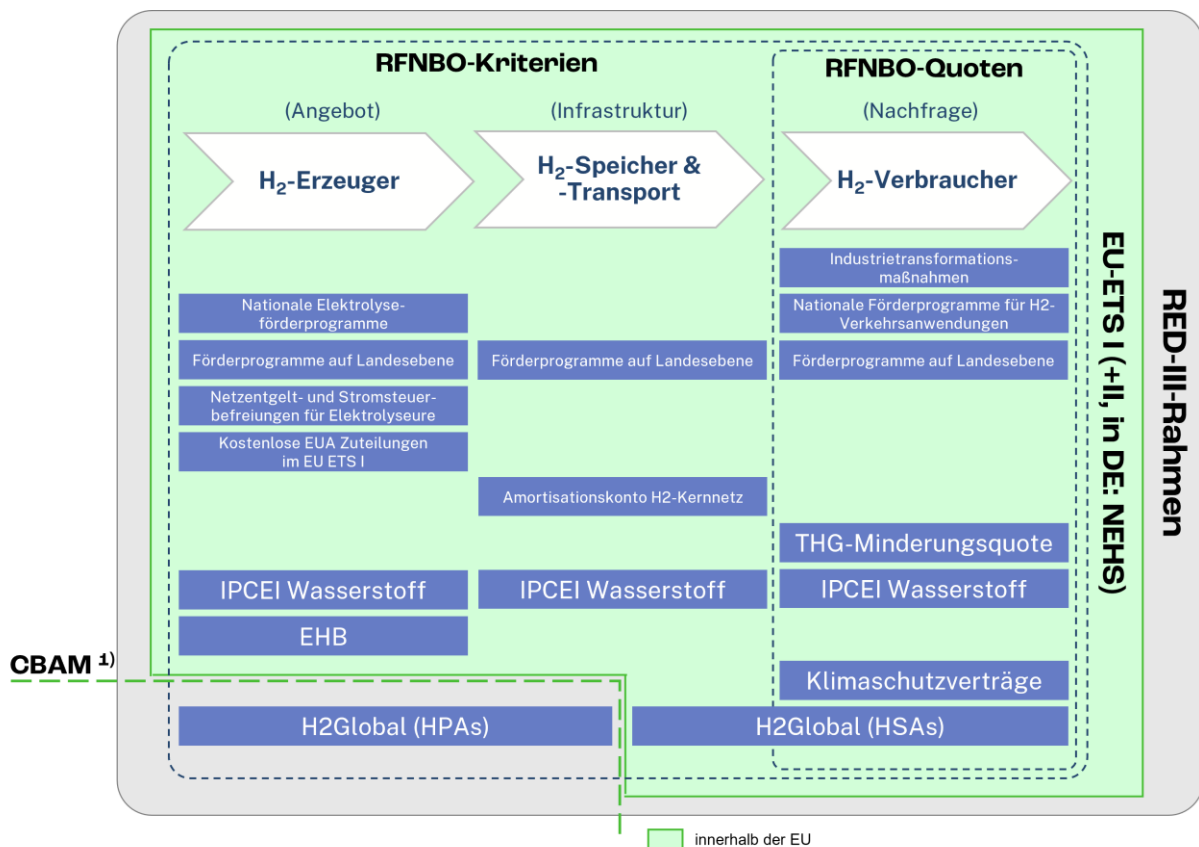
330. Gleichzeitig birgt eine übermäßige Anzahl an Instrumenten erhebliche Risiken: Koordinationsprobleme, mögliche gegenseitige negative Wechselwirkungen sowie eine wachsende Komplexität, welche zu Fehlsteuerung, Vertrauensverlust und administrativer Überlastung führen kann. Daher sehen die EU-Beihilferegeln ausdrücklich vor, dass das Vorliegen von Marktunvollkommenheiten allein keine ausreichende Begründung für staatliche Beihilfen darstellt. Vielmehr muss geprüft werden, inwiefern bestehende Instrumente bereits wirksam sind und wie neue Maßnahmen mit ihnen interagieren. Die Expertenkommission betont daher nachdrücklich, dass Redundanz und Ineffizienzen im Instrumentenmix vermieden werden müssen.

331. Allerdings zeigt die politische Praxis, dass dies häufig schwer umzusetzen ist. Politökonomische Faktoren wie Koalitionszwänge, Rent-Seeking durch Interessengruppen, Zeitinkonsistenzen oder symbolische Politik sowie die Fragmentierung institutioneller Zuständigkeiten führen oftmals zu einem Instrumentenmix, der nicht vollständig konsistent ist. Diese Rahmenbedingungen verdeutlichen die Notwendigkeit, Förder- und Regulierungsmaßnahmen sorgfältig zu priorisieren und eng miteinander abzustimmen.

4.4.4 Aktueller Instrumentenmix

332. In diesem Kapitel wird dargestellt, wie der bestehende Instrumentenmix derzeit ausgestaltet ist, um die zuvor beschriebenen Ursachen für Marktversagen beim Wasserstoffhochlauf zu adressieren. Es existiert eine Vielzahl von Instrumenten zur Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene, siehe Übersicht der Instrumente in Abbildung 4-20.

Abbildung 4-20: Darstellung der Instrumente entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette



Anmerkungen: Abkürzungen: CBAM = Carbon Border Adjustment Mechanism; EHB = European Hydrogen Bank; ETS = Emission Trading System; EUA = European (Carbon Emission) Allowances; HPAs = Hydrogen Purchase Agreements; HSAs = Hydrogen Supply Agreements; IPCEI = Important Projects of Common European Interest; NEHS = Nationales Emissionshandelssystem; RFNBO = Renewable Fuels of Non-Biological Origin. 1) Übergangsphase von 2023 bis 2025: Reporting von THG-Emissionen (kein Erwerb von Emissionszertifikaten) für bestimmte Produkte: H₂, elektrischer Strom, Düngemittel (inkl. Ammoniak), Aluminium, Eisen und Stahl, Zement.

Quelle: Eigene Abbildung basierend auf Albuscheit et al. (2025).

Nationale Instrumente

333. In Deutschland werden auf der Angebotsseite verschiedene Programme umgesetzt. Dazu zählt eine Vielzahl von Elektrolyseförderprogramme auf Länderebene, wie z.B. das Programm Elektrolyseure (ELY) in Baden-Württemberg (UMBW 2025), sowie Förderungen auf Bundesebene, etwa die Förderung von Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung im Verkehrssektor im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II (NIP) (NOW 2023). Ergänzend bestehen gezielte Entlastungen für die Wasserstoffproduktion durch die Netzentgeltbefreiung, welche derzeit für Elektrolyseure, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, für 20 Jahre gilt (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG), sowie die Stromsteuerbefreiungen für Elektrolyseanlagen (vgl. § 9a StromStG).

334. Für den Aufbau der Infrastruktur ist das Amortisationskonto zum H₂-Kernnetz ein zentrales Instrument, das durch intertemporale Kostenallokation die Differenz zwischen hohen Anfangsinvestitionen und zunächst geringen Netzentgelten ausgleicht und hierfür über ein Darlehen der KfW mit Garantie- und Freistellungsvereinbarung des Bundes abgesichert wird (BMF 2025a, H2AMKG 2025).

335. Auf der Nachfrageseite sind wiederum Programme wie das NIP aufzuführen, das vor allem die Wasserstoffnutzung im Verkehrsbereich adressiert (ptj 2025). Für die Industrie existieren weitere zahlreiche Fördermaßnahmen, darunter Projektförderungen für Großvorhaben der Industrietransformation, beispielsweise in der Stahl- und Chemieindustrie (zum Teil ursprünglich als IPCEI-H₂-Projekte vorgesehen) (BMWK 2022a, BMWK & MWIKE.NRW 2023), das 2023 ausgelaufene Programm „Dekarbonisierung in der Industrie“ (kei 2025a), die 2024 eingeführte Bundesförderung „Industrie und Klimaschutz“ (kei 2025b) sowie die Klimaschutzverträge, die laufenden Mehrkosten CO₂-armer Technologien abfedern, indem sie die Differenz zwischen Vermeidungskosten und tatsächlichem CO₂-Preis ausgleichen (BMWK 2024c).

336. Darüber hinaus existieren nationale Instrumente mit internationaler Ausrichtung, etwa die novellierte Förderrichtlinie für internationale Wasserstoffprojekte, die den Aufbau von Produktionsanlagen für erneuerbaren Wasserstoff und Derivate außerhalb des Europäischen Wirtschaftsraums und der Schweiz unterstützt (BMWE 2025b), oder H2Global, ein doppelseitiges Auktionsmodell, das Wasserstoffimporte nach Deutschland und Europa absichert, indem es Preisunterschiede zwischen Erzeugern und Abnehmern durch Abnahme- und Lieferverträge ausgleicht (Bollerhey et al. 2023, H2Global 2025).

337. Weitere nationale Förderinstrumente können im „One-Stop-Shop“ zu Wasserstoff der Bundesregierung eingesehen werden (BMWE 2025c).

Europäische Instrumente

338. Auf EU-Ebene wurde mit dem IPCEI Wasserstoff ein beihilferechtlicher Rahmen geschaffen, der Mitgliedstaaten ermöglicht, Projekte von gemeinsamem europäischen Interesse entlang der gesamten Wertschöpfungskette mit Investitionszuschüssen zu unterstützen (BMWE 2025d, Europäische Kommission 2021). Zusätzlich werden über die European Hydrogen Bank in jährlichen Auktionsrunden Produzenten erneuerbaren Wasserstoffs im Europäischen Wirtschaftsraum durch feste Zuschläge gefördert (CINEA 2024, Europäische Kommission 2025a).

Emissionshandelssysteme:

339. Weitere Anreize ergeben sich aus CO₂-Bepreisungssystemen. Auf europäischer Ebene gilt das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS I), das künftig durch das ETS II erweitert wird (DEHSt & Umweltbundesamt 2025a). Innerhalb des EU ETS I erhalten Wasserstoffproduktionsanlagen (auch emissionsfreie Elektrolyse) derzeit noch Freizuteilungen von Zertifikaten, da die Wasserstoffproduktion als Carbon-Leakage gefährdet angesehen wird. Diese laufen aber als Teil der CBAM-Implementierung bis 2034 aus (Bruch et al. 2025, Europäische Kommission 2025b). In Deutschland besteht ergänzend das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) für die Sektoren Mobilität und Wärme, das perspektivisch im ETS II aufgeht (DEHSt & Umweltbundesamt 2025b). Zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen bei Importen ist zudem der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) eingeführt worden, der unter anderem beim Import von Wasserstoff zum Einsatz kommt (Verordnung (EU) 2023/956).

Regulatorische Vorgaben und Infrastruktur

340. Die Renewable Energy Directive (RED) legt auf EU-Ebene Anforderungen für die Zertifizierung von erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff fest, einschließlich verbindlicher Kriterien zur Erneuerbarkeit, Emissionsobergrenzen und Quoten für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff und seinen Derivaten (RFNBO) (Richtlinie (EU) 2018/2001, 2023/2413, Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, 2023/1185). Auf nationaler Ebene ergänzt die Treibhausgasminierungsquote (THG-Quote) diese Vorgaben, indem sie die Mineralölwirtschaft verpflichtet, den CO₂-Ausstoß ihrer Kraftstoffe schrittweise zu reduzieren, entweder durch den Einsatz emissionsarmer Energieträger oder durch den Erwerb entsprechender THG-Quoten von Dritten (BMUKN 2024a). Jüngst wurde die THG-Quote im Referentenentwurf für ein 2. Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote angepasst, um den Quotenvorgaben für den Transport- und Verkehrssektor aus der RED III zu genügen (BMUKN 2025).

Tabelle 4-2: Für Wasserstoffförderung vorgesehene Mittel im Haushalt des Bundes

	Soll	Ist	Verpflichtungs- ermächtigungen	Gebundene Mittel
	Mio. €			
2020	763	197	4.369	701
2021	1.059	312	6.222	2.656
2022	1.939	549	17.306	2.581
2023	3.984	1.824	53.747	10.687
2024	4.517	2.179	28.944	14.728
2025	3.292	-	5.602	-

Anmerkung: Erfasst sind Haushaltsmittel für F & E- und Demonstrationsvorhaben, den nationalen und internationalen Markthochlauf sowie Begleitmaßnahmen. Daten bis 2024 auf Basis der Haushaltsrechnungen des Bundes, 2025 für den Haushaltsplan des Bundes. Verpflichtungsermächtigungen sind diejenigen Mittel, für die im jeweiligen Haushaltsjahr (neue) vertragliche Bindungen eingegangen werden dürfen, gebundene Mittel bezeichnen die Haushaltsmittel, die im jeweiligen Haushaltsjahr und den Vorjahren für zukünftige Haushaltsjahre vertraglich gebunden sind.

Quellen: BMF (2021, 2022, 2023, 2024, 2025b), Bundestag (2025a, b), Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts.

341. Der aktuelle Instrumentenmix setzt vorwiegend auf staatliche Subventionszahlungen an unterschiedlichen Stellen der Wertschöpfungskette. Schon heute summieren sich im Bundeshaushalt beträchtliche Mittel, die unmittelbar oder mittelbar dem Wasserstoffhochlauf zugeordnet werden können. Dies wird deutlich in den Haushaltspositionen, die mit Wasserstoff in Verbindung stehen und die in den Bundeshaushalten 2020 bis 2025 für Wasserstoff vorgesehen bzw. (für die Jahre bis 2024) entsprechend abgeflossen sind (Tabelle 4-2).

Bewertung des aktuellen Instrumentenmix

342. Der bestehende Förder- und Regulierungsrahmen zur Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs ist von einer hohen Komplexität geprägt. Dies wirft grundlegende Fragen nach der Notwendigkeit, Effizienz und Effektivität der einzelnen Maßnahmen auf. Um die Erreichung der Ziele sicherzustellen und die identifizierten Gründe für Marktversagen wirksam zu adressieren, sollte jedoch eine übermäßige Komplexität durch zu viele Instrumente vermieden werden. Eine Auswertung von Albuscheit et al. (2025) zeigt, dass im aktuellen Instrumentenmix jeder Grund für Marktversagen mit einer Vielzahl von Instrumenten adressiert wird, teils wasserstoffspezifisch, teils allgemein (vgl. ebd., Tabelle 4-2). Diese Vielzahl führt zu unterschiedlichen Problemen, die im Folgenden näher erläutert und mit Beispielen unterlegt werden (für eine detaillierte Analyse des aktuellen Instrumentenmix verweisen wir u.a. auf Albuscheit et al. 2025).

Zielkonflikte

343. Durch die Ausgestaltung und die Vielzahl der Instrumente kommt es an unterschiedlichen Stellen zu Zielkonflikten, d.h. zu Situationen, in denen das Verfolgen eines Ziels die Erreichung eines anderen Ziels behindert, ausschließt oder erschwert, weil sie miteinander unvereinbar sind. Beispiele sind:

- Schneller Hochlauf vs. Zertifizierung: Während RFNBO-Quoten einen raschen Markthochlauf fördern, erschweren die strengen Anforderungen für die Produktion erneuerbaren Wasserstoffs der RED III (Additionalität sowie zeitliche und geografische Korrelation) die Umsetzung und erhöhen die Kosten (Matthes & Brauer 2025, EEM 2024). So gaben etwa die bei der EHB-Auktion bezuschlagten Projekte die Einhaltung und Zertifizierung der RFNBO-Kriterien als Hauptproblem für die Umsetzung an (Przadka et al. 2024). Die bestehenden regulatorischen Vorgaben im Rahmen der RFNBO-Zertifizierung sollten daher systematisch auf ihre Zielgenauigkeit, Praktikabilität und Effizienz überprüft werden. Um kurzfristig Investitionssicherheit zu schaffen und unnötige Kosten zu vermeiden, ist eine dauerhafte Verlängerung der aktuellen Übergangsregelungen, insbesondere zu den Anforderungen an Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation des Strombezugs, dringend geboten (vgl. auch Nationaler Wasserstoffrat 2025).
- Innovationsförderung vs. Koordination in IPCEI-Projekten: Ausschreibungsdesigns müssen einen Zielkonflikt zwischen Innovationsförderung (Fokus auf Technologien mit niedrigem TRL (*Technology Readiness Level*)) und der Adressierung von Koordinationsversagen (Fokus auf marktnahe Technologien) lösen.
- Investitionssicherheit vs. Budgetrestriktionen in H2Global: Die Begrenzung auf kurze Förderlaufzeiten von zehn Jahren mindert die Investitionssicherheit. Längere Verträge könnten die Differenzkosten reduzieren und Investitionssicherheit erhöhen, würden aber das Budget stärker belasten.

Unerwünschte Wechselwirkungen

344. Darüber hinaus entstehen unerwünschte Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Instrumenten, die gegensätzliche Effekte erzeugen und die Wirksamkeit einzelner Maßnahmen erheblich beeinträchtigen.

345. Die Förderung einzelner Prozessumstellungen auf emissionsarme Technologien innerhalb des EU ETS führt beispielsweise zur Freisetzung von Zertifikaten, was eine preismindernde Wirkung auf die ETS-Preise haben kann (ERK 2025). Diese Wechselwirkungen erschweren nicht nur die Wirkungsabschätzung einzelner Instrumente, sondern können auch Preissignale für nicht geförderte Wettbewerber verzerren.

Redundanzen

346. Hinzu kommen Redundanzen im Instrumentenmix, die zu Ineffizienzen führen. Dazu zählen:

- Überschneidungen entlang der Wertschöpfungskette, z. B. zwischen H2Global (Förderung von Angebot und Nachfrage) und EHB (Förderung von Angebot) oder diversen Elektrolyseförderprogrammen.
- Komplexe instrumenten-spezifische Antrags- und Genehmigungsprozesse mit unterschiedlichen Prozessschritten und Zuständigkeiten (vgl. Albuscheit et al. 2025, Abb. 5). Dies führt u. a. zu langen Bearbeitungszeiten, z. B. 22 Monate im Fall der IPCEI Hy2Infra-Projekte (Europäischer Rechnungshof 2024). Bei den IPCEI-Projekten haben selbst mehr als vier Jahre nach der Ankündigung des Programms nur 21 % der geförderten Projekte eine finale Investitionsentscheidung erreicht (Hydrogen Europe 2025), was die Effektivität der Fördermaßnahme zur Weiterentwicklung der Wasserstoffbranche infrage stellt.

Begrenzter Zugang

347. Während große Unternehmen den überwiegenden Teil der bisher geförderten Projekte dominieren, erhalten KMU bislang kaum Förderung (vgl. z.B. Albuscheit et al. 2025, Abb. 6). Ursachen sind begrenzte Fördermittel, die selektiv vergeben werden, sowie der erhebliche Zeit- und Ressourcenaufwand für Anträge und Genehmigungsverfahren, den kleine Unternehmen häufig nicht leisten können. Die Vielzahl gleichzeitig bestehender Instrumente mit unterschiedlichen Prozessen und Zuständigkeiten führt zudem zu Fragmentierung und geringer Planbarkeit. Für KMU bedeutet dies ein Risiko, in fossilen Geschäftsmodellen zu verharren und dadurch bei steigenden CO₂-Kosten ihre Wettbewerbsfähigkeit zu verlieren. Daher ist eine Anpassung des Instrumentenmix notwendig, um allen Unternehmensgrößen eine faire Chance bei der Transformation zu ermöglichen.

348. Insgesamt zeigt sich, dass der Instrumentenmix zur Förderung des Wasserstoffhochlaufs wenig strategisch ausgerichtet und nicht konsistent ist. Aus Sicht der Expertenkommission wäre eine stärkere Fokussierung entweder primär auf die Wasserstoffanwendung oder auf die Wasserstoffherzeugung und den Import sinnvoll oder alternativ eine deutlich bessere Abstimmung und Konsistenzsicherung zwischen diesen Bereichen.

349. Darüber hinaus erweist sich die Stabilität der Instrumente als problematisch. Externe Ereignisse wie z. B. Betrugsfälle im THG-Quotensystem, die zu einem Preiszusammenbruch der Treibhausgasminderungszertifikate (kurz: THG-Zertifikate) geführt haben (BMUKN 2024b, Tagesschau 2025), oder politische Volatilität, etwa bei der Priorisierung und Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen oder der Rolle von Wasserstoff in der Kraftwerksstrategie, zeigen, wie anfällig das bestehende System ist. Notwendig sind daher robuste Instrumente, die weniger störanfällig sind und Planungssicherheit für Investoren bieten.

350. Aus Sicht der Expertenkommission ist eine Fokussierung auf wenige, strategisch wirksame Instrumente mit möglichst großen Hebelwirkungen dringend erforderlich, um Transparenz, Nutzerfreundlichkeit und Effizienz zu verbessern und den Wasserstoffhochlauf wirksam zu unterstützen.

4.4.5 Wasserstoffhochlauf sicherstellen

Wahl eines geeigneten Instrumentenmix

351. Es ist Aufgabe der Politik auf europäischer wie nationaler Ebene einen Instrumentenmix zu entwickeln, der alle Ursachen für Marktversagen beim Wasserstoffhochlauf wirksam adressiert, dabei jedoch Zielkonflikte, unerwünschte Wechselwirkungen und übermäßige Bürokratie vermeidet. Dabei sollte eine Effizienzsteigerung durch die Verschlinkung, Fokussierung und strategische

Ausrichtung der Instrumente, eine verbesserte Koordination zwischen EU und Nationalstaaten sowie eine Reform regulatorischer Anforderungen, die Projekte und Unternehmen spürbar entlastet, angestrebt werden.

352. Nach Matthes & Brauer (2025) besteht langfristig ein erhebliches Kostensenkungspotenzial bei der Herstellung von Wasserstoff. Für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff ist eine Reduktion der Gestehungskosten um mehr als 70 % möglich, sodass die Kosten auf weniger als 30 % des heutigen Niveaus sinken könnten. Bei blauem Wasserstoff fällt das Potenzial mit 15 bis 30 % deutlich geringer aus. Mittel- bis langfristig kann Wasserstoff seiner Rolle im Transformationsprozess zur Klimaneutralität nur gerecht werden, wenn diese deutlichen Reduktionspotenziale auch gehoben werden. Andernfalls würde, wie bereits in Kapitel 4.4.3. beschrieben, eine konsequente Umsetzung des EU ETS aufgrund der hohen Vermeidungskosten zu einem deutlichen Anstieg der Zertifikatspreisen führen und damit gleichzeitig auch hohe Risiken für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die soziale Abfederung der Energiewende erzeugen. Die deutliche Reduktion der Gestehungskosten erscheint wie erwähnt grundsätzlich möglich, erfordert aber die konsequente Nutzung technischer und regulatorischer Reduktionspotenziale. Kurz- bis mittelfristig sind insbesondere die Anforderungen an Strombezug und Zertifizierung von zentraler Bedeutung, da sie erheblichen Einfluss auf die Kostenentwicklung haben. Darüber hinaus können die Entlastung von Stromnebenkosten (Netzentgelte, Steuern und Umlagen), die Unterstützung von Lernkurveneffekten sowie Instrumente zur Senkung der Finanzierungskosten im internationalen Kontext entscheidende Hebel sein, um die Wettbewerbsfähigkeit von klimafreundlichem Wasserstoff zu sichern und den Hochlauf zu beschleunigen.

353. Die bisher verfolgten Instrumente der Nachfragesicherung erzeugen allerdings noch nicht das notwendige Volumen der kaufkräftigen Nachfrage. Dies ergibt sich einerseits aus den ungünstigen Kostenentwicklungen auf der Angebotsseite im Zusammenspiel mit den deutlich beschränkten Haushaltsmitteln (Transformationsprojekte der Stahlindustrie, Klimaschutzverträge, Ausschreibungen der European Hydrogen Bank bzw. H2Global etc.) und andererseits aus der Krise anderer Nachfrageinstrumente, v.a. des Treibhausgas-Quotensystems (mit Wirkungen für den Raffinerie- und den Verkehrssektor) sowie der (bisher) nicht zur Umsetzung gelangten Wasserstoff-Elemente der Kraftwerksstrategie. Aus diesem Grund ist sehr kurzfristig ein Neuanlauf notwendig, der die Komplexität der Instrumente reduziert und die notwendigen Finanzierungsvolumina aktiviert. Zur Lösung des Henne-Ei-Problems gibt es in der wissenschaftlichen und politischen Diskussion eine Vielzahl von möglichen Instrumenten. Wir wollen nachfolgend einige dieser Vorschläge diskutieren.

Aktuell diskutiert Instrumente für den Wasserstoffhochlauf

354. In diesem Abschnitt werden ausgewählte Großinstrumente diskutiert, mit denen das bestehende Koordinationsproblem im Wasserstoffhochlauf adressiert werden könnte. Solche Instrumente dürfen jedoch nicht einfach zusätzlich in den ohnehin komplexen Instrumentenmix

aufgenommen werden. Vielmehr ist zuvor zu prüfen, welche bestehenden, oft sehr spezifischen Fördermechanismen aufgrund mangelnder Wirksamkeit oder unerwünschter Wechselwirkungen im Gegenzug abgeschafft werden sollten. Ein grundlegender marktlicher Rahmen wie z. B. eine transparente Zertifizierung des CO₂-Fußabdrucks oder die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur sind notwendige Voraussetzungen, reichen für einen erfolgreichen Hochlauf aber nicht aus. Marktinitialisierungsinstrumente sind weiterhin unverzichtbar, um Investitionen anzustoßen und die Skalierung zu ermöglichen.

355. In der wissenschaftlichen und politischen Diskussion werden daher unterschiedliche Ansätze nebeneinandergestellt, die jeweils Vor- und Nachteile aufweisen. Unabhängig von der Wahl des Instrumentes gilt: Grundsätzlich lassen sich die Kosten durch wettbewerbliche Verfahren wie Auktionen reduzieren, weshalb diese als zentrales Vergabeverfahren genutzt werden sollten. Staatlich organisierte Bündelung kann Vorteile schaffen, etwa durch ein geringeres Ausfallrisiko, bessere Verhandlungspositionen oder Skaleneffekte bei Beschaffung und Logistik. Demgegenüber steht jedoch die begrenzte Fähigkeit staatlicher Akteure, Marktentwicklungen zuverlässig vorherzusagen, was Fehlsteuerungen oder Überkapazitäten zur Folge haben kann. Hinzu kommt, dass die zum Zeitpunkt der Förderung bestehende Kostenlücke getragen werden muss, entweder durch öffentliche Haushalte bei zentraler Beschaffung (wie H2Global, EHB oder Klimaschutzverträge), durch Gaskunden bei Quoten oder durch Produkt-Endkunden bei verpflichtenden Leitmärkten. Daher ist es eine wichtige Voraussetzung, diese Kostenlücke frühzeitig abzusenken, um den notwendigen Markthochlauf dauerhaft tragfähig zu gestalten.

Zentrale Wasserstoffbeschaffungsagentur/-plattform:

356. Als mögliche Option zur Lösung des Henne-Ei-Problems im Wasserstoffhochlauf wird die Etablierung einer Wasserstoffbeschaffungsagentur bzw. -plattform auf nationaler oder besser noch europäischer Ebene diskutiert (vgl. Grimm et al. 2024 und Albuscheit et al. 2025). Alternativ könnte die Beschaffung zunächst auch im Rahmen einer „Koalition der Willigen“ erfolgen, wenn eine europäische Umsetzung kurzfristig nicht realisierbar ist. Eine solche Initiative könnte durch koordinierte internationale Ausschreibungen größerer Mengen die Lieferketten frühzeitig diversifizieren und sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite Skaleneffekte und Kostendegressionen ermöglichen, so dass der Förderbedarf schneller abnehmen würde. Die verlässliche Beschaffung planbarer Mengen würde die Unsicherheit auf Anwenderseite verringern und Investitionen erleichtern. Ein Differenzkostenmodell könnte in der frühen Phase die Lücke zwischen Beschaffungskosten und Zahlungsbereitschaft der Abnehmer schließen. Die Vergabe über Auktionen mit Mindestpreis würde zudem einen marktnahen Verteilmechanismus schaffen und die Förderkosten nach oben begrenzen.

357. Ein solches Förderinstrument sollte dabei bestimmte zentrale Elemente berücksichtigen: Differenzkostendeckung auf Basis wettbewerblicher Ausschreibungen sowohl auf Angebots- als auch auf Nachfrageseite (doppelseitige Auktionen), langfristige Abnahmeverträge von mehr als

zehn Jahren zur Erhöhung der Planbarkeit und Senkung der Finanzierungskosten, transparente und unkomplizierte Teilnahmebedingungen und eine transparente Kommunikation der Auktionsergebnisse.

358. Als mögliche Nachteile sind vor allem Fehlsteuerungen oder Überkapazitäten zu nennen, da zukünftige Marktentwicklungen nicht vollständig prognostiziert werden können. So besteht das Risiko, dass in der Anfangsphase übermäßige Mengen Wasserstoff (mit entsprechendem staatlichen Vorfinanzierungsbedarf) beschafft werden, wenn die Nachfrage nach klimafreundlichem Wasserstoff zunächst schwächer ausfällt. In diesem Zusammenhang wird die Beimischung von überschüssigem Wasserstoff in das Erdgasnetz bzw. dessen Nutzung in Erdgasanwendungen als potenzielle Übergangslösung diskutiert. Innerhalb der Expertenkommission bestehen hierzu unterschiedliche Auffassungen hinsichtlich der Zweckmäßigkeit und Praktikabilität.

359. Durch eine Beimischung könnten Absatzrisiken reduziert und die Marktstabilität in der Einführungsphase unterstützt werden. Die technische Umsetzbarkeit ist in Deutschland bis zu Maximalwerten von 10 bis 20 Volumen-% (3,5 bis 7 % des Energieinhalts) zumindest grundsätzlich gegeben, hängt jedoch stark von regionalen Netzstrukturen und den Anwendungen auf der Verbrauchsseite ab. Da der Wasserstoffanteil die Eigenschaften des Gases verändert, können insbesondere bei sensiblen industriellen Prozessen zusätzliche Anpassungen auf der Verbrauchsseite erforderlich werden. Entsprechend müssten Beimischungsanteile planbar und über längere Zeiträume stabil gehalten werden, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Zugleich erhöhen solche Beimischungen und die damit verbundenen regulatorischen und vertraglichen Anpassungsbedarfe die Komplexität des Gesamtsystems, was auch die wirtschaftliche Tragfähigkeit beeinflussen kann. Für grenzüberschreitende Gasflüsse bestehen derzeit restriktivere Höchstwerte für die Beimischung. Eine Finanzierung könnte beispielsweise über eine Umlage auf Endverbraucherpreise oder über handelbare Herkunftszertifikate erfolgen und damit zugleich einen impliziten Mindestpreis für Wasserstoff stützen. Diese Mechanismen bergen jedoch ähnliche Herausforderungen wie Instrumente zur Förderung von Grüngasen (siehe folgender Abschnitt). Zudem ist sicherzustellen, dass die Beimischung die stoffliche Nutzung in industriellen Schlüsselbereichen nicht beeinträchtigt, die Anreize für den Ausbau der Wasserstoffinfrastrukturen vollumfänglich erhalten bleiben und keine negativen Anreize für die Teilnahme an den geplanten Verkaufsauktionen entstehen.

Grüngasquote:

360. Eine Grüngasquote verpflichtet Gasversorger, fossile Gase schrittweise durch klimafreundliche Alternativen wie Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff zu ersetzen. Sie kann als energetische Anteilsquote oder als treibhausgasbasierte Minderungspflicht sektorspezifisch als auch sektorübergreifend ausgestaltet werden. Die Quote wird durch direkten Einsatz von Grüngasen oder über handelbare Quotenverpflichtungen erfüllt, während Nichteinhaltung mit

Strafzahlungen sanktioniert werden würde. Ergänzend können Mechanismen wie Banking (Übertragung von Überschüssen) und Borrowing (Vorgriff auf künftige Quoten) eingesetzt werden, um markt- und witterungsbedingte Schwankungen abzufedern. Ein aktueller Vorschlag sieht beispielsweise vor, mit einer sektorübergreifend 2-%-Minderungsverpflichtung zu starten und diese bis 2045 in einem S-Kurvenverlauf auf 100 % zu steigern (Frontier Economics 2025).

361. Das Instrument könnte eine klare regulatorische Nachfrage schaffen und somit Investitionssicherheit für klimafreundliche Gasoptionen schaffen. Allerdings führt die kurzfristig höhere Verfügbarkeit von Biomethan voraussichtlich dazu, dass der schnelle Ausbau von Wasserstoff nur begrenzt gefördert wird. Quoten können zudem bestehende Angebotsengpässe verschärfen und die Kosten für andere evtl. alternativlose Wasserstoffanwendungen erhöhen. Sie kann also zu einer ineffizienten vorgegebenen Verteilung des begrenzt verfügbaren Wasserstoffs führen. Zudem wäre die richtige Parametrisierung sehr anspruchsvoll und komplex: Im liberalisierten Gasmarkt mit volatilen Preisen und der Möglichkeit des relativ kurzfristigen Versorgerwechsels lassen sich langfristig stabile Rahmenbedingungen schwer sichern und begrenzen damit die Möglichkeiten, längerfristige Offtake-Verträge mit den Wasserstoffproduzenten abzuschließen und Planungssicherheit für Investitionen zu schaffen. Schließlich besteht die Gefahr, dass Preise für von der Quote betroffenen Energieträgern bei zwischenzeitlicher Zielerreichung auf die Höhe der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung zurückfallen, damit ökonomische Anreize geschwächt werden und gegebenenfalls die Refinanzierung von Investitionen erschwert oder unmöglich gemacht würde.

362. Eine Grüngasquote setzt somit zwar einen deutlichen Nachfrageimpuls und vermeidet die Notwendigkeit staatlicher (Vor-)Finanzierungen, weist jedoch große Einschränkungen hinsichtlich Effizienz, Zielgenauigkeit und Investitionssicherheit auf. Jenseits dessen basieren Grüngasquoten auf der politischen Bereitschaft, auch und besonders in den nächsten Jahren durchgängig höhere Gaspreise zu akzeptieren.

Grüne Leitmärkte (Grünproduktquote):

363. Grüne Leitmärkte sollen eine verlässliche Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten schaffen und dadurch Investitionen in emissionsarme Produktionsverfahren anstoßen. Die Idee ist, dass regulative Impulse und gesellschaftliche Präferenzen Innovationen hervorbringen, die zunächst im Leitmarkt selbst nachgefragt und anschließend international verbreitet werden. Unternehmen in solchen Märkten können von First-Mover-Vorteilen profitieren, sei es durch zusätzliche Wettbewerbsvorteile oder die internationale Übernahme von Standards (Quitow et al. 2014).

364. Das BMWK (2024d) versteht darunter eine gezielte Nachfragepolitik, die mithilfe klarer Rahmenbedingungen eine Marktumgebung schafft, in der sich klimafreundliche Grundstoffe durchsetzen können. Dazu zählen verbindliche Anforderungen an die Emissionsintensität, Kennzeichnungssysteme zur Unterscheidung von Produkten sowie Instrumente wie öffentliche Beschaffung, Quoten oder eine CO₂-Bepreisung außerhalb bestehender Emissionshandelssysteme. Ziel ist es, die bestehende „grüne Prämie“, also die Mehrkosten klimafreundlicher Produkte, zu überbrücken und Abnehmern Verlässlichkeit zu geben.

365. Die Einführung von Leitmärkten eignet sich insbesondere für Grundstoffe wie Stahl, Zement oder Chemieprodukte, deren emissionsarme Produktionsverfahren bereits marktreif sind, sowie für verbrauchernahe Produkte wie Fahrzeuge, Gebäude oder Verpackungen (Martini et al. 2024). Langfristig wird eine EU-weite Umsetzung angestrebt, etwa im Rahmen des geplanten Clean Industrial Deal, um Skaleneffekte zu nutzen und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden (BMWK 2024d, Martini et al. 2024).

366. Voraussetzung sind klare Standards, robuste Zertifizierungen und eine enge europäische Koordinierung. Herausforderungen liegen in der Abgrenzung förderfähiger Produkte, der Vermeidung von Mitnahmeeffekten sowie in der Lastenverteilung zwischen Staat, Unternehmen und Verbrauchern. Zudem zeigen Erfahrungen, dass Leitmärkte trotz internationaler Diffusion von Innovationen nicht zwangsläufig dauerhafte nationale Wettbewerbsvorteile sichern (BMWK 2022b, Quitzow et al. 2014).

Green Industry Contribution:

367. Die vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung vorgeschlagene Clean Industry Contribution (CIC) ist eine materialbezogene Abgabe auf emissionsintensive Grundstoffe wie Stahl, Zement oder Aluminium und als mittelfristige Ergänzung zu EU ETS und CBAM konzipiert. Sie soll unabhängig vom Produktionsverfahren auf in der EU hergestellte wie auch importierte Materialien bei den Endkonsumenten erhoben werden, orientiert sich an standardisierten Emissionsbenchmarks und am durchschnittlichen CO₂-Preis im Emissionshandel und kann zur Finanzierung weiterer Förderinstrumente genutzt werden (DIW 2025a, 2025b).

368. Die CIC adressiert zentrale Schwächen des EU ETS und CBAM: erstens die kostenlos zuge teilten Zertifikate und unsichere CO₂-Preise, welche die vollständige Internalisierung der CO₂-Kosten behindern, zweitens die fehlende Exporterstattungen, die EU-Produzenten international benachteiligen, drittens die Beschränkung des CBAMs auf wenige Grundstoffe, welche die Unternehmen auf den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen in Europa belastet sowie viertens das Risiko des „resource shuffling“, also die Umlenkung sauberer Produktionslinien in die EU ohne globale Emissionsminderung. Als standardisierte Verbrauchsabgabe kann die CIC das durch die kostenlose Zuteilung verlorene Preissignal für die Dekarbonisierung wieder herstellen, WTO-konform bei Exporten erlassen werden, entlang der gesamten Wertschöpfungskette fehlende

Emissionsbepreisung ergänzen und durch pauschale Emissionswerte Anreize zum „resource shuffling“ verhindern. Damit setzt sie ein einheitliches Preissignal, schafft Anreize für Materialeffizienz, Kreislaufwirtschaft und die Nutzung klimafreundlicher Grundstoffe und generiert Einnahmen für die Industriepolitik (DIW 2025b).

369. Herausfordernd bleibt jedoch, dass die pauschale Bemessung nach Materialgewicht emissionsärmere Produktionsweisen nicht honoriert und damit keine Innovationsanreize setzt. Zudem führen steigende Materialpreise zu höheren Verbraucherpreisen und könnte Akzeptanzprobleme nach sich ziehen, was die politische Umsetzbarkeit erschwert. Des Weiteren würde die CIC lediglich die Unzulänglichkeiten des CBAM als zusätzliches Instrument adressieren, was die Komplexität und den administrativen Aufwand erhöht. Gleichzeitig ist es auch nur als Übergang gedacht, bis freie Zuteilungen unter dem EU ETS und CBAM auslaufen.

370. Für die spezifischen Herausforderungen des Wasserstoffhochlaufs bzw. anderer vergleichsweise teurer Vermeidungsoptionen (wie z. B. CCS) und die dafür notwendigen Kostenlückenschließungen weit oberhalb der in den nächsten Jahren erwartbaren CO₂-Preisniveaus könnte die CIC außerdem keinen hinreichenden Beitrag erbringen und würde so andere Instrumente des Wasserstoffhochlaufs nicht obsolet machen. Bevor also ein zusätzliches komplexes und regulierungsintensives Instrument eingeführt wird, sollte alternativ eine Stärkung des EU ETS und eine Weiterentwicklung und Verbesserung des CBAMs verfolgt werden, um die oben diskutierten Schwächen zu adressieren.

Fuel Contracts for Difference (FCfD):

371. Mit Fuel Contracts for Difference würde die längerfristige (gleitende) Schließung der Kostenlücke zwischen den Kosten des Wasserstoffs (ggf. differenziert nach erneuerbarem und CO₂-armem Wasserstoff) und dem relevanten fossilen Energieträger (im Regelfall Erdgas) vorgenommen. Grundlage für die Ausgleichszahlungen wären der Marktpreis für Erdgas und der Marktpreis bzw. ein Markt-/Kostenindex für Wasserstoff. Die entsprechenden Mittel würden über Ausschreibungen vergeben. Diese können sektorspezifisch erfolgen, um spezifische Rahmenbedingungen durch andere regulative Rahmenbedingungen (THG-Quote für Raffinerien, CO₂-Maut für den Lkw-Verkehr, kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten versus deren Vollauktionierung) oder andere industriepolitische Ziele angemessen zu berücksichtigen.

372. Als Vorläufer bzw. regulatorischer Erfahrungshintergrund solcher Regelungen können einerseits die Klimaschutzverträge (BMWE 2025e, BMWK 2025) dienen, wobei FCfDs deutlich weniger komplex gestaltet werden können.²⁷ Andererseits sind in den Entwürfen für das Kraftwerkssicherheitsgesetz in der 20. Legislaturperiode (BMWK 2024e) die Regelungen wichtiger Elemente eines

²⁷ Zu den Unterschieden zwischen dem heute verfolgten Modell der KSV (produktorientierter Ansatz) und den Fuel Contracts for Difference (auch als inputorientierter Ansatz von KSV bezeichnet) bzw. Vor- und Nachteilen der unterschiedlichen Ansätze vgl. Öko-Institut (2021).

solchen FCfDs für den Stromsektor bereits umfassend ausgearbeitet (vgl. Anlage 4 des Kraftwerks-sicherheitsgesetzes) und rechtlich kodifiziert worden. Konkret geboten würde dann z.B. auf einen Eigenanteil bezogen auf die Kostendifferenz zwischen dem Marktpreis für Erdgas und dem Marktpreis bzw. ein Markt-/Kostenindex für Wasserstoff. Durch die Beschränkung der Finanzierung auf die Kostenlückenschließung können der staatliche (Vor-)Finanzierungsbedarf bzw. die damit verbundenen Unsicherheiten eingegrenzt werden, da die Abnehmerseite dafür verantwortlich ist, geeignete Anbieter zu identifizieren und Verträge über die real benötigten Mengen abzuschließen, und die Nichtumsetzung der Wasserstoffbezüge im entsprechenden Förderregime auch sanktioniert werden kann.

373. Die auf der Verbraucherseite ansetzenden FCfDs würden die Unsicherheiten bzgl. der bis auf Weiteres bestehenden Notwendigkeit länger laufender Offtake-Verträge für die Anbieterseite jedoch nur teilweise adressieren. FCfDs könnten bzw. sollten durch Ausfallversicherungen für Midstream-Akteure ergänzt werden. Wie auch das Modell der zentralen Wasserstoff-Beschaffung erfordern FCfDs und Midstream-Absicherungsmodelle eine staatliche Finanzierung. Wenn die Erhöhung der Erdgaspreise politökonomisch als akzeptabel angesehen wird, könnte darüber, z.B. über eine Erhöhung der Erdgassteuer, auch die Umsetzung der FCfDs (teilweise) finanziert werden (womit auch ein Teil der industriellen Wettbewerbseffekte durch höhere Erdgaskosten adressiert werden könnte).

5 Wärme

Das Wichtigste in Kürze

Endenergieverbrauch

Zwischen 2011 und 2021 blieb der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte weitgehend konstant. Nachdem der temperaturbereinigte Verbrauch 2021 bis 2023 rückläufig war, ist er 2024 leicht gestiegen. Gegenüber 2011 besteht aber weiterhin ein bereinigter Rückgang des Verbrauchs um 8 %. Der Verbrauch für Klimakälte ist seit 2011 um 59 % gestiegen. Allerdings macht dies nur einen sehr kleinen Anteil des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus. Der Endenergieverbrauch von Strom für Wärme und Kälte in absoluten Zahlen ist gegenüber 2011 um 37 % gefallen, obwohl die elektrifizierte Wärmeversorgung ausgebaut werden soll. Der temperaturbereinigte Raumwärmeverbrauch privater Haushalte reduzierte sich von 113 kWh/m² (2022) auf 101 kWh/m² (2024), zeigt jedoch keine eindeutige langfristige Senkungstendenz. Auch erwartete Einsparungen aufgrund hoher Heizenergiepreise während der Energiekrise sind ausgeblieben.

Klimafreundliche Wärmeversorgung

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird 2025 novelliert und voraussichtlich mit der EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) verknüpft. Seit Januar 2024 verpflichtet das Wärmeplanungsgesetz Kommunen zur Aufstellung von Wärmeplänen, die den Ausbau von Wärmenetzen und klimaneutralen Gasnetzen regeln und bis spätestens 2028 vorliegen müssen. Neue Wärmenetze müssen bereits seit März 2025 zu 65 % erneuerbar sein, bestehende bis 2045 vollständig dekarbonisiert werden. Auf EU-Ebene fordert die neue EPBD einen emissionsfreien Gebäudebestand bis 2050 sowie den Neubaustandard „Nullemissionsgebäude“ ab 2030; die Förderung fossiler Heizungen ist seit Januar 2025 beendet. Szenarienstudien zeigen, dass Wärmepumpen die zentrale Rolle in der künftigen Wärmeversorgung einnehmen, gefolgt von Fernwärme, während Biomasse, Solarthermie und Wasserstoff nur geringe Anteile haben. Insgesamt stimmen die aktuellen gesetzlichen Vorgaben mit den wissenschaftlichen Szenarien überein, wobei der Fokus auf dem zügigen Ausbau der effizientesten Technologien wie Wärmepumpen und Wärmenetzen liegen sollte.

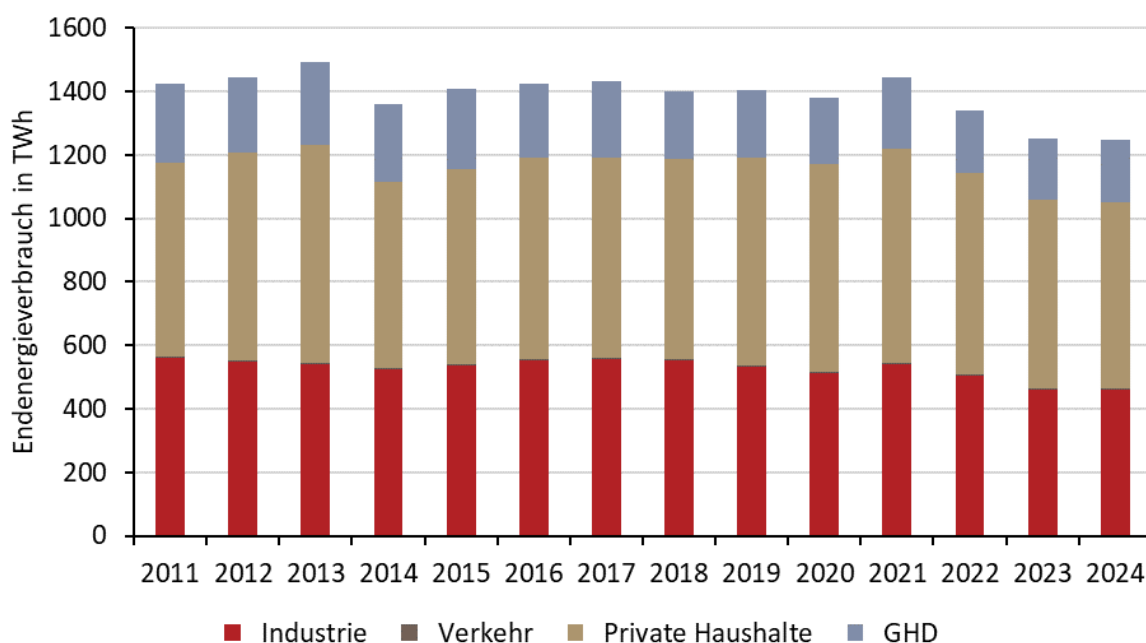
Beheizungsstruktur von Gebäuden

Im Jahr 2024 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärme- und Kälteversorgung bei rund 18 %, wobei biogene Feststoffe (hauptsächlich Holz) den größten Beitrag lieferten. Dies ist wegen begrenzter Verfügbarkeit und den entstehenden Emissionen bei der Verbrennung von Holz problematisch. Biomasse sollte daher vorrangig in Bereichen mit weniger Alternativen genutzt werden. Die Nutzung oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme durch Wärmepumpen gewinnt an Bedeutung. Ihr Energieeinsatz stieg von 24 TWh (2023) auf 28 TWh (2024). Im Neubau hat sich die Wärmepumpe mit einem Anteil von 64,6 % im Jahr 2024 zur Standardtechnologie entwickelt. Insgesamt waren 2024 1,9 Mio. elektrische Raumwärmepumpen installiert. Der Zubau fiel jedoch wegen Verunsicherungen durch die öffentliche Debatte über das GEG und das Abwarten der kommunalen Wärmeplanungen geringer aus als im Jahr davor. Für 2025 wird wieder ein deutlich höherer Absatz von Wärmepumpen erwartet (+55 % im 1. Halbjahr). Die Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand entwickelt sich langsamer. Der Bestand wird weiterhin von Erdgasheizungen mit 56,2 % angeführt, während die Wärmeversorgung durch Heizöl von 33 % (1998) auf rund 17 % (2024) zurückging. Die temperaturbereinigte Fernwärmeerzeugung hat sich im letzten Jahrzehnt kaum verändert. Der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an der Fernwärmeerzeugung ist aber von 24 % (2014) auf 34 % (2024) gestiegen, mit dem Ziel, diesen bis 2030 auf 50 % zu steigern.

5.1 Endenergieverbrauch

374. Im Zeitraum von 2011 bis 2021 bewegte sich der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte, wie in Abbildung 5-1 dargestellt, insgesamt auf einem weitgehend gleichbleibenden Niveau mit nur leichten jährlichen Schwankungen. In den Jahren 2022 bis 2024 ist der Verbrauch deutlich gesunken und belief sich 2024 auf 1.248 TWh, 12 % unterhalb des Verbrauchs von 2011. Wird die Raumwärme temperaturbereinigt betrachtet (siehe Abbildung 5-2), so ergibt sich für 2024 insgesamt ein Anstieg von 2 % gegenüber dem Vorjahr und Rückgang von 8 % gegenüber 2011.

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



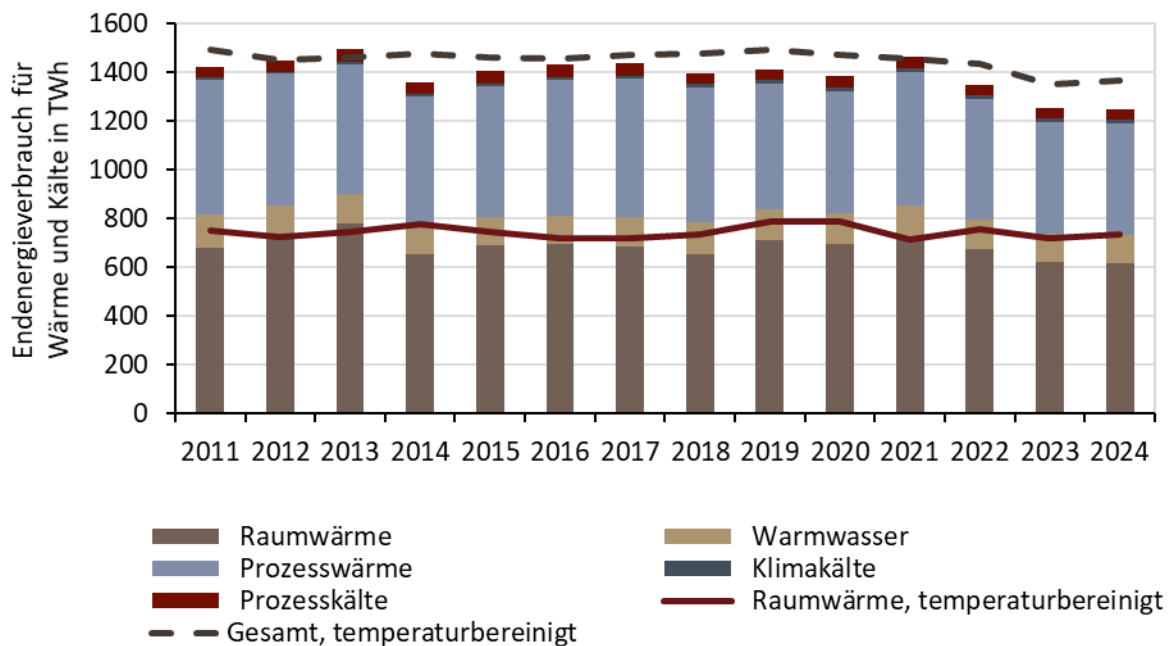
Anmerkung: Nicht temperaturbereinigt.

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB 2025).

375. Wie aus Abbildung 5-1 hervorgeht, sank der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte im GHD-Sektor im Jahr 2024 um 20 % und im Industriesektor um 18 % gegenüber 2011. Bei den privaten Haushalten war der Rückgang mit 4 % deutlich weniger stark ausgeprägt. Im Verkehrssektor spielt der Wärmeverbrauch praktisch keine Rolle. Der Raumwärmeverbrauch schwankt seit 2011 jährlich um ein in etwa gleichbleibendes Niveau (Abbildung 5-2). In den Jahren 2022 bis 2024 zeigten sich sinkende Verbräuche gegenüber dem Jahr davor. Dies ist jedoch zu einem Teil auf milde Witterung zurückzuführen; temperaturbereinigt wurde 2024 sogar ein leichter Anstieg gegenüber dem Vorjahr und ein Rückgang von 2 % gegenüber dem Jahr 2011 beobachtet.

376. Der Prozesswärmeverbrauch blieb seit 2011 weitestgehend konstant, sank dann jedoch 2022 und 2023 ebenfalls deutlich und liegt 2024 etwa auf dem Niveau des Vorjahres und 17 % unter dem Niveau von 2011. Der Verbrauch von Klimakälte ist hingegen seit 2011 kontinuierlich gestiegen und erreichte 2024 einen Wert von 15 TWh, was einem Anstieg um 59 % gegenüber 2011 entspricht. Absolut gesehen macht dieser Bereich jedoch – bisher – nur einen sehr kleinen Anteil des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus.

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



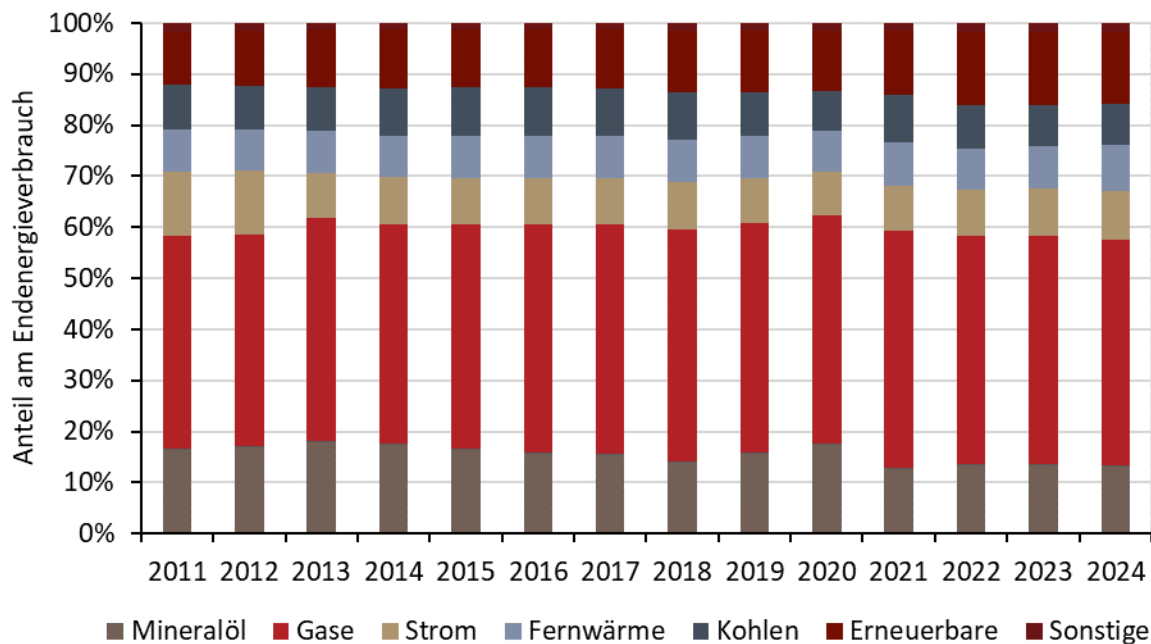
Anmerkung: Balken enthalten Originalwerte, Linien zeigen Werte mit temperaturbereinigtem Raumwärmeverbrauch; Temperaturbereinigung nach AG Energiebilanzen mit durchschnittlichen Gradtagzahlen von 1990 bis jeweils t-1. Beschreibung der Methode in Fußnote 1.

Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB 2025); Temperaturbereinigung basierend auf Daten von Eurostat (2025).

377. Die relativen Anteile der Energieträger an der Wärme- und Kältebereitstellung zeigt eine eher konstante Entwicklung (vgl. Abbildung 5-3): Kohlen halten sich stabil bei einem Anteil von um die 8 %, Mineralöl fällt leicht auf 13 % in 2024 (gegenüber 17 % in 2011), Gase hatten ihren höchsten Anteil 2021 mit 46 % und machten 2024 immer noch 44 % des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus. Die Fernwärme stagniert bei 8 – 9 %. Der Anteil von Strom an der Wärme- und Kältebereitstellung war 2011 noch deutlich höher (fast 13 %) und lag 2024 bei lediglich 10 %. Der Anteil der Erneuerbaren stieg leicht von 10 % im Jahr 2011 auf 14 % im Jahr 2024. Dazu zählen Solarthermie, Geothermie und Biomasse. Bemerkenswert ist, dass der Endenergieverbrauch von Strom für Wärme und Kälte in absoluten Zahlen sogar sehr deutlich gesunken ist, von fast 180

TWh im Jahr 2011 und 2012 auf 112 TWh im Jahr 2024, dem niedrigsten Wert im gesamten betrachteten Zeitraum. Zuletzt lag der Stromverbrauch im Wärmebereich also nur noch bei etwa 63 % des elektrischen Verbrauchs von 2011.

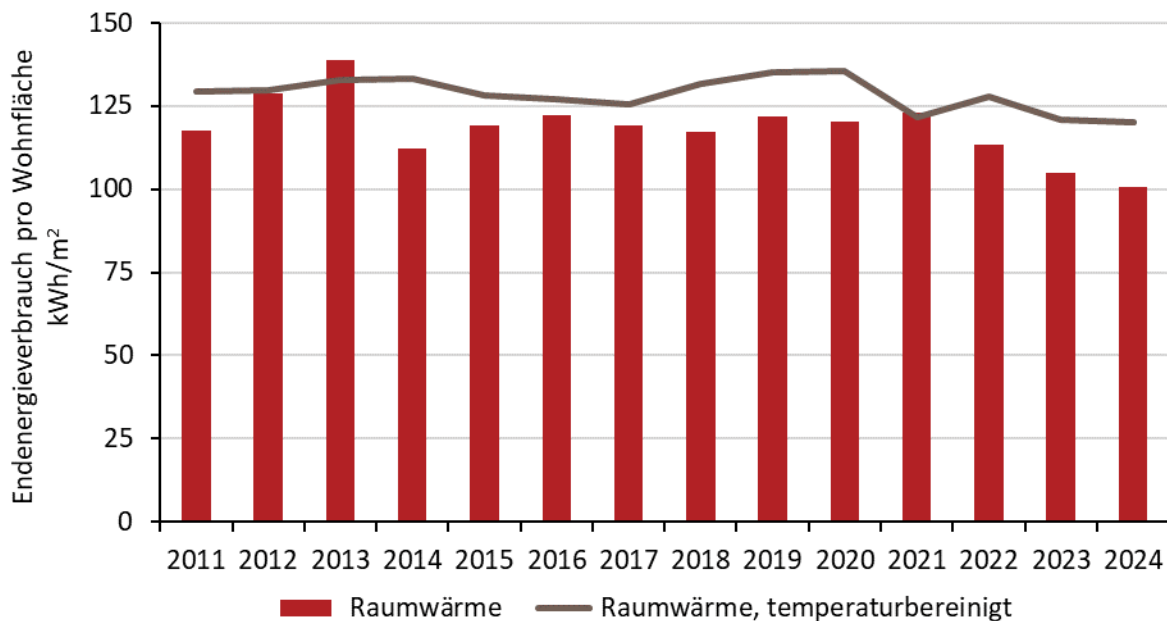
Abbildung 5-3: Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nach Energieträgern (Anteile)



Anmerkung: Nicht temperaturbereinigt.
Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB 2025).

378. Abbildung 5-4 zeigt den Endenergieverbrauch für Raumwärme pro Quadratmeter Wohnfläche für Wärme und Kälte bei privaten Haushalten. Seit dem Jahr 2021 sinkt dieser stetig auf zuletzt 101 kWh/m² in 2024. Nach der Temperaturbereinigung sind die beobachtbaren Reduktionen jedoch nur noch sehr gering (z. B. 1 % Reduktion in 2024 gegenüber 2023). Ein klarer Trend zur strukturellen Reduzierung des spezifischen Raumwärmeverbrauchs pro Quadratmeter lässt sich nicht erkennen. Gemäß den hier ausgewerteten Daten sind auch keine deutlichen Einsparungen im Raumwärmeverbrauch während der Energiekrise sichtbar, welche aufgrund der stark erhöhten Heizenergiepreise zu erwarten gewesen wären. Andere Erhebungen kommen jedoch teilweise zu anderen Schlüssen. So stellte beispielsweise das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung basierend auf einer Befragung eine Reduktion des temperaturbereinigten Verbrauchs je Quadratmeter beheizter Wohnfläche für 2022 und 2023 im Vergleich zum Jahr 2021 in einer Größenordnung von 10 % fest (DIW 2024). Da die Ermittlung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme sowie die Temperaturbereinigung einigen methodischen Annahmen unterliegt, kommen verschiedene Analysen zu unterschiedlichen Ergebnissen in Bezug auf die Veränderung des Verbrauchs im Verlauf der Energiekrise.

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



Anmerkungen: Temperaturbereinigung nach AG Energiebilanzen mit durchschnittlichen Gradtagzahlen von 1990 bis jeweils t-1. Beschreibung der Methode in Fußnote 1.

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf AG Energiebilanzen (AGEB 2025), Umweltbundesamt (UBA 2024).

5.2 Klimafreundliche Wärmeversorgung

379. In diesem Jahr ist eine Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) geplant, die wahrscheinlich mit der nationalen Umsetzung der Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) verbunden wird. Bisher ist in der Version des GEG 2023 festgelegt, dass neu eingebaute Heizsysteme mindestens 65 % erneuerbare Energien nutzen müssen. Erlaubte Optionen sind u. a. der Anschluss an Wärmenetze, der Einbau einer Wärmepumpe, bestimmte Biomasseheizungen, Stromdirektheizungen in gut gedämmten Gebäuden sowie Hybridlösungen mit Solarthermie oder Biomethan.

380. Am 1. Januar 2024 ist das Wärmeplanungsgesetz in Kraft getreten, das Kommunen verpflichtet, bis spätestens 2026 bzw. 2028 Wärmepläne vorzulegen. Darin wird festgelegt, wo künftig Wärmenetze oder klimaneutrale Gasnetze entstehen sollen – mit Folgen für die Wahl von Heiztechnologien bei anstehenden Heizungstauschen. Laut einer Analyse des BDEW (BDEW 2025a) haben bereits 98 % der Kommunen mit mehr als 45.000 Einwohnern mit der Wärmeplanung begonnen oder sie abgeschlossen. Die Städte mit abgeschlossener Wärmeplanung liegen vor allem in Baden-Württemberg, wo die kommunale Wärmeplanung schon früher verpflichtend wurde (BDEW 2025a). Das Gesetz schreibt zudem einen Dekarbonisierungspfad für Wärmenetze

vor: bis 2030 sollen im Mittel 50 % und bis 2045 100 % der Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammen, wobei der Biomasseanteil bei großen Netzen begrenzt ist. Neue Wärmenetze müssen bereits ab März 2025 zu 65 % erneuerbar sein.

381. Auf europäischer Ebene gilt die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in der aktuellen Fassung von 2024 (Energy Performance of Buildings Directive, Richtlinie (EU) 2024/1275), die bis Mai 2026 in nationales Recht umgesetzt werden muss. Zentrale Punkte sind ein emissionsfreier Gebäudebestand bis 2050, die schrittweise Sanierung des Gebäudebestands mit finanzieller Unterstützung für schutzbedürftige Haushalte, nationale Gebäuderenovierungspläne (National Building Renovation Plans) mit Berichtspflichten, die Einführung von Nullemissionsgebäuden als Neubaustandard ab 2030, eine stufenweise Nutzungspflicht für Solarenergie sowie die schrittweise Ausstattung von Gebäuden mit Ladepunkten. Zudem umfasst die Richtlinie (EU) 2024/1275 des Europäischen Parlaments und des Rates die Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung das Verbot der Förderung von ausschließlich mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizungen gilt bereits seit dem 1. Januar 2025. Für den emissionsfreien Gebäudebestand werden folgende Optionen für die Energieversorgung festgelegt: am Standort, in dessen Nähe erzeugte oder gelieferte Energie aus erneuerbaren Quellen, effiziente Fernwärme und -kälte oder Energie aus kohlenstofffreien Quellen. Im Gesetzestext werden hierfür konkrete Heizungstechnologien genannt: Solarthermie, Geothermie, Photovoltaik, Wärmepumpen, Hydroelektrizität und Biomasse, Verbrennung erneuerbarer Brennstoffe.

382. 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 geringe 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. Der Monitoringbericht der Expertenkommission 2024 (EEM 2024) fasst die Heiztechnologien der verschiedenen Schwerpunkte der Langfristszenarien zusammen. In allen Schwerpunkten machen Wärmepumpen den größten Anteil der Wärmeversorgung aus. Fernwärme wird jeweils bis zum maximal vorgegebenen Potenzial ausgeschöpft, bei unterschiedlichen Annahmen über den Stellenwert der Energieträger Strom, Wasserstoff und synthetische Kraft-/Brennstoffe.

383. 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 zügig ausgebaut werden. Diese sind in den meisten Fällen Wärmepumpen und Wärmenetze.

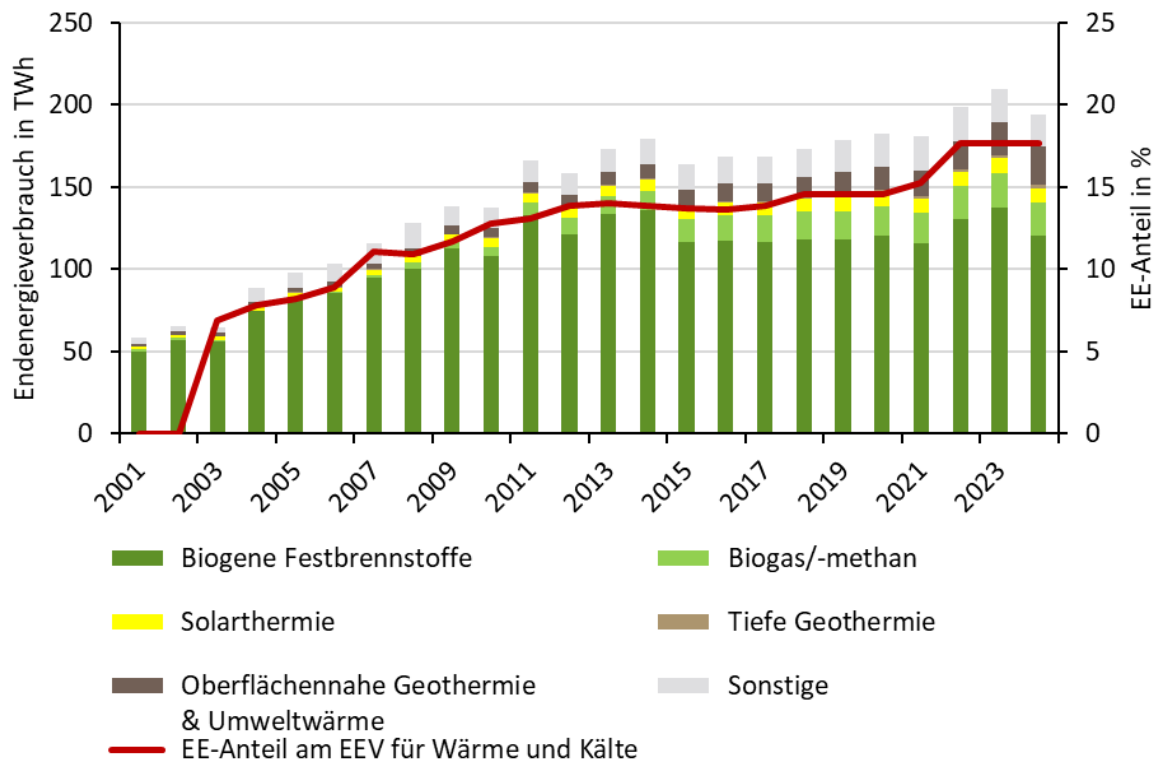
5.3 Beheizungsstruktur von Gebäuden

384. Abbildung 5-5 zeigt den Anteil erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte nach Energieträgern (exklusive Energieträger für Fernwärme- und elektrische Wärmeerzeugung). Den größten Teil machen biogene Feststoffe, vor allem Holz, aus (120 und 121 TWh in den Jahren 2023 und 2024). Tiefe Geothermie und Solarthermie machen nur einen kleinen Anteil aus. Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme werden in Kombination mit Wärmepumpen nutzbar gemacht und sind stark angestiegen bis auf 24 TWh im Jahr 2023 und 28 TWh im Jahr 2024.

385. Die Nutzung von Biomasse (Holz) zur Raumwärmeerzeugung ist aus Klimaschutzsicht problematisch, da die zukünftige Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse in Deutschland unsicher ist, das Verbrennen von Holz CO₂-Emissionen²⁸ und Luftschadstoffe verursacht, und Alternativen zur Gebäudeheizung existieren (vgl. Monitoringbericht 2024 sowie Ausführungen in Kapitel 10.2). Ein weiterer Ausbau von Biomasseheizungen im Gebäudebereich sollte daher nach Ansicht der Expertenkommission nicht finanziell gefördert werden und die begrenzte Biomasse priorisiert in Bereichen mit weniger Alternativen, zum Beispiel der Prozesswärmeerzeugung, genutzt werden.

²⁸ Die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Holz werden nicht auf die verursachenden Sektoren – hier v.a. den Gebäudesektor – angerechnet, und die treibhausgasbilanzielle Bewertung von Energieholz wird insgesamt kontrovers diskutiert. Dies wird in Kapitel 10.2 dargestellt.

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

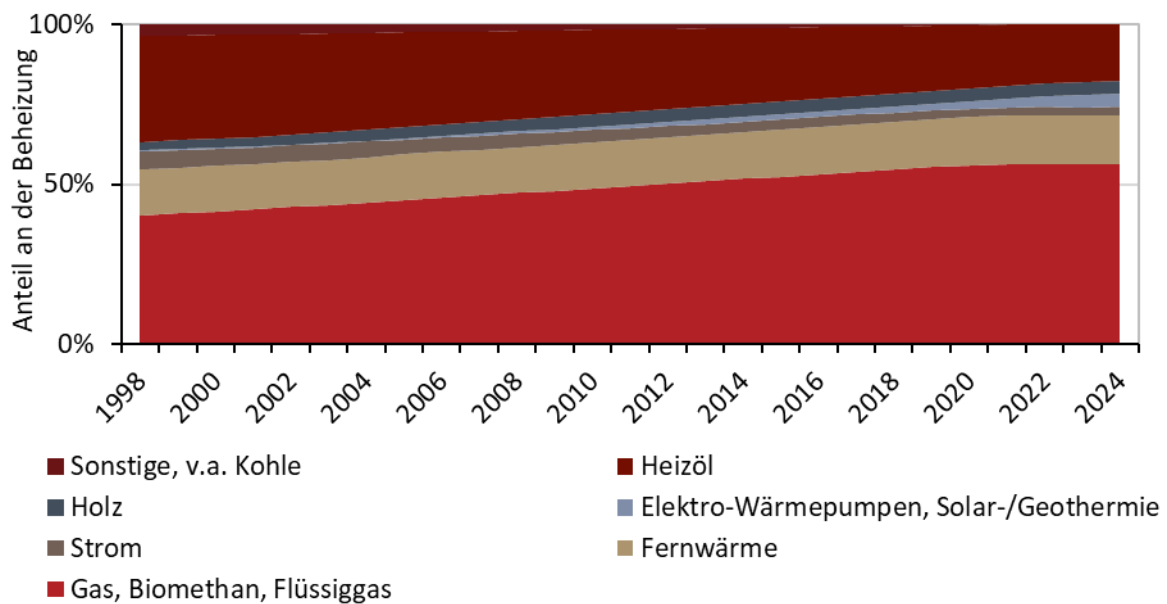


Anmerkung: EE-Anteil ohne elektrische Wärmeerzeugung und Fernwärme; Sonstige umfassen biogene flüssige Brennstoffe, Klär- und Deponiegas sowie den biogenen Anteil des Abfalls. Der gesamte Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien berücksichtigt im Vergleich zu „Erneuerbare“ in Abbildung 5-4 zusätzlich Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme und ist daher höher.

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat 2025).

386. Abbildung 5-6 zeigt die Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand. Aufgrund der langen Investitionszyklen von häufig 30 Jahren oder mehr verändert sich die Struktur des Bestands nur sehr langsam. Die starke Förderung von effizienten Gaskesseln in den vergangenen Jahrzehnten spiegelt sich in einem deutlichen Anstieg des Anteils von Erdgas (einschließlich geringer Mengen an Biomethan) wider: von 40,1 % im Jahr 1998 auf 56,2 % im Jahr 2023, der auch 2024 mit 56,2 % auf gleichem Niveau verblieb.

Abbildung 5-6: Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand



Anmerkung: „Sonstige“ beinhaltet unter anderem Holzpellets, Solarthermie, Kohle. „Strom“ beinhaltet größtenteils (Nacht-) Stromspeicheröfen.

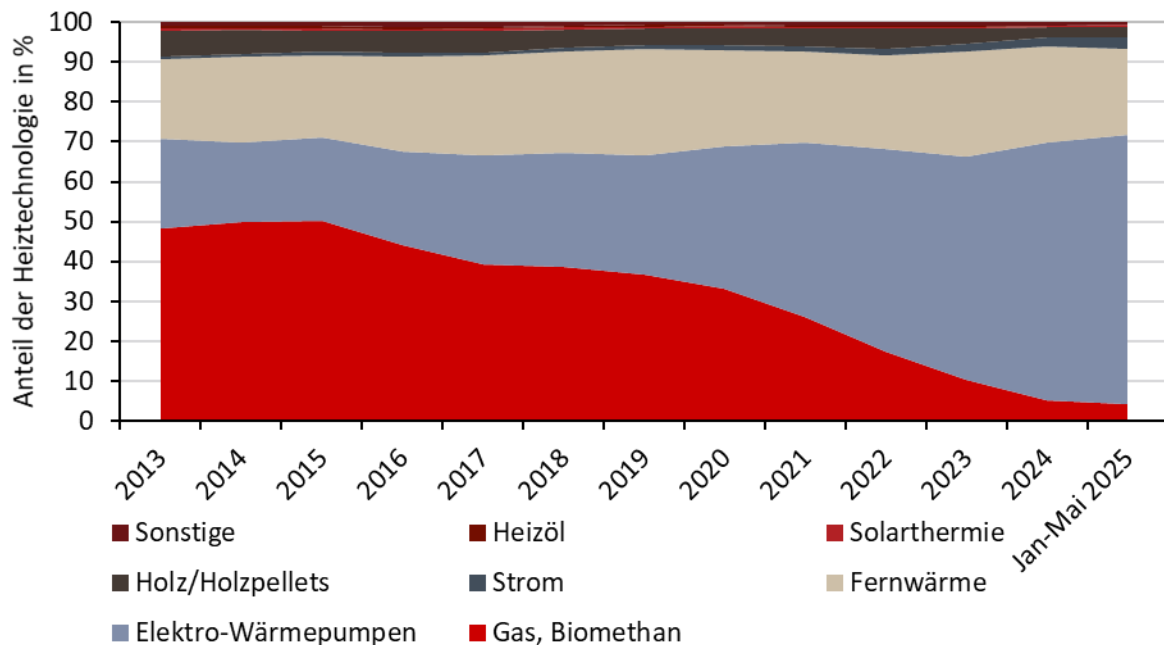
Quelle: Eigene Darstellung, nach Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2025 (BDEW 2025b).

387. Der Anteil von Heizöl an der Wärmeversorgung wurde dagegen deutlich zurückgedrängt – von 33 % im Jahr 1998 auf 17,7 % im Jahr 2023 und 17,3 % im Jahr 2024. Fernwärme weist seit langem einen nahezu konstanten Anteil auf, der sich von 14,3 % im Jahr 1998 auf 15,3 % im Jahr 2023 und 15,5 % im Jahr 2024 erhöhte. Auch Holzheizungen haben ihren Anteil leicht ausgebaut, von 2,6 % im Jahr 1998 auf 4,1 % in den Jahren 2023 und 2024.

388. Wärmepumpen spielen erst seit etwa einem Jahrzehnt eine nennenswerte Rolle. Zusammen mit Solar- und Geothermieranlagen stieg ihr Anteil von 0,2 % im Jahr 1998 auf 4,0 % im Jahr 2023 sowie 4,3 % im Jahr 2024. Die Verwendung von Strom in Direktheizungen (vor allem Nachtspeicherheizungen) hat hingegen kontinuierlich an Bedeutung verloren – von 5,9 % im Jahr 1998 auf 2,5 % in den Jahren 2023 und 2024. Insgesamt ist der Anteil an strombasierten Heiztechnologien seit etwa 2003 nahezu konstant, wobei sich das Verhältnis von Nachtspeicherheizungen zu Wärmepumpen verschoben hat.

389. Abbildung 5-7 zeigt die Entwicklung der im Neubau installierten Heiztechnologien. Während im Jahr 2013 noch fast die Hälfte aller neuen Wohngebäude mit einem Gaskessel ausgestattet wurde (48,3 %), ist dieser Anteil in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen – auf 10,3 % im Jahr 2023 und nur noch 5,2 % im Jahr 2024. Parallel dazu setzt sich die Wärmepumpe zunehmend als Standardtechnologie im Neubau durch: Ihr Anteil stieg von 22,5 % im Jahr 2013 auf 55,9 % im Jahr 2023 und 64,6 % im Jahr 2024, womit sie die dominierende Heizoption darstellt. Der Einsatz von Holz-/Pelletheizungen im Neubau ging dagegen leicht zurück, von 6,4 % im Jahr 2013 auf 2,4 % im Jahr 2024. Fernwärme verzeichnete in den vergangenen zehn Jahren insgesamt einen etwa konstanten Anteil an Neubauten. Solarthermie und Stromdirektheizungen (z. B. Infrarotheizungen) spielen kaum eine Rolle.

Abbildung 5-7: Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau

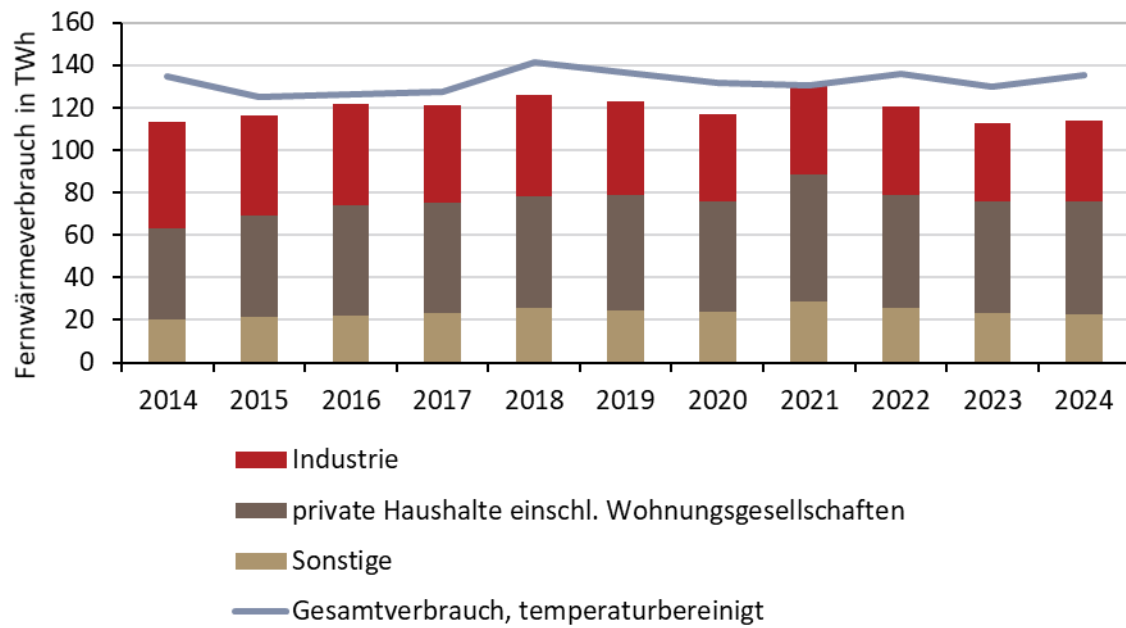


Anmerkung: Zum Bau genehmigte neue Wohnungen. Daten für 2023 sind vorläufig und teilweise vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. geschätzt. „Sonstige“ beinhaltet unter anderem Holzpellets, Solarthermie, Kohle. „Strom“ beinhaltet direktelektrische Heizungen wie z. B. Infrarotheizungen.

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2025c).

390. Abbildung 5-8 zeigt die über Fernwärme bereitgestellte Wärmemenge. Im Jahr 2024 lag der Verbrauch bei 114 TWh, davon wurde 47 % von Wohngebäuden abgenommen und 33 % von der Industrie (exklusive Objektversorgung und Industrieenergieerzeugung). Im Jahr 2024 erfolgte nur ein geringer Zubau von Fernwärmeanschlüssen (Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9). Aufgrund der milden Temperaturen war der absolute Verbrauch niedrig. Temperaturbereinigt ergibt sich jedoch ein leichter Anstieg um 4 % gegenüber 2023, auf 135 TWh im Jahr 2024.

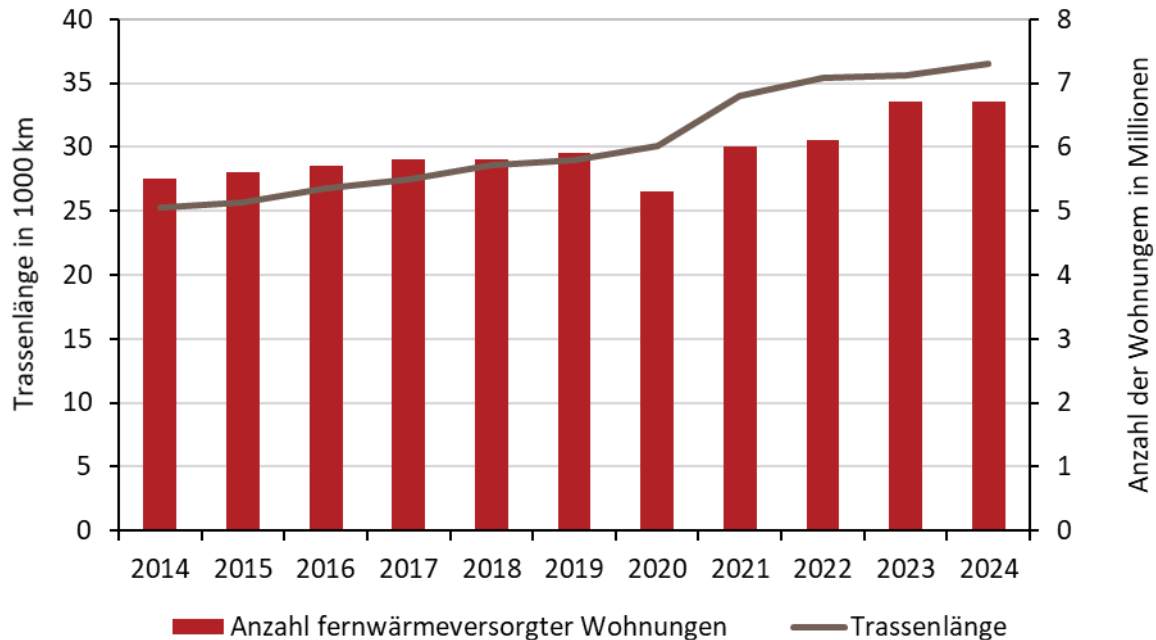
Abbildung 5-8: Verwendung der Fernwärme in Deutschland nach Sektoren



Anmerkungen: Zahlen für 2024 vorläufig und teilweise. Temperaturbereinigung nach AG Energiebilanzen mit durchschnittlichen Gradtagzahlen von 1990 bis jeweils t-1.

Quellen: Eigene Darstellung nach Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2025d), Temperaturbereinigung basierend auf Daten von Eurostat (2025).

Abbildung 5-9: Trassenlänge der Wärmenetze in Deutschland und Anzahl der an ein Fernwärmenetz angeschlossenen Haushalte

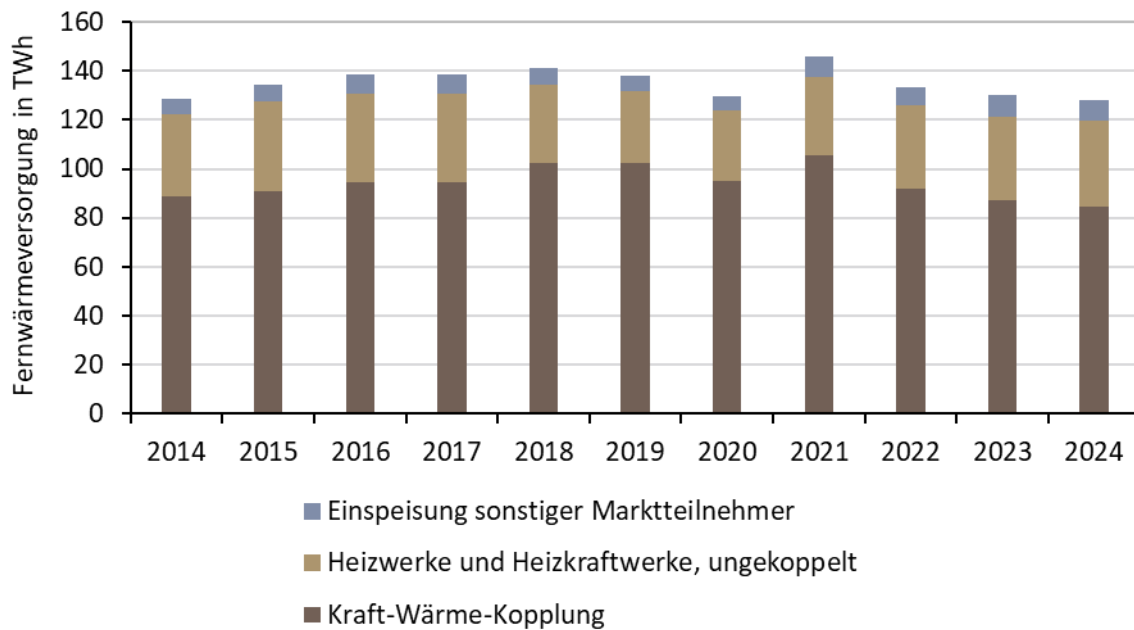


Anmerkung: Zahlen für 2024 vorläufig.

Quelle: Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2025e).

391. Die zur Fernwärmeerzeugung eingesetzten Technologien sind in Abbildung 5-10 dargestellt. Den größten Anteil macht weiterhin die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aus. Großwärmepumpen sind in den amtlichen Statistiken bislang nicht berücksichtigt. Laut Infoportal Großwärmepumpen des Fraunhofer IEG (Fraunhofer IEG, 2025) sind derzeit 165 MW thermische Leistung an Großwärmepumpen in Betrieb, davon 45 MW mit Betriebsstart im Jahr 2023, 37 MW im Jahr 2024 und 0,9 MW im Jahr 2025. Weitere Projekte mit 80 MW thermischer Gesamtleistung befinden sich im Bau (Inbetriebnahme 2025–2026), darüber hinaus sind Anlagen mit insgesamt 515 MW thermischer Leistung in Planung (voraussichtliche Inbetriebnahme 2025–2028).

Abbildung 5-10: Fernwärmeerzeugung in Deutschland



Anmerkungen: Zahlen für 2024 vorläufig. 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 2025f).

392. Der Anteil erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme an der Fernwärmeerzeugung lag 2024 bei 34 % (2023: 33 %, 2022: 31 %, 2014: 24 %) und gliedert sich auf in 13,7 % Abwärme, 10,4 % Biomasse und 8,3 % biogenen Siedlungsabfall (BDEW 2025f, BDEW 2025g). Gemäß den Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes soll dieser Anteil bis 2030 auf 50 % steigen. Den größten Beitrag zur Fernwärmeerzeugung leistet weiterhin Erdgas mit 48 %. Die Fernwärmeerzeugung aus Steinkohle hat sich dagegen seit 2014 mehr als halbiert – von 30 TWh im Jahr 2014 auf 12 TWh im Jahr 2024.

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, im Jahr 2025 belief sich die entsprechende Gesamtkapazität auf gut 12 GW. Dies entspricht etwas mehr als 14 % der gesamten steuerbaren Kraftwerkskapazität. Die unterschiedlichen Analysen zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation 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 sowie 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 kaum materielle Effekte für das Stromsystem bewirken können. 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 langfristig ausgerichtete Förderung des Wasserstoffeinsatzes in der Verstromung. 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. 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 an Maßnahmen ergriffen. Dazu gehörte auch der Ausbau einer LNG-Terminal-Infrastruktur, der mit großer Geschwindigkeit auf den Weg gebracht wurde. 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-Infrastruktur 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.

Im Rahmen der Energiewende und des Übergangs zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft werden zusätzliche Rohstoffe, aber auch Vor-, Zwischen- und Endprodukte benötigt, die überwiegend importiert werden müssen. Die Abhängigkeiten von Importen werden daher aus Sicht Deutschlands und der EU in der Zukunft kaum sinken. Resiliente und klimaneutrale Lieferketten sind für die Erreichung der Klimaneutralität daher von hoher Wichtigkeit. Abhängigkeiten und Engpässe bei der Förderung und Verarbeitung von kritischen und strategischen Rohstoffen werden dabei bereits intensiv analysiert. Weitere Aspekte von resilienten Energiewende-Lieferketten wie Abhängigkeiten bei Vor-, Zwischen- und Endprodukten oder Technologien, Gefährdungen und Kapazitätsengpässe entlang der Handelswege, fehlende Potenziale zur Verlagerung der Produktion nach Deutschland oder in entsprechende Partnerstaaten, sowie die Nachhaltigkeit der Lieferketten werden hingegen in geringerem Maße erfasst. Dennoch dürfen diese Aspekte nicht vernachlässigt werden. Um die Versorgungsrisiken zu mindern, empfiehlt die Expertenkommission weiterhin die maßvolle Ausweitung der europäischen Produktion, die Diversifizierung der Bezugsländer, das Recycling von Rohstoffen, die Senkung der Rohstoffintensität sowie die Forschung an alternativen Technologien. 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

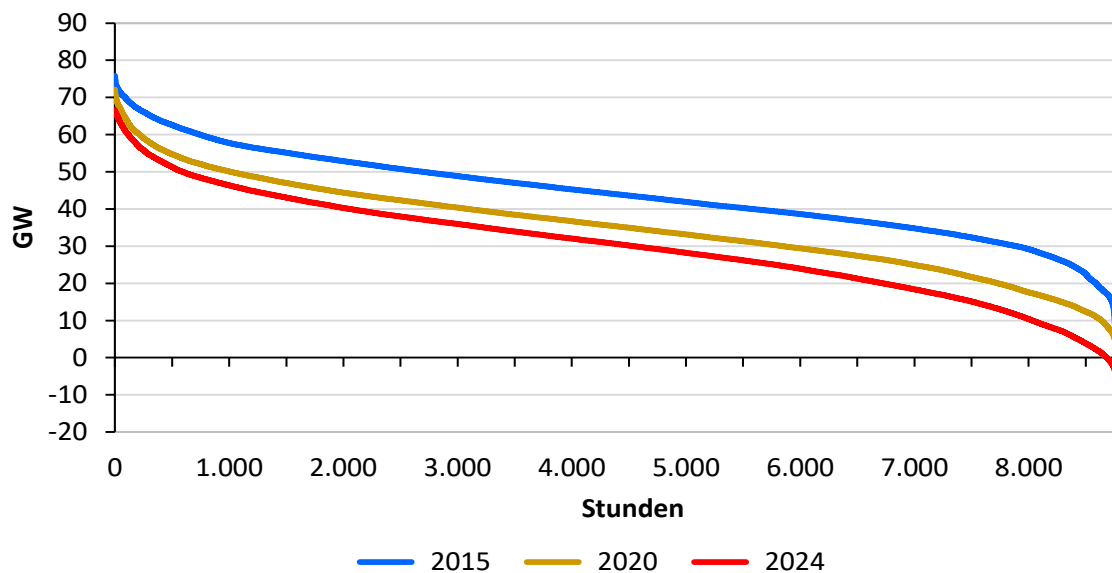
393. Die Entwicklung der Versorgungssicherheit im Stromsektor steht vor einer Reihe unterschiedlicher Herausforderungen bzw. neuer Technologien. Erstens verschiebt sich das Auslegungskriterium für die Versorgungssicherheit von der Dimensionierung des Systems zur hinreichenden Abdeckung der Last in den Spitzenlaststunden hin zur residualen Spitzenlast, also der um den jeweiligen Lastdeckungsbeitrag von Solar- und Windkraftwerken verminderten Nachfragelast. Die Auslegung des Systems wird damit in zunehmendem Maße abhängig vom meteorologischen Umfeld und muss damit auch auf stochastischer Basis bewertet werden. Zweitens resultiert aus der Transformation des Stromsystems in Richtung Klimaneutralität und des aus Risikoerwägungen vollzogenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung ein deutlicher Rückgang steuerbarer Kraftwerkskapazitäten, der mindestens kompensiert werden muss. Drittens wird die Bedeutung neuer Stromanwendungen mit hohen, teilweise potenziell aber auch sehr flexiblen Lastbeiträgen zukünftig stark zunehmen. Viertens werden Anlagen zur direkten Stromspeicherung (wie Batterien) auch für die Versorgungssicherheit eine zunehmende Rolle spielen können. Die zunehmende Elektrifizierung wird damit einerseits zu grundsätzlich stärkeren Absicherungsnotwendigkeiten im Bereich der Versorgungssicherheit führen. Andererseits wird das technische Portfolio zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit damit insgesamt bzw. grundsätzlich vielfältiger, ist aber auch deutlich vom effizienten Einsatz der unterschiedlichen Optionen, d.h. auf Basis möglichst unverzerrter Preissignale abhängig.

394. Darüber hinaus ist ebenfalls zwischen der Gewährleistung von Versorgungssicherheit einerseits und der Systemsicherheit andererseits zu unterscheiden. Während im Bereich der Versorgungssicherheit die langfristige Abdeckung der (Residual-)Lastnachfrage und damit der längerfristige Zeithorizont im Vordergrund steht, geht es bei der Systemsicherheit um die kurzfristige Stabilität sowie die Betriebssicherheit des Stromsystems, auch bei Störungsfällen. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendige Optionen können dabei auch teilweise zur Gewährleistung der Systemsicherheit herangezogen werden. Gleichzeitig können einige Optionen zur Gewährleistung von Systemsicherheit eine Rolle für die Versorgungssicherheit spielen. Beides gilt nicht uneingeschränkt bzw. für die ganze Breite der im Bereich der Versorgungssicherheit relevanten Optionen (z.B. mit Blick auf Fragen der Spannungshaltung, des Blindleistungshaushalts etc.). Typischerweise erhöht die Gewährleistung der Systemsicherheit das Niveau der für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitäten auf der Angebots-, Speicher- bzw. Nachfrageseite.

6.1.2 Entwicklung der Residuallast

395. 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.²⁹ Die Abbildung 6-1 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast für das Jahr 2024 im Vergleich zu den Jahren 2015 und 2020. Die Dauerlinie zeigt die viertelstündliche Residuallast absteigend sortiert für jeweils ein Jahr. Im Vergleich zu 2015 ist die Residuallast im Jahr 2024 insgesamt deutlich gesunken. Für die Jahre dazwischen lässt sich eine relativ stetige Senkung der Residuallast von Jahr zu Jahr beobachten. Die maximale Residuallast lag 2024 mit knapp 67 GW um 12 % bzw. 5 % ebenfalls deutlich unter den Vergleichswerten für 2015 und 2020. Diese Entwicklung resultiert aus der gestiegenen Stromerzeugung aus Windenergie und PV, aber auch aus den gesunkenen Lastbedarfsniveaus. Im Jahr 2024 lag so der höchste Lastbedarf in einer Viertelstunde mit 76 GW um ca. 2,5 % unter dem Vergleichswert von 2015 bzw. um 4 % unter dem Wert von 2020. Dadurch war deutlich weniger Erzeugung aus nicht-erneuerbaren Quellen nötig, um die Last jederzeit zu decken; zusätzlich lieferten die Biomasseverstromung und die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken relativ konstante Beiträge zur Deckung der Residuallast.

Abbildung 6-1: Entwicklung der viertelstündlichen Residuallast im deutschen Stromsystem

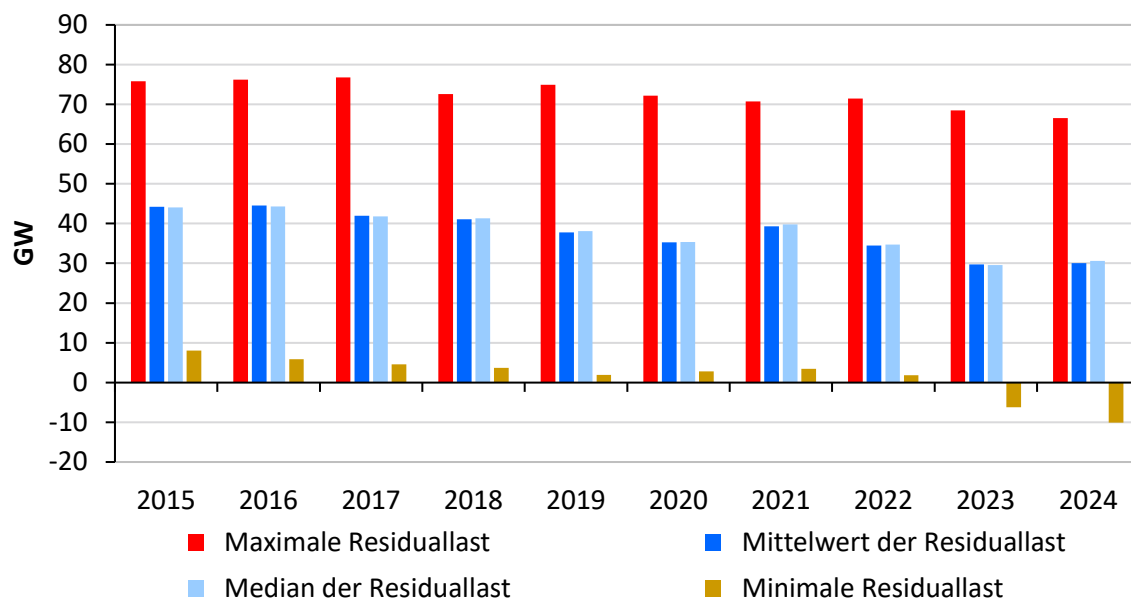


Quelle: Entso-E (2025a, b), Berechnungen des Öko-Instituts.

²⁹ Die Definition der residualen Last 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.

396. Im Jahr 2023 gab es erstmals Viertelstunden mit negativer Residuallast, d. h. mit einer Wind- und PV-Stromerzeugung, die die Lastnachfrage im jeweiligen Zeitraum überstieg. Eine negative Residuallast trat im Jahr 2024 während insgesamt 389 Viertelstunden auf, häufig in mehreren aufeinanderfolgenden Stunden. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem Zuwachs von über 50 %. Im Jahr 2024 trat auch erstmals eine negative Residuallast von mehr als 10 GW auf (Abbildung 6-2). Negative Residuallastsituationen ergeben sich derzeit vor allem an Feier- oder Sonntagen, also zu Zeitpunkten geringer Last (Ostermontag vormittags, Pfingstmontag mittags, Sonntage im Juni/Juli mittags, 3. Oktober 10 bis 15 Uhr). Vereinzelt sind negative Residuallastsituationen auch an Werktagen festzustellen sowie in der Weihnachtszeit in frühen Morgenstunden.

Abbildung 6-2: Vergleich der Residuallast 2015 bis 2024



Quelle: Entso-E (2025a, b), Berechnungen des Öko-Instituts.

397. Es ist nicht zu erwarten, dass sich der Trend der sinkenden residualen Spitzenlast 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 hohe Einspeiseleistungen liefern, wenn die Last am höchsten ist, ist auch mit einem Anstieg der residualen Spitzenlast zu rechnen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass in den letzten Jahren sowohl die Spitzenlast als auch die residuale Spitzenlast weniger zurückgegangen ist als der Bruttostromverbrauch (vgl. Abbildung 6-3). Welchen Beitrag Wind und PV zur Deckung der Spitzenlast und somit zur Senkung der maximalen Residuallast leisten werden, lässt sich nur

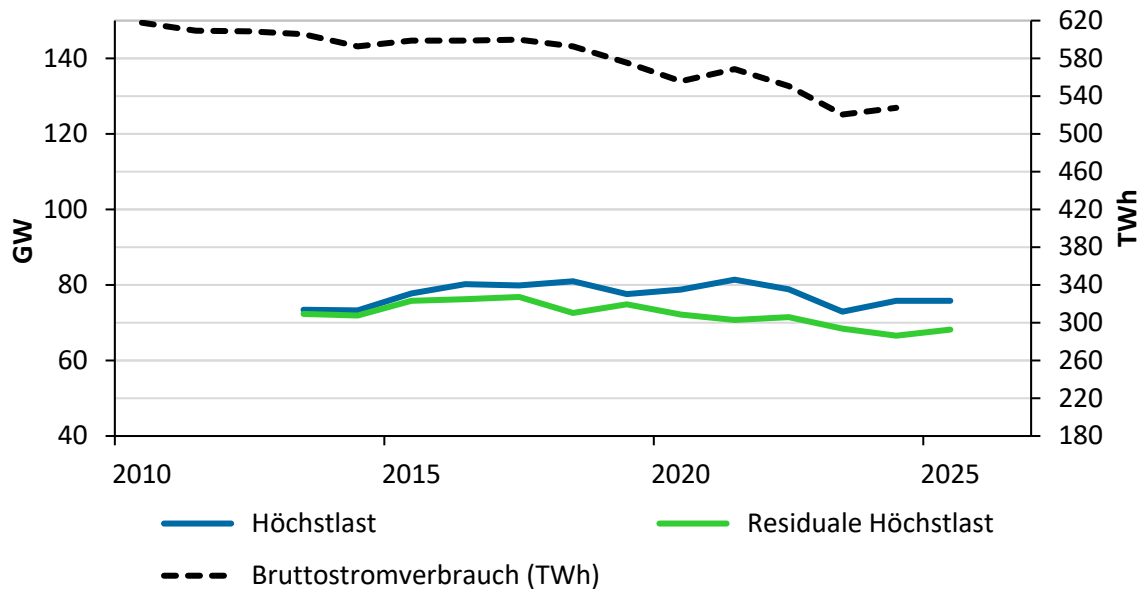
schwer bzw. auch nur stochastisch prognostizieren. Eine wichtige Determinante vor allem der zukünftigen Residuallastentwicklung ist neben den Erzeugungscharakteristika und den zeitlichen Korrelationen der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung auch die Flexibilität der Nachfrage, d. h. die Fähigkeit des Systems, die Stromverbräuche in erzeugungsstarke Zeiträume zu verlagern und sie in Zeiten niedriger Erzeugung zu vermeiden.

398. Die Bandbreite der vorliegenden Analysen zur Entwicklung der residualen Höchstlast ist dementsprechend relativ groß. Der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA (2025a) errechnet in den Modellanalysen für das Jahr 2035 eine residuale Spitzenlast von 128 GW, die durch die Aktivierung von Nachfrageflexibilität um etwa 30 GW reduziert werden kann. Im Netzentwicklungsplan 2023 (ÜNB 2023) ergab die Marktsimulation für 2037 eine maximale Residuallast in der Bandbreite von 102 bis 126 GW sowie für 2045 von 120 bis 154 GW. Dies liegt sehr deutlich über der maximalen Residuallast von 66 GW im Jahr 2024. 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.

399. Die Abbildung 6-3 zeigt einen Vergleich der Entwicklungen von Gesamtstromverbrauch, Höchstlast und residualer Höchstlast. Die Entwicklungen der vergangenen Jahre zeigen relativ stabile Muster:

- Verringerungen des Gesamtstromverbrauchs sind meist mit einem geringeren Rückgang der Jahreshöchstlast wie auch der residualen 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 Zeitraum 2015 bis 2024 lag dieser Beitrag in einer Bandbreite von 3 bis 14 % (bei einem Medianwert von 10 %). Im letzten Jahrfünft lag der Unterschied zwischen der residualen Höchstlast und der Jahreshöchstlast in einem deutlich geringeren Band von 9 bis 14 % (Mittel- bzw. Medianwert von ca. 12 % bzw. 13 %).

Abbildung 6-3: Historische Entwicklung von Bruttostromverbrauch, Höchstlast und residu-aler Höchstlast



Quellen: Entso-E (2025a, b), AGEF (2025), Berechnungen des Öko-Instituts.

6.1.3 Erzeugungskapazitäten im Strommarkt³⁰

400. Die Versorgungssicherheit im Bereich des Stromsystems ist und bleibt ein zentraler Handlungsbereich. Entscheidend für die Versorgungssicherheit des Stromsystems ist die Deckung der Residuallast. Zur Deckung der Residuallast kommt steuerbaren Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Bedeutung zu.

401. Das in der letzten Dekade in Deutschland verfolgte Konzept zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit folgte 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 sollten 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

³⁰ Ein Mitglied der Expertenkommission, Veronika Grimm, hat sich aufgrund der Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der Siemens Energy AG an der Diskussion zu Ausbau von Gaskraftwerken und ebenso an der Formulierung entsprechender Handlungsempfehlungen nicht beteiligt. An den übergeordneten Erörterungen zu Marktregeln und zum Marktdesign auf der Basis der wissenschaftlichen Literatur hat sie hingegen teilgenommen.

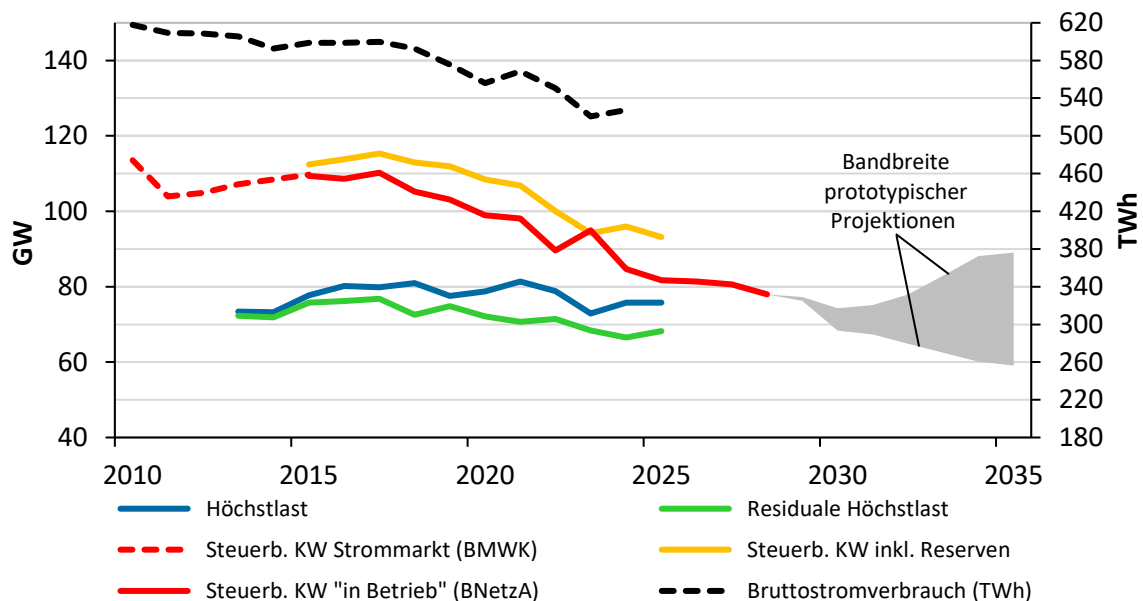
werden und nur für den Fall einer fehlenden Markträumung, d.h. zur Vermeidung von Versorgungsengpässen, zum Einsatz kommen.

402. 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. Auch die im Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode (CDU, CSU & SPD 2025) zur vermeintlichen Preisstabilisierung vereinbarte Rückkehr von Reservekraftwerken in den Markt unterstreicht die realweltlichen Grenzen des bisher verfolgten Marktdesigns des Energy-only-Marktes 2.0. Darüber hinaus führt die wiederholte (politische) Ankündigung von Kapazitätsausschreibungen (im Rahmen der Kraftwerksstrategie) und weitergehenden Kapazitätsmechanismen zu zusätzlichem Investitionsattentismus. Auch vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Fragen zur Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes mit Blick auf die Refinanzierung von Investitionen im notwendigen Umfang (zu Einzelnachweisen vgl. dazu EEM 2024) rückt mit den praktischen Erfahrungen bezüglich der politischen Eingriffe in den letzten Jahren eine entsprechende Weiterentwicklung des Marktdesigns ins Zentrum. Die Zahl und die Vielfalt der Markteingriffe sollte jedoch deutlich verringert werden.

403. Der Rückgang der steuerbaren Kapazitäten im Kontext der politisch und marktseitig getriebenen Entwicklung des Stromsystems ist bei allen Unsicherheiten im Detail (wie der Entwicklung des CO₂- und Energiemarktumfelds, der Entwicklung der Kraftwerksparks im Ausland, von Preispitzen und Preiseffekten des Flexibilitätsangebots im System) aktuell absehbar. Im Jahr 2025 ist der Bestand dieser Kraftwerkskapazitäten auf ein Niveau von nur wenig über 80 GW gesunken. Dabei wurden insbesondere Steinkohlekraftwerke stillgelegt, die in einer der Stilllegungsauktionen erfolgreich waren. Die im Markt verfügbare Kapazität steuerbarer Kraftwerke dürfte in den nächsten Jahren im Zuge des (v.a. marktgetriebenen) Kohleausstiegs noch deutlich weiter fallen, wie Abbildung 6-4 verdeutlicht. Zur Einordnung wird dort auch der Ausblick auf die Entwicklung bis 2035 auf Grundlage von zwei verschiedenen Projektionen gezeigt. Die gezeigte Bandbreite basiert für den unteren Bandbreitenwert auf dem Projektionsbericht 2025 (UBA 2025) sowie für den oberen Bandbreitenwert auf dem Szenario „Verzögerte Energiewende“ des Versorgungssicherheitsberichts 2025 (BNetzA 2025a). Explizit hingewiesen werden soll dabei auf den Sachverhalt, dass für den unteren Bandbreitenwert die unter Maßgabe des derzeitigen regulativen Umfelds erwartbaren Niveaus für die steuerbaren Kraftwerkskapazitäten (unter Einbeziehung der zeitnah erwartbaren Inbetriebnahme von KWK-Anlagen) maßgeblich sind und Einhaltung des angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus nicht unterstellt werden kann (vgl. dazu Kapitel 6.1.4). Ohne weitere Maßnahmen wird damit die Gesamtkapazität der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten bis 2028 deutlich unter das Niveau von 80 GW fallen und kann bis 2035 weiter bis auf etwa 60 GW

zurückgehen. Ohne den deutlichen Aufwuchs der steuerbaren Kapazitäten werden sich damit spätestens ab dem Jahr 2030 erhebliche Herausforderungen im Bereich der Versorgungs- und Systemsicherheit ergeben.

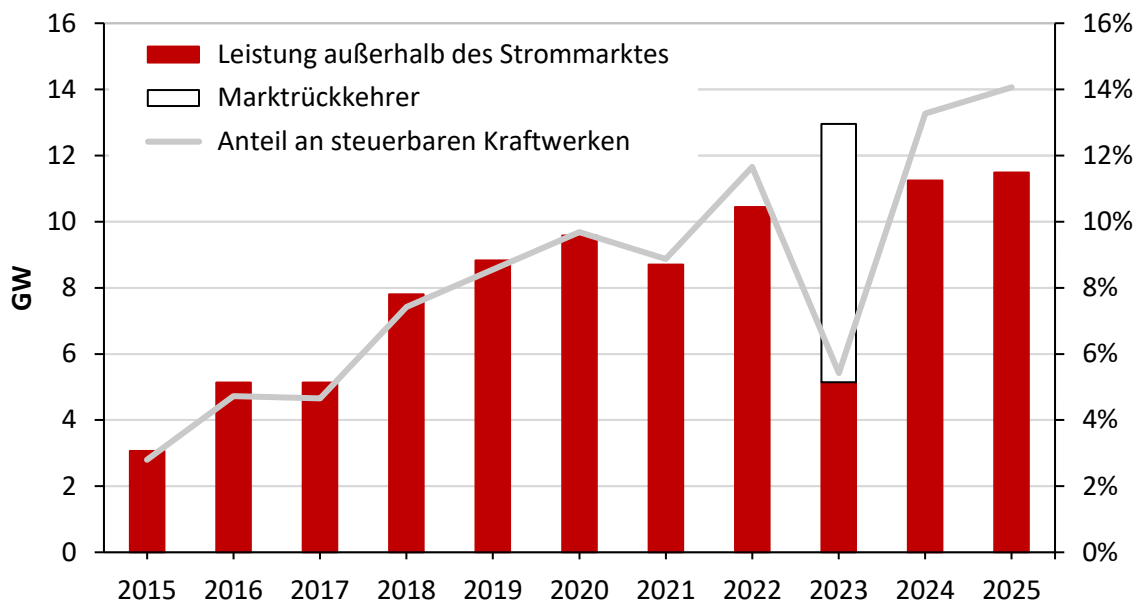
Abbildung 6-4: Historische Entwicklung der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten mit Ausblick auf die Entwicklung bis 2035



Quellen: Entso-E (2025a, b), AGEF (2025), Kraftwerksliste der BNetzA (2015-2025), BMWK (2022), Berechnungen des Öko-Instituts.

404. Die marktgetriebene Außerbetriebnahme von Kraftwerkskapazitäten führt nicht automatisch zu einer Gefährdung der Versorgungs- oder Systemsicherheit. Die Bundesnetzagentur kann für den Fall kritischer Effekte von Stilllegungen die entsprechenden Anzeigen (vgl. §13b EnWG, §37 KVBG) ablehnen und die Kraftwerke in die Netzreserve überführen. Die Kapazitäten der außerhalb des regulären Strommarktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten (Abbildung 6-5) ist im Zeitraum von 2015 bis 2025 von etwas über 3 auf fast 12 GW angestiegen. Damit lag der Anteil der außerhalb des Strommarktes vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten bei einem Anteil von 14 % der steuerbaren Kraftwerksleistung. Mit diesem deutlich wachsenden (und zu vergütenden) Kapazitätsvolumen in Reserven können jedoch erhebliche Kosten und Ineffizienzen des Stromsystems entstehen (EEM 2021, 2024). Darüber hinaus ist bei einer Weiterführung dieser Reserven mit zunehmenden Herausforderungen im Bereich der technischen Verfügbarkeit und der Sicherung des notwendigen Personalbestandes zu rechnen.

Abbildung 6-5: 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 2025 der BNetzA.

405. Mit Blick auf die Entwicklung der Kraftwerksparks und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit hat die Bundesregierung in den letzten Jahren die Umsetzung der sog. Kraftwerksstrategie verfolgt (BMWK 2024). Die vorgesehenen Regelungen, v.a. im Bereich der Wasserstoffkraftwerke und der Standortrestriktionen (feste Umstiegszeitpunkte auf Wasserstoff, Verbot des bivalenten Betriebs mit Wasserstoff und Erdgas, begrenzte Betriebszeiten für den Wasserstoffbetrieb, Standortbegrenzungen etc.), hätten allerdings dazu geführt, dass der angestrebte Kraftwerkszubauf mit hoher Sicherheit nicht zustande gekommen wäre.

406. Die Expertenkommission begrüßt, dass das BMWK auf Grundlage des Koalitionsvertrages für die 21. Legislaturperiode (CDU, CSU & SPD 2025) sowie des Monitoringberichts (EWI & BET 2025) einen Neuanlauf für die schnelle Umsetzung der Kraftwerksstrategie plant und dabei deutlich vereinfachte bzw. weniger restriktive Detailregelungen vorsieht. Gleichwohl sieht die Expertenkommission die Notwendigkeit, dass die Kraftwerksstrategie (in einem kleinen Segment) auch einen Beitrag für den Wasserstoffhochlauf im Kraftwerkssektor leisten sollte. Fokus sollte hier auf der Hebung von Lernkurveneffekten z.B. im Bereich der Kraftwerkstechnik liegen. Auch wenn die Kraftwerksstrategie voraussichtlich einen Schwerpunkt auf die Errichtung steuerbarer Kraftwerke setzen wird, bildet die Errichtung der für die Kraftwerksstrategie geplanten Gesamtkapazität von ca. 10 GW nach Auffassung der Expertenkommission ein No-regret-Segment

steuerbarer (Gas-/Wasserstoff-) Kraftwerkskapazitäten, das angesichts der spezifischen Lösungsbeiträge steuerbarer Kraftwerkskapazität längerfristig in jedem Fall benötigt wird.

407. Die verschiedenen Maßnahmen zur Kapazitätsvorhaltung bzw. Kapazitätsfinanzierung, vom Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) über die Vergütung vorgeblich vermiedener Netznutzungsentgelte (vNNE) bis hin zu den verschiedenen Reserven bilden ein unübersichtliches und teilweise inkonsistentes System der Kapazitätssicherung. Die Expertenkommission unterstützt daher das Vorhaben, einen konsistenten Kapazitätsmechanismus auch für Deutschland zu entwickeln (EEM 2024). Dies gilt unbeschadet der europarechtlich gebotenen (kurzfristigen) Absicherungspflichten. Die Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus sollte jedoch dringend einhergehen mit der Abschaffung bzw. deutlichen Verschlinkung der vielfältigen vorfindlichen Kapazitätsinstrumente. Im Juni 2025 wurde von der Europäischen Kommission mit dem Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) ein Fast-Track-Beihilferahmen beschlossen (Europäische Kommission 2025a). Um eine Genehmigung eines Kapazitätsmechanismus durch die Europäische Union zu vereinfachen, sollte sich ein deutscher Vorschlag so weit wie möglich an den europäischen Vorgaben des CISAF orientieren.

408. Auch als europarechtlich notwendige Anschlusslösung für die Kraftwerksstrategie befinden sich derzeit zwei Grundmodelle für einen zu schaffenden Kapazitätsmechanismus in der Diskussion. Im Bereich der Kapazitätsmärkte wird einerseits ein kombinierter Kapazitätsmarkt diskutiert, der aus einer zentralen Beschaffung v.a. von Neubaukraftwerken (über Auktionen) und einer dezentralen Verpflichtung der Bilanzkreisverantwortlichen zur Vorhaltung von (handelbaren) Kapazitätszertifikaten besteht. Diese können insbesondere von Bestandskraftwerken und ggf. auch Speichern und Nachfrageflexibilität erzeugt werden, wenn auch die beiden letztgenannten Optionen vor allem über die sog. Selbsterfüllung (die den Bedarf an Kapazitätszertifikaten senkt) einbezogen würden. Andererseits besteht die Möglichkeit eines zentralen Kapazitätsmarktmodells, in dem der Gesamtbestand steuerbarer Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher, Nachfrageflexibilität) über zentrale Vorgaben definiert und mittels zentraler Auktionen beschafft wird. Die Lastflexibilität wird hier ebenfalls über die europarechtlich vorgeschriebene dynamische Umlage der Kosten des Kapazitätsmarkts angereizt. Für beide Kapazitätsmarktmodelle bzw. deren zentrale Regelungen kann zumindest grundsätzlich auf umfassende Vorarbeiten bzw. internationale Erfahrungen zurückgegriffen werden, diese werden jedoch vor dem Hintergrund des veränderten rechtlichen Rahmens, der technologischen Entwicklungen (Skalierung und Preisverfall bei Großspeichern) und mit Blick auf die in Deutschland vorfindlichen Bedingungen (Größe des Marktes, regionale Asymmetrien etc.) in einigen Bereichen weiterentwickelt werden müssen und gleichermaßen kontrovers diskutiert. Als Alternative zu traditionellen Kapazitätsmärkten werden längerfristige Absicherungsverpflichtungen der Bilanzkreisverantwortlichkeiten diskutiert. Die hier vorgeschlagenen, wenn auch im Detail durchaus unterschiedlichen Modelle für marktbasierter Kapazitätsmechanismen (Cramton & Ockenfels 2025; Grimm & Ockenfels 2025; Nicolosi 2025),

etwa eine früh einsetzende und graduell ansteigende Absicherungspflicht auf Terminmärkten über Zeiträume von bis zu 4 Jahren, liegen sehr nah an den Prinzipien des Energy-only Marktes, befinden sich in einem vergleichsweise frühen Konzeptstadium und werden ebenfalls, v.a. mit Blick auf ihre erwartbare Wirksamkeit sowie die konkrete prozedurale und rechtliche Ausgestaltung, kontrovers diskutiert.

409. Aus Sicht der Expertenkommission sind die Einbindungsfähigkeit der Kraftwerksstrategie, der Zeitrahmen für die Umsetzung sowie die Komplexität und der europarechtliche Aufwand für die Umsetzung, die grenzüberschreitende Integration sowie die möglichst umfassende, marktbasierte und energiewendekompatible Anreizung von Kapazitätsoptionen in ihrer ganzen Breite (Kraftwerke, Speicher, Nachfrageflexibilität) zentrale Voraussetzungen für die Effektivität und die Effizienz des zu schaffenden Kapazitätsmechanismus. Diese Aspekte sollten bei den bereits relativ kurzfristig notwendigen Grundsatzentscheidungen für die Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen im Einzelnen als handlungsleitende Prinzipien verfolgt werden.

410. Die Dringlichkeit und auch die Dimensionierungsgrößenordnungen sowohl der Kraftwerksstrategie wie nachfolgend auch eines Kapazitätsmechanismus wird durch die aktuellen numerischen Analysen zur Versorgungssicherheit nachdrücklich unterstrichen. Im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA (2025a) wird die Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der zunehmend wichtiger werdenden Flexibilitätsoptionen für zwei Szenarien analysiert. Im „Zielszenario“ werden die Energiewendeziele durch entsprechende Regelsetzungen bzw. marktlich getrieben erreicht (Kohleausstieg, Aufwuchs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, ambitionierte Marktdurchdringung von Flexibilitätsoptionen), im Szenario „Verzögerte Energiewende“ kommt es in einigen Bereichen zu Verzögerungen. Im European Resource Adequacy Assessment 2024 (c) werden die Entwicklungen in den verschiedenen europäischen Staaten auf Basis der nationalen Planungen sowie nach einer Analyse der ökonomischen Darstellbarkeit der entsprechenden Kapazitätsentwicklungen („Economic Viability Assessment“) modelliert. Die beiden Analysen wurden mit unterschiedlichen Modellierungsansätzen bzw. -instrumentarien durchgeführt (vgl. dazu BNetzA 2025b, Entso-E 2025c).

411. Die Ergebnisse dieser beiden Analysen (Tabelle 6-1) verdeutlichen einige Unterschiede, vor allem aber eine Reihe wichtiger Gemeinsamkeiten

- Unter Maßgabe eines moderaten Zuwachses von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten (netto über 12 GW bis zum Jahr 2035, brutto 22,4 GW) bis zum Jahr 2035 und einer massiven Erschließung von Flexibilitätsoptionen jeglicher Art kann der Versorgungssicherheitsstandard LOLE für Deutschland von 2,77 h/a im „Zielszenario“ eingehalten werden (BNetzA & ILR 2021). Eine Sensitivitätsanalyse für eine um 20 % verringerte Nachfrageflexibilität würde den Indikator LOLE jedoch für 2030 auf 7,70 h/a und für 2035 auf 11,60 h/a und damit sehr deutlich über den o.g. Zielwert steigen lassen.

- Wenn die Erschließung von Flexibilitäten (Batterien, Nachfrage) jedoch in deutlich geringerem Umfang erfolgreich ist (Szenario „Verzögerte Energiewende“), werden deutlich höhere Kapazitäten steuerbarer Kraftwerke notwendig (BNetzA 2025a). Selbst unter Annahme eines verzögerten Kohleausstiegs wäre die Erschließung zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten in der Größenordnung von 26 GW netto bzw. 35,5 GW brutto bis zum Jahr 2035 notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Trotz einer verbleibenden Kohlekraftwerksleistung von 5 GW im Jahr 2030 würde der Zielwert für den Indikator LOLE im Jahr 2030 mit 4,60 h/a leicht überschritten und könnte erst für den Zeithorizont 2035 wieder eingehalten werden.
- Im wirtschaftlichen Tragfähigkeitsszenario von Entso-E (2024), das eine Kombination sowohl höherer Neubaukraftwerkskapazitäten mit einer vergleichsweise hohen Flexibilitätsererschließung abbildet, werden die Zielwerte im Bereich der Versorgungssicherheit sowohl für 2030 als auch für 2035 deutlich verfehlt.

Tabelle 6-1: Vergleich der Kraftwerkskapazitäten und der Versorgungssicherheitsindikatoren in den aktuellen deutschen und europäischen Versorgungssicherheitsanalysen

BNetzA Versorgungssicherheitsbericht 2025	Ziel-Szenario			Verzögerte Energiewende	
	2025	2030	2035	2030	2035
	GW				
Braun- und Steinkohle	27	0	0	6	0
Gas*	33	33	45	29	59
nachr.: Brutto-Zubau Gas		8	22	5	36
Steuerbare Kraftwerke gesamt	82	57	65	64	114
Flexibilität & Speicher**	17	43	97	17	28
Loss of Load Expectation (LOLE) (h/a)		0,01	0,28	4,60	1,77
Expected Energy Not Served (EENS) (GWh/a)		0,00	2,40	19,30	12,40
Entso-E European Resource Adequacy Assessment 2024	Vor Economic Viability Assessment			Nach Economic Viability Assessment	
	2026	2030	2025	2030	2025
	GW				
Braun- und Steinkohle	23	13	5	9	5
Gas*	26	27	35	31	57
Steuerbare Kraftwerke gesamt	82	72	65	72	88
Flexibilität & Speicher**		30	85	54	86
Loss of Load Expectation (LOLE) (h/a)		-	-	8,21	9,87
Expected Energy Not Served (EENS) (GWh/a)		-	-	16,71	29,02

Anmerkungen: * Die Abgrenzungen der Gaskraftwerke unterscheiden sich in beiden Analysen. - ** Die Abgrenzungen für Flexibilitäten und Speicher unterscheiden sich. Im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA werden die zum Zeitpunkt der residualen Jahreshöchst-last eingesetzten Optionen erfasst. Für beide Analysen werden hier auch die Heimspeicher bzw. die außerhalb des Marktes betriebenen Batteriespeicher mitefasset.

Hinweis: Im Bereich der Versorgungssicherheit werden die Indikatoren LOLE (Loss of Load Expectation, gemessen in Stunden pro Jahr) sowie EENS (Expected Energy Not Served, gemessen in GWh pro Jahr) verwendet. LOLE beschreibt die Zahl der Stunden eines Jahres, in denen die Nachfrage über den Strommarkt nicht komplett gedeckt werden kann, EENS misst die nachgefragte Strommenge eines Jahres, die über den Strommarkt nicht geliefert werden kann (BNetzA 2025a). Der Zielwert für das effiziente Versorgungssicherheitsniveau (LOLE*) beträgt für Deutschland derzeit 2,77 h/a (BNetzA & ILR 2021). Quellen: BNetzA (2025a), Entso-E (2024).

412. Diese Versorgungssicherheitsmodellierungen, wie auch technologiespezifische Analysen (Frontier Economics 2023) verdeutlichen, dass Flexibilitätsoptionen (Nachfrage, Speicher) und steuerbare Kraftwerke sich ergänzende Versorgungssicherheitsoptionen darstellen. Zwar existieren Überlappungsbereiche, in denen Flexibilitätsoptionen die Rolle von steuerbaren Kraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit übernehmen können. Deutlich wird aber auch, dass eine vollständige oder sehr weitgehende Substitution von steuerbaren Kraftwerken durch Flexibilitätsoptionen zumindest im Kontext hoher Versorgungssicherheitsstandards kaum möglich sein wird. Daraus ergibt sich, vor allem im Kontext des Auslaufens der Kohleverstromung sowie mit Blick auf die besonderen Anforderungen der Systemsicherheit, ein No-regret-Potenzial für steuerbare Kraftwerke. Dieses rechtfertigt die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung wie auch die spezielle Berücksichtigung der Risikoprofile von steuerbaren Kraftwerken (v.a. lange wirtschaftliche Lebenszeiten in einem zunehmend volatiler werdenden Stromsystem). Gleichzeitig resultiert

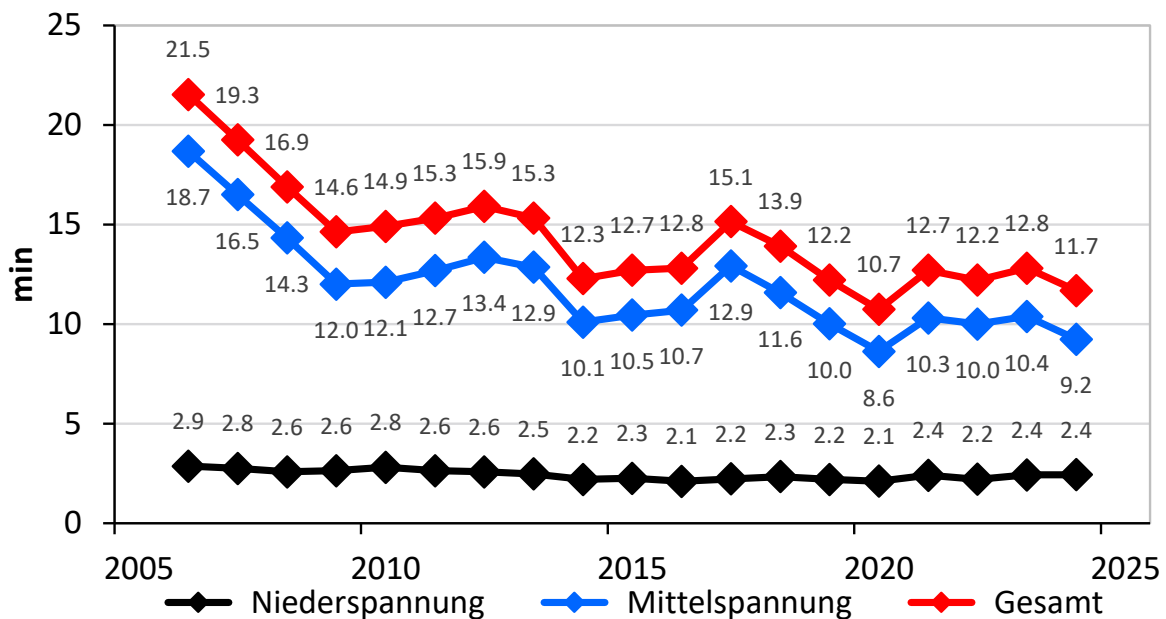
aus der teilweisen Substituierbarkeit von steuerbaren Kraftwerken mit anderen Flexibilitätsoptionen die Notwendigkeit, Kapazitätsmechanismen grundsätzlich technologieoffen anzulegen und geeignete Produktdefinitionen zu schaffen. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass gerade die Produktdefinitionen (mit Blick auf De-Rating, zeitliche Verfügbarkeiten etc.) in Kapazitätsmechanismen jeglicher Art methodisch sehr anspruchsvoll sind, sorgfältig vorbereitet und evaluiert werden müssen. Auch mit Blick auf den hierfür notwendigen Zeitaufwand rechtfertigen sich Übergangslösungen oder gestufte Einführungsstrategien für Kapazitätsmechanismen.

413. Schließlich weist die Expertenkommission darauf hin, dass im Bereich der Versorgungssicherheitsanalysen weiterhin ein erheblicher Transparenz- wie auch methodischer Weiterentwicklungs- und ggf. auch Harmonisierungsbedarf besteht. Zur Erhöhung von Transparenz und Akzeptanz der verschiedenen Versorgungssicherheitsanalysen, aber auch mit Blick auf die erheblichen Konsequenzen von Versorgungssicherheitsanalysen auf die Effizienz bzw. die Kosten des Strom- und Energiesystems, sind Clearing-Prozesse angeraten, mit denen (Daten- bzw. Methoden-)Unterschiede erklärt und den politischen Prozessen zugänglich gemacht werden können.

6.1.4 Versorgungszuverlässigkeit

414. 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 bis 13 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 Vergleich zum europäischen Ausland gehört der deutsche SAIDI für Strom mit deutlichem Abstand zu den Bestwerten, wie der Monitoringbericht 2024 (BNetzA & BKartA 2025) zeigt.

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

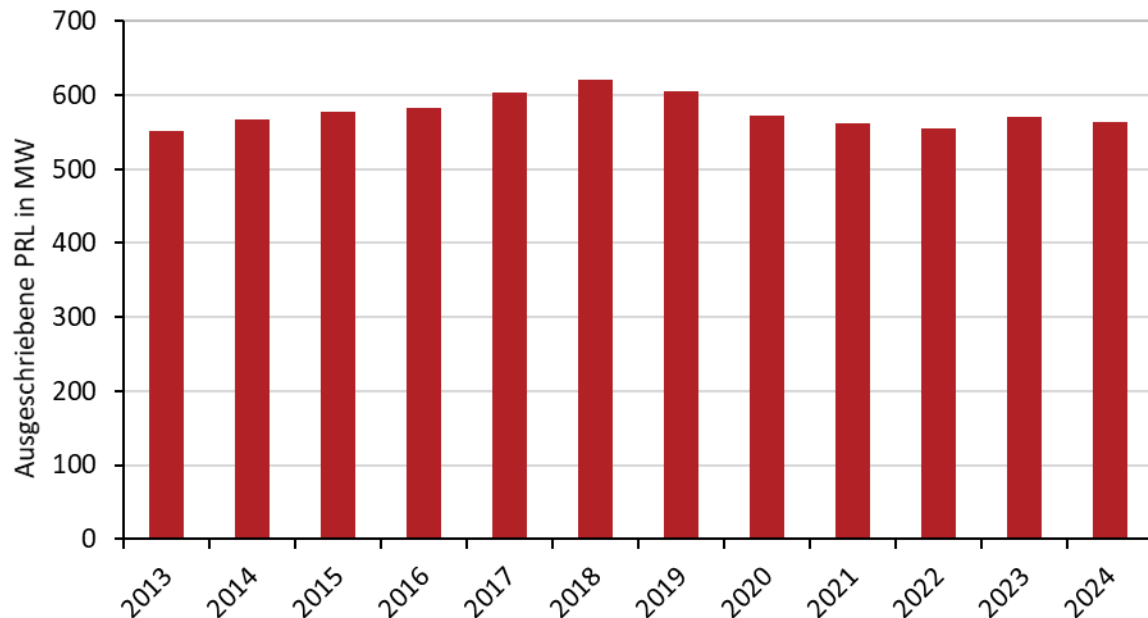


Quellen: BNetzA (2025c).

6.1.5 Systemdienstleistungen

415. 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 6-7 zeigt die jährlich ausgeschriebene Primärregelleistung für die Jahre 2013 bis 2024.

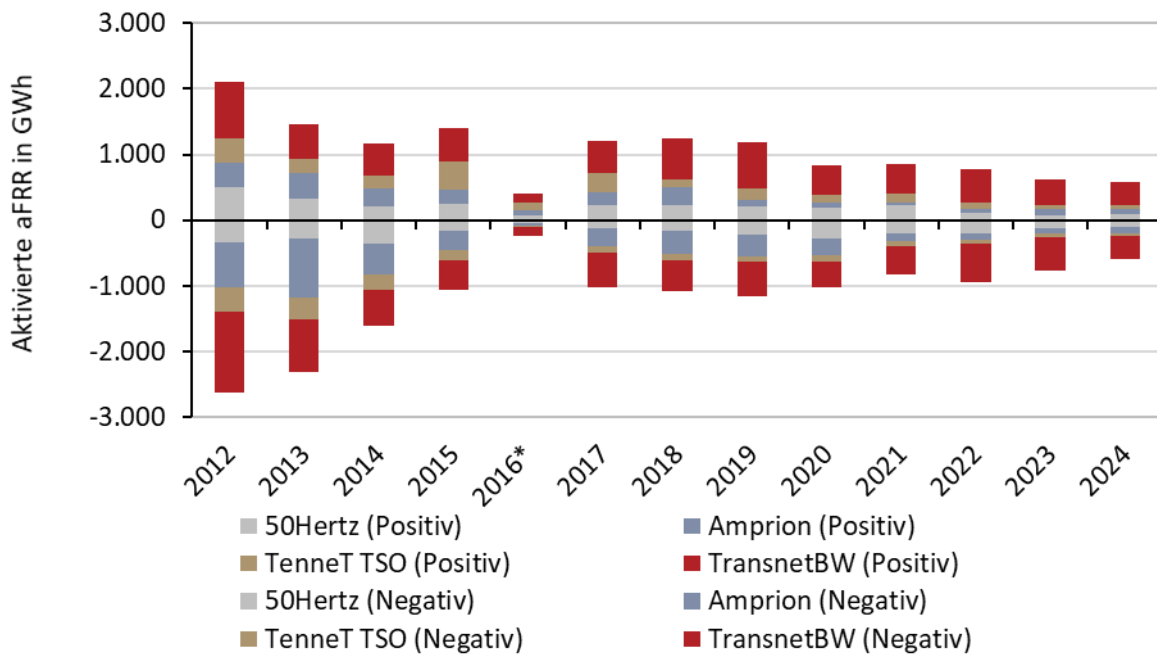
Abbildung 6-7: Jährlich ausgeschriebene Primärregelleistung in Deutschland



Quelle: BNetzA/BKartA (2024), regelleistung.net (2025).

416. 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 erkaufte 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 6-8 zeigt die bereitgestellte Energie der aFRR in GWh. Der Rückgang der eingesetzten Energiemengen kann auf bessere Prognosen, verbesserte Möglichkeiten des kurzfristigen Stromhandels, stärkere Anreize zur Bilanztreue sowie die bessere Koordination im Netzregelverbund zurückgeführt werden.

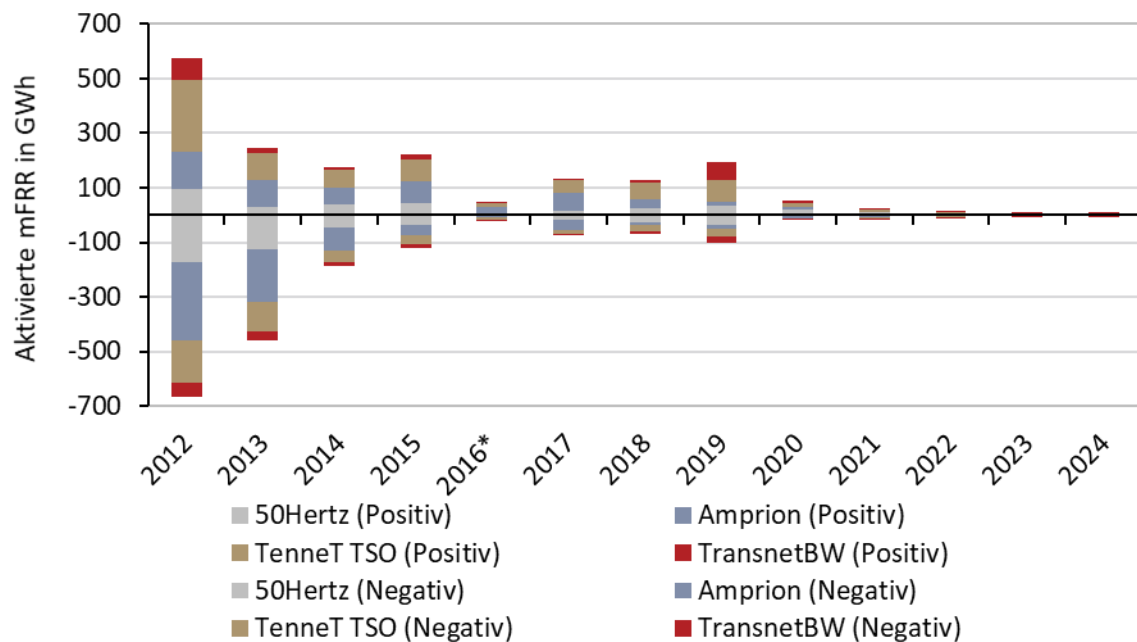
Abbildung 6-8: Aktivierte Sekundärregelleistung (aFRR) pro Jahr



Quelle: Netztransparenz (2025).

417. 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 6-9 zu sehen ist. Sie betrug im Jahr 2024 nur noch –2 bis +7 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.

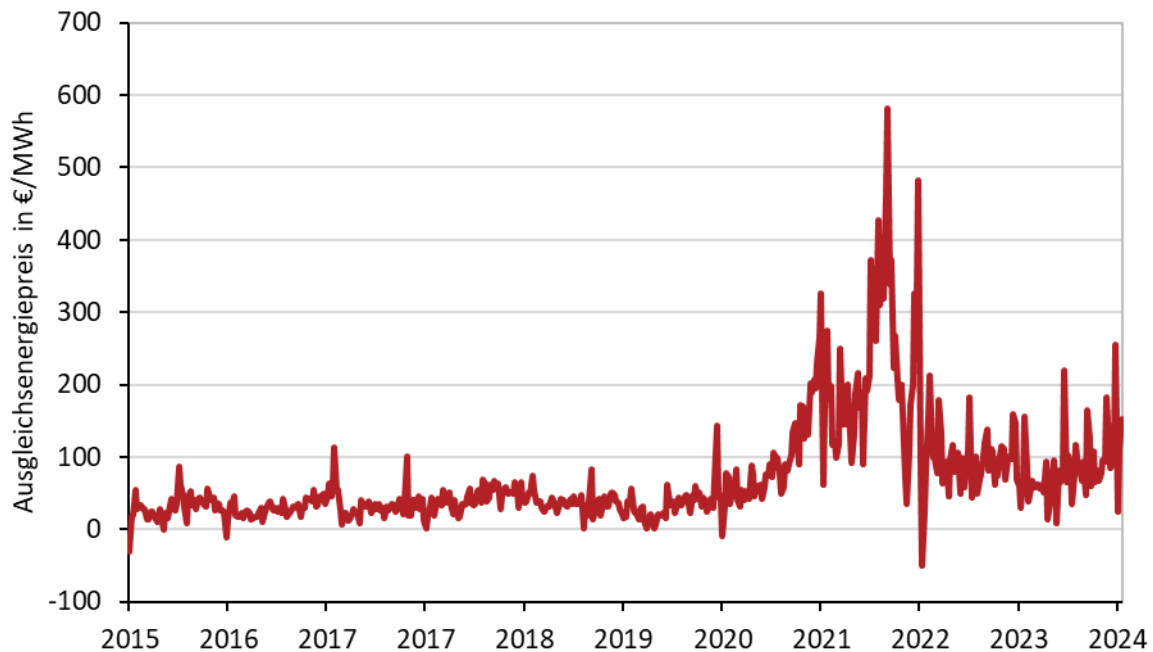
Abbildung 6-9: Aktivierte Minutenreserve (mFRR) pro Jahr



Quelle: Netztransparenz (2025).

418. Der Einsatz der Regelenenergie 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 verursachungsge- rechte Zuordnung der Kosten um, zum anderen geht von dem Mechanismus ein wichtiger Anreiz zur Bilanztreue aus. Die Abrechnung erfolgt anhand des viertelstündlich ermittelten regelzonen- übergreifend einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP). Dieser basiert auf den Kosten der eingesetzten Regelenenergie und enthält weitere Komponenten, die die Anreizkompatibilität si- cherstellen. Abbildung 6-10 zeigt die Entwicklung des reBAP im wöchentlichen Durchschnitt. Sie reflektiert auch die hohen Brennstoffpreise in den Jahren der Energiepreiskrise, da relevante Teile der Regelenenergie aus fossilen Brennstoffen erzeugt werden. Es 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 6-10: Wöchentlich durchschnittlicher Ausgleichsenergiepreis (reBAP)



Quelle: SMARD (2025).

419. Die marktliche Beschaffung einer weiteren wichtigen Systemdienstleistung, der Blindleistung zur Spannungshaltung im Stromnetz, wird in Deutschland gerade aktiv eingeführt. Bisher wurde Blindleistung größtenteils verpflichtend und oft unentgeltlich oder pauschal vergütet durch Kraftwerke und Anlagen der Netzbetreiber bereitgestellt. Die Umstellung basiert auf § 12h EnWG. Mit Festlegung der Bundesnetzagentur sind seit 2025 zunächst die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Blindleistung marktlich zu beschaffen.

420. 50Hertz ist als erster ÜNB am 1. April 2025 mit einem solchen Markt gestartet. Auch die anderen ÜNB haben Ausschreibungsverfahren für 2025 und die Folgejahre eingeleitet. Die Beschaffung folgt einem „hybriden“ Modell aus drei Komponenten: technische Anschlussregeln (TAR), die die grundlegenden Anforderungen an alle angeschlossenen Anlagen definieren, marktliche Beschaffung, in dem der (Rest-)Bedarf über Ausschreibungen oder bilaterale Verträge am Markt gedeckt wird, und Netzbetreiber-Anlagen, d.h. den Betrieb eigener Anlagen (z.B. Kompensationsanlagen) durch die Netzbetreiber.

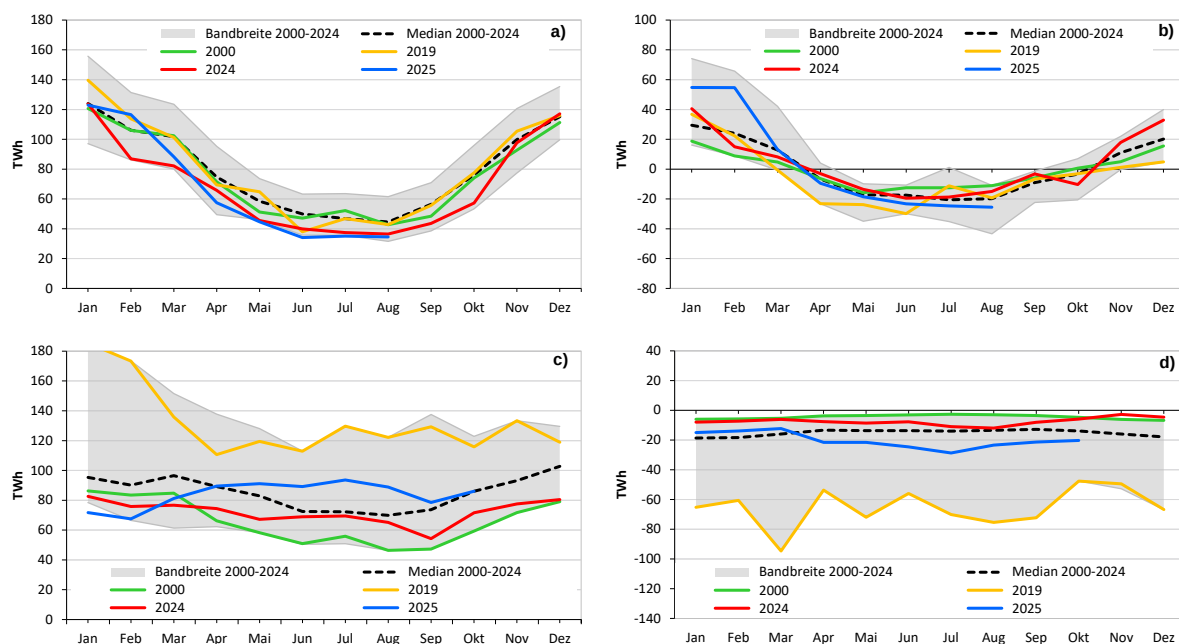
421. Zur Blindleistungsbeschaffung definieren die Netzbetreiber Bedarfsregionen und schreiben ihren Blindleistungsbedarf aus. Anbieter (z.B. Kraftwerke, Batteriespeicher oder Industrieanlagen) können Angebote für die Bereitstellung von Blindleistung abgeben und erhalten im Erfolgsfall eine Vergütung, meist in Form eines Blindarbeitspreises (in €/MVarh). Im europäischen Kontext ist

Deutschland mit dieser umfassenden marktlichen Beschaffung ein Vorreiter. Auch für weitere Systemdienstleistungen ist die marktliche Beschaffung in Vorbereitung (z. B. für Momentanreserve). Dies wird im Prozess der Roadmap Systemstabilität verfolgt.

6.2 Erdgas

422. Die deutsche Erdgasversorgung ist durch eine Reihe von Strukturmerkmalen geprägt, die für die Energie- und Versorgungssicherheit von erheblicher Bedeutung sind (Abbildung 6-11):

Abbildung 6-11: Saisonale Strukturmerkmale der deutschen Erdgasversorgung: a) Verbrauch, b) Nutzung der Speicher, c) Importe sowie d) Exporte



Quellen: BAFA (2023), BDEW (2025), Statistisches Bundesamt (2025), Berechnungen des Öko-Instituts.

- Erstens folgt der Erdgasverbrauch bisher einem sehr klaren saisonalen Muster (a). Typischerweise entfielen in der Vergangenheit etwa zwei Drittel des gesamten Erdgasverbrauchs auf das erste und das vierte Quartal und rund ein Viertel des jährlichen Gasverbrauchs auf die Monate Januar und Februar. Der Verbrauch ist stark durch den Raumwärmebedarf geprägt. Die genannten Größenordnungen haben sich in den Jahren ab 2021 strukturell leicht geändert. Die Verbrauchsanteile des ersten und vierten Quartals liegen seitdem bei Werten von 67 bis 68 %. Der Verbrauch in den beiden Wintermonaten Januar und Februar ist im Jahr 2024 nach in den Jahren 2021 bis 2023 höheren Werten von bis zu 28 % wieder auf das Niveau von 25 % gefallen. Im Jahr 2025 hat sich der Trend

in Richtung der unteren Bandbreitenwerte der historischen Jahres-Verbrauchsprofile weiter fortgesetzt. Diese Entwicklungen ergaben sich aus einer Mischung unterschiedlicher Gründe, vor allem den erhöhten Erdgaspreisen, den verstärkten Bemühungen vor allem zur Raumwärmeeinsparung sowie den milderen Wintertemperaturen.

- Zweitens wird der größte Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus dem Ausland importiert (Abbildung 6-11c). Der (Netto-)Importanteil des in Deutschland verbrauchten Erdgases ist in den letzten Jahren deutlich angestiegen, lag 1990 bei etwa 76 %, ist bis zur Jahrtausendwende auf etwa 80 % gestiegen, liegt seit 2015 bei über 90 % und hat in den letzten Jahren Niveaus von teilweise über 95 % erreicht. Die Importe folgen nur in begrenztem Maße der saisonalen Struktur des Erdgasverbrauchs, sodass ein intersaisonaler Ausgleich erfolgen muss.

423. Drittens müssen damit die saisonalen Verbrauchsmuster in erheblichem Maße durch die Nutzung von Erdgasspeichern bedient werden (Abbildung 6-11b). 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.

424. Viertens hatte sich Deutschland bis 2020 zu einem großvolumigen Handels-Hub entwickelt (Abbildung 6-11d). Während in den 1990er Jahren das Niveau der Erdgas-Exporte Deutschlands deutlich unter 10 % der Einfuhren lagen sind sie bis 2010 auf teilweise über 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 Werte um die 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 2024 ein Niveau von nur noch 13 %. Die saisonalen Muster der Erdgas-Transite waren bis 2014 nur wenig von den entsprechenden Strukturen des Inlandsverbrauchs entkoppelt, verliefen danach teilweise sehr uneinheitlich, weichen in den Jahren ab 2023 stark davon ab und tendieren stärker in Richtung von Bandlieferungen.

Zur Datenlage im Erdgassektor

Trotz sorgfältiger Jahresbilanzen bestehen bei zeitlich und länderspezifisch aufgeschlüsselten Erdgasdaten Lücken und Widersprüche. Monatsdaten zum Inlandsverbrauch werden im Bereich der amtlichen Statistik vom Statistischen Bundesamt, dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (bis 2022) und von Eurostat veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur berichtet Tagesdaten. Darüber hinaus veröffentlichen der BDEW, die europäischen Branchenverbände Entso-G und GIE (Gas Infrastructure Europe) sowie die Internationale Energieagentur zeitlich höher aufgelöste Daten (monatlich, teilweise täglich) in unterschiedlichen Bereichen (Verbrauch, Speicheraktivitäten, Ein- und Ausfuhren, Transporte). Die Angaben aus den verschiedenen Quellen stimmen teilweise gut überein (z.B. bzgl. der Speicherentnahmen), weichen aber teilweise auch um mehrere Prozentpunkte voneinander ab (z.B. Einfuhren, Transporte). Auch greifen in verschiedenen Bereichen Geheimhaltungsvorschriften, so dass vor allem die Erdgasimporte aus den verschiedenen Lieferländern sowohl im Bereich der Energie- als auch der Außenhandelsstatistik zunehmend der amtlichen Geheimhaltung unterliegen. Dies gilt sowohl für die deutsche als auch die europäische Statistik, wobei darauf hinzuweisen ist, dass vor allem seitens Eurostat bis zum Jahr 2024 entsprechende Lieferdaten berichtet wurden, diese Daten inzwischen aber nicht mehr verfügbar sind.

Die größten Datenprobleme gibt es bei den Außenhandelsdaten nach Herkunftsländern. Jenseits der genannten Geheimhaltungstatbestände sind diese u.a. auf unklare Abgrenzung zwischen Herkunft und den physikalischen Lastflüssen an Grenzübergangspunkten zurückzuführen. Erstens lassen sie nur teilweise bzw. über Plausibilitätsüberlegungen Rückschlüsse auf die Herkunft zu. Zweitens müssen Ringflüsse (z. B. die Ausfuhr von Sachsen nach Tschechien und die Wiedereinfuhr von Tschechien nach Bayern) sowie die schwierige Zuordnung bei Wiederausfuhren berücksichtigt werden. Seit 2016 veröffentlicht das BAFA aus Geheimhaltungsgründen keine vertraglichen Mengen mehr. Die BNetzA berichtet jährliche physikalische Lastflüsse, seitens Eurostat wurden bis 2024 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. Auch Energieversorgungsunternehmen (BP) oder Verbände der Energieversorger (Entso-E, BDEW) wie auch die Internationale Energieagentur (IEA) veröffentlichen eigene Werte. Die Unterschiede sind erheblich: Für 2015 berichtet das BAFA 34,6 % russische Importe, die BNetzA 26,6 % (nur Nord Stream 1) bzw. 58,4 % (inkl. Tschechien/Polen). Eurostat berichtete russische Importanteile von 42,6 %, BP 43,5 %. Für 2021 liegen die Werte bei 37,5 % bzw. 63,5 % (BNetzA), 66,4 % (Eurostat) sowie 61,8 % (BDEW). BP nennt zuletzt 2020 mit 55 %. Russische Anteile an LNG-Importen in Nachbarstaaten sind belegt, deren Weiterleitung nach Deutschland wird jedoch nicht systematisch erfasst.

Für tagesgenaue Speicherstände bietet GIE einen Datenservice. Eine konsistente, methodisch abgesicherte Datenbasis ist für resilienzorientierte Erdgaspolitik entscheidend. Angesichts

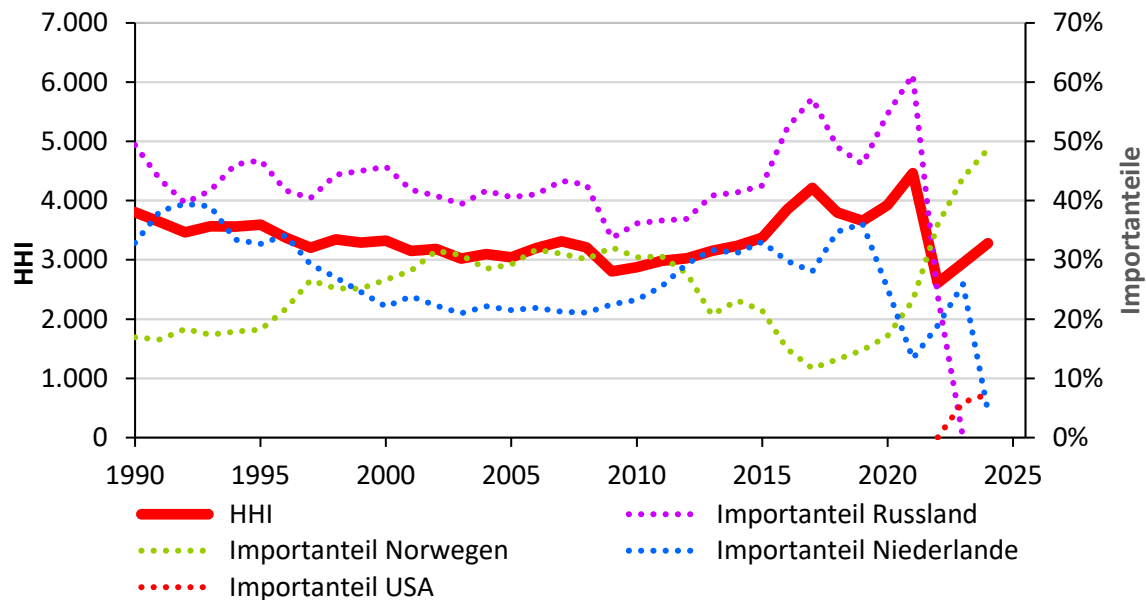
wachsender LNG (Liquified Natural Gas)-Bedeutung könnte dies auch Berichtspflichten zu Herkunftsländern einschließen.

Eine unterjährige, konsistent erfasste und öffentlich verfügbare Datensammlung für Verbrauch, Importe (nach Lieferregionen inkl. LNG), Transite und Speicheraktivitäten für Deutschland bietet derzeit nur der BDEW mit seinen wöchentlich erscheinenden Wochenberichten zur Erdgaswirtschaft an.

Die Schaffung einer methodisch und datenseitig konsistenteren Datenbasis im Bereich der amtlichen Statistik ist damit gerade für die aktuellen und zukünftigen Politiken zur Erhöhung der Resilienz in der Erdgasversorgung von erheblicher Bedeutung und bildet nach wie vor ein wichtiges Handlungsfeld. Angesichts der zunehmenden Rolle von LNG-Lieferungen nach Europa gehört dazu auch die Verfügbarmachung von Daten zu den Herkunftsländern der nach Deutschland und Europa eingeführten Erdgasmengen.

425. Deutschlands Erdgasimporte stammten in der Vergangenheit vor allem aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Russland war über Jahrzehnte Hauptlieferant, zunächst über Polen/Belarus sowie die Ukraine (über die Slowakei und Tschechien), ab 2011 auch direkt über die Pipeline-Verbindung Nord Stream 1. Die Lieferungen aus den Niederlanden gingen über die Jahre zurück und laufen mit Blick auf die in den Niederlanden geförderten Mengen aus. Hintergrund ist das Ende der Erdgasförderung im niederländischen Groningen im Jahr 2024. Zukünftig sind Importe aus den Niederlanden dann nur noch aus den dortigen Nordsee-Terminals für LNG-Anlandungen möglich. Norwegens Anteil stieg seit der Jahrtausendwende deutlich und ergänzte zunächst die russischen Liefermengen. Die Anbindung an die norwegischen Gasfelder erfolgt über drei leistungsstarke Pipelines (Europipe I, Europipe II sowie Norpipe) direkt ins deutsche Gasnetz sowie über andere Nordsee-Anrainerstaaten (Niederlande, Belgien, Frankreich, Dänemark).

Abbildung 6-12: 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 Abschätzungen ergänzt, für die Jahre ab 2022 wurden die Daten der Bundesnetzagentur mit den BDEW-Statistiken verschnitten.

Quellen: Deloitte & Öko-Institut (2023), BNetzA (2025d), BDEW (2025), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts.

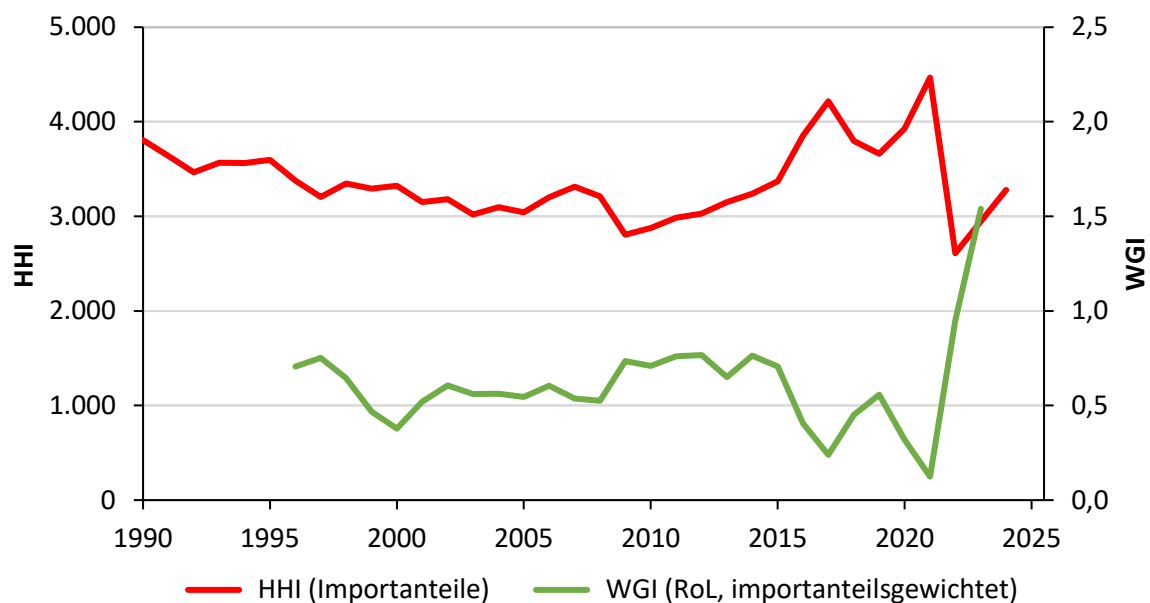
426. Die Importkonzentration der Erdgaslieferungen nach Deutschland, gemessen als Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI), ist nach einer längeren Phase leichter Rückgänge nach 2010 und vor allem in Folge der Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 1 ab 2012 massiv angestiegen. Im Jahr 2021 wurde mit 4.465 ein historischer Höchststand für die Marktkonzentration erreicht (Abbildung 6-12).³¹ Getrieben wurde diese Entwicklung des HHI vor allem durch die sehr großen und wachsenden Anteile der Erdgasimporte aus Russland. Die Inbetriebnahme der Pipeline Nord Stream 2 hätte diese Konzentration vermutlich 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.³² Auch wenn die Konzentration der Erdgaseinfuhren nach Deutschland nach der Beendigung der Erdgasbezüge über Pipelines aus

³¹ Die Importkonzentration wurde im Vergleich zu den im Monitoring-Bericht 2024 auf Grundlage einer aktualisierten Datenbasis ermittelt. Für die Jahre bis 2020 wurde durchgängig auf die in der Arbeit von Deloitte/Öko-Institut (2023) vorgenommene Datenkonsolidierung für die Erdgasimporte nach Lieferregionen zurückgegriffen, in die eine Reihe verschiedener Datenquellen der amtlichen sowie der Verbands- und Unternehmensstatistik eingeflossen ist. Für die Jahre ab 2021 wurden die Daten der wöchentlichen BDEW-Erdgas-Datenberichte bzw. des BDEW-Jahresberichts (2025) und die von der Bundesnetzagentur (2025d) veröffentlichten Daten miteinander verschnitten.

³² 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.

Russland gesunken ist, wirkt die massive Erhöhung des Versorgungsanteils aus Norwegen seit 2024 wieder konzentrationserhöhend. Die Übersicht verdeutlicht ebenfalls, dass die ausfallenden Lieferungen aus Russland zu erheblichen Anteilen durch norwegische Bezüge ersetzt worden sind, gefolgt von den über die westlichen Grenzen Deutschlands bezogenen Mengen aus den Niederlanden bzw. Belgien (u.a. aus den dortigen LNG-Terminals). LNG-Lieferungen aus den USA über deutsche LNG-Terminals repräsentieren bisher nur einen Anteil von weniger als 10 %.

Abbildung 6-13: Importkonzentration und Governance-Bewertung der Erdgas-Einfuhren nach Deutschland



Anmerkung: HHI bezeichnet den Herfindahl-Hirschman-Index. Hohe Werte für den HHI beschreiben eine hohe Marktkonzentration. WGI bezeichnet den Worldwide Governance Indicator. Hohe Werte für den WGI beschreiben eine hohe Governance-Qualität.

Quellen: Deloitte & Öko-Institut (2023), BNetzA (2025d), BDEW (2025), World Bank (2024), Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts.

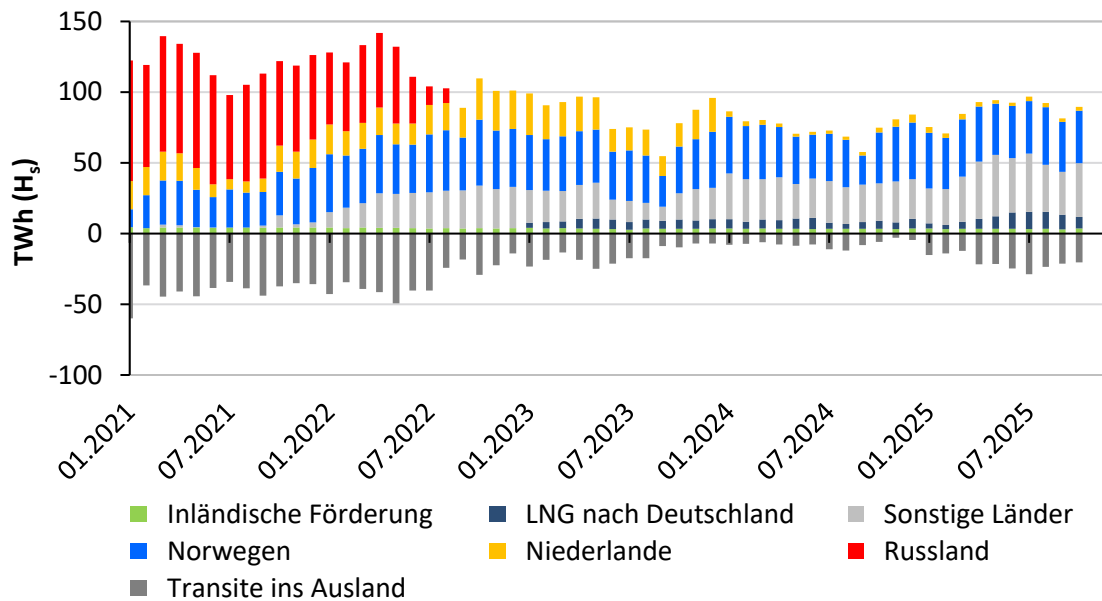
427. Auch wenn die Konzentration der Erdgasimporte eine wichtige Bewertungsgröße für die Versorgungssicherheit bildet, ist aus der Perspektive der Resilienz die Governance-Situation in den verschiedenen Lieferregionen ebenfalls eine relevante Information zur Bewertung der Importsituation. Die Abbildung 6-13 zeigt den HHI im Vergleich zum mit den Importanteilen für Deutschland gewichteten Governance-Indikator für Rechtsstaatlichkeit (Rule of Law) des Worldwide Governance Indicator (WGI) Projekts der Weltbank (World Bank 2024). In dieser Zusammenstellung werden auf Jahresbasis Einschätzungen der Governance-Situation in den verschiedenen Staaten der Welt ermittelt und auf einer Skala von -2,5 bis 2,5 eingeordnet. Auf Basis der ab 1996 (und bisher bis 2023) verfügbaren Daten ergibt sich seit 2010 ein deutlicher Abfall der aggregierten Governance-Qualität (mit Blick auf die Rechtsstaatlichkeit) für die deutschen Erdgasimporte. Diese

Situation ergibt sich einerseits aus den steigenden Anteilen der Erdgasimporte aus Russland und andererseits auch aus den deutlichen sinkenden Werten für die Rechtsstaatlichkeitsbewertung Russlands (auf ein Niveau von -0,8015 im Jahr 2015 sowie einem Wert von -1,188 im Jahr 2023). Mit dem Ersatz von Erdgaslieferungen aus Russland aus Ländern mit hohen und stabilen bzw. (für die USA) nur leicht sinkenden Rechtlichkeitsstandards (Norwegen 1,834, Niederlande 1,643, USA 1,328) hat sich der gewichtete Rechtsstaatlichkeitsindex der Erdgasimporte sehr stark verbessert.

428. Die Expertenkommission empfiehlt, die Zahl der Lieferländer und Regionen zu erhöhen sowie eine Importstruktur mit ausgewogenen Lieferanteilen zu verfolgen und auch die Stabilität v.a. mit Blick auf die Rechtsstaatlichkeit im Blick zu behalten. Ziel sollte es sein, die Marktkonzentration im Bereich der Erdgas-Importe weiter deutlich zu reduzieren, aber auch möglichst hohe Niveaus für den gewichteten Rechtsstaatlichkeitsindikator anzustreben bzw. zumindest ein diesbezügliches Monitoring systematisch umzusetzen. Beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft (vgl. Kapitel 4.4.5) sollten diese Ziele von Beginn an berücksichtigt und durch geeignete Maßnahmen unterstützt werden.

429. 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 6-14). Einige Nachbarstaaten Deutschlands (z. B. Österreich) bezogen jedoch weiterhin große Anteile ihres Erdgasbedarfs aus Russland. Zum 01.01.2025 wurden mit dem Auslaufen des ukrainischen Transitvertrages die russischen Erdgaslieferungen nach Europa über die Ukraine beendet. Deutschland kommt mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für diese Länder eine große Rolle zu.

Abbildung 6-14: Aufkommen von Erdgas und Außenhandel nach Lieferländern



Quellen: BDEW (2025), Berechnungen des Öko-Instituts.

430. Die strukturellen Veränderungen der Erdgasimporte Deutschlands und deren Voraussetzungen sind in Abbildung 6-14 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 ca. 50 TWh zurückgegangen und haben sich im Jahr 2024 stabilisiert. 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 auch durch Lieferungen aus den westeuropäischen Nachbarstaaten kompensiert worden, die wiederum teilweise auf einen deutlich erhöhten Import von verflüssigtem Erdgas (LNG) 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 und 2024 auf 170 TWh zurück.
- Der Verbrauch von Erdgas ist in Deutschland in den Jahren 2022 und 2023 gegenüber 2021 um etwa 18 % (2022) bzw. 21 % (2023) und 17 % (2024) zurückgegangen. Dies entspricht einem Verbrauchsrückgang von 2021 auf 2022 von knapp 180 TWh und von 2022 auf 2023 nochmals um knapp 30 TWh. Im Jahr 2024 ist der gesamte Erdgasbedarf wieder um etwa 30 TWh angestiegen. Maßgeblich dafür waren vor allem preisliche und verhaltensbedingte

Effekte (vgl. Kapitel 4.2). Vom gesamten Minderverbrauch bei Erdgas im Zeitraum 2021 bis 2024 entfiel ein Anteil von 27 % auf die Industrie (inkl. des Einsatzes von Erdgas als Rohstoff), 38 % auf die privaten Haushalte und 21 % 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 knapp 95 TWh sowie 2023 zusätzlich um fast 210 TWh zurück. Im Jahr 2024 sind die Transite ins Ausland um nochmals fast 100 TWh zurückgegangen.
- 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 den bis dahin vier FSRU in Deutschland betrugen im Jahr 2024 wie auch im Jahr 2023 knapp 70 TWh. Mit der Inbetriebnahme des fünften LNG-Terminals im Jahr 2025 sind die LNG-Importkapazitäten weiter gestiegen.

431. Bis 2024 entstand in Deutschland durch schnelles Chartern und Pipeline Anbindungen von vier schwimmenden LNG-Terminals (Floating Storage and Regasification Units – FSRU) eine große LNG-Anlandungskapazität. Die Anbindung und Inbetriebnahme der LNG-Terminals wurden und werden dabei durch die umfassenden Verfahrensbeschleunigungen bzw. -vereinfachungen des LNG-Beschleunigungsgesetzes (LNGG) unterstützt. Die FSRU (zwei Anlagen in Wilhelmshaven und jeweils eine in Brunsbüttel und Mukran) werden durch die im Bundesbesitz befindliche Deutsche Terminal GmbH, aber auch von der privaten Deutschen ReGas GmbH & Co. KGaA (bzw. deren Tochtergesellschaften) betrieben. Eine weitere FSRU (Stade) wird noch in Betrieb genommen. Mit den derzeit kontrahierten FSRU können über 200 TWh Erdgas angelandet werden, wobei weitere Kapazitätserhöhungen von etwa 100 TWh möglich sind. Der Einsatz der fünf FSRU ist im Regelfall nur für wenige Jahre geplant, v.a. bis die landseitigen LNG-Terminalprojekte in Betrieb gehen können. Gleichzeitig bieten sie Flexibilität, falls feste Terminals später oder gar nicht in Betrieb gehen bzw. die Erdgasnachfrage deutlich früher und stärker reduziert wird bzw. die Versorgungssicherheitssituation sich anderweitig entspannt.

432. Bisher sind Final Investment Decisions (FID) für die beiden landseitigen Terminals in Brunsbüttel II und Stade getroffen worden, für das Projekt in Wilhelmshaven steht diese Entscheidung noch aus. Damit existieren FID für eine Importkapazität von bis zu 250 TWh, noch ohne FID ist eine Kapazität von bis zu 80 TWh. Am LNG-Landterminal Brunsbüttel II ist die staatliche KfW-Bank zu 50 % beteiligt, die anderen beiden festen LNG-Terminalprojekte werden durch rein private Konsortien umgesetzt. Die Bundesregierung sichert jedoch Betriebsrisiken der Terminalbetreiber ab bzw. fördert die Investitionen. Staatliche Beihilfen von mehr als 4 Mrd. Euro sind für die Errichter

bzw. Betreiber von LNG-Terminals in Deutschland genehmigt.³³ Derzeit erfolgt keine verursachergerechte Umlage der staatlichen LNG-Förderkosten, wie sie etwa bei der Mineralölbevorratung über einen Beitrag von ca. 0,5 Cent/Liter erhoben wird. Die Expertenkommission empfiehlt eine vergleichbare Regelung auch für die Refinanzierung der Fördermaßnahmen im Bereich der LNG-Infrastruktur.

433. 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 potenzielle Störungen der europäischen Versorgungssicherheit zukommen. Dies betrifft einerseits die Versorgung von mittel- und zentral-europäischen 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 sowie begründet werden. Der letzte Bericht der Bundesregierung zum Thema LNG-Terminals (BMWK 2023) stammt von Anfang 2023 und bedarf offensichtlich einer Aktualisierung.

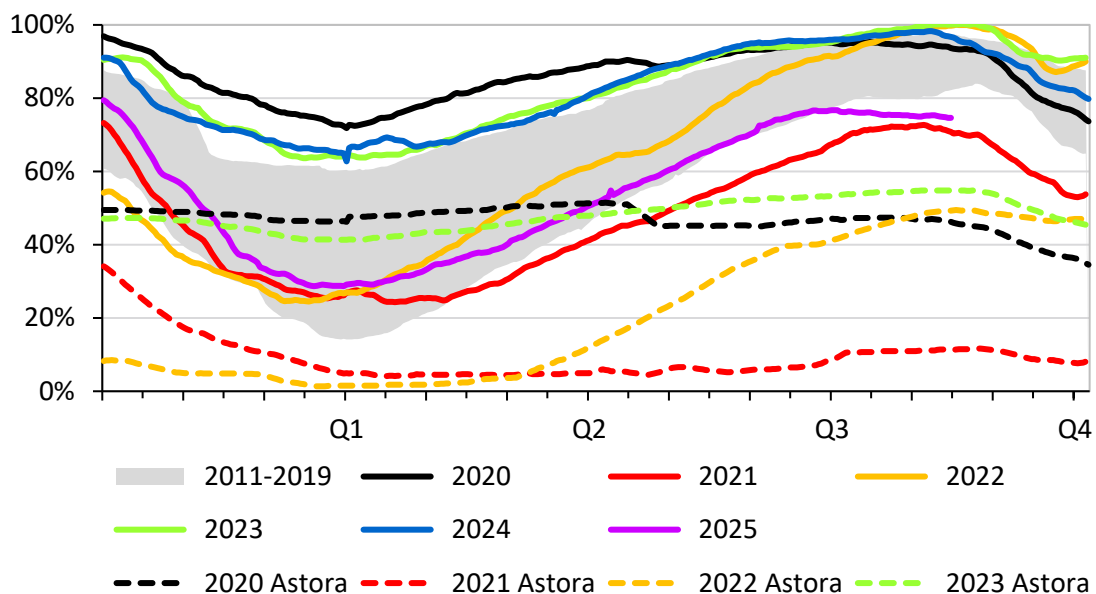
434. Die im Jahr 2024 nach Deutschland angelieferten LNG-Mengen stammen bei insgesamt vergleichsweise noch geringem Gesamtvolumen (aktuell etwa 8 % des Inlandverbrauchs bzw. der Gesamtimporte) ganz überwiegend aus den USA (83 % im Jahr 2023 sowie 92 % im Jahr 2024) und zu geringeren Anteilen aus Angola, Trinidad und Tobago, Norwegen, den Vereinigten Arabischen Emiraten und Ägypten. 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. Angesichts der weltweiten Verflüssigungskapazitäten (vgl. dazu Prognos 2023) und den bisherigen Einschätzungen der europäischen Institutionen ist in der kurz- und mittelfristigen Perspektive wahrscheinlich nicht mit LNG-Lieferengpässen zu rechnen. 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. Dabei sollten langfristige ökonomische Verpflichtungen vor allem

³³ Siehe hierzu Europäische Kommission (2023, 2024).

durch Langfristverträge mit sog. Destination Clauses vermieden werden, die einen Reexport bzw. eine Umlenkung von Erdgasimporten für den Fall eines nicht mehr vorhandenen Bedarfs verhindern.

435. 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 290 TWh, davon entfallen 138 TWh auf Kavernenspeicher, 129 TWh auf Porenspeicher und 23 TWh auf sonstige Speicheranlagen (BNetzA & BKartA 2025).

Abbildung 6-15: Füllstände der Erdgasspeicher in Deutschland



Quellen: GIE (2025), eigene Berechnungen.

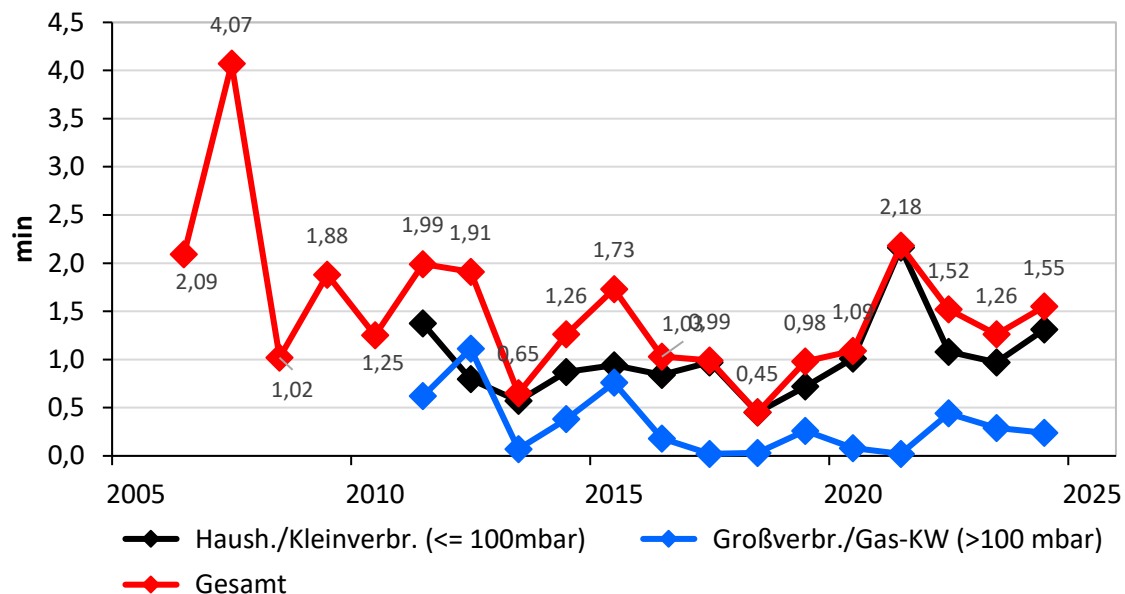
436. Die Nutzung der Erdgasspeicher folgt traditionell einem relativ robusten Muster: nach dem ersten Quartal werden die Speicher gefüllt, erreichen ihren höchsten Speicherstand gegen Ende des dritten Quartals und beginnen im vierten Quartal mit der Ausspeicherung (Abbildung 6-15). Dieses langjährig 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). Nach den zwischenzeitlich mehrfach geänderten Vorgaben müssen aktuell zum 1. Oktober eines jeden Jahres die Erdgasspeicher einen Füllstand von 80 %, zum 1. November von 90 % und am 1. Februar noch einen Füllstand von 30 % haben. Diese Vorgaben wurden in den Jahren bis 2024 durch massive Einspeicherungen erreicht bzw. deutlich übererfüllt. Dazu beigetragen haben die Käufe von Erdgasmengen zur Befüllung der Erdgasspeicher durch den Marktgebietsverantwortlichen Gas, den Trading Hub Europe (THE) (insgesamt knapp 10 TWh Erdgas). Um die entsprechenden Kosten zu refinanzieren, wurde die Gasspeicherumlage eingeführt. Sie betrug zuletzt 0,289 Cent pro Kilowattstunde. Zum 01.01.2026 wird die Gasspeicherumlage abgeschafft und werden die entsprechenden Kosten aus dem Bundeshaushalt finanziert (Bundesregierung 2025). Die Expertenkommission weist diesbezüglich wie beim Thema LNG-Terminal-Förderung darauf hin, dass die Kosten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wie beim Mineralöl im Gassystem und nicht über den Staatshaushalt refinanziert werden sollten.

437. 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). Die Alarmstufe wurde zum 01. Juli 2025 aufgehoben. Seitdem gilt wieder die Frühwarnstufe. Im Jahr 2025 wurden die gesetzlichen Vorgaben für die Speicherbefüllung ab Oktober nicht mehr erfüllt. Mit Blick auf diese Situation entsteht damit erkennbar die Notwendigkeit einer sorgfältigen Bewertung und ggf. politischer bzw. regulativer Handlungsbedarf zur Absicherung eines effizienten Versorgungssicherheitsniveaus in der Erdgasversorgung.

438. 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 2022).

Abbildung 6-16: 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 (2024), eigene Berechnungen.

439. 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 6-16 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.

440. Im Bereich Gas existieren mit Blick auf Indikatoren zur Einordnung der Versorgungsqualität keine hinreichend belastbaren Daten für den SAIDI-Vergleich mit anderen (europäischen) Ländern (CEER & ECRB 2022). Die Expertenkommission sieht hier einen wichtigen Handlungsbedarf.

441. Die Europäische Kommission plant, russische Erdgas- und Ölimporte schrittweise bis 2027 vollständig zu stoppen, um die wirtschaftliche Abhängigkeit von Russland zu verringern, den Druck auf Moskau wegen des Angriffskriegs gegen die Ukraine zu erhöhen und einen wichtigen Beitrag

zur sauberen Energiewende sowie zur Wettbewerbsfähigkeit der EU zu leisten (Europäische Kommission 2025b). Möglich wird dies neben Maßnahmen zur Erdgaseinsparung bzw. -substitution durch ausreichend alternative Lieferquellen im globalen Gasmarkt, einen gut vernetzten EU-Binnenmarkt für Gas sowie eine ausreichende Importinfrastruktur. Maßnahmen zur strategischen Diversifizierung der Erdgasbezüge sollten auf der energiepolitischen Agenda bleiben, ein deutlich aussagekräftigeres und transparenteres Monitoring von Erdgas-Lieferströmen und -Vertragsabschlüssen bildet aus Sicht der Expertenkommission dafür eine wichtige Voraussetzung.

6.3 Exkurs: Resilienz von Energiewendelieferketten und strategische Rohstoffe

442. Die Unterbrechungen und Beeinträchtigungen von Lieferketten während der Corona-Pandemie sowie in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine haben die Verwundbarkeit des weltweiten Handels sowie Abhängigkeiten Deutschlands und der EU von Importen schmerzhaft vor Augen geführt. Im Rahmen der Energiewende und des Übergangs zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft werden zusätzliche Rohstoffe, aber auch Vor-, Zwischen- und Endprodukte benötigt, die überwiegend importiert werden müssen. Die Abhängigkeiten von Importen werden daher aus Sicht Deutschlands in der Zukunft kaum sinken. Resiliente und klimaneutrale Lieferketten sind für die Erreichung der Klimaneutralität daher von hoher Wichtigkeit. Vor diesem Hintergrund werden zunächst die bedeutendsten Dimensionen für resiliente Lieferketten herausgearbeitet (Kapitel 6.3.1). Anschließend werden die einzelnen Dimensionen näher beleuchtet (Kapitel 6.3.2 bis 6.3.3) und am Beispiel Kupfer veranschaulicht (Abschnitt 6.3.4).

6.3.1 Dimensionen für resiliente Energiewendelieferketten

443. In einer arbeitsteiligen Weltwirtschaft bestehen naturgemäß ausgeprägte, internationale Lieferketten, die sich zum Teil zu Liefernetzwerken entwickelt haben. Deutschland, dessen Wirtschaft stark international eingebunden ist, ist in besonderem Maße in diesen Lieferketten vertreten und von ihnen abhängig. Die Frage ist nun, wie Lieferketten vor dem Hintergrund zunehmender geopolitischer Spannungen und Marktmacht einzelner Akteure resilient gestaltet werden können. Mit dem Fokus auf die gesamte Lieferkette schafft der vorliegende Monitoringbericht einen Mehrwert gegenüber dem Monitoringbericht (EEM 2024, 248ff.), der sich insbesondere auf strategische Rohstoffe konzentriert hat.

444. Zunächst ist es hierzu hilfreich, abzuleiten, was für eine resiliente Lieferkette ausschlaggebend ist. Bossut et al. (2025) definieren vier Hebel, die genutzt werden können, um Lieferketten aus Unternehmenssicht resilient aufzustellen:

Robustheit: Können Kernfunktionen des Unternehmens trotz Stressfaktoren aufrechterhalten werden (Widerstandsfähigkeit)? Dies beinhaltet auch die Vermeidung von

Stressfaktoren. Möglichkeiten diesbezüglich sind eine diversifizierte Lagerhaltung, das Vorhalten von Standby-Kapazitäten oder Backup-Ressourcen.

Agilität: Wie kann sich das Unternehmen möglichst schnell an Krisenzeiten anpassen? Mittel zur Erhöhung der Anpassungsfähigkeit sind die Erstellung von Notfallplänen, die Ermöglichung einer schnelleren Anpassung der Produktionskapazitäten und das Aufstellen von Technologie-Backup-Plänen.

Sichtbarkeit: Wie können Daten erhoben und gemanagt werden, um die Dynamik in Lieferkettennetzwerken zu verstehen und zu überwachen? Mittel dazu sind die Identifikation sowie die Erhebung von notwendigen Daten, mit deren Hilfe fortlaufend aktualisierte Prognosen zur Versorgungssicherheit, digitale Zwillinge oder Echtzeit-Warnmeldungen bei Störungen erstellt werden können.

Lernprozess: Auf Basis der Sichtbarkeit sollte ein kontinuierlicher Lernprozess sichergestellt werden. Dies beinhaltet ein Wissensmanagement, Schaffung eines geeigneten Umfelds zum Wissensaustausch sowie Krisensimulationen.

Die Expertenkommission ergänzt diese vier Hebel um einen weiteren wichtigen Aspekt:

Neustartfähigkeit: Zusätzlich zu den von Bossut et al. (2025) genannten Hebeln sollte auch auf die Neustartfähigkeit nach einer Störung beziehungsweise Lieferunterbrechung eingegangen werden. Denn nur, wenn die Versorgung nach dem Ende einer Störung beziehungsweise Unterbrechung zügig wiederaufgenommen werden kann, handelt es sich um eine resiliente Lieferkette.

445. Bossut et al. (2025) verweisen darauf, dass alle vier von ihnen genannten Aspekte abgedeckt werden müssen, um eine umfassende Strategie zu erhalten. Wird der Aspekt der Expertenkommission hinzugenommen, müssen sogar fünf Aspekte für Resilienz erfüllt sein. Jedoch ist es aus Sicht von Bossut et al. (2025) nicht notwendig, dass jedes Unternehmen dies einzeln durchführen muss. Stattdessen sollte die Politik die Bemühungen auch länderübergreifend koordinieren, um den Aufwand für einzelne Akteure zu minimieren.

446. Bardt/Röhl/Rusche (2022) zeigen anhand von Erfahrungen aus der Corona-Pandemie und regulatorischer Antworten seitens der EU auf die Pandemie, dass es zwar wichtig ist, die Unsicherheiten bei internationalen Lieferungen notwendiger Güter wie Erdgas, Öl, Seltene Erden, Gesundheitsartikel und Hightech-Komponenten fortschrittlicher Produkte anzugehen, jedoch keine eindeutige Lösung für die damit verbundenen Probleme existiert. In vielen Fällen liegt es an den Marktakteuren, die beste Strategie für ihre spezifischen Produktions- und Importbedürfnisse zu entwickeln – sei es durch Diversifizierung der Lieferanten, Lagerhaltung von Zwischenprodukten oder Neugestaltung des Endprodukts, sofern möglich.

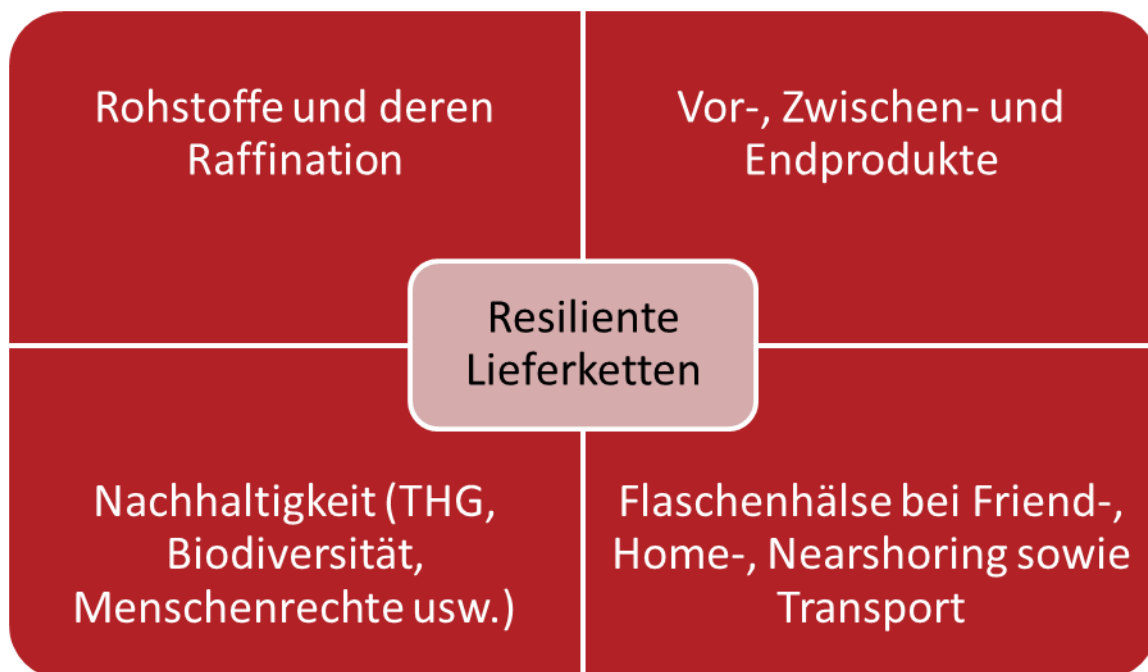
447. Doch auch für den Staat können erhebliche Risiken resultieren, wenn, trotz Vorkehrungen der Unternehmen, wesentliche Lieferketten reißen und daraus resultierend gravierende Versorgungsengpässe im Inland entstehen. Daher muss, wie bereits in den implementierten EU-Regulierungen (vgl. Rn. 466), auch der Staat im Notfall eingreifen. Braml und Felbermayr (2024) leiten analytisch Kriterien her, bei denen Güter als „kritisch“ eingestuft werden können und ein staatlicher Eingriff gerechtfertigt ist (ebenda, 823f.). Konkret müssen keine Substituierbarkeit in der kurzen Frist; eine unmittelbare Konsumrelevanz und eine notwendige Zwangsrationierung im Krisenfall beziehungsweise externe Effekte gegeben sein. Diesbezüglich resultiert Konsumrelevanz aus der wohlfahrtsökonomischen Einsicht, dass der Staat sich auf Konsumglättung konzentrieren solle (ebenda). Dies bedeutet, dass eine gefährdete Versorgung der Bürgerinnen und Bürger mit Wärme oder Elektrizität ein staatliches Eingreifen rechtfertigen kann. Eine Unterbrechung der Lieferung von Vorprodukten oder Rohstoffen in der Industrie tut dies jedoch eher nicht. Unter externen Effekten führen Braml und Felbermayr (2024, 823) beispielhaft die Landesverteidigung an: Ist diese durch eine Lieferunterbrechung gefährdet, kann dies einen staatlichen Eingriff rechtfertigen.

448. Werden Güter als kritisch eingestuft, diskutieren Braml und Felbermayr (2024) Konzentrationszölle oder Kapazitätsmärkte als mögliche staatliche Eingriffe. Sollte der Marktanteil eines Staates bei einem kritischen Gut eine gewisse Schwelle überschreiten, werden automatisiert Konzentrationszölle eingeführt, um eine Diversifikation inländischer Abnehmer anzuregen. Es werden auch Ausschreibungen bezüglich der Versorgung mit kritischen Gütern im Krisenfall durchgeführt (Kapazitätsmärkte). Der Staat lässt sich damit in einem Krisenfall eine Lieferung innerhalb einer vereinbarten Zeit zusichern. Die Autoren plädieren auch dafür, dass insbesondere Handelskonflikte aktiv geführt beziehungsweise die Voraussetzungen dafür geschaffen werden müssen, wodurch diese Handelskonflikte zum Teil vermieden werden können. Dies umfasst beispielsweise eine internationale Koordination bei der Androhung und Durchsetzung von Sanktionen oder die gezielte Förderung von heimischen Technologieführern sowie der Verzicht auf die Beschränkung von Handelskonflikten auf Gütermärkte (ebenda, 825).

449. Mit dem Fokus auf strategische Rohstoffe hat auch die Expertenkommission Handlungsempfehlungen zur Stärkung der Resilienz erarbeitet (EEM 2024, 254). Diese umfassen die Ausweitung der europäischen Produktion, die Diversifizierung der Bezugsländer, das Recycling von kritischen Rohstoffen, die Senkung der Rohstoffintensität sowie die Forschung an alternativen Technologien.

450. Sowohl für die Ausgestaltung resilienter Lieferketten als auch für die Entscheidung, welche Güter überhaupt kritisch sind, sind umfangreiche Informationen notwendig. Dies gilt auch für die Koordinierung der Bemühungen und das Ergreifen von Maßnahmen auf staatlicher Ebene. Vor diesem Hintergrund soll im Folgenden diskutiert werden, welche Dimensionen zur Beurteilung der Kritikalität von Gütern und dem Verständnis von Lieferketten abgedeckt werden sollten, um ein möglichst vollständiges Bild zu erhalten und etwaige Maßnahmen für mehr Resilienz zu identifizieren.

Abbildung 6-17: Dimensionen, die für resiliente Energiewendelieferketten beachtet werden müssen.



Quellen: eigene Darstellung.

451. In Abbildung 6-17 sind diejenigen Dimensionen von Energiewende-Lieferketten aufgeführt, die entsprechend mit Hilfe von Daten und daraus abgeleiteten Informationen abgedeckt und beleuchtet werden sollten, um eine Lieferkette zu verstehen und darauf aufbauen resilient aufzustellen. Im Einzelnen sind dies:

Rohstoffe und deren Raffination: Welche Rohstoffe sind für die Energiewende notwendig? Wo werden diese gefördert und wo werden sie raffiniert? Wie wird sich der Bedarf an diesen Rohstoffen entwickeln? (vgl. Abschnitt 6.3.2)

Vor-, Zwischen- und Endprodukte: Wenn die Abhängigkeit nicht aus den Rohstoffen resultiert, gibt es Vor-, Zwischen- und Endprodukte oder Technologien, bei denen Abhängigkeiten bestehen (können)? (vgl. Abschnitt 6.3.2)

Nachhaltigkeit: Beim Klimawandel handelt es sich um ein globales Problem. Daher muss dieser auch global angegangen werden. Dies gilt ebenfalls für die Erhaltung der Biodiversität, die Einhaltung von Menschenrechten, den Arbeitsschutz und ähnliche Herausforderungen. Daher sind auch Daten notwendig, um Transparenz in diesen und ähnlichen Punkten herzustellen. Im Fall von Treibhausgasemissionen kann so Carbon-Leakage vermindert und eine einheitliche Bepreisung von Emissionen erleichtert werden.

Flaschenhalse: Neben den Abhängigkeiten bei Rohstoffen und Produkten können jedoch auch weitere Engpässe bestehen oder auftreten, für die Lieferketten anfällig sind. Dabei handelt es sich beispielsweise um Engpässe beim Transport durch Frachtschiffe, Engpässe oder Bedrohungen der Transportwege (z.B. Golf von Aden durch Huthi-Rebellen oder Piraten) sowie mangelnde Kapazitäten in Häfen. Um auf diese zu reagieren, könnte Produktion verlagert werden (Friend-, Near- und Homeshoring). Doch hier können neue Engpässe auftreten (z.B. Fachkräftemangel) oder die Verlagerung kann schlicht unwirtschaftlich sein (Baur et al., 2022). (vgl. Abschnitt 6.3.4)

452. Vor dem Hintergrund der Importabhängigkeit kommt der Nachhaltigkeit von Energiewendelieferketten eine hohe Bedeutung zu. Nur so können Herausforderungen wie Klimawandel, Ressourcenknappheit und soziale Ungerechtigkeit global angegangen und Carbon-Leakage vermindert werden. Die Erreichung von Klimaneutralität in einem Land durch die Verlagerung von Emissionen in ein anderes Land ist beispielsweise nicht zielführend. Um dies anzugehen, wurden bereits zahlreiche Gesetze eingeführt. Dazu zählen das Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes (LkSG) in Deutschland, die Richtlinie über die Sorgfaltspflichten von Unternehmen im Hinblick auf Nachhaltigkeit (Corporate sustainability due diligence Directive) auf EU-Ebene (Europäische Kommission 2025) oder die EU-Verordnung für entwaldungsfreie Produkte (EUDR). Aufgrund der Mehrdimensionalität von Nachhaltigkeit (Umweltschutz, Klimaschutz, soziale Aspekte und Unternehmensführung) ist ein Monitoring jedoch schwierig und es existieren kaum konsistente Erfassungen. Zudem kann die Nachhaltigkeit von Lieferketten im vorliegenden Bericht nicht adressiert werden, da sie zu weit über den Auftrag der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring hinausreicht. Aufbauend auf den in Abbildung 6-17 identifizierten Dimensionen werden im folgenden Abschnitt zunächst Rohstoffe, Technologien und Branchen näher beleuchtet, um anschließend die weiteren Dimensionen außer Nachhaltigkeit zu besprechen.

6.3.2 Kritische Rohstoffe, strategische Rohstoffe, Technologien und Branchen

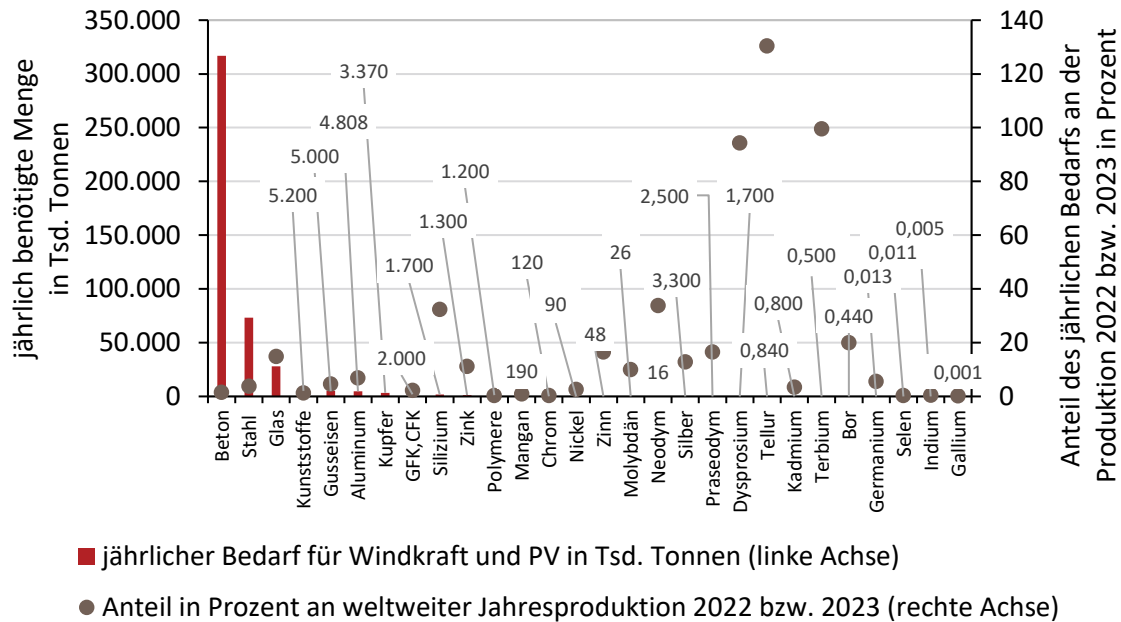
453. Es gibt eine große Anzahl an Untersuchungen und Methoden zur Beurteilung, welche Rohstoffe und Produkte konkret als kritisch klassifiziert werden können (Schrijvers et al. 2020). Diese Untersuchungen unterscheiden sich nach Zweck, Umfang der Prüfung, verwendeten Indikatoren und Ergebnissen (ebenda). Auch die Bundesregierung sieht manche Rohstoffe als kritisch und hat

eine eigene Rohstoffstrategie verabschiedet. Diese Rohstoffstrategie wurde Anfang des Jahres 2020 aktualisiert (Bundesregierung 2020). Darin enthalten ist ein Rohstoffmonitoring seitens der Deutschen Rohstoffagentur (DERA 2023), welche Bergwerksprodukte, Raffinadeprodukte und entsprechende Handelsprodukte (z.B. Zwischenprodukte bei Metallen und Industriemetallen) umfasst. Die DERA veröffentlicht in der Regel alle zwei Jahre eine Rohstoffliste, in der die Kritikalität von Rohstoffen evaluiert wird. Die aktuelle Fassung stammt aus dem Jahr 2023 (DERA 2023).

454. Die DERA (2023, 12f.) verwendet zwei Kategorien, um Rohstoffe sowie bestimmte Handelsprodukte insgesamt zu evaluieren. Diese sind die globale Angebotskonzentration und das gewichtete Länderrisiko (GLR). Die Angebotskonzentration wird mit Hilfe des Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) ermittelt. Das GLR besteht darin, die Förder-, Produktions- bzw. Nettoexportanteile der Länder mit ihrem entsprechenden Worldwide Governance Indicators (WGI) der Weltbank zu gewichten. Je nach abschneiden werden die Rohstoffe in drei Risikogruppen eingeteilt (geringes, mittleres, hohes Risiko). In der aktuellen Rohstoffliste wurden 221 Handelsprodukte untersucht. Davon entfallen 98 auf die Risikogruppe 3, die ein hohes Risiko anzeigt (DERA 2023, 17). Darunter zählen beispielsweise Kobalterze, raffiniertes Kobalt, aber auch Gold in Rohform sowie bestimmte Formen von raffiniertem und nicht raffiniertem Kupfer.

455. Die DERA (2025) hat sich auch mit Rohstoffen für die Energiewende befasst. In Abbildung 6-18 sind der weltweite, jährliche Bedarf an Rohstoffen für den Nettozubau an Photovoltaik und Windenergie zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 dargestellt. Diese Mengen werden zudem ins Verhältnis zur jährlichen Förderung im Jahr 2022 bzw. 2023 gesetzt, je nachdem für welches Jahr Daten verfügbar waren. Die höchsten Anteile treten, trotz geringen Bedarfs, bei Tellur (130 % der Förderung 2022/23), Terbium (rund 100 %) und Dysprosium (94 %) auf. Unter den Rohstoffen für die Energiewende werden auch einzelne Rohstoffe als kritischer Rohstoff seitens der DERA eingestuft. Diese sind Mangan, Neodym, Praseodym, Dysprosium, Aluminium, Kupfer, Silizium, Terbium, Bor, Germanium und Gallium.

Abbildung 6-18: Jährlicher Bedarf an Rohstoffen bis 2050 zur Erreichung der Klimaneutralität und Anteil an jährlicher Produktion (2022 bzw. 2023)

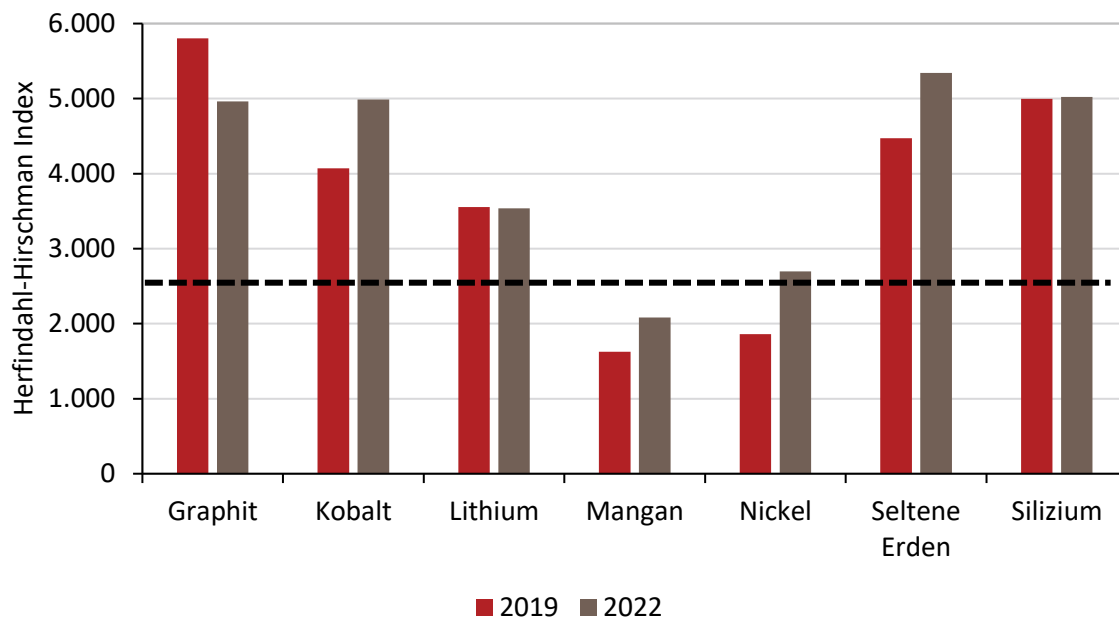


Quellen: DERA (2025); eigene Darstellung.

456. In ihrem Monitoringbericht 2024 (EEM 2024, 249) hat die Expertenkommission sieben Rohstoffe näher betrachtet und deren Marktkonzentration als Indikator in der Energiewende-Ampel herangezogen. Die Auswahl basiert auf einer umfassenden Studie zu zentralen Schlüsseltechnologien der Energiewende (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut 2023). Konkret wurden in der Studie acht strategische Rohstoffe identifiziert. Jedoch wurde Iridium aufgrund der Datenlage und der Form der Gewinnung nicht in den Indikator des Monitoringbericht 2024 aufgenommen (EEM 2024, 252). Bei den sieben strategischen Rohstoffen des Indikators handelt es sich um Graphit, Kobalt, Lithium, Mangan und Seltene Erden, die als sehr kritisch klassifiziert werden, sowie Nickel und Polysilizium, die als mittelkritisch eingeordnet werden. Für diese sieben Rohstoffe wurde anhand von Daten des Rohstoffinformationssystems der Deutschen Rohstoffagentur (DERA-ROSYS) der Herfindahl-Hirschman Index (HHI) im Jahr 2019 für die weltweite Förderung berechnet (EEM 2024, 250). Bei Werten unter 1.500 liegt eine niedrige, im Bereich zwischen 1.500 und 2.500 hingegen eine mäßige Marktkonzentration vor. Bei Werten größer als 2.500 kann von einer hohen Marktkonzentration ausgegangen werden. In Abbildung 6-19 sind die HHI-Werte der sieben betrachteten Rohstoffe von 2019 und 2022 auf Basis aktueller Daten des Rohstoffinformationssystems der Deutschen Rohstoffagentur (DERA-ROSYS 2025) dargestellt.

457. Anhand von Abbildung 6-19 wird deutlich, dass 2022 nur bei Mangan von einer mäßigen Marktkonzentration ausgegangen werden konnte. Bei allen anderen Rohstoffen ist die Marktkonzentration hoch. Bei Nickel ist diesbezüglich die Marktkonzentration erst seit 2022 hoch. Bei den Rohstoffen mit einer hohen Konzentration ist der HHI nur bei Graphit gesunken und bei Silizium sowie Lithium nahezu konstant geblieben. Bei den anderen Rohstoffen hat die Marktkonzentration zugenommen.

Abbildung 6-19: Marktkonzentration bei der Förderung strategischer Rohstoffe 2019 und 2022



Anmerkung: Für Silizium wird der HHI bezogen auf die weltweite Ferro-Silizium Produktion angegeben.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der DERA-ROSYS (2025).

458. Auf EU-Ebene wurden ebenfalls umfangreiche Maßnahmen ergriffen, um Abhängigkeiten bei Rohstoffen und Technologien zu adressieren sowie um kritische und strategische Rohstoffe zu identifizieren (vgl. EEM 2024, 248f.). So trat 2024 das Europäische Gesetz zu kritischen Rohstoffen in Kraft (Europäische Kommission 2024b). Zudem hat die EU mittels des Binnenmarkt-Notfall- und Resilienzgesetzes (IMERA, Rat der Europäischen Union 2024) ein Mittel zur Überwachung von Lieferketten sowie zur Reaktion auf Versorgungsstörungen geschaffen.

459. Im Gesetz zu kritischen Rohstoffen definiert die EU aus ihrer Sicht strategische und kritische Rohstoffe (Europäische Kommission 2024b, Rn. 6 und 7). Die Liste der strategischen Rohstoffe enthält Rohstoffe, die in strategischen Technologien verwendet werden. Dazu zählen Energiewende-Technologien, Technologien, die dem digitalen Wandel zugrunde liegen, oder für Verteidigungs- oder Luft- und Raumfahrtanwendungen von hoher strategischer Bedeutung für die EU sind (vgl. Europäische Kommission Joint Research Centre 2020, Carrara, S. et al. 2023; Tabelle 6-2). Strategische Rohstoffe sind zudem durch eine erhebliche Lücke zwischen dem weltweiten Angebot sowie der prognostizierten Nachfrage gekennzeichnet und bei ihnen ist ein Produktionsanstieg relativ schwierig zu erreichen. In Anhang I des Europäischen Gesetzes zu kritischen Rohstoffen (Europäische Kommission 2024b) werden aktuell 17 Stoffe als strategisch aufgelistet. Darunter zählen beispielsweise Kobalt, Kupfer, Gallium, Germanium und Seltene Erden für Dauermagneten.

460. Die strategischen Technologien aus Sicht der EU gemäß Untersuchungen des Joint Research Centres der Europäischen Kommission aus den Jahren 2020 und 2023 (Europäische Kommission Joint Research Centre 2020, Carrara, S. et al. 2023) sind fast vollständig in Tabelle 6-2 aufgeführt. In der Untersuchung zu 2020 wurden zusätzlich noch digitale Technologien als Gesamtheit aufgeführt. Diese Technologiegruppe wurden aufgrund der fehlenden Kleinteiligkeit nicht in Tabelle 6-2 berücksichtigt. In der aktuellen Studie werden für 2023 15 Technologien als strategisch klassifiziert. Darunter zählen insbesondere Energiewende-relevante-Technologien wie Elektrolyseure, Wärmepumpen, PV, Windturbinen, Brennstoffzellen oder Li-Ionen Akkumulatoren (vgl. Tabelle 6-2). Das Joint Research Centre der Europäischen Kommission arbeitet in seinen Studien nicht nur die Abhängigkeiten bei Rohstoffen heraus, sondern zusätzlich Abhängigkeiten bei verarbeiteten Rohstoffen, Komponenten sowie Baugruppen und ganzen Systemen im Bereich der strategischen Technologien. In Tabelle 6-2 sind die Technologien aufgeführt und jeweils ihr EU-Anteil auf den entsprechenden Zwischenstufen.

461. Tabelle 6-2 zeigt: Insbesondere in den Bereichen, die für die Energiewende von Bedeutung sind, liegen die Anteile der EU-Produktion lediglich bei vollständigen Elektrolyseuren bei 50 % der Weltproduktion. Bei allen anderen Aspekten liegen die Anteile deutlich darunter. Besonders auffällig ist dieses Missverhältnis bei Rohstoffen, da die Anteile der EU an der Weltproduktion bei allen aktuellen, strategischen Technologien unter 10 % liegen. Es ist daher davon auszugehen, dass die EU und auch Deutschland für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende auf den Import von Rohstoffen bis zu ganzen Systemen angewiesen sind. Die Abhängigkeit Deutschlands von China bei Energiewende-Technologien sowie entsprechenden Produkten wurde auch in einer Untersuchung des ifo-Institut festgestellt (Baur/Flach 2022).

Tabelle 6-2: Strategische Technologien aus Sicht der EU 2020 und 2023 sowie EU-Anteil bei der Produktion in Prozent entsprechender Rohstoffe, verarbeitete Materialien, Komponenten, Baugruppen, übergeordnete Baugruppen sowie ganze Systeme

2020	Rohstoffe	verarbeitete Materialien	Komponenten	Baugruppen	übergeordnete Baugruppe	Systeme
Li-Ionen Akkus	1	8	9	0	Nicht erfasst	Nicht erfasst
Brennstoffzellen	5	40	25	1		
Windenergie	0	12	20	58		
Elektromotoren	1	7	8			
Photovoltaik	6	5	0	1		
Robotik	2	21	4	41		
Drohnen	13	27	13	9		
3D-Druck	9	54		34		
2023	Rohstoffe	Verarbeitete Rohstoffe	Komponenten	Baugruppen	übergeordnete Baugruppe	Systeme
Li-Ionen Akkus	2	4	3	6		
Brennstoffzellen	3	15	25	12		
Elektrolyseure	4 (AWE)	29 (AWE)	35	50		
	1 (PEM)	18 (PEM)				
	5 (SO)	14 (SO)				
	2 (AEM)	20 (AEM)				
Windenergie	2	15	24	18	34	
Elektromotoren	2	12	9	19		
Photovoltaik	4	12	11	2		
Wärmepumpen	2				40	
Lichtbogenöfen/ Wasserstoff-Direktreduktion	7				19	
Datenübertragungsnetzwerke	3	23	17	26		24
Datenspeicher und Server	3	14	8	0	1	
Smartphones, Tablets und Laptops	3	12	6	1	0	
additive Fertigung	4	24	0	0	27	
Robotik	3	13	11	10	41	
Drohnen	4	18	9	11	6	
Satelliten (SAT) und Startsysteme (Start)	4	23	75	79	100	67 (Start)
						100 (Sat)

AWE: Alkalische Wasserelektrolyseure; PEM: Elektrolyseure mit Protonenaustauschmembran; SO: Festoxid-Elektrolyseure; AEM: Elektrolyseure mit Anionenaustauschmembran.

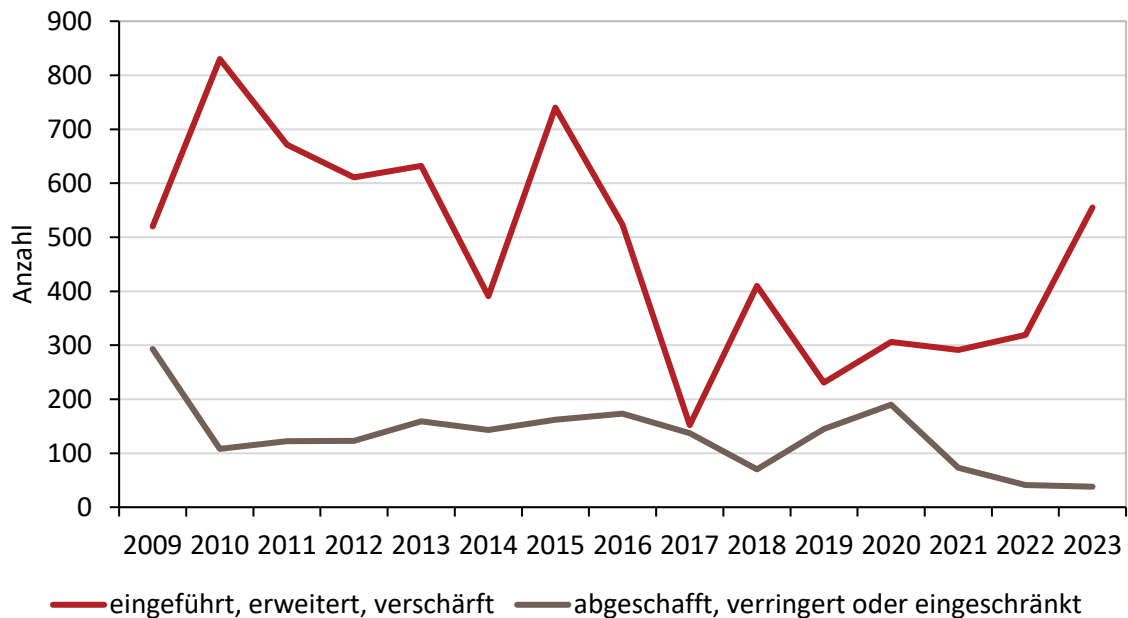
Quellen: Europäische Kommission Joint Research Centre (2020); Carrara, S. et al. (2023); eigene Darstellung.

462. Insbesondere kritische Rohstoffe und raffinierte Rohstoffe kommen zum überwiegenden Teil aus China (Europäische Kommission 2023b). Zu den kritischen Rohstoffen kann ein Rohstoff gezählt werden, wenn er als strategischer Rohstoff seitens des Gesetzes gewertet wird, oder für die gesamte Wirtschaft der Union von großer Bedeutung ist sowie ein hohes Risiko einer Versorgungsunterbrechung besteht. In Anhang II des Europäischen Gesetzes zu kritischen Rohstoffen (Europäische Kommission 2024b) werden aktuell 34 kritische Rohstoffe aufgeführt. Neben den Rohstoffen, die als strategisch gelten, sind dies beispielsweise Vanadium, Strontium, Antimon oder Arsen. Zudem veröffentlicht die Europäische Kommission seit 2020 alle drei Jahre eine Liste der kritischen Rohstoffe (Europäische Kommission 2020, Europäische Kommission 2023b), die aktuell ebenfalls die im Gesetz abgedeckten 34 Rohstoffe umfasst. Dabei werden auch die Marktanteile einzelner Staaten auf der Stufe der Rohstoffe sowie der Erz-Verarbeitungsstufe genannt.

463. Die Abhängigkeit von Importen von Rohstoffen für die Umsetzung der Energiewende und die hohe Marktkonzentration bei Rohstoffen (Abbildung 6-19) können vor diesem Hintergrund ein Risiko darstellen. So können Lieferunterbrechungen oder Exportbeschränkungen von Lieferanten dazu führen, dass die Energiewende verzögert wird und ihre Kosten steigen. Insbesondere Exportbeschränkungen sind im weltweiten Handel keine Seltenheit. Aktuelle Beispiele für solche Beschränkungen sind China, welches bereits 2023 den Export von Gallium und Germanium beschränkte (mdr 2023) oder die Demokratische Republik Kongo, welche den Export von Kobalt 2025 beschränkte und diese Beschränkung jüngst verlängerte (Germany Trade & Invest 2025a).

464. Einen groben Überblick zum Umfang von Exportbeschränkungen im Welthandel mit Rohstoffen kann mittels Daten der OECD (2025; Abbildung 6-20) gewonnen werden. Die OECD (2025) führt in ihrem aktuellen Inventory on export restrictions on Industrial Raw Materials alle Exportbeschränkungen auf, die zwischen 2009 und 2023 den Export von Mineralien, Metallen und Holz beeinträchtigt haben. In Abbildung 6-20 werden alle Exportbeschränkungen, die 2009 bis 2023 weltweit neu eingeführt, verlängert oder ausgeweitet wurden, den Beschränkungen gegenübergestellt, die aufgehoben, ausgelaufen oder eingeschränkt wurden. Gemäß dieser Datenbank werden in der Regel jedes Jahr mehr Beschränkungen eingeführt als aufgehoben. Zuletzt wurden zudem verstärkt Maßnahmen beobachtet, die auf eine Beschränkung von Exporten von Rohstoffen abzielen, während der Abbau von Beschränkungen auf ein absolutes Tief gefallen ist.

Abbildung 6-20: Anzahl eingeführter, erweiterter und verschärfter weltweiter Exportbeschränkungen auf Rohstoffe sowie abgeschaffte, verringerte sowie eingeschränkte Beschränkungen 2009 bis 2023 aller Staaten

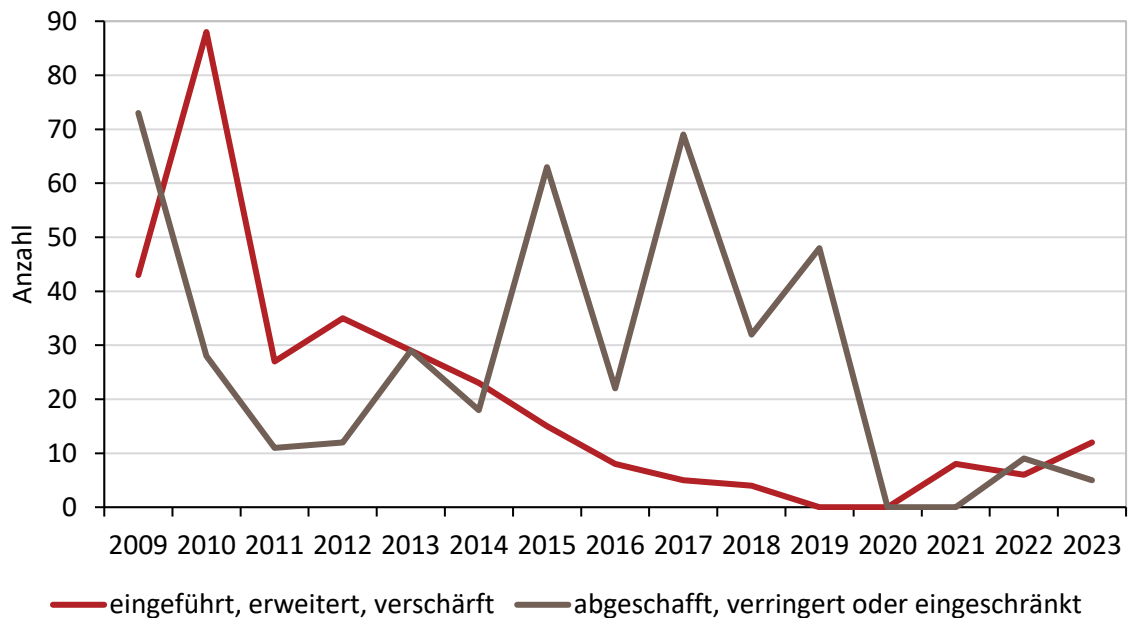


Quellen: OECD (2025); eigene Darstellung.

465. Mit Hilfe des Inventory on export restrictions on Industrial Raw Materials (OECD 2025) kann auch untersucht werden, in welchem Umfang China Gebrauch von Exportbeschränkungen macht. In Abbildung 6-21 werden die neuen, ausgeweiteten oder verschärften Beschränkungen der Volksrepublik China den abgeschafften, verringerten oder eingeschränkten Beschränkungen gegenübergestellt. Ab 2015 ist China tendenziell offener geworden, während es seit 2023 wieder restriktiver wurde.

466. Zusammenfassend kann nun festgestellt werden, dass insgesamt im Welthandel und zuletzt auch seitens der Volksrepublik China Exportbeschränkungen von Rohstoffen zunehmend zum Einsatz kommen. Damit gehen somit auch Gefahren für die notwendigen Importe zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende in die EU einher, was die Beispiele Germanium und Gallium veranschaulichen. Doch auch weitere Hemmnisse sowie Flaschenhälse können den weltweiten Handel beeinträchtigen. Diese werden im folgenden Abschnitt kurz thematisiert.

Abbildung 6-21: Anzahl eingeführter, erweiterter und verschärfter chinesischer Exportbeschränkungen auf Rohstoffe sowie abgeschaffte, verringerte sowie eingeschränkte Beschränkungen 2009 bis 2023 der Volksrepublik China



Quellen: OECD (2025); eigene Darstellung.

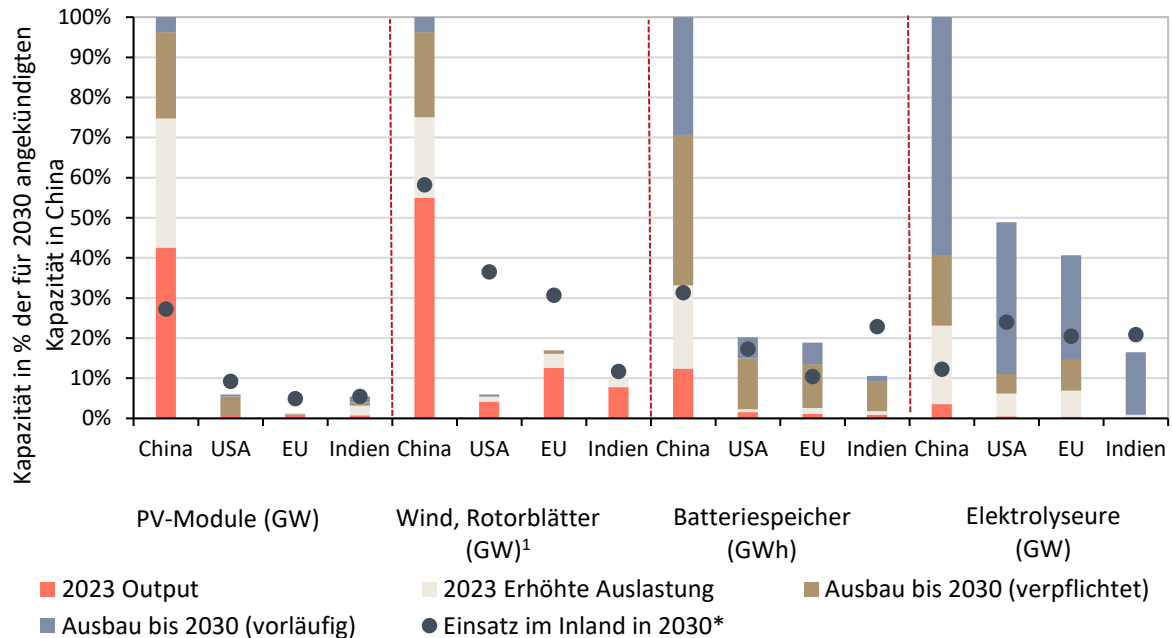
6.3.3 Hemmnisse bei Friend-, Home- und Nearshoring sowie weitere Flaschenhälse

467. Im Gesetz zu kritischen Rohstoffen legt die EU für 2030 auch Ziele im Bereich strategische Rohstoffe fest (Europäische Kommission 2023c, 2024b):

- 10 % des jährlichen Bedarfs der EU sollen auch in der EU gewonnen werden,
- der Anteil der EU bei der Verarbeitung von Rohstoffen soll 40 % betragen,
- 25 % des jährlichen EU-Bedarfs soll mit Hilfe von Recycling abgedeckt werden,
- der Anteil eines Staates bei Rohstoffen und allen relevanten Verarbeitungsstufen darf 65 % nicht überschreiten.

Zur Erreichung der Ziele fördert die EU strategische Projekte (Germany Trade & Invest 2025b). Jedoch ist das Potenzial zur Verlagerung der benötigten Kapazitäten begrenzt oder mit zum Teil erheblichen wirtschaftlichen Kosten verbunden (Baur et al. 2022).

Abbildung 6-22: Installierte und geplante Produktionskapazitäten für Energiewendetechnologien



¹ Für Wind-Anlagen werden von der IEA separate Werte für Rotorblätter, Türme und Maschinenhäuser.

ausgewiesen, wobei für alle drei Komponenten vergleichbare Trends zwischen den Regionen vorliegen.

* Die Punkte beziehen sich auf den prognostizierten Bedarf der jeweiligen Technologie im Inland im Jahr 2030 nach dem „Announced Pledges Scenario“ der IEA.

Quellen: Grimm/Sölch/Wirth (2024); eigene Darstellung.

468. Die Möglichkeit zur Verlagerung der Produktion von Produkten, die für die Energiewende relevant sind, wird anhand der Produktionskapazitäten deutlich (Abbildung 6-22). Grimm/Sölch/Wirth (2024) haben diesbezüglich die Produktionskapazitäten bei PV-Modulen, Rotorblättern, Batteriespeichern und Elektrolyseuren in China, den USA, der EU und Indien untersucht. In Abbildung 6-22 werden die Produktionskapazitäten in diesen Technologien als Anteil an den chinesischen Kapazitäten dargestellt. Es wird deutlich, dass China erheblich größere Produktionskapazitäten in allen Bereichen aufweist als die anderen Staaten bzw. die EU. Insbesondere die EU weist bei PV-Modulen im Vergleich zu China zu vernachlässigende Kapazitäten auf. Bei Rotorblättern und Batteriespeichern können die Kapazitäten in der EU bis 2030 bis knapp unter 20 % der chinesischen Kapazitäten steigen, während es bei Elektrolyseuren rund 40 % sind. Folglich ist die EU auf absehbare Zeit weiterhin auf Importe angewiesen, um die eigenen Ausbauziele zu erreichen.

469. Neben der Verlagerungskapazitäten können auch weitere Beschränkungen für Lieferketten akut werden. Dazu zählen beschränkte Kapazitäten oder Störungen bei internationalen Handelsrouten, Beschränkungen bei Häfen oder die mangelnde Verfügbarkeit geeigneter Handelsschiffe

und Ähnliches. Das Kiel Institute for the World Economy (2025) verdeutlicht anhand der täglichen Anzahl von Containerschiffen im Roten Meer beispielhaft, welchen Einfluss Störungen wichtiger Handelswege haben können. Insbesondere in Folge der Bedrohung durch Beschuss ist die Anzahl an Schiffen seit 2023 um rund 83 % gesunken.

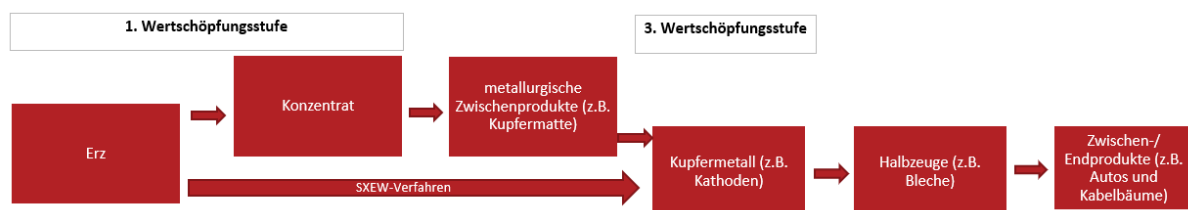
470. Anhand der Untersuchungen und Maßnahmen in Bezug auf kritische sowie strategische Rohstoffe (Abschnitt 6.3.2) wird deutlich, dass die Förderung und die Verarbeitung von Rohstoffen intensiv analysiert werden. Weitere Aspekte wie Gefährdungen entlang des Handelsweges sowie ökonomische Potenziale zur Verlagerung ins Zielland oder entsprechende Partnerstaaten werden hingegen nur sporadisch erfasst. Dennoch dürfen diese Aspekte nicht vernachlässigt werden, um ein realistisches Bild zu Verwundbarkeiten entlang von Energiewende-Lieferketten zu erhalten.

6.3.4 Beispiel: Kupfer

471. Da Kupfer bereits als strategischer Rohstoff gilt und dieses Metall für elektronische Anwendungen unerlässlich ist, bietet es sich als Beispielfall an, um verfügbare Informationen und Limitierungen aufzuzeigen. Insgesamt werden für die grüne Transformation jährlich mehr als 12 % der aktuellen Jahresproduktion benötigt (vgl. Abbildung 6-18).

472. In Abbildung 6-23 wird die vereinfachte Kupferwertschöpfungskette gemäß Bähr et al. (2024) dargestellt. Sie zeigt die Entwicklung vom Erz bis zum Endprodukt auf. Eine reine Betrachtung von Kupfererz und entsprechenden Abhängigkeiten bildet die Situation möglicherweise nicht vollständig ab, da auch auf den nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungsketten sowie auf notwendigen Transportwegen zwischen den Stufen Störungen auftreten können.

Abbildung 6-23: Vereinfachte Darstellung der Kupferwertschöpfungskette



Quellen: Bähr et al. (2024, 27); eigene Darstellung.

473. In Tabelle 6-3 sind die Konzentrationen von Lieferanten für Deutschland beispielhaft für die 1. und 3. Wertschöpfungsstufe (vgl. Abbildung 6-23) als Anteil der durchschnittlichen Importe in den Jahren 2016 bis 2020 dargestellt. Die 1. Wertschöpfungsstufe umfasst Kupfererz und Kupfererzkonzentrat, während die 3. Wertschöpfungsstufe raffiniertes Rohkupfer (exklusive Legierungen) betrachtet. Während 26 % des Erzes bzw. Kupferkonzentrats aus Peru und 22 % aus Chile stammen, dominieren zumindest bis 2020 Russland und Polen bei raffiniertem Rohkupfer. Somit wird aufgezeigt, dass ein reines Vorkommen an Erzen nicht notwendigerweise auch die tatsächlichen Abhängigkeiten widerspiegelt. Zusätzlich sind in Tabelle 6-3 die Werte des Rechtsstaatlichkeits-Indikators (Rule of Law Indicator) der Weltbank (World Bank 2025) angegeben (vgl. Kapitel 4.1 und Kapitel 6.2). Dieser Indikator ist ein Teilaspekt der Worldwide Governance Indicators, die auch von der DERA für ihre Rohstoffliste verwendet werden (vgl. Abschnitt 6.3.2). Der Rechtsstaatlichkeitsindikator erfasst die Wahrnehmung darüber, inwieweit Akteure Vertrauen in die Regeln der Gesellschaft haben und sich an sie halten. Diesbezüglich werden insbesondere die Vertragsdurchsetzung, Eigentumsrechte, die Polizei und die Gerichte sowie die Wahrscheinlichkeit, Opfer von Kriminalität und Gewalt zu werden, abgedeckt. Der Indikator ist im Intervall von -2,5 bis +2,5 definiert, wobei +2,5 ein hohes Vertrauen in die Rechtsstaatlichkeit anzeigt. Auf der 1. Wertschöpfungsstufe kommen mehr als 50 % der Importe aus Staaten mit einem Wert unter Null. Hier bestehen somit zum Teil Importabhängigkeiten von Staaten mit geringer Rechtsstaatlichkeit. Zudem hat sich die Rechtsstaatlichkeit seit 2020 mit Ausnahme von Argentinien, welches für 4 % der durchschnittlichen Importe 2016-2020 steht, in allen aufgeführten Staaten verschlechtert.

Tabelle 6-3: Anteil der Staaten an den durchschnittliche Kupferimporten Deutschlands 2016 bis 2020 auf der 1. und 3. Wertschöpfungsstufe sowie Rechtsstaatlichkeit-Indikator der Weltbank 2020 und 2023

Staat	Anteil 2016-2020	Rule-of-Law-Index 2023 (2020)
1. Wertschöpfungsstufe		
Peru	26 %	-0,54 (-0,38)
Chile	22 %	+0,63 (+0,93)
Brasilien	21 %	-0,31 (-0,23)
Kanada	8 %	+1,47 (+1,62)
Mexiko	4 %	-0,81 (-0,64)
Argentinien	4 %	-0,41 (-0,49)
Australien	4 %	+1,52 (+1,62)
Sonstige	11 %	
3. Wertschöpfungsstufe*		
Russische Föderation	27 %	-1,19 (-0,81)
Polen	13 %	+0,46 (+0,52)
Finnland	11 %	+1,97 (+2,02)
Belgien	11 %	+1,30 (+1,33)
Schweden	11 %	+1,60 (+1,77)
Chile	8 %	+0,63 (+0,93)
Sonstige	19 %	

Anmerkungen: 1. Wertschöpfungsstufe: Kupfererz/-konzentrat. 3. Wertschöpfungsstufe: raffiniertes Rohkupfer (exklusive Legierungen).

Quellen: Bähr et al. (2024); World Bank (2025); eigene Darstellung.

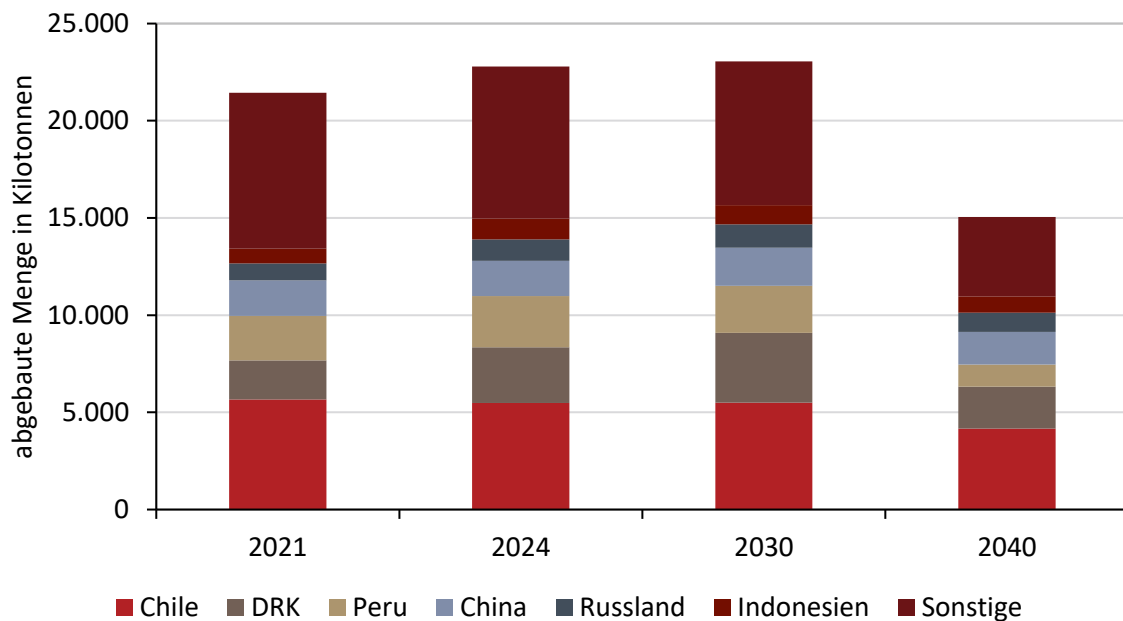
474. Auf der 3. Wertschöpfungsstufe dominieren europäische Länder, weshalb mit Ausnahme Russlands die Rechtsstaatlichkeit über Null und damit hoch ist. Jedoch sind auch hier die Werte aller aufgeführten Staaten seit 2020 - wenn zum Teil auch nur geringfügig - zurückgegangen.

475. Aus Sicht der Bundesrepublik ist die Versorgung mit Kupfer auf der 1. und 3. Wertschöpfungsstufe somit diversifiziert. Der niedrige Rechtsstaatlichkeitsindikator bei Hauptlieferländern offenbart jedoch Risiken. Dies spiegelt auch die Rohstoffliste wider, da Kupfer insbesondere wegen zu hoher Marktkonzentration als kritischer Rohstoff gezählt wird (DERA 2023). Es können zudem Risiken daraus resultieren, dass das weltweite Angebot an Kupfer nicht mit der Nachfrage mithalten kann und es zu Überschussnachfrage und damit zu steigenden Preisen kommen kann.

476. Weltweit gesehen spielt Kupfer eine wichtige Rolle für die Energiewende, aber insgesamt auch für die Elektrifizierung. Mit der zunehmenden Elektrifizierung und weltweiten Bestrebungen zur Energiewende kann daher in der Tat eine Überschussnachfrage resultieren. Der Bergbau und die Raffination von Kupfer sind in Abbildung 6-24 und Abbildung 6-25 dargestellt. Die Abbildungen

enthalten historische Daten für 2021 und 2024 sowie Prognosen für 2030 und 2040 seitens der Internationalen Energieagentur (IEA 2025). Demnach wird das Hoch der Produktion im Jahr 2030 erreicht, um danach zu sinken. So wurden 2024 rund 22.794 kt Kupfererz im Bergbau gewonnen. Bis 2030 sollen dies gemäß Schätzungen der IEA (2025) rund 23.100 kt sein. Bei der Kupferraffinierung wurden 2024 rund 26.944 kt verzeichnet. Diese Menge soll gemäß Prognosen bis 2030 auf rund 33.700 kt steigen, um danach bis 2040 auf rund 31.100 kt zu sinken.

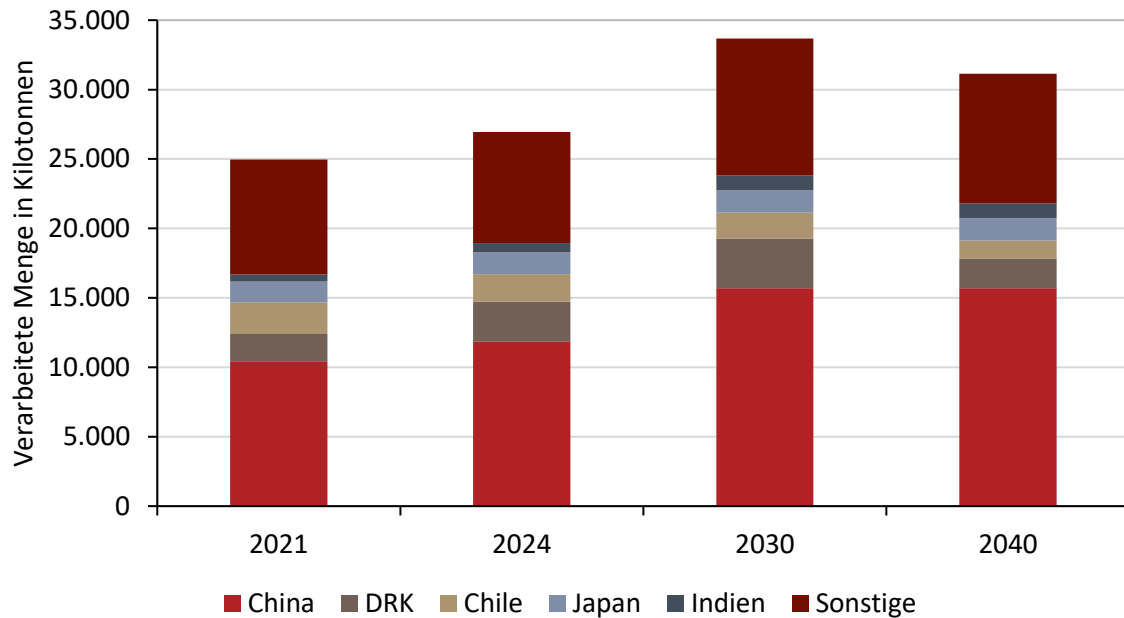
Abbildung 6-24: Abbau an Kupfer 2021 und 2024 sowie prognostizierter Abbau 2030 und 2040 in kt



Anmerkung: 2030 und 2040 Prognose.

Quelle: IEA (2025); eigene Darstellung.

Abbildung 6-25: Raffination von Kupfer 2021 und 2024 sowie prognostizierte Raffination 2030 und 2040 in kt



Anmerkung: 2030 und 2040 Prognose.

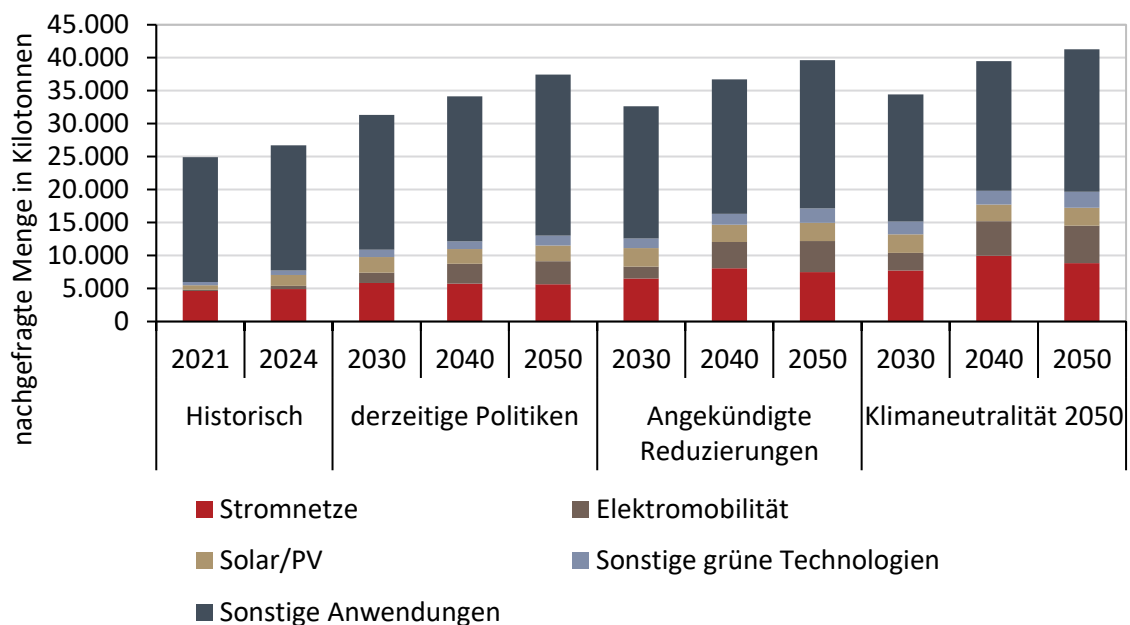
Quelle: IEA (2025); eigene Darstellung.

477. Abbildung 6-26 stellt den weltweiten Bedarf an Kupfer dar. Dies umfasst historische Daten für 2021 und 2024 sowie verschiedene Prognosen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 gemäß IEA (2025). Diese Prognosen decken eine Fortschreibung der derzeitigen Politiken zum Klimaschutz, Politiken zur Umsetzung angekündigter Reduktionsziele von Treibhausgasemissionen sowie ein Vorgehen zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 ab. Demnach steigt die Kupfernachfrage bis 2050 in allen Szenarien.

478. 2024 wurden insgesamt 26.717 kt Kupfer nachgefragt. Auf Stromnetze, Elektromobilität, Solar/PV und sonstige grüne Technologien entfielen 7.737 kt Kupfer. Bei derzeitigen Politiken wird die weltweite Nachfrage gemäß Prognosen bis 2050 auf rund 37.450 kt steigen. Davon entfallen rund 13.000 kt auf Energiewende-Technologien. Soll sogar Klimaneutralität erreicht werden, steigt der Bedarf auf rund 41.300 kt im Jahr 2050, wobei rund 20.000 kt für die Energiewende benötigt werden.

479. Beim Vergleich der Nachfrage mit den raffinierten Mengen wird deutlich, dass nur bei einer Fortschreibung der aktuellen Politiken die raffinierten Mengen die Nachfrage bis 2040 decken können. In den ambitionierteren Szenarien übertrifft die prognostizierte Nachfrage das prognostizierte Angebot. Für 2024 kann jedoch festgehalten werden, dass Angebot und Nachfrage sich die Waage hielten. Sollte somit tatsächlich die Klimaneutralität bis 2050 angestrebt werden, kann das Angebot von Kupfer die prognostizierte Nachfrage nicht decken. Es ist folglich mit Versorgungsengpässen und daraus resultierend mit höheren Preisen zu rechnen.

Abbildung 6-26: Tatsächliche Kupfernachfrage 2021, 2024 für grüne Technologien und sonstige Anwendungen sowie entsprechende Nachfrage 2030, 2040 und 2050 bei derzeitigen Politiken, angekündigter THG-Reduzierung sowie zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 in kt



Quelle: IEA (2025); eigene Darstellung.

7 Energiepreise und –kosten

Das Wichtigste in Kürze

Die Großhandelspreise für Grundlaststromlieferungen (Base) lagen 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 CO₂-Markt, erreichten die Großhandelspreise im Sommer 2022 Werte von in der Spitze über 500 €/MWh. Ab dem Jahr 2023 sind die Preise bis Anfang 2024 auf unter 100 €/MWh gesunken. Seitdem tendieren sie nach einem kleinen Anstieg seitwärts, ohne jedoch die Marke von 100 €/MWh zu überschreiten. Der durchschnittliche Haushaltsstrompreis in den Jahren 2024 und 2025 liegt bei rund 40 ct/kWh und ist somit relativ konstant geblieben. Trotz der Deckung der EEG-Umlage ab 2022 durch einen Bundeszuschuss liegen die aktuellen Preise immer noch rund 21 % oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Der durchschnittliche Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie ist 2025 im Vergleich zu 2024 um über einen Cent auf 18,31 ct/kWh gestiegen. Damit sind die Strompreise für Industriekunden ungefähr auf dem Niveau von 2019 (18,43 ct/kWh) und noch deutlich unter dem Niveau von 2021 (21,38 ct/kWh).

Der Rückgang des Preises von leichtem Heizöl für Haushalte seit dem Hoch im Jahr 2022 hat sich auch zu Beginn des Jahres 2025 fortgesetzt. Dieser Rückgang wurde durch die Kosten des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) gedämpft. Mit und ohne nEHS liegen die Preise jedoch noch oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Beim Erdgas für private Haushalte sind die Preise zu Beginn des Jahres 2025 hingegen wieder angestiegen. Auch hier liegen die Preise mit und ohne nEHS oberhalb des Niveaus von vor 2022. Die Kosten für den nEHS haben den Anstieg 2025 leicht verstärkt. Die im Vorjahr beobachtete Annäherung der Kurven von leichtem Heizöl und Erdgas kann somit aktuell nicht festgestellt werden. Die Preise für Treibstoffe verzeichneten während des Beginns der Energiekrise 2022 einen deutlichen Anstieg. Seitdem sind die Preise jedoch rückläufig. Der Rückgang der Treibstoffpreise wird dabei durch die Emissionskosten im Rahmen des nEHS gebremst. Die Preise liegen jedoch noch oberhalb des Niveaus von 2019.

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. Bei den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität hat sich der deutliche Anstieg der Gesamtausgaben trotz weiter rückläufigem Verbrauch auch 2023 fortgesetzt. Im Jahr 2022 sind die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um rund 12,7 Mrd. Euro gestiegen. 2023 sind die Ausgaben nochmals um rund 13,8 Mrd. Euro auf nun 106,3 Mrd. Euro gestiegen. Nach aktuellen Angaben sind die Gesamtausgaben 2024 hingegen um rund 6 Mrd. Euro auf circa 100,5 Mrd. Euro gesunken. Der Anstieg 2022 und 2023 ist im Wesentlichen auf marktgetriebene Elemente zurückzuführen, die von 48,9 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf 72,5 Mrd. Euro 2023 gestiegen sind. Dämpfend wirkten sich staatliche Maßnahmen aus. So reduzierte die Umfinanzierung der EEG-Umlage die staatlich induzierten Elemente deutlich, da sie 2022 und 2023 deutlich niedriger ausfallen als in den Vorjahren, als die EEG-Umlage von der Mehrheit der Letztverbraucher getragen werden musste. Ebenfalls dämpfend hat sich 2023 ein staatlicher Zuschuss von über 12,8 Mrd. Euro zu den Übertragungsnetzkosten ausgewirkt, wodurch die staatlich regulierten Elemente 2023 auf dem Niveau der Vorjahre stabilisiert werden konnten. Die Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor betrugen im Jahr 2024 rund 100 Mrd. Euro. Damit sind die Ausgaben seit 2022, als in Folge der Energiekrise im Rahmen des Beginns des Ukraine-Krieges 128 Mrd. Euro ausgegeben wurden, weiter rückläufig. Diese Entwicklung spiegelt die rückläufigen Preise für Treibstoffe wider. Zudem liegen die Gesamtkosten 2024 damit auf dem Niveau der Jahre 2012 und 2013, als vergleichbare Preise verzeichnet wurden sowie deutlich

oberhalb des Niveaus zu Beginn der Corona-Pandemie 2020, als mit rund 74 Mrd. Euro ein absolutes Minimum verzeichnet wurde. Abgesehen von Krisen sind die jährlichen Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor im Betrachtungszeitraum relativ konstant im Bereich von 100 Mrd. Euro.

Die Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes betrugen 2008 rund 8 % der Bruttowertschöpfung. Anschließend sind sie bis 2020 auf unter sechs % gesunken. Somit ist die Bedeutung der Energiekosten gemessen an der Bruttowertschöpfung bis 2020 zurückgegangen. Anschließend sind die Energiestückkosten jedoch angestiegen, da sie 2021 rund 6,7 % und 2022 sogar rund 10,5 % betrugen. 2023 sind sie leicht auf rund 9,4 % gesunken. Damit liegen sie jedoch noch rund 50 % über den Werten von 2020 und 2021. Auch liegen die Energiestückkosten nun oberhalb des Niveaus der Jahre 2008 und 2009. Die Energiestückkosten weisen eine starke Heterogenität in Bezug auf einzelne Wirtschaftssektoren auf. In den meisten betrachteten Produktzweigen sind sie jedoch von 2008 bis 2020 gesunken. Bis 2023 wurden diese Rückgänge jedoch im Wesentlichen zu Nichte gemacht.

480. Basierend auf dem bewährten Vorgehen seit dem Monitoringbericht 2015 wird auch im vorliegenden Bericht die Preiswürdigkeit von Energie untersucht. Diese kann aufgrund ihrer mehrdimensionalen Ausrichtung nicht nur den Preis als Kriterium abdecken, sondern sie kann beispielsweise auch das Preis-Leistungs-Verhältnis oder die Qualität adressieren. Die Betrachtung der Preiswürdigkeit hat zudem den Vorteil, dass die Energiekostenbelastung besser abgebildet werden kann als bei der unkonkreten Thematisierung von Bezahlbarkeit von Energie. Denn die Bezahlbarkeit ist in der Regel, wie in der Energiekrise in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine, gegeben. Zudem hat die Expertenkommission bereits ein Vorgehen auf Basis gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke entwickelt, mit denen die Energiepreisentwicklung (Kapitel 7.1), spezifische Entwicklungen im Bereich Strom (Kapitel 7.2) und Verkehr (Kapitel 7.3) sowie die Energiekostenbelastung im Verarbeitenden Gewerbe (Kapitel 7.4) untersucht werden können.

7.1 Übersicht zu Energiepreisen

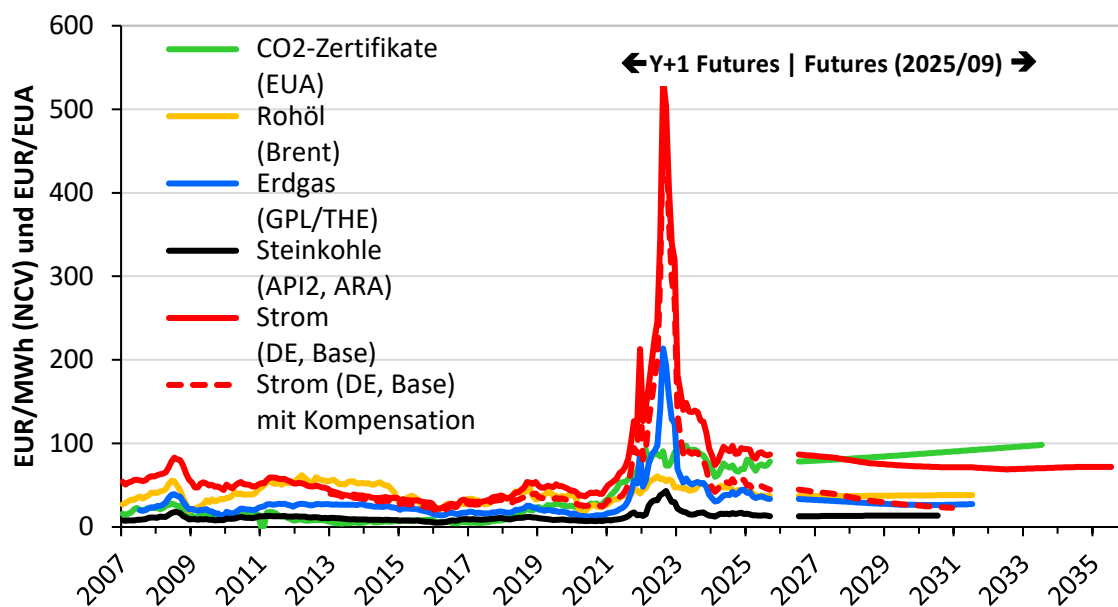
7.1.1 Großhandelspreise

481. Auf der Großhandelsebene lagen die Strompreise für Grundlaststromlieferungen (Base) bis zum Anfang des Jahres 2021 bei etwa 40 €/MWh (Abbildung 7-1). Nach einem massiven Anstieg, bedingt vor allem durch die Entwicklungen im Gas-, aber auch im CO₂-Markt, erreichten die Großhandelspreise im Sommer 2022 Werte von in der Spitze über 500 €/MWh. Ab dem Jahr 2023 sind die Preise bis Anfang 2024 auf unter 100 €/MWh gesunken. Seitdem tendieren sie nach einem kleinen Anstieg seitwärts, ohne jedoch die Marke von 100 €/MWh zu überschreiten. Die aktuellen Terminkontrakte lassen erwarten, dass die Großhandelspreise für Erdgas, Kohle und Strom in den kommenden Jahren wahrscheinlich leicht sinken oder konstant bleiben werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Preise dauerhaft oberhalb des Niveaus bis zu Beginn 2021

einpendeln werden. Diese Einsicht resultiert insbesondere aus den Preisen für Emissionsberechtigungen (EU ETS-Zertifikate), deren Preise in den kommenden Jahren weiter ansteigen werden.

482. Der Preis für CO₂-Zertifikate blieb bis Ende 2020 unter dem Niveau von 30 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalenten (€/t CO₂eq). Seitdem ist er, bei allerdings erheblichen Schwankungen, auf ein Niveau von über 90 €/t CO₂eq 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 €/t CO₂eq. Seit April 2024 ist er jedoch unter Schwankungen wieder gestiegen. Die Terminkontrakte deuten auf einen weiteren moderaten Anstieg hin. Bis zum Jahr 2033 kann die Marke von 100 €/t CO₂eq erreicht werden.

Abbildung 7-1: Historische Entwicklung und Futures für Erdgas, Rohöl, Steinkohle, Strom und CO₂-Zertifikatspreise in Zentral-Westeuropa



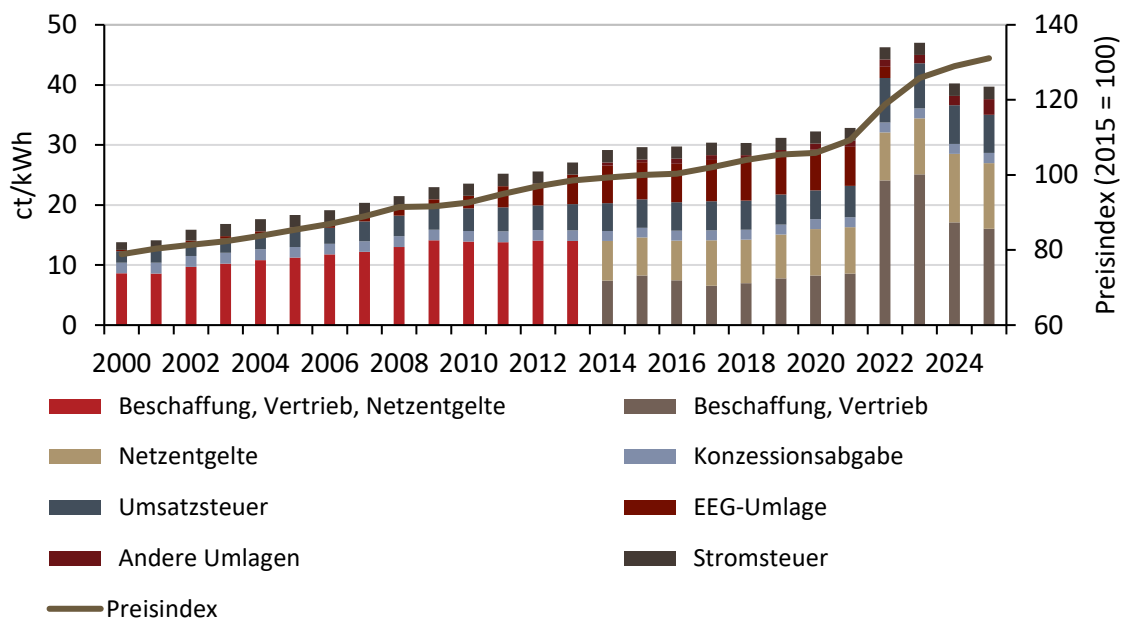
Quellen: European Energy Exchange (EEX), Intercontinental Exchange (ICE), Berechnungen des Öko-Instituts.

7.1.2 Strompreise für private Haushalte und industrielle Verbraucher

483. Die Strompreise für private Verbraucher (Abbildung 7-2) und für industrielle Verbraucher (Abbildung 7-4) unterscheiden sich sowohl in ihrer Entwicklung als auch in ihrer Zusammensetzung. Die in Abbildung 7-2 dargestellte Zeitreihe der durchschnittlichen Haushaltsstrompreise (BDEW 2025a) und ihrer Komponenten zeigt, dass die Dynamik in den Jahren 2024 und 2025 insbesondere im Vergleich zur Energiekrise in den Jahren 2022 und 2023 deutlich nachgelassen hat. So betrug der durchschnittliche Strompreis für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh rund 40,22 ct/kWh im Jahr 2024 und 39,69 ct/kWh zu Beginn des Jahres 2025. Der

Haushaltsstrompreis ist somit relativ konstant geblieben. Trotz der Deckung der EEG-Umlage ab 2022 durch einen Bundeszuschuss liegen die aktuellen Preise immer noch rund 21 % oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise, als 2021 ein Höchststand bei 32,84 ct/kWh verzeichnet wurde. Die höchsten durchschnittlichen Preise betrugen rund 47 ct/kWh im Jahr 2023. Aktuelle Preise für Neuvertragskunden liegen bei rund 24 ct/kWh (Verivox 2025, Abbildung 7-3), während es 2024 26 bis 29 ct/kWh waren. Im Vergleich zur Energiekrise, als bis zu 70 ct/kWh im Durchschnitt der günstigsten Anbieter angeboten wurden, sind die Preise damit bereits deutlich gesunken und liegen wieder auf dem Niveau zu Beginn des Jahres 2021. Diese Preise beinhalten jedoch Boni und haben eine Preisgarantie von 12 Monaten, weshalb sie mit den in der Abbildung 7-2 thematisierten Durchschnittspreisen nicht direkt vergleichbar sind. Dennoch erscheint der Zeitpunkt für einen Anbieterwechsel günstig.

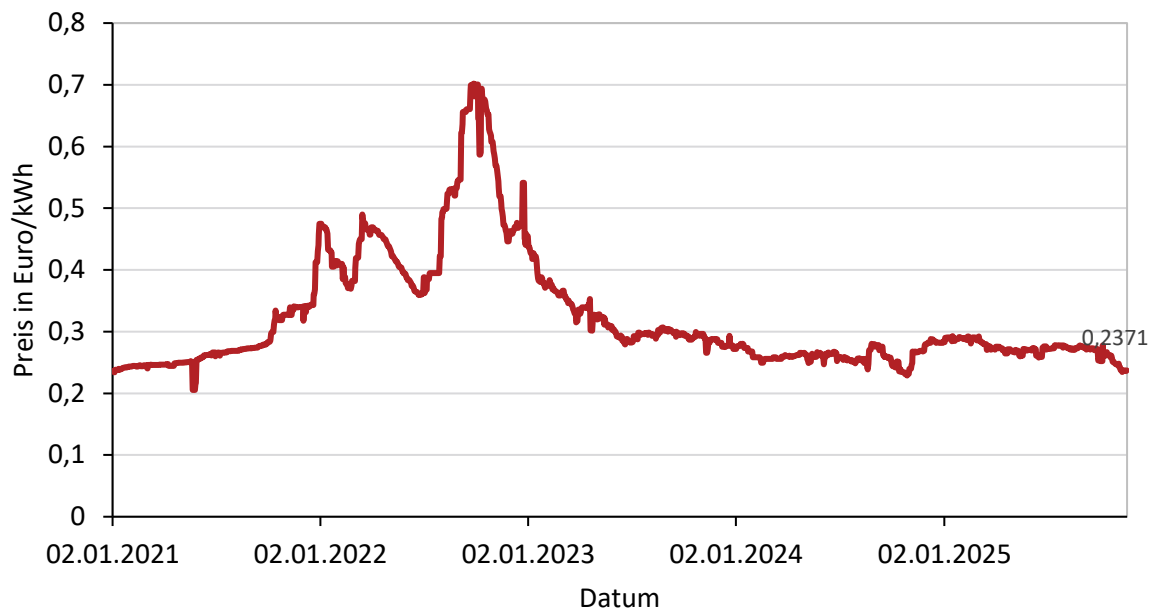
Abbildung 7-2: Entwicklung der Preise für Strom (private Haushalte)



Anmerkungen: Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes mit Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Bis 2013 werden die Netzentgelte nicht gesondert ausgewiesen, sondern in dem Posten „Beschaffung, Vertrieb, Netzentgelte“ enthalten, ab 2014 werden sie separat dargestellt. Werte für 2013 auf Basis Vor- und Folgejahr geschätzt. Preisindex: Harmonisierter Verbraucherpreisindex.

Quellen: 2000 bis 2012: BDEW (2012); Werte für 2013 geschätzt; 2014: BDEW (2024a); 2015 bis 2025: BDEW (2025a); Stand: Mai 2025; Harmonisierter Verbraucherpreisindex: Deutsche Bundesbank (2025a).

Abbildung 7-3: Durchschnittlicher Strompreis für Neukunden in Deutschland



Anmerkung: Durchschnittlicher Strompreis in Deutschland auf Basis des gewichteten Mittels des günstigsten Anbieters auf Postleitzahlebene. Es wird ein Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 4.000 kWh bei Neuabschluss mit einer Preisgarantie von 12 Monaten inklusive Boni betrachtet.

Quellen: Verivox (2025); eigene Darstellung.

484. Beim Vergleich der Jahre 2021 und 2025 wird deutlich, dass sich die Kosten für Beschaffung und Vertrieb fast verdoppelt haben, da sie im Durchschnitt von 8,57 ct/kWh im Jahr 2021 auf 16,04 ct/kWh gestiegen sind (Abbildung 7-2, BDEW 2025a). Doch dieser Kostenblock ist seit 2023 rückläufig, was durch die Entwicklung der Großhandelspreise (Abbildung 7-1) angedeutet wird. Die Netzentgelte sind von 2021 auf 2025 ebenfalls deutlich von 7,73 ct/kWh auf 10,95 ct/kWh angestiegen. Im Vergleich zu 2024 sind die Netzentgelte um rund einen halben Cent pro kWh gesunken. In Folge der Übernahme der EEG-Umlage durch den Staat ist der Kostenblock Steuern, Abgaben und Umlagen 2025 im Vergleich zu 2021 ebenfalls rückläufig. Konkret betrugen die Steuern, Abgaben und Umlagen 2021 rund 16,5 ct/kWh und 2025 12,71 ct/kWh. Dennoch ist auch dieser Kostenblock seit 2024 um einen Cent pro kWh gestiegen. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass aus Sicht der Haushalte der durchschnittliche Strompreis 2025 zu rund 40 % durch Beschaffung und Vertrieb, rund 32 % durch Steuern, Abgaben und Umlagen sowie rund 28 % durch Netzentgelte determiniert ist. Im Jahr 2021 wurde der Strompreis hingegen zu über 50 % durch Steuern, Abgaben und Umlagen geprägt.

485. Bevor die Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen im Detail diskutiert werden, sollten die Entwicklungen der Preise für industrielle Verbraucher betrachtet werden (Abbildung 7-4, BDEW 2025a). In Abbildung 7-4 wird der durchschnittliche Strompreis für Neuabschlüsse in der

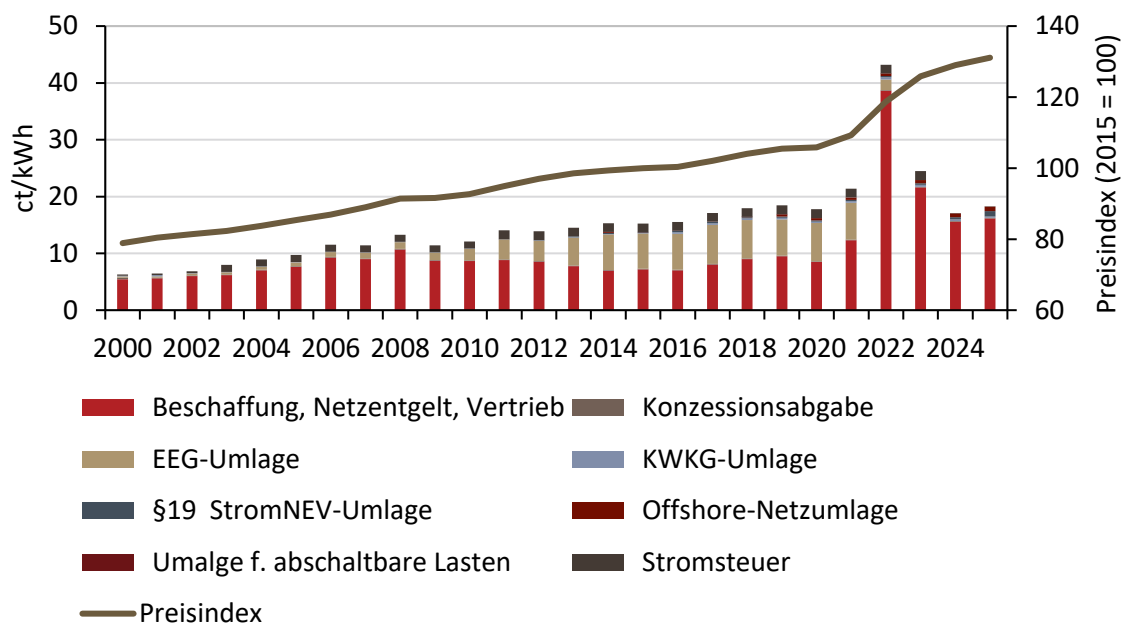
Industrie mit einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Strompreise 2025 im Vergleich zu 2024 um über einen Cent auf 18,31 ct/kWh gestiegen sind. Damit sind die Strompreise für Industriekunden ungefähr auf dem Niveau von 2019 (18,43 ct/kWh) und noch deutlich unter dem Niveau von 2021 (21,38 ct/kWh). Insgesamt sind die Preise für industrielle Verbraucher somit deutlich konstanter als die Haushaltsstrompreise (Abbildung 7-2). Diese Konstanz resultiert jedoch aus der Senkung von Steuern, Abgaben und Umlagen. Während 2019 der Preis für Industriekunden je rund zur Hälfte aus Steuern, Abgaben und Umlagen einerseits sowie Beschaffung, Netzentgelt und Vertrieb andererseits geprägt war, dominieren seit 2022 in Folge von staatlichen Entlastungsmaßnahmen die Beschaffungs- und Vertriebskosten sowie die Netzentgelte. 2024 entfielen von 17,09 ct/kWh Durchschnittspreis nur noch 1,49 ct/kWh auf Steuern, Abgaben und Umlagen. 2025 waren dies 2,19 ct/kWh von insgesamt 18,31 ct/kWh.

486. Die folgende Diskussion der Netzentgelte, Steuern, Umlagen und Abgaben kann lediglich den aktuellen Stand beim Verfassen des Monitoringberichts abbilden. Die im Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode (CDU/CDU/SPD 2025), welcher am 05.05.2025 unterschrieben wurde (Bundesregierung 2025), angekündigten Maßnahmen und deren geplante Umsetzung gemäß Haushaltentwurf 2025 sowie Haushaltseckpunkten bis 2029 (BMF 2025a) zur Senkung der Strompreise können noch nicht berücksichtigt werden. Die Expertenkommission sieht in der Senkung der Strompreise einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Von den im Koalitionsvertrag angedachten Maßnahmen erachtet die Expertenkommission u.a. die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen (Abschnitt 3.5) und die Senkung der Stromsteuer für alle Verbraucher auf das EU-Mindestmaß (Abschnitt 11.4) für sinnvoll. Die Expertenkommission empfiehlt jedoch abweichend insbesondere eine Gebotszonenteilung als eine grundlegende Maßnahme durchzuführen (vgl. 3.6.4), da dadurch die Systemkosten insgesamt gesenkt werden können.

487. Im Haushaltentwurf für 2025 und den vorgestellten Eckwerten des Haushalts bis 2029 sowie der Umsetzung des 500-Milliarden-Euro-Investitionspakets (BMFa 2025) sind bislang lediglich drei Maßnahmen auf Basis des Koalitionsvertrags vorgesehen, die ab 1. Januar 2026 gelten sollen:

- Die Gasspeicherumlage wird nicht mehr durch die Verbraucher getragen.
- Die Stromsteuer wird nicht für alle Verbraucher gesenkt, sondern lediglich die bereits geltenden und befristeten Absenkungen für Industrie, Land- und Forstwirtschaft verstetigt.
- Der Netzausbau wird verstärkt durch den Bund getragen, wodurch die Übertragungsnetzentgelte für die Verbraucher sinken sollen (BMF 2025a, BMWF 2025).

Abbildung 7-4: Entwicklung des Strompreises für industrielle Verbraucher



Anmerkung: 2000 bis 2013: Mittelspannungsseitige Versorgung, Abnahme von 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h. Werte für 2013 auf Basis Vor- und Folgejahr geschätzt. 2014 bis 2025: Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse, Jahresverbrauch von 160.000 - 20 Millionen kWh. Preisindex: Harmonisierter Verbraucherpreisindex.

Quellen: 2000 bis 2012: BDEW (2012); Werte für 2013 geschätzt; 2014 bis 2025: BDEW (2025a), Stand Mai 2025; Preisindex: Deutsche Bundesbank (2025a).

488. Anhand der Entwicklung der durchschnittlichen Haushaltsstrompreise (Abbildung 7-2) und der Diskussion in Kapitel 3.4 wurde die bis 2024 wachsende Bedeutung der Netzentgelte für die Strompreise exemplarisch veranschaulicht. So stiegen die Netzentgelte für Haushalte seit 2014 nahezu kontinuierlich von 6,63 ct/kWh auf 11,42 ct/kWh im Jahr 2024 (BDEW 2024a, BDEW 2025a). Der Rückgang 2025 auf 10,95 ct/kWh stellt somit seit 2014 die erste, deutliche Reduktion dar. Eine Ursache kann in der Neuverteilung der Mehrbelastung durch den Ausbau von erneuerbaren Energien liegen (Bundesnetzagentur 2024). Haushalte in Flächenländern mit viel Wind und Solarenergien wurden dadurch deutlich entlastet (ebenda). Die Kosten des Netzausbaus im Rahmen des EE-Hochlaufs werden jetzt zwischen allen Netznutzern geteilt und nicht nur speziell durch die Haushalte in Regionen mit starkem Ausbau getragen. Der Bundesnetzagentur diene die Regelung gemäß § 19 StromNEV als Vorbild (ebenda).

489. Wie im Monitoringbericht 2024 (EEM 2024, Rn. 393) beschrieben, werden über § 19 StromNEV reduzierte Netznutzungsentgelte für bestimmte Verbraucher gewährt und die dadurch entstehenden Kosten auf alle Nutzer umgelegt (§ 19 StromNEV-Umlage). Konkret können folgende Nutzer ein individuelles Netzentgelt verhandeln:

- Nutzer, die eine atypische Netznutzung aufweisen, bei der die Jahreshöchstlast in lastschwachen Zeiten auftritt (§ 19 Abs. 2 StromNEV),
- Endverbraucher, die das Netz besonders intensiv, das heißt mit mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 GWh, nutzen (§ 19 Abs. 2 StromNEV) und
- Endverbraucher, die ausschließlich Strom zur Speicherung aus dem Netz entnehmen und zurückgewonnenen Strom wieder einspeisen (§ 19 Abs. 4 StromNEV).

490. Die zu zahlende Umlage auf Basis von § 19 StromNEV ist sowohl für Haushalte als auch für Industriekunden in der Vergangenheit gestiegen (BDEW 2012, BDEW 2024a, BDEW 2025a). Für Industriekunden stieg sie von 0,07 ct/kWh im Jahr 2012 auf 0,93 ct/kWh im Jahr 2025. Im Vergleich zu 2024 hat sich diese Umlage dabei mehr als verdoppelt. Für Haushalte ist sie im selben Zeitraum von 0,15 ct/kWh auf 1,56 ct/kWh gestiegen. Im Jahr 2024 betrug sie für Haushalte noch 0,64 ct/kWh.

491. Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Strompreises für private Haushalte und industrielle sowie gewerbliche Endverbraucher ist die Stromsteuer. Diese wird in der Regel vom Versorger an die Endverbraucher weitergeben. Für private Haushalte beträgt sie seit 2003 2,05 ct/kWh (Abbildung 7-2, BDEW 2025a). Für gewerbliche und industrielle Verbraucher variiert die Steuer, je nachdem ob diese von der Absenkung auf das EU-Mindestmaß profitieren können, welcher für bestimmte Branchen und ab dem 01.01.2024 gilt. Ursprünglich war diese Absenkung bis Ende 2025 befristet (vgl. EEM 2024, 261). Für Industrie, Land- und Forstwirtschaft, die bisher die begünstigten Bereiche bildeten, wird diese Maßnahme jedoch nach den Plänen der Regierung nun auch über 2025 hinaus fortgeführt (BMF 2025a). Für Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh betrug die Stromsteuer bei Neuabschlüssen im Jahr 2025 0,05 ct/kWh. Dies ist das durch die EU festgelegte Minimum. Vor der Stromsteuersenkung betrug sie 1,54 ct/kWh. Die Expertenkommission empfiehlt weiterhin, die Stromsteuer, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, für alle Verbraucher auf das EU-Mindestmaß abzusenken (vgl. Kapitel 11.4, EEM 2024).

492. Ein weiterer Faktor beim Strompreis ist die Umsatzsteuer von 19 % auf alle anderen Kostenbestandteile der Endverbrauchspreise. Diese muss durch private Verbraucher voll getragen werden. Aufgrund des Vorsteuerabzugs wird sie für gewerbliche und industrielle Verbraucher nicht kostenwirksam. Da sich die Umsatzsteuer an den restlichen Bestandteilen orientiert, spiegelt sich der zuletzt leicht rückläufige Strompreis für private Verbraucher auch in einer niedrigeren Mehrwertsteuerbelastung wider. Während die Haushalte 2024 durchschnittlich 6,42 ct/kWh an Umsatzsteuer zahlen mussten, waren es 2025 6,34 ct/kWh.

493. Neben Steuern und Netzentgelten werden auch Umlagen erhoben, die sich im Strompreis der Letztverbraucher widerspiegeln. Eine Umlage ist die Offshore-Netzumlage. Bis 2018 hieß sie Offshore-Haftungsumlage, da darüber Entschädigungszahlungen an Offshore-Windparkbetreiber

für eine verspätete Anbindung an die Übertragungsnetze an Land oder Unterbrechungen der entsprechenden Verbindungen ausgeglichen wurden (Bundesnetzagentur 2025a). Seit 2019 enthält die Umlage zusätzlich Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Anbindungsleitungen, die bis dahin ein Bestandteil der allgemeinen Netzentgelte waren. Sie wird von den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibern auf Basis von § 17f EnWG i.V.m. dem EnFG ermittelt. Im Jahr 2025 beträgt sie für alle Endverbraucher 0,816 ct/kWh (ebenda). Das ist der höchste, bisher verzeichnete Wert. Insbesondere seit 2023 kann eine starke Zunahme der Umlage festgestellt werden: Während es 2019 bis 2022 in der Regel knapp unter 0,42 ct/kWh waren, stieg sie 2023 auf 0,591 ct/kWh und 2024 auf 0,656 ct/kWh.

494. Die Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Umlage (KWKG-Umlage) ist eine weitere Umlage, die alle Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von unter einer Million kWh tragen müssen (Bundesnetzagentur 2025b). Sie beträgt im Jahr 2025 0,277 ct/kWh und dient der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, da die Anlagenbetreiber einen Zuschlag auf den so erzeugten Strom bekommen (ebenda). Die Umlage ist seit 2022 (0,378 ct/kWh) rückläufig. Demgegenüber wird die Umlage für abschaltbare Lasten (§ 18 AbLaV) seit 2022 nicht mehr erhoben.

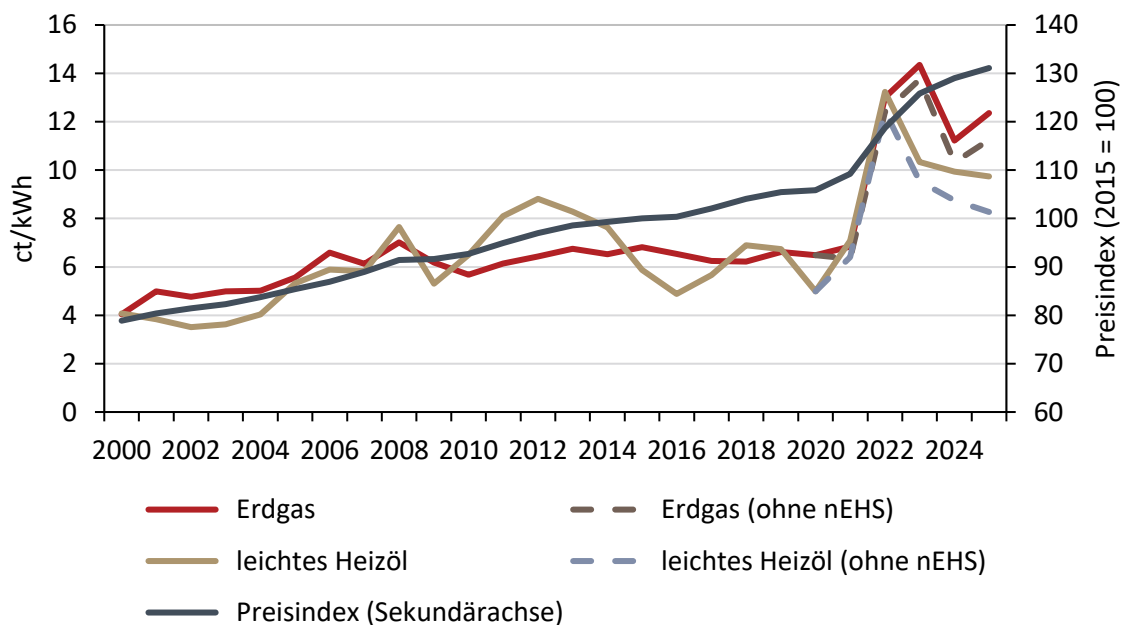
495. Um Gemeinden für die Benutzung öffentlicher Straßen und Wege zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen zu entschädigen, wird die Konzessionsabgabe erhoben. Diese variiert je nach Energieliefervertrag und Gemeindegröße. Für industrielle Verbraucher (Abbildung 7-4, BDEW 2025a) beträgt sie im Durchschnitt seit 2001 0,11 ct/kWh. Für private Haushalte (Abbildung 7-2, BDEW 2025a) variiert sie seit 2014 zwischen 1,64 und 1,67 ct/kWh.

496. Bereits bei der Thematisierung der Maßnahmen des Koalitionsvertrages für die aktuelle 21. Legislaturperiode wurde die Strompreiskompensation angesprochen. Es ist erklärtes Ziel der Koalition, diese Kompensation dauerhaft zu verlängern und auf weitere Branchen inklusive Rechenzentren auszuweiten (CDU/CSU/SPD 2025, 30). Über die Kompensation soll sogenanntes „Carbon Leakage“ verhindert werden (DEHSt 2025, 7): Wenn Stromerzeuger die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate an ihre Unternehmenskunden weitergeben, können diese zusätzlichen Kosten zur Verlagerung des Betriebs nach oder zur Bevorteilung von Konkurrenten außerhalb des Anwendungsbereichs der EU-Emissionshandelsrichtlinie führen, wenn die Unternehmenskunden im internationalen Wettbewerb stehen. Um die dadurch mögliche Verlagerung von Produktion und damit Emissionen zu verhindern, können Unternehmen in bestimmten Sektoren eine Kompensation von einem Teil der Kosten für die indirekten CO₂-Emissionen beantragen. Die EU-Emissionshandelsrichtlinie (2020/C 317/04) und eine entsprechende Beihilfeleitlinie (Amtsblatt C 528/2021) der Europäischen Union bilden den Rahmen für die Umsetzung der Strompreiskompensation. Deutschland macht von dieser Möglichkeit in vollem Umfang Gebrauch und hat seine Regeln zuletzt im März 2024 im Rahmen des Strompreispakets (Bundesregierung 2023) überarbeitet (DEHSt 2025, 8).

497. 2023 haben 351 Unternehmen die Strompreiskompensation beantragt (DEHSt 2025, 3). Die dominierenden Branchen 2023 gemäß der Zahl der Anträge sind Papier und Zellstoff (101 Anträge) und Eisen und Stahl (106 Anträge). Die höchsten Kompensationen gingen an die Chemische Industrie (rund 666 Mio. Euro 61 Anträge) und Papier und Zellstoff (rund 652 Mio. Euro). Das Ziel des Strompreispakets, welches 2024 umgesetzt wurde, war es, die Reichweite der Strompreiskompensation auszuweiten (Bundesregierung 2023). Die wesentlichen Änderungen des Strompreispakets sind eine Verlängerung der zusätzlichen Kompensation von rund 90 besonders stromintensiven Unternehmen um fünf Jahre (Super Cap), der Wegfall des Sockelbetrages und die Abschaffung des Selbstbehalts (DEHSt 2025, 8, Bundesregierung 2023). Bisher sorgte der Sockelbetrag dafür, dass ein Teil der indirekten Emissionskosten nicht erstattet werden konnte. Dessen Abschaffung bedeutet somit eine Ausweitung der Förderung. Der Selbstbehalt legte fest, dass die CO₂ Kosten für einen Strombezug von einer GWh pro berücksichtigter Anlage abgezogen werden mussten und somit durch das Unternehmen selbst zu tragen waren. Durch die Abschaffung wird folglich die Förderung erhöht und auch auf kleinere Unternehmen ausgeweitet.

7.1.3 Preise für leichtes Heizöl und Erdgas

Abbildung 7-5: Entwicklung der Preise für leichtes Heizöl und Erdgas (Haushalte)



Anmerkung: Ein-Familienhaus (EFH), Jahresverbrauch 20.000 kWh. Angenommener Heizwert für leichtes Heizöl ist 10 kWh/Liter (BAFA 2024, 10). Für 2025 wird der durchschnittliche Preis Januar bis April dargestellt, für die anderen Jahre werden die Jahrespreise dargestellt. Preisindex: Harmonisierter Verbraucherpreisindex.

Quellen: Erdgas: 2000 bis 2006: Eurostat (2023a); 2007 bis 2013: Eurostat (2023b); 2014 bis 2024: BDEW (2025b), Stand Mai 2025; Leichtes Heizöl: en2x (2025); Preisindex: Deutsche Bundesbank (2025a); nEHS Berechnung: CO₂-Faktoren von BAFA (2024).

498. In Abbildung 7-5 ist die Entwicklung der Haushaltspreise für leichtes Heizöl und Erdgas (Ein-Familienhaus mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh) dargestellt. Der Rückgang des Preises von leichtem Heizöl seit dem Hoch im Jahr 2022 im Rahmen der Energiekrise (13,24 ct/kWh) hat sich auch zu Beginn des Jahres 2025 fortgesetzt. Konkret betrug der Preis 2025 9,74 ct/kWh (Vorjahr: 9,94 ct/kWh, BDEW 2025b). Dieser Rückgang wurde durch die Kosten des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) gedämpft, da ohne diese Kosten der Preis von 8,74 auf 8,28 ct/kWh gesunken wäre. Mit und ohne nEHS liegen die Preise jedoch noch oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise (2021: 7,07 ct/kWh). Beim Erdgas sind die Preise zu Beginn des Jahres 2025 hingegen wieder angestiegen. Der Rückgang vom Höchstwert im Jahr 2023 (14,35 ct/kWh) wurde 2025 somit gestoppt. 2024 betrug der Preis 11,22 ct/kWh, während es 2025 wieder 12,36 ct/kWh waren. Auch hier liegen die Preise mit und ohne nEHS oberhalb des Niveaus von vor 2022, während die Kosten für den nEHS den Anstieg 2025 leicht verstärkt haben. Von 2024 auf 2025 wäre der Gaspreis ohne Kosten für das nEHS von 10,32 auf 11,25 ct/kWh gestiegen. Die im Vorjahr beobachtete Annäherung der Kurven von leichtem Heizöl und Erdgas kann somit aktuell nicht festgestellt werden.

499. In den vergangenen Jahren hat sich die Zusammensetzung des durchschnittlichen Gaspreises für Haushalte deutlich verändert (BDEW 2025b). Für ein Ein-Familienhaus mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh sind der größte Bestandteil die Kosten für Beschaffung und Vertrieb. Diese waren im Zeitraum 2015 bis 2021 relativ konstant und variierten zwischen 3,72 ct/kWh (2015) und 3,12 ct/kWh (2021). Danach stiegen die Kosten für Beschaffung und Betrieb bis 2023 deutlich auf 10,29 ct/kWh, um anschließend zu sinken: Die Kosten liegen seit 2024 konstant bei rund 6,2 ct/kWh. Die Beschaffungs- und Vertriebskosten haben sich somit im Vergleich zu 2021 verdoppelt.

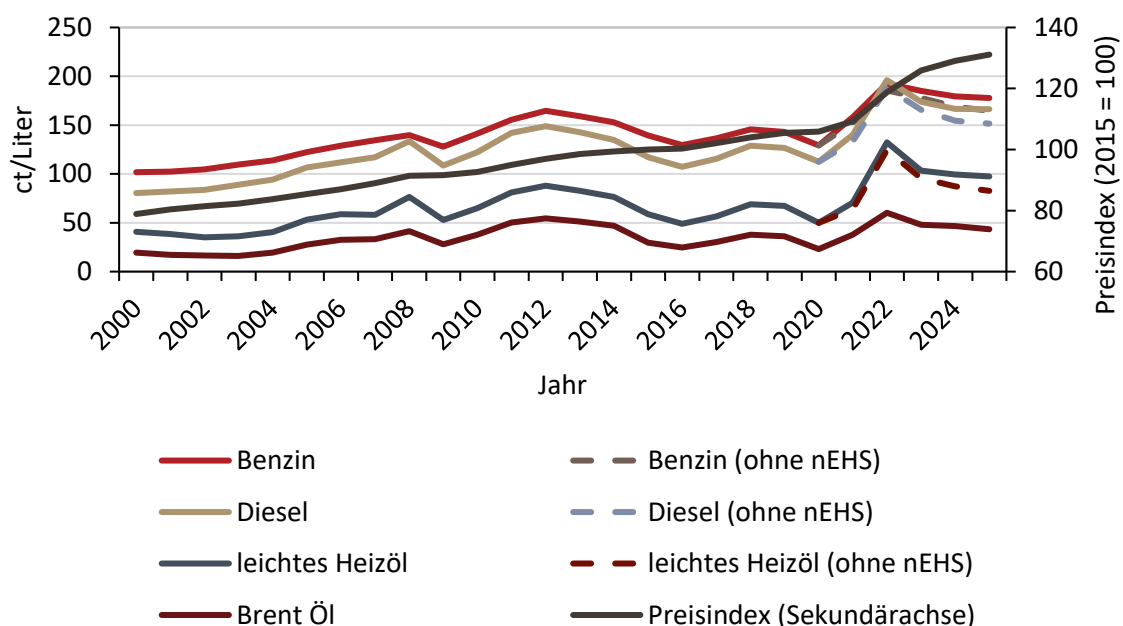
500. Die Erdgas-Netzentgelte für das beispielhafte Ein-Familienhaus waren von 2015 bis 2022 ebenfalls relativ konstant und variierten zwischen 1,42 und 1,62 ct/kWh. Danach stiegen sie 2023 auf 1,93 ct/kWh, um nach einem leichten Rückgang 2024 auf 2,33 ct/kWh im Jahr 2025 zu steigen. Bei Steuern, Abgaben und Umlagen ist die Entwicklung vergleichbar. Bis 2020 lagen die Kosten konstant im Bereich von 1,6 ct/kWh. Danach ist der Kostenbestandteil bis 2025 auf 3,82 ct/kWh gestiegen. Eine Begründung für den Anstieg stellt die sogenannte Gasspeicherumlage (Umlage nach §35e EnWG zur Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen) dar. Diese wurde am 30. April 2022 eingeführt und seit dem 1. Oktober 2022 wird sie erhoben, um die Kosten zur Erfüllung der vorgeschriebenen Mindestfüllstände auszugleichen (Bundesnetzagentur 2023). Diese Umlage wird durch den Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) erhoben. Zunächst betrug sie 1,45 €/MWh bzw. 0,145 ct/kWh. Seit Januar 2025 beträgt sie 0,299 ct/kWh (Trading Hub Europe 2024). Ab Juli 2025 sinkt sie auf 0,289 ct/kWh (Trading Hub Europe 2025).

Dämpfend auf den Gaspreis wirkte die temporäre Absenkung der Umsatzsteuer auf 7 % im Zeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 31. März 2024.

7.1.4 Preise für Treibstoffe und Biomasse

501. Abbildung 7-6 gibt den Verlauf der Preise für Treibstoffe wieder. Diese verzeichneten während des Beginns der Energiekrise 2022 einen deutlichen Anstieg. Seitdem sind die Preise jedoch rückläufig. Der Rückgang der Treibstoffpreise wird dabei durch die Emissionskosten im Rahmen des nEHS gebremst. Die Preise liegen noch oberhalb des Niveaus von 2019.

Abbildung 7-6: Entwicklung der Preise für Treibstoffe

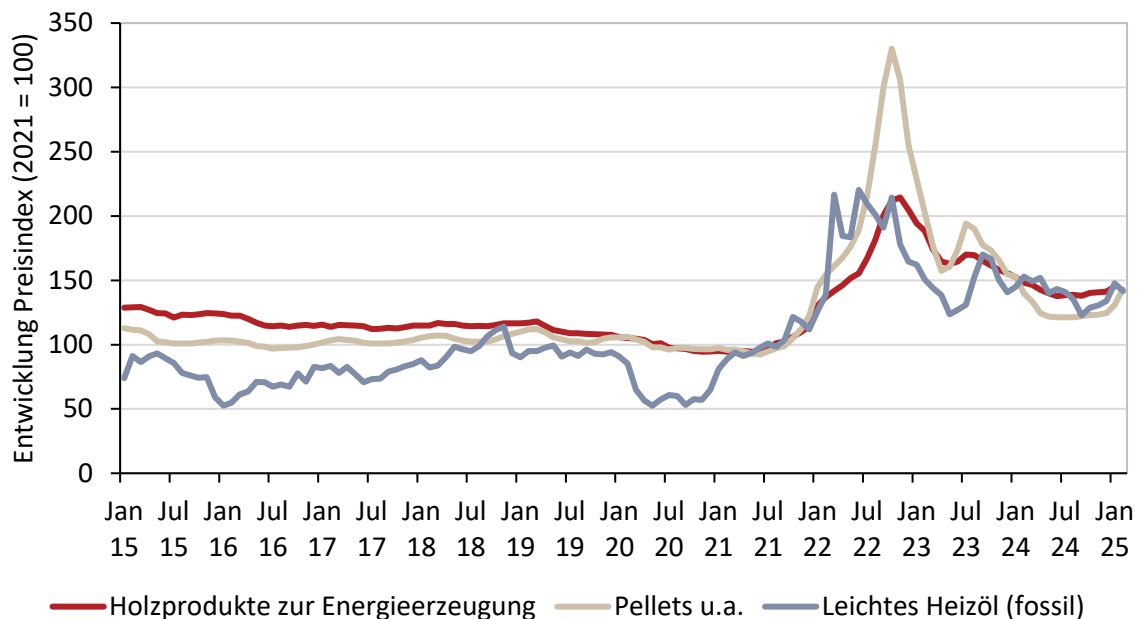


Anmerkung: Angenommener Heizwert für leichtes Heizöl sowie Diesel ist 10 kWh/Liter und für Rohbenzin 8,9 kWh/Liter (BAFA 2024, 10). Für 2025 wird der durchschnittliche Preis bzw. Wechselkurs Januar bis April dargestellt, für die anderen Jahre werden die Jahrespreise bzw. Jahreswechselkurse dargestellt. Preisindex: Harmonisierter Verbraucherpreisindex.

Quelle: Benzin, leichtes Heizöl, Diesel: en2x (2025). Brent Öl: EIA (2025), Wechselkursumrechnung basierend auf Deutsche Bundesbank (2025b). nEHS Berechnung: CO₂ Faktoren von BAFA (2024); Preisindex: Deutsche Bundesbank (2025a).

502. Die Preisentwicklung für Biomasse ist in Abbildung 7-7 dargestellt. Insbesondere die Preise für Energieholz und Pellets u.a. verlaufen bis zur Energiekrise sehr konstant. Im Jahr 2022 sind sie stark gestiegen, um in den folgenden Jahren ebenfalls deutlich zu sinken. Dennoch liegen die Niveaus noch oberhalb des Niveaus von 2019. Der Preisverlauf bei leichtem Heizöl ist analog, auch wenn er bis Mitte 2020 durch mehr Volatilität geprägt ist.

Abbildung 7-7: 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 Erzeugerpreise von leichtem Heizöl dargestellt.

Quelle: Destatis (2025a).

7.2 Gesamtkosten für Strom

503. In den vergangenen Berichten der Expertenkommission wurde ein Augenmerk auf die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität gelegt, um deren Entwicklung sowie deren Bedeutung anhand der Wirtschaftsleistung zu ermessen. Diese Analyse wird auch an dieser Stelle fortgeführt. Dazu werden auf Basis der Daten des Statistischen Bundesamt (Destatis 2024a, Destatis 2025j) die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität ermittelt und in ihre Bestandteile zerlegt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7-1 dargestellt. Nicht enthalten in den Letztverbraucherausgaben sind die Umsatzsteuer sowie die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität. Nachrichtlich sind ebenfalls Bundeszuschüsse zum EEG-Konto und zu den Übertragungsnetzentgelten aufgeführt, auch wenn diese nicht von den Letztverbrauchern getragen werden.

Tabelle 7-1: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

		2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Stromabsatz	[TWh]	479	465	447	451	448	445	445	440	419	419	413	390	388
Gesamtausgaben		58,7	58,7	70,4	69,5	68,5	69,0	73,3	75,1	76,3	79,8	92,5,8	106,3	100,5
Staatlich induzierte Elemente		16,4	29,6	32,3	31,5	33,2	34,8	34,6	34,0	33,9	33,6	20,3	11,6	n.v.
Stromsteuern		6,4	7,0	6,6	6,7	6,9	6,9	6,7	6,6	6,5	6,7	6,6	6,3	n.v.
Konzessionsabgaben		2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1	2,1
EEG-Umlage		7,5	19,3	22,4	22,0	22,8	24,5	24,6	22,8	23,2	22,6	8,9	-	-
<i>Nachrichtlich, staatl. Zuschuss (EEG)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,8	-	-	18,5
KWKG		0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0	0,8	0,9	1,2	n.v.
Umlagen (§17F EnWG, §18 AbLaV)	Mrd. €	-	0,8	0,8	0,1	0,2	0,0	0,2	1,6	1,5	1,4	1,5	2,0	1,9
Staatlich regulierte Elemente		15,2	18,1	17,8	18,0	18,7	20,8	19,9	20,1	20,6	21,1	23,2	22,2	36,9
Netzentgelte Übertragungsnetze		2,2	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9	4,9	4,9	5,3	5,3	10,7
<i>Nachrichtlich, staatl. Zuschuss (Netzentgelte)</i>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,8	-
Netzentgelte Verteilnetze		13,0	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2	15,7	16,2	17,9	16,8	26,2
Marktgetriebene Elemente		27,1	11,0	20,3	20,0	16,6	13,5	18,8	21,0	21,8	25,2	48,9	72,5	n.v.

Anmerkung: Bundeszuschüsse zum EEG-Konto und den Übertragungsnetzentgelten wurden nicht berücksichtigt, da diese nicht von den Letztverbrauchern getragen werden.

n.v. zum Zeitpunkt der Erstellung nicht verfügbar.

Quellen: Bisherige EEM-Berichte.

Stromabsatz: Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Destatis 2024a, Destatis 2025j).

Gesamtausgaben: (Destatis 2024a, Destatis 2025j) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß 29. Subventionsbericht (BMF 2023, BMF 2025b) sowie vorangegangene Subventionsberichte.

Stromsteuer: Stromsteuerstatistik 2023 und 2024 (Gesamtbetrag I abzüglich Steuerentlastungen bzgl. § 3 StromStG) (Destatis 2024b, Destatis 2025b).

Konzessionsabgaben: Schätzung und Fortschreibung auf Basis der Vorjahresangaben.

KWKG: KWKG-Jahresabrechnung 2023 (Netztransparenz 2025a) sowie vorangegangene KWKG-Jahresabrechnungen.

Umlagen: Jahresabrechnung 2023 § 17f EnWG (Netztransparenz 2025b); Jahresabrechnung 2024 § 17f EnWG (Netztransparenz 2025e) und Jahresabrechnung 2023 § 18 AbLaV (Netztransparenz 2025c) sowie vorangegangene Jahresabrechnungen § 17f EnWG und § 18 AbLaV.

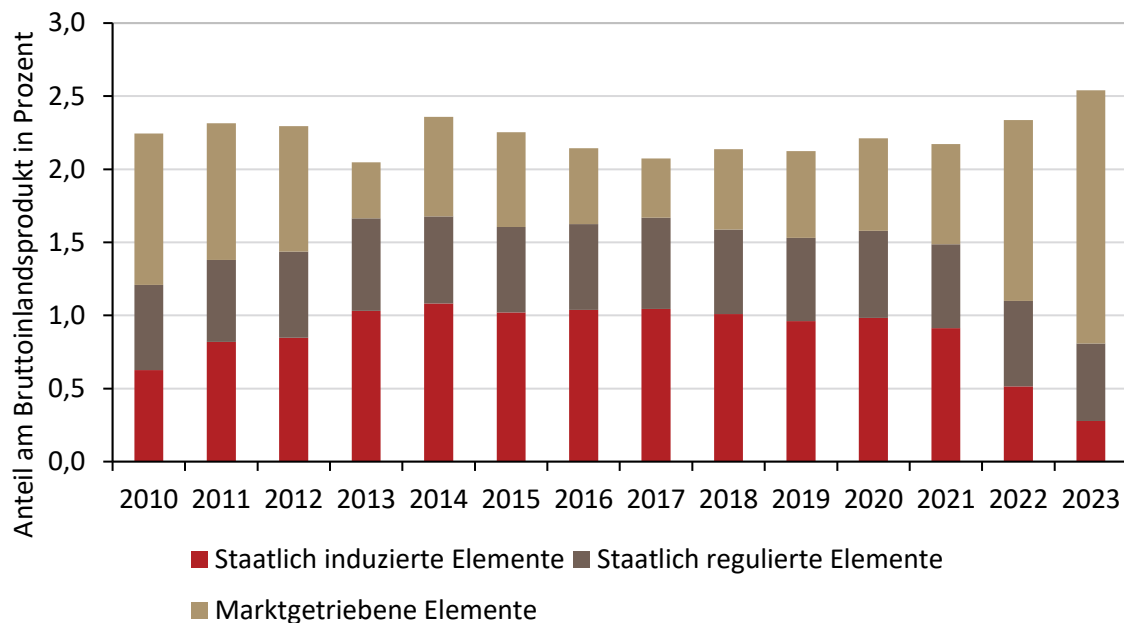
Staatlich regulierte Elemente: Netzentgelte bis 2020 basierend auf EEM (2021). In 2021 und 2022 basierend auf Basis von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG (Bundesnetzagentur 2025c).

Marktgetriebene Elemente: Residuum.

504. Der deutliche Anstieg der Gesamtausgaben im Jahr 2022 hat sich trotz weiter rückläufigem Verbrauch auch 2023 fortgesetzt. Im Jahr 2022 sind die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um rund 12,7 Mrd. Euro gestiegen. 2023 sind die Ausgaben nochmals um rund 13,8 Mrd. Euro auf nun 106,3 Mrd. Euro gestiegen. Nach aktuellen Angaben sind die Gesamtausgaben 2024 hingegen um rund 6 Mrd. Euro auf rund 100,5 Mrd. Euro gesunken. Der Anstieg 2022 und 2023 ist im Wesentlichen auf marktgetriebene Elemente zurückzuführen, die von 48,9 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf 72,5 Mrd. Euro 2023 gestiegen sind. Aktuell (Ende November 2025) können noch keine Aussagen für 2024 getroffen werden. Dämpfend wirkten sich 2022 und 2023 staatliche Maßnahmen aus. So reduzierte die Umfinanzierung der EEG-Umlage die staatlich induzierten Elemente deutlich, da sie 2022 und 2023 niedriger ausfallen als in den Vorjahren, als die EEG-Umlage von der Mehrheit der Letztverbraucher getragen werden musste. Ebenfalls dämpfend hat sich 2023 ein staatlicher Zuschuss von rund 12,8 Mrd. Euro zu den Übertragungsnetzkosten ausgewirkt, wodurch die staatlich regulierten Elemente 2023 auf dem Niveau der Vorjahre stabilisiert werden konnten (Bundesnetzagentur 2025c). Die Haushalte waren 2023 für rund 32,5 % des Verbrauchs verantwortlich und trugen rund 40 % der Letztverbraucherausgaben (Destatis 2024a).

505. Der Anstieg der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 2022 auf 2023 gemäß Tabelle 7-1 weicht von der Entwicklung der Strompreise leicht ab, weshalb hier eine vertiefte Analyse notwendig ist. Der Durchschnittspreis für Strom für private Haushalte ist von 2022 auf 2023 lediglich leicht gestiegen (vgl. Abbildung 7-2) und der Strompreis bei Neuabschlüssen für industrielle Verbraucher (160.000 - 20 Millionen kWh Jahresverbrauch) ist sogar deutlich gesunken (vgl. Abbildung 7-4). Dennoch sind die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität von 2022 auf 2023 deutlich um 13,8 Mrd. auf rund 106,3 Mrd. Euro gestiegen. Eine mögliche Erklärung für diese Entwicklung können Bestandsverträge insbesondere aus dem Jahr 2022 bei den Unternehmen sein: Neuabschlüsse wurden 2023 zwar billiger, doch profitieren davon eben nur Unternehmen, die tatsächlich Neuverträge abschließen (können). Eine weitere Erklärung ist, dass in Abbildung 7-4 ein Durchschnittsunternehmen mit einem Jahresverbrauch von 160.000 - 20 Millionen kWh betrachtet wird. Wie im Statusupdate jedoch thematisiert wurde (EEM 2025, 7f.), sind die Strompreise für die sehr großen Abnehmer (ab 150 GWh) von 2022 auf 2023 deutlich gesunken. Die weniger stromintensiven Unternehmen in der Industrie und damit die Mehrheit der Unternehmen verzeichnete 2023 konstante oder sogar steigende Strompreise.

Abbildung 7-8: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP



Anmerkung: Marktgetriebene Elemente Residuum gemäß Tabelle 7-1.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Tabelle 7-1 und BIP gemäß Destatis (2025c).

506. In Abbildung 7-8 ist der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (BIP) dargestellt. Aufgrund des Anstiegs der nominalen Ausgaben ist auch deren Anteil am BIP gestiegen: 2023 hat der Anteil zum ersten Mal im Betrachtungszeitraum einen Wert von 2,5 % erreicht. Damit hat sich der Anstieg seit 2021 (2,2 %) fortgesetzt. Lediglich im Jahr 2014 konnte mit 2,4 % ein ähnlich hoher Wert verzeichnet werden. Zudem hat sich die Zusammensetzung des Anteils merklich verändert, da marktgetriebene Elemente seit 2021 deutlich an Bedeutung gewonnen haben: Sie waren 2023 allein für 1,7 Prozentpunkte verantwortlich. In den Jahren 2019 bis 2021 waren es lediglich 0,6 bis 0,7 Prozentpunkte. Demgegenüber sind in Folge von Entlastungsmaßnahmen staatlich induzierte und staatlich regulierte Elemente leicht rückläufig.

7.3 Kraftstoffe

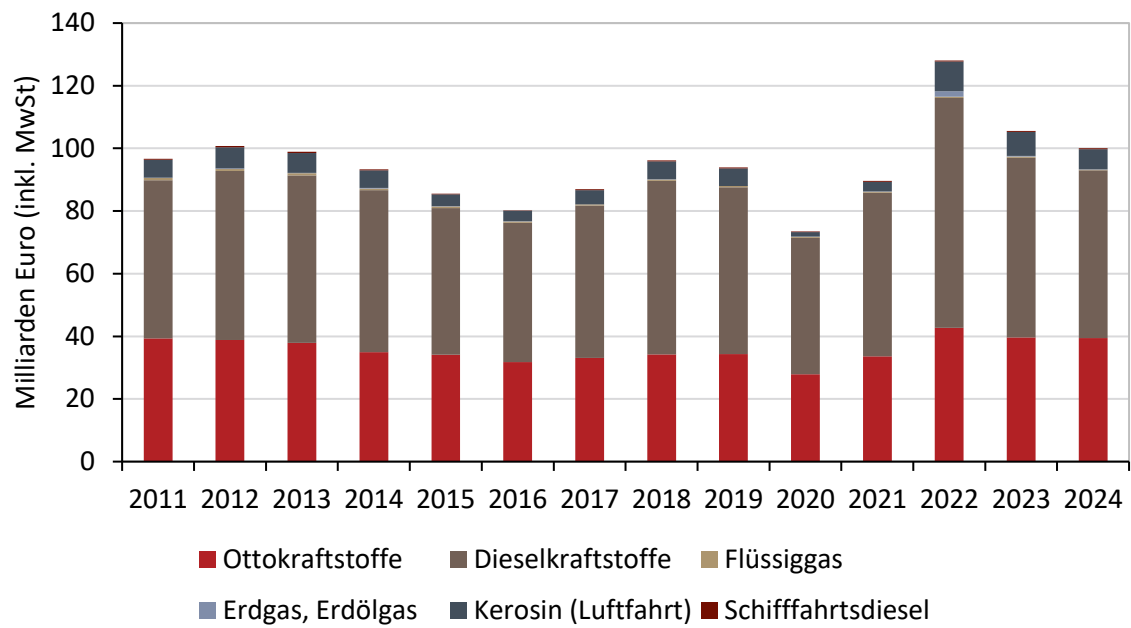
507. Die Berechnung der Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe umfasst, analog zum Monitoringbericht 2024 (EEM 2024), die Kraftstoffausgaben im Personen- und Güterverkehr auf der Straße, in öffentlichen Nutzfahrzeugen, der Küsten- und Binnenschifffahrt, dem Flugverkehr sowie dem Schienenverkehr. Die Ausgaben für Strom als Energieträger im Verkehr sind nicht enthalten, sondern gehen in die Gesamtkosten für Strom (Abschnitt 7.2) ein. Die Kosten für Biokraftstoffe sind im Allgemeinen jedoch in den Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe enthalten, da ein großer Teil der Biokraftstoffe konventionellen Kraftstoffen beigemischt wird (vgl. EEM 2024, 270).

508. In Abbildung 7-9 sind die aggregierten Gesamtausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor und deren Zusammensetzung dargestellt. Im Jahr 2024 betrugen die Gesamtausgaben 100 Mrd. Euro. Damit sind die Ausgaben seit 2022, als in Folge der Energiekrise im Rahmen des Beginns des Ukraine-Krieges 128 Mrd. Euro ausgegeben wurden, weiter rückläufig. Diese Entwicklung spiegelt die rückläufigen Preise für Treibstoffe wider (Abbildung 7-6). Zudem liegen die Gesamtkosten 2024 damit auf dem Niveau der Jahre 2012 und 2013, als vergleichbare Preise verzeichnet wurden (Abbildung 7-6), sowie deutlich oberhalb des Niveaus zu Beginn der Corona-Pandemie 2020, als mit rund 74 Mrd. Euro ein absolutes Minimum verzeichnet wurde. Abgesehen von Krisen sind die Letztverbraucherausgaben im Verkehrssektor im Betrachtungszeitraum somit relativ konstant im Bereich von 100 Mrd. Euro.

509. Die relative Konstanz der Ausgaben trifft auch auf die Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben zu, da vor allem Otto- und Dieselmotorkraftstoffe dominieren. 2024 trugen Ausgaben für Dieselmotorkraftstoffe rund 54 Mrd. Euro und Ausgaben für Ottomotorkraftstoffe rund 39 Mrd. Euro bei. Das sind vergleichbare Werte wie in den Jahren 2012 bis 2013. Im Jahr 2019 und damit vor Energiekrise und Pandemie betrugen die Ausgaben für Ottomotorkraftstoffe rund 34 Mrd. Euro (rund 37 % der Gesamtausgaben) und für Dieselmotorkraftstoffe rund 53 Mrd. Euro (rund 57 %).

510. Insgesamt dominiert im Verkehrssektor weiterhin der Straßenverkehr (vgl. EEM 2024). Im Jahr 2024 entfielen lediglich rund 6,5 % der Gesamtausgaben auf Kerosin (Luftfahrt) und 0,3 % auf die Schifffahrt. Die restlichen 93 % der Gesamtausgaben entfallen auf Energieträger für den Straßenverkehr.

Abbildung 7-9: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Kraftstoffe im Verkehrssektor



Anmerkungen: Ohne landwirtschaftlichen und bauwirtschaftlichen Verkehr.

Quellen: Bisherige EEM-Berichte. Energieverbrauch 2023 und 2024: AGEB 2025a; Preis für Ottokraftstoff/Diesekraftstoff (en2x 2025); Preis für Erdgas/Erdölgas 2023 und 2024 Destatis 2025d; Preis für Kerosin: (Indexmundi 2025); Preis für Schiffahrtsdiesel: Dieselpreis aus dem Weekly Oil Bulletin (EU-Kommission 2025) abzüglich Dieselsteuer; Flüssiggas von myLPG (2025).

7.4 Energiestückkosten

511. Der Energiestückkosten-Indikator ist ein wichtiges Instrument, um die energiebezogene Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen zu beurteilen. Mit Hilfe dieses Indikators können die sektoralen Anteile der Energiekosten an der jeweiligen Bruttowertschöpfung sowie deren Veränderungen betrachtet und miteinander verglichen werden. Auf diese Weise können beispielsweise historische Trends und Effekte von Ereignissen wie der Energiekrise in Folge des Ukrainekrieges untersucht sowie entsprechende Ableitungen getroffen werden. Vor diesem Hintergrund wird der Indikator auch an dieser Stelle betrachtet und die Analyse der vorhergehenden Veröffentlichungen der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (vgl. EEM 2024, 272f.) fortgeschrieben.

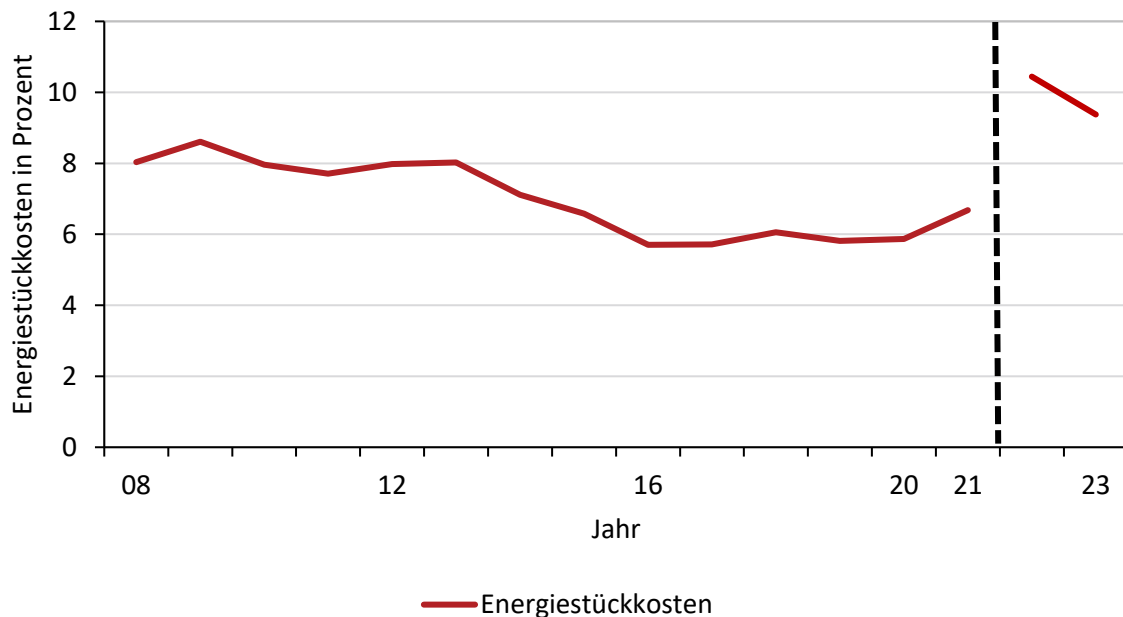
512. Im Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) erfolgte die Berechnung anhand von Daten des Statistischen Bundesamts zur Kostenstruktur der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe (Destatis 2025e, Destatis 2025f). In dieser statistischen Auswertung werden der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert, die sektorale Bruttowertschöpfung sowie der Bruttoproduktionswert angegeben, wodurch eine Berechnung der Energiestückkosten ermöglicht wird. Die reguläre Erhebung und Veröffentlichung der Daten zum Energieverbrauch wurden jedoch mit dem Berichtsjahr 2020 eingestellt. Lediglich für das Jahr 2021 sind noch entsprechende Daten aus einer Sonderauswertung verfügbar (Destatis 2023). Zur Abdeckung der Entwicklungen nach 2021 greift der vorliegende Monitoringbericht daher auf die Bereichsübergreifende Unternehmensstatistik des Statistischen Bundesamts zurück (Destatis 2025g, Destatis 2025h). Diese stellt unter anderem Daten zu den Käufen von Energieprodukten für die betrachteten Wirtschaftszweige beginnend mit dem Jahr 2022 zur Verfügung.

513. Da die Käufe von Energieprodukten nicht zwangsläufig dem tatsächlichen Verbrauch im jeweils betrachteten Jahr entsprechen müssen, sind die Entwicklungen nicht uneingeschränkt vergleichbar. Dennoch können Informationen über Trends und strukturelle Verschiebungen gewonnen werden. Zusätzlich verwendet das Statistische Bundesamt in der Bereichsübergreifenden Unternehmensstatistik eine neue EU-Definition in Bezug auf Unternehmen (Destatis 2025i). Anstatt rechtlicher Einheiten werden nun die kleinsten rechtlich selbstständigen Einheiten als Unternehmen betrachtet. Diese kleinsten rechtlich selbstständigen Einheiten können aus mehreren rechtlichen Einheiten bestehen. Mit Hilfe der EU-Definition wird eine Vergleichbarkeit innerhalb des Binnenmarkts erleichtert und sie erlaubt ein realistischeres Bild, da gemäß der alten Definition beispielsweise eine Produktion einer rechtlichen Einheit ohne Beschäftigte möglich ist, falls die benötigten Beschäftigten einer anderen rechtlichen Einheit angehören (Destatis 2025i).

514. Zur Vergleichbarkeit mit früheren Analysen der Expertenkommission wird nur der Wirtschaftszweig „Verarbeitendes Gewerbe“ (WZ08-05 bis WZ08-33) betrachtet. Aufgrund der Datenverfügbarkeit können jedoch die Wirtschaftszweige WZ08-07 „Erzbergbau“ und WZ08-09

„Dienstleistungen für den Bergbau und Gewinnung von Steinen“ innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes nicht berücksichtigt werden. Die Daten decken den Zeitraum 2008 bis 2023 ab (vgl. Abbildung 7-10).

Abbildung 7-10: Entwicklung der Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe im Zeitraum 2008 bis 2023

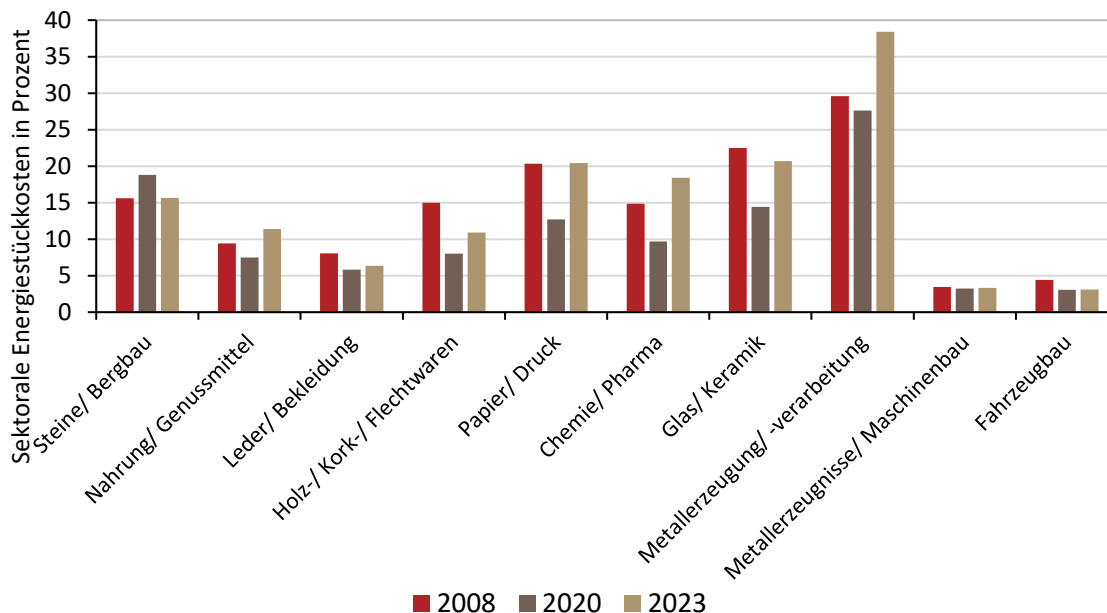


Anmerkung: 2008 bis 2021 Ermittlung mit Hilfe des Energieverbrauchs, ab 2022 anhand der Käufe von Energieprodukten.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand von Daten von Destatis (2023), Destatis (2025e, Tabellencode 42251-0001), Destatis (2025f, Tabellencode 42251-000), Destatis (2025h, Tabellencode 48112-0003); Stand der Daten ist September 2025.

515. In Abbildung 7-10 sind die Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe im Zeitraum 2008 bis 2023 dargestellt. Die Angaben 2008 bis 2021 basieren auf dem Energieverbrauch und ab 2022 auf dem Kauf von Energieprodukten. Im Jahr 2008 betrugen die Energiestückkosten rund 8 %. Anschließend sind sie bis 2020 auf unter 6 % gesunken. Somit ist die Bedeutung der Energiekosten gemessen an der Bruttowertschöpfung bis 2020 zurückgegangen. Anschließend sind die Energiestückkosten jedoch angestiegen, da sie 2021 rund 6,7 % und 2022 sogar rund 10,5 % betrugen. 2023 sind sie leicht auf rund 9,4 % gesunken. Damit liegen sie jedoch noch rund 50 % über den Werten von 2020 und 2021. Auch liegen die Energiestückkosten nun oberhalb des Niveaus der Jahre 2008 und 2009. Diese Entwicklung ist analog zu den Entwicklungen bei den Energiepreisen (vgl. Abschnitt 7.1): Im Kontext der Energiekrise 2022 sind die Preise stark gestiegen, um sich anschließend auf erhöhtem Niveau zu stabilisieren. Somit sind auch die Bedeutung der Energiekosten gemessen an ihrem Anteil an der Bruttowertschöpfung und damit die Energiestückkosten durch die höheren Preise gestiegen.

Abbildung 7-11: Vergleich der sektoralen Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe der Jahre 2008, 2020 und 2023



Anmerkung: 2008 bis 2021 Ermittlung mit Hilfe des Energieverbrauchs, ab 2022 anhand der Käufe von Energieprodukten.

Quelle: Eigene Berechnungen anhand von Daten von Destatis (2025e), Destatis (2025f), Destatis (2025g), Destatis (2025h).

516. Abbildung 7-11 schlüsselt die Energiestückkosten im deutschen Verarbeitenden Gewerbe in einzelne Wirtschaftssectoren auf. Es wird deutlich, dass sich die Entwicklungen in den einzelnen Wirtschaftssectoren stark voneinander, aber auch von der Gesamtentwicklung (Abbildung 7-10) unterscheiden. Für eine übersichtliche Darstellung werden in Abbildung 7-11 einzelne Wirtschaftszweige zu ähnlichen Produktzweigen zusammengefasst. So werden beispielsweise die Wirtschaftszweige Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, Getränkeherstellung und Tabakverarbeitung zum Produktzweig Nahrung/ Genussmittel zusammengefasst.

517. Die Energiestückkosten sind in den meisten betrachteten Produktzweigen von 2008 bis 2020 gesunken (Abbildung 7-11). Bis 2023 wurden diese Rückgänge jedoch im Wesentlichen zu Nichte gemacht, so dass nur Glas/ Keramik, Leder/ Bekleidung, Holz-/ Kork-/ Flechtwaren und der Fahrzeugbau unter dem Niveau von 2008 liegen. Den höchsten Anteil an der Bruttowertschöpfung haben die Energiekosten in der Metallerzeugung und –verarbeitung. 2008 betrugen die Energiestückkosten hier nahezu 30 %. Anschließend sind sie bis 2020 auf unter 28 % gesunken, um zuletzt auf über 38 % zu steigen. In den Produktzweigen Papier/ Druck und Chemie/ Pharma, die mit mindestens 15 % im Jahr 2008 ebenfalls hohe Energiestückkosten im Vergleich der Wirtschaftszweige aufweisen, ist die Entwicklung analog: Zunächst sind die Energiestückkosten im Zeitraum 2008 bis 2020 erheblich gesunken, um anschließend bis 2023 wieder auf das Niveau von 2008 (Papier/ Druck) oder sogar darüber hinaus (Chemie/ Pharma) zu steigen. Der Fahrzeugbau sowie der Produktzweig Metallerzeugnisse/ Maschinenbau weisen niedrige Energiestückkosten von unter 5 % aus. Hier liegen die Energiestückkosten 2023 ungefähr auf dem Niveau von 2020.

8 Kosten und Finanzierung der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende erfordert erhebliche Investitionen, die größtenteils durch privates Kapital gedeckt werden müssen. Ein marktorientierter Ansatz in Kombination mit ausgewogenen Staatseingriffen kann die notwendige Kapitalaktivierung sicherstellen. Wettbewerbliche Strukturen fördern Kosteneffizienz, Innovation und Flexibilität. Allerdings sind staatliche Eingriffe unter Umständen notwendig, um Marktversagen zu adressieren, das durch externe Effekte, Informationsasymmetrien oder Koordinierungsdefizite verursacht wird. Zunächst sollte ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen implementiert werden, der die wesentlichen Marktunvollkommenheiten adressiert. Direkte staatliche Eingriffe sollten nur erwogen werden, wenn eine klare Marktunvollkommenheit besteht, die nicht bereits durch bestehende Instrumente abgedeckt wird. Zudem müssen Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten geprüft werden.

Eine CO₂-Bepreisung oder ein Emissionshandel zur Adressierung negativer externer Effekte von Emissionen sollte die Grundlage für jeden Policy-Mix bilden, um Emissionen kostengünstig zu reduzieren und Anreize für klimafreundliche Technologien zu schaffen (vgl. Kapitel 11, EEM 2025, Löschel/Schenker 2017). Weitere Marktunvollkommenheiten können komplementäre Maßnahmen rechtfertigen. Positive externe Effekte erfordern insbesondere eine staatliche Forschungsförderung. Informationsasymmetrien können durch eine transparente CO₂-Zertifizierung behoben werden. Koordinierungsdefizite erfordern regulatorische Vorgaben, wie technische Standards. In der Praxis gibt es in der Klima- und Energiepolitik der EU und ihrer Mitgliedstaaten jedoch multiple Ziele und Instrumente, die sich gegenseitig beeinflussen. Ein Beispiel ist der Wasserbetteffekt, bei dem der Ausbau erneuerbarer Energien die CO₂-Preise senken kann. Ineffizienzen entstehen zudem, wenn sich der Fokus der Politik zu sehr auf bestehende Technologien konzentriert, anstatt auf Forschung und Entwicklung.

Die Expertenkommission hat ein Vorgehen skizziert, das die Identifizierung von Marktunvollkommenheiten, die Auswahl zielführender Maßnahmen, die Untersuchung von Wirkungen und Verteilungseffekten sowie die regelmäßige Evaluation neuer Maßnahmen umfasst. Staatliche Instrumente sollten diesbezüglich auch im internationalen Kontext beurteilt werden, um Spannungsfelder wie Carbon Leakage zu vermeiden. Das Vorgehen kann in folgende sechs Schritte unterteilt werden:

- (1) Es müssen in einem ersten Schritt konkrete Marktunvollkommenheiten identifiziert werden, die durch die bestehenden Instrumente und den bestehenden ordnungspolitischen Rahmen nicht adressiert werden und einen Eingriff rechtfertigen.
- (2) Die identifizierte Marktunvollkommenheit muss anhand einer geeigneten Indikatorik sowie einer hinreichenden, belastbaren und aktuellen Datenbasis nachweisbar und transparent einschätzbar sein.
- (3) Es müssen darauf aufbauend zielführende Maßnahmen und Instrumente ausgewählt werden. Dieser Auswahlprozess sollte eine geeignete Methodik zur Beurteilung der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen beinhalten, welche endogene und exogene Faktoren berücksichtigt.
- (4) Abschließend müssen direkte und indirekte Wirkungen, Verteilungseffekte sowie Wechselwirkungen mit dem bestehenden Policy-Mix untersucht werden. Dies beinhaltet auch eine Analyse, ob die Wirkung nachhaltig ist und darauf aufbauend ob gegebenenfalls die Befristung einer Maßnahme oder eines Instruments gerechtfertigt sind.

(5) Sollten die Prüfungen positiv ausfallen, kann ein Instrument oder eine Maßnahme eingeführt werden. Dieses Instrument oder die Maßnahme muss regelmäßig anhand der Indikatorik gemäß (2) evaluiert werden, um sie notfalls zeitnah zu ändern oder abzuschaffen.

(6) Im Rahmen der Evaluation einer neuen Maßnahme kann auch die Überarbeitung bestehender Instrumente oder Maßnahmen angezeigt sein. Zudem sollte der bestehende Policy-Mix regelmäßig auf Effizienz überprüft und gegebenenfalls nachjustiert werden.

In Deutschland liegt der Anteil des Staates an allen Bruttoanlageninvestitionen seit 2001 relativ konstant bei 11 bis 14 %. Die überwiegende Mehrheit aller Investitionen und damit auch von Investitionen in die Energiewende stammt daher aus privatem Kapital. Unternehmensumfragen zeigen, dass Unternehmen vier Hauptproblembereiche für Investitionen in Deutschland sehen: Rezession/Stagnation, Lohnkosten und Fachkräftemangel, Kostenbelastung insgesamt sowie Bürokratie und Regulierung. Diese Hemmnisse müssen angegangen werden, um das Investitionsklima generell zu verbessern.

518. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende geht mit erheblichen Investitionsbedarfen einher. Die genaue Höhe und die Wege zur Deckung dieser Bedarfe werden in zahlreichen Studien und Forschungsbeiträgen zum Teil kontrovers diskutiert. Eine Übersicht zu aktuellen Studien hat die Expertenkommission in ihrem Statusupdate erarbeitet (EEM 2025). In den Studien werden zu- meist die zwei wesentlichen Hebel mehr oder weniger direkt angesprochen: Direkte staatliche Eingriffe und generell der ordnungspolitische Rahmen. Unter einem ordnungspolitischen Rahmen werden dabei „alle staatlichen Maßnahmen, die auf Rahmenbedingungen des Wirtschaftens, die Erhaltung, die Anpassung und Verbesserung der Wirtschaftsordnung gerichtet sind“ (Klein/Schubert 2020) verstanden. In einem marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen, der eine effiziente Allokation knapper Ressourcen sicherstellt, Innovationen ermöglicht und Fehlanreize vermeidet, sieht die Expertenkommission den wesentlichen Hebel zur Finanzierung der Energiewende. In An- betracht der Höhe der notwendigen Investitionen ist es für die erfolgreiche Finanzierung der Energiewende notwendig, überwiegend privates Kapital zu aktivieren. Selbst bei direkten staatli- chen Eingriffen, die gut begründet werden müssen, können und sollen Investitionen der öffentlichen Hand lediglich eine Grundlage schaffen (EEM 2020, 49). Das vorliegende Kapitel hat vor diesem Hintergrund das Ziel, in erster Linie einen ordnungspolitischen Rahmen für eine effizi- ente und effektive Finanzierung der Energiewende zu beschreiben. So soll für die Finanzierung ein Rahmen zur Förderung insbesondere privater Investitionstätigkeit geschaffen werden.

519. Dazu wird die Expertenkommission kurz Gründe für staatliches Eingreifen thematisieren und einen idealen Instrumentenmix beschreiben, der einen geeigneten ordnungspolitischen Rahmen darstellt (Kapitel 8.1). Anschließend wird der aktuelle regulatorische Rahmen kurz beschrieben und die aktuelle Situation bei Investitionen thematisiert (Kapitel 8.2). Das Kapitel schließt mit einer Betrachtung, wie die aktuelle Situation dem Idealbild angenähert werden kann und welche weite- ren direkten Staatseingriffe genutzt werden können (Kapitel 8.3).

8.1 Marktunvollkommenheiten und ordnungspolitischer Rahmen

520. Die Expertenkommission ist der Überzeugung, dass ein marktorientierter Ansatz in Kombination mit ausbalancierten und zielführenden Staatseingriffen die notwendige Aktivierung von Kapital für die Energiewende sicherstellen kann. In den Energiemärkten kann ein marktorientierter Ansatz erhebliche Effizienzvorteile bieten. Wettbewerbliche Strukturen sorgen für eine kosteneffiziente Allokation, fördern Innovationen und ermöglichen eine flexible Anpassung an sich wandelnde Angebots- und Nachfragesituationen. Preise signalisieren Knappheiten und setzen Anreize für Investitionen in neue Technologien und Infrastruktur. Es ist vor diesem Hintergrund eine zentrale Aufgabe des Staates, einen funktionierenden Markt ohne Vorfestlegung auf bestimmte Technologien sicherzustellen. Dies ist zudem mit geringen staatlichen Ausgaben verbunden. Gleichzeitig ist der Energiemarkt in besonderem Maße von Marktversagen betroffen – etwa durch negative und positive externe Effekte, Informationsasymmetrien oder Koordinierungsdefizite. In solchen Fällen sind staatliche Eingriffe nicht nur gerechtfertigt, sondern notwendig, um die langfristige Funktionsfähigkeit des Systems sicherzustellen und klimapolitische Ziele zu erreichen. Entscheidend ist dabei, dass diese Eingriffe geeignet sind, um die Gründe für ein Marktversagen zu adressieren und verlässlich gestaltet werden. Sie sollten Anreize mit marktwirtschaftlichen Mechanismen verknüpfen, ohne dabei die Effizienzpotenziale des Wettbewerbsprinzips grundsätzlich zu untergraben. Wie dies gelingen kann, soll im Folgenden thematisiert werden.

521. Die im Energiemarkt vorhandenen Marktunvollkommenheiten sind bekannt und wurden bereits vollumfänglich diskutiert. Kapitel 4.4 thematisiert diese im Hinblick auf Wasserstoff (vgl. auch Albuscheit et al. 2025). Die Darstellung in diesem Kapitel orientiert sich analog an der Mitteilung für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission (2022). Diese zählt die vier wesentlichen Marktunvollkommenheiten auf, die geplante staatliche Beihilfen rechtfertigen können. Bevor diese vier Rechtfertigungsgründe kurz genannt und die diesbezüglichen Arbeiten der Expertenkommission thematisiert werden, muss darauf hingewiesen werden, dass die Europäische Kommission Beihilfen nur dann anerkennt, wenn diese eine wesentliche Verbesserung bewirken können, die allein durch den Markt nicht zustande käme (Europäische Kommission 2025, Rn. 34). Somit geht auch die Europäische Kommission (2022) vom Primat marktlicher Lösungen aus. Die Europäische Kommission thematisiert Beihilfen und damit direkte staatliche Eingriffe, wovon die Expertenkommission an dieser Stelle abweicht. Im Folgenden sollen die Punkte, die ein staatliches Eingreifen rechtfertigen, vor allem im Hinblick auf den ordnungspolitischen Rahmen diskutiert werden:

- **Negative externe Effekte:** Gehen mit einer Aktivität negative Wirkungen für weitere Akteure einher, die der Handelnde nicht kennt, für die er nicht verantwortlich gemacht werden kann oder Ähnliches, dann wird die Aktivität zu oft bzw. in zu hohem Maße ausgeführt. Wie bereits in Kapitel 4.3 dargestellt, sind THG-Emissionen ein einschlägiges Beispiel: Wenn ein Emittent von Treibhausgasen nicht die vollen Kosten seiner Emissionen tragen muss, besteht ein Anreiz, zu viel zu emittieren und zu wenig in Vermeidung zu investieren. Diese Erkenntnis bildet die Grundlage für eine Bepreisung von Treibhausgasemissionen (EEM 2025, 24; Löschel/Schenker 2017, 138). Dieser Effekt kann auch über den Emissionshandel erzielt werden. Dadurch wird ein Markt für diese Emissionen geschaffen, wodurch marktwirtschaftliche Mechanismen für eine effiziente Reduktion genutzt werden können.
- **Positive externe Effekte:** Kommen Vorteile von Investitionen auch weiteren Marktteilnehmern zugute, für die der Investor nicht entlohnt wird, entspricht das individuelle Investitionsverhalten nicht dem gesellschaftlich gewünschten und es wird zu wenig investiert. Generell gehen Forschungs- und Entwicklungsausgaben mit positiven externen Effekten einher (Learning-by-Searching, Löschel/Schenker 2017, 151). Einerseits bilden Erkenntnisse die Grundlage für zukünftige Forschung und ein Innovator ist in der Regel nicht in der Lage, den gesamten Mehrwert seiner Forschung zu appropriieren. Zusätzlich können positive Effekte auch in Folge von Learning-by-Doing und Learning-by-Using entstehen (ebenda, 148). Darunter werden zukünftige positive Effekte verstanden, die durch das Sammeln von Erfahrungen im Produktionsprozess (Learning-by-Doing) oder durch die Nutzung des Produkts (Learning-by-Using) entstehen. Das prägnanteste Beispiel sind Lernkurveneffekte, die in Bezug auf Wasserstoff bereits in Kapitel 4 diskutiert wurden (vgl. auch Brauer/Matthes 2025). Die staatliche Forschungsförderung ist ein staatlicher Eingriff, der diese externen Effekte adressiert. Die Expertenkommission hat positive externe Effekte auch im Kontext von Wissens-Spillovers bei Energiewende-Technologien behandelt (EEM 2018, 142). Da das übertragende Unternehmen den in der Volkswirtschaft entstehenden Nutzen der Spillovers nicht in seiner Kalkulation berücksichtigt, werden die positiven Effekte auf die Volkswirtschaft nicht in der Kalkulation des betreffenden Unternehmens beachtet, wodurch insgesamt zu wenig in Energiewende-Technologien investiert wird. Dadurch kann ein direkter staatlicher Eingriff gerechtfertigt sein.

- **Informationsasymmetrien:** Falls eine Marktseite strukturell von Informationsdefiziten betroffen ist, kann das bestehende Risiko einer Investition nicht korrekt eingeschätzt sowie Unsicherheiten entstehen oder verstärkt werden. Dadurch können ansonsten lohnende Investitionen unterbleiben, da aus Sicht des Investors der Erfolg mit zu hohem Risiko verbunden ist. Ein Beispiel gemäß Europäischer Kommission sind Umweltinvestitionen, die mit langen Amortisationszeiten einhergehen. Bestehen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Marktbedingungen, können insbesondere KMUs von einer Investition absehen, da sie das Risiko als zu hoch erachten. Als weiteren Punkt, der insbesondere im Prozess der Marktinitialisierung auftritt, ist das weitgehende Fehlen von Preistransparenz in einer frühen Marktphase. Dadurch werden qualifizierte Make-or-buy-Entscheidungen verhindert. Das prägnanteste Beispiel für Informationsasymmetrien ist jedoch der CO₂-Fußabdruck eines Produkts. Der Hersteller hat in der Regel bessere Informationen zu den entstandenen Treibhausgas-Emissionen als der Abnehmer. Für eine klimabewusste Konsumententscheidung seitens des Konsumenten sind diese Informationen jedoch notwendig. Zudem müssen gemachte Angaben vertrauenswürdig sein. Zur Behebung dieses Marktversagens hat die Expertenkommission die Einführung einer transparenten und praktikablen CO₂-Zertifizierung vorgeschlagen (EEM 2020, 36).
- **Koordinierungsdefizite:** Ökonomisch betrachtet tritt dies beim Vorhandensein mehrerer Gleichgewichte auf. Diese Gleichgewichte können sich zudem in ihrer Vorteilhaftigkeit für die handelnden Akteure und sogar die ganze Volkswirtschaft unterscheiden. Die Frage ist nun, wie das Verhalten der Akteure koordiniert werden kann, so dass ein gewünschtes Gleichgewicht resultiert. Dies kann die Einigung auf einen technischen Standard, zum Beispiel auf einen einheitlichen Ladestandard für Mobiltelefone, sein. Die Verwendung eines Standards über alle Hersteller hinweg kann helfen, Müll zu vermeiden und durch höhere Stückzahlen Kostenvorteile zu erreichen. Regulatorische Vorgaben von Standards können hier zu einer Koordinierung beitragen. Die Europäische Kommission zählt auch die Einigung zwischen Mieter und Vermieter auf energieeffiziente Lösungen darunter. Die Expertenkommission hat diesen Punkt ebenfalls thematisiert (EEM 2018, 142; EEM 2015, 108). Das Problem der energetischen Gebäudesanierung im Mietmarkt, wodurch Ineffizienzen entstehen können, ist, dass der Mieter durch niedrigere Energiekosten und damit einer niedrigeren Warmmiete profitiert, die Investitionen jedoch vom Vermieter getätigt werden, der sich an den Effekten der Sanierung auf die Kaltmiete orientiert.

522. Es ist unstrittig, dass mit den Emissionen von Treibhausgasen negative externe Effekte einhergehen, wenn die Emittenten nicht den vollen Preis für den durch ihre Emissionen entstehenden Schaden bezahlen müssen. Eine CO₂-Bepreisung sollte daher die Grundlage für jeden Policy-Mix bilden, um Emissionen möglichst kostengünstig zu reduzieren und Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu schaffen (EEM 2025, 24, Löschel/ Schenker 2017, 138). Dies kann analog auch mittels des Emissionshandels erfolgen. Dadurch, dass Zertifikate für Emissionen notwendig und damit wertvoll sind, bekommen diese Emissionen einen Preis und der Handel sorgt für eine effiziente Reduktion. Der Emissionshandel bietet zudem den Vorteil, dass die zu emittierende Menge direkt festgelegt werden kann. Der Handel auf dem Markt sorgt anschließend idealerweise für einen Preis, der die Erreichung des Emissionsziels effizient ermöglicht. Dennoch können weitere, komplementäre Mittel notwendig sein, um bestehende Marktunvollkommenheiten zu adressieren (EEM 2018, Löschel/ Schenker 2017). Der ordnungspolitischen Rahmen für eine effiziente und effektive Finanzierung der Energiewende sollte daher zunächst aus einem Instrumenten-Mix bestehen, der die wesentlichen Marktunvollkommenheiten adressiert.

523. Die Europäische Kommission (2022) weist in Randnummer 35 explizit daraufhin, dass das Vorhandensein von Marktunvollkommenheiten kein hinreichendes Argument für eine staatliche Beihilfe ist. Konkret muss geprüft werden, ob bereits bestehende Instrumente und Maßnahmen die Marktunvollkommenheit adressieren und welche Konsequenzen die Einführung eines neuen Instruments auf bereits bestehende Instrumente und Maßnahmen hat. Für die Freigabe von Beihilfen verlangt die Kommission damit explizit die Begründung eines Mehrwerts einer Maßnahme. Die Expertenkommission ist der Ansicht, dass der ordnungspolitische Rahmen die Mehrzahl möglicher Marktunvollkommenheiten adressieren kann. Direkte staatliche Eingriffe sollten, analog zur Ansicht der Europäischen Kommission, erst erwogen werden, wenn dennoch Marktunvollkommenheiten bestehen, die es zu adressieren gilt. Zudem, selbst wenn eine Marktunvollkommenheit nicht abgedeckt wird, muss das Ausmaß möglicher, negativer Wechselwirkungen mit anderen nationalen sowie internationalen Politikmaßnahmen durch positive Effekte der Einführung einer zusätzlichen Maßnahme überwogen werden. Auch sollte vor der Neueinführung von Instrumenten geprüft werden, ob bestehende Instrumente nicht ohne Mehrkosten verbessert oder abgeschafft werden können. Jedoch scheint das Einführen neuer Instrumente meist einfacher als das Abschaffen bestehender Instrumente zu sein.

524. Neben möglichen Wechselwirkungen mit bestehenden Maßnahmen und Instrumenten müssen jedoch auch weitere Aspekte staatlichen Handelns beachtet werden. So können auch staatliche Akteure nicht über alle notwendigen Informationen, beispielsweise über die Präferenzen der Akteure und alle existierenden Technologien sowie deren Praktikabilität, verfügen. Dadurch können Maßnahmen gegebenenfalls anders wirken als beabsichtigt oder ihr Ziel verfehlen. Des Weiteren bedarf ein investitionsfreundlicher Rahmen institutioneller Verlässlichkeit:

Unklare Förderperspektiven, abrupte politische Kurswechsel oder Zweifel an der fiskalischen Tragfähigkeit staatlicher Zusagen können die Investitionsbereitschaft privater Akteure erheblich schwächen. Hinzu kommt ein oft unbeachteter dynamischer Effekt: Die bloße Ankündigung zukünftiger Fördermaßnahmen kann Investitionen verzögern, da Marktakteure auf bessere Bedingungen in der Zukunft spekulieren. Hingegen kann die Ankündigung und Umsetzung von guten Rahmenbedingungen bereits heute dazu führen, dass investiert wird.

525. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass ein geeigneter und verlässlicher ordnungspolitischer Rahmen für eine effiziente und effektive Finanzierung der Energiewende insbesondere privates Kapital aktiviert. Dieser Rahmen sollte vordringlich durch die Bepreisung von Emissionen über einen praktikablen und möglichst alle Emissionen einschließenden Zertifikate-Handel bestehen. Weitere Marktunvollkommenheiten können ebenfalls mit Hilfe des Rahmens angegangen werden. Dies kann mittels einer technologieoffenen Forschungsförderung zur Ausnutzung von positiven externen Effekten, einer praktikablen und transparenten CO₂-Zertifizierung zur Verminderung von Informationsasymmetrien sowie regulatorischen Maßnahmen zur Verhinderung von Koordinationsversagen bestehen. Bei zusätzlichen staatlichen Eingriffen sollte eine Rechtfertigung bestehen. Das bedeutet, dass eine klare Marktunvollkommenheit vorhanden ist, die nicht bereits durch ein bestehendes Instrument oder eine bestehende Maßnahme abgedeckt wird. Zudem müssen Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten sowie die Nutzung bestehender Instrumente usw. geprüft werden. Im folgenden Unterkapitel wird analysiert, inwiefern dieser Rahmen bereits implementiert ist und wie der Stand der Investitionen in Deutschland ist.

8.2 Aktuelle Situation

526. Im Gegensatz zum gerade beschriebenen ordnungspolitischen Rahmen gibt es in der Praxis in der Klima- und Energiepolitik der EU und ihrer Mitgliedstaaten multiple Ziele und eine Vielzahl von (Preis- und Regulierungs-)Instrumenten (Löschel/Schenker 2017, Albuscheit et al. 2025). In Kapitel 11.3 wird dies anhand des Profils der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland exemplarisch deutlich. Die zahlreichen Ziele und Instrumente interagieren miteinander und können sich zum Teil verstärken, behindern oder sogar gegenseitig aufheben. Ein Beispiel für Wechselwirkungen, die die Wirkung mindern, ist der Zusammenhang zwischen CO₂-Bepreisung mit Hilfe von Zertifikaten in der EU und der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Wird der Ausbau erneuerbarer Energien gefördert und dadurch fossile Kraftwerke aus dem Markt gedrängt, werden Emissionszertifikate frei. Falls diese Zertifikate nicht neutralisiert werden (durch Mechanismen wie zum Beispiel die Marktstabilitätsreserve des EU ETS), verbilligen sich CO₂-Emissionen in anderen Bereichen, wodurch insgesamt die Emissionen kaum sinken, was als Wasserbetteffekt bezeichnet wird (vgl. Weimann 2010).

527. Des Weiteren können Ineffizienzen entstehen, wenn sich bei der Ausgestaltung eines Policy-Mix zu sehr auf bestehende und bekannte Technologien konzentriert wird (Löschel/Schenker 2017, 138). Dadurch wird zu wenig Gewicht auf Forschung und Entwicklung sowie den Rollout neuer, noch nicht bekannter oder noch nicht marktreifer Technologien gelegt. Im Rahmen der Marktunvollkommenheiten wurde bereits aufgezeigt, dass Forschung und Entwicklung über mehrere Kanäle positive Wirkungen entfaltet, sei es als Grundlage für zukünftige Forschung oder in Form von Lernkurveneffekten. Ein verstärkter Fokus auf die Entwicklung neuer Technologien und deren Anwendung kann sowohl die Finanzierung erleichtern als auch zusätzliches privates Kapital aktivieren: Neue Technologien eröffnen neue, kosteneffizientere Wege zur Umsetzung der Energiewende sowie neue Geschäftsmodelle für Investoren.

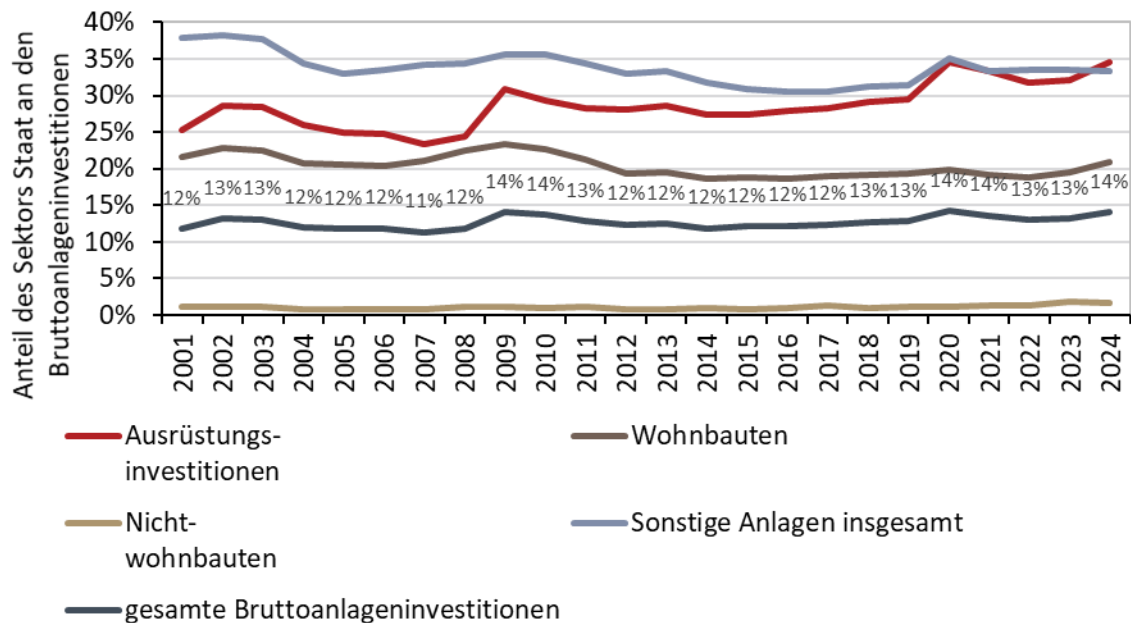
528. Folglich weicht der regulatorische Rahmen vom beschriebenen ordnungspolitischen Rahmen von Kapitel 8.1 ab. Da für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende zweifelsohne hohe Investitionsbedarfe bestehen und in Studien zu den Investitionsbedarfen der Energiewende der Staat oft als Akteur gesehen wird (vgl. EEM 2025), ist eine Betrachtung der Verteilung von privaten und öffentlichen Investitionen sowie deren Entwicklung sinnvoll.

529. Um die relative Bedeutung von privaten und staatlichen Investitionen in Deutschland zu erfassen, wird in Abbildung 8-1 der Anteil des staatlichen Sektors an allen Bruttoanlageninvestitionen beleuchtet. Unter Bruttoanlageinvestitionen wird der Wert aller Anlagen zusammengefasst, „die von inländischen Wirtschaftseinheiten erworben werden, um sie länger als ein Jahr im Produktionsprozess einzusetzen“ (Destatis 2025b). Im Wesentlichen zählen dazu Ausrüstungen (Maschinen und Geräte einschließlich militärischer Waffensysteme), Bauten (Wohnbauten, Nichtwohnbauten) und sonstige Anlagen (größtenteils bestehend aus Forschung und Entwicklung, Software und Datenbanken) (ebenda). Die überwiegende Mehrheit der Investitionen in die Energiewende dürfte in eine dieser Kategorien fallen. Werden alle Bruttoanlageninvestitionen betrachtet, so liegt der Anteil des Staates seit 2001 relativ konstant bei 11 bis 14 % (Abbildung 8-1). Demnach wird in Deutschland nur rund jeder achte Euro vom Staat investiert. Dies unterstreicht, dass es für den Erfolg der Energiewende auf die Aktivierung privaten Kapitals und damit privatwirtschaftlicher Investitionen ankommt.

530. Jedoch gibt es bei den Investitionen erhebliche Unterschiede je nach betrachtetem Bereich. Während der Anteil des Staates bei Nichtwohnbauten eher zu vernachlässigen ist, beträgt dessen Anteil bei Ausrüstungsinvestitionen und Sonstigen Anlagen (vor allem Forschung und Entwicklung, Software und Datenbanken) rund ein Drittel. Jedoch ist hier ein tendenzieller Rückgang seit Beginn des Jahrtausends festzustellen, was vor dem Hintergrund möglicher positiver externer Effekte durchaus negativ zu sehen ist. Auffällig ist, dass der Staatsanteil bei Ausrüstungsinvestitionen nach der Finanzkrise ab 2008 und ab der Corona-Pandemie 2020 einen Anstieg verzeichnete, der im Folgenden kaum zurückgegangen ist. Somit nimmt die Bedeutung des Staates bei Ausrüstungsinvestitionen in Deutschland insbesondere in Krisenzeiten zu, um anschließend auf einem höheren

Niveau zu verharren. Wird dieser Trend nicht durchbrochen, so dürfte dies die Transformation mittelfristig gefährden, da es nicht gelingen wird, die notwendige öffentliche Finanzierung zu stemmen.

Abbildung 8-1: Anteil des Sektors Staat an den Bruttoanlageninvestitionen 2001 bis 2024

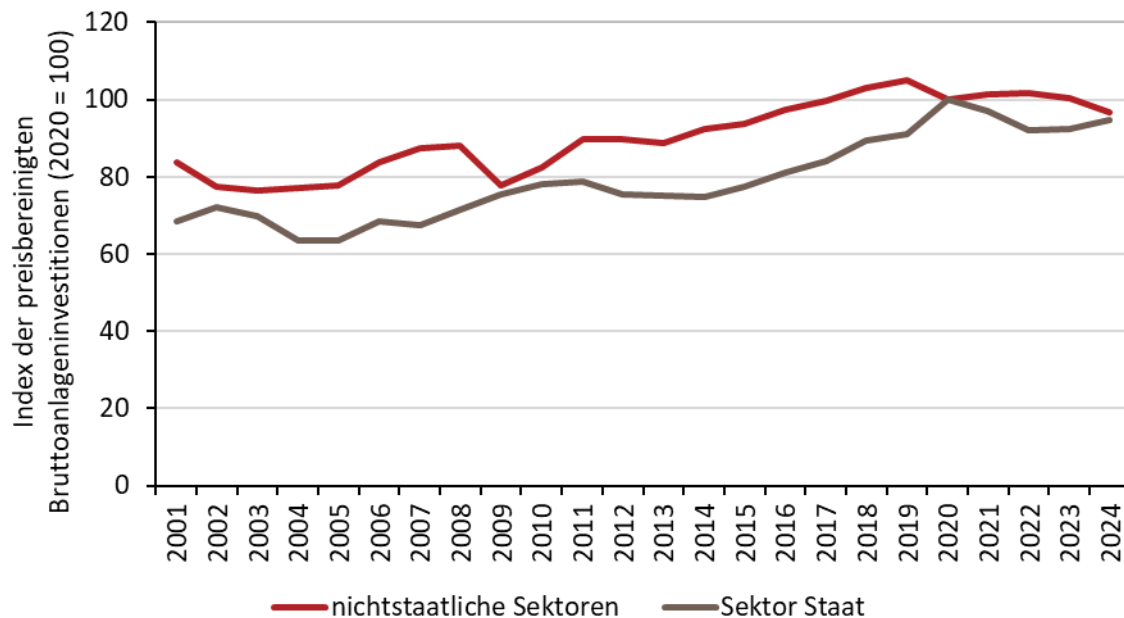


Sonstige Anlagen: größtenteils Forschung und Entwicklung, Software und Datenbanken.

Quelle: Destatis (2025a); eigene Darstellung.

531. Abbildung 8-2 stellt die Entwicklung der preisbereinigten Investitionen als Indexwert für nichtstaatliche Sektoren und den Staat (Statistisches Bundesamt 2025a) dar. Mit Ausnahme der Finanzkrise ab 2008 haben nichtstaatliche Sektoren von 2002 bis 2018 tendenziell steigende Investitionen verzeichnet. Die realen Investitionen der Unternehmen nehmen jedoch seit 2019 eher ab (ebenda, Grimm 2025). Mögliche Erklärungen für diese Entwicklung bei den Investitionen nicht-staatlicher Sektoren sind die Strukturkrise ab 2018 sowie Herausforderungen für das deutsche exportorientierte Wirtschaftsmodell (Grimm 2025). Beim Staat ist eine vergleichbare Entwicklung zu verzeichnen: Von 2004 bis 2020 sind die staatlichen Investitionen tendenziell real gewachsen, um anschließend eher zu stagnieren. Die Investitionen in Deutschland sind folglich seit 2019/2020 gesamtwirtschaftlich tendenziell rückläufig. In Anbetracht der Investitionsschwäche in Deutschland und den notwendigen Investitionen für eine erfolgreiche Energiewende, muss diskutiert werden, wie vor allem die private Investitionstätigkeit in grüne Technologien angeregt werden kann.

Abbildung 8-2: Entwicklung der preisbereinigten Bruttoanlageninvestitionen des Staates und nichtstaatlicher Sektoren 2001 bis 2024



Quelle: Destatis (2025a).

532. Anhand von Unternehmensumfragen (Scheuermeyer 2025) wird deutlich, dass Unternehmen insgesamt im Wesentlichen vier Problembereiche für Investitionen in Deutschland sehen, die sich je nach Umfrage in ihrer Bedeutung abwechseln: Rezession/Stagnation, Lohnkosten und Fachkräftemangel, Kostenbelastung insgesamt sowie Bürokratie und Regulierung. Daher müssen auch diese Hemmnisse angegangen werden, um das Investitionsklima in Deutschland generell zu verbessern, wodurch ebenfalls Investitionen in die Energiewende profitieren dürften. Zudem dürften diese Hemmnisse auch bei Investitionen in die Energiewende eine gewichtige Rolle spielen. Der Abbau der Hemmnisse kann somit auch direkt Investitionen in die Energiewende fördern.

533. Ein weiterer Erklärungsfaktor für die derzeit beobachtbare Investitionszurückhaltung im Energiesektor kann darin begründet sein, dass die Unternehmen Änderungen der Regulierung abwarten oder sogar auf bessere Bedingungen in der Zukunft spekulieren. Dies kann insbesondere auch durch das Vorzeitige Auseinanderbrechen der Ampel-Regierung mit einem anschließenden Regierungswechsel in Deutschland 2024 und 2025 sowie die damit verbundene Diskussion des Klima- und Transformationsfonds ausgelöst worden sein.

534. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass politökonomische Anreizstrukturen tendenziell dazu führen können, dass Förderprogramme in Umfang und Reichweite über das wirtschaftlich Notwendige hinaus ausgeweitet werden. Etwaige Mitnahmeeffekte oder ineffiziente Kapitalallokationen sind in diesem Zusammenhang nicht auszuschließen. Umso wichtiger ist eine

vorausschauende, theoriegeleitete und evidenzbasierte Ausgestaltung staatlicher Eingriffe, die Fehlanreize begrenzt und die Transformationsziele effizient unterstützt. Wie dies geschehen kann, wird im folgenden Unterkapitel behandelt.

8.3 Ermöglichung der Finanzierung der Energiewende

535. In zahlreichen Studien und Beiträgen in Fachzeitschriften werden Investitionsbedarfe zur Umsetzung der Energiewende analysiert. Die Expertenkommission macht sich diese Summen explizit nicht zu eigen. Es dürfte jedoch feststehen, dass die Investitionsbedarfe umfangreich sind. Es ist für eine erfolgreiche Finanzierung der Energiewende somit notwendig, privates Kapital in ausreichender Menge zu aktivieren. Die Grundlage zur Erreichung der Ziele der Energiewende muss dadurch geschaffen werden, dass ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen geschaffen wird, welcher insbesondere privates Kapital aktiviert. Ein Beispiel sind privatwirtschaftliche Investitionen in die Netze. Diese Investitionen werden dann attraktiv, wenn die Regulierung der (Netz)Gebühren angemessen ist. Es wäre zum Beispiel ungünstig, wenn die Regulierung der Gebühren sehr restriktiv gestaltet werden würde und dafür die Netze staatlich subventioniert werden müssen.

536. Dennoch können weiterhin bestehende Marktunvollkommenheiten zusätzliche Maßnahmen und Instrumente in Form von direkten staatlichen Eingriffen rechtfertigen. Aufgrund der Vielzahl bereits verwendeter Instrumente auf nationaler und internationaler Ebene sollten auch zur Finanzierung der Energiewende nur mit Vorsicht und unter bestimmten Bedingungen neue Maßnahmen und Instrumente zur Anwendung kommen. Vor der Einführung neuer Instrumente, sollte sorgfältig geprüft werden, ob bestehende Instrumente nicht effizienter und effektiver gestaltet werden können oder ob Anpassungen am ordnungspolitischen Rahmen ausreichen. Bei Einführung neuer Instrumente sollte außerdem geprüft werden, ob bestehende, nicht effektiv funktionierende Instrumente/Regulierungen abgeschafft werden können. Für die Auswahl und die Anwendung zusätzlicher Instrumente zur Sicherstellung der Finanzierung der Energiewende kann auf Basis der Leitsätze für ein gutes Energieeffizienz-Monitoring der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (EEM 2015, 48) und der in diesem Kapitel getätigten Erläuterungen ein Vorgehen skizziert werden. Dieses lautet wie folgt:

- (1) Es müssen in einem ersten Schritt konkrete Marktunvollkommenheiten identifiziert werden, die durch die bestehenden Instrumente und den bestehenden ordnungspolitischen Rahmen nicht adressiert werden und einen Eingriff rechtfertigen.
- (2) Die identifizierte Marktunvollkommenheit muss anhand einer geeigneten Indikatorik sowie einer hinreichenden, belastbaren und aktuellen Datenbasis nachweisbar und transparent einschätzbar sein.

- (3) Es müssen darauf aufbauend zielführende Maßnahmen und Instrumente ausgewählt werden. Dieser Auswahlprozess sollte eine geeignete Methodik zur Beurteilung der Effektivität von Instrumenten und Maßnahmen beinhalten, welche endogene und exogene Faktoren berücksichtigt.
- (4) Abschließend müssen direkte und indirekte Wirkungen, Verteilungseffekte sowie Wechselwirkungen mit dem bestehenden Policy-Mix untersucht werden. Dies beinhaltet auch eine Analyse, ob die Wirkung nachhaltig ist und darauf aufbauend ob gegebenenfalls die Befristung einer Maßnahme oder eines Instruments gerechtfertigt sind.
- (5) Sollten die Prüfungen positiv ausfallen, kann ein Instrument oder eine Maßnahme eingeführt werden. Dieses Instrument oder die Maßnahme muss regelmäßig anhand der Indikatorik gemäß (2) evaluiert werden, um sie notfalls zeitnah zu ändern oder abzuschaffen.
- (6) Im Rahmen der Evaluation einer neuen Maßnahme kann auch die Überarbeitung bestehender Instrumente oder Maßnahmen angezeigt sein. Zudem sollte der bestehende Policy-Mix regelmäßig auf Effizienz überprüft und gegebenenfalls nachjustiert werden.

537. Zur Kategorisierung weiterer Instrumente zur Anregung von Investitionen in die Energiewende und der ordnungspolitischen Maßnahmen hat die Expertenkommission in ihrem Statusupdate bereits vier Handlungsbereiche identifiziert (EEM 2025, 34), welche nach dem Umfang des staatlichen Eingriffs geordnet werden können. In Tabelle 8-1 werden diese Handlungsbereiche kurz aufgeführt und entsprechende Instrumente aus aktuellen Studien und den Arbeiten der Expertenkommission aufgeführt. Die Expertenkommission zählt die Instrumente der Studien hier der Vollständigkeit halber auf, ohne sie sich zu eigen zu machen. Die Expertenkommission weist diesbezüglich darauf hin, dass bei der Umsetzung der Energiewende in der Regel auf denjenigen Handlungsbereich zurückgegriffen werden sollte, welcher mit dem geringstmöglichen staatlichen Markteingriff und mit der geringstmöglichen staatlichen, finanziellen Beteiligung verbunden ist. Zudem muss dieses zusätzliche Mittel eine Marktunvollkommenheit adressieren, die nicht bereits durch den ordnungspolitischen Rahmen abgedeckt wird. Beginnend mit den Handlungsbereichen, die weniger Finanzmittel erfordern, sind dies:

- Rahmenbedingungen/ Regulatorik,
- Marktdesign,
- Hebeln privater Investitionen durch den Staat (inkl. staatlicher Garantien),
- Staat als (alleiniger) Investor.

538. Neben der Adressierung der Handlungsbereiche können mögliche Maßnahmen auch anhand des Regulierungsbereichs geordnet werden, die zur Überwindung eines identifizierten Hemmnisses genutzt werden können (Tabelle 8-1). Zur Aktivierung von privatem Kapital im Rahmen der Energiewende sind die wesentlichen Aspekte die Regulierung sowie Ausgestaltung der Energiemärkte sowie die Regulierung der Kapitalmärkte und weiterer relevanter Bereiche. Insbesondere die Kapitalmarktregulierung liefert die Grundlagen zur Mobilisierung von Kapital, während die Regulierung der Energiemärkte dieses Kapital in die Energiewende leiten kann. Es gilt jedoch weiterhin zu beachten, dass die eingesetzten Maßnahmen einer Begründung für ihren Einsatz bedürfen. Die oben erarbeiteten Marktunvollkommenheiten bieten hier einen ersten Ansatzpunkt.

539. Schlussendlich muss darauf hingewiesen werden, dass staatliche Instrumente auch im internationalen beziehungsweise weltweiten Kontext beurteilt werden sollten. Es entstehen ggf. Spannungsfelder für die Politik, zum Beispiel kann ein zu hoher CO₂-Preis zur Abwanderung von Unternehmen beitragen und damit zu Einschränkungen bei der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sowie zu Carbon Leakage führen. Ein weiteres Spannungsfeld kann entstehen, wenn zu hohe Kosten in politischem Druck zur Änderung der Regulierung resultieren, was stabile und konstante Marktsignale konterkarieren kann.

Tabelle 8-1: Schematische Darstellung von Maßnahmen zur Finanzierung der Energiewende in der Matrix aus Handlungsbereich und Regulierungsbereich

Regulierungsbereich Handlungsbereich	Regulierung der Energiemärkte	Regulierung der Kapitalmärkte und weiterer Bereiche
Rahmenbedingungen/ Regulatorik	Abbau regulatorischer Hindernisse (z.B. BDEW/EY 2024)	
	Nutzung von Berichts- und Veröffentlichungspflichten (EEM 2020) oder Energiekennzeichnung sowie Herkunftsnachweise (dena 2024) um Informationsasymmetrien zu beheben	
	Handlungssicherheit herstellen (z.B. Agora Energiewende 2024)	Herstellen eines positiven Investitionsklimas (z.B. Agora Energiewende 2024)
Marktdesign	CO ₂ -basierte Energiepreisreform (EEM 2021, EEM 2025)	
	Schaffung eines Kapazitätsmarkts (z.B. Höfer et al. 2022) bzw. eines funktionalen Kapazitätsmechanismus	die Förderung der Verbriefungen von Krediten zur Dekarbonisierung zur Finanzierung der Transformation des KMU-Sektors (Demary/Neligan 2025, 103)
	Ermöglichung der besseren Ausnutzung regionaler Potenziale für erneuerbare Energien durch Infrastrukturausbau (Thelen et al. 2024), da so der an günstigen Standorten erzeugte Strom besser zu den Verbrauchern gelangen kann. Dies beinhaltet ebenfalls den internationalen Infrastrukturausbau	Förderung Grüner Anleihen für klimafreundliche Projekte (Pietras 2025, 98)
	Entwicklung eines globalen Marktes für nachhaltige Energieträger (Thelen et al. 2024).	Abbau von Informationsasymmetrien über entsprechende Berichtspflichten (vgl. Kapitel 8.1)
	Beteiligung der Nutzer über Netzentgelte (vgl. Bundesnetzagentur 2025)	
	Mehr PPAs durch steuerliche Vergünstigungen bei Bezug von ungefördertem grünen Strom ermöglichen (dena 2024)	
Staat hebt private Investitionen	Bürgschaften und andere Formen der Risikoabsicherung, um insbesondere kleinen Marktakteuren die Investitionen in die Energiewende zu erleichtern (dena 2024)	Reform Finanzbeziehung Bund/Länder/Kommunen, um z.B. Investitionen finanzschwacher Kommunen zu ermöglichen (Agora Energiewende 2024)
	Kooperationen mit Exportländern (Thelen et al. 2024) und Erleichterung von Investitionen in Exportländern bspw. über Bürgschaften	Schaffung eines Energiewende-Fonds (EWF; BDEW/Deloitte/VKU 2024)
		Staatliche Mittel zur Förderung (weiterer) privater Investitionen bereitstellen, z.B. staatlicher Anker-Investor oder zinsgünstige Kredite (z.B. Otto et al. 2024)
Staat als (alleiniger) Investor	Staat als Investor ermöglicht die niedrigsten Netzentgelte für Verbraucher (Kaczmarczyk/Krebs 2025)	Priorisierung von Ausgaben, Reformen (z.B. BCG/BDI/IW 2024), Effizienz bei Ausgaben, um Spielräume für Investitionen zu schaffen
		Mehr Mittel durch Reform der Schuldenbremse oder ggf. Sondervermögen (z.B. BCG/BDI/IW 2024)

Quelle: Eigene Darstellung.

9 Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Die Analyse der Energieausgaben nach Einkommensgruppen zeigt, dass Haushalte mit höherem Einkommen absolut mehr für Energie ausgeben, während Haushalte mit niedrigem Einkommen eine höhere relative Belastung aufweisen. So gaben Haushalte im 1. Einkommens-Dezil im Jahr 2024 unter 2.000 Euro (ca. 13 % des Einkommens) für Wärme und Strom aus, während Haushalte im 10. Dezil rund 3.000 Euro (knapp über 2 % des Einkommens) ausgaben. Der Umstand, dass Haushalte mit niedrigem Einkommen relativ stärker belastet werden, wird als regressiv oder negative Verteilungswirkung bezeichnet. Es ist das Ziel einer adäquaten CO₂-Bepreisung, über die Verteuerung von fossilen Energien eine Lenkungswirkung zu erzielen. Durch die damit verbundenen Ausgaben werden die Haushalte entsprechend belastet. Um eine regressiv Verteilungswirkung zu vermeiden, müssen die entstehenden Einnahmen zielgenau zurückerstattet werden. Dies kann direkt an die Bürgerinnen und Bürger in Form eines geeignet ausgestalteten Klimageldes erfolgen oder über die Senkung von Belastungen sowie zur Unterstützung von Investitionen in emissionsarme Alternativen geschehen.

Einerseits hat die Energiewende mit den richtigen Instrumenten das Potenzial, den negativen Verteilungswirkungen entgegenzuwirken, wodurch die soziale Ungleichheit verringert oder zumindest nicht weiter verstärkt wird. Andererseits ist die umfassende Integration von Verteilungszielen in Fördermaßnahmen nicht zielführend. Diese Integration in Fördermaßnahmen kann zu einer Überkomplexität der Instrumente führen, wodurch bürokratische Lasten erhöht, unerwünschte Anreizwirkungen ausgelöst und letztlich eine wirksame Abfederung von Härten verhindert wird. Eine direkte Einkommensunterstützung besonders betroffener Gruppen kann helfen, eine Minderung der Belastung, vor allem bei perspektivisch höheren CO₂-Preisen, zu erreichen. Es ist jedoch fürderhin notwendig, durch einen geringeren Energieverbrauch und geringere Emissionen – mittels Maßnahmen und Investitionen – vulnerable Gruppen resilient gegenüber CO₂- und Energiepreissteigerungen aufzustellen. Zudem ist dieses Ziel im Klima-Sozialfonds der EU, welcher im Rahmen des EU ETS-2 etabliert wird, festgeschrieben.

Energiearmut ist ein relevantes Phänomen in Deutschland. Diese begründet sich in hohen erforderlichen Energiebedarfen, die Haushalte stark belasten. Als Ursachen gelten geringe energetische Effizienz des Wohngebäudes oder der Haushaltsausstattung, hohe Energiepreise sowie ein geringes Einkommen. Energiearmut kann durch verschiedene Indikatoren gemessen werden. Die Indikatoren weisen eine breite Spanne auf, wobei selbstberichtete Indikatoren in der Regel niedriger liegen als Indikatoren, die die Energieausgaben bzw. -belastung in den Fokus nehmen. Die Analyse zeigt, dass die Einkommensgruppen mit dem niedrigsten Einkommen am stärksten von Energiearmut betroffen sind. So konnten 2024 je nach verwendetem Indikator zwischen 5,6 und 46 % der Haushalte im 1. Quintil als energiearm gelten, während es im 5. Quintil lediglich 1,4 – 5,4 % der Haushalte waren.

Die Auswirkungen von steigenden Energiepreisen auf Unternehmen unterscheiden sich je nach Unternehmensgröße und Wirtschaftszweig. Für eine fundierte Analyse der Betroffenheit von Energiepreissteigerungen und die Auswahl sowie Ausgestaltung von Entlastungsmaßnahmen sind quantitative Einblicke, wie sich Kosten, Umsatz oder Gewinn in unterschiedlichen Unternehmensgrößenklassen sowie Branchen aufgrund der gestiegenen Energiepreise entwickelt haben, von hoher Bedeutung. Da die Verfügbarkeit solcher Daten begrenzt ist, regt die Expertenkommission an, soweit möglich, auch für die verschiedenen Unternehmensgrößenklassen in den unterschiedlichen Sektoren differenzierte Daten öffentlich verfügbar zu machen. Zudem weist die Expertenkommission auf dringenden Handlungsbedarf bei der Schaffung einer Datengrundlage hin, die auch Informationen über Kleinstunternehmen zur Verfügung stellt. Dabei ist es wichtig, dass diese Daten so erhoben werden, dass für Kleinstunternehmen kein zusätzlicher bürokratischer Aufwand in großem Umfang entsteht.

Werden entlastende Maßnahmen für Unternehmen erwogen, dürfen diese nicht nur das Ziel haben, Unternehmen finanziell zu entlasten. Gleichzeitig sollten auch Transformationsanreize zu einem klimaneutralen und effizienteren Energiesystem gesetzt werden. Dadurch wird die Resilienz gegenüber Energiepreissteigerungen gestärkt, anstatt lediglich kurzfristig und wenig nachhaltig einzugreifen.

Die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist ein bedeutender Faktor für deren Gelingen. Die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende in Deutschland ist mit 83 % weiterhin hoch. Die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende ist deutlich geringer, hier bewerten 55 % der Befragten die Umsetzung als „schlecht“. Die Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit zeigt, dass die Haushalte auch bereit sind, selbst konkrete Maßnahmen zu ergreifen. Die Expertenkommission spricht sich für eine Fortführung und institutionelle Förderung einer repräsentativen, regelmäßig wiederkehrenden Befragung zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende aus. Nur durch eine kontinuierliche Datenerhebung können Veränderungen im Zeitverlauf nachvollzogen und soziale, regionale sowie demografische Unterschiede in der Akzeptanz frühzeitig erkannt und adressiert werden.

9.1 Verteilungswirkungen

9.1.1 Energieausgaben privater Haushalte

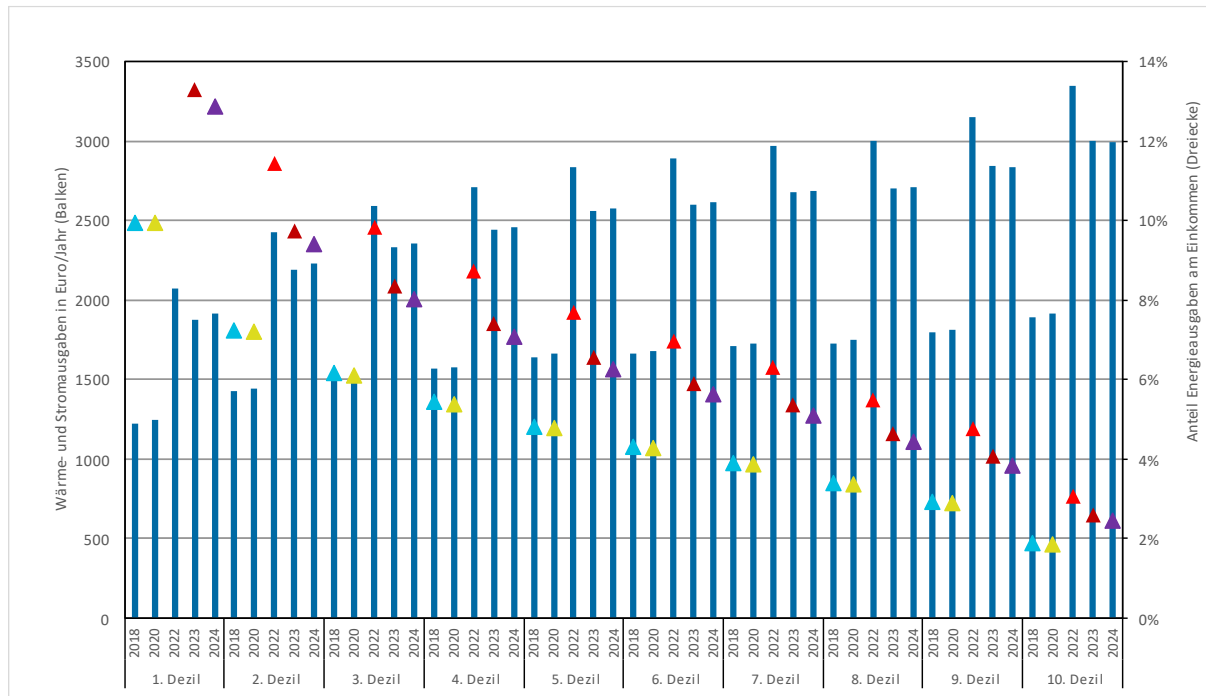
540. Die Energiewende geht mit Verteilungswirkungen für die privaten Haushalte einher, welche sich unter anderem anhand von Haushaltsmerkmalen, wie dem Haushaltseinkommen, unterscheiden können. Falls Haushalte mit einem geringen Einkommen relativ stärker belastet werden, wird von regressiven beziehungsweise negativen Verteilungswirkungen gesprochen. Werden Haushalte mit hohem Einkommen stärker belastet, liegen progressive Verteilungswirkungen vor. Zur Beurteilung der Verteilungswirkungen ist eine Analyse der Energieausgaben nach Einkommensgruppen notwendig.

541. Die Entwicklung der Energieausgaben und die dadurch entstehende Belastung, differenziert nach zehn Einkommensgruppen (1. Dezil bis 10. Dezil) ist in Abbildung 9-1 für verschiedene Jahre dargestellt. Diese Darstellung baut auf dem Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) auf und schreibt die Abbildung bis 2024 fort. Die Energieausgaben setzen sich diesbezüglich aus den Energiepreisen und den Energieverbräuchen zusammen. Im Monitoringbericht 2024 (ebenda) musste konstatiert werden, dass sich die Veränderungen in Folge der Energiewende nicht von den Veränderungen als Konsequenz des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine trennen lassen. Da der Krieg in der Ukraine andauert und die Sanktionen auf russische Energielieferungen verschärft werden, ist eine Differenzierung auch im vorliegenden Bericht nicht trennscharf möglich. Dennoch wird anhand von Abbildung 9-1 deutlich, dass die starken Steigerungen zu Beginn des Krieges nicht mehr beobachtet werden können und sowohl Energieausgaben sowie die relative Belastung durch Energieausgaben sich auf einem erhöhten Niveau im Vergleich zu den Jahren bis einschließlich 2020 stabilisiert haben. Diese Entwicklung ist auch im Kontext der staatlichen Entlastungspakete

in Folge der Krise zu sehen. Die Betrachtung der Entwicklung der Energieausgaben und der dadurch entstehenden Belastung ist daher als Bruttowirkung aller Effekte zu verstehen.

542. Die Balken in Abbildung 9-1 geben die absoluten Energieausgaben in Euro pro Jahr an, die an der linken Achse abgelesen werden können. Die Dreiecke und die rechte Achse geben die entstehende Belastung im Verhältnis zum Einkommen in Prozent wieder. Insgesamt wird erneut der Befund des Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) bestätigt: Haushalte mit höherem Einkommen geben absolut mehr für Energie (Wärme und Strom) aus, während Haushalte mit niedrigem Einkommen eine höhere relative Belastung aufweisen. Die absoluten Ausgaben steigen somit mit dem Einkommen an. So gaben die Haushalte im 1. Dezil unter 2.000 Euro im Jahr 2024 für Wärme und Strom aus, während es im 10. Dezil rund 3.000 Euro waren. Im Vergleich von 2024 mit 2023 können leichte Unterschiede bei der Entwicklung zwischen den Einkommensdezilen festgestellt werden. So sind die absoluten Energieausgaben für die unteren Dezile von 2023 auf 2024 geringfügig gestiegen. Für die oberen Dezile sind diese Ausgaben nahezu konstant geblieben. Die relative Belastung ist jedoch für alle Dezile 2024 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Während der Anteil bei den oberen Dezilen sich dem Wert von 2020 bei knapp oberhalb von 2 % annähert, ist die Belastung bei den unteren Dezilen 2024 noch deutlich oberhalb des Wertes von 2020. Konkret betrug der Anteil im 1. Dezil 2020 rund 10 %, während es 2024 noch knapp unter 13 % waren. Je geringer das Einkommen, desto größer ist die Differenz zwischen dem Anteil 2024 und 2020.

Abbildung 9-1: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2024)



Anmerkung: Das Einkommen wurde pauschal mit 10 % fortgeschrieben. Die Dezileinteilung erfolgt anhand des Nettoäquivalenzeinkommens ohne Berücksichtigung des hypothetischen Mietwertes, wie er für selbstnutzende Eigentümer*innen in der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) im Einkommen ausgewiesen wird. 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 (2025a, 2025b), Destatis (2025a, b). Quelle: Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022) – Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 (statistisch repräsentativ).

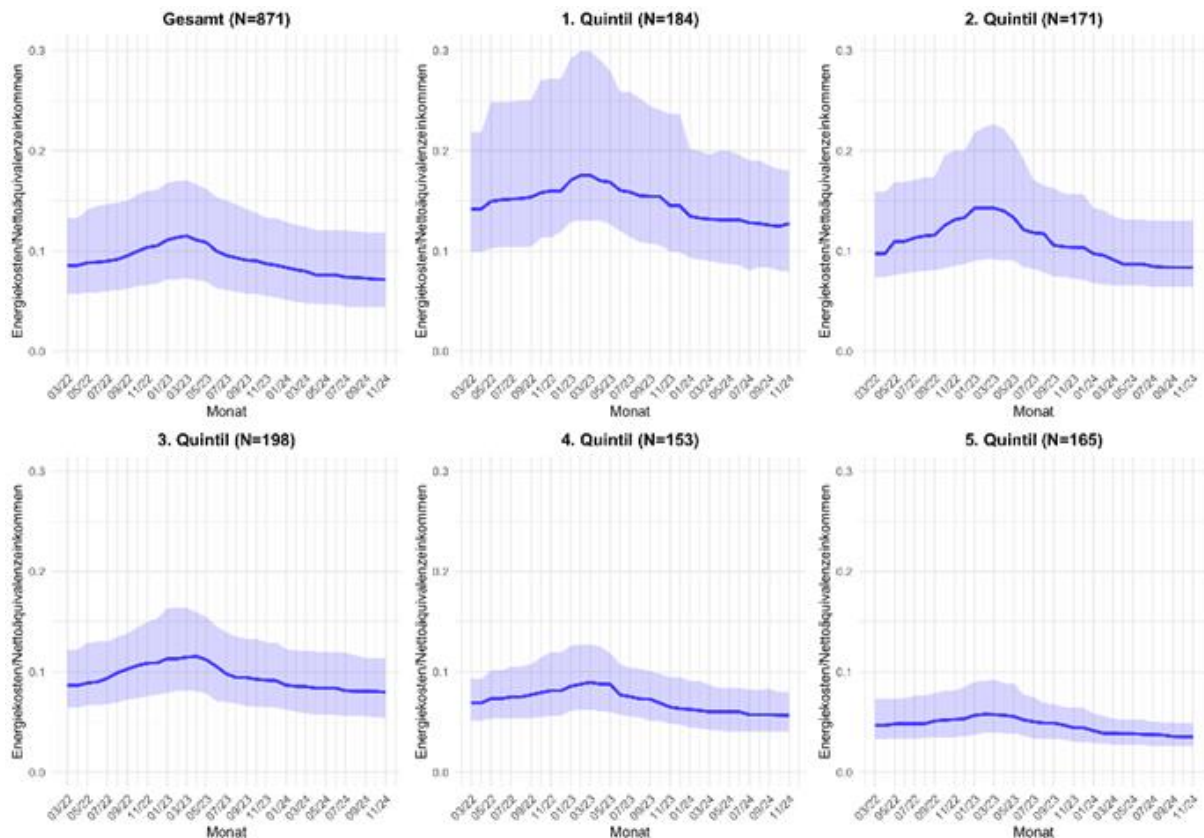
543. Abbildung 9-1 stellt die durchschnittliche Energiekostenbelastung von Haushalten im Vergleich zum Einkommen dar. Dabei werden Transferleistungen nach Sozialgesetzbuch oder Wohngeld als Einkommen berücksichtigt. Analog zum Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) wird angenommen, dass Haushalte die Heizkosten selbst bezahlen. Gemäß Wohngeld- und Mietenbericht 2021/2022 (Deutscher Bundestag 2023) erhielten Ende 2021 rund 0,5 Millionen Haushalte Wohngeld und 3,4 Millionen Haushalte Kosten der Unterkunft und Heizung (KdU). Die Ausgaben für Wohngeld und KdU summierten sich 2021 auf 18,5 Milliarden Euro. Mit dem in Kraft treten des Gesetzes zur Erhöhung des Wohngelds am 01.01.2023 sind die Anzahl anspruchsberechtigter Haushalte und damit die Ausgaben für Wohngeld deutlich gestiegen (Destatis 2024; 2025c). Ende 2024 bezogen rund 1,2 Millionen Haushalte Wohngeld. Im Vergleich zum Jahr 2023 ist die Anzahl an Haushalten, die Wohngeld bekommen, um 6 % gestiegen. Die Ausgaben betrugen 2024 rund 4,7 Milliarden Euro, was einem Anstieg von 9 % im Vergleich zu 2023 entspricht (ebenda). Insgesamt schätzt das Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS) die Ausgaben 2024 im Bereich Wohnen, worunter im Wesentlichen Wohngeld und KdU fallen, auf rund 27,4 Milliarden Euro

(BMAS 2025a). Für 2023 wurden noch rund 25,5 Milliarden Euro prognostiziert (ebenda). Es muss zudem darauf hingewiesen werden, dass die Quote der Nichtinanspruchnahme, das ist der Anteil anspruchsberechtigter Haushalte, die eine Leistung nicht in Anspruch nehmen, bei Sozialleistungen zum Teil erheblich ist. Dies ist das Ergebnis einer Auswertung einschlägiger Studien im Auftrag des BMAS (2025b). So beträgt der Anteil der Nichtinanspruchnahme bei Wohngeld je nach Studie zwischen 56 und 87 % der Anspruchsberechtigten (ebenda).

544. Stromkosten sind kein gesonderter Teil der Sozialleistungen und müssen von Haushalten aus dem Regelbetrag des Bürgergeldes selbst beglichen werden. Allerdings nehmen auch im Bereich des Bürgergelds bzw. Leistungen nach Sozialgesetzbuch nicht alle Berechtigten die zur Verfügung stehenden Leistungen in Anspruch (BMAS 2025b). Je nach Studie beträgt die Quote der Nichtinanspruchnahme bei der Grundsicherung nach SGB II oder XII 34 – 55 % der anspruchsberechtigten Bedarfsgemeinschaften beziehungsweise 35 – 48 % der anspruchsberechtigten Personen (ebenda).

545. Selbst Haushalte innerhalb einer Einkommensgruppen unterscheiden sich anhand der Belastungen und Verteilungswirkungen zum Teil deutlich. Dies resultiert beispielsweise daraus, ob sie in sanierten oder unsanierten Gebäuden wohnen, über welche Wohnfläche sie verfügen und wie die Ausstattung mit energieeffizienten Elektrogeräten ist. Um die Unterschiede innerhalb der Einkommensgruppen zu beleuchten, ist in Abbildung 9-2 die Energiekostenbelastung als Anteil am Nettoäquivalenzeinkommen für fünf Einkommensquintile und alle betrachteten Haushalte für den Zeitraum 2022 bis 2024 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Energiekostenbelastung in allen Quintilen im Durchschnitt zunächst bis zu Beginn des Jahres 2023 gestiegen ist, um anschließend sogar unter das Ausgangsniveau von 2022 zu fallen. Je niedriger das Quintil, desto ausgeprägter ist diese Entwicklung. Die Streuung innerhalb eines Quintils ist ebenfalls umso höher, je geringer das Einkommens-Quintil ist. Im untersten Einkommens-Quintil stieg die Energiekostenbelastung für die am meisten betroffenen Haushalte bis auf rund 30 % zu Beginn des Jahres 2023. Bei den Haushalten in diesem Quintil, die am wenigsten betroffen war, lag die Belastung deutlich unterhalb von 15 %. Die Streuung ist seitdem wieder deutlich zurückgegangen. Ende des Jahres 2024 lag sie nur noch im Bereich von 8 – 18 %. Im 5. Quintil betrug die Spannbreite zuletzt rund zwei Prozentpunkte im Bereich von 5 % am Nettoäquivalenzeinkommen. Selbst am Höhepunkt waren es lediglich rund 6 Prozentpunkte, wobei ein Anteil von 10 % am Nettoäquivalenzeinkommen nicht überschritten wurde.

Abbildung 9-2: Entwicklung der Energiekostenbelastung nach Einkommensquintilen von März 2022 bis November 2024



Quelle: SVRV (2025).

546. Es kann festgehalten werden, dass die Energieausgaben regressive Verteilungswirkungen entfalten, da ärmere Haushalte relativ stärker von steigenden Kosten für Energie belastet werden. Einerseits hat die Energiewende mit den richtigen Instrumenten das Potenzial, diesen negativen Verteilungswirkungen entgegenzuwirken, wodurch die soziale Ungleichheit verringert oder zumindest nicht weiter verstärkt wird. Andererseits ist die umfassende Integration von Verteilungszielen in Fördermaßnahmen nicht zielführend. Diese Integration in Fördermaßnahmen kann zu einer Überkomplexität der Instrumente führen, wodurch bürokratische Lasten erhöht, unerwünschte Anreizwirkungen ausgelöst und letztlich eine wirksame Abfederung von Härten verhindert wird.

547. Die Expertenkommission hat im Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) eine integrierte Strategie beschrieben, um regressive Verteilungswirkungen zu vermeiden oder sogar umzukehren. Die wesentlichen Punkte sollen hier nur kurz zusammengefasst werden.

548. Es ist das Ziel einer adäquaten CO₂-Bepreisung, über die Verteuerung von fossilen Energien eine Lenkungswirkung zu erzielen. Durch die damit verbundenen Ausgaben werden die Haushalte entsprechend belastet. Um eine regressive Verteilungswirkung zu vermeiden, müssen die entstehenden Einnahmen zielgenau zurückerstattet werden. Dies kann direkt an die Bürgerinnen und Bürger in Form eines geeignet ausgestalteten Klimageldes erfolgen oder über die Senkung von Belastungen sowie zur Unterstützung von Investitionen in emissionsarme Alternativen geschehen.

549. Gelingt die Dekarbonisierung insbesondere bei stark betroffenen Haushalten, entsteht auch bei einem steigenden CO₂-Preis keine oder nur eine geringere zusätzliche Belastung. Die Anpassungsfähigkeit und Akzeptanz der Verbraucherinnen und Verbraucher - insbesondere jener mit niedrigen Einkommen - wird daher ein entscheidender Faktor für das Gelingen des Emissionshandelssystems sein. Die Expertenkommission spricht sich deshalb dafür aus, dass die Einnahmen aus dem Emissionshandelssystem den Verbraucherinnen und Verbrauchern, und dabei insbesondere den einkommensschwachen Haushalten, zugutekommen müssen. Diese Nutzung der Einnahmen für soziale und klimafreundliche Zwecke sollte möglichst unbürokratisch erfolgen und die Fähigkeit der Verbraucherinnen und Verbraucher erhöhen, auf nachhaltige Wärme-, Kühl- und Mobilitätslösungen umzusteigen oder den Umstieg indirekt zu ermöglichen, indem Anreize zur energetischen Verbesserung der Gebäude für Vermieter geschaffen werden und gleichzeitig die steigenden Kosten tragbar gehalten werden, wenn – zum Beispiel als Mieter – die Umstellungsentscheidung nicht selbst getroffen werden kann.

550. Eine direkte Einkommensunterstützung besonders betroffener Gruppen kann helfen, eine Minderung der Belastung, vor allem bei perspektivisch höheren CO₂-Preisen, zu erreichen. Es ist fürderhin notwendig, durch einen geringeren Energieverbrauch und geringere Emissionen durch Maßnahmen und Investitionen vulnerable Gruppen resilient gegenüber CO₂- und Energiepreiserhöhungen aufzustellen. Zudem ist dieses Ziel im Klima-Sozialfonds der EU, welcher im Rahmen des EU ETS 2 etabliert wird, festgeschrieben (Schumacher et al. 2022).

9.1.2 Energiearmut

551. Seit den frühen 1990ern hat sich Energiearmut zu einem wichtigen Thema für die Energie- und Klimapolitik entwickelt (Braungardt et al. 2024, Cludius et al. 2024, FÖS & Öko-Institut 2024, Schumacher et al. 2025). Das Konzept der Energiearmut und wer davon konkret betroffen ist, wird auf EU-Ebene (Eurostat 2025) und in Deutschland (Schumacher et al., 2022, Braungardt et al. 2024) stark diskutiert und mit diversen Rechtskaten und Initiativen behandelt. Gemäß Art. 2 (52) der EU-Richtlinie 2023/1791 bezeichnet „Energiearmut den fehlenden Zugang eines Haushalts zu essenziellen Energiedienstleistungen, wenn mit diesen Dienstleistungen ein grundlegendes und angemessenes Maß an Lebensstandard und Gesundheit sichergestellt wird, einschließlich einer angemessenen Versorgung mit Wärme, Warmwasser, Kälte und Beleuchtung sowie Energie für

den Betrieb von Haushaltsgeräten, in dem jeweiligen nationalen Kontext und unter Berücksichtigung der bestehenden nationalen sozialpolitischen Maßnahmen und anderer einschlägiger nationaler Maßnahmen, wobei diese durch eine Kombination von Faktoren verursacht wird, darunter zumindest Unerschwinglichkeit, unzureichendes verfügbares Einkommen, hohe Energieausgaben und schlechte Energieeffizienz von Wohnungen“. Gemäß Eurostat (2025a) liegt Energiearmut vor, wenn ein Haushalt seinen Energieverbrauch in einem Ausmaß senken muss, dass es sich negativ auf die Gesundheit und das Wohlbefinden der Bewohner auswirkt. Eurostat (ebenda) sieht dafür im Wesentlichen drei Ursachen: einen hohen Anteil der Haushaltsausgaben für Energie, ein geringes Einkommen und eine geringe Energieeffizienz von Gebäuden und Geräten. Eine eindeutige Definition von Energiearmut gibt es in Deutschland bisher nicht. Die Expertenkommission (EEM 2024) versteht unter Energiearmut, wenn Haushalte nicht in der Lage sind oder nicht die Möglichkeit haben, ihre Energiebedürfnisse adäquat zu decken. Darunter fallen beispielsweise, dass Haushalte ihre Wohnungen nicht angemessen heizen können und/oder ihre Heiz- und Stromkosten nicht begleichen können.

552. Anhand der aufgeführten Definitionen wird deutlich, dass die Konsequenzen von Energiearmut gleich gesehen werden: Haushalte können zu wenig Energie und damit verbundene Leistungen konsumieren. Und auch bei den Ursachen gibt es Überschneidungen. So kann Energiearmut nicht nur auf den Aspekt Einkommen reduziert werden, da auch Haushalte mit höherem Einkommen von Energiearmut betroffen sein können, wenn sie beispielsweise in Gebäuden mit einer niedrigen Energieeffizienz leben. Generell können zudem steigende Preise dazu führen, dass mehr Haushalte von Energiearmut betroffen sind (EEM 2024).

553. Während bei der Beschreibung des Phänomens Energiearmut weitgehende Überschneidungen existieren, hat sich eine Vielzahl an Indikatoren etabliert, die versuchen, Energiearmut zu messen. So konnten in einer Untersuchung für die Europäische Kommission (2023) 13 Indikatoren identifiziert werden, die spezifische Problembereiche bezüglich Energiearmut beleuchten sollen und in vier Kategorien unterteilt werden können (EEM 2024, 286, Schumacher et al. 2022). Hierbei wird deutlich, dass Energiearmut ein mehrdimensionales Phänomen ist, das durch keinen einzelnen Indikator vollständig erfasst werden kann. 11 Indikatoren, die jeweils Vor- und Nachteile haben, werden von der EU hauptsächlich verwendet (Europäische Kommission, 2023, 18ff.). Ein Indikator ist beispielsweise der Anteil an der Bevölkerung, der seine Unterkunft nicht adäquat warmhalten kann (Eurostat 2025b). Auf EU-Ebene betrug der Anteil 2019 6,9 %. Bis 2023 stieg der Anteil auf 10,6 %, um anschließend 2024 auf 9,2 % zurückzugehen. In Deutschland konnte 2019 mit 2,5 % der niedrigste Wert in der Zeitreihe erreicht werden. Bis 2023 stieg auch in Deutschland der Anteil und erreichte 8,2 %. 2024 betrug der Anteil zuletzt 6,3 %. Somit können anhand dieses Indikators auf EU-Ebene und in Deutschland deutliche Effekte der Energiepreiskrise nachgezeichnet werden. Im EU-Vergleich scheint Deutschland eine geringere Betroffenheit mit Energiearmut aufzuweisen. Dennoch ist es aufschlussreich, die Situation in Deutschland näher zu beleuchten.

554. Tabelle 9-1 bietet einen Überblick über Energiearmut in Deutschland anhand verschiedener Indikatoren und für verschiedene Jahre. In Tabelle 9-1 kommen die vier Kategorien gemäß Europäische Kommission (2023) zur Anwendung. Diese werden hier im Kasten „Energiearmutsindikatoren nach EU Energy Poverty Recommendation (Europäische Kommission 2023)“ kurz beschrieben. Neben den beschriebenen Dimensionen 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 (EEM 2014a, 2019). In Tabelle 9-1 werden die Indikatoren darüber hinaus nach Einkommensquintilen aufgeschlüsselt, so dass für jeden Indikator eine Verbindung mit dem Einkommen gezogen werden kann.

Energiearmutsindikatoren nach EU Energy Poverty Recommendation (Europäische Kommission 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:
 - Geringe absolute Energieausgaben (M/2): Anteil der Haushalte, deren absolute Energieausgaben 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.
 - 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 Klimaanlage/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.

Quellen: Schumacher et al. (2022), Braungardt et al. (2024).

555. Es zeigt sich anhand von Tabelle 9-1, analog zum Indikator von Eurostat (2025b), dass Energiearmut in Deutschland ein relevantes Phänomen ist. Gemäß den EU-Indikatoren konnten 2024 zwischen 4,6 und 16,8 % der 41 Millionen Haushalte in Deutschland (Destatis 2025d) als energiearm gelten. Im Vergleich zu 2022 zeigten dabei zwei Indikatoren eine Verbesserung an, während gleichzeitig der Anteil an Haushalten mit Zahlungsrückständen bei Versorgungsunternehmen von

3,9 auf 4,6 % gestiegen ist und der Anteil an Haushalten, die ihre Unterkunft nicht angemessen warmhalten können, nahezu konstant geblieben ist. Es zeigt sich anhand von Tabelle 9-1 auch, dass die Einkommensgruppen mit dem niedrigsten Einkommen am stärksten von Energiearmut betroffen sind. So konnten 2024 zwischen 5,6 und 46 % der Haushalte im 1. Quintil als energiearm gelten. Im 5. Quintil waren es lediglich 1,4 – 5,4 % der Haushalte. Der wesentliche Anteil der Haushalte in Deutschland, die von Energiearmut betroffen sind, sind Haushalte mit geringem Einkommen (vgl. Abbildung 9-2). Dennoch gibt es auch in anderen Quintilen einen erheblichen Anteil an Haushalten, die von Energiearmut betroffen sind. Es kann daher erneut festgestellt werden, dass sich Energiearmut nicht nur auf den Faktor sehr geringes Einkommen begrenzen lässt.

Tabelle 9-1: Mögliche Energiearmutsindikatoren Deutschland nach Einkommensgruppen, 2018 bis 2024

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 in Prozent					
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
	2024	6,3	11,7	8,2	5,3	3,9	2,1
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
	2024	4,6	7,1	5,4	3,9	3,5	2,0
EU Poverty Recommendation (2020) auf Basis EVS (Wärme- und Stromkosten)		Anteil der Haushalte in Deutschland in Prozent					
2M - Hohe Belastung durch Energieausgaben im Verhältnis zum Einkommen	2018	17,7	48,1	16,1	7,3	3,4	1,2
	2020	16,5	45,9	14,9	6,5	3,7	1,3
	2022	17,5	44,9	18,5	8,5	4,6	1,7
	2024	16,8	46,0	15,9	6,7	3,6	1,4
M/2 - Geringe absolute Energieausgaben	2018	9,3	12,7	9,1	8,3	7,3	7,8
	2020	4,1	4,0	4,4	4,4	3,9	4,1
	2022	9,1	10,5	9,1	9,1	8,4	8,1
	2024	5,5	5,6	5,7	5,7	5,2	5,4
SVRV (2023) auf Basis Haushaltsbefragung (N=2.496)		Anteil der Haushalte in Deutschland in Prozent					
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

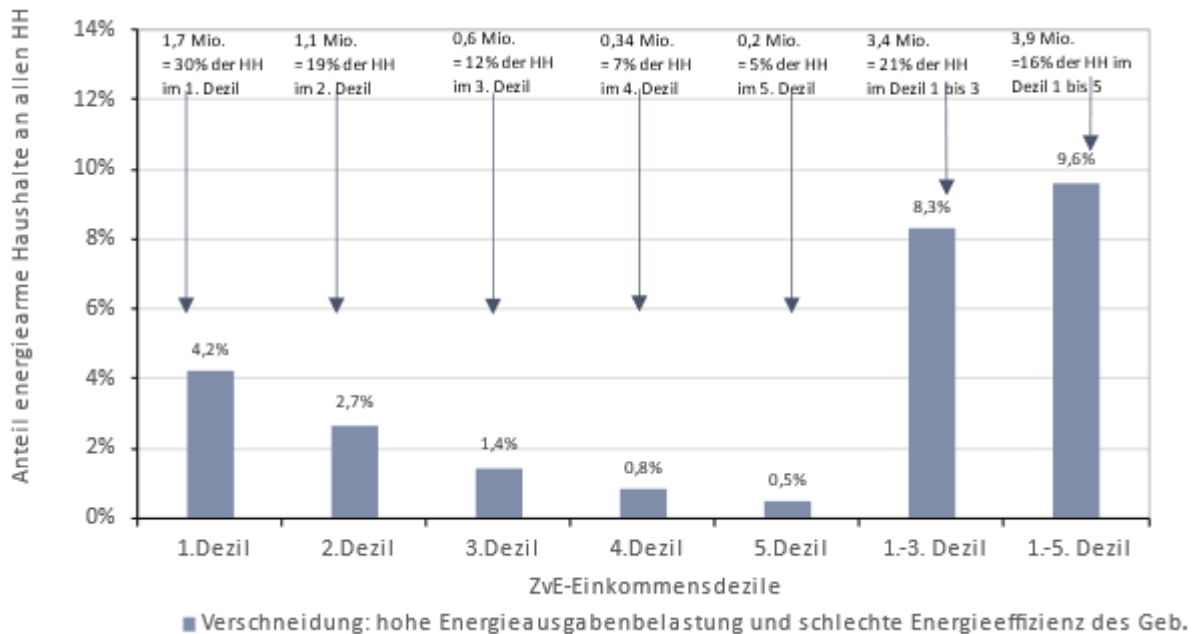
des nationalen medianen Anteils beträgt. 10-Prozent-plus-80 % bzw. 60 %-Prozentregel: Anteil der Haushalte mit Energieausgaben von mehr als 10 % des Nettoeinkommens und Haushaltseinkommen von weniger als 80 % oder 60 % des Medians des Nettoäquivalenzeinkommens.

Quellen: SVRV (2023), EU SILC Datenbank (2025; Indikatoren HH050, HS021), FDZ der Stat. Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2018; Berechnungen Öko-Institut.

556. 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.

557. Um die Analyse nicht nur auf das Einkommen zu beschränken und auch die Energieeffizienz der Gebäude in die Analyse einzubeziehen, sind in Abbildung 9-3 der Anteil und die Anzahl energiearmer Haushalte in den unteren fünf Einkommensdezilen für die Kombination aus ineffizienten Gebäuden ($>160 \text{ kWh/m}^2$) und einer hohen Energiekostenbelastung (2M) für 2023 dargestellt (vgl. Braungardt et al. 2024). Erneut ist das 1. Dezil am stärksten von Energiearmut betroffen. 6,8 % aller energiearmer Haushalte zählen auf Basis der Energiekostenbelastung als energiearm und liegen im 1. Dezil, während es 3,3 % der Haushalte mit schlechter Energieeffizienz waren. Der Anteil auf Basis der Kombination aus niedriger Effizienz und hoher Energiekostenbelastung weist 30 % der Haushalte im 1. Dezil als energiearm aus. Dies entspricht 4,2 % aller Haushalte. Hingegen sind 5 % der Haushalte des 5. Dezils auf Basis des Kombinationsindikators energiearm, was 0,5 % aller Haushalte entspricht. Auf Basis der Energieeffizienz beträgt der Anteil im 5. Dezil lediglich 1,7 % und im 4. Dezil 2,1 %. In diesen beiden Dezilen war die niedrige Energieeffizienz somit der wesentliche Faktor für Energiearmut. Im 1. und 2. Dezil weist der Indikator auf Basis der Energiekostenbelastung die höchsten Anteile aus.

Abbildung 9-3: Anzahl und Anteil energiearmer Haushalte: Kombination aus geringem Einkommen, hoher Belastung, schlechter energetischer Effizienz des Gebäudes 2023



Anmerkung: Verschneidung hohe Energieausgabenbelastung nach Indikator 2M (mehr als das Doppelte der Medianausgabenbelastung) und schlechte Energieeffizienz (Energieverbrauch höher als 160kWh/qm Nutzfläche).

Quelle: basierend auf Braungardt et al. (2024).

558. Bei der Energiewende muss Energiearmut berücksichtigt werden, da es sich um eine besondere Härte für die betroffenen Haushalte handelt, die sich erheblich negativ auf die Akzeptanz auswirken kann. Die Maßnahmen und Strategien der Energiewende sollten Energiearmut nicht verstärken und Unterstützung und Entlastung für besonders Betroffene mitdenken. Dies bedeutet insbesondere die Verhinderung von regressiven Verteilungswirkungen und die Verbesserung der Resilienz der unteren Einkommensgruppen gegenüber Energiepreissteigerungen (vgl. Abschnitt 9.1). Wie bereits dargestellt, muss bei der Bekämpfung von Energiearmut berücksichtigt werden, dass es verschiedene Ursachen für Energiearmut gibt, die jeweils spezifische Ansatzpunkte zur Bekämpfung liefern. Folglich sollte ein Mix aus verschiedenen Maßnahmen gewählt werden. Die wesentlichen Abwägungen dieses Instrumentenmixes auf Basis der Ursachen für Energiearmut werden hier kurz dargestellt (EEM 2024):

- **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 oder die Energieeffizienz zu erhöhen 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 CO₂-Emissionen in Gebäuden oder Geräten von energiearmen oder vulnerablen Haushalten führt langfristig zu geringerer Kostenbelastung und damit zu Resilienz gegenüber steigenden Energie- und CO₂-Preisen. Auch bringt es Entlastung für Kommunen und den Staat, da in erheblichem Umfang soziale Transferleistungen eingespart werden können. Strukturelle Faktoren bei vulnerablen oder von Energiearmut betroffenen Haushalten können in bestehenden Förderprogrammen angesprochen 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.

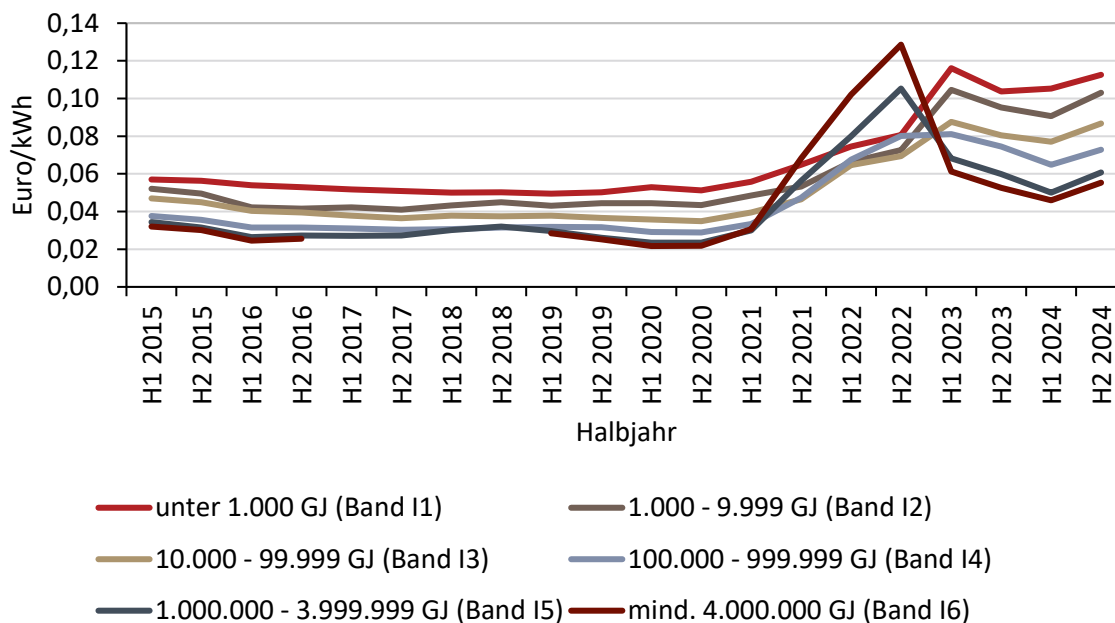
9.1.3 Unternehmen

559. Die Auswirkungen von steigenden Energiepreisen, sei es aufgrund der Energiekrise oder von steigenden CO₂-Preisen, unterscheiden sich je nach Unternehmensgröße oder Wirtschaftszweig zum Teil erheblich (vgl. Verpoort et al. 2024, Meemken/Preußner/Zerzawy 2024). So sind energieintensivere Branchen meist stärker von kurzfristigen Preissteigerungen betroffen. In ihrem Statusupdate hat sich die Expertenkommission (EEM 2025) mit der unterschiedlichen Entwicklung der Strompreise nach Verbrauch in der Industrie befasst. Es konnte festgestellt werden, dass für die Industrie der Strompreis lange Zeit auf einem stabilen Niveau verlief und sogar über viele Jahre einen geringeren Anstieg als die allgemeinen Erzeugerpreise aufwies. In der Energiekrise in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine waren die größeren Stromabnehmer jedoch überproportional von den Preissteigerungen betroffen. Anfang 2024 sind die Strompreise für diese Abnehmer wieder deutlich auf 10 % über dem Niveau von 2021 gesunken. Diesbezüglich wurde die Strompreiskompensation noch nicht berücksichtigt. Die weniger stromintensive Industrie war Anfang 2024 jedoch noch mit etwa 30 % höheren Strompreisen konfrontiert als im Jahr 2021. Eine mögliche Erklärung für diese unterschiedliche Entwicklung ist, dass für sehr große Abnehmer der Anteil der Beschaffung an den Stromkosten besonders groß ist und sie aufgrund der gewählten Beschaffungsstrategie direkt über Spotmärkte, den Schwankungen der Spotmärkte stärker ausgesetzt sein können. Kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) hingegen können über einen längeren

Zeitraum Verträge mit Zulieferern zu festen Preisen abgeschlossen haben, wodurch die Auswirkungen von steigenden Börsenpreisen nur zeitversetzt sind und sie keinen extremen Preisspitzen ausgesetzt sind.

560. Die Strompreise sind unter den Energiepreisen von besonderer Bedeutung. Dies resultiert aus den Auswirkungen auf die Bezahlbarkeit und Akzeptanz bei den Haushalten sowie den Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und als zentraler Einflussfaktor für die Elektrifizierung (EEM 2025). Doch auch die Gaspreise sind von hoher Bedeutung für die deutschen Unternehmen. Dies resultiert aus dem direkten Einsatz im Produktionsprozess, der daraus resultierenden Bedeutung für die internationale Wettbewerbsfähigkeit aber auch aus der Bedeutung von Gaskraftwerken bei der Stromerzeugung. Vor diesem Hintergrund ist die Analyse der unterschiedlichen Betroffenheit von Unternehmen von Gaspreissteigerungen ebenfalls aufschlussreich (Abbildung 9-4). Je nach Jahresverbrauch zeigen sich in Abbildung 9-4 deutliche Unterschiede in der Betroffenheit von Gaspreissteigerungen. Analog zur Entwicklung bei den Strompreisen war auch der Gaspreis lange auf einem nahezu konstanten Niveau, wobei mit einem höheren Verbrauch tendenziell ein niedrigerer Preis pro kWh einherging. In der Energiekrise hat sich dieses Bild deutlich gewandelt. Die Abnehmer mit sehr hohen Jahresverbräuchen waren überproportional von Gaspreissteigerungen betroffen, wobei die Preise ab 2023 deutlich gesunken sind. Abnehmer mit geringeren Verbräuchen waren zunächst weniger stark betroffen. Erst ab 2023 sind hier deutliche Steigerungen zu erkennen, die sich jedoch kaum wieder zurückgebildet haben. Hintergrund dieser Entwicklung dürfte analog zum Strompreis die Beschaffungsstrategie sein: Insbesondere KMU dürften längerfristige Lieferverträge abgeschlossen haben, die erst zeitversetzt angepasst werden, während große Abnehmer meist direkt an den Energiemärkten tätig sind und somit unmittelbar von Preissteigerungen betroffen sind.

Abbildung 9-4: Gaspreise inklusive aller Steuern, Umlagen usw. für Unternehmen nach Jahresverbrauch 2015 - 2024



Quelle: Eurostat (2025c); eigene Darstellung.

561. Anhand von Abbildung 9-4 wird auch deutlich, dass sich im Jahr 2024 die alte Struktur bei den Gaspreisen wieder eingestellt hat: Je höher der Verbrauch, desto geringer ist auch der Gaspreis für ein Unternehmen. Die Gaspreise für alle Abnehmer sind jedoch noch oberhalb des Niveaus von vor der Energiekrise. Zudem hat die Spannweite erheblich zugenommen. Das heißt, die Abstände bei den Gaspreisen zwischen den Verbrauchsgruppen sind größer als vor der Energiekrise. Als Letztes muss zudem festgestellt werden, dass die Gaspreise für alle Unternehmen im zweiten Halbjahr 2024 wieder gestiegen sind.

562. Neben dem Verbrauch kann auch die Anzahl an Beschäftigten zur Untersuchung der Betroffenheit von Energiepreissteigerungen nach Unternehmensgröße genutzt werden. Die Expertenkommission hat diesbezüglich in ihrem Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) auf zwei Untersuchungen hingewiesen. So gaben in einer Umfrage im September 2022 (IHK 2022) größere Unternehmen öfter eine Betroffenheit von Strompreissteigerungen an als kleinere Unternehmen. Bei der Betroffenheit der Unternehmen durch höhere Gaspreise zeigt sich keine eindeutige Richtung in Abhängigkeit von der Unternehmensgröße. In einer weiteren Befragung im dritten Quartal 2022 (ifo institut 2022) wurde festgestellt, dass mit zunehmender Unternehmensgröße eine steigende Vorsorge der Unternehmen im Rahmen der Energiekrise einhergeht. 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. Es kann festgehalten werden, dass diese Ergebnisse für 2022 konsistent mit den Ergebnissen auf Basis des Jahresverbrauchs sind.

563. Bei der Betrachtung der Wirtschaftszweige wird ebenfalls eine unterschiedliche Betroffenheit von Energiepreisen deutlich. Mit Blick auf die Heterogenität der Energiekosten zwischen den unterschiedlichen Wirtschaftssektoren muss auch auf die Analyse der Energiestückkosten verwiesen werden (vgl. Kapitel 7.4). Hier weisen energieintensive Branchen höhere Energiestückkosten auf. Dies umfasst beispielsweise die Wirtschaftszweige Nahrung / Genussmittel, Metallerzeugung und -verarbeitung, Herstellung von Glas und Keramik sowie Steine / Bergbau. Eine weitere Analyse führt die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK 2025a) regelmäßig durch, da sie die Unternehmen nach Geschäftsrisiken befragt. Dabei werden acht Geschäftsrisiken zur Auswahl gestellt, wobei die Energie- und Rohstoffpreise ein Beispiel darstellen. Im Herbst 2022 gaben die Unternehmen im Durchschnitt 3,2 Risiken an, was der höchste Wert bisher war. Aktuell geben die Unternehmen drei Geschäftsrisiken an. Die Industrieunternehmen gaben zuletzt 3,4 Geschäftsrisiken an, was nah am Höchstwert ist. Die Energie- und Rohstoffpreise sind in den Wirtschaftszweigen Industrie, Bau, Handel und Dienstleistungen jeweils in den fünf meistgenannten Geschäftsrisiken vertreten. In der Industrie dominiert aktuell die Inlandsnachfrage als Geschäftsrisiko, da 65 % der Unternehmen dieses genannt haben. Energie- und Rohstoffpreise werden mit 59 % am vierthäufigsten genannt. Im Bau dominiert der Fachkräftemangel (64 %) und die Energie- und Rohstoffpreise kommen auf dem 3. Platz (56 %). Im Handel ist ebenfalls die Inlandsnachfrage das am häufigsten genannte Problem (68 %) und 50 % (4. Platz) nennen die Energie- und Rohstoffpreise. Im Bereich der Dienstleistungen kommen die Energie- und Rohstoffpreise an 5. Stelle (44 %), während die wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen am häufigsten genannt werden (58 %).

564. Für eine fundierte Analyse der Betroffenheit von Energiepreisteigerungen sind quantitative Einblicke, wie sich Kosten, Umsatz oder Gewinn in unterschiedlichen Unternehmensgrößenklassen aufgrund der gestiegenen Energiepreise entwickelt haben, von hoher Bedeutung. Auf Basis der öffentlich zugänglichen Daten des Statistischen Bundesamtes sowie diverser Unternehmensbefragungen kann eine solche Analyse jedoch nicht zufriedenstellend durchgeführt werden. Die Expertenkommission regt daher weiterhin an, soweit möglich, auch für die verschiedenen Unternehmensgrößenklassen in den unterschiedlichen Sektoren differenzierte Daten öffentlich verfügbar zu machen. Zudem weist die Expertenkommission auf dringenden Handlungsbedarf bei der Schaffung einer Datengrundlage hin, die auch Informationen über Kleinunternehmen zur Verfügung stellt. Dabei ist es wichtig, dass diese Daten so erhoben werden, dass für Kleinunternehmen kein zusätzlicher bürokratischer Aufwand in großem Umfang entsteht. Hintergrund ist,

dass der Klima-Sozialfonds im Rahmen des EU ETS-2 explizit auf die Unterstützung von Kleinstunternehmen abstellt. Zudem fehlen noch geeignete Daten dazu, wie und in welchem Ausmaß Kleinstunternehmen von Energiepreissteigerungen betroffen sind sowie wie sie konkret darauf reagieren (können) (EEM 2024). So bieten die Amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD), die der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) genutzt und auf den sich die Expertenkommission im Monitoringbericht 2024 bezogen hat, beispielsweise detaillierte Informationen über Unternehmensstrukturen und Kennzahlen für Unternehmen mit über 20 Beschäftigten, welche in der Regel keine Kleinstunternehmen sind. Jedoch sind diese Informationen grundlegend für die Ausgestaltung eines effizienten und zielgerichteten Unterstützungsregimes.

Politische Maßnahmen zur Entlastung von Unternehmen

565. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK 2025, mittlerweile BMWF) nennt in seinem Jahreswirtschaftsbericht 2025 als Ursachen für die anhaltende Stagnation der Wirtschaft in Deutschland konjunkturelle, aber vor allem strukturelle Ursachen. Im Energiewendebarmometer der DIHK (2025b, 7) werden die Auswirkungen dieser Stagnation deutlich. Dort werden Unternehmen befragt, ob sie aufgrund der Energie- und Klimapolitik Einschränkungen der Produktion oder sogar deren Verlagerung ins Ausland planen, gerade durchführen oder bereits realisiert haben. Im Jahr 2019 bejahten dies 7,8 % aller Unternehmen, 19,5 % der Industrieunternehmen sowie 33,1 % der Industrieunternehmen mit mehr als 500 Mitarbeitern. In der aktuellen Umfrage 2025 liegt der Anteil aller Unternehmen bei 16,1 %. Bei den Industrieunternehmen waren es hingegen rund 37 % und bei den Industrieunternehmen mit mehr als 500 Mitarbeitern 59 %. Während der Anteil bei den großen Industrieunternehmen seit 2022 kontinuierlich steigt, ist bei den anderen Unternehmen ein leichter Rückgang zu erkennen. Diese Entwicklung bildet den Hintergrund für Diskussionen über eine Deindustrialisierung Deutschlands, die auch in anderen Untersuchungen thematisiert wird (vgl. Rusche 2025).

566. Die vermutete Deindustrialisierung, aber auch die Forderung nach einer Unterstützung von Kleinstunternehmen über den Klima-Sozialfonds bilden Begründungen für die Unterstützung der Wirtschaft insgesamt, aber auch von einzelnen Unternehmen oder Sektoren in der öffentlichen Diskussion. Diesbezüglich weist die Expertenkommission grundsätzlich darauf hin, dass entlastende Maßnahmen nicht nur das Ziel haben dürfen, Unternehmen finanziell zu entlasten, sondern gleichzeitig auch Transformationsanreize zu einem klimaneutralen und effizienteren Energiesystem setzen sollen. Dadurch wird die Resilienz gegenüber Energiepreissteigerungen gestärkt, anstatt lediglich kurzfristig und wenig nachhaltig einzugreifen. Politische Maßnahmen müssen daher Anreize zur Einsparung von fossilen Energieträgern und zur Steigerung von Flexibilitäten im Verbrauch enthalten und sollten sich Marktmechanismen bedienen (vgl. Kapitel 11). Zudem wird auf eine notwendige Planbarkeit hingewiesen, die zu gewährleisten und grundlegend für (langfristige) Investitionsentscheidungen ist.

567. Die Elektrifizierung ist ein wesentlicher Hebel, um die Energiewende erfolgreich umzusetzen. Niedrige Stromkosten und dadurch angereizte Investitionen in die Elektrifizierung in allen Unternehmen sind daher zielführend. Vor diesem Hintergrund hält die Expertenkommission die Beschränkung der Abschaffung der Stromsteuer auf die (großen) Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie weiterer ausgewählter Bereiche für nicht ausreichend, um insbesondere die Kleinstunternehmen strukturell bei den Stromkosten zu entlasten und sie bei der Transformation zu unterstützen.

568. Die Diskussion der Geschäftsrisiken in Randnummer 562 hat des Weiteren gezeigt, dass die Energie- und Rohstoffpreise nicht das dominierende Risiko für die Mehrheit der Unternehmen darstellt. Somit sollten auch weitere Hürden für die Umsetzung der Energiewende aber auch zur Minderung der strukturellen Herausforderungen angegangen werden. Im Rahmen der Finanzierung der Energiewende wurden diesbezüglich bereits Probleme wie die Bürokratie und das wirtschaftliche Umfeld thematisiert (vgl. Kapitel 8).

9.2 Akzeptanz

9.2.1 Überblick zur Akzeptanz der Energiewende

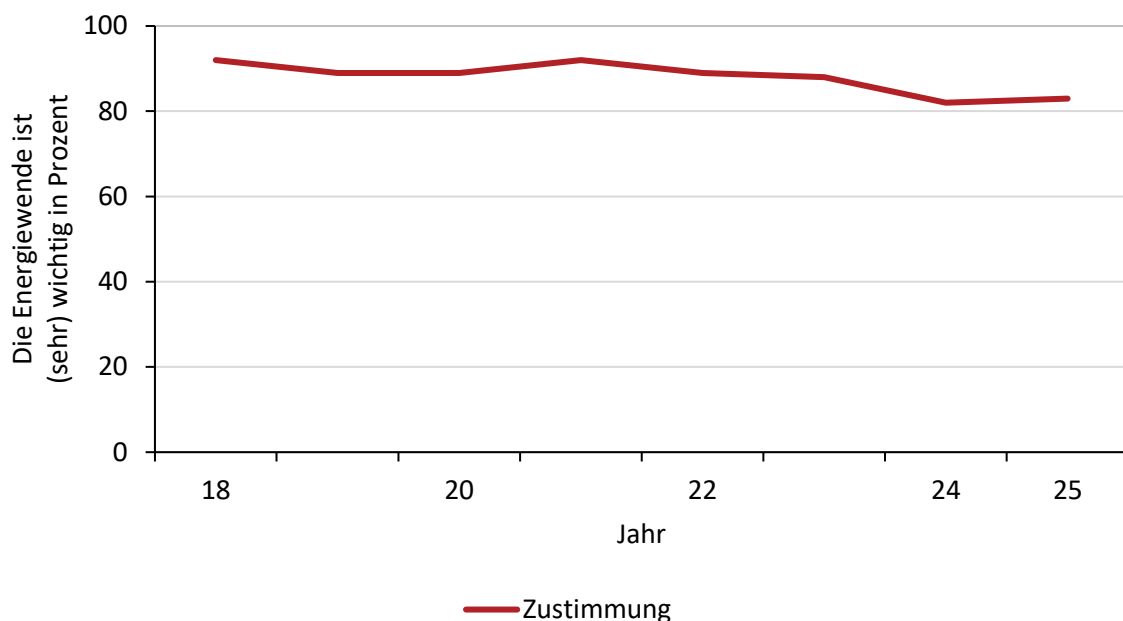
569. Die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist ein bedeutender Faktor für deren Gelingen. Aus diesem Grund thematisiert die Expertenkommission diesen Faktor seit der Stellungnahme zum zweiten Monitoringbericht (EEM 2014) in ihren Veröffentlichungen. Für die Messung der Akzeptanz der Energiewende konnten drei Aspekte identifiziert werden (vgl. EEM 2014, EEM 2024). Im Einzelnen handelt es sich um:

- Die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende in Deutschland,
- die Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende sowie
- die Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit.

Die jeweiligen Aspekte werden auf Basis aktueller Analysen anderer Institutionen im Folgenden kurz thematisiert.

Die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende

Abbildung 9-5: Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende



Quelle: KfW (2025); eigene Darstellung.

570. In Abbildung 9-5 ist die generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende auf Basis des KfW-Energiewendebarmometers (KfW 2025) dargestellt. Beim Energiewendebarmometer handelt es sich um eine jährlich erscheinende Umfrage unter 4–6.000 in Deutschland ansässigen privaten

Haushalten. In der Abbildung 9-5 ist der Anteil an Haushalten in Prozent angegeben, die die Energiewende für wichtig oder sehr wichtig erachten. Dieser Anteil ist von seinem Höchstwert von 92 % im Jahr 2021 auf 82 % im Jahr 2024 gefallen. Zuletzt hat sich die Zustimmung hingegen wieder leicht auf 83 % verbessert. Die KfW stellt jedoch auch fest, dass die Zustimmung unter Haushalten, die einen hohen Kostendruck bei der Wärmeversorgung haben, in der aktuellen Umfrage auffällig niedrig ist (ebenda, 5). Auch das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie hat sich mit der Akzeptanz der Energiewende beschäftigt (Wuppertal Institut 2025). In einer Umfrage unter 2.062 Personen in Deutschland wurde gefragt, ob die Energiewende ein wichtiges politisches Ziel darstellt. 46 % der Befragten sehen in der Energiewende auch kurzfristig ein wichtiges politisches Ziel. 24 % lehnten diese Aussage ab. Langfristig halten 60 % der Befragten die Energiewende für ein wichtiges politisches Ziel. 14,5 % lehnen diese Aussage ab. Es kann festgehalten werden, dass die Energiewende in der Bevölkerung weiterhin auf eine hohe Zustimmung trifft. Die generell hohe Akzeptanz gilt auch für den Ausbau erneuerbarer Energien. So kommt die Agentur für Erneuerbare Energien (2024) bei ihrer Akzeptanzumfrage unter 1.021 Befragten zum Schluss, dass 80 % den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen. Im Einzelnen schätzen 54 % den Ausbau als sehr oder außerordentlich wichtig und 26 % als wichtig ein. Im Vergleich zur vorherigen Umfrage ist dies jedoch ein Rückgang um 6 Prozentpunkte (EEM 2024).

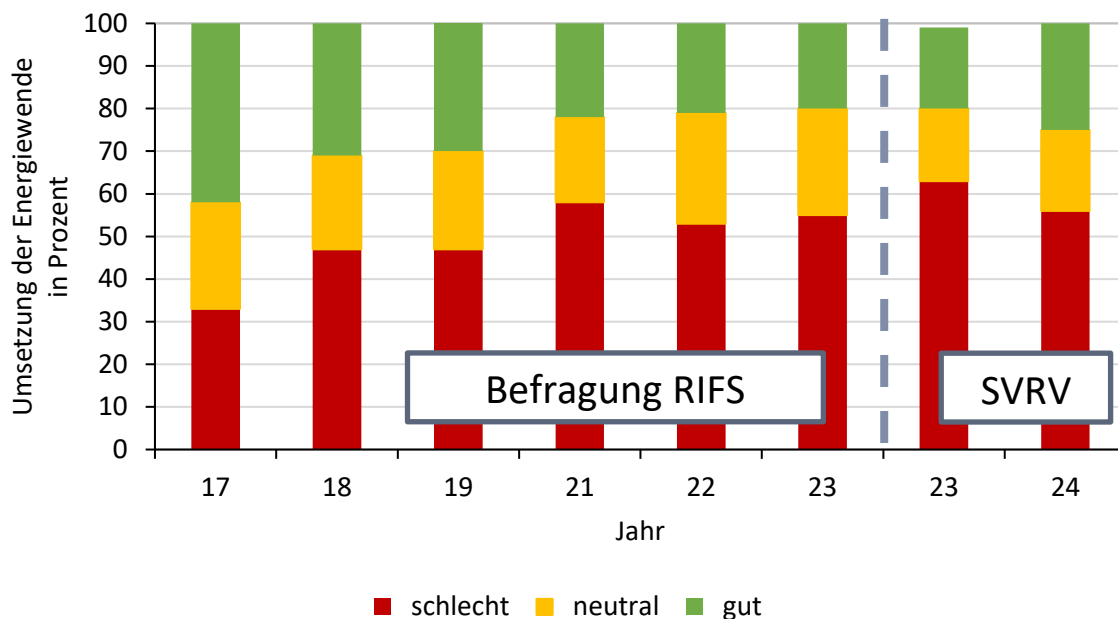
571. Die Zustimmung zur Energiewende und zum Ausbau erneuerbarer Energien bewegt sich in der gleichen Größenordnung wie die Zustimmung zum Ziel der Klimaneutralität bis 2050 gemäß einer Umfrage für die Europäische Kommission (2025). So sind 80 % der Befragten in Deutschland für die Erreichung von Klimaneutralität bis 2050. Damit liegt Deutschland nah am EU-Durchschnitt von 81 %. Besonders hoch ist die Zustimmung in Malta (94 % sind dafür) und Schweden (91 %). Am geringsten ist die Zustimmung in Estland (46 %) und der Tschechischen Republik (51 %). Es wird jedoch deutlich, dass in 26 von 27 Mitgliedsstaaten die Zustimmung deutlich überwiegt.

572. Bei der Bedeutung des Umwelt- und Klimaschutzes in der Energiepolitik sind jedoch im Vergleich zum Monitoringbericht 2024 (EEM 2022a, BMUV 2022) deutliche Verschiebungen feststellbar. Dies zeigen Ergebnisse der Bevölkerungsumfrage „Umweltbewusstsein in Deutschland 2024“ (Umweltbundesamt 2025). Diese online Befragung richtet sich an die Bevölkerung in Deutschland ab 14 Jahren mit Internetzugang. Die Stichprobe umfasst rund 2.000 Befragte. Im Jahr 2022 gaben etwa 65 % der Befragten an, dass Umwelt- und Klimaschutz in der Energiepolitik eine übergeordnete Rolle haben sollte (BMUV 2022, Umweltbundesamt 2025, 20). 2018 bis 2020 waren es mindestens 70 %. In der aktuellen Umfrage im Jahr 2024 waren es jedoch nur noch 47 %, die dem Umwelt- und Klimaschutz in der Energiepolitik eine übergeordnete Rolle zubilligen wollen. Dennoch blieb die Energiepolitik aus Sicht der Befragten das Politikfeld mit der höchsten Bedeutung von Umwelt- und Klimaschutz. Konkret folgen hinter der Energiepolitik die Landwirtschaftspolitik mit 44 % (2022: 55 %) und die Städtebaupolitik mit 40 % (2022: 44 %). Hier waren die Rückgänge im Vergleich zu 2022 weit weniger deutlich. Den geringsten Anteil weisen 2024 die

Sozialpolitik (17 %) und die Arbeitsmarktpolitik (16 %) auf. Auch insgesamt ist der Anteil an Befragten, die den Umwelt- und Klimaschutz als sehr wichtig erachten, zuletzt zurückgegangen (Umweltbundesamt 2025, 7). 2024 betrug dieser Anteil 54 %. Damit ist der Anteil seit 2019, dem bisherigen Höchstwert mit 68 %, kontinuierlich gefallen. Dennoch liegt der Anteil 2024 in etwa auf dem Niveau der Jahre 2000 bis 2016.

Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende

Abbildung 9-6: Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende



Quelle: RIFS (2023); SVRV (2024); eigene Darstellung.

573. Während die generelle Akzeptanz der Energiewende und ihrer Ziele hoch ist, ist die Zustimmung für die derzeitige Umsetzung deutlich geringer (Abbildung 9-6). Im Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) wurden die Befragungsergebnisse des „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende“ bis 2023 (RIFS 2023) genutzt und durch eine Haushaltsbefragung 2023 des Sachverständigenrats für Verbraucherfragen (SVRV 2024), welche die Fragen des RIFS ebenfalls gestellt hat, ergänzt. Beim RIFS handelte es sich um eine Längsschnittstudie mit einem für die deutsche Bevölkerung repräsentativen Panel mit rund 100.000 Teilnehmenden. Aus der Haushaltsbefragung des SVRV 2023 resultieren 3.780 Antworten von Haushalten. Auf Basis einer weiteren Befragung des SVRV kann die Analyse des RIFS auch für 2024 fortgeschrieben werden. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 9-6 dargestellt. Es ist jeweils dargestellt, welcher Anteil der Befragten die Umsetzung der Energiewende für schlecht, neutral und gut einschätzt. Gemäß RIFS (2023) schätzten 2017 nur 33 % die Umsetzung schlecht ein. 2018 und 2019 waren 47 % unzufrieden und 2021 konnte mit 58 % der bisher höchste Wert der Einschätzung „schlecht“ gemäß RIFS verzeichnet werden. Bei der letzten Befragung 2023 lag der Anteil bei 55 %. In der

Befragung des SVRV gaben 2023 63 % und 2024 55 % „schlecht“ bei der Umsetzung an. Folglich lehnt eine Mehrheit die Umsetzung der Energiewende in der derzeitigen Form ab.

574. Dieser Befund wird auch durch weitere Studien untermauert. So untersucht die Umweltbewusstseinsstudie auch die Zufriedenheit mit Akteuren in Bezug auf Klima- und Umweltschutz. In der Umweltbewusstseinsstudie 2022 (BMUV 2022) gaben noch 69 % der Befragten an, dass Umweltverbände genug oder eher genug für den Umwelt- und Klimaschutz tun. Bei der Bundesregierung betrug dieser Anteil 30 % und bei den Bürgerinnen und Bürgern 23 %. Mit 15 % ist der Anteil bei Industrie und Wirtschaft am geringsten. In der aktuellen Studie für das Jahr 2024 (UBA 2025) betragen die Anteile 62 % für Umweltverbände, 28 % für die Bundesregierung und 26 % für Bürgerinnen und Bürger. Der Anteil der Industrie und Wirtschaft beträgt 22 %. Damit konnten diese Akteure die Vereinten Nationen überholen. Nur 18 % gaben an, dass die Vereinten Nationen genug oder eher genug für den Umwelt- und Klimaschutz tun. Anhand der Studie wird deutlich, dass sich die Bürgerinnen und Bürger sowie die Wirtschaft aus Sicht der Befragten etwas mehr engagieren. Auch im KfW-Energiewendebarenometer (KfW 2025) wurde gezeigt, dass die absolute Mehrheit der Bürgerinnen und Bürger eine hohe Handlungsbereitschaft aufweist, auch wenn zuletzt ein Rückgang zu verzeichnen war. Dennoch ist die überwiegende Mehrheit der Befragten (UBA 2024) mit den Akteuren unzufrieden. Lediglich Umweltverbände bilden hier eine Ausnahme. In diesem Zusammenhang muss auch eine Umfrage für die Europäische Kommission (2025) erwähnt werden. In dieser wurden die Bürgerinnen und Bürger in der EU gefragt, wer am besten Maßnahmen gegen den Klimawandel ergreifen kann. Im Durchschnitt der 27 EU-Staaten sehen 66 % zunächst die nationalen Regierungen in der Pflicht. 59 % gaben die EU und 58 % Wirtschaft und Industrie an. 28 % gaben an, dass sie direkt einen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels leisten können. In Deutschland sehen die Befragten mit 66 % die Bundesregierung und die Wirtschaft sowie Industrie gleichermaßen in der Pflicht. 62 % gaben die EU und 34 % sich selbst an. Somit sehen die Deutschen überdurchschnittlich oft sich selbst und die Wirtschaft und Industrie in der Pflicht, dem Klimawandel zu begegnen. Die hohe Bereitschaft zu handeln wird ebenfalls in der Umweltbewusstseinsstudie (UBA 2025) deutlich. In der Umfrage 2024 gaben 61 % der Befragten der Aussage „Jede*r Einzelne trägt Verantwortung dafür, dass wir nachfolgenden Generationen eine lebenswerte Umwelt hinterlassen.“ voll und ganz zu. Weitere 31 % stimmten der Aussage eher zu.

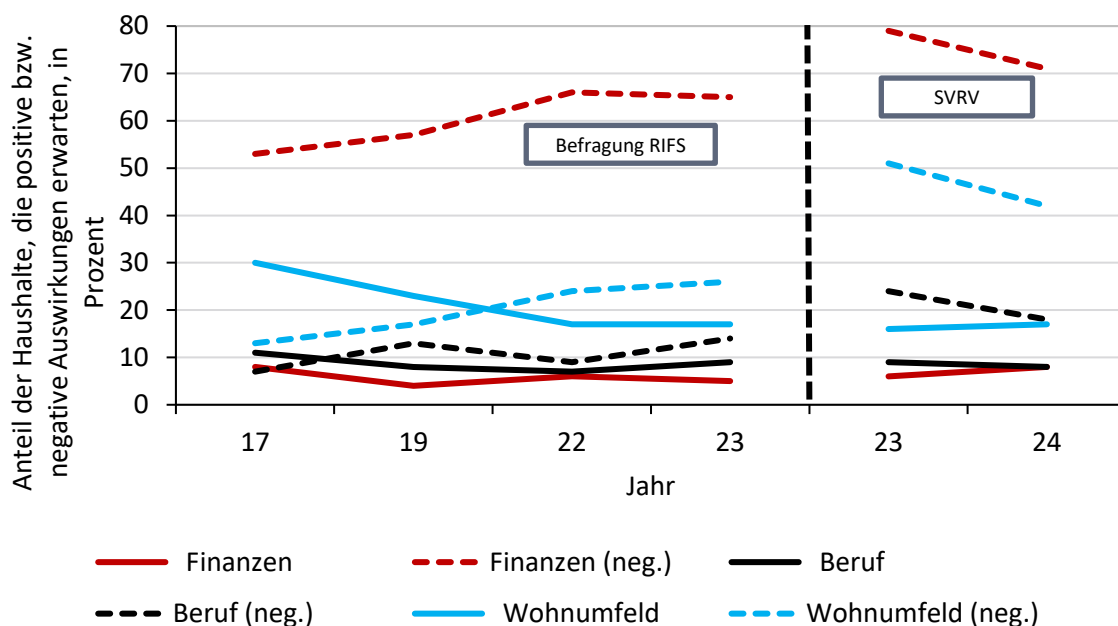
575. Das Wuppertal Institut (2025) hat zusätzlich das Tempo der Umsetzung der Energiewende untersucht. Eine Mehrheit findet das Tempo der Umsetzung der Energiewende nicht zu schnell: 31 % halten das Tempo für angemessen und 36 halten das Tempo für zu langsam.

Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit

576. Im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende (RIFS 2023) wurden die Befragten auch danach gefragt, ob sie persönlich in verschiedenen Bereichen positiv von der Energiewende betroffen sind. Auf Basis der Haushaltsbefragung des Sachverständigenrats für Verbraucherfragen (SVRV) kann diese Analyse analog zur Akzeptanz zur Umsetzung der Energiewende bis 2024 fortgeschrieben werden (Abbildung 9-7). Dabei können die Bereiche Finanzen, Beruf und Wohnumfeld abgedeckt werden. In ihrem Wohnumfeld erwarteten 2017 30 % der Befragten positive Effekte für sich persönlich durch die Energiewende. Bis 2022 ist dieser Wert auf lediglich 17 % gesunken. Auf diesem Niveau liegt der Anteil 2024 auch auf Basis der Haushaltsbefragung des SVRV (2024). Im Bereich Finanzen liegt der Anteil 2017 und 2024 jeweils bei 8 %. In den Zwischenjahren war der Anteil an Personen, die einen positiven Effekt für sich erwarten, sogar noch niedriger. Im beruflichen Umfeld erwarteten 2017 noch 11 % positive Effekte der Energiewende. Zuletzt betrug dieser Anteil 8 %. Damit liegt der Anteil in etwa auf dem Niveau seit 2019.

577. In Abbildung 9-7 ist ebenfalls der Anteil der Haushalte mit (eher) negativen Erwartungen der Energiewende auf Finanzen, Beruf und Wohnumfeld dargestellt. Umfrageübergreifend ist der Anteil mit (eher) negativen Erwartungen im Bereich Finanzen von 2017 bis 2024 von 53 auf 71 % gestiegen. In diesem Bereich wurde 2023 mit 79 % negativen Erwartungen der höchste Wert verzeichnet. Im Wohnumfeld stieg der Anteil negativer Erwartungen von 2017 bis 2024 von 13 auf 42 %. 2023 betrug der Anteil sogar 51 %. Der Anteil negativer Erwartungen der Auswirkungen der Energiewende auf ihr berufliches Umfeld ist im Betrachtungszeitraum von 7 auf 18 % gestiegen. Auch im beruflichen Umfeld ist der Anteil negativer Erwartungen von 2023 auf 2024 deutlich gesunken. Insgesamt haben die negativen Erwartungen umfrageübergreifend seit 2017 stark zugelegt, auch wenn zuletzt deutliche Verbesserungen zu beobachten sind.

Abbildung 9-7: Zustimmung auf Grundlage der persönlichen Betroffenheit



Quelle: RIFS (2023); SVRV (2024); eigene Darstellung.

578. Die KfW (2025) fragt auch regelmäßig die Bereitschaft der Haushalte ab, selbst Einschnitte hinzunehmen, um die Energiewende voranzutreiben. Die Bereitschaft wird auf einer Skala von 0 bis 10 (hohe Bereitschaft) gemessen. Bei einem Wert von mindestens 5 wird die Handlungsbereitschaft als „hoch“ eingestuft. Im Jahr 2025 hatten gemäß dieser Vorgehensweise 59 % der Haushalte eine hohe Handlungsbereitschaft. Dies ist jedoch der bisher niedrigste Wert in der Zeitreihe seit 2020. 2020 und 2023 lag der Wert knapp unterhalb von 70 %, während er in den anderen Jahren oberhalb von 60 % lag. Folglich ist die Bereitschaft, selbst Einschnitte hinzunehmen, in der Bevölkerung weiterhin hoch. Jedoch ist seit 2023 ein deutlicher Rückgang dieser Bereitschaft zu beobachten.

579. Die Bereitschaft Einschnitte hinzunehmen in Umfragen kann vom tatsächlichen Handeln abweichen. Daher ist es sinnvoll, auch konkrete Handlungsanpassungen der Bürgerinnen und Bürger zu untersuchen. Diesbezüglich kann die Umweltbewusstseinsstudie (UBA 2025) genutzt werden, da konkretes Verhalten abgefragt wird. Doch auch im Handeln wird die hohe Handlungsbereitschaft in Deutschland deutlich. 80 % wählen immer, sehr oft oder oft beim Kauf von Haushaltsgeräten eines mit besonders guter Energieeffizienzklasse. 62 % trinken immer, sehr oft oder oft Leitungswasser. Entsprechend geben 49 % an, für alltäglichen Wege das Fahrrad oder öffentliche Verkehrsmittel zu nutzen oder zu Fuß zu gehen. Gut die Hälfte der Befragten gibt an immer, sehr oft oder oft alltägliche Wege mit dem Fahrrad, zu Fuß oder mit öffentlichen Verkehrsmitteln zurückzulegen. 73 % geben zudem an, ihre Wohnung nie, selten oder nur gelegentlich im

Winter so zu heizen, dass es auch ohne Pullover warm genug ist. Zudem beziehen 49 % der Befragten Ökostrom. Somit wird nicht nur eine hohe Bereitschaft in Umfragen angegeben, sondern die Haushalte ergreifen auch konkrete Maßnahmen.

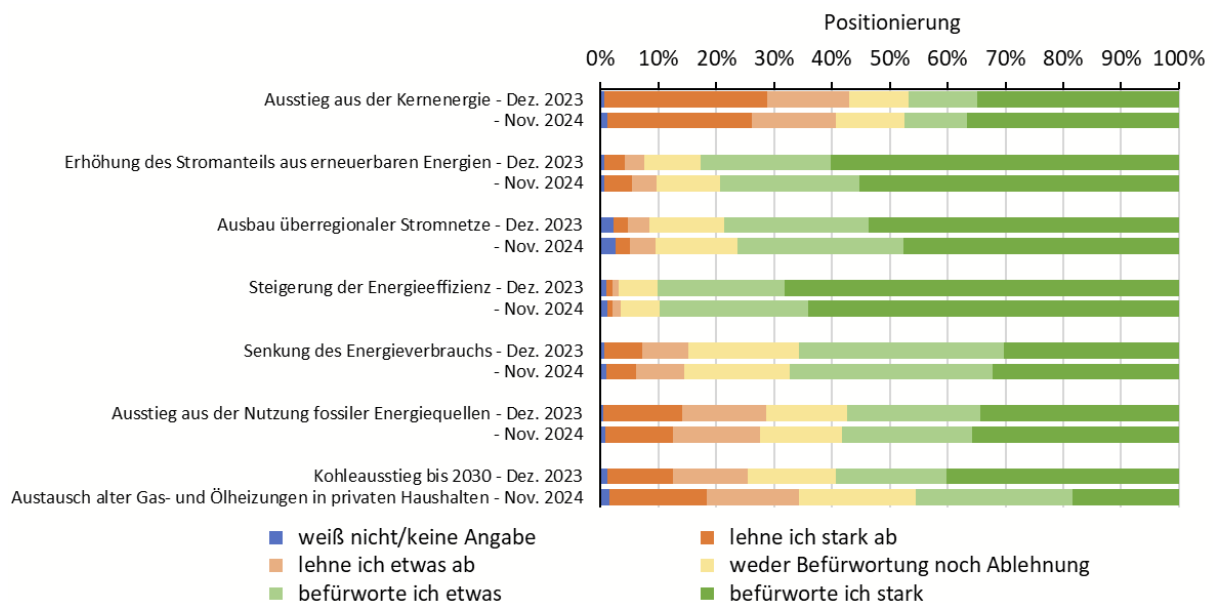
9.2.2 Fragen zur Akzeptanz in der Haushaltsbefragung des SVRV

580. Der Sachverständigenrat für Verbraucherfragen (SVRV) hat im Jahr 2023 und 2024 im Rahmen einer Längsschnittstudie Haushalte zur Akzeptanz der Energiewende befragt (SVRV 2024). Aufbauend auf den im Monitoringbericht 2024 vorgestellten Ergebnissen der Befragung von 2023 zeigt dieses Kapitel, wie sich das Antwortverhalten im Vergleich dazu im Jahr 2024 verändert hat. Für die Befragung in der ersten Welle (Dezember 2023) wurden rund 3.770 Haushalte befragt, in der zweiten Welle (November 2024) rund 2.770 Haushalte. Zur besseren Vergleichbarkeit werden in den hier präsentierten Ergebnissen ausschließlich jene 2.770 Haushalte berücksichtigt, die an beiden Befragungswellen teilgenommen haben. Die zentralen Items über Ziele und Umsetzung der Energiewende entsprechen den Formulierungen des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers, das von 2017 bis 2023 erhoben wurde (RIFS 2023).

Zustimmung zu den Zielen

581. Insgesamt zeigt sich im Zeitverlauf eine nahezu unverändert hohe Zustimmung zu den allgemeinen Zielen der Energiewende (Abbildung 9-8). Die Befragten erhielten die Information, dass die Energiewende in Deutschland eine Reihe energiepolitischer Zielsetzungen umfasst, und sollten anschließend auf einer Skala von 1 bis 5 angeben, inwieweit sie die jeweiligen Ziele (stark) ablehnen oder (stark) befürworten. Die höchste Zustimmung erhält dabei das Ziel der Steigerung der Energieeffizienz, welches sowohl im Jahr 2023 als auch 2024 von 90 % der Haushalte befürwortet wird. Geringere Zustimmungswerte zeigen sich beim Ziel des Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Energiequellen mit 58 % im Jahr 2023 und 59 % im Jahr 2024 sowie am niedrigsten beim Ausstieg aus der Kernenergie mit 47 % (2023) bzw. 48 % (2024).

Abbildung 9-8: Zustimmung zu den Zielen der Energiewende

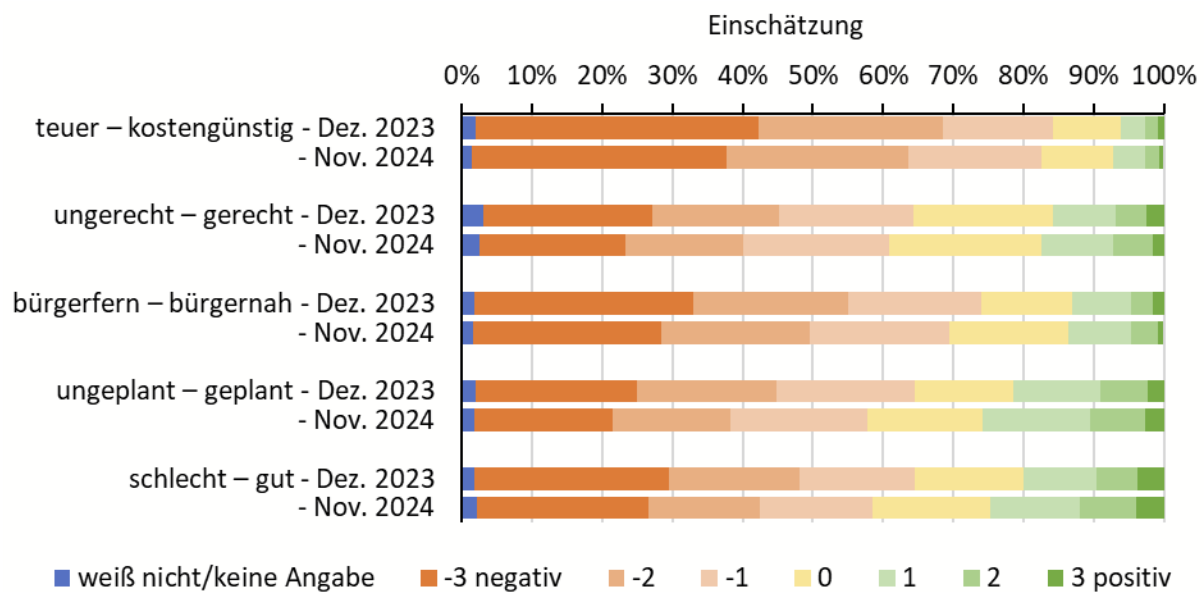


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SVRV (2024).

Bewertung der Umsetzung

582. Bei der Bewertung der Umsetzung der Energiewende zeigt sich eine deutlich kritischere Einschätzung, jedoch mit einer leicht positiven Entwicklung von Dezember 2023 zu November 2024 (Abbildung 9-9). Die Befragten bewerteten verschiedene Eigenschaftspaare zur Energiewende auf einer Skala von –3 (negativ) bis +3 (positiv). Am negativsten fiel dabei die Bewertung des Paares teuer - kostengünstig aus: 82 % der Befragten im Jahr 2023 und 81 % im Jahr 2024 schätzten die Energiewende als teuer ein. Ein leicht positiver Trend zeigt sich im Zeitverlauf bei anderen Eigenschaftspaaren, wenn auch auf niedrigem Niveau. So bewerteten beispielsweise im Jahr 2023 rund 20 % der Befragten die Umsetzung der Energiewende als insgesamt gut (positiver Bereich 1 bis 3), während der Anteil im Jahr 2024 um fünf Prozentpunkte auf 25 % anstieg.

Abbildung 9-9: Einschätzung der Umsetzung der Energiewende

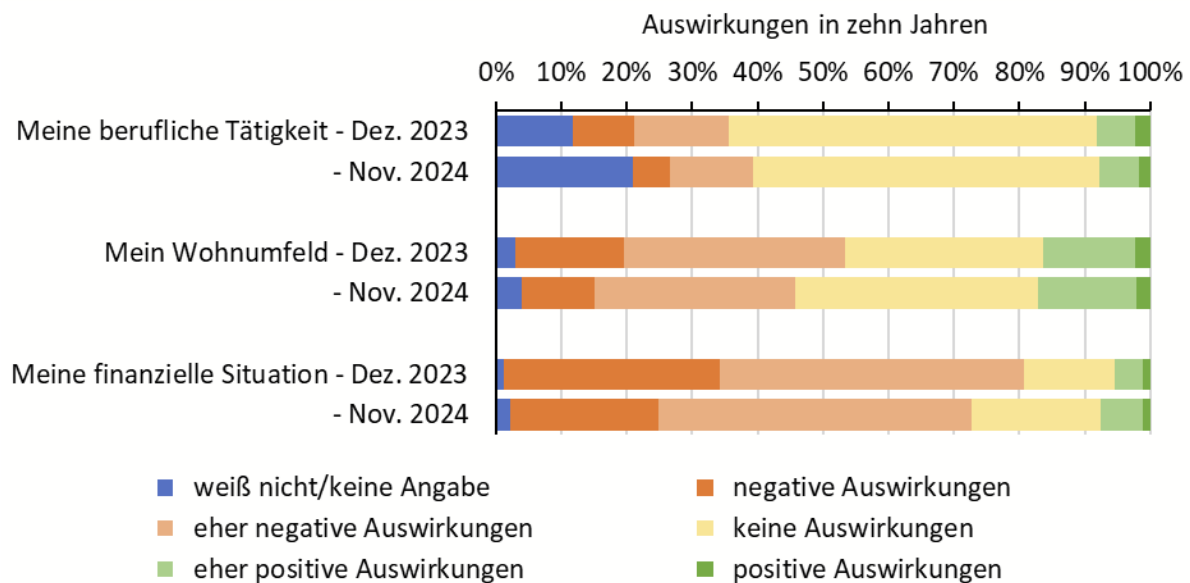


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SVRV (2024).

Einschätzung der persönlichen Betroffenheit

583. Bei der Einschätzung der persönlichen Betroffenheit zeigt sich ebenfalls ein leicht positiver Trend, wobei die Befragten deutlich zwischen den einzelnen Bereichen möglicher Betroffenheit unterscheiden (Abbildung 9-10). Die Befragten sollten für verschiedene Lebensbereiche schätzen, ob die Energiewende in den kommenden zehn Jahren eher negative (1) oder positive (5) Auswirkungen auf sie persönlich haben wird. Besonders kritisch wird die finanzielle Situation eingeschätzt: 79 % der Befragten im Jahr 2023 und 71 % im Jahr 2024 bewerten die Auswirkungen hier als negativ. Deutlich geringer fällt der Anteil negativer Einschätzungen bei der beruflichen Tätigkeit aus (24 % in 2023, 18 % in 2024). Auch beim Wohnumfeld zeigt sich ein positiver Trend: Der Anteil negativer Bewertungen sank von 50 % im Jahr 2023 auf 42 % im Jahr 2024.

Abbildung 9-10: Einschätzung der persönlichen Betroffenheit



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SVRV (2024).

Verschiedene Gruppen der Zustimmung

584. Eine Kombination der vorgestellten Ziel- und Umsetzungseinschätzungen verdeutlicht, dass ein erheblicher Teil der Bevölkerung die Ziele der Energiewende befürwortet, die Umsetzung jedoch skeptisch bewertet. Auf Grundlage additiver Indizes zu den Ziel- und Umsetzungseinschätzungen wurden vier Akzeptanzgruppen gebildet: (1) Ziele & Umsetzung negativ, (2) Ziele abgelehnt & Umsetzung positiv, (3) Ziele befürwortet & Umsetzung negativ, (4) Ziele & Umsetzung positiv. Neutrale Antworten wurden jeweils der kleineren Gruppe zugeordnet – bei den Zielen der ablehnenden und bei der Umsetzung der positiven Kategorie. Die größte Gruppe bilden Befragte, die den Zielen der Energiewende zustimmen, die Umsetzung jedoch kritisch sehen (45 % in 2024; 52 % im Vorjahr). Im Jahr 2024 lehnten 21 % sowohl die Ziele als auch die Umsetzung der Energiewende ab (2023: 20 %). Dagegen äußerten 32 % sowohl Zustimmung zu den Zielen als auch eine positive Einschätzung der Umsetzung (2023: 27 %). Die Gruppe, derjenigen, die die Ziele ablehnt und die Umsetzung positiv sieht ist mit 2 % (bzw. 1 % in 2023) verschwindend gering. Die Verteilung der Gruppen verdeutlicht, dass eine hohe Zustimmung zu den allgemeinen Zielen der Energiewende nicht automatisch mit einer positiven Bewertung der Umsetzung einhergeht.

Veränderungen im Zeitverlauf

585. Der Anteil der Befragten, die ihre Einschätzungen zwischen 2023 und 2024 verändert haben, deutet ebenfalls auf insgesamt stabile, wenngleich je nach Dimension der Akzeptanz leicht variierende Bewertungen im Zeitverlauf hin (Tabelle 9-2). Am stabilsten zeigen sich die Zustimmung zu den allgemeinen Zielen der Energiewende: 65 % der Befragten haben ihre Einschätzung von 2023 auf 2024 nicht verändert. Bei der persönlichen Betroffenheit liegt dieser Anteil bei 50 %, während die Bewertung der Umsetzung der Energiewende mit 45 % die geringste Stabilität aufweisen. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Zustimmung zu den allgemeinen Zielen der Energiewende relativ stabil bleibt, während sich die Meinungen zur politischen Umsetzung und zur persönlichen Betroffenheit dynamischer verändern können.

Tabelle 9-2: Veränderungen der Zustimmung im Zeitverlauf (zwischen Dezember 2023 und November 2024)

Differenz der Indizes von Dez. 2023 – Nov. 2024	Zustimmung Ziele der Energiewende (%)	Einschätzung Umsetzung Energiewende (%)	Einschätzung persönliche Betroffenheit (%)
-2 bis -6 (negativere Einschätzung)	2 %	7 %	6 %
-1 (leicht negativere Einschätzung)	17 %	15 %	10 %
0 (gleiche Einschätzung)	65 %	45 %	50 %
1 (leicht positivere Einschätzung)	15 %	23 %	19 %
2 bis 6 (positivere Einschätzung)	1 %	10 %	15 %

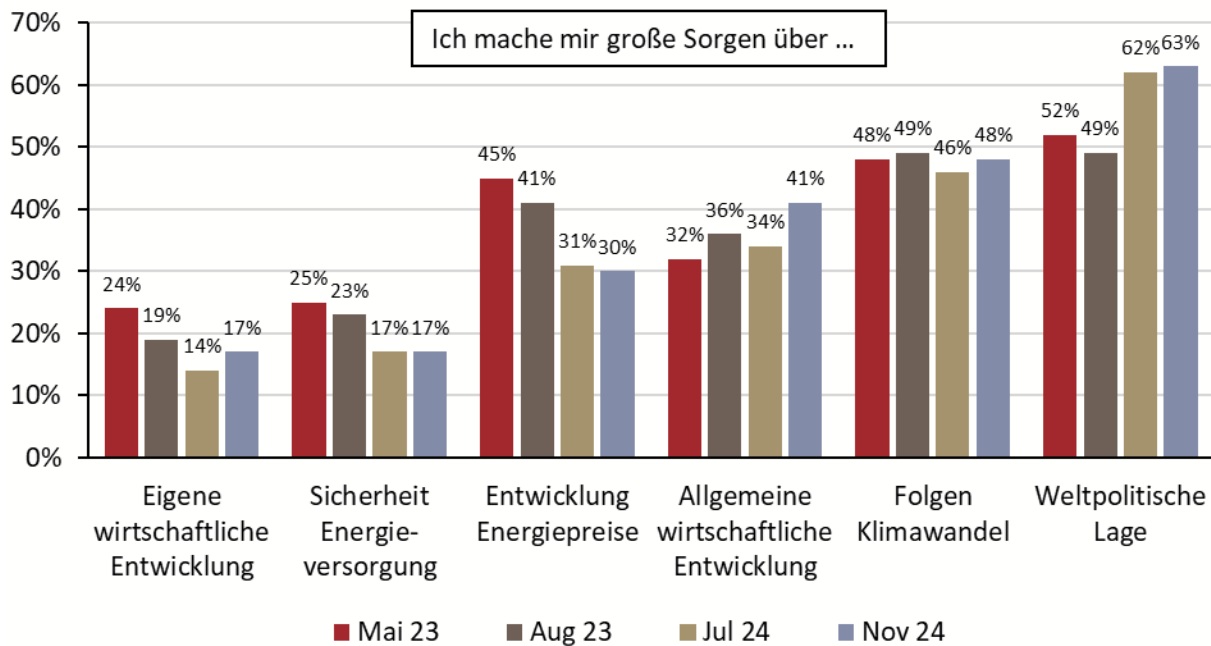
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SVRV (2024).

Veränderung der Sorgen der Befragten über die Zeit

586. Weitere Ergebnisse der SVRV-Befragung verdeutlichen einen Wandel in der Wahrnehmung wirtschafts- und energiepolitischer Risiken. Sorgen über Energiesicherheit und Energiepreise haben im Zeitverlauf abgenommen, während Befürchtungen hinsichtlich der allgemeinen wirtschaftlichen Lage zugenommen haben (Abbildung 9-11). Die Befragten sollten angeben, ob ihnen die genannten Aspekte große, einige oder keine Sorgen bereiten. Im Detail gaben im Mai 2023 noch 25 % der Befragten an, sich große Sorgen um die Sicherheit der Energieversorgung zu machen. Im November 2024 lag dieser Anteil nur noch bei 17 %. Ähnlich ist der Rückgang bei den Energiepreisen, wo der Anteil stark Besorgter von 45 % auf 30 % fiel. Im Gegenzug nahmen die Sorgen um die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung (von 32 % auf 41 %) sowie um die weltpolitische Lage (von 52 % auf 63 %) deutlich zu. Politische Ereignisse wie das Ende der Ampel-Koalition

und die Wahl Donald Trumps im November 2024 könnten zu dieser gestiegenen Unsicherheit beigetragen haben. Insgesamt deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die akuten Sorgen über die Energieversorgung im Zuge der Energiekrise 2022 gedämpft werden konnten. Gleichzeitig nehmen die Sorgen über die allgemeine wirtschaftliche Situation zu, was laut Studien auch das Risiko birgt, die öffentliche Unterstützung für Klimapolitik zu schwächen (vgl. Drews und van den Bergh 2016).

Abbildung 9-11: Veränderung der Sorgen der Befragten über die Zeit



Anmerkung: n=2.752, die in allen Wellen teilgenommen haben.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SVRV (2024).

587. Darüber hinaus zeigen sich bei den Sorgen Unterschiede zwischen Bevölkerungsgruppen. Personen mit niedrigerem Nettohaushaltseinkommen, ohne Abitur sowie Befragte aus Ostdeutschland äußern häufiger große Sorgen über die Entwicklung der Energiepreise. Während sich in der Befragung im November 2024 39 % der Haushalte im untersten Quintil der Haushaltseinkommen große Sorgen über die Energiepreise machen, sind es im obersten Quintil nur 18 %. In Ostdeutschland äußern 38 % der Haushalte große Sorgen, in Westdeutschland dagegen 29 %. Ein ähnliches Muster zeigt sich beim Bildungsniveau: 38 % der Befragten ohne Abitur machen sich große Sorgen, während der Anteil unter Personen mit Abitur bei 21 % liegt. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass Personen mit höherer finanzieller Belastung oder geringerem Bildungshintergrund eher Sorgen über Energiepreise und die Energiewende äußern und somit potenzielle Zielgruppen für Kommunikations- und Entlastungspolitik darstellen.

588. Mit der letzten Welle der SVRV-Haushaltsbefragung im Jahr 2024 sowie der im Jahr 2023 beendeten Erhebung des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers (RIFS 2023) liegen derzeit die letzten verfügbaren, vergleichbaren Datenreihen zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende in Deutschland vor. Eine vergleichbare Erhebung wurde 2025 nicht fortgeführt, sodass künftig keine kontinuierliche und methodisch abgestimmte Beobachtung zentraler Akzeptanzindikatoren mehr möglich ist. Dies stellt ein erhebliches Defizit für das Monitoring der Energiewende dar, da belastbare Informationen über Wahrnehmungen, Einstellungen und Akzeptanzentwicklungen in der Bevölkerung eine wesentliche Grundlage für die politische Steuerung und Kommunikation der Energiewende bilden. Die Expertenkommission spricht sich daher ausdrücklich für eine Fortführung und institutionelle Förderung einer repräsentativen, regelmäßig wiederkehrenden Befragung zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende aus. Nur durch eine kontinuierliche Datenerhebung können Veränderungen im Zeitverlauf nachvollzogen und soziale, regionale sowie demografische Unterschiede in der Akzeptanz frühzeitig erkannt und adressiert werden.

10 Emissionen, Umweltauswirkungen und Ressourcen

Das Wichtigste in Kürze

Die Reduktion der durch die Energieversorgung verursachten Umweltbelastung und die Reduktion der Treibhausgasemissionen in Richtung Klimaneutralität sind zentrale Ziele der Energiewende.

Die gesamten deutschen Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) lagen im Jahr 2024 um 48 % 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 Jahre trotz der massiven Emissionsminderung im Jahr 2023 (-6 Prozentpunkte) nicht erreicht, wobei die Emissionsminderungen im Jahr 2023 neben effektiven Klimapolitikmaßnahmen (Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, CO₂-Preise) auch auf kaum dauerhaft wirkende Sondereffekte (hohe Erdgaspreise, niedriger Stromverbrauch etc.) zurückzuführen sind. Wie im Vorjahr entfiel im Jahr 2024 wieder ein Großteil der Emissionsminderung auf die Energiewirtschaft. Dieser Sektor ist verantwortlich für 28,5 % der gesamten deutschen CO₂-Emissionen und hat seine Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um fast 60 % verringert. Andere Sektoren weisen ebenfalls einen rückläufigen Trend auf. Jedoch sind im Verkehrssektors und teilweise im Gebäudesektors nur unterproportionale Emissionsminderungen zu verzeichnen. 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.

Im Rahmen des vorliegenden Berichts werden für das Energiesystem besonders relevante Umweltdimensionen betrachtet, die bereits in der Stellungnahme des Jahres 2018 (EEM 2018) identifiziert wurden. Neben den Treibhausgasemissionen sollen dadurch auch andere Umweltbelastungen der Energieversorgung, wie zum Beispiel die Emissionen von Luftschadstoffen, die Rohstoffentnahme und die Flächeninanspruchnahme des Energiesystems sowie die aktuellen Recyclinganstrengungen betrachtet werden. Die Europäische Union (EU) hat bereits 2016 Vorgaben für Reduktionsziele für Luftschadstoffe beschlossen. Deutschland hat 2023 die Ziele für flüchtige organische Verbindungen für 2030 bereits erreicht. Bei Schwefeldioxid (alle Schwefelverbindungen ausgedrückt als SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x) und Feinstaub (PM_{2.5}) wurden 2023 die Ziele für 2030 noch nicht erreicht. Mit einer Differenz von über 17 Prozentpunkten zwischen Ist-Wert 2023 und Zielwert 2030 besteht der größte Handlungsbedarf im Bereich Stickoxide.

Von 2006 bis 2023 ist die Entnahme von Braunkohle um 42 % gesunken. Die Entnahme von Energieholz ist hingegen im gleichen Zeitraum um nahezu 70 % gestiegen. Die Expertenkommission betrachtet diesen Trend aufgrund der unklaren Rolle von Biomasse in der Energiewende weiterhin kritisch.

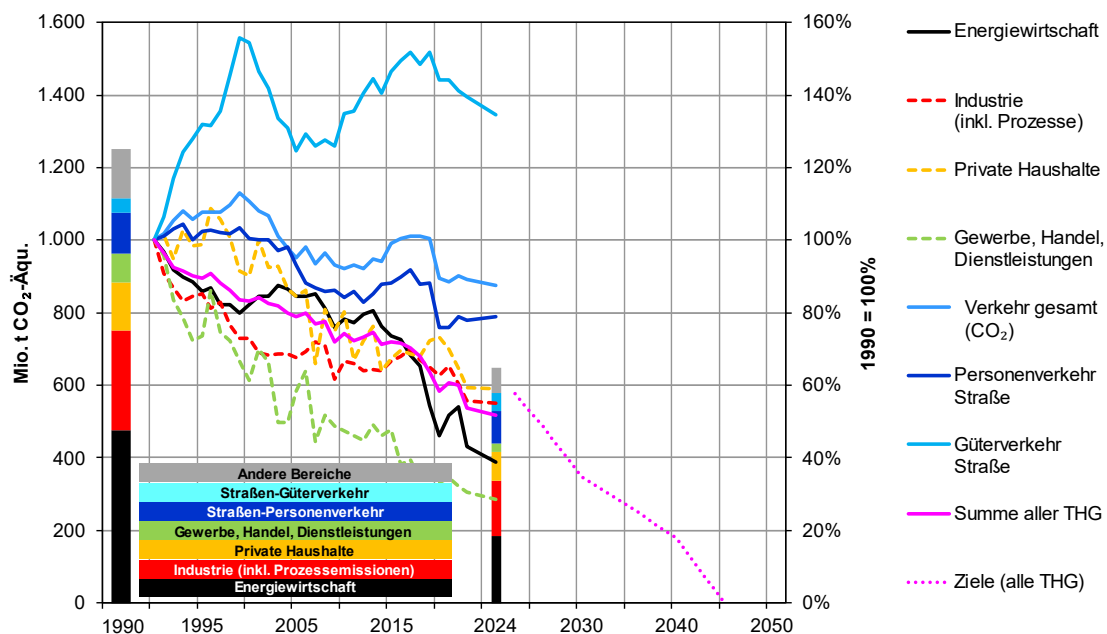
Der Anstieg der Gesamtrohstoffproduktivität in den Jahren 2021 und 2022 hat dazu geführt, dass das Ziel eines jährlichen Wachstums von im Durchschnitt 1,6 Prozentpunkten in den Jahren 2010 bis 2030 eingehalten wurde. Bei der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems zeigt sich weiterhin eine zunehmende Verlagerung von der

fossilen (Braunkohletagebau) zur erneuerbaren (Windkraft- und Flächenphotovoltaikanlagen) Energiegewinnung und zudem ein leichter Rückgang des Anbaus von Energiepflanzen. Beim Recycling bestehen EU-Zielvorgaben. Diese konnten bei den meisten Materialgruppen bei Verpackungsabfällen sowie bei Batterien/Akkumulatoren eingehalten werden. Bei Elektro- und Elektronikgeräten konnten die EU-Vorgaben aktuell nicht eingehalten werden.

10.1 Emissionen

589. Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sind im Vergleich zu 1990, dem Basisjahr der Emissionsminderungsverpflichtungen Deutschlands und der Europäischen Union bis zum Jahr 2024 deutlich gesunken. 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 2024 um 48 % 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 2,4 Prozentpunkten gegenüber 1990 erforderlich. Im Jahr 2024 lag die Abweichung gegenüber 1990 mit 48 % mit 7 Prozentpunkten deutlich unter dem Wert von 2020 (41 %). Statt einer durchschnittlichen jährlichen Emissionsminderung von 2,4 Prozentpunkten konnte für die Jahre 2021 bis 2024 lediglich eine Veränderung von 1,7 Prozentpunkten pro Jahr verzeichnet werden.

Abbildung 10-1: Entwicklung der gesamten und der sektoralen Treibhausgasemissionen in Deutschland (ohne LULUCF)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025a), EEA (2025) und KSG sowie ergänzenden Berechnungen des Öko-Instituts.

590. Im Rahmen der geltenden rechtlichen nationalen Regelungen werden die Emissionen des internationalen Luftverkehrs wie auch der Hochseeschifffahrt auf die nationalen Verpflichtungen Deutschlands nicht angerechnet. In diesen beiden Sektoren sind die Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2023 (für 2024 liegen die entsprechenden Daten noch nicht vor) um 13 Mio. t CO₂-Äqu. gestiegen.³⁴ Auf europäischer Ebene umfasst das EU-weite Treibhausgasreduktionsziel für 2030 von mindestens 55 % gegenüber 1990 jedoch auch die Emissionen des internationalen Luftverkehrs und der Hochseeschifffahrt soweit diese vom europäischen Emissionshandelssystem erfasst werden (Europäische Union 2021). Entsprechend steigen die Minderungsanforderungen, weil die in den letzten Jahren erfolgten Emissionssteigerungen in diesen Bereichen kompensiert werden müssen.

591. Außerdem sind noch die Emissionen und Emissionssenken in den LULUCF-Sektoren zu berücksichtigen. 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. Neuere Daten aus der Bundeswaldinventur zeigen, dass sich der Wald durch die Störungen (Trockenheit, Borkenkäfer) in den vergangenen Jahren zu einer signifikanten Emissionsquelle entwickelt hat (Öko Institut 2025). In den letzten 10 Jahren sind die Emissionen des LULUCF-Sektors deutlich gestiegen. Während im Jahr 2014 lediglich 10 Mio. t CO₂-Äqu. emittiert wurden, liegen die Emissionen für 2024 bei 51 Mio. t CO₂-Äqu. und haben sich mehr als verfünffacht.

592. Im Vorjahresvergleich entfielen im Jahr 2024 große Teile der Emissionsminderung auf die Energiewirtschaft (v.a. die Stromerzeugung), die sich gegenüber 1990 auf 61 % belaufen. Dieser Sektor ist inzwischen nur noch für 28,5 % der gesamten deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich (in den Jahren 2000 und 2010 lagen die Vergleichswerte bei 37 bzw. 40 %). Auch andere Sektoren weisen teilweise deutlich rückläufige Trends auf, mit Ausnahme des Verkehrssektors, wo nur marginale Emissionsminderungen zu verzeichnen sind. Hier sind die (geringen) Emissionsminderungen in den Jahren 2023 und 2024 vor allem auf den Rückgang der Treibhausgasemissionen des stark konjunkturell geprägten Straßengüterverkehrs zurückzuführen, während die Emissionen im motorisierten Individualverkehr tendenziell stagnieren. 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 (UBA 2025b). Dazu gehört insbesondere ein substanzieller Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich und die Umsetzung diverser Maßnahmen in den einzelnen Sektoren. Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass die im Projektionsbericht unterstellten Maßnahmen in

³⁴ Davon entfällt ein Anstieg von 16,5 Mio. t CO₂-Äqu. auf den internationalen Luftverkehr, während die Emissionen der internationalen Schifffahrt gegenüber 1990 um ca. 3,5 Mio. t CO₂-Äqu. gesunken sind (in der Abgrenzung des nationalen Treibhausgasinventars).

den nächsten Jahren vollumfänglich umgesetzt oder durch wirkungsgleiche andere Maßnahmen ergänzt bzw. ersetzt werden müssen, um die Zielerreichung sicherzustellen. Die Expertenkommission sieht weiteren Handlungsbedarf, um (sektorale) Emissionsminderungsprofile zu erreichen, die auch die Zielerreichung nach 2030 absichern, wenn die verbleibenden Emissionsminderungsbeiträge der Energiewirtschaft deutlich abnehmen werden.

10.2 Emissionsbilanzierung der Biomassenutzung

593. Bei der energetischen Biomasse-Nutzung steht insbesondere die Verwendung von Energieholz zunehmend in der Kritik. Die wesentliche Problematik bei der Holznutzung ist die Berücksichtigung der aus der Verbrennung resultierenden CO₂-Emissionen. Internationalen Konventionen folgend werden diese CO₂-Emissionen in den Sektoren des Klimaschutzgesetzes nur nachrichtlich berichtet. Stattdessen wird die Entnahme von Holz zur energetischen Nutzung im Treibhausgasbudget des LULUCF-Sektors bilanziert. Hier wird also vom Verursachungsprinzip abgewichen und die CO₂-Emissionen erfahren auch keine Anrechnung auf sektorale Treibhausgasbudgets. Dieses Bilanzierungsprinzip wurde jedoch unvollständig auf Instrumente der CO₂-Bepreisung übertragen, da die Bilanzeffekte des LULUCF-Sektors nicht berücksichtigt werden. In der Folge tragen die Nutzer, die die CO₂-Emissionen durch Holzverbrennung verursachen, nicht die Kosten dieser Emissionen. Die energetische Holznutzung unterliegt dem ETS-1 nur, wenn die Biomasse die Nachhaltigkeitskriterien der RED III nicht erfüllt. Dem zukünftigen ETS-2 unterliegt die energetische Holznutzung gar nicht.

594. Diese verkürzte Übertragung der Bilanzierungskonvention ist zwar einfach in der Handhabung, setzt aber falsche Anreize und Signale für die Holznutzung, welche die Einhaltung von Klimazielen zunehmend erschwert. Sie stützt sich wesentlich auf die Annahme, dass eine nachhaltige Waldbewirtschaftung (welche in Deutschland und der EU der Standard ist) keine Emissionen hervorruft (z. B. Schulze et al. 2022). Somit würde für jeden Zeitraum gleich viel CO₂ durch das Wachstum der Bäume aus der Atmosphäre entnommen wie durch Energieholz-Nutzung wieder freigesetzt wird, weshalb Energieholz als klimaneutral anzusehen sei. Selbst unter dieser Annahme erschwert der Status quo allerdings eine effiziente Ressourcenallokation, sofern relevante Teile des Energieholzes auch stofflich genutzt werden könnten und dadurch den enthaltenen Kohlenstoff längerfristig binden würden. Zudem gibt es auch andere Einschätzungen, die eine stärkere CO₂-Speicherung sehen, wenn die Waldbewirtschaftung reduziert wird (z. B. Nagel et al. 2023).

595. Würden CO₂-Emissionen durch Verbrennung einerseits und die Bindung von CO₂ durch Waldbewirtschaftung andererseits getrennt voneinander betrachtet und in die CO₂-Bepreisung integriert, dann würden die daraus resultierenden Preissignale die gesamtwirtschaftlich effizienteste Verwendung des Holzes fördern. Zudem würde diese getrennte Bilanzierung auch die Herausforderungen adressieren, die sich aus dem internationalen Holzhandel ergeben. Mit der aktuellen Bilanzierung wirkt sich die Verbrennung von importiertem Holz nämlich sogar positiv auf

die Treibhausgasbilanz eines Landes aus. Wenn aufgrund der fehlenden CO₂-Bepreisung vermehrt (importiertes) Holz energetisch genutzt wird, fördert dies die globale Entwaldung.

596. Angesichts der Feststellung der letzten Bundeswaldinventur, dass Deutschlands Wälder sich von einer CO₂-Senke zu einer Quelle gewandelt haben (BMWEL 2024), und dass sich dieser Wandel auch in anderen europäischen Ländern beobachten lässt, besteht aus Sicht der Expertenkommission ein dringender Klärungsbedarf, wie die CO₂-Emissionen der energetischen Holznutzung zukünftig bilanziert werden sollen. Die Kommission rät zu einer Abkehr von der aktuellen Praxis hin zu einer Bilanzierung, die den tatsächlichen Kohlenstoffflüssen besser gerecht wird, und die Nutzung von Energieholz ohne (pragmatischen) Nachweis der Wiederaufforstung nicht ungerechtfertigt in der CO₂-Bepreisung begünstigt.

10.3 Umweltauswirkungen und Rohstoffentnahmen

597. Wie bereits im Bericht des Jahres 2024 (EEM 2024) erwähnt, ist die Reduktion der Umweltbelastung der Energieversorgung ein implizites Ziel des Energiekonzepts und die Umsetzung der Energiewende muss ohne Gefährdung von anderen umweltpolitischen Zielen erfolgen. Analog zum Bericht 2024 erfolgt im Rahmen des vorliegenden Berichts jedoch kein umfassendes Monitoring der gesamten Umweltwirkungen, sondern lediglich eine Betrachtung von für das Energiesystem besonders relevanten Umweltdimensionen. Diese relevanten Dimensionen wurden bereits von der Expertenkommission identifiziert (EEM 2018) und umfassen aktuelle Trends zu Schadstoffemissionen, Flächeninanspruchnahme, Recycling und Ressourcenentnahme.

10.3.1 Luftschadstoffe

598. Für die besonders relevanten Luftschadstoffe Schwefeldioxid (alle Schwefelverbindungen ausgedrückt als SO₂), Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen außer Methan (FOV(NMVOC)) und Feinstaub (PM_{2.5}) hat sich bei den Emissionen die positive Entwicklung der vergangenen Jahre fortgesetzt. Dies gilt sowohl für die Emissionen insgesamt (Tabelle 10-1) als auch für die Emissionen des Energiesektors (Abbildung 10-2).

599. Die Europäische Union (EU) hat bereits 2016 Vorgaben für Reduktionsziele beschlossen (EU-Richtlinie 2016/2284, EU 2016, vgl. Tabelle 10-1). Für das Zieljahr 2030 soll beispielsweise für Stickoxide eine Reduktion um 65 % im Vergleich zu 2005 erfolgen. Somit dürfen 2030 lediglich 35 % der Stickoxid-Emissionen von 2005 erfolgen. Tabelle 10-1 zeigt, dass Deutschland 2023 für flüchtige organische Verbindungen bereits die Ziele für 2030 erreicht hat. Bei den anderen drei Schadstoffen bzw. Schadstoffgruppen wurden 2023 die Ziele für 2030 noch nicht erreicht. Mit einer Differenz von über 17 Prozentpunkten zwischen Ist-Wert 2023 und Zielwert 2030 besteht der größte Handlungsbedarf im Bereich Stickoxide.

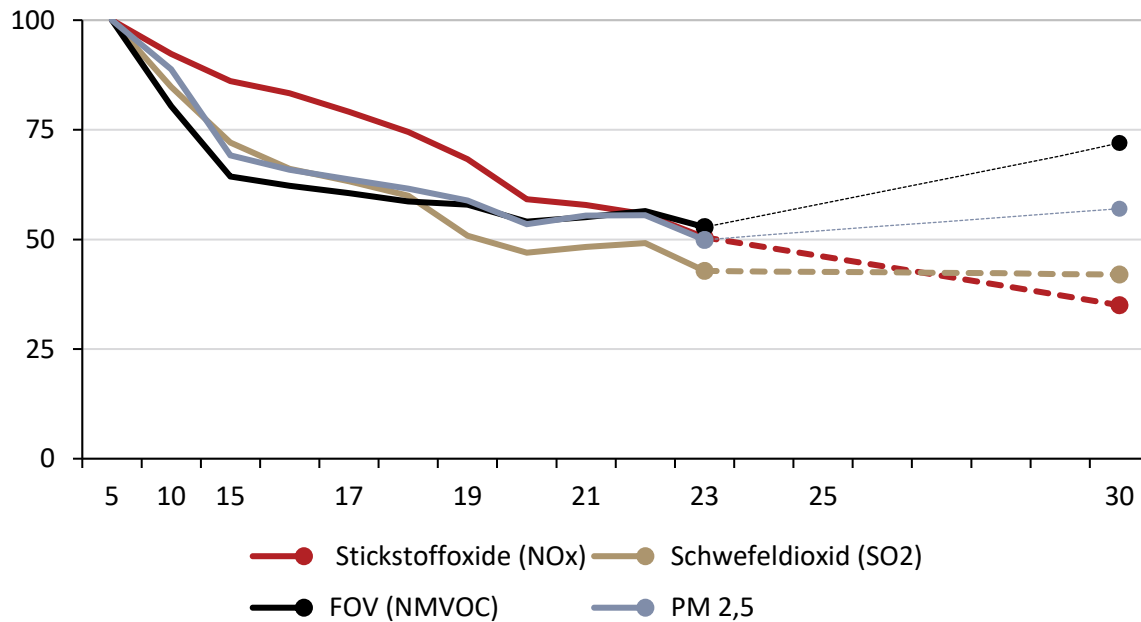
Tabelle 10-1: Zielsetzung und Stand 2023 für die Emissionsreduktion in Prozent gegenüber dem Jahr 2005

Schadstoff	Zieljahr 2020	Zieljahr 2030	Status Quo 2023, Deutschland (gesamt)	Status Quo 2023, Deutschland (Energiesektor)
Stickstoffoxide (NO _x)	39 %	65 %	47,3 %	49,5 %
Schwefeldioxid (SO ₂)	21 %	58 %	54,1 %	57,2 %
FOV (NMVOC)	13 %	28 %	34,9 %	47,2 %
PM2,5	26 %	43 %	40,9 %	50,1 %

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf UBA (2025c), Zielsetzung aus EU (2016).

600. Im Energiesektor wurden 2023 im Bereich flüchtige organische Verbindungen lediglich rund 53 %, Feinstaub sowie Stickoxide je rund 50 % und für Schwefeldioxid 43 % der Emissionen des Jahres 2005 (Basisjahr) verzeichnet (vgl. UBA 2025c, Tabelle 10-1 und Abbildung 10-2). Damit wurden bei flüchtigen organischen Verbindungen und Feinstaub bereits die EU-Vorgaben für die Gesamtreduktion bis 2030 (EU 2016) zum Teil deutlich übererfüllt (Abbildung 10-2 und Tabelle 10-1). Bei Schwefeldioxid wurden die Ziele knapp noch nicht erreicht (Reduktion um rund 57 bei einem Ziel von 58 Prozentpunkten bis 2030). Bei Stickoxiden besteht hingegen noch Handlungsbedarf: Bis 2023 konnten die Emissionen um 50 Prozentpunkte im Vergleich zu 2005 gesenkt werden. Im Jahr 2030 sollen jedoch nur rund 35 % der Emissionen von 2005 erfolgen.

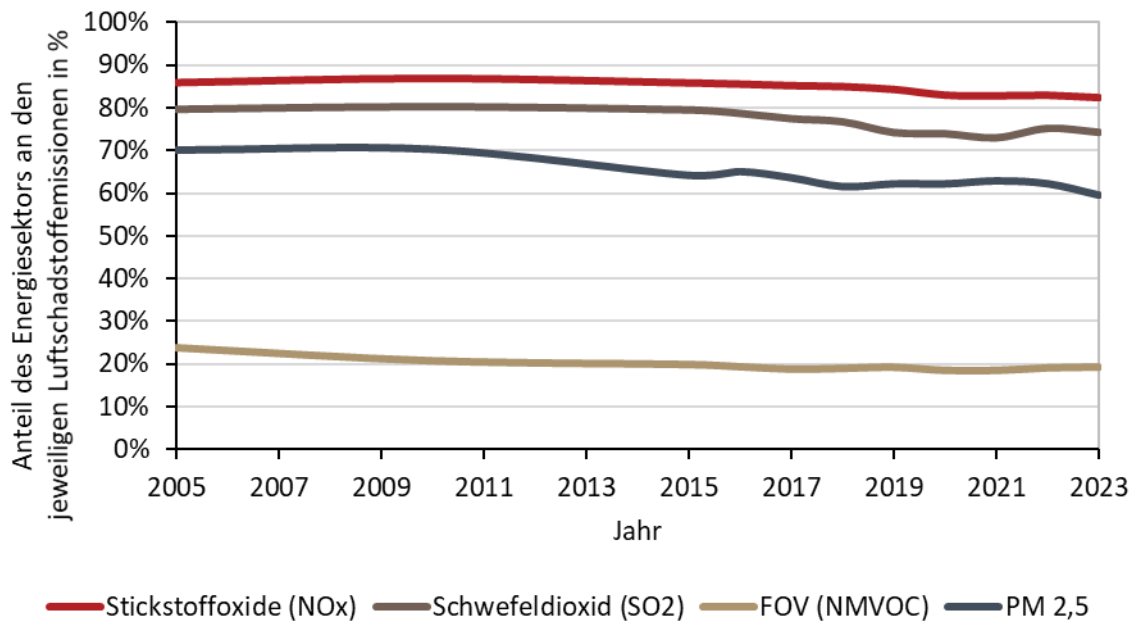
Abbildung 10-2: Entwicklung der Luftschadstoffemissionen des Energiesektors im Zeitraum 2005 bis 2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025c); Zielsetzung aus EU (2016).

601. Der Energiesektor konnte seine Schadstoffemissionen für alle betrachteten Schadstoffe beziehungsweise Schadstoffgruppen stärker senken als Deutschland insgesamt (vgl. Tabelle 10-1). Diesbezüglich muss jedoch erwähnt werden, dass der Energiesektor der dominierende Emittent von Stickoxiden, Schwefeldioxid und Feinstaub ist (Abbildung 10-3). Im Jahr 2023 entfielen rund 82 % der Stickoxidemissionen, 74 % der Schwefeldioxidemissionen und circa 59 % der Feinstaubemissionen Deutschlands auf den Energiesektor. Hingegen stammen lediglich rund 19 % der flüchtigen organischen Verbindungen aus dem Energiesektor. Die Anteile des Energiesektors an den Gesamtemissionen für alle betrachteten Schadstoffe beziehungsweise Schadstoffgruppen sind seit 2005 gesunken. Somit kommt dem Energiesektor bei der Erreichung der Schadstoffziele eine hohe Bedeutung zu. Die erfolgten Reduktionen offenbaren, dass der Energiesektor bereits einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der Ziele geleistet hat. Dennoch müssen auch im Energiesektor die Anstrengungen fortgesetzt werden.

Abbildung 10-3: Entwicklung des Anteils der Luftschadstoffemissionen des Energiesektors an allen Emissionen des jeweiligen Schadstoffs im Zeitraum 2005 bis 2023



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf UBA (2025c).

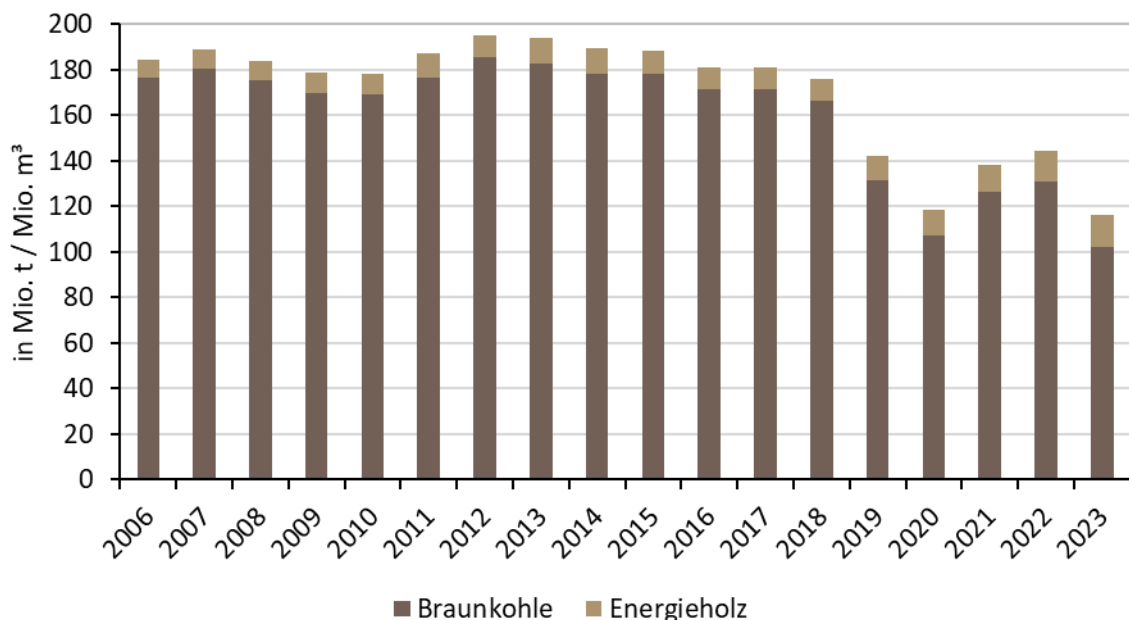
10.3.2 Rohstoffentnahmen

602. Neben der Emission von Schadstoffen ist auch die Entnahme von Rohstoffen aus der Umwelt von hoher Relevanz in Hinblick auf Nachhaltigkeit. Gemäß dem Gesamtwirtschaftlichen Materialkonto der Umweltökonomischen Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamts (2025) wurden 2023 rund 111 Mio. Tonnen fossile Energieträger, 0,5 Mio. Tonnen Erze (vor allem Eisenerze), rund 506 Mio. Tonnen Steine, Erden und Industriemetalle sowie 232 Mio. Tonnen biotische Rohstoffe aus der Umwelt in Deutschland entnommen. Im Vergleich zu 1994 ist damit die Entnahme von fossilen Energieträgern um mehr als 60 % und die Entnahme von Steinen, Erden und Industriemetallen um fast 40 % gesunken. Die Entnahme von Erzen ist im selben Zeitraum hingegen um rund 266 % und die Entnahme von biotischen Rohstoffen um fast 22 % gestiegen.

603. Die Entwicklung der Entnahme von Braunkohle und Energieholz wird in Abbildung 10-4 dargestellt. Die Entnahme von Braunkohle wird in Mio. Tonnen (t) und die Entnahme von Energieholz in Mio. Kubikmetern (m³) angegeben. Im Jahr 2023 wurden mehr als 102 Mio. Tonnen Braunkohle und 14 Mio. Kubikmeter Energieholz entnommen. Seit 2006 ist die Entnahme von Braunkohle um 42 % gesunken. Die Entnahme von Energieholz ist hingegen im gleichen Zeitraum um nahezu 70 % gestiegen.

604. Im vorhergehenden Monitoringbericht (EEM 2024, 315) wurde das Thema Fracking kurz angesprochen. In diesem Monitoringbericht wird dieses Thema jedoch nicht behandelt. Hintergrund ist, dass im aktuellen Koalitionsvertrag für die 21. Legislaturperiode (CDU, CSU, SPD 2025) lediglich angegeben wird, dass konventionelle Gasvorkommen im Inland genutzt werden sollen (ebenda, 30, Zeile 968f.). Hingegen handelt es sich beim sogenannten Fracking um eine Methode zur Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen (Deutscher Bundestag 2011, DIHK 2011). Folglich spielt Fracking in der deutschen Politik bis voraussichtlich 2029 keine Rolle. Doch auch die Nutzung konventioneller Erdgasvorkommen ist in Deutschland rückläufig (Statistisches Bundesamt 2025). Im Jahr 1994 wurden nahezu 15 Mio. Tonnen Erdgas, Grubengas und Erdölgas entnommen. 2023 waren es nur rund 3,6 Mio. Tonnen. Dies ist der niedrigste Wert der Zeitreihe.

Abbildung 10-4: Inländische Rohstoffentnahme Braunkohle und Energieholz 2006 bis 2023



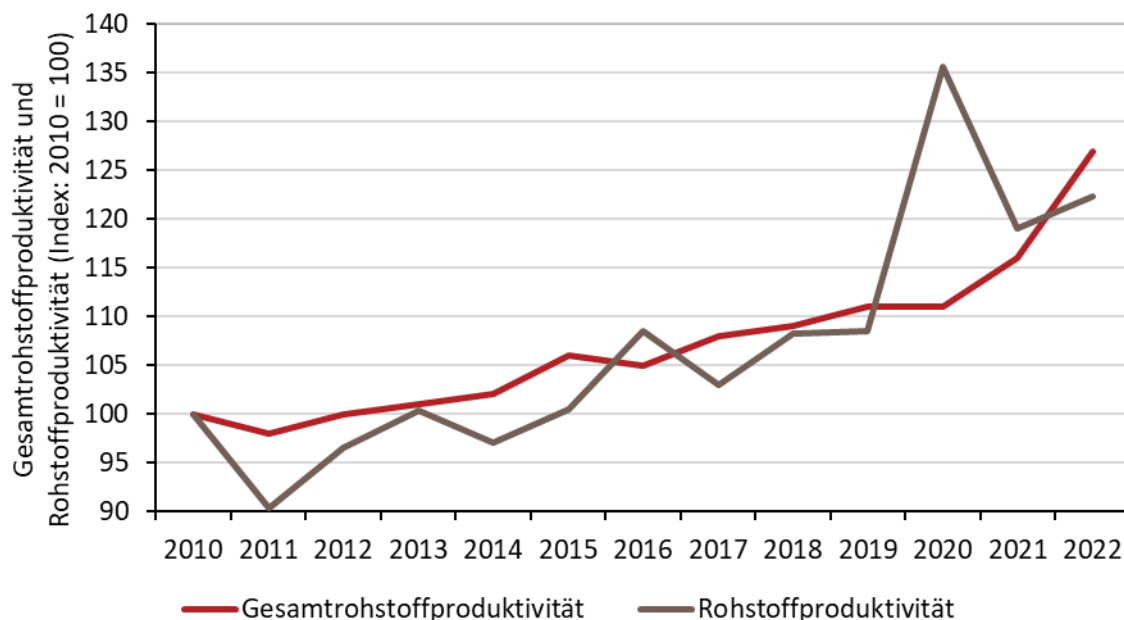
Anmerkung: Entnahme von Braunkohle in Mio. t und Energieholz in Mio. m³.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistisches Bundesamt (2025), Destatis (2025a).

605. Bei der Beurteilung der Bedeutung einer möglichen heimischen Förderung ist es hilfreich, die vorhandenen Erdgas-Reserven und Ressourcen in Relation zum Verbrauch zu stellen. Als Reserven sollen Vorkommen gelten, die nachgewiesen und bei den heutigen technischen Möglichkeiten sowie Preisen wirtschaftlich gewinnbar sind (BGR 2013, 103). Ressourcen sind entweder nachgewiesene Vorkommen, die heute nicht wirtschaftlich ausgebeutet werden können, oder geologisch mögliche, zukünftig gewinnbare Rohstoffmengen (ebenda). Gemäß der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2013) verfügte Deutschland im Jahr 2012 über

konventionelle Erdgasreserven von 123 Mrd. Kubikmetern (BGR 2013, 71). Die nicht-konventionellen Reserven werden nicht ausgewiesen, sondern aufgrund der Gesetzeslage den Ressourcen zugerechnet. Es wurden 2012 konventionelle Ressourcen von 20 Mrd. Kubikmetern und nicht-konventionelle Ressourcen von 1.870 Mrd. Kubikmetern verzeichnet (ebenda, 70). Wird angenommen, dass ein Kubikmeter Erdgas rund 8,8 kWh ergibt (FNR 2007, 67), dann verfügte Deutschland über (konventionelle) Reserven von rund 1.084 TWh Erdgas. Dem stand allein 2024 ein Verbrauch von 844 TWh Gas gegenüber (Bundesnetzagentur 2025). Folglich sind die konventionellen Erdgas-Reserven und Ressourcen zu gering, um einen bedeutenden Einfluss auf die Energieversorgung zu nehmen.

Abbildung 10-5: Gesamtrohstoffproduktivität und Rohstoffproduktivität in Deutschland im Zeitraum 2010 bis 2022



Anmerkungen: „Die Gesamtrohstoffproduktivität setzt den preisbereinigten Wert des inländischen Konsums, der inländischen Investitionen und der Exporte ins Verhältnis zur Masse aller abiotischen und biotischen Rohstoffe, die weltweit für die Herstellung der entsprechenden in Deutschland genutzten Güter eingesetzt wurden.“ (Destatis, 2025c).

Die Rohstoffproduktivität ist das BIP geteilt durch den direkten abiotischen Materialeinsatz (Direct Material Input, DMI; EEM, 2024, 316).

Wert der Gesamtrohstoffproduktivität für 2022 vorläufig.

Quelle: Destatis (2025b); Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2025); eigene Darstellung.

606. Neben der Rohstoffentnahme ist auch die Effizienz, mit der diese Rohstoffe verwendet werden, von hoher Bedeutung. Die Entkopplung von Ressourcennutzung und Wohlstand, das heißt, dass nicht zusätzliche Ressourcen für Wohlfahrtsgewinne entnommen werden müssen, ist von hoher Bedeutung für den Klimaschutz, den Umweltschutz und die Energiewende sowie deren Akzeptanz. Vor diesem Hintergrund wurden im vorhergehenden Monitoringbericht (EEM 2024, 316) die Rohstoffproduktivität und die Gesamtrohstoffproduktivität betrachtet, um die Effizienz der Rohstoffnutzung zu quantifizieren.

607. Die Entwicklung und die genaue Definition dieser beiden Indikatoren wurden ebenfalls im vorhergehenden Bericht diskutiert (ebenda), weshalb die Ausführungen an dieser Stelle kurzgehalten werden können. Es muss lediglich auf den wesentlichen Unterschied hingewiesen werden: Während die Rohstoffproduktivität das Verhältnis des Bruttoinlandsprodukts zum abiotischen Materialeinsatz misst (EEM 2024, 316), setzt die Gesamtrohstoffproduktivität die Summe aus Konsum, Investitionen und Exporten Deutschlands ins Verhältnis zum abiotischen und biotischen Ressourceneinsatz (Destatis 2025c).

608. Abbildung 10-5 gibt die Rohstoffproduktivität und die Gesamtrohstoffproduktivität 2010 bis 2022 an, wobei 2010 das Basisjahr ist (2010 = 100). Anhand der Abbildung wird deutlich, dass die Entwicklung der Rohstoffproduktivität größeren Schwankungen unterliegt als die Entwicklung der Gesamtrohstoffproduktivität. Dennoch entwickeln sich beide Indikatoren in die gleiche Richtung. Ausnahme ist das erste Jahr der Corona-Pandemie: 2020 weicht die Rohstoffproduktivität deutlich nach oben ab, um 2021 wieder stark zu sinken. Die Gesamtrohstoffproduktivität weist einen ähnlichen Ausschlag nicht auf. Als Erklärung für die Zunahme der Rohstoffproduktivität im Jahr 2020 sowie deren Abnahme 2021 werden ein starker Rückgang der abiotischen Rohstoffentnahme und des Rohstoffimports im Jahr 2020 angeführt (Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft 2025). Trotz dieses Ausschlages ist die Rohstoffproduktivität im Zeitraum 2010 bis 2022 um rund 22 % gestiegen, während die Gesamtrohstoffproduktivität im gleichen Zeitraum um 27 % angestiegen ist. Jedoch basiert dieser Anstieg auf einen Wert von 127 zu wesentlichen Teilen auf den Entwicklungen in den Jahren 2021 und 2022: Von 2020 auf 2021 ist die Gesamtrohstoffproduktivität um fünf Indexpunkte gestiegen und von 2021 auf 2022 ist sie um elf Indexpunkte gestiegen. Somit hat die wesentliche Entwicklung in diesen beiden Jahren stattgefunden. Analog zu der Entwicklung der Rohstoffproduktivität kann es sich somit um einen Effekt der Pandemie handeln. Dennoch bedeutet dieser Anstieg der Gesamtrohstoffproduktivität in den Jahren 2021 und 2022, dass das Ziel eines jährlichen Wachstums von im Durchschnitt 1,6 Prozentpunkten in den Jahren 2010 bis 2030 (UBA 2024), eingehalten wurde. Dies war im Vorjahr noch nicht der Fall (EEM 2024, 316, UBA 2024).

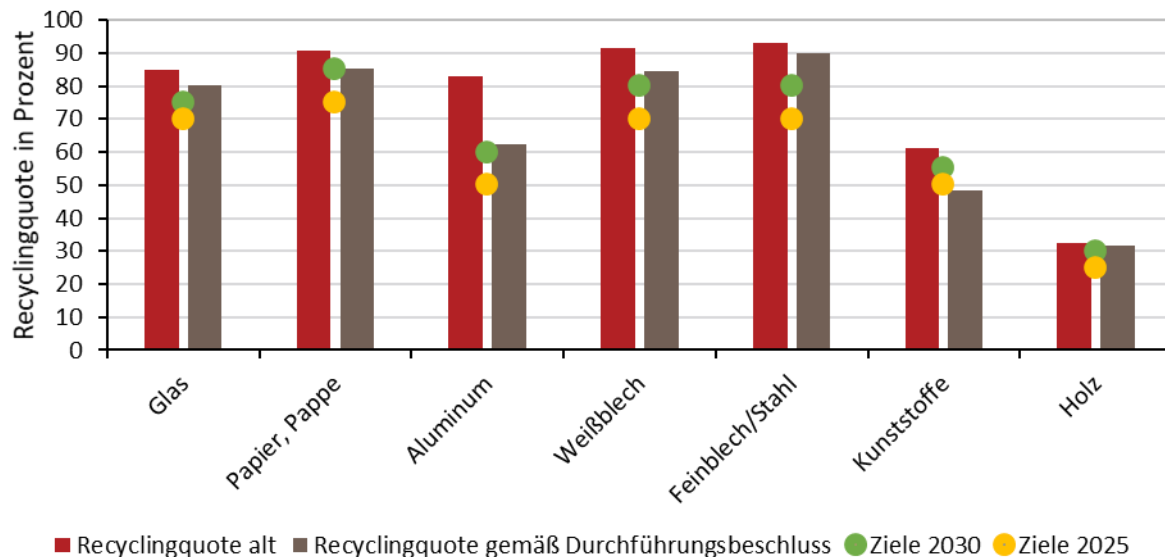
10.3.3 Recycling

609. Bereits Kapitel 6.3 hat den Bedarf und die Abhängigkeit Deutschlands sowie der EU bei strategischen Ressourcen thematisiert. Der Zugang zu Rohstoffen ist insbesondere auch für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende von Bedeutung. Dies trifft beispielsweise auf den Ausbau der Energienetze, den Ausbau der Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien oder die Elektrifizierung der Mobilität zu. Recycling kann hier die Abhängigkeit von Importen insbesondere aus Regionen mit geopolitischen Konflikten reduzieren. Zudem kann Recycling den Ressourcenverbrauch insgesamt reduzieren, da auf diesem Wege keine neuen Ressourcen entnommen werden müssen.

610. Aufgrund der Bedeutung des Themas Recyclings für die Energiewende hat sich die Expertenkommission bereits damit befasst (EEM 2024, 317ff.). Dies aufgreifend werden auch hier die neuesten Entwicklungen thematisiert. Bei der Beurteilung der Veränderungen kann insbesondere ein Vergleich mit den einschlägigen EU-Vorgaben herangezogen werden. Beim Recycling zeigt sich je nach Recyclinggut ein gemischtes Bild für Deutschland.

611. Beim Recycling von Verpackungsabfällen hat sich die erfreuliche Situation des Jahres 2020 weiter verbessert. Abbildung 10-6 gibt für das Jahr 2021 die Recyclingquoten für verschiedene Materialgruppen sowie die jeweiligen Zielvorgaben für 2025 und 2030 wieder. Dabei wird die Recyclingquote berechnet, indem die dem Recycling zugeführte Menge im entsprechenden Jahr durch die im entsprechenden Jahr verwendete Menge geteilt wird. Die Recyclingquoten werden nach alter Berechnungsmethode und der neuen Berechnungsmethode gemäß Durchführungsbeschluss (EU) 2019/665 vom 17. April 2019 (vgl. UBA 2023, 5) angegeben. Es wird deutlich, dass die Recyclingquoten für alle Materialgruppen nach Durchführungsbeschluss niedriger ausfallen als nach alter Vorgehensweise. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass bei der alten Berechnung die Verwertung als Reduktionsmittel im Hochofen als Recycling gezählt wurde (UBA 2023, 229). Gemäß Durchführungsbeschluss gilt diese Verwertung jedoch nicht mehr als Recycling und entsprechend fällt die für energetische Verwertung genutzte Menge nach neuer Methode höher aus (ebenda, 26).

Abbildung 10-6: Recyclingquote von Verpackungsabfällen nach Rohstoff in Deutschland 2021



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2023).

612. Doch auch nach der Vorgehensweise gemäß Durchführungsbeschluss konnten bereits 2021 die 2025er und 2030er Ziele für alle Materialgruppen bis auf Kunststoff erreicht werden. Im Jahr 2021 konnte bei Feinblech/Stahl mit 90,1 % die höchste Recyclingquote erreicht werden. Bei Papier, Pappe mit 85,1 % und Weißblech mit 84,5 % konnten ebenfalls sehr hohe Recyclingquoten von über 80 % erreicht werden. Die Ziele für 2030 sind 85 % bei Papier, Pappe und 80 % bei Eisenmetallen (Weißblech sowie Feinblech/Stahl). Die niedrigsten Vorgaben gelten mit 30 % (2030) für Holz. Mit 31,6 % konnte jedoch auch hier bereits 2021 das Ziel erreicht werden.

613. Die einzige Materialgruppe, die 2021 mit 48,4 % nach neuer Berechnungsmethode noch nicht die Ziele für 2025 erfüllt hat, ist Kunststoff. Für 2025 schreibt die EU eine Recyclingquote von 50 % und für 2030 von 55 % vor (UBA 2023, 232ff.). Nach alter Berechnungsweise wären die Ziele 2021 mit 61,3 % jedoch erreicht worden. Die bereits angesprochene Neubewertung der thermischen Verwertung ist neben der gestiegenen Marktmenge für die niedrigere Recyclingquote nach Durchführungsbeschluss ursächlich (ebenda, 236). Jedoch können bis 2025 die entsprechenden EU-Ziele wohl erreicht werden (ebenda).

614. Insbesondere die Elektrifizierung, aber auch die zunehmende Digitalisierung führen zu einem gestiegenen Aufkommen an Gerätebatterien und –akkumulatoren. Die Bereitstellung der benötigten Rohstoffe mittels Recyclings kann hier einen Beitrag leisten, um Ressourcen- und Energieverbrauch nicht ansteigen zu lassen. Bei Gerätebatterien und –akkumulatoren können die EU-

Sammelziele in Deutschland erreicht werden. Die sogenannte Batterierichtlinie (Directive 2006/66/EC on portable batteries and accumulators, Eurostat 2024b) legt für 2012 eine Sammelquote von 25 % fest, die bis 2016 auf 45 % angestiegen ist. Die Sammelquote errechnet sich dabei dadurch, dass die in einem Jahr eingesammelten Gerätebatterien und –akkumulatoren durch den Durchschnitt der in den beiden Vorjahren sowie dem betrachteten Jahr in Verkehr gebrachten Menge geteilt wird (ebenda). Deutschland erfüllt das Ziel einer Sammelquote von mindestens 45 % bereits seit 2015 und konnte im Jahr 2022 eine Quote von 50,7 % erreichen. 2019 konnte mit 52,2 % jedoch bereits einmal eine höhere Quote erreicht werden.

615. Die Menge der gesammelten Altbatterien und –akkumulatoren sagt jedoch nichts über die Menge der zurückgewonnenen Ressourcen und damit die Effizienz des Recyclings aus. Daher legt die Batterierichtlinie auch Zielwerte für die Recyclingeffizienz fest (Eurostat 2024b). Die Recyclingeffizienz wird ermittelt, indem die Masse des betrachteten Batterie-Rohstoffs/-Material durch die Menge an Altbatterien und –akkumulatoren geteilt wird (ebenda). Die Batterierichtlinie unterscheidet diesbezüglich zwischen:

- Bleibatterien und Bleiakkumulatoren: hier wird angestrebt, 65 % des Durchschnittsgewichts an Blei zurückzugewinnen,
- Nickel-Cadmium-Batterien und –Akkumulatoren: 75 % des Durchschnittsgewichts sollen zurückgewonnen werden und
- andere Batterien und Akkumulatoren, bei denen eine Recyclingeffizienz von 50 % angestrebt wird.

Deutschland konnte 2022 alle Effizienzziele einhalten (ebenda). Konkret wurde bei Bleibatterien und Bleiakkumulatoren eine Effizienz von 79,4 % (2012: 90 %) erreicht werden. Bei Nickel-Cadmium-Batterien und –Akkumulatoren betrug die Effizienz 2022 80,1 % (2012: 89 %). 79,1 % betrug 2022 (2012: 58 %) die Effizienz bei sonstigen Batterien und Akkumulatoren.

616. Im Gegensatz zu den meisten Materialgruppen bei Verpackungsabfällen sowie Batterien/Akkumulatoren konnte Deutschland bei Elektro- und Elektronikgeräten die EU-Vorgaben nicht einhalten (Eurostat 2024a). Mit der WEEE-Richtlinie (2012/19/EU) über Elektro- und Elektronik-Altgeräte, welche am 13. August 2012 in Kraft getretenen ist, hat die EU-Sammelziele für Elektronikgeräte festgelegt. Das Sammelziel wurde ab 2016 auf 45 % festgelegt und stieg ab 2019 auf 65 % (Eurostat 2024a). Die Sammelquote ergibt sich aus dem Gewicht der gesammelten Elektro- und Elektronik-Altgeräte im Verhältnis zum Durchschnittsgewicht der in den drei vorangegangenen Jahren in Verkehr gebrachten Geräte. 2022 konnte Deutschland eine Sammelquote von 31,7 % erreichen und hat damit das Ziel von 65 % deutlich verfehlt (ebenda).

617. Des Weiteren besteht in Deutschland Nachholbedarf im Rahmen des sogenannten EU-Gesetzes über kritische Rohstoffe (CRM, Critical Raw Materials Act, vgl. Kapitel 6.3) bezüglich des

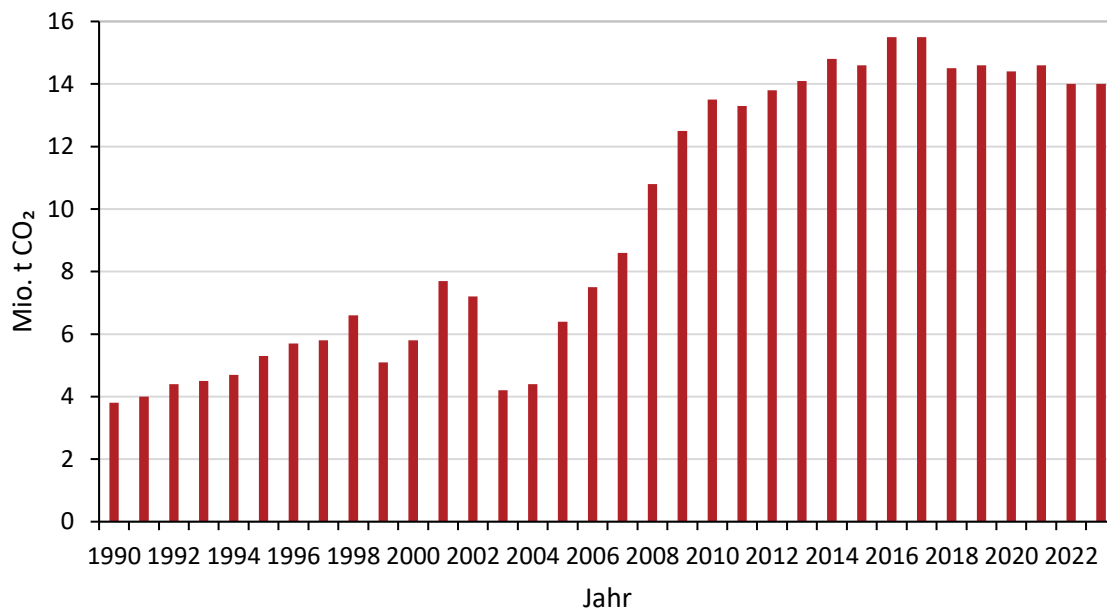
Recyclings. Dieses Gesetz trat im Mai 2024 in Kraft (Europäische Kommission 2024) und strebt für strategische Rohstoffe folgende Ziele für 2030 an:

- mindestens 10 % der Förderung findet in der EU statt;
- mindestens 40 % EU-Anteil des Jahresverbrauchs bei der Verarbeitung;
- mindestens 25 % des jährlichen Verbrauchs werden durch Recycling gedeckt;
- nicht mehr als 65 % des jährlichen Verbrauchs der EU stammen aus einem einzigen Drittland.

618. Zur Erreichung dieser Ziele hat die Europäische Kommission im März 2025 47 strategische Projekte ausgewählt, die mit Investitionsbedarfen von 22,5 Mrd. Euro einhergehen (Europäische Kommission 2025a). Durch die Kategorisierung als strategisch können die Projekte koordinierte Hilfen und Unterstützung von der EU-Kommission, den Mitgliedstaaten und Finanzinstituten erhalten. Lediglich drei Projekte liegen in Deutschland und an einem weiteren ist Deutschland beteiligt (Europäische Kommission 2025b). Alle vier Projekte konzentrieren sich auf Rohstoffe für Akkumulatoren (zwei auf Lithium und zwei auf Graphit). Zwei Projekte konzentrieren sich auf die Verarbeitung, eines auf die Förderung und ein weiteres auf die Substitution entsprechender Rohstoffe. Folglich finden die Recycling-Projekte sowie die Mehrheit der gesamten Projekte in anderen EU-Staaten statt.

619. Bezüglich des Recyclings von Verpackungsabfällen wurde in diesem Abschnitt bereits die thermische Verwertung angesprochen. Die Verbrennung von Abfall trägt diesbezüglich auch zur Energieversorgung bei. So betrug 2024 allein die Nettostromerzeugung aus Hausmüll 8,4 TWh (AGEB 2025a). Doch entstehen durch diese Form der Verwertung auch Treibhausgasemissionen. Die Höhe der CO₂-Emissionen aus der Abfallverbrennung in Deutschland 1990 bis 2023 wird in Abbildung 10-7 dargestellt. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass die Abfallverbrennung seit 2018 nahezu konstant um die 14 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr emittiert. Insgesamt wurden 2023 in Deutschland 672 Millionen Tonnen Treibhausgase emittiert (UBA 2025d). 88,4 % entfallen dabei auf CO₂. Somit ist die Abfallverbrennung 2023 für rund 2,1 % aller Treibhausgase und rund 2,4 % der CO₂-Emissionen verantwortlich. Die Treibhausgasemissionen sinken insgesamt (ebenda), dadurch würde der Anteil der Abfallverbrennung bei konstanten Emissionen aus der Verbrennung zunehmen. Vor diesem Hintergrund kommt dem Recycling und der Abfallvermeidung eine hohe Bedeutung zu, um auch in diesem Bereich die Emissionen von Treibhausgasen zu senken.

Abbildung 10-7: CO₂-Emissionen aus der Abfallverbrennung in Deutschland 1990 bis 2023



Quelle: UBA (2025e), Berechnungen des Öko-Instituts.

10.3.4 Flächeninanspruchnahme

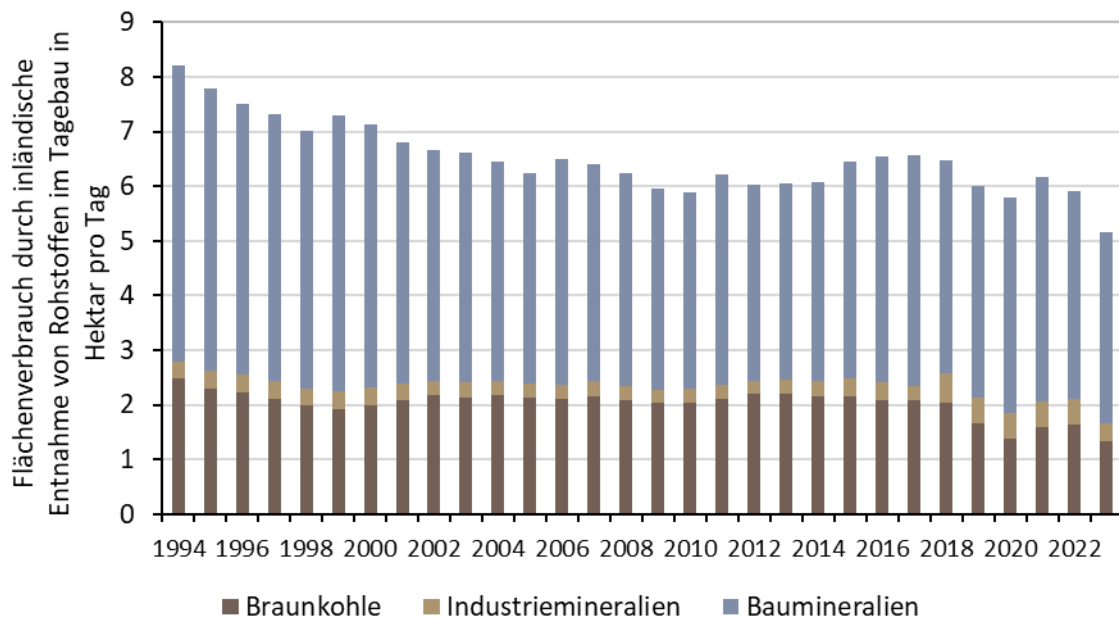
620. Die zur Verfügung stehende Fläche in Deutschland ist begrenzt. Konkret ist Deutschland 35,8 Mio. Hektar groß (Destatis 2024). Davon entfallen 2023 rund 29,7 Mio. Hektar auf Vegetationsfläche, circa 3,4 Mio. Hektar auf Siedlungsfläche (einschließlich Bergbaubetriebe, Tagebau, Grube und Steinbruch), rund 1,8 Mio. Hektar Verkehrsfläche und 0,8 Mio. Hektar Gewässerfläche. Im Durchschnitt der Jahre 2019 bis 2022 wurden täglich rund 52 Hektar als Siedlungsflächen und Verkehrsflächen neu ausgewiesen (BMUKN 2024). Es ist jedoch das Ziel der Bundesregierung bis 2030 den Flächenverbrauch auf unter 30 Hektar pro Tag und bis 2050 auf Netto-Null zu reduzieren (ebenda). Neben der Begrenzung der Fläche insgesamt schränkt auch die politische Maßgabe, dass bis spätestens 2050 jede neu ausgewiesene Fläche kompensiert werden muss, die Verfügbarkeit von Flächen für die Energiewirtschaft ein. Vor diesem Hintergrund hat die Expertenkommission (EEM 2024, 320f.) Fläche als eine zentrale Währung der Energiewende bezeichnet und eine kontinuierliche Datenerfassung der Flächeninanspruchnahme des Energiesystems empfohlen.

621. Das Energiesystem benötigt zunächst Flächen, um die notwendigen Ressourcen zu gewinnen. Dies betrifft beispielsweise die Rohstoffe zum Bau der Anlagen und die Flächen zur Gewinnung der Rohstoffe zur Energiegewinnung. Exemplarisch stellt Abbildung 10-8 den täglichen Flächenverbrauch durch die inländische Entnahme von Rohstoffen im Tagebau von 1994 bis 2023 dar. Darin enthalten ist insbesondere die Braunkohle für die Energiegewinnung. Insgesamt ist der

Flächenverbrauch zur Entnahme von Rohstoffen seit 1994 relativ konstant im Bereich von sieben bis neun Hektar pro Tag. Jedoch haben sich die Anteile der einzelnen Rohstoffe durchaus verändert. So hat sich der Flächenverbrauch für die Gewinnung von Braunkohle seit 2014 von 2,2 Hektar auf 1,3 Hektar 2023 nahezu halbiert. Demgegenüber ist der Flächenverbrauch für die Gewinnung von Bau- und Industriemineralien von 2014 bis 2023 unter Schwankungen nahezu konstant geblieben.

622. Durch den Kohleausstieg und das Freiwerden von Flächen nach der Extraktion von Rohstoffen dürfte der Flächenverbrauch sinken und es können zusätzliche Flächen zur Verfügung gestellt werden. Die Expertenkommission empfiehlt weiterhin diese Flächen als renaturierte Naturgebiete sowie für die Gewinnung von erneuerbaren Energien zu nutzen (vgl. EEM 2024, 322).

Abbildung 10-8: Flächenverbrauch durch die inländische Entnahme von Rohstoffen im Tagebau 1994 bis 2023



Quelle: UBA (2025d); eigene Darstellung.

623. Des Weiteren werden ebenfalls Flächen für die Erzeugung insbesondere von erneuerbaren Energien benötigt. Es wird geschätzt, dass 2021 insgesamt 32.000 Hektar beziehungsweise 320 km² für Photovoltaik-Freiflächenanlagen benötigt wurden (Deutscher Bundestag 2020, EEM 2024, 321). Wird überschlägig angenommen, dass der Zubau neuer Anlagen zu einem Drittel auf Freiflächen erfolgt, also weiterhin der Verteilung im Jahr 2021 entspricht (EEM 2024, 321), dürfte der Flächenverbrauch bis 2023 um rund 39 % beziehungsweise 12.400 Hektar gestiegen sein. Dies entspricht dem Wachstum der Anzahl installierter PV-Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025, 83).

624. Für den Flächenverbrauch für Windenergie an Land müssen ebenfalls Schätzungen herangezogen werden. So kommt die Fachagentur Wind und Solar (2025) anhand einer Stichprobe basierend auf 1.662 Anlagen im Wald zum Ergebnis, dass im Durchschnitt 0,51 Hektar pro Anlage dauerhaft umgewandelt werden. Außerhalb des Waldes geht die Bundesregierung von einem etwas geringerem Flächenbedarf pro Anlage aus (Deutscher Bundestag 2023). Wird angenommen, dass jede Anlage dauerhaft eine Fläche von 0,5 Hektar benötigt, was eine Obergrenze darstellt, dürften die Ende 2023 29.099 an Land installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025, 83) eine Fläche von rund 14.500 Hektar in Anspruch genommen haben. Basierend auf den Vorgaben des Gesetzes zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (Windenergieflächenbedarfsgesetz - WindBG), wonach die Bundesländer Ende 2032 2 % ihrer Landesfläche für Windkraftanlagen zur Verfügung stellen sollen, könnten maximal 715.100 Hektar in Anspruch genommen werden (EEM 2024, 321). Jedoch muss in diesem Zusammenhang beachtet werden, dass gemäß WindBG die Rotorblätter von Windenergieanlagen innerhalb der ausgewiesenen Fläche liegen müssen. Folglich ist der Flächenbedarf pro Anlage gemäß Gesetz wesentlich höher als die erwähnten 0,5 Hektar pro Anlage.

625. Zuletzt muss noch kurz der Flächenbedarf für Biomasse thematisiert werden. Im Jahr 2023 wurden auf rund 2,48 Mio. Hektar nachwachsende Rohstoffe angebaut (FNR 2024). 2,2 Mio. Hektar entfielen dabei auf Energiepflanzen. Damit liegt die Anbaufläche für Energiepflanzen leicht über der Fläche, die 2021 für den Anbau von Energiepflanzen genutzt wurde (ebenda). 2022 wurden hingegen 2,3 Mio. Hektar für den Anbau von Energiepflanzen genutzt.

10.4 Exkurs: Erweiterte Betrachtung von Umweltauswirkungen und Treibhausgasemissionen

626. Der Klimawandel ist ein globales Problem und wird zusätzlich dadurch verschärft, dass einerseits seine Auswirkungen, aber auch die Mittel zu seiner Bewältigung ungleich verteilt sind. Es besteht bildlich gesprochen die Gefahr, dass die Staaten am stärksten betroffen sind, die über die geringsten Mittel zur Anpassung beziehungsweise zur Bekämpfung des Klimawandels verfügen. Zeitgleich können unilaterale Handlungen eines Staates zur Bepreisung von Treibhausgasemissionen oder die Verschärfung von Klima- oder Umweltschutzstandards dazu führen, dass die Produktion einfach verlagert wird, wodurch die weltweiten Emissionen unverändert bleiben oder sogar steigen, falls nun niedrigere Standards eingehalten werden müssen. Dieses Problem wird unter anderem als Carbon-Leakage bezeichnet.

627. Um auf diese globale Herausforderung zu reagieren, sind zwei Maßnahmen zu ergreifen. Einerseits müssen durch internationale Kooperation das globale Problem angegangen und Wettbewerbsverzerrungen verhindert werden. Andererseits, falls unilateral die Bekämpfung des

Klimawandels angegangen wird, müssen die ergriffenen Maßnahmen und die dadurch entwickelten Lösungen auch für weitere Staaten attraktiv sein. Beispielsweise wird die Energiewende nur dann von anderen Staaten nachgeahmt werden, falls diese mit merklichen Vorteilen für den eigenen Staat und seine Bewohner sowie Unternehmen verbunden ist. Dies beinhaltet, dass die entwickelten Lösungen auch den anderen Staaten kostengünstig zur Verfügung gestellt werden müssen, so dass die Aufwendungen zur Implementierung nicht die realisierbaren Vorteile übersteigen. Die Energiewende kann folglich nur ein internationaler Erfolg werden und damit den Klimawandel bekämpfen, falls sie effizient und kostengünstig in Deutschland umgesetzt wird sowie die Partizipation weiterer Staaten erleichtert wird.

628. Bezüglich der internationalen Koordinierung zur Bekämpfung des Klimawandels sowie zur Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen hat die Expertenkommission empfohlen, die auf dem Territorialprinzip basierenden klimapolitischen Maßnahmen und Instrumente zu nutzen, um das Problem von Carbon-Leakage gezielt zu adressieren (EEM 2024, 323). Diesbezüglich wurde auch der CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) als sinnvolles Mittel identifiziert.

629. Der CBAM dient dazu, Wettbewerbsverzerrungen zwischen verschiedenen Staaten zu verhindern, die unterschiedliche Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels ergriffen haben und deren Standards sich damit unterscheiden. Jedoch geht mit diesem Mechanismus auch erheblicher regulatorischer Aufwand einher, da die Treibhausgasemissionen für die entsprechenden Güter bestimmt und dabei idealerweise die Herstellungsweise und der Energiemix Berücksichtigung finden müssen. Des Weiteren können die Abgaben im Rahmen des CBAM von Partnerländern durchaus als Handelshemmnis empfunden und mit Gegenmaßnahmen beantwortet werden. Vor diesem Hintergrund kann die Etablierung eines Klimaclubs durchaus vorteilhaft sein, da dadurch einheitliche Standards in einem Vertragsraum gesetzt werden, wodurch Mechanismen wie der CBAM zwischen den Mitgliedern des Klimaclubs überflüssig werden. Daher ist die deutsche Initiative im Jahr 2022 zur Gründung beziehungsweise Umsetzung eines solchen Klimaclubs (Bundesregierung 2022;) weiterhin zu begrüßen.

11 Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik

Das Wichtigste in Kürze

Das EU ETS ist nicht nur ein CO₂-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. Aktuell wird die Mengenplanung neu am 2040er-Ziel ausgerichtet. Im Oktober 2025 wurde mit den entsprechenden Beschlüssen des Europäischen Rates sowie des Europäischen Parlaments eine Kompromisslösung gefunden. Damit ist das Emissionsminderungsziel von 90 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 rechtskräftig geworden. In der Umsetzung ergeben sich noch verschiedene offene Punkte. Dazu zählt etwa, ob Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten direkt in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden sollen. Auch im Hinblick auf die mögliche Einbeziehung von Senken und CCU besteht noch erheblicher Klärungsbedarf.

Auf europäischer Ebene wurde auch eine Verschiebung des Starts des EU ETS-2 auf das Jahr 2028 beschlossen. Der Geltungsbereich des ETS-2 erstreckt sich insbesondere auf die CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs und die vom EU ETS-1 nicht erfassten stationären Anlagen, vor allem im Gebäudesektor. Damit wird sich die Laufzeit des nEHS um ein Jahr verlängern. Die Expertenkommission hält die Einführung des ETS-2 trotz aller zu erwartenden Umstiegsprobleme für ein zentrales und unverzichtbares Element der deutschen und europäischen Klimapolitik.

Bisher ist die Höhe der effektiven Treibhausgas-Bepreisung in den einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bzw. für unterschiedliche Anwendungsbereiche sehr unterschiedlich. Die effektiven CO₂-Preise liegen jenseits der von keinem Bepreisungsmechanismus erfassten Bereiche derzeit in einer Bandbreite von ca. 10 €/t CO₂ bis zu 300 €/t CO₂. Besonders hohe Werte ergeben sich für den Verkehrssektor (auch bei Berücksichtigung der Finanzierungsbeiträge der Kraftstoffbesteuerung für die Infrastruktur), besonders niedrige effektive CO₂-Preise ergeben sich für die von der kostenlosen Zuteilung erfassten Industrieanlagen im EU ETS. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO₂-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 CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden.

Hier hat die Bundesregierung mit der Fortführung der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes und dem Bundeszuschuss für die Übertragungsnetzentgelte wichtige erste Schritte in die richtige Richtung gemacht. Die Expertenkommission sieht aber die Notwendigkeit, die im Koalitionsvertrag vorgesehene Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Minimalniveau für alle Verbraucher ebenfalls zeitnah umzusetzen. Die Expertenkommission sieht auch die finanziellen Restriktionen im Bundeshaushalt und empfiehlt daher zu prüfen, ob die Gegenfinanzierung der Stromkostensenkung für alle Verbraucher durch eine Anpassung und Vereinheitlichung der Energiesteuern für fossile Heizstoffe erreicht werden kann.

Aus dem EU ETS-1 und dem nEHS sind 2024 Auktionserlöse in Höhe von ca. 18,5 Mrd. Euro entstanden. Für die Jahre bis 2030 ist mit Einnahmen von 15 Mrd. Euro zu rechnen. Dies verdeutlicht, dass auch Zuflüsse in den Energie- und Klimafonds deutlich einbrechen, wenn die Preise durch staatliche Interventionen im EU ETS-2 gedrückt werden.

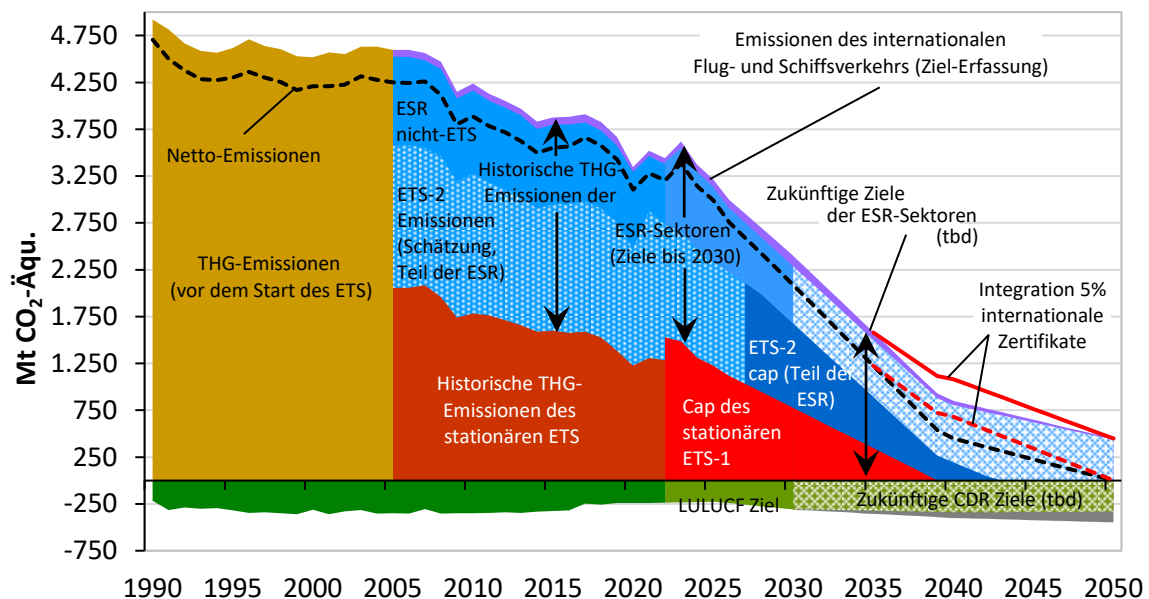
Für die CO₂-basierte Energiebepreisung ist ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene notwendig, um deren Effektivität zu steigern und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten zu vermeiden. Um das Zusammenspiel verschiedener Marktunvollkommenheiten zu adressieren, sind neben dem 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 sowie 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.

11.1 Europäische Zielarchitektur und europäischer Emissionshandel

630. Die Internalisierung der externen Kosten von Treibhausgas-Emissionen durch eine entsprechende Bepreisung ist eine zentrale Grundlage, Emissionen möglichst kostengünstig zu reduzieren und Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu schaffen (vgl. Kapitel 8). Das europäische Emissionshandelssystem mit dem bestehenden European Emission Trading System (EU ETS-1) (insbesondere für die Energiewirtschaft und die Industrie) und ab 2028 auch mit dem EU ETS-2 (insbesondere für den Straßenverkehr und Gebäude) bildet dafür den entscheidenden Rahmen. Dieses Emissionshandelssystem der Europäischen Union ist nicht nur ein CO₂-Bepreisungsinstrument, sondern auch eine Säule des Verpflichtungssystems der EU-Klimapolitik (vgl. Abbildung 11-1).

Abbildung 11-1: Zielarchitektur der EU-Klimaschutzpolitik, 2005-2050



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

631. Zusammen mit den auf die EU-Mitgliedsstaaten heruntergebrochenen Emissionsminderungsverpflichtungen der EU-Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR, Europäische Union 2023a, 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 2023b) 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.

632. Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union spielt eine zentrale Rolle für die Preisung von Treibhausgasemissionen in der EU. Die Rolle von Emissionshandelssystemen liegt also sowohl im unverzichtbaren Clearing der kurz- bis mittelfristig verfügbaren, marktnahen Emissionsminderungsoptionen als auch in der langfristigen Anreizung klimafreundlicher Investitionen. Sie sollten in einen breiteren Instrumentenmix eingebettet werden (vgl. Kapitel 8, Kapitel 11.4, Öko-Institut 2011, IEA 2011, SVR 2019).

633. Im Folgenden werden einige der wichtigen anstehenden Revisionen an der europäischen Klimaschutzarchitektur und der CO₂-Bepreisung genannt. Das Europäische Klimaschutzgesetz sieht vor, dass die EU-Kommission innerhalb von sechs Monaten nach Abschluss der ersten weltweiten Bestandsaufnahme (global stocktake) des Klimaschutz-Abkommens von Paris einen Vorschlag für ein Emissionsreduktionsziel für 2040 vorlegt.³⁵ Im Februar 2024 legte die EU-Kommission eine erste Analyse zum 2040er-Ziel vor. Der formale Beginn eines europäischen Rechtsetzungsvorhabens erfolgte mit dem Vorschlag der Europäischen Kommission vom Juli 2025 (Europäische Kommission 2025a), mit den entsprechenden Beschlüssen des Europäischen Rates sowie des Europäischen Parlaments (Rat der Europäischen Union 2025) zur gefundenen Kompromisslösung ist das Emissionsminderungsziel von 90 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 rechtskräftig geworden.

634. Mit Blick auf die Zielarchitektur für das Zwischenziel 2040 (nicht aber für das Ziel 2050) sollen nach dem Beschluss des Europäische Umweltministerrats vom 2. November 2025 (Rat der Europäischen Union 2025) bis zu 5 Prozentpunkte der Emissionsminderung durch die Nutzung der internationalen Flexibilisierungsmechanismen des Klimaabkommens von Paris erbracht werden. In der Folge könnte das verbleibende (Netto-) Emissionsniveau der EU im Jahr 2040 um 50 % höher ausfallen (Öko-Institut 2025a, b, c; Rat der Europäischen Union 2025). Damit würde der bisherige Ansatz einer rein europäischen Umsetzung der Emissionsminderungen (zeitweise) verlassen werden.

635. Außerdem stellt sich die Frage, ob diese Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten direkt in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden sollen. Auch in Bezug auf die mögliche Berücksichtigung von Senken und CCU stellen sich eine Reihe von wichtigen Fragen. Zur Berücksichtigung von Senken und CCU wird die europäische Kommission im Jahr 2026 einen Regelungsvorschlag vorlegen (§ 30 Absatz 4a EU ETS-RL), die Einbeziehung internationaler Zertifikate in das EU ETS ist (bisher) nicht vorgesehen (Europäische Kommission 2025b, Rat der Europäischen Union 2025).

636. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der Vergangenheit auch herausfordernde Erfahrungen mit der direkten Einbeziehung externer Minderungen gemacht wurden bzw. dass es relativ langer Erfahrungszeiträume bedurfte, um die Negativeffekte solcher Einbeziehungen wirksam auszuschließen. Dies bezieht sich auf die Aufnahme von zweifelhaften CDM- und JI-Gutschriften in das EU-EHS und die Verwendung von Emissionsminderungen im Rahmen der Richtlinie über die Kraftstoffqualität (UBA 2024). Viele CDM-Gutschriften haben z.B. nicht die versprochenen Minderungen erbracht. Eine Tonne CO₂, die durch ein CDM-Projekt „reduziert“ wurde, entsprach nicht einer Tonne CO₂, die im Inland reduziert wurde. In einigen Fällen schuf der Mechanismus sogar perverse Anreize, mehr zu emittieren. So steigerten Unternehmen bewusst die Produktion

³⁵

Der erste global stocktake erfolgte auf der Weltklimakonferenz in Dubai Ende 2023.

des Treibhausgases HFCKW-22, um das Nebenprodukt HFC-23 abzuscheiden und zu zerstören und dafür CDM-Gutschriften zu verkaufen. In der Folge waren die Preise ab 2009 im EU ETS-1 stark eingebrochen und die Anreize für Emissionsminderungen stark erodiert (Öko-Institut 2012). In Bezug auf die potenzielle Einbeziehung von Senkenzertifikaten besteht die Herausforderung darin, dass insbesondere natürliche Senken nicht dauerhaft sind. Bei einer Einbeziehung von temporären Senken in das Emissionshandelssystem müssten diese Zertifikate regelmäßig über viele Jahrhunderte ersetzt werden.

637. Ein Teil der Expertenkommission ist der Auffassung, dass vor dem Hintergrund dieser Erfahrungen sowie den problematischen Erfahrungen aus anderen Mengensteuerungssystemen (THG-Quote) Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten und Systemen und temporären Senken nicht direkt in das Emissionshandelssystem der EU integriert werden sollten (Öko-Institut 2025a) wie es auch der Regelungsvorschlag der Europäischen Kommission (Europäische Kommission 2025a) vorsieht. Ungeachtet dessen könnten die genannten Zertifikate zumindest in einer ersten Phase zu einer Wiederauffüllung der Marktstabilitätsreserve für die unvermeidbaren (Residual-)Emissionen der Industrie (Nicht-CO₂-Prozessemissionen, CCS-Restemissionen etc.) verwendet werden. Kooperationen mit anderen Regionen zur Beförderung von Klimaschutz bzw. zur Adressierung von geopolitischen Herausforderungen können auch durch andere Instrumente ambitioniert und hinreichend effektiv umgesetzt werden.

638. Ein Teil der Kommission spricht sich für das Integrieren von Emissionsminderungen aus außereuropäischen Projekten und Systemen in das Emissionshandelssystem der EU aus. Werden solche Optionen grundsätzlich nicht zugelassen, obwohl sie in einzelnen ETS-Sektoren deutliche Kostenreduktionen bei den Vermeidungskosten ermöglichen könnten, steigt der Preisdruck im System schneller. Ein stark steigender ETS-Preis kann zu ausgeprägten Akzeptanzproblemen bei Unternehmen und Haushalten führen und damit politischen Widerstand hervorrufen. In der Folge wächst das Risiko, dass der Emissionshandel abgeschwächt oder politisch eingehegt wird, was wiederum die verlässliche Zielerreichung gefährden würde. Aus diesem Grund wird dafür plädiert, externe und temporäre Minderungsoptionen kontrolliert in das EU ETS zu integrieren, um das Preissignal wirksam zu stabilisieren und die politische Tragfähigkeit des Systems langfristig zu sichern. Zudem eröffnen Kooperationen mit Regionen außerhalb der EU beim Emissionshandel die Möglichkeit, in einer größeren Zahl an Handlungsfeldern zu kooperieren. Dies könnte angesichts der geopolitischen Herausforderungen die Position der EU stärken. Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass der Erfolg einer direkten Einbeziehung externer Minderungen stark von der institutionellen Ausgestaltung abhängt. Diese Erfahrungen könnten genutzt werden, um die Negativeffekte solcher Einbeziehungen in Zukunft wirksam auszuschließen. In den Fokus genommen werden könnten zum Beispiel solche Regionen außerhalb der EU, die bereits einen Emissionshandel implementiert haben, so dass die wirksame Reduktion der Emissionen institutionell abgesichert werden kann.

11.2 Nationaler Emissionshandel

639. Der nationale Emissionshandel (nEHS) ist in Deutschland im Jahr 2021 mit einer Festpreisphase und einem Preisniveau von 25 €/t CO₂ gestartet. Im Jahr 2025 beträgt der Festpreis 55 €/t CO₂. Für das Jahr 2026 ist die Ermittlung der Preise im nEHS auf wettbewerblicher Basis vorgesehen wobei ein Höchstpreis von 65 €/t CO₂ gesetzt wurde (§ 12 Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV)). Verpflichtete im nEHS sind die Inverkehrbringer von fossilen Brennstoffen, also insbesondere Raffinerien und Erdgasvertriebe. Die Tabelle 11-1 zeigt illustrierend die 5 größten Verpflichteten im nationalen Emissionshandel. Diese vereinen ein Drittel der Gesamtemissionen des nEHS auf sich und sind Raffinerien.

Tabelle 11-1: Größte Verpflichtete im nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem, 2021 bis 2023

	2021	2022	2023
BP Europa SE	32,8	31,4	31,3
Shell Deutschland GmbH	25,9	26,0	25,6
Mineraloelraffinerie Ober- rhein GmbH & Co. KG	19,3	20,6	20,7
TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH	11,2	10,0	9,6
BAYERNOIL Raffineriege- sellschaft mbH	10,8	11,4	9,3
Andere Emittenten	206,5	189,2	186,3
Summe Emissionen	306,5	288,5	282,8
Anteil 5 größte Emittenten	33 %	34 %	34 %

Quelle: UBA 2024, UBA 2025.

640. Das Cap im nEHS berechnet sich als Anteil des deutschen Ziels aus der EU-Klimaschutzverordnung (§ 4 Abs. 1 Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)). Ab 2024 beträgt dieser Anteil 74,49 %. Jedoch stellt das Cap in den Jahren mit Festpreis oder Preiskorridor keine restriktive Mengengrenzung dar. Die folgende Tabelle 11-2 zeigt die Emissionsbilanz für die Jahre 2021 bis 2023. Im Jahr 2022 lagen die Emissionen unter dem Cap, während die Emissionen das Cap in den übrigen Jahren überschritten hatten. Die Zielverfehlung im Jahr 2023 betrug jedoch nur 1 %. Die Emissionsdaten für den nEHS für das Jahr 2024 werden erst im Herbst 2025 vorgelegt. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich die Lücke zwischen Cap und Emissionen in den nächsten Jahren vergrößert.³⁶

³⁶ In den KSG-Sektoren Gebäude und Verkehr sind die Emissionen im Jahr 2024 im Vergleich zum Vorjahr nur um gut 4 Mio. t CO₂ gesunken, während das Cap pro Jahr um etwa 16 Mio. t CO₂ verringert wird.

Tabelle 11-2: Nationaler Emissionshandel 2021 bis 2023

	2021	2022	2023
Summe Emissionen	306,5	288,5	282,8
Erweitertes Cap	301,8	292,4	281,6
Zusatzbedarf	-4,7	3,9	-1,2

Quelle: UBA 2024, UBA 2025.

641. Ab 2028 beginnt auf europäischer Ebene nach den aktuellen Beschlüssen auf EU-Ebene (Rat der Europäischen Union 2025) der Betrieb des ETS-2 für den Straßenverkehr und die nicht vom EU ETS-1 erfassten stationären Anlagen. Mit der am 27.02.2025 in Kraft getretenen Novelle des TEHG wurde der rechtliche Rahmen dafür geschaffen, dass das nEHS ab 2027 im ETS-2 aufgehen kann. Der Anwendungsbereich des ETS-2 wäre 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. In ihrem Monitoringbericht 2024 (EEM 2024) hatte die Expertenkommission empfohlen, dass Deutschland diese Möglichkeit eines Opt-Ins nutzen sollte, um zu vermeiden, dass regulatorische Unsicherheiten und Regulierungslücken auftreten und dadurch bestimmte CO₂-Vermeidungsoptionen nicht mehr adressiert werden. Mit der Novelle des TEHG wurde dieses Opt-In³⁷ auch umgesetzt. Die Expertenkommission begrüßt dies. Mit der Verschiebung des Starts des EU ETS-2 auf das Jahr 2028 wird sich die Laufzeit des nEHS um ein Jahr verlängern. Die Abfolge von Festpreisverkäufen (bis 2025), einer marktbasierten Preisbildung mit Preiskorridor im Jahr 2026, die nach aktuellen politischen Absichtserklärungen auch für das Jahr 2027 fortgesetzt werden soll und der Umstieg auf das EU ETS-2 ab dem Jahr 2028 (mit marktlicher Preisbildung, aber diversen Preisdämpfungsmechanismen und voraussichtlich niedrigeren Preisniveaus) kann nach Auffassung der Expertenkommissionen zu einer erheblichen Verunsicherung im Markt führen und die Wirkung des ETS-2 beschädigen.

642. 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. 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 % bis 2030 verfolgen muss. Die Expertenkommission hält die Einführung des ETS-2

³⁷ Mit der Ausnahme der Emissionen aus der Abfallverbrennung.

trotz aller zu erwartenden Umstiegsprobleme für ein zentrales und unverzichtbares Element der deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik.

11.3 CO₂-basierte Energiepreisreform

643. 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 11-2 zeigt die kombinierte Wirkung der unterschiedlichen expliziten und impliziten CO₂-Bepreisungsmechanismen.³⁸ 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 in den ersten 10 Monaten des Jahres 2025 durchschnittliche CO₂-Preise von 73 €/t CO₂ wirksam. Im Bereich Verkehr besteht eine sehr große Bandbreite effektiver CO₂-Preise³⁹, die von 0 €/t CO₂ für den Extra-EU-Luftverkehr über 43 €/t CO₂ für den Intra-EU-Luftverkehr⁴⁰, 95 € für den nicht der LKW-Maut unterliegenden Diesel und 216 €/t CO₂ für Benzin bis zu 295 €/t CO₂ für die der LKW-Maut unterliegenden Dieselfahrzeuge reicht.⁴¹ Aus der Anreizperspektive, in der kostenlose Zuteilungen im EU ETS-1 sowie die Finanzierungsbeiträge aus der Kraftstoffbesteuerung für die Verkehrsinfrastrukturen nicht berücksichtigt werden, ergeben sich für den der LKW-Maut unterliegenden Diesel Bepreisungsniveaus von 434 €/t CO₂, ohne CO₂-Komponente der Maut für Diesel Werte von 234 sowie für Ottokraftstoffe 342 €/t CO₂. Für Heizstoffe verlieren die unterschiedlichen impliziten CO₂-Steuersätze der Energiesteuern inzwischen sehr weitgehend durch die Bepreisungsbeiträge des nEHS an Bedeutung.

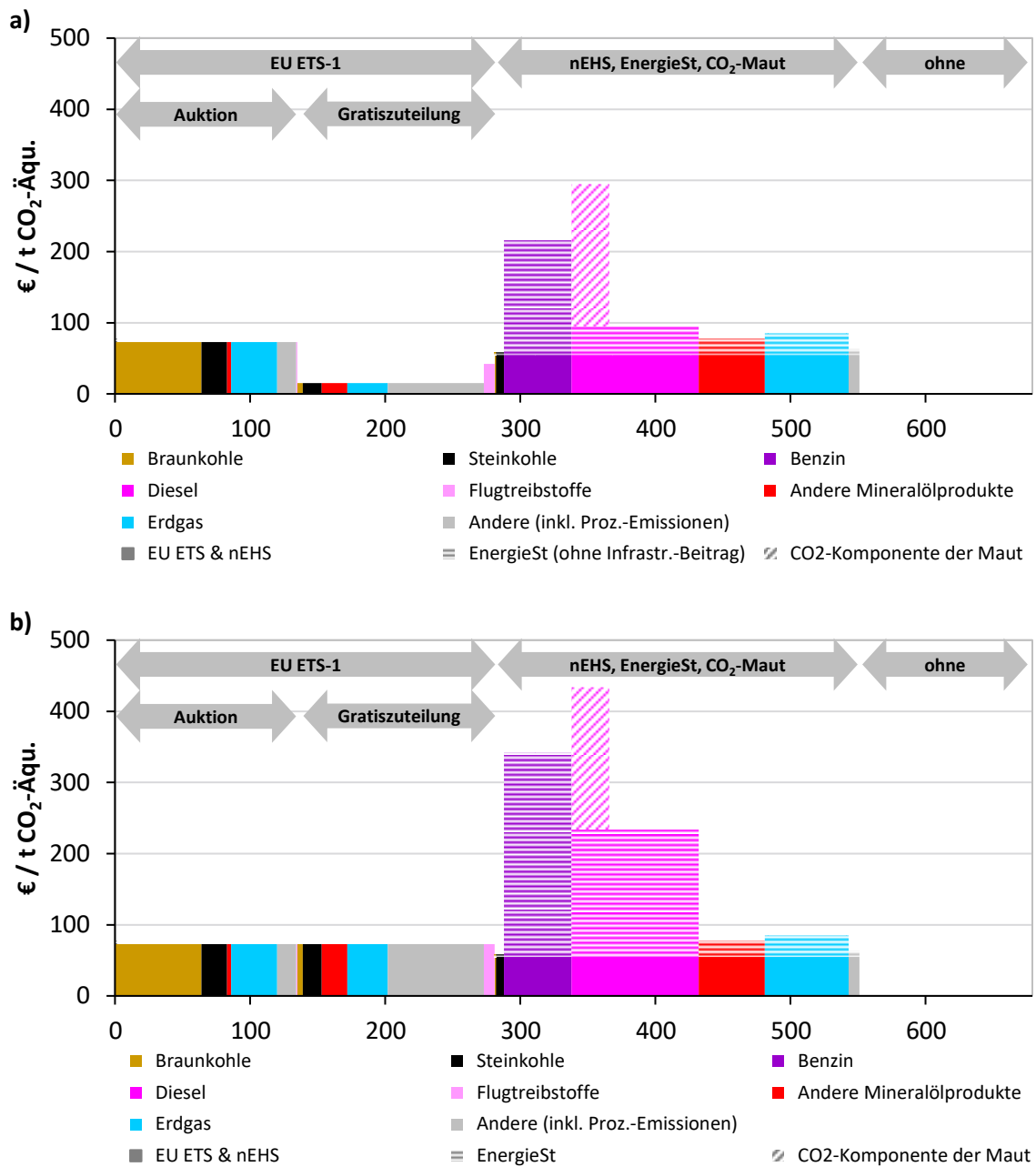
³⁸ Die Übersicht ist hinsichtlich der Emissionsdaten sowie der verschiedenen direkten und indirekten Bepreisungsansätze umfassender, aktueller und feiner differenziert als die entsprechende Übersicht der OECD (2023). Insbesondere wurden die der Infrastrukturfinanzierung zuzurechnenden Aufkommensanteile der Kraftstoffbesteuerung nicht der CO₂-Bepreisung zugerechnet.

³⁹ 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 CO₂-Bepreisung differenziert. Zur dafür verwendeten Methode vgl. Öko-Institut (2021).

⁴⁰ Die Preise von 42 €/t CO₂ für den Intra-EU-Luftverkehr beziehen sich auf das Jahr 2025. Mit dem Auslaufen der kostenlosen Zuteilung für den Luftverkehr steigen die effektiven CO₂-Preise dann ab 2026 auch im Intra-EU-Luftverkehr auf das jeweilige Marktpreisniveau.

⁴¹ Nach aktueller Rechtslage besteht im Bereich des Agrardiesels keine Steuerprivilegierung mehr. Ausweislich des Koalitionsvertrages für die 21. Legislaturperiode (CDU, CSU & SPD 2025) soll das sog. Agrardieselprivileg jedoch wieder eingeführt werden. Für diesen Fall würde die implizite CO₂-Bepreisung aus der Energiebesteuerung für Agrardiesel bei 73 €/t CO₂ liegen.

Abbildung 11-2: Profil der expliziten und impliziten Treibhausgasbepreisung in Deutschland aus der Finanzierungperspektive (a) und der Anreizperspektive (b)



Anmerkung: Erfassung der CO₂-Bepreisungssysteme als Mittelwerte für Januar bis Oktober 2025, bei Energiesteuern für a) nur die nicht der Infrastrukturfinanzierung zuzurechnenden Aufkommensanteile sowie für b) die vollen Energiesteuersätze berücksichtigt, bei Gratiszuteilung des EU ETS-1 für a) durchschnittliche kostenlose Zuteilung von 79 % sowie für b) volle (Opportunitäts-)Kosten der Emissionsberechtigungen berücksichtigt, Emissionsstrukturen von 2024.

Quelle: Berechnungen und Schätzungen des Öko-Instituts.

Tabelle 11-3: Energiesteuern in Deutschland und deren CO₂-Preis-Äquivalente

			Nominaler Energie-Steuersatz	Impliziter CO ₂ -Steuersatz	Ohne Infrastruktur- finanzierung
			€/ME	€/t CO ₂	
Erdgas (Wärme)	EUR/MWh (H ₀)	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	654,50	3,47	
Wasserstoff (Verbrenner)*	EUR/kg	aktuell	0,55	16,21*	
Wasserstoff (BSZ)	EUR/kg	aktuell	0,00	0,00	

Anmerkungen: * Wasserstoff unterliegt nicht der Energie-, aber der Kraftstoffbesteuerung, wenn er nicht in Brennstoffzellen eingesetzt wird; errechnet als CO₂-Preis, der bei Herstellung in einem Steam-Reformer (70% Nutzungsgrad, ohne CCS und ohne Berücksichtigung weiterer Vorkettenemissionen) zu einem Preisanstieg in Höhe der Wasserstoff-steuer führen würde.

** Errechnet als CO₂-Preis, der im Strommarkt zu einem entsprechenden Preisanstieg führt.

Der methodische Ansatz zur Ermittlung der der Infrastrukturfinanzierung zuzurechnenden Kraftstoffsteueranteile ist in Öko-Institut (2021) dokumentiert. Als Anreiz auf der Anwendungsseite wirken bei entsprechenden Steuerbefreiungen jedoch die vollen Kraftstoffsteuersätze.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts.

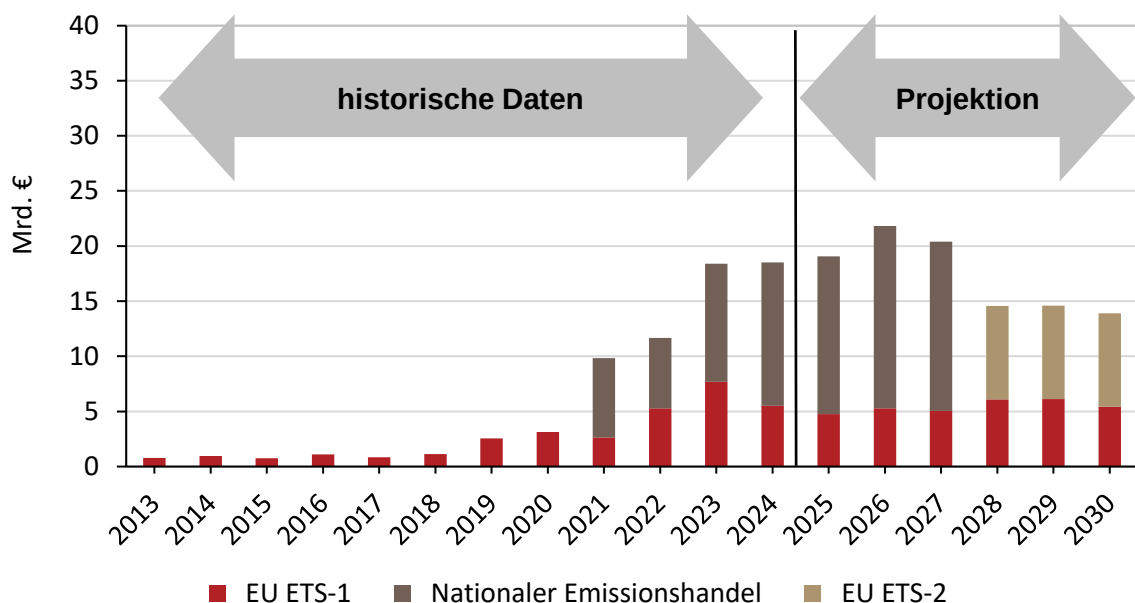
644. Die Abbildung 11-2 und die Tabelle 11-3 vermitteln einen Eindruck der über die Energiebesteuerung entstehenden impliziten CO₂-Bepreisungssätze. Insbesondere für Heizöl, Kohle, aber auch grauen Wasserstoff (für den Einsatz in Verbrennungsmotoren) entstehen aus Sicht der CO₂-Vermeidungsanreize erhebliche Unterschiede bzw. Verzerrungen. Eine besondere Relevanz hat jedoch die zusätzliche (implizite) CO₂-Bepreisung durch die Stromsteuer, die faktisch einem um etwa 55 €/t CO₂ höheren CO₂-Preis im Bereich der Stromerzeugung entspricht und damit die relativen Preise zwischen fossilen Brennstoffen (im Wärmemarkt) und Strom sehr deutlich verschlechtert.

645. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO₂-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 CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Hier hat die Bundesregierung mit der Fortführung der Absenkung der Stromsteuer für das Produzierende Gewerbe auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes und dem Bundeszuschuss für die Übertragungsnetzentgelte wichtige erste Schritte in die richtige Richtung gemacht. Die Expertenkommission sieht aber die Notwendigkeit, die im Koalitionsvertrag vorgesehene Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässig Minimalniveau für alle Verbraucher auch zeitnah umzusetzen. Die Expertenkommission sieht auch die finanziellen Restriktionen im Bundeshaushalt und empfiehlt daher zu prüfen, ob die Gegenfinanzierung der

Stromkostensenkung für alle Verbraucher durch eine Anpassung und Vereinheitlichung der Energiesteuern für fossile Heizstoffe erreicht werden kann. Außerdem sollte die Lenkungswirkung bei der Besteuerung von Kraftstoffen erhöht werden, nach Auffassung der Expertenkommission sollte Diesel und Erdgas nicht mehr geringer besteuert werden als Benzin.

646. Auch für die Gegenfinanzierung einer CO₂-orientierten Energiepreisreform spielen die Einnahmen aus dem EU ETS-1 sowie dem nEHS sowie dem ETS-2 eine wichtige Rolle. Die zeigen die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung in Deutschland (EU ETS und nEHS). In Abbildung 11-3 sind bis 2024 Ist-Werte dargestellt. Nachdem die Auktionserlöse aus dem EU ETS-1 in Deutschland bis zum Jahr 2018 etwa 1 Mrd. Euro pro Jahr betrugen, sind sie durch die höheren CO₂-Preise in den letzten Jahren stark angestiegen und erreichten im Jahr 2023 ein Niveau von 7,7 Mrd. Euro und im Jahr 2024 5,5 Mrd. Euro. Im nationalen Emissionshandel (nEHS) wurden im Jahr 2023 Einnahmen in Höhe von 13 Mrd. Euro erzielt (DEHSt 2025). In Summe flossen dem Energie- und Klimafonds im Jahr 2024 also Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung in Höhe von 18,5 Mrd. Euro zu.

Abbildung 11-3: Ist-Stand und Projektion für die Auktionseinnahmen aus dem EU ETS-1 (stationär), dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) und dem EU ETS-2



Anmerkungen: Für die Projektion ab 2025 wurde für den EU ETS-1 nur der stationäre Sektor berücksichtigt, dabei wurden EU ETS-Preise berücksichtigt, die von 75 €/EUA (2025) bis 100 €/EUA (2030) steigen. Im nEHS wurden für die Jahre 2026 und 2027 Preise von 65 €/t CO₂ unterstellt (dies entspricht für 2027 den aktuellen politischen Absichtserklärungen zur Fortsetzung des Preiskorridors für das Jahr 2026 auch für 2027). Für den EU ETS-2 wurde basierend auf Terminkontrakten der EEX vom 20.11.2025 ein Preis von 52 €/t CO₂ in Ansatzgebracht.
Quelle: EEM (2024), DEHSt (2025), EEX (2024, 2025), Berechnungen des Öko-Instituts.

647. Wie sich die Einnahmen in den nächsten Jahren entwickeln, hängt insbesondere vom Übergang auf das System des EU ETS-2 ab.⁴² Nach den Beschlüssen des Europäischen Rats Anfang November 2025 sind die Notierungen für die Future-Preise für den EU ETS-2 auf eine Höhe von etwa 50 €/t CO₂ gefallen. In diesem Fall könnten für Deutschland in den Jahren 2028 bis 2030 jährliche Gesamteinnahmen aus den beiden Emissionshandelssystemen in der Größenordnung von etwas unter 15 Mrd. Euro erzielt werden. Dies verdeutlicht, dass auch Zuflüsse in den Energie- und Klimafonds deutlich einbrechen, wenn die Preise durch staatliche Interventionen im EU ETS-2 gedrückt werden.

11.4 Empfehlungen zum Policy Mix

CO₂-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument

648. Wie im vorhergehenden Kapitel diskutiert, betrachtet die Expertenkommission eine CO₂-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument einer wirkungsvollen Klimapolitik zur Erreichung der langfristigen Klimaziele (vgl. auch EEM 2021, 2024). Eine angemessene Internalisierung der externen Kosten von CO₂-Emissionen durch eine CO₂-Bepreisung trägt dazu bei, Emissionen möglichst kostengünstig zu reduzieren und Anreize für Investitionen in klimafreundliche Technologien zu schaffen (vgl. Diskussion zu den Gründen für Marktversagen in den Kapiteln 4.4.3 und 8.1). 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.

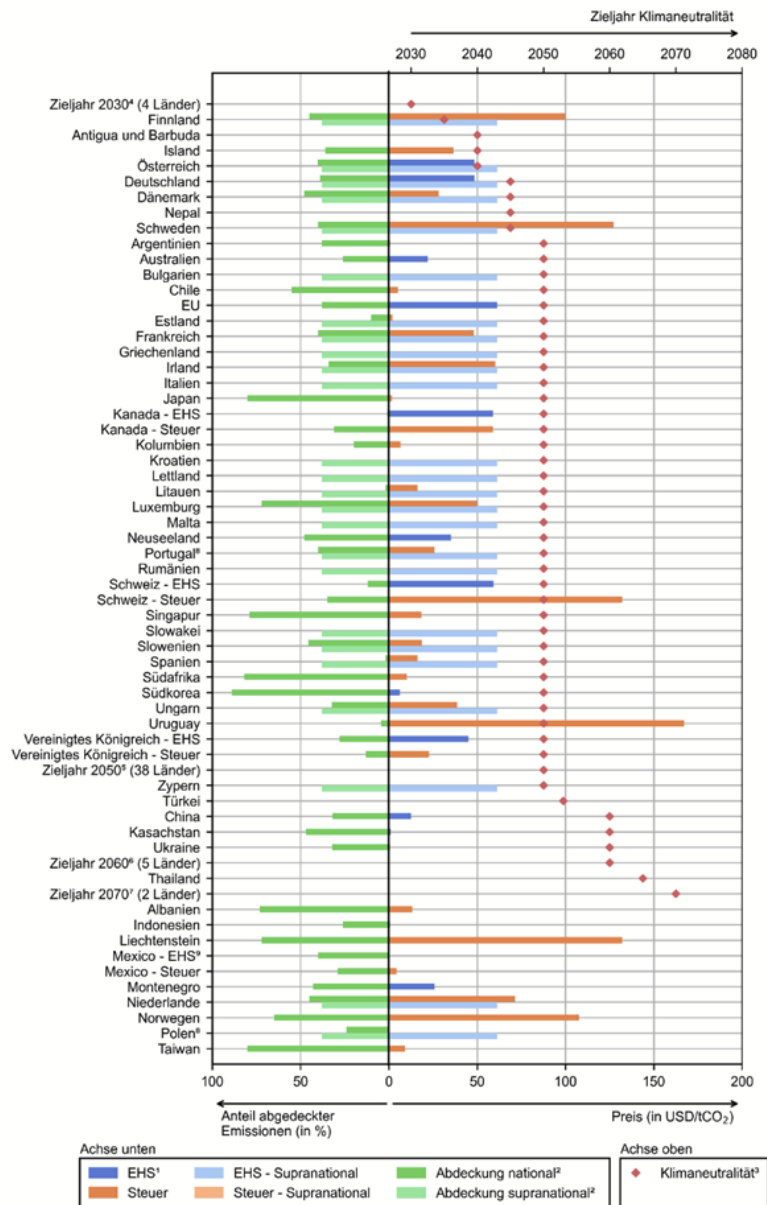
649. Die Kooperation beim Emissionshandel bzw. der direkten oder indirekten CO₂-Bepreisung mit außereuropäischen Partnern, beispielsweise im Rahmen eines Klimaclubs, könnte dazu beitragen, den globalen CO₂-Ausstoß zu verringern und einen Anreiz für Drittstaaten zu schaffen, sich ebenfalls an klimapolitischen 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 (ohne die USA) und der EU-Kommission als Gründungsmitglieder haben sich auch Länder wie 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. Im Jahr 2024 hat der Klimacub, dem

⁴² Ab 2027 ist die Entwicklung der Einnahmen aus der CO₂-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 2024). Vom Cap des ETS-2 werden zuerst die Auktionsmengen abgezogen, die für den Klimasozialfonds versteigert werden. Dargestellt ist der jährliche Durchschnitt der Jahre 2028 bis 2032. Durch die MSR können sich zwischen den Jahren Schwankungen ergeben.

mittlerweile 46 Mitgliedsstaaten angehören (vgl. www.climate-club.org), Fortschritte bei der internationalen Zusammenarbeit zur industriellen Dekarbonisierung erzielt (BMWE 2025). Ein zentrales Ergebnis ist die Annäherung bei Definitionen und Standards für „grüne“ industrielle Grundstoffe wie Stahl und Zement. Die Mitglieder einigten sich darauf, die Prinzipien der Internationalen Energieagentur (IEA) als Grundlage für gemeinsame Bewertungsmaßstäbe heranzuziehen. Parallel wurde während der COP29 die Global Matchmaking Platform (GMP) gestartet, ein neues Instrument, das Schwellen- und Entwicklungsländer bei der industriellen Transformation unterstützt. Darüber hinaus hat der Klimaclub im Jahr 2024 die Förderung internationaler Leitmärkte für grüne Grundstoffe als Schwerpunkt seiner Arbeit definiert. Ziel ist es, emissionsarme oder emissionsfreie Produkte noch in diesem Jahrzehnt als Industriestandard zu etablieren. Dafür sollen weltweit interoperable und transparente Standards geschaffen werden, um Marktakzeptanz und Kostendegression zu fördern. Für 2025 ist geplant, die technischen Arbeiten zu Definitionen und Standards fortzuführen, den Fokus um weitere Grundstoffe zu erweitern und den Aufbau globaler Leitmärkte konsequent voranzutreiben. Eine Harmonisierung der CO₂-Bepreisungsmechanismen steht im Rahmen des Klimaclubs derzeit allerdings nicht auf der Agenda.

650. Dennoch zeigt sich weltweit eine zunehmende Dynamik in der Einführung von CO₂-Bepreisungssystemen. Wie Abbildung 11-4 verdeutlicht, haben bereits zahlreiche Staaten Klimaneutralitätsziele definiert, von denen sich die Mehrheit auf das Jahr 2050 festlegt. Einige große Volkswirtschaften streben die Klimaneutralität zu einem späteren Zeitpunkt an, darunter China (2060) und Indien (2070). Positiv hervorzuheben ist, dass viele Länder bereits Emissionshandelssysteme oder CO₂-Steuern eingeführt haben. Auch wenn die derzeitigen Preise in den meisten Ländern noch deutlich unter den tatsächlichen gesellschaftlichen Kosten der Treibhausgasemissionen liegen, also jenen Schäden, die etwa durch Fluten, Dürren oder Hitzewellen entstehen, stellt dies einen wichtigen Schritt in Richtung globaler Klimaschutz dar. Häufig werden bislang nur Teile der Gesamtemissionen erfasst, doch decken viele Systeme bereits einen erheblichen Anteil ab. Die Preisniveaus liegen vielfach um 50 US-Dollar pro Tonne CO₂, in zahlreichen Ländern allerdings auch darunter. Diese zunehmende Verbreitung von CO₂-Bepreisungssystemen bildet eine zentrale Voraussetzung für eine koordinierte internationale Klimapolitik. Sie könnte die Grundlage für die Einführung eines globalen CO₂-Mindestpreises oder einer „Koalition der Willigen“ schaffen, in der sich Staaten auf gemeinsame Preisstandards einigen, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und den globalen Dekarbonisierungspfad zu beschleunigen.

Abbildung 11-4: THG-Bepreisung (Steuer- oder Handelssystem), Abdeckung der Emissionen und Klimaziele nach Ländern, Stand 01.04.2024



Anmerkungen: Die Grafik enthält nur Länder oder übergeordnete Institutionen. Eine Darstellung für Bundesstaaten (u.a. in den USA), Regionen o.Ä. findet sich in Abbildung 10 b) in Grimm et al. (2024). Enthalten sind nur Bepreisungssysteme aus World Bank (2024) mit dem Status „Implemented“. Länder von oben nach unten sortiert nach Zieljahr Klimaneutralität und Name. Länder mit Zieljahr für Klimaneutralität aber keinem EHS sind in Gruppen aufgeführt.

1 – EHS: Emissionshandelssystem. Preise sind jeweils aktuelle Preise zum 01.04.2024. 2 – Anteile beziehen sich auf nationale bzw. supranationale Gesamtemissionen. 3 – Klimaneutralität umfasst folgende Ziele aus Lang et al. (2024): „Carbon negative“, „Carbon neutral(ity)“, „Climate neutral“, „Net Zero“, „Zero carbon“, „Zero emissions“. Grafik enthält nur Klimaneutralitätsziele mit dem Status „Achieved (self-declared)“, „Declaration / pledge“, „In law“, „In policy document“. 4 – 7 – Zieljahr 20X0: Länder mit gleichem Ziel-jahr ohne nationale Bepreisung von CO₂-Emissionen. 4 – Zieljahr 2030: Barbados, Bhutan, Dominica,

Malediven. 5 - Zieljahr 2050: Äthiopien, Andorra, Armenien, Belize, Brasilien, Costa Rica, Dominikanische Republik, Ecuador, Fidschi, Gabun, Gambia, Georgien, Guyana, Kambodscha, Kap Verde, Komoren, Laos, Libanon, Liberia, Malaysia, Marshallinseln, Mikronesien, Monaco, Namibia, Oman, Panama, Papua-Neuguinea, Peru, Salomonen, Sri Lanka, Suriname, Tonga, Tunesien, Tuvalu, Vanuatu, Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigte Staaten von Amerika, Vietnam. 6 - Zieljahr 2060: Bahrain, Kuwait, Nigeria, Russland, Saudi-Arabien. 7 - Ziel-jahr 2070: Ghana, Indien. 8 – Stand 2023. 9 - Für das EHS in Mexiko keine Daten zum Preis verfügbar.

Quelle: Grimm et al. (2024)

651. 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 CO₂-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, so dass insbesondere 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 reagiert werden kann. Der CBAM wird sich wie das EU ETS als lernendes System erweisen müssen.

652. Um politische Risiken zu minimieren und Investitionssicherheit zu gewährleisten, ist es entscheidend, die CO₂-Bepreisung und komplementäre Instrumente möglichst verlässlich auszugestalten. Transparente und krisensichere Regelungen können dazu beitragen, dass Marktakteure stabile Erwartungen hinsichtlich der Entwicklung der CO₂-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 CO₂-Preisen beeinflusst werden. Eine in diesem Zusammenhang zielführende Maßnahme wäre die Einführung eines Mindestpreises im EU ETS/im ETS-2.

653. Die Stärkung der CO₂-Bepreisung sollte mit einem Abbau von verzerrenden Abgaben und Umlagen im Stromsektor einhergehen. Insbesondere die Stromsteuer sollte für alle Verbraucher 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 CO₂-basierten Energiepreisreform Sorge getragen werden, die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung an die Bürger/innen zurückzugeben, ohne die Anreizwirkung der CO₂-Bepreisung zu konterkarieren. Dies kann zum Beispiel in Form eines Klimagelds (vgl. Kalkuhl et al. 2023) oder durch die Reduzierung von Steuern, Umlagen oder

Netzentgelten geschehen. Die Expertenkommission hält eine schnelle und sorgfältige Prüfung unterschiedlicher Rückzahlungsmodelle insbesondere zur Förderung der Akzeptanz der CO₂-Bepreisung für sinnvoll und notwendig.

654. Insgesamt sind diese Maßnahmen entscheidend, um eine effektive CO₂-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

655. 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 (vgl. Kapitel 4.4.3 und 8.1). Daher sind ausgewählte komplementäre Maßnahmen wichtig. Insbesondere die Forschungsförderung leistet einen wichtigen Beitrag für die Dynamisierung der Innovationslandschaft. Darüber hinaus kann die öffentliche Unterstützung des Ausbaus von Netzinfrastrukturen angebracht sein, etwa im Fall von hohen Investitionsbedarfen in kurzer Zeit. Sie sollte aber insbesondere eingesetzt werden, um private Investitionen zu mobilisieren und Finanzierungslasten intertemporal auszugleichen (Amortisationskonten, vgl. Kapitel 3.4.2 und Kapitel 4.4.1). Jenseits solcher Fördermaßnahmen können auch weitere Maßnahmen sinnvoll und notwendig sein, die langlebige Kapitalstöcke adressieren oder eine hohe Infrastrukturbindung aufweisen.

656. 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.

657. Für eine wirkungsvolle Klimapolitik ist es von zentraler Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen nicht mit bestehenden und/oder geplanten marktbasierenden 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 CO₂-Bepreisung stehen, sollten Inkonsistenzen bzw. Zielkonflikte soweit möglich reduziert werden.

658. 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 Netzinfrastuktur. Eine systematische Prüfung der Eignung politischer Instrumente kann beispielsweise mithilfe des von der Expertenkommission in ihrer Stellungnahme aus dem Jahr 2021 vorgeschlagenen Kriterienrasters auf dem Weg zur Klimaneutralität vorgenommen werden (vgl. EEM 2021, Kapitel 13).

„No-regret“-Maßnahmen rasch umsetzen

659. Die ambitionierten Klimaziele erfordern eine rasche Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen über alle Sektoren hinweg (vgl. auch Abbildung 11-1 in Kapitel 11.1). 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.

660. 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).

661. 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).

662. 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).

663. 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

664. Durch verschiedene Markteingriffe infolge der Energiepreiskrise im Jahr 2022 (u.a. Marktrückkehrer aus der Reserve, Überschusserlösabschöpfung und zwischenzeitliche Abschwächung der nationalen CO₂-Bepreisung) sowie die aktuell geführte Diskussion zur Nutzung der bereits aus dem Markt ausgeschiedenen Reservekraftwerke am Strommarkt zur Reduzierung einzelner besonders hoher Strompreise (vgl. Kapitel 3.3.2) ist das Vertrauen in die Energiemärkte geschwächt. 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.

665. 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 CO₂-Bepreisung durch komplementäre Maßnahmen wie etwa Rückzahlungsmechanismen sozial abgedeckt werden.

Beteiligungsprozess und Akzeptanz

666. 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). Solche Prozesse fördern Transparenz, Partizipation

und die Berücksichtigung verschiedener Perspektiven, was zu einer verbesserten Akzeptanz und Wirksamkeit von politischen Entscheidungen führen kann.

667. 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.

668. 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

669. 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.

670. 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.

12 Literaturverzeichnis

12.1 Literatur zu Kapitel 2

AGEE Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand Februar 2025). Online verfügbar unter AG EESat https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-pdf_uba_deu_0.pdf.
Letzter Zugriff, 16.09.2025.

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p1_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft, 01.09.2025.

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025b): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/STRERZ-Abgabe-2025-06.xlsx>, zuletzt geprüft, 01.09.2025.

Agora Energiewende (Agora) (2024): Klimaneutrales Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.agora-energieswende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): Achter Monitoring-Bericht "Die Energie der Zukunft". Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Destatis (2025): VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/81000-0001/search/s/ODEwMDAtMDAwMQ==>, zuletzt geprüft am 16.09.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energieswende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieswende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=22, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

Eurostat (2022): SHARES Tool Manual, Version 2022.181023; Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SHARES+tool+manual-2021.pdf/11701ebe-1dae-3b00-4da4-229d86d68744?t=1664793455773>, zuletzt geprüft am 18.11.2025.

Eurostat (2025): Cooling and heating degree days by country – annual data. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_CHDD_A, zuletzt geprüft am 18.11.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 11.08.2025.

12.2 Literatur zu Kapitel 3

Kapitel 3.1

AG-Energiebilanzen (2025a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p1_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft am 17.11.2025

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025b): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/STRERZ_Abgabe-10-2025.xlsx, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

AGEE-Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: März 2025. Online verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>.

Agora (2025): Agora Energiewende, „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025,“ 2025.

BDEW (2025): 7. BDEW-Elektromobilitätsmonitor. Berlin, September 2025. Online verfügbar: <https://www.bdew.de/energie/elektromobilitaet-dossier/elektromobilitaetsmonitor/>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

BNetzA (2025): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Borderstep (2024): Hintemann, R., Hinterholzer, S. & Progni, K. (2024). Bitkom-Studie Rechenzentren in Deutschland: Aktuelle Marktentwicklungen – Stand 2024. Berlin: Borderstep Institut.

dena, Borderstep, SDIA, EY Law, FH ISI, IER (2025): Stand und Entwicklung des Rechenzentrumsstandorts Deutschland. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. BMWK-Projekt-Nr.: 115/21-45. Berlin, den 17.01.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

ElectricityMaps (2025): „Electricity Grid Carbon Emissions“[Online]. Available: <https://app.electricitymaps.com/map>. [Zugriff am 31.01.2025].

Energycharts (2025): Online verfügbar: <https://energy-charts.info> [Zugriff am 07.05.2025]

- Eurostat (2025a): Nettostromerzeugung nach Brennstoff - monatliche Daten [nrg_cb_pem__custom_16511938]. Online verfügbar: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/all_themes, zuletzt geprüft am 20.11.2025.
- Eurostat (2025b): Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Elektrizität [nrg_cb_e__custom_18989282]. Online verfügbar: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/all_themes, zuletzt geprüft am 20.11.2025.
- EWI (2024): EWI Datengrundlage E.ON H2-Bilanz 2024 2. Halbjahr. Stand: November 2024. Online verfügbar: <https://www.eon.com/de/wasserstoff/h2-bilanz.html>.
- EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Franhofer ISE (2025) Fachbericht Wärmepumpen, Online verfügbar: <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7936>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.
- KBA (2025a): FZ 27.9 Bestand an Personenkraftwagen nach Quartalen sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten bzw. Energiequellen. Online verfügbar: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz27_b_uebersicht.html, zuletzt geprüft am 20.11.2025.
- KBA (2025b): FZ 28.2 Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Monaten sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten bzw. Energiequellen. FZ 28 Neuzulassungen Alternative Antriebe. Monatsergebnisse. Online verfügbar: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz28/fz28_gentab.html, zuletzt geprüft am 20.11.2025.
- Schäfer et al. (2025): German Electricity Imports per Country and per Type, 2021-2024 [Dataset and supplementary material] - Dataset - LDM in NFDI4Energy). Online verfügbar unter https://service.tib.eu/ldm_nfdi4energy/ldmservice/dataset/german-electricity-imports-per-country-and-per-type-2021-2024, zuletzt geprüft am 17.11.2025.
- SMARD (2025a): Bundesnetzagentur|SMARD.de. Marktdaten. Online verfügbar: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>, zuletzt geprüft am 19.04.2024.
- SMARD (2025b): SMARD.de, „Energy mix of electricity imports and exports“[Online]. Available: <https://www.smard.de/page/en/wiki-article/5884/214270>. [Zugriff am 31.01.2025].
- NOW (2024): Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr, Auswertung der Cleanroom-Gespräche mit Nutzfahrzeugherstellern 2024, <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/marktentwicklung-klimafreundlicher-technologien-im-schweren-strassengueterverkehr/>

Kapitel 3.2

AG EE Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: März 2025. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0.xlsx. Zuletzt geprüft am 07.05.2025

AG Energiebilanzen (AGEB) (2025): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt, <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/Strerz-Abgabe-2025-02.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2024.

Bundesnetzagentur (BNetzA): und Bundeskartellamt (BKartA) (2025): Monitoringbericht 2024. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

BNetzA (2025a): Beendete Ausschreibungen PV Freifläche. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

BNetzA (2025b): Beendete Ausschreibungen Wind an Land. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

BNetzA (2024): Ergebnisse der Ausschreibungen für die nicht zentral voruntersuchten Flächen N-11.2 und N-12.3; Bekanntgabe der Zuschläge. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_nicht_zentral_vorunters_Flaechen/BK6-24-006_007_bekanntgabe.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

BNetzA (2024a): Ergebnisse der Ausschreibungen für die 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_vorunters_Flaechen/bekanntgabe_der_zuschlaege_bk6-24-002-1_bk6-24-003-1_bk6-24-004-1.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 07.05.2025

BNetzA/BKartA (2022): 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. Abgerufen am 27.10.2025 von <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. Abgerufen am 27.10.2025 von <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>.

BNetzA/BKartA (2024): Monitoringbericht 2024 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 28.02.2025. Abgerufen am 27.10.2025 von <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>.

BWO (2025): Joint Press Release – Cost-efficient expansion needs the government to adjust its course. Verfügbar unter: <https://bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2025/07/Status-of-offshore-wind-energy-development-First-half-of-2025.pdf>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

Destatis (2025): Stromeinspeisende Anlagen, Nettonennleistung, Stromeinspeisung: Deutschland, Monate Energieträger. Datenreihe 42212-0001. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43312/table/43312-0001/search/s/NDMzMTI=>, abgerufen am 07.05.2025.

EEG (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

EEG (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Abgerufen am 27.10.2025 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>.

FA Wind (2025): Monatlich genehmigte Windenergieleistung. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/mediathek/detail/monatlich-genehmigte-windenergieleistung>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

Fraunhofer ISE (2025): Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik - Fachbericht Photovoltaik. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/wissenschaftliche-analysen-zu-ausgewaehlten-5>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

IEA (2022): Special Report on Solar PV Global Supply Chains. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

Übertragungsnetzbetreiber (2025): Aktivierte Regelleistung. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Aktivierte-Regelleistung>, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Übertragungsnetzbetreiber (2025a): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

Kapitel 3.3

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2024): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/11/Strerz-12-2024.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015-2025): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Zeitreihe von 2015 bis 2025. Aktueller Stand online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023): Pressemitteilung – Ergebnisse der letzten Ausschreibung zum Kohleausstieg. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2023/20230825_Kohle.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024): Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach §13 Abs. 10 EnWG (2024). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/PrognoseNetzSystemsicherheitskosten2024.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025): Altersreihung nach §32 Abs. 1 KVBG. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/Altersreihung>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- CDU, CSU & SPD (2025): Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. Online verfügbar: https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Deutscher Bundestag (2025): Drucksache 20/14929 vom 10.02.2025. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/149/2014929.pdf>, zuletzt überprüft am 16.09.2025.
- DG Clima (2025): Communication from the commission C(2022) 3120. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/document/afa7e5cf-4168-4a63-bdad-627db770b3bf_en, zuletzt geprüft am 17.09.2025.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2025): Back (-up) for good? Implikationen einer Rückkehr von Reservekraftwerken an den Strommarkt. Online verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/back-up-for-good-implikationen-einer-rueckkehr-von-reservekraftwerken-an-den-strommarkt/>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Europäische Kommission (2024): Notification by Germany of voluntary cancellation for plants closed in 2022. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/notification-germany-voluntary-cancellation-plants-closed-2022-2024-05-02_en, zuletzt geprüft am 18.11.2025.
- Europäische Kommission (2025): Notification by Germany of voluntary cancellation of allowances in the EU ETS for plants closed in 2023. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/notification-germany-voluntary-cancellation-allowances-eu-ets-plants-closed-2023-2025-05-05_en, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- European Energy Exchange (EEX) (2025a): Market data, Environmentals, EEX EUA Futures, December.
- European Energy Exchange (EEX) (2025b): Market data, Natural Gas, Futures, THE Natural Gas Future.
- European Energy Exchange (EEX) (2025c): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Base, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany.
- Intercontinental Exchange (ICE) (2025): Energy. Coal. API2 Rotterdam Coal Futures.
- 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 28.11.2025.

Kapitel 3.4

ACER (2025) Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Online verfügbar unter <https://www.acer.europa.eu/news/getting-price-signals-right-fair-and-cost-reflective-electricity-network-tariffs>, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

AGEB (2025): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt. AG Energiebilanzen, Stand: 17.10.2025. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/STRERZ_Abgabe-10-2025.xlsx, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

AGEE Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2025. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-pdf_uba_deu_0.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BMWE (2023): Roadmap Systemstabilität - Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100 % erneuerbaren Energien. Stand: November 2023. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BMWE (2025a): Aktionsplan Gebotszone 2025 – Gemäß Art. 15 Verordnung EU 2019/943. Stand: 14.10.2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/aktionsplan-gebotszone-2025.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BMWE (2025b): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz) – Arbeitsstand des BMWE zum 16. Mai 2025. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=23, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BMWi (2021): Die Energie der Zukunft – 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. Stand: Februar 2021. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2013): EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2017): BBPIG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) nach dem vierten Quartal 2016. Stand: Februar 2017. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2019): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2020): Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2019. Stand: April 2020. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2021a): Netzengpassmanagement - Gesamtes Jahr 2021. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2021b): Bericht zur Spannungsqualität. Bericht zur freiwilligen Umfrage über die Spannungsqualität in Unternehmen. Stand: Mai 2021. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Spannungsqualitaet/BerichtSpannungsqualitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2021c): Monitoring des Stromnetzausbaus – Erstes Quartal 2021. Stand: Juni 2021. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2023a): Netzengpassmanagement - Gesamtjahr 2022. Stand: 07/2023. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2023b): Monitoring des Stromnetzausbaus – Zweites Quartal 2023. Stand: Oktober 2023. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2023c): Monitoring des Stromnetzausbaus – Erstes Quartal 2023. Stand: Juli 2023. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2024a): Verlustenergie. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/52_Kostenpruefung/522_Verlustenergie/BK8_Verlustenergie.html, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2024b): Festlegungsverfahren zur Bestimmung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs, die eine zuschaltbare Last zu erfüllen hat nach § 13k Absatz 3 Satz 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Az.: 4.12.05.04/1. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/NSA/Festlegungskriterien.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2024c): Bedarfsermittlung 2023-2037/2045 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: März 2024. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA (2025a): Systemstabilitätsbericht 2025. Stand: Juni 2025. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2025b): Monitoring des Stromnetzausbaus – Viertes Quartal 2024. Stand: Mai 2025. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html> (Archiv), zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2025c): Monitoring des Stromnetzausbaus – Erstes Quartal 2025. Stand: August 2025. Online verfügbar unter https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q1-25.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2025d): Stand der Genehmigungsverfahren der Bundesnetzagentur. Letzte Aktualisierung: 30.09.2025. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/prognose/de.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2025e): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045. Stand: April 2025. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA (2025f): Diskussionspapier – Entgelte für Industrie und Gewerbe. Stand: September 2025. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_Ind_NetzE.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 03.12.2025.

BNetzA (2025g): Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Diskussionspapier, Stand Mai 2025. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

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. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringbericht2016.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

BNetzA/BKartA (2022): 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. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

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. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

BNetzA/BKartA (2024): Monitoringbericht 2024 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 28.02.2025. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung. Stand: 7. März 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

CDU, CSU & SPD (2025): Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

Destatis (2025): Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2019 bis 2024. Stand: 22.06.2025. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

Deutscher Bundestag (2024a): Erste Beschlussempfehlung und Erster Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 20/11226, 20/11558 – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze und zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes. Drucksache 20/12145, 03.07.2024. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/121/2012145.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

Deutscher Bundestag (2024b): Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes. Drucksache 20/14242, 17.12.2024. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/142/2014242.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

Deutscher Bundestag (2025): Anhörung Energie – Sachverständige begrüßen Neuregelung zu Solaranlagen. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw51-de-gasspeicherumlage-1034396>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

EEM (2019): Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart, Mai 2019. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

EEM (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. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

EEM (2023): Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Februar 2023. Online verfügbar unter <https://www.wiwi.rub.de/wp-content/uploads/2023/02/Stellungnahme-zum-Strommarktdesign-und-dessen-Weiterentwicklungsmoeglichkeiten.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

- EEM (2025): Statusupdate zum Stand der Energiewende. Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, März 2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsmi-nisterium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/statusupdate-zum-stand-der-energiewende.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- EnWG (2025): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- EWI & BET (2025): „Energiewende. Effizient. Machen.“ Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), Stand: September 2025. Online ver-fügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effi-zient-machen.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- FfE (2025): FfE-Discussion Paper: Analyse der Regionalszenarien und Netzausbaupläne nach § 14d EnWG. Fokus Elektromobilität. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/02/FfE-Discussion-Paper_Analyse-der-Regionalszenarien-und-Netzausbauplaene-nach-%C2%A7-14d-EnWG.pdf, zuletzt ge-prüft am 07.05.2025.
- 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>.
- Hirth L., Maurer C., Schlecht I. & Tersteegen B. (2019): Strategisches Bieten in Flex-Märkten. Energiewirtschaft-liche Tagesfragen, 2019 (69. Jahrgang), Heft 6. Online verfügbar unter <https://neon.energy/Hirth-Maurer-Schlecht-Tersteegen-2019-Strategisches-Bieten.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2025.
- Ott M. & Wambach A. (2023): „Nutzen statt Abregeln“ kann regionale Preise nicht ersetzen. Standpunkt, 09.11.2023. Online verfügbar unter <https://www.zew.de/das-zew/aktuelles/nutzen-statt-abregeln-kann-regionale-preise-nicht-ersetzen>, zuletzt geprüft am 04.12.2025.
- Tagesschau (2023): Stromtrasse SuedLink – Langer Streit um eine lange Leitung. Stand: 27.07.2023. Online ver-fügbar unter <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/suedlink-118.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- Tennet (2025): TenneT Positionspapier – Kernforderungen für die Koalitionsverhandlungen nach der Bundes-tagswahl 2025. Online verfügbar unter <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/0d/cc/496605/Stellungnahme-Gutachten-SG2503260093.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- TransnetBW (2024): Freileitungsmonitoring - Für ein flexibles Netz. Online verfügbar unter <https://www.trans-netbw.de/de/unternehmen/portraet/innovationen/freileitungsmonitoring>, zuletzt geprüft am 28.03.2024.

Übertragungsnetzbetreiber (2024): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: Juni 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/SR_Entwurf2025Strom.pdf, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

Kapitel 3.5

Agora (2025): Agora Energiewende, „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025,“ 2025

BDEW (2025): 7. BDEW-Elektromobilitätsmonitor. Berlin, September 2025. Online verfügbar: <https://www.bdew.de/energie/elektromobilitaet-dossier/elektromobilitaetsmonitor/>.

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) (2025): Heizungen – Absatz 2024 um die Hälfte eingebrochen. Online verfügbar unter <https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemitteilungen/artikel/heizungen-absatz-2024-um-die-haelfte-eingebrochen>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

Bundesverband Wärmepumpe (BWP) (2025): Wärmepumpe belegt erstmals Top-Position unter den verkauften Heizsystemen–Verband fordert Klarheit über zukünftige Rahmenbedingungen. Online verfügbar unter <https://www.waermepumpe.de/presse>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

BNetzA (2025): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

BNetzA (2025b): BNetzA Ladeinfrastruktur (LIS) in Zahlen - Stand August 25. Online verfügbar: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>.

BNetzA (2025 NEP): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. BNetzA/BKartA (2024): Monitoringbericht 2024 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 28.02.2025. Abgerufen am 27.10.2025 von <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>.

E-Bridge, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FHG): Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Juli 2025.

EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

JRC (2025): European Energy Storage Inventory. Online verfügbar unter: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/storage-inventory>. Abgerufen am: 30.09.2025.

KBA (2024): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. FZ 27.9 Bestand an Personenkraftwagen nach Quartalen sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten bzw. Energiequellen. Online verfügbar: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher_Bestand/vierteljaehrlicher_bestand_node.html.

KBA (2025a): Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2025 nach ausgewählten Merkmalen. Online verfügbar:
https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2025/pm10_fz_bestand_pm_komplett.html

KBA (2025b): Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Monaten sowie nach ausgewählten Kraftstoffarten bzw. Energiequellen. FZ 28 Neuzulassungen Alternative Antriebe. Monatsergebnisse.
https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz28/fz28_gentab.html.

Prognos et al. (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. Online verfügbar: <https://www.prognos.com/de/projekt/vergleich-der-big-5-klimaneutralitaetsszenarien>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

MsbG (2023): Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 51) geändert worden ist.

Kapitel 3.6

ACER (2025): Electricity system operators' bidding zone study significantly underestimates the benefits of reshaping Europe's bidding zones. Online verfügbar unter <https://www.acer.europa.eu/news/electricity-system-operators-bidding-zone-study-significantly-underestimates-benefits-reshaping-europes-bidding-zones>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Ambrosius, M., Grimm, V., Kleinert, T., Liers, F., Schmidt, M. & Zöttl, G. (2020): Endogenous price zones and investment incentives in electricity markets: An application of multilevel optimization with graph partitioning. Energy Economics 92, 104879. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104879>.

Aurora Energy Research (2023): Power Market Impact of Splitting the German Bidding Zone. Online verfügbar unter <https://auroraer.com/wp-content/uploads/2023/10/German-Bidding-Zone-Split-Public-Report.pdf>, zuletzt geprüft am 29.11.2025.

BMWE (2025): Aktionsplan Gebotszone 2025. Gemäß Art. 15 Verordnung EU 2019/943. Online verfügbar unter <https://www.publikationen-bundesregierung.de/pp-de/publikationssuche/aktionsplan-gebotszone-2025-2389158>, zuletzt geprüft: 28.11.2025.

dena (2025): PPA-Marktanalyse 2024. Datenüberblick und aktuelle Entwicklungen. Stand August 2025. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/PPA_Marktanalyse_2024.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

EEM (2023): Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Februar 2023. Online verfügbar unter <https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de/files/2023/03/Stellungnahme-zum-Strommarktdesign-und-dessen-Weiterentwicklungsmoeglichkeiten.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

ENTSO-E (2025): Bidding Zone Review of the 2025 Target Year – Main Report. Online verfügbar unter https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Net-work%20codes%20documents/NC%20CACM/BZR/2025/Bidding_Zone_Review_of_the_2025_Target_Year.pdf, zuletzt geprüft am 29.11.2025.

European Commission (2025): AI Continent Action Plan (COM(2025) 165 final). Publications Office of the European Union. Online verfügbar unter <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/library/ai-continent-action-plan>, zuletzt geprüft am 29.11.2025.

Fraunholz, C., Hladik, D., Keles, D., Möst, D. & Fichtner, W. (2021): On the long-term efficiency of market splitting in Germany. *Energy Policy*, 149, 111833. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111833>.

Frontier Economics (2024): Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg - Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Online verfügbar unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Stromgebotszone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 29.11.2025.

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, 104934. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934>.

Stiftung Umweltenergierecht (SUER) (2025) CfD & Co.: EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien. Pflicht und Spielräume des deutschen Gesetzgebers in einer Reform des EEG 2023. Würzburger Studien des Umweltenergierechts #40. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/04/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_40_Rueckzahlungsinstrumente-bei-EE-Foerderung.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Thomassen, G. & Fuhrmanek, A. (2025): Locational Price Signals in Europe – Future-proofing the European power market. Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2760/7466842>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

Tiedemann, S., Stiewe, C., Kratzke, C., Hirth, L., Jentsch, M., Damm, N., Gerhardt, N. & Pape, C. (2024): Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. <https://doi.org/10.48485/pik.2024.002>.

ÜNB (2025): Einordnung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zu den Ergebnissen des EU Bidding Zone Reviews. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/250415%20U%CC%88NB%20Positionspapier%20BZR%2028.4.2025.pdf>, zuletzt geprüft am 28.11.2025.

12.3 Literatur zu Kapitel 4

Kapitel 4.1

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p1_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft am 01.09.2025.

Agora Energiewende (Agora) (2024): Klimaneutrales Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hg.) (2025): Amtliche Mineralölzeiten für die Bundesrepublik Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2024_12.html, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

en2x (2022a): Raffineriekapazitäten 2022. Online verfügbar unter <https://en2x.de/service/statistiken/raffineriekapazitaeten/>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

en2x (2022b): Mineralölzahlen 2022. Online verfügbar unter https://en2x.de/wp-content/uploads/2023/11/231128_en2x_Statistik-Report-2022_web-Einzel.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Eurostat (Hg.) (2025a): Einfuhren von Rohöl und Mineralölprodukten nach Partnerland. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2908/NRG_TI_OIL, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Eurostat (Hg.) (2025b): Importe von Öl und Mineralölzeugnisse nach Herkunftsland - monatliche Daten. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2908/NRG_TI_OILM, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

UBA (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

World Bank (2024): Worldwide Governance Indicators, 2024, update, Accessed on 10/03/2024. Online verfügbar unter <https://www.worldbank.org/en/publication/worldwide-governance-indicators>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Kapitel 4.2

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025a): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p1_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft am 01.09.2025.

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025b): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/STRERZ_Abgabe-10-2025.xlsx, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

Aggregated Gas Storage Inventory (GIE) (Hg.) (2025): AGSI Sotrage Inventory. Data Overview / Historical Data. Online verfügbar unter <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt aktualisiert am 16.09.2025, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hg.) (2025): Erdgasdaten aktuell. Aktualisierung 30.10.2025. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasdaten_aktuell_-_2025_10_30.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

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) (Hg.) (2024b): Bundesnetzagentur genehmigt Wasserstoff Kernnetz. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241022_H2Kernnetz.html, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2024c): Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0). Große Beschlusskammer Energie. Aktenzeichen GBK-24-02-2#1. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-2%231_KANU_2.0/Tools_Downloads/KANU_2.0_Beschluss.pdf?blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2025): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Gas.pdf?blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA) (2025): Monitoringbericht 2024. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff (KO NEP) (Hg.) (2024): Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Gas/SR2025/Szenariorahmen_2025_final.pdf, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 11.08.2025.

Kapitel 4.3

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p1_Auswertungstabellen_deutsch.xlsx, zuletzt geprüft am 01.09.2025.

AGEE Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: März 2025. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0.xlsx. Zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Agora Energiewende (Agora) (2024): Klimaneutrales Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>, zuletzt geprüft am 04.11.2025.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK); Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS). Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/nabis-eckpunkte-papier-nationale-biomassestrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Energiesystem der Zukunft (ESYS) (2023): Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement. Analyse des Akademienprojekts „Energiesystem der Zukunft“. Online verfügbar unter <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transformati-onspfade>, zuletzt geprüft am 24.11.2025.

Kapitel 4.4

Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L. & Hemous, D. (2012): The Environment and Directed Technical Change. American Economic Review 102(1), S. 131–166. <https://doi.org/10.1257/aer.102.1.131>.

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 16.11.2025.

Agora Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.

Akerlof, G. A. (1970). The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism. The Quarterly Journal of Economics 84(3), S. 488–500. <https://doi.org/10.2307/1879431>.

Albuscheit, M., Biniosek, F., Grimm, V., Rahim, S., Schneider, T., Strempler, D. & Wirth, J. (2025): Im Dickicht der Wasserstoffförderung: Wie komplexe Instrumente den Markthochlauf prägen. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 26(3). <https://doi.org/10.1515/pwp-2025-0017>.

ArcelorMittal (2025): ArcelorMittal Europe drängt auf schnellere Umsetzung des Aktionsplans für Stahl und Metalle. Pressemitteilung, 19.06.2025. Online verfügbar unter <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/nav/359/broker.jsp?uMen=2ee70f5f-705d-5091-40a3-d6d1ae2bc09d&uCon=37c6419a-1a78-791c-a42a-e646185468c7&uTem=f6270cf6-9dfe-6781-f467-79d4d933f076>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.

Argus (2024): Argus Hydrogen and Future Fuels – Methodology and Specifications Guide.

Argus (2025): Argus Hydrogen and Future Fuels – Methodology and Specifications Guide. Online verfügbar unter <https://www.argusmedia.com/-/media/project/argusmedia/mainsite/english/documents-and-files/methodology/argus-hydrogen-and-future-fuels.ashx>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

- Arrow, K. J. (1963): Uncertainty and the Welfare Economics of Medical Care. The American Economic Review 53(5), S. 941–973. <https://assets.aeaweb.org/asset-server/files/9442.pdf>.
- Arrow, K. J. (1969). The organization of economic activity: Issues pertinent to the choice of market versus non-market allocation (pp. 1-16). Washington DC: Joint Economic Committee of Congress. Online verfügbar unter <https://msuweb.montclair.edu/~lebel/p/psc643intpolecon/arrownonmktactivity1969.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Arthur, W. B. (1989): Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events. The Economic Journal 99(394), S. 116–131. <https://doi.org/10.2307/2234208>.
- Baumol, W. J. (1977): On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry. The American Economic Review 67(5), S. 809–822. <https://www.jstor.org/stable/1828065>.
- BMF (2021): Haushaltsrechnung des Bundes 2020. Band 2. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/Haushalts-und-Vermoögensrechnungen/haushaltsrechnung-2020-band2.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMF (2022): Haushaltsrechnung des Bundes 2021. Band 2. Online verfügbar unter <https://www.bundeshaushalt.de/static/daten/2021/ist/haushaltsrechnung-2021-band2.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMF (2023): Haushaltsrechnung des Bundes 2022. Band 2. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/Haushalts-und-Vermoögensrechnungen/haushaltsrechnung-2022-band2.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMF (2024): Haushaltsrechnung des Bundes 2023. Band 2. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/Haushalts-und-Vermoögensrechnungen/haushaltsrechnung-2023-band2.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMF (2025a): Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes: Die erste Auszahlung an die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus dem Amortisationskonto ist erfolgt. Bundesministerium der Finanzen, Pressemitteilung, 25.03.2025. Online verfügbar unter <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2025/03/2025-03-25-finanzierung-des-wasserstoff-kernnetzes.html>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMF (2025b): Haushaltsrechnung des Bundes 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/Haushalts-und-Vermoögensrechnungen/haushaltsrechnung-2024-band2.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMUKN (2024a): Treibhausgasminderungsquote. Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter <https://www.bundesumweltministerium.de/FQ257>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMUKN (2024b): Stellungnahme zu Betrugsverdachten im Kontext der Treibhausgasminderungsquote. Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Stand: 16.08.2024. Online verfügbar unter <https://www.bundesumweltministerium.de/meldung/stellungnahme-zu-betrugsverdachten-im-kontext-der-treibhausgasminderungsquote>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

- BMUKN (2025): Referentenentwurf für ein 2. Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote. Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter <https://www.bundesumweltministerium.de/FQ296>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMWE (2024a): Gesetz zur Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung und zur Kernnetz-Finanzierung im Deutschen Bundestag beschlossen. Pressemitteilung, 12.04.2024. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240412-gesetz-zur-wasserstoff-netzentwicklungsplanung.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BMWE (2024b): Einigung zur Kraftwerksstrategie. Pressemitteilung, 05.02.2024. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BMWE (2025a): 10 Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht: Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben. Stand: 15.09.2025. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=24, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BMWE (2025b): Novellierte Förderrichtlinie für internationale Wasserstoffprojekte. Die Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-International-Beispiele/25-novellierte-foerderrichtlinie-fuer-internationale-wasserstoffprojekte-im-rahmen-der-fortgeschriebenen-nationalen-wasserstoffstrategie.html>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMWE (2025c): OneStop-Shop - Wasserstoff – Fördermöglichkeiten. Die Bundesregierung. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Navigation/DE/Wasserstoff/Foerderung/foerderberatung.html?cl2Categories_Regionen=national, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMWE (2025d): IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMWE (2025e): CO₂-Differenzverträge – Alle Dokumente zur ersten Gebotsrunde. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.klimaschutzvertraege.info/thema/dokumente/erste-gebotsrunde>, zuletzt geprüft am 26.11.2025.
- BMWK & MWIKE.NRW (2023): Habeck und Neubaur: Förderzusage für 2-Milliarden-Euro für größtes Dekarbonisierungsprojekt in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Pressemitteilung, 26.07.2023. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/07/20230726-habeck-neubaur-2-milliarden-euro-foerderbescheid-fuer-dekarbonisierungsprojekt-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMWK (2022a): Europäische Kommission genehmigt zwei wichtige Wasserstoffprojekte: BMWK darf grünen Wasserstoff bei BASF und Dekarbonisierung der Stahlproduktion bei Salzgitter fördern. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Pressemitteilung, 05.10.2022. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/10/20221005-europaeische-kommission-genehmigt-zwei-wichtige-wasserstoffprojekte.html>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.

- BMWK (2022b): Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Stand: 01.12.2022. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Ministerium/Veroeffentlichung-Wissenschaftlicher-Beirat/transformation-zu-einer-klimaneutralen-industrie.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMWK (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. Stand: Juli 2023. Online verfügbar unter https://www.bmfr.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BMWK (2024a): Systementwicklungsstrategie 2024. Stand: November 2024. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BMWK (2024b): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Stand: Juli 2024. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BMWK (2024c): Handbuch zum Förderprogramm Klimaschutzverträge (Version 2.0). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Stand: 29.07.2024. Online verfügbar unter https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/a1878f36-614f-11ef-bacd-a0369fe1b6c9/live/document/240729_Handbuch_Foerderprogramm_Klimaschutzvertraege_V2.0.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- BMWK (2024d): Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe. Konzept des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Stand: Mai 2024. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/leitmaerkte-fuer-klimafreundliche-grundstoffe.html>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMWK (2024e): Kraftwerkssicherheitsgesetz – Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom. Stand: 11.09.2024. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kraftwerkssicherheitsgesetz-wasserstofffaehige-gaskraftwerke.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- BMWK (2025): Projektsteckbriefe. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: März 2025. Online verfügbar unter https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/16f1fca8-3afa-11f0-88d6-fa163e7d9971/live/document/BMWK_A4-Template_Projektsteckbriefe_bf_final.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2025.
- BNetzA (2024a): Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes. Stand: Oktober 2024. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/DL/Genehmigung.pdf>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BNetzA (2024b): GBK-24-01-2#1 – Festlegungsverfahren WANDA. Stand: 06.06.2024. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/WANDA/start.html, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BNetzA (2025a): Wasserstoff-Kernnetz. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.

- BNetzA (2025b): Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Stand: 30. April 2025. Online verfügbar unter https://ko-nep.de/wp-content/uploads/2024/03/Genehm_SR_2025Gas.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BNetzA (2025c): Ausbau und Transformation der Gasfernleitungs- und Wasserstofftransportnetze. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Gas/start.html>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BNetzA (2025d): Aktenzeichen: GBK-24-02-2#4 – Beschluss. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-2x4_Wass/Downloads/Festlegung_DL_BF.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- BNetzA (2025e): GBK-24-02-2#4 – Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz. Stand: 14.07.2025. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2024/GBK-24-02-2x4_Wass/GBK-24-02-2x4_Festlegung_Internet.html, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Bollerhey, T., Exenberger, M., Geyer, F. & Westpahl, K. (2023). H2Global – Idee, Instrument und Intentionen. Policy Brief H2Global Stiftung 01/2022 – aktualisierte 2. Fassung Februar 2023. H2Global Stiftung. Online verfügbar unter https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2023/159190/pdf/H2Global_Stiftung_Policy_Brief_01_2022_DEU.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Bruch, N., Ueckerdt, F. & Knodt, M. (2025): Hydrogen in the Reformed EU ETS - Implications for Competitiveness and Emissions Reductions. Ariadne-Analysis, Potsdam, Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), 27 p. <https://doi.org/10.48485/pik.2025.011>.
- Bundesrechnungshof (2025): Bericht nach § 99 BHO – Umsetzung der Wasserstoffstrategie des Bundes. Stand: 28.10.2025. Online verfügbar unter https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2025/wasserstoffstrategie-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Bundestag (2025a): Gesetz über die Feststellung des Bundehaushaltplans für das Haushaltsjahr 2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeshaushalt.de/static/daten/2025/soll/HG2025.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- Bundestag (2025b): Gesetz über die Feststellung des Bundehaushaltplans für das Haushaltsjahr 2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeshaushalt.de/static/daten/2025/soll/Bundeshaushalt-2025.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- CINEA (2024): Innovation Fund fixed premium auction call 2024 for RFNBO Hydrogen. Auction call for proposals, Version 1.0, 03.12.2024. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/docs/2021-2027/innovfund/wp-call/2024/call-fiche_innovfund-2024-auc-rfnbo-hydrogen_en.pdf, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu & TU Berlin (2025): Langfristszenarien 3 – O45-Szenarien – Bericht Energieangebot. Endbericht, Karlsruhe, 20.03.2025. Online verfügbar unter https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45-Energieangebot_final.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- DEHSt & Umweltbundesamt (2025a): EU-Emissionshandel verstehen. Umweltbundesamt und Deutsche Emissionshandelsstelle, Stand: 07.08.2025. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Themen/EU-ETS-1/EU-ETS-1-Informationen/EU-ETS-1-verstehen/eu-ets-1-verstehen_artikel.html, zuletzt geprüft am 23.11.2025.

- DEHSt & Umweltbundesamt (2025b): Nationalen Emissionshandel verstehen. Umweltbundesamt und Deutsche Emissionshandelsstelle, Stand: 23.09.2025. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/The-men/nEHS/nEHS-verstehen/nehst-verstehen_artikel.html, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- dena (2021): Abschlussbericht. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Stand: 10/2021. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- DIW (2025a): Industrial decarbonisation in a fragmented world: An effective carbon price with a “climate contribution”. DIW Berlin & Grantham Research Institute, Policy Insight, Januar 2025. Online verfügbar unter https://www.diw.de/de/diw_01.c.944348.de/publikationen/externe_monographien/2025/industrial_de-carbonisation_in_a_fragmented_world_an_effective_carbon_price_with_a_climate_contribution.html, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- DIW (2025b): Clean Industry Contribution: Questions & Answers. DIW Berlin. Online verfügbar unter https://www.diw.de/en/diw_01.c.955442.en/clean_industry_contribution_questions_answers.html, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- E-Bridge (2025): Hydrex & HydrexPLUS – Kostenindizes für Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://e-bridge.de/kompetenzen/wasserstoff/h2index/>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- EEX (2025): EEX Green Hydrix. European Energy Exchange. Online verfügbar unter <https://www.eex-transparency.com/de/wasserstoff/deutschland>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EnStatWassV (2024): Energiestatistik-Verordnung Wasserstoff vom 20. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 442). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/enstatwassv/EnStatWassV.pdf>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- ERK (2025): Zweijahresgutachten 2024 - Gutachten zu bisherigen Entwicklungen der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsgesamtmengen und Jahresemissionsmengen sowie Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz). Expertenrat für Klimafragen (ERK), 05.02.2025. Online verfügbar unter https://expertenrat-klima.de/fileadmin/ERK/Berichte/ERK2025_Zweijahresgutachten-2024.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- Europäische Kommission (2021): Communication from the Commission: Criteria for the analysis of the compatibility with the internal market of State aid to promote the execution of important projects of common European interest (No. 2021/C 528/02). Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1230\(02\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1230(02)), zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Europäische Kommission (2022): Communication from the Commission – Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.C_.2022.080.01.0001.01.ENG&toc=OJ%3AC%3A2022%3A080%3ATOC, zuletzt geprüft am 23.11.2025.

- Europäische Kommission (2024): Entwicklung des Wasserstoff-Kernnetzes: EU-Kommission genehmigt mit 3 Mrd. Euro ausgestattete deutsche Beihilferegulung. Pressemitteilung, 21.06.2024. Online verfügbar unter https://germany.representation.ec.europa.eu/news/entwicklung-des-wasserstoff-kernnetzes-eu-kommission-genehmigt-mit-3-mrd-euro-ausgestattete-deutsche-2024-06-21_de, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Europäische Kommission (2025a): European Hydrogen Bank. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Europäische Kommission (2025b): Free allocation. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation_en, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Europäischer Rechnungshof (2024): Die Industriepolitik der EU im Bereich erneuerbarer Wasserstoff: Rechtsrahmen weitgehend angenommen – Zeit für einen Realitätscheck. Sonderbericht. Online verfügbar unter https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_DE.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- EWI & BET (2025): „Energiewende. Effizient. Machen.“ Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), Stand: September 2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.
- FFE (2025): Warum ist Wasserstoff in der Praxis teurer als bisher häufig angenommen? Stand: 30.06.2025. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/warum-ist-wasserstoff-in-der-praxis-teurer-als-bisher-in-oeffentlichen-berichten-haeufig-angenommen/>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Fraunhofer IEG & Fraunhofer ISI (2025): Hintergrundscenarien zur Festlegung des Hochlaufentgelts im Wasserstoff-Kernnetz. Stand: 15.03.2025. Online verfügbar unter <https://public-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/29abeba8-6422-44ff-8f43-6f94f31e5f59/content>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Frontier Economics (2025). Konzeption einer Grüngasquote – Eine THG-Minderungsquote für den Gassektor. Bericht für Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V., 13.03.2025. Online verfügbar unter <https://www.frontier-economics.com/media/3k2l4w1n/rpt-frontier-gw-konzept-gg-quote-13-03-2025-final.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- Grimm, V., Sölch, C. & Wirth, J. (2024): Wachstum und Klimaschutz vereinen. Studie im Auftrag der Konrad-Adenauer-Stiftung e. V.. Online verfügbar unter [https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+\(1\).pdf](https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+(1).pdf), zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- H2AMKG (2025): H2AMKG. Online verfügbar unter <https://www.h2amk.de/>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- H2Global (2025): H2Global – Shaping the global energy transition. H2Global Stiftung. Online verfügbar unter <https://h2-global.org/>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Hausmann, R. & Rodrik, D. (2003): Economic development as self-discovery. Journal of Development Economics 72(2), S. 603–633. [https://doi.org/10.1016/S0304-3878\(03\)00124-X](https://doi.org/10.1016/S0304-3878(03)00124-X).

- Hydrogen Europe (2025): Assessing the implementation of hydrogen IPCEIs: Challenges and Opportunities. The Hydrogen Europe Quarterly 10, Funding the Transition Issue Q1 2025. Online verfügbar unter https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2025/03/The-Hydrogen-Europe-Quarterly_10_DIGITAL.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- IEA (2021): Global Hydrogen Review 2021. Stand: 04.10.2021. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- IEA (2022): Global Hydrogen Review 2022. Stand: 22.09.2022. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023. Stand: 22.09.2023. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- IEA (2024): Global Hydrogen Review 2024. Stand: 02.10.2024. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- IEA (2025a): Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. International Energy Agency (IEA), Stand: September 2025. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- IEA (2025b): Global Hydrogen Review 2025. Stand: 12.09.2025. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a6c466dd-b6f0-44bd-a60a-6940eccfb1c3/GlobalHydrogenReview2025.pdf>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Kahn, A. E. (1971): The Economics of Regulation: Principles and Institutions. Vol. II: Institutional Issues. <https://doi.org/10.2307/3311366>.
- KBA (2022): Fahrzeugzulassungen (FZ) – Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. Kraftfahrt-Bundesamt, Stand: 01.01.2022. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202201.xlsx?blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- KBA (2025): Fahrzeugzulassungen (FZ) – Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen. Kraftfahrt-Bundesamt, Stand: 01.01.2025. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202501.xlsx?blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- kei (2025a): Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie. Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI). Online verfügbar unter <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/dekarbonisierung-in-der-industrie/>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- kei (2025b): Bundesförderung Industrie und Klimaschutz: Modul 1. Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI). Online verfügbar unter <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/bundesfoerderung-industrie-und-klimaschutz-modul-1/>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.

- Klaas, A.-K., Schäfer, F. & Schmidt, C. (2024): Datengrundlage für die H2Bilanz 2024 2. Halbjahr. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Stand: November 2024. Online verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/datengrundlage-fuer-die-h2bilanz-2024-2-halbjahr/>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Kremer, M. (1993): The O-Ring Theory of Economic Development. *The Quarterly Journal of Economics* 108(3), S. 551–575. <https://doi.org/10.2307/2118400>.
- Martini, L., Görlach, B., Kittel, L., Sultani, D. & Kögel, N. (2024). Between climate action and competitiveness: Towards a coherent industrial policy in the EU. Ecologic Institute, Policy Paper, Stand: Dezember 2024. Online verfügbar unter <https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2024/30021-Ariadne-EU-Industrial-Policy.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- Matthes, F. C. & Brauer, J. (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten – Determinanten, Stand und Perspektiven. Berlin, Paris, 13.06.2025. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikation/wasserstoff-erzeugungskosten/>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- MIBGAS (2025): MIBGAS IBHYX Index. Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). Online verfügbar unter <https://green-energy.mibgas.es/en>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- Nationaler Wasserstoffrat (2023): Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland. Grundlagenpapier, 01.02.2023. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Nationaler Wasserstoffrat (2024): Implementation of RED III into national law (RFNBO target for industry). Statement, 01.03.2024. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/EN/2024/2024-03-01_NWR-Statement_Implementation_RED_III_Industry_Target.pdf, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Nationaler Wasserstoffrat (2025): Neue Legislaturperiode: Acht Thesen für einen neuen Ansatz in der Wasserstoffpolitik. Stellungnahme, 16.05.2025. Online verfügbar unter https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2025/2025-05-16_NWR-Stellungnahme_Neue_Legislaturperiode_Acht_Thesen.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- NOW (2023): Förderung von Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor (01/2023). NOW GmbH. Online verfügbar unter <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/foerderung-von-elektrolyseanlagen-zur-wasserstoffherzeugung-fuer-den-verkehrssektor-01-2023/>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Odenweller, A. & Ueckerdt, F. (2025): The green hydrogen ambition and implementation gap. *Nature Energy* 10, S. 110–123. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01684-7>.
- Olson, M. (1971): *The Logic of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups*, Second Printing with a New Preface and Appendix. Harvard Economic Studies, Harvard University Press. <https://doi.org/10.2307/j.ctvj3f3ts>.
- 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 27.11.2025.
- Pigou, A. (1920): *The Economics of Welfare*. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781351304368>.

- Platts (2024): Methodology and Specifications Guide – Global Hydrogen & Ammonia. Stand: Mai 2024. Online verfügbar unter <https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/assets/files/en/our-methodology/methodology-specifications/hydrogen-prices.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.
- 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, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Przadka, A., Sales Agut, C., Bravo, B., Grosjean, M., Iglesias, L., Timofte, C., Auboeck, A., Iavorenciuc, C., Miretti, U., Ettorre, F., Aleman, M., Caroli, G. & Ziogou, C. (2024): Annual knowledge sharing report of the Innovation Fund: De-risking innovative low-carbon technologies. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). <https://data.europa.eu/doi/10.2926/895296>.
- ptj (2025): Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Fördermöglichkeiten. Online verfügbar unter <https://www.ptj.de/nip>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.
- Quitrow, R., Walz, R., Köhler, J. & Rennings, K. (2014): The concept of “lead markets” revisited: Contribution to environmental innovation theory. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 10, S. 5–19. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2013.11.002>.
- RenewableWatch (2024): Infener to build 20 MW green hydrogen hub in Germany. Stand: 20.09.2024. Online verfügbar unter <https://renewablewatch.in/2024/09/20/infener-to-build-20-mw-green-hydrogen-hub-in-germany/>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Rennert, K., Errickson, F., Prest, B. C., Rennels, L., Newell, R. G., Pizer, W., Kingdon, C., Wingenroth, J., Cooke, R., Parthum, B., Smith, D., Cromar, K., Diaz, D., Moore, F. C., Müller, U. K., Plevin, R. J., Raftery, A. E., Ševčíková, H., Sheets, H., ... Anthoff, D. (2022): Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂. *Nature* 610, S. 687–692. <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9>.
- Richtlinie (EU) 2023/2413 (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 des europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413, zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- Rodrik, D. (2004): Industrial Policy for the Twenty-First Century. SSRN Scholarly Paper No. 617544. <https://doi.org/10.2139/ssrn.617544>.
- Romer, P. M. (1990): Endogenous Technological Change. *Journal of Political Economy* 98(5, Part 2), S. 71–102. <https://doi.org/10.1086/261725>.
- Spence, M. (1973): Job Market Signaling. *The Quarterly Journal of Economics* 87(3), S. 355–374. <https://doi.org/10.2307/1882010>.
- Sprenger, T., Diehl, M. & Schäfer, F. (2024): Datengrundlage für die H2Bilanz 2024 1. Halbjahr. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Stand: April 2024. Online verfügbar unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/datengrundlage-fuer-die-h2bilanz-2024-1-halbjahr/>, zuletzt geprüft am 16.11.2025.

Stiglitz, J. E. (1975): The Theory of „Screening,“ Education, and the Distribution of Income. The American Economic Review 65(3), S. 283–300. <https://www.jstor.org/stable/1804834>.

Stiglitz, J. E. (2000): The Contributions of the Economics of Information to Twentieth Century Economics. The Quarterly Journal of Economics 115(4), S. 1441–1478. <https://doi.org/10.1162/003355300555015>.

Tagesschau (2025): Bioenergiebranche unter Druck – Von falschen Klimazertifikaten und Palmölschwindel. Stand: 04.05.2025. Online verfügbar unter <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/bioenergie-klimaneutralitat-100.html>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

UmwB (2025): Förderprogramm Elektrolyseure (ELY). Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Online verfügbar unter <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/foerderprogramme/energie/foerderprogramm-elektrolyseure>, zuletzt geprüft am 23.11.2025.

12.4 Literatur zu Kapitel 5

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025): Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2011 bis 2024. Online verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/anwendungsbilanzen/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

AGEE Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: März 2025. Online verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0.xlsx. Zuletzt geprüft am 07.05.2025

BDEW (2025a): Kommunale Wärmeplanung – Fortschritte sichtbar, doch weitere Schritte nötig. 08.01.2025. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/kommunale-waermeplanung-fortschritte-sichtbar-doch-weitere-schritte-noetig/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

BDEW (2025b): Beheizung des Wohnungsbestandes in Deutschland . Online verfügbar: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizung-des-wohnungsbestandes-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

BDEW (2025c): Baugenehmigungen - Entwicklung der Beheizungsstruktur im Neubau. Online verfügbar: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-baugenehmigungen/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

BDEW (2025d): Fernwärme – Absatz und Verbrauch. Entwicklung des Fernwärmeverbrauchs nach Abnehmergruppen. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/fernwaerme-absatz-und-verbrauch/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

BDEW (2025e): Fernwärme – Struktur- und Marktdaten. Kenndaten der Wärme- und Kälteversorger. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/fernwaerme-struktur-und-marktdaten/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

BDEW (2025f): Die Energieversorgung 2024. Jahresbericht. Aktualisierte Fassung 30. Mai 2025 Online verfügbar: <https://www.bdew.de/service/publikationen/jahresbericht-energieversorgung/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

BDEW (2025g): Fernwärme – Erzeugung. Entwicklung der Nettowärmeerzeugung 2013-2024. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/fernwaerme-erzeugung/>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

DIW (2024): Wärmemonitor 2023. Online verfügbar: https://www.diw.de/de/diw_01.c.924624.de/waermemonitor_2023__trotz_gestiegener_preise_sparen_haushalte_weniger_heizenergie_als_im_vorjahr.html, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Eurostat (2025): Heizgradtage und Kühlgradtage nach Land – jährliche Daten. Online verfügbar unter https://doi.org/10.2908/NRG_CHDD_A, zuletzt geprüft am 05.09.2025, zuletzt aktualisiert am 28.03.2025.

Fraunhofer IEG (2025): Infoportal für Großwärmepumpen – Projektdatenbank. Online verfügbar: <https://www.grosswaermepumpen-info.de>, zuletzt geprüft am 10.09.2025.

UBA (2024): Wohnfläche privater Haushalte – Daten und Fakten. Online verfügbar unter <https://www.umwelt-bundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche>, zuletzt geprüft am 17.11.2025.

12.5 Literatur zu Kapitel 6

AG-Energiebilanzen (AGEB) (2025): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/STRERZ_Abgabe-10-2025.xlsx, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

Aggregated Gas Storage Inventory (GIE) (Hg.) (2025): AGSI Sotrage Inventory. Data Overview / Historical Data. Online verfügbar unter <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt aktualisiert am 16.09.2025, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

Bähr, C. et al. (2024): Kritisch für die Wertschöpfung – Rohstoffabhängigkeit der deutschen Wirtschaft. Studie im Auftrag der KfW Bankengruppe. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/KfW-Research/Rohstoffe.html>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

Bardt, H.; Röhl, K.-H.; Rusche, C. (2022). Subsidizing Semiconductor Production for a Strategically Autonomous European Union?. In: The Economists' Voice. 19. Jg., Nr. 1, S. 37-58. Online verfügbar unter <https://www.degruyterbrill.com/document/doi/10.1515/ev-2022-0007/html?lang=de&srsId=Afm-B0ooIop7GODT7GXmTRXAV5i79n3xuDIQvVfPFbbo7Me49PDwD51Qs>, zuletzt geprüft am 01.08.2025.

Baur, A.; Flach, L. (2022): Deutsch-chinesische Handelsbeziehungen: Wie abhängig ist Deutschland vom Reich der Mitte?. In: ifo Schnelldienst, Nr. 04. S. 56-65. Online verfügbar unter <https://www.ifo.de/publikationen/2022/aufsatz-zeitschrift/deutsch-chinesische-handelsbeziehungen-wie-abhaengig-ist#:~:text=Im%20Rahmen%20einer%20Umfrage%20des%20ifo%20Instituts%20geben,die%20Importe%20aus%20China%20in%20Zukunft%20zu%20reduzieren>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.

- Baur, A. et al. (2022): Strategien gegen die Flaschenhals-Rezession: Was hilft bei Lieferengpässen und steigenden Preisen. In: ifo Schnelldienst, Nr. 75. S. 03-31. Online verfügbar unter <https://www.ifo.de/pressemitteilung/2022-01-20/abkehr-von-globalen-lieferketten-wuerde-bip-um-10-prozent-verringern>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.
- Bobba, S.; Latunussa, C.; Manni, F.M.; Mathieux, F. (2025): Deep dive on critical raw materials for batteries in the EU. JRC141715. Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2760/3300656>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.
- Bossut, M. et al. (2025): Globale Krisen bewältigen: Mit Daten zu resilienteren Lieferketten. In: Wirtschaftsdienst. Vol. 105, Nr. 3, S. 205-211. Online verfügbar unter <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2025/heft/3/beitrag/globale-krisen-bewaeltigen-mit-daten-zu-resilienteren-lieferketten.html>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- 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 19.11.2025.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Zuletzt geprüft am 20.01.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023): Bericht des Bundes- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals. Online verfügbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-Ing-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt überprüft am 18.09.2025.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024): Einigung zur Kraftwerksstrategie. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024): Kennzahlen der Versorgungsunterbrechung Gas. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/start.html, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025a): Versorgungssicherheit Strom. Bericht. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.html>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015-2025): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Zeitreihe von 2015 bis 2025. Aktueller Stand online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025b): Versorgungssicherheit Strom. Anhang 4. Methodik. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheit-strom-2025-anhaenge/04-methodik.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025c): Bundesweite Kennzahlenentwicklung Strom. 2006-2024. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Kennzahlentwicklung2006_2024.pdf?blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025d): Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html, zuletzt geprüft am 18.09.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) & Bundeskartellamt (BKartA) (2025): Monitoringbericht 2024. Online verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2025.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) & Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR) 2021: Vorschlag des Zuverlässigkeitsstandards für Luxemburg und Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-regulierungs-behoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?blob=publicationFile>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Bundesregierung (2020): Rohstoffstrategie der Bundesregierung. Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschlands mit nichtenergetischen mineralischen Rohstoffen. Online verfügbar unter, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/rohstoffstrategie-der-bundesregierung.html>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.
- Bundesregierung (2025): Abschaffung dler Gasspeicherumlage. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/abschaffung-gasspeicherumlage-2375074>, zuletzt geprüft am 18.09.2025.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2025): Die Energieversorgung 2024 – Jahresbericht. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Die_Energieversorgung_2024_Update_FINAL_1.pdf, zuletzt geprüft am 18.09.2025.
- Braml, M.; Felbermayr, G. (2024): Warum der Freihandel fertig hat. In: Wirtschaftsdienst. 104. Jg., Nr. 12. S. 822-826. Online verfügbar unter <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2024/heft/12/beitrag/warum-der-freihandel-fertig-hat.html?>, zuletzt geprüft am 01.08.2025.
- Brüggemann, A.; Levinger, H. (2022): Securing critical raw materials for the net zero and digital transformation. KfW Research. Focus on Economics, Nr. 399. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzerntemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-englische-Dateien/Fokus-2022-EN/Focus-No.-399-September-2022-resource-security.pdf>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- Carrara, S. et al. (2023): Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study. JRC132889. Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC132889>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.
- Carrara, S. et al. (2025): Deep dive on critical raw materials for wind turbines in the EU, Black C. (ed.). JRC141759. Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2760/5665594>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.

- CDU, CSU & SPD (2025): Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter von https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitions-vertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Climate & Company (2025): Sustainable Supply Chains for the Energy Transition – Background. Online verfügbar unter <https://climateandcompany.org/projects/sustainable-supply-chains-for-the-energy-transition-background/>, zuletzt geprüft am 14.07.2025.
- 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.
- Cramton, P. & Ockenfels, A. (2025): Efficient forward trade fosters innovation, investment, and resiliency. *European Economic Review*. <https://doi.org/10.1016/j.euroecorev.2025.105158>.
- DERA – Deutsche Rohstoffagentur (2025): Themenheft. Rohstoffe für die Energiewende. Online verfügbar unter https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%20Themenheft-02-25.pdf?_blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- DERA-ROSYS (2025): Deutsche Rohstoffagentur – Rohstoffinformationssystem ROSYS. Online verfügbar unter https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/ROSYS/rosys_node.html;jsessionid=78D89ED55E36C92D3BB0E31F4636F4F3.internet011, zuletzt geprüft am 01.09.2025.
- Deloitte & Öko-Institut (2023): Natural gas demand outlook to 2050. Online verfügbar unter https://www.deloitte.com/content/dam/assets-zone2/de/de/docs/about/2024/Natural_Gas_Demand_Outlook_to_2050_Deloitte_%C3%96ko-Institut.pdf, zuletzt geprüft am 18.09.2025.
- 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_keinweiterer_ausbau_von_lng-terminals_noetig.html, zuletzt geprüft am 05.04.2024.
- EEM (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. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?_blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- EIB – European Investment Bank (2024): Navigating Supply Chain Disruptions New Insights into the Resilience and Transformation of EU Firms. Online verfügbar unter <https://www.eib.org/en/publications/20240179-navigating-supply-chain-disruptions>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

- Entso-E (2024): European Resource Adequacy Assessment (ERAA). Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Entso-E (2025a): Total Load – Day Ahead / Actual. Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Entso-E (2025b): Actual Generation per Production Type. Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- Entso-E (2025c): European Resource Adequacy Assessment. 2024 Edition. ACER approved and amended version August 2025. Annex 2: Methodology. Online verfügbar unter https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2024_Annex_2_Methodology_v2.pdf, zuletzt verfügbar unter 03.11.2025.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=22, zuletzt überprüft am 03.11.2025.
- Europäische Kommission (2020): Study on the EU's list of Critical Raw Materials – Final Report. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c0d5292a-ee54-11ea-991b-01aa75ed71a1/language-en>, online verfügbar unter 11.07.2025.
- Europäische Kommission (2021): Strategic dependencies and capacities. Commission Staff Working Document. SWD(2021) 352. Brüssel. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:52021SC0352>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.
- Europäische Kommission (Hg.) (2022): 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-CD235669D1_200_1.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2024.
- Europäische Kommission (2023a): Aid for the construction and operation of the Brunsbüttel on-shore LNG Terminal. Brussels, 27.07.2023. C(2023) 5246 final. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202412/SA_102163_804D418E-0000-CBFB-B3DB-44C96A1FD7F3_127_1.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Europäische Kommission (2023b): Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023 - Final Report. Online verfügbar unter https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/study-critical-raw-materials-eu-2023-final-report_en, zuletzt geprüft am 11.07.2025.
- Europäische Kommission (2023c): Factsheet on European Critical Raw Materials Act. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/874736/Factsheet_GD_European%20Critical%20Raw%20Materials%20Act%20.pdf, zuletzt geprüft am 14.07.2025.
- Europäische Kommission (2024a): SA.105137. Deutsche Energy Terminal GmbH. Online verfügbar unter <https://competition-cases.ec.europa.eu/cases/SA.105137>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Europäische Kommission (2024b): Regulation (EU) 2024/1252 of the European Parliament and of the Council of 11 April 2024 establishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations (EU) No 168/2013, (EU) 2018/858, (EU) 2018/1724 and (EU) 2019/1020. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401252, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

Europäische Kommission (2025a): Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF). Online verfügbar unter https://competition-policy.ec.europa.eu/about/contribution-clean-just-and-competitive-transition/clean-industrial-deal-state-aid-framework-cisaf_en, zuletzt überprüft am 03.11.2025.

Europäische Kommission (2025b): Commission proposes a plan to phase out Russian gas and oil imports. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/news-and-media/news/commission-proposes-plan-phase-out-russian-gas-and-oil-imports-2025-06-17_en, zuletzt geprüft am 18.09.2025.

Europäische Kommission (2025c): Corporate sustainability due diligence. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/business-economy-euro/doing-business-eu/sustainability-due-diligence-responsible-business/corporate-sustainability-due-diligence_en, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

Europäische Kommission Joint Research Centre (2020): Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU. A Foresight Study. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/8e167f11-077c-11eb-a511-01aa75ed71a1/language-en>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.

Europäische Kommission Joint Research Centre (2025): Circularity measures on critical raw materials and e-drive motors in vehicles. Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2760/6053264>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.

Europäisches Parlament (2024): The role of research and innovation in ensuring a safe and sustainable supply of critical raw materials in the EU. Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2024/762848/EPRS_STU\(2024\)762848_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2024/762848/EPRS_STU(2024)762848_EN.pdf), zuletzt geprüft am 11.07.2025.

Felbermayr, G.; Friesenbichler, Klaus; Gerschberger, Markus; Klimek, Peter; Meyer, B. (2024): Designing EU Supply Chain Regulation. In: Intereconomics. Vol. 59, No. 1, S. 28-34. Online verfügbar unter <https://www.intereconomics.eu/contents/year/2024/number/1/article/designing-eu-supply-chain-regulation.html>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

Frontier Economics (2023): Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem. Online verfügbar unter https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_final-report.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

Germany Trade & Invest (2025a): DR Kongo verlängert Exportstopp für Kobalt. Online verfügbar unter <https://www.gtai.de/de/trade/kongo/specials/dr-kongo-verlaengert-exportstopp-fuer-kobalt-1908390#:~:text=Die%20Demokratische%20Republik%20Kongo%20%28DR%20Kongo%29%20hat%20ih-ren,Februar%202025%20f%C3%BCr%20zun%C3%A4chst%20vier%20Monate%20angeordnet%20worden.,>, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

Germany Trade & Invest (2025b): EU fördert 47 Projekte für Rohstoffsicherheit in Europa. Online verfügbar unter <https://www.gtai.de/de/trade/eu/specials/eu-foerdert-47-projekte-fuer-rohstoffsicherheit-in-europa-1883066>, zuletzt geprüft am 15.07.2025.

- Grimm, V. & Ockenfels, A. (2025): Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit. *ifo Schnelldienst* 3/2025. Online verfügbar unter <https://www.ifo.de/DocDL/sd-2025-03-grimm-et-al-strommarkt.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Grimm, V.; Sölch, C.; Wirth, J. (2024): sg. Studie im Auftrag der Konrad-Adenauer-Stiftung e. V.. Online verfügbar unter https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+%281%29.pdf/291854bf-6881-34d1-b4f2-144283bb21d5?version=1.1&t=1732616555932, zuletzt geprüft am 03.11.2025.
- IEA – International Energy Agency (2025): Global Critical Minerals Outlook 2025. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ef5e9b70-3374-4caa-ba9d-19c72253bfc4/GlobalCriticalMineralsOutlook2025.pdf>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- Kiel Institute for the World Economy (2025): Kiel Trade Indicator. Online verfügbar unter <https://www.ifw-kiel.de/topics/international-trade/kiel-trade-indicator/>, zuletzt geprüft am 15.07.2025.
- mdr – Mitteldeutscher Rundfunk (2023): Gallium und Germanium: Was bedeuten die Exportbeschränkungen?. Rohstoffe aus China. Online verfügbar unter <https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/wirtschaft/gallium-germanium-halbleiter-china-beschaenkungen-100.html>, zuletzt geprüft am 14.07.2025.
- Netztransparenz (2025): Aktivierte Regelleistung. Online verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Aktivierte-Regelleistung.zuletzt> geprüft am 20.11.2025.
- Nicolosi, M. (2025): Die Ausgestaltung der Absicherungspflicht. Marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit im Strommarkt. Online verfügbar unter https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/Connect_Ausgestaltung_der_Absicherungspflicht_2025.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- OECD – Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (2023a): Raw materials critical for the green transition. Production, international trade and export restrictions. Online verfügbar unter https://www.oecd.org/en/publications/raw-materials-critical-for-the-green-transition_c6bb598b-en.html, zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- OECD (2023b): Critical Minerals Market Review 2023. Online verfügbar unter https://www.oecd.org/en/publications/critical-minerals-market-review-2023_9cdf8f39-en.html, zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- OECD (2025): Inventory on export restrictions on Industrial Raw Materials. Datenbank. Online verfügbar unter [https://data-explorer.oecd.org/vis?lc=en&df\[ds\]=dsDisseminateFinal-DMZ&df\[id\]=DSD_QDD_TAD_EXP_RESTRIC%40DF_QDD_TAD_EXP_RESTRIC&df\[ag\]=OECD.TAD.ADM&dq=...&pd=2009%2C&to\[TIME_PERIOD\]=false](https://data-explorer.oecd.org/vis?lc=en&df[ds]=dsDisseminateFinal-DMZ&df[id]=DSD_QDD_TAD_EXP_RESTRIC%40DF_QDD_TAD_EXP_RESTRIC&df[ag]=OECD.TAD.ADM&dq=...&pd=2009%2C&to[TIME_PERIOD]=false), zuletzt geprüft am 09.07.2025.
- 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 https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2023/11/Stiftung_Klimaneutralitaet_2023-Resiliente-Lieferketten_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2025.

Rat der Europäischen Union (2024): Das Binnenmarkt-Notfall- und Resilienzgesetz. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/internal-market-emergency-and-resilience-act/>, zuletzt geprüft am 14.07.2025.

Regelleistung.net (2025): Regelleistung.net – Data Center. Ausschreibungsdateien. Online verfügbar: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/?productTypes=FCR&markets=CAPA-CITY&fileTypes=RESULTS&dateRange=2024-10-01%2C2025-10-31>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

Schrijvers, D. et al. (2020): A review of methods and data to determine raw material criticality. In: Resources, Conservation and Recycling. Vol. 155, 104617. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344919305233>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

SMARD (2025): Bundesnetzagentur|SMARD.de Marktdaten. Online verfügbar: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>, zuletzt geprüft am 20.11.2025.

Statistisches Bundesamt (2025): Gewinnung, Netzeinspeisung, Eigenverbrauch, Speicherstand von Gas: Deutschland, Monate. Online verfügbar: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/43321-0001/search/s/NDMzMjEtMDAwMQ==>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Taylor, N. et al. (2025): Deep dive on critical raw materials for solar photovoltaics in the EU. JRC141760. Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2760/0883326>, zuletzt geprüft am 11.07.2025.

UBA (2025): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber (2023): Netzentwicklungsplan 2037/2045, zweiter 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 03.11.2025.

World Bank (2023): Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition. Online verfügbar unter <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099052423172525564/p16627806f5aa400508f8c0bdcba0878a3e>, zuletzt geprüft am 09.07.2025.

World Bank (2024): Overview. Worldwide Governance Indicators. Online verfügbar unter <https://www.worldbank.org/en/publication/worldwide-governance-indicators>, zuletzt geprüft am 18.09.2025.

12.6 Literatur zu Kapitel 7

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2025a): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/STRERZ-Abgabe-2025-06.pdf>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2024): Informationsblatt CO₂-Faktoren. Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012, Haushalte und Industrie. Stand 04. Mai 2012.

BDEW (2024a): BDEW Strompreisanalyse Februar 2024. Stand 23.02.2024. Online verfügbar unter https://www.evuschmid.de/.cm4all/uproc.php/0/BDEW-Strompreisanalyse_Feb-ruar.pdf?cdp=a&_id=18debf0f4af, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

BDEW (2025a): BDEW Strompreisanalyse Mai 2025. Stand 12.05.2025. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

BDEW (2025b): BDEW Gaspreisanalyse Mai 2025. Stand 19.05.2025. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

BMF – Bundesministerium der Finanzen (2023): 29. Subventionsbericht des Bundes 2021 – 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/29-subventionsbericht.html, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

BMF (2025a): Bundesregierung stellt finanzielle Weichen für die nächsten Jahre: Bundeshaushalt 2025, Eckwerte bis 2029 und Umsetzung des 500-Milliarden-Euro-Investitionspakets beschlossen. Online verfügbar unter <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2025/06/2025-06-24-2-entwurf-bhh-2025-eckwerte-bis-2029.html>, zuletzt geprüft am 25.06.2025.

BMF – Bundesministerium der Finanzen (2025b): 30. Subventionsbericht des Bundes 2023 – 2026. Online verfügbar unter https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/30-subventionsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 21.11.2025.

BMWE – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025): Bundeshaushalt 2025 entschieden: BMWE-Etat setzt klare Prioritäten: Wachstum stärken und Energiepreise senken. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250624-bundeshaushalt-2025-entschieden-bmwe-etat-setzt-klareprioritaeten-wachstum-staerken-und-energiepreise-senken.html>, zuletzt geprüft am 25.06.2025.

Bundesnetzagentur (2023): Absenkung gasbezogener Umlagen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230929_Bilanzierungsumlagen.html, zuletzt geprüft am 26.06.2025.

Bundesnetzagentur (2024): Ab 2025 niedrigere Netzentgelte in Regionen mit viel Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241018_Netzkosten.html, zuletzt geprüft am 23.06.2025.

Bundesnetzagentur (2025a): Offshore-Netzumlage. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/O/Offshore-Netzumlage.html, zuletzt geprüft am 23.06.2025.

Bundesnetzagentur (2025b): KWKG-Umlage. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/K/KWKG_Umlage.html, zuletzt geprüft am 25.06.2025.

Bundesnetzagentur (2025c): Netzentgelttransparenz. Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/NET/start.html>, zuletzt geprüft am 18.07.2025

Bundesregierung (2023): Strompreispaket für produzierende Unternehmen – Bundesregierung entlastet stromintensive Unternehmen. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv-bundesregierung/strompreispaket-fuer-produzierende-unternehmen-bundesregierung-entlastet-stromintensive-unternehmen-2235602>, zuletzt geprüft am 25.06.2025.

Bundesregierung (2025): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/koalitionsvertrag-2025-2340970>, zuletzt geprüft am 23.06.2025.

CDU/CSU/SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (2025a): Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen. Nationales Emissionshandelssystem 2023 bis 2030. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring-2023-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=14, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

DEHSt (2025b): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2023. SPK-Bericht 2023. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 25.06.2025.

Destatis (2023): Kostenstruktur des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Rechtlichen Einheiten. Online verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Tabellen/sonderauswertung-kse-vg.html>, zuletzt geprüft am 17.09.2025.

Destatis (2024a): Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Abnehmergruppen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/stromabsatz-haushalt.html#:~:text=Diese%20Tabelle%20enth%C3%A4lt%20Daten%20zum%20Stromabsatz%20und%20zu,Abnehmergruppen%20zur%20Berechnung%20der%20Konzessionsabgabe%20gem%C3%A4%C3%9F%20Konzessionsabgabenverordnung%2028KAV%29.>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

- Destatis (2024b): Statistischer Bericht - Stromsteuerstatistik 2023. Online verfügbar unter
- Destatis (2025b): Statistischer Bericht - Stromsteuerstatistik 2024. Online verfügbar unter
- Destatis (2025c): VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre. Code: 81000-0001. Online verfügbar unter
- Destatis (2025d): Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung - Mai 2025. Online verfügbar unter
- Destatis (2025e): Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (2-/3-/4-Steller). Code: 42251-0001. Online verfügbar unter
- Destatis (2025f): Kostenstruktur der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (2-/3-/4-Steller). Code: 42251-0004. Online verfügbar unter
- Destatis (2025g): Unternehmen (EU), Tätige Personen, Umsatz, Produktionswert und weitere betriebswirtschaftliche Kennzahlen: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 1-/2-/3-/4-Steller). Code: 48112-0001. Online verfügbar unter
- Destatis (2025h): Unternehmen (EU), Waren- und Dienstleistungskäufe, Bruttoinvestitionen u.w. betriebsw. Kennzahlen: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 1-/2-/3-/4-Steller). Code: 48112-0003. Online verfügbar unter
- Destatis (2025i): Umsetzung des EU-Unternehmensbegriffs in den Strukturstatistiken ab Berichtsjahr 2018. Online verfügbar unter

Destatis (2025j): 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 21.11.2025.

Deutsche Bundesbank (2025a): Harmonisierter Verbraucherpreisindex Deutschland, kalender- und saisonbereinigt, insgesamt. Zeitreihe: BBDP1.M.DE.Y.HVPI.C.A00000.I15.A. Online verfügbar unter https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_ssb_b4_pr_hvpi, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

Deutsche Bundesbank (2025b): Euro-Referenzkurs der EZB / 1 EUR = ... USD / Vereinigte Staaten. BBEX3.M.USD.EUR.BB.AC.A02. Online verfügbar unter https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_sdk_b01012_2, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2025): Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel). Online verfügbar unter <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBRT&f=A>, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

en2x (2025): Verbraucherpreise. Online verfügbar unter <https://en2x.de/service/statistiken/verbraucherpreise/>, zuletzt geprüft am 02.06.2025.

Europäische Kommission (2025): Weekly Oil Bulletin. Information and maps showing weekly updates on prices of petroleum products in all EU countries. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/weekly-oil-bulletin_en?prefLang=de&etrans=de, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

Eurostat (2023a): Gas prices for domestic consumers – bi-annual data (until 2007) (Tabellencode: nrg_pc_202h). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_202_h/default/table?lang=en, zuletzt geprüft am 20.03.2024.

Eurostat (2023b): Gas prices for household consumers – bi-annual data (from 2007 onwards) (Tabellen code: nrg_prc_202). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_pc_202, zuletzt geprüft am 20.03.2024.

Indexmundi (2025): Kerosin monatlicher Preis – Euro pro Gallone. US-Golfküste Kerosin Spotpreis FOB. Online verfügbar unter <https://www.indexmundi.com/de/rohstoffpreise/?ware=kerosin&monate=180&wahrung=eur>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

IHK-Lippe zu Detmold (2024): Seit 2024: Stromsteuer gesenkt, kein Spitzenausgleich mehr. Online verfügbar unter <https://www.ihk.de/lippe-detmold/hauptnavigation/beraten-und-informieren/energie/aktuelles/stromsteuer-antrag-nach-9b-stromstg-stellen-6018120>, zuletzt geprüft am 23.06.2025.

myLPG (2025): Informationen zu den Kraftstoffpreisen in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.mylpg.eu/de/tankstellen/deutschland/preise/#statistik>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

Netztransparenz (2025a): KWKG-Jahresabrechnung 2023. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/KWKG/KWKG-Abrechnung/KWKG-Jahresabrechnungen>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

Netztransparenz (2025b): Jahresabrechnung § 17f EnWG 2023. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Offshore-Netzumlage/Jahresabrechnungen-der-Offshore-Netzumlage>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

Netztransparenz (2025c): Jahresabrechnung § 18 AbLaV 2023. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/-18-AbLaV-Umlage/Jahresabrechnungen-der-Abschaltbare-Lasten-Umlage>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

Netztransparenz (2025d): Jahresmarktwerte (JW) gemäß Anlage 1 (zu § 23a) Nr. 5.3 zum EEG. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Marktwert%C3%BCbersicht>, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

Netztransparenz (2025e): Jahresabrechnungen der Offshore-Netzumlage 2024. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/sonstige-umlagen/offshore-netzumlage/jahresabrechnungen-der-offshore-netzumlage/2024/offshore-netzumlage%20jahresabrechnung%202024.pdf>, zuletzt geprüft am 21.11.2025.

Trading Hub Europe (2022): Konzept für die Methodik der Umlage nach §35e EnWG zur Sicherung der Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2022/BK7-22-0052/BK7-22-0052_Konzept%20DL.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 26.06.2025.

Trading Hub Europe (2024): Gasspeicherumlage ab Juli 2024 bei 2,50 EUR/MWh. Pressemitteilung. Online verfügbar unter <https://www.tradinghub.eu/de-de/Unternehmen/Newsroom/Veranstaltungen-Pr%C3%A4sentationen/Welcome-Event-Hotelempfehlungen/ArtMID/1404/ArticleID/194/Pressemitteilung>, zuletzt geprüft am 26.06.2025.

Trading Hub Europe (2025): Gasspeicherumlage ab Juli 2025 bei 2,89 EUR/MWh. Pressemitteilung. Online verfügbar unter <https://www.tradinghub.eu/de-de/Unternehmen/Newsroom/Veranstaltungen-Pr%C3%A4sentationen/Welcome-Event-Hotelempfehlungen/ArtMID/1404/ArticleID/244/Pressemitteilung>, zuletzt geprüft am 26.06.2025.

Verivox (2025): Aktuelle Strompreise für Neukunden. Online verfügbar unter <https://www.verivox.de/strom/strompreisentwicklung/>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

12.7 Literatur zu Kapitel 8

Agora Energiewende (2024): Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen. Online verfügbar unter A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 15.04.2025.

Albuscheit et al. (2025 im Erscheinen): Im Dickicht der Wasserstoffförderung: Wie komplexe Instrumente den Markthochlauf prägen. Nürnberg.

- Aulich, C. et al. (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität. 2045. Ko-pernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.48485/pik.2025.003>, zuletzt geprüft am 22.04.2025.
- Aurora Energy Research (2025): Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040. Studie im Auftrag von Energie Baden-Württemberg (EnBW). Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/presse/pressemappe/pressekonferenz-2-april-2025.html>, zuletzt geprüft am 22.04.2025.
- Bauermann, T.; Kaczmarczyk, P.; Krebs, T. (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. Study Nr. 97 der Hans-Böckler-Stiftung. Online verfügbar unter https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009011/p_imk_study_97_2024.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- BCG (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Gutachten im Auftrag des BDI. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/klimapfade/>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- BCG; BDI (2025): Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik. Online verfügbar unter <https://www.bcg.com/press/20march2025-studie-von-bcg-und-bdi-effizientere-energie-wende-kann-deutschland-bis-2035-einen-dreistelligen-milliardenbetrag-sparen>, zuletzt geprüft am 22.04.2025.
- BDEW; Deloitte; VKU (2024): Kapital für die Energiewende. Die EWF-Option. Konzeptpapier zur Funktion und Ausgestaltung eines Energiewende-Fonds (EWF) als eines der zentralen Instrumente zur Finanzierung der Energiewende in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Presse/01062024_Kapital_f%C3%BCr_die_Energiewende_Publikation_die_EWF_Option.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Brauer, J.; Matthes, F. (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten. Determinanten, Stand und Perspektiven. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikation/wasserstoff-erzeugungskosten/>, zuletzt geprüft am 16.07.2025.
- Bundesnetzagentur (2025): Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Diskussionspapier. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 11.06.2025.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW; EY (2024): Fortschrittsmonitor 2024, Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/fortschrittsmonitor-energiewende-2024/>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO, zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung. Online verfügbar unter https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-voll-text.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Bundesregierung (2010): Energie- und Klimafonds. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/alt-inhalte/energie-und-klimafonds-409438>, zuletzt geprüft am 14.04.2025.

- Bundesregierung (2023): Der Klima- und Transformationsfonds 2024. Entlastung schaffen, Zukunftsinvestitionen sichern, Transformation gestalten. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/der-klima-und-transformationsfonds-2024-2250738>, zuletzt geprüft am 15.04.2025.
- Bundesregierung (2024): Ein Plan fürs Klima. Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/klimaschutzgesetz-2197410>, zuletzt geprüft am 20.02.2025.
- Bundesverfassungsgericht (2023): Zweites Nachtragshaushaltsgesetz 2021 ist nichtig. Pressemitteilung Nr. 101/2023. Online verfügbar unter <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/bvg23-101.html>, zuletzt geprüft am 16.04.2025.
- Bpb – Bundeszentrale für politische Bildung (2025): Grundgesetzänderung für Verteidigung und Sondervermögen. Online verfügbar unter <https://www.bpb.de/kurz-knapp/hintergrund-aktuell/560839/grundgesetzanderung-fuer-verteidigung-und-sondervermoegen/#node-content-title-2>, zuletzt geprüft am 16.04.2025.
- Demary, M.; Neligan, A. (2025): Financing the Sustainability Agenda. In: Hefe, P.; Lilkov, D.; Welle, K. (Hrsg.). Wilfried Martens Centre for European Studies, #FocusFuture, The 7Ds for Sustainability - Decarbonisation in Depth. S. 102-109. Online verfügbar unter <https://www.martenscentre.eu/wp-content/uploads/2024/12/Decarbonisation.pdf>, zuletzt geprüft am 24.02.2025.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (hrsg.) (2024): PPAs: Das essenzielle Puzzleteil für den weiteren EE-Ausbau. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/FS_MEE_Das_feh-lende_Puzzleteil.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Destatis (2025a): Investitionen - 4. Vierteljahr 2024. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/investitionen-xlsx-5811108.html>, zuletzt geprüft am 06.06.2025.
- Destatis (2025b): Bruttoanlageinvestitionen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungenanlandsprodukt/Glossar/bruttoanlageinvestitionen.html>, zuletzt geprüft am 06.06.2025.
- Deutscher Bundestag (2011): Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 14.Juni 2011 eingegangenen Antworten der Bundesregierung. Drucksache 17/6228. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/17/062/1706228.pdf>, zuletzt geprüft am 15.04.2025.
- Deutscher Bundestag (2019): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Drucksache 19/13900. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/139/1913900.pdf>, zuletzt geprüft am 14.04.2025.
- Deutscher Bundestag (2022a): Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2023 (Haushaltsgesetz 2023). Drucksache 20/3100. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/031/2003100.pdf>, zuletzt geprüft am 14.04.2025.
- Deutscher Bundestag (2022b): Abschließende Beratungen ohne Aussprache. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw25-de-abschliessende-beratungen-897812>, zuletzt geprüft am 15.04.2025.

Deutscher Bundestag (2022c): Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2022 (Haushaltsgesetz 2022). Drucksache 20/1000. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/010/2001000.pdf>, zuletzt geprüft am 16.04.2025.

Deutscher Bundestag (2023): Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2024 (Haushaltsgesetz 2024 – HG 2024). Drucksache 20/7800. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/078/2007800.pdf>, zuletzt geprüft am 14.04.2025.

Deutscher Bundestag (2024): Entwurf eines Gesetzes über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2025 (Haushaltsgesetz 2025 – HG 2025). Drucksache 20/12400. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/124/2012400.pdf>, zuletzt geprüft am 14.04.2025.

EEM (2014): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Online verfügbar unter https://docs.dpaq.de/2452-stellungnahme_zu_monitoringbericht.pdf, zuletzt geprüft am 11.06.2025.

EEM (2015): Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Online verfügbar unter https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2019/2014_de.pdf, zuletzt geprüft am 11.06.2025.

EEM (2018): Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 11.06.2025.

EEM (2020): Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken. Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Juni 2020. Online verfügbar unter <https://www.wiwi.uni-muenster.de/fakultaet/sites/fakultaet/files/attachments/kommentar2020.pdf>, zuletzt geprüft am 06.06.2025.

EEM (2021): Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Februar 2021. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.html>, zuletzt geprüft am 10.06.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energie-wende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

EEM (2025): Statusupdate zum Stand der Energie wende. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/2025-Statusupdate-Stand-Energiewende.pdf>, zuletzt geprüft am 16.04.2025.

Europäische Kommission (2022): Mitteilung der Kommission. Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022. (2022/C 80/01). Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)), zuletzt geprüft am 30.06.2025.

Europäische Kommission (2023): Europäischer Aufbauplan. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/recovery-plan-europe_de, zuletzt geprüft am 14.04.2025.

Europäische Kommission (2024a): NextGenerationEU. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/eu-budget/eu-borrower-investor-relations/nextgenerationeu_en, zuletzt geprüft am 11.04.2025.

Europäische Kommission (2024b): REPowerEU. Affordable, secure and sustainable energy for Europe. Online verfügbar unter https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en#how-repowereu-is-funded, zuletzt geprüft am 11.04.2025.

Europäische Kommission (2024c): REPowerEU chapters in the RRP. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/economy_finance/recovery-and-resilience-scoreboard/rePowerEu.html?lang=en, zuletzt geprüft am 11.04.2025.

Europäische Kommission (2025): Country Overview. Germany. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/economy_finance/recovery-and-resilience-scoreboard/country_overview.html?country=Germany, zuletzt geprüft am 11.04.2025.

Frondel, M. (2024): Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen. In: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, Vol. 73, Nr. 1, 47-73. Online verfügbar unter <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/zfwp-2024-2005/html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Grimm, V. (2025): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes für ein steuerliches Investitionssofortprogramm zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts Deutschland, BT-Drucksache 21/323. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/1094100/05-Grimm.pdf>, zuletzt geprüft am 30.06.2025.

Handelsblatt Research Institute (2024): So viel kostet die Infrastruktur der Zukunft. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-so-viel-kostet-die-infrastruktur-der-zukunft/100002597.html>, zuletzt geprüft am 22.4.2025.

Kaczmarczyk, P.; Krebs, T. (2025): Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte. Study Nr. 98 der Hans-Böckler-Stiftung. Online verfügbar unter https://www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-009039/p_imk_study_98_2025.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.

Klein, M.; Schubert, K. (2020): Das Politiklexikon. 7., aktual. u. erw. Aufl. Bonn: Dietz 2020. Lizenzausgabe Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung. Online verfügbar unter <https://www.bpb.de/kurz-knapp/lexika/politiklexikon/17959/ordnungspolitik/>, zuletzt geprüft am 28.08.2025.

Löschel, A.; Schenker, O. (2017): On the Coherence of Economic Instruments: Climate, Renewables, and Energy Efficiency Policies. In: Parry, I.; Pittel, K.; Vollebergh, H. (Eds.). Energy Tax and Regulatory Policy in Europe: Reform Priorities. Cambridge: MIT Press. S. 135-161.

McKinsey & Company, Inc. (2024). Zukunftspfad Stromversorgung - Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Stand: Januar 2024. Online verfügbar unter: 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 05.03.2025.

- Niedersächsische Staatskanzlei (2025): Niedersachsen kann Zukunft - Ergebnisse der Haushaltsklausur 2025. Online verfügbar unter <https://www.stk.niedersachsen.de/startseite/presseinformationen/niedersachsen-kann-zukunft-ergebnisse-der-haushaltsklausur-2025-242934.html>, zuletzt geprüft am 01.07.2025.
- Otto, H.; Deutsch, N.; Neuhaus, J.; Güler, G.; Nodem, N. (2024): Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich - auch ökonomisch!. Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/klimaschutzinvestitionen-lohnen-sich.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Pietras, J. (2025): The EU's Path to Global Leadership in Decarbonisation. In: Hefe, P.; Lilkov, D.; Welle, K. (Hrsg.). Wilfried Martens Centre for European Studies, #FocusFuture, The 7Ds for Sustainability – Decarbonisation in Depth. S.94-100. Online verfügbar unter <https://www.martenscentre.eu/wpcontent/uploads/2024/12/Decarbonisation.pdf>, zuletzt geprüft am 24.02.2025.
- Röhl, K.-H.; Rusche, C. (2020): Corona-Krise – Staatsbeteiligungen bleiben eine problematische Intervention in den Markt. in: Wirtschaftsdienst, 100. Jg., Nr. 12, S. 945-951. Online verfügbar unter: <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2020/heft/12/beitrag/corona-krise-staatsbeteiligungen-bleiben-eine-problematische-intervention-in-den-markt.html>, zuletzt geprüft am 17.04.2025.
- Schaefer, T. et al. (2024): Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. Gutachten in Kooperation des Instituts der deutschen Wirtschaft mit der Boston Consulting Group und dem Bundesverband der deutschen Industrie. Online verfügbar unter https://assets.foleon.com/eu-central-1/de-uploads-7e3kk3/50809/2025_transformationspfade_lang_de.7fb1f7b111f4.pdf, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Scheuermeyer, P. (2025): Investitionsentwicklung in Deutschland – eine Bestandsaufnahme. KfW Research. Fokus Volkswirtschaft Nr. 485. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2025/Fokus-Nr.-485-Januar-2025-Investitionen.pdf>, zuletzt geprüft am 06.06.2025.
- Thelen, C. et al. (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2025.
- Weimann, J. (2010): Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe. Metropolis-Verlag, Marburg.
- Weiss, A. et al. (2024): Zukunftspfad Stromversorgung. Perspektiven zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. Online verfügbar unter 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 19.02.2025.
- Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags (2023): Dokumententyp: Kurzinformation Titel: Zum Zweck des Klima- und Transformationsfonds. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/re-source/blob/959550/b86145992801f4876d2e23b53c1be3b4/WD-8-047-23-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 14.04.2025.

12.8 Literatur zu Kapitel 9

- Agentur für Erneuerbare Energien (2024): AEE-Akzeptanzumfrage 2024 (Dossier 2). Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/akzeptanzumfrage/aee-akzeptanzumfrage-2024-dossier-2>, zuletzt geprüft am 28.10.2025.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2025): BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2025. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 25.11.2025. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2025): BDEW-Gaspreisanalyse Oktober 2025. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 25.11.2025.
- BMAS – Bundesministeriums für Arbeit und Soziales (2025a): Sozialbudget 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmas.de/DE/Service/Publikationen/Broschueren/a230-25-sozialbudget-2024.html>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- BMAS (2025b): Bestandsaufnahme quantitativer Studien zum Ausmaß der Nichtinanspruchnahme von Sozialleistungen. Online verfügbar unter <https://www.bmas.de/DE/Service/Publikationen/Forschungsberichte/fb-668-bestandsaufnahme-nichtinanspruchnahme-sozialleistungen.html>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- 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 27.10.2025.
- BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2025): Jahreswirtschaftsbericht 2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/jahreswirtschaftsbericht-2025.html>, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- Braungardt, S. et al. (2024): Analyse von vulnerablen Gruppen nach Art. 8 Abs. 3 EED im Gebäude- und Wärmesektor sowie Erarbeitung von Maßnahmen zu deren Unterstützung. Studie im Auftrag des BMWK. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Analyse-vulnerablen-Gruppen-Massnahmen-im-Gebaeude-Waermesektor.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- 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 10.10.2025.
- Destatis (2024): 80 % mehr Wohngeldhaushalte im Jahr 2023. Pressemitteilung Nr. 373 vom 30. September 2024. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24_373_22311.html, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- Destatis (2025a): Entwicklung der Reallöhne, der Nominallohne und der Verbraucherpreise. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Verdienste/Realloehne-Nettoverdienste/Tabellen/liste-reallohnentwicklung.html#134646>, zuletzt geprüft am 25.11.2025.

- Destatis (2025b): Statistischer Bericht – Daten zur Energiepreisentwicklung – September 2025. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001.html>, zuletzt geprüft am 25.11.2025.
- Destatis (2025c): Rund 1,2 Millionen Haushalte bezogen am Jahresende 2024 Wohngeld. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Soziales/Wohngeld/aktuell-wohngeld.html?templateQueryString=Wohngeld>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- Destatis (2025d): Haushalte und Haushaltsmitglieder. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-1-privathaushalte-haushaltsmitglieder.html>, zuletzt geprüft am 13.10.2025.
- Deutscher Bundestag (2023): Wohngeld- und Mietenbericht 2021/2022. Unterrichtung durch die Bundesregierung. Drucksache 20/7165. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/071/2007165.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- DIHK (2025a): Noch kein Aufbruch in Sichtweite. DIHK-Konjunkturumfrage Frühsommer 2025. Online verfügbar unter <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/konjunktur-und-wachstum/konjunkturumfrage-fruehsommer-2025>, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- DIHK (2025b): 14. Energiewende-Barometer der IHK-Organisation 2025. Online verfügbar unter <https://www.dihk.de/resource/blob/134842/620a24595b87e1aafb1b9896e62c65b1/energie-energie-wende-barometer-2025-data.pdf>, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- Drews, S.; Van den Bergh, J. C. (2016): What explains public support for climate policies? A review of empirical and experimental studies. *Climate policy*, 16(7), 855-876. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1080/14693062.2015.1058240>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- EEM (2014): 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 13.10.2025.
- EEM (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 13.10.2025.
- EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- EEM (2025): Statusupdate zum Stand der Energie wende. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/2025-Statusupdate-Stand-Energiewende.pdf>, zuletzt geprüft am 16.04.2025.

- Europäische Kommission (2023): EU guidance on energy poverty. Commission Staff Working Document SWD(2023) 647 final. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/document/download/a17c2aa6-02ca-49b3-8df6-b106ca9f37ed_en?filename=SWD_2023_647_F1_OTHER_STAFF_WORKING_PA-PER_EN_V5_P1_3016190.PDF, zuletzt geprüft am 13.10.2025.
- Europäische Kommission (2025): Climate change. Special Eurobarometer 565. Online verfügbar unter <https://europa.eu/eurobarometer/surveys/detail/3472>, zuletzt geprüft am 28.10.2025.
- Eurostat (2025a): Energy poverty. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- Eurostat (2025b): Bevölkerung, die nicht in der Lage ist, die Unterkunft angemessen warm zu halten nach Armutsgefährdung. Onlinecode sdg_07_60. Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/SDG_07_60, zuletzt geprüft am 13.10.2025.
- Eurostat (2025c): Gas prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards). nrg_pc_203. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_pc_203, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) und Öko-Institut e.V. (2024): CO₂-Preis in Deutschland. Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Umsetzung-ETSII-Klimasozialfonds-DE.pdf>, zuletzt geprüft am 25.11.2025.
- Grimm, V.; Groß, C.; Marxsen, T.; Schwarz, M. (2023): Energiekrise belastet Haushalte. In: Wirtschaftsdienst. 103. Jg., Nr. 11. S. 754-761. Online verfügbar unter <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2023/heft/11/beitrag/energiekrise-belastet-haushalte.html>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- ifo Institut (2022): Human Ressource (HR) zwischen Energie- und Coronakrise: Das Maßnahmenpaket der Unternehmen (3. Quartal 2022). Online verfügbar unter <https://www.ifo.de/fakten/2022-10-06/human-resource-hr-zwischen-energie-und-coronakrise>, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- IHK (2022): Umfrage zur Energiekrise. Online verfügbar unter <https://www.ihk.de/blueprint/servlet/re-source/blob/5629130/4fa258bf753cd04ee17deb40d685c6ae/umfrage-energiekrise-download-data.pdf>, zuletzt geprüft am 12.03.2024.
- KfW – Kreditanstalt für Wiederaufbau (2025): KfW-Energiewendebarmeter. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/KfW-Research/KfW-Energiewendebarmeter.html>, zuletzt geprüft am 28.10.2025.
- Meemken, S.; Preußner, J.; Zerkawy, F. (2024): Energiekosten: Wie hoch ist die Belastung der Industrie?. Factsheet (12/2024). Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Online verfügbar unter https://foes.de/publikationen/2024/2024_12_FOES_Energiestueckkosten_Industrie.pdf, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- 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 27.10.2025.

- Rusche, C. (2025): Direktinvestitionsströme deuten die Deindustrialisierung Deutschlands an. In: Wirtschaftsdienst. 105. Jg, Nr. 3, S. 212-214. Online verfügbar unter <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2025/heft/3/beitrag/direktinvestitionsstroeme-deuten-die-deindustrialisierung-deutschlands-an.html>, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- 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 <https://www.svr-verbraucherfragen.de/folgen-der-energiekrise/>, zuletzt geprüft am 13.10.2025.
- SVRV (2024): Akzeptanz der Energiewende aus Sicht der Haushalte. Mimeo.
- SVRV (2025): Haushalte nach der Energiekrise. Sachverständigenrat für Verbraucherfragen, Policy Brief, im Erscheinen.
- Schumacher, K. et al. (2022): Der Klima-Sozialfonds im Fit-for-55-Paket der europäischen Kommission – Definition und Quantifizierung vulnerabler Haushalte und notwendige Investitionsbedarfe. Umweltbundesamt (Hrsg.), Texte | 58/2022. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/der-klima-sozialfonds-im-fit-for-55-paket-der>, zuletzt geprüft am 10.10.2025.
- Schumacher, K. et al. (2025): Identifying and supporting vulnerable households in light of rising fossil energy costs. Umweltbundesamt (Hrsg.), Texte | 01/2025. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/identifying-supporting-vulnerable-households-in>, zuletzt geprüft am 25.11.2025.
- 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/2022-12-07_climate-change_47-2022_co2-bepreisung_verkehrs-gebaeudebereich_sozialvertraeglich.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2025.
- UBA (2025): Chartbook zur Bevölkerungsumfrage Umweltbewusstsein 2024. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/ubs24_chartbook.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2025.
- Verpoort, P. et al. (2024): Transformation der energieintensiven Industrie. Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.48485/pik.2024.019>, zuletzt geprüft am 14.10.2025.
- Wuppertal Institut (2025): Umfrageergebnisse zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende. Studie im Auftrag der Westenergie AG. 205_Wuppertal Paper. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8794/file/WP205.pdf>, zuletzt geprüft am 29.10.2025.

12.9 Literatur zu Kapitel 10

- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2025a): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2024 (in TWh) Deutschland insgesamt. Datenstand Februar 2025. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/Strerz-Abgabe-2025-02.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

AGEB (2025b): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2024. Datenstand Februar 2025. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/01/quartalsbericht_q4_2024_aktualisiert.pdf, zuletzt geprüft am 26.05.2025.

AGEE-Stat (2025): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2024. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/hgp_erneuerbare_energien_2024.pdf, zuletzt geprüft am 26.05.2024.

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Energiestudie 2013. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Online verfügbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/The-men/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf;jsessionid=B12E9048989EEF134A5E9AFEBEDFDDFA.1_cid324?_blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

BMUKN – Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2024): Flächenverbrauch – Worum geht es?. Online verfügbar unter <https://www.bmuv.de/themen/nachhaltigkeit/strategie-und-umsetzung/reduzierung-des-flaechenverbrauchs>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

BMWEL – Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2024): Der Wald in Deutschland. Ausgewählte Ergebnisse der vierten Bundeswaldinventur. Online verfügbar unter https://www.bundeswaldinventur.de/fileadmin/Projekte/2024/bundeswaldinventur/Downloads/BWI-2022_Broschuere_bf-neu_01.pdf, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Bundesnetzagentur (2025): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2025): Monitoringbericht 2024. 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/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

Bundesregierung (2022): Gemeinsame Pressemitteilung von Bundeskanzleramt und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: G7 gründet Klimacub. Pressemitteilung 384. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/gemeinsame-pressemittteilung-von-bundeskanzleramt-und-bundesministerium-fuer-wirtschaft-und-klimaschutz-g7-gruendet-klimacub-2153296>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

CDU; CSU & SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

Destatis (2024): Deutschland ist 35,8 Millionen Hektar groß. Pressemitteilung Nr. 403 vom 24. Oktober 2024. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/10/PD24_403_412.html, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

Destatis (2025a): Holzeinschlag: Deutschland, Jahre, Holzsorten, Holzartengruppen, Waldeigentumsarten. Code: 41261-0002. Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistik/41261/table/41261-0002>, zuletzt geprüft am 02.05.2025.

Destatis (2025b): Gesamtrohstoffproduktivität und ihre Komponenten, Index 2010 = 100. Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/rohstoffe-materialfluesse-wasser/Tabellen/gesamtrohstoffproduktivitaet-Index.html?templateQueryString=rohstoffproduktivit%C3%A4t>, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

Destatis (2025c): Was ist die Gesamtrohstoffproduktivität?. Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/rohstoffe-materialfluesse-wasser/Glossar/was-ist-gesamtrohstoffproduktivitaet.html>, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

Deutscher Bundestag (2011): Förderung von unkonventionellem Erdgas. Möglichkeiten der rechtlichen Beschränkung. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/421882/836c6301f5ea5388164a54cddb2b03a8/wd-3-372-11-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

Deutscher Bundestag (2023): Antwort der Bundesregierung 23.08.2023 auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Carolin Bachmann, Marc Bernhard, Roger Beckamp, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der AfD. Drucksache 20/7849. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/080/2008097.pdf>, zuletzt geprüft unter 08.05.2025.

DIHK – Deutscher Industrie- und Handelskammertag (2011): Faktenpapier unkonventionelles Erdgas in Deutschland. Hintergrundinformationen zum IHK-Jahresthema 2012. Online verfügbar unter <https://www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/1075088/f05c575c45abfe67ec6628627a355e12/dihk-faktenpapier-unkonventionelles-erdgas-in-deutschland-data.pdf>, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

EEA – European Environment Agency (2025): GHG Inventory EU 15-02-2025. Germany. Online verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/govreg/inventory/colz4yinw/envz9ha0a/DEU-CRT-2025-V0.4-2023-20250317-161118_started.xlsx/manage_document, zuletzt geprüft am 07.07.2025.

EEM – Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (2024): Monitoringbericht 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/MonitoringEnergiederZukunft/monitoringbericht_2024.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Europäische Kommission (2023): Kommission begrüßt politische Einigung über das Gesetz zu kritischen Rohstoffen. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_5733, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Europäische Kommission (2024): EU secures access to diversified, affordable, and sustainable supply of critical raw materials. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2748, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Europäische Kommission (2025a): Sicherung und Diversifizierung des Rohstoffzugangs in der EU – Kommission wählt 47 strategische Projekte aus. Pressemitteilung vom 25.03.2025. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_25_864, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Europäische Kommission (2025b): Selected strategic projects. Online verfügbar unter https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials/strategic-projects-under-crma/selected-projects_en, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

- Europäische Union (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 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L2284>, zuletzt geprüft am 02.05.2025.
- 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.
- Eurostat (2024a): Waste statistics - electrical and electronic equipment. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Waste_statistics_-_electrical_and_electronic_equipment#cite_note-1, zuletzt geprüft am 07.05.2025.
- Eurostat (2024b): Waste statistics - recycling of batteries and accumulators. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Waste_statistics_-_recycling_of_batteries_and_accumulators, zuletzt geprüft am 07.05.2025.
- Fachagentur Wind und Solar (2025): Entwicklung der Windenergienutzung auf Forstflächen. Ausbau, planerische Vorgaben und Empfehlungen für Anlagenstandorte in den Ländern. 10. Auflage, 2025. Online verfügbar unter <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/mediathek/detail/entwicklung-der-windenergienutzung-auf-forstflaechen>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.
- FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2007): Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen. Online verfügbar unter https://www.fnr.de/ftp/pdf/literatur/pdf_303fg_dafa_071107.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2025.
- FNR (2024): Anbau nachwachsender Rohstoffe 2023 auf knapp 2,5 Mio. Hektar oder rund 15 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Fläche. Deutlicher Rückgang bei Energiepflanzen für Biogas. Online verfügbar unter <https://www.fnr.de/presse/pressemittelungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/anbau-nachwachsender-rohstoffe-2023-auf-knapp-25-mio-hektar-oder-rund-15-prozent-der-landwirtschaftlich-genutzten-flaeche>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.
- Nagel, R.; Meyer, P.; Blaschke, M.; Feldmann, E. (2023): Strict forest protection: A meaningful contribution to Climate-Smart Forestry? An evaluation of temporal trends in the carbon balance of unmanaged forests in Germany. *Frontiers in Forests and Global Change*, 6, 1099558. Online verfügbar unter <https://www.frontiersin.org/journals/forests-and-global-change/articles/10.3389/ffgc.2023.1099558/full>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Öko Institut (2025): Komplexe Datenlage: Herausforderungen bei der THG-Bilanzierung im LULUCF-Sektor. Unter Mitarbeit von Hannes Böttcher, Klaus Hennenberg und Mirjam Pfeiffer. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/blog/komplexe-datenlage-herausforderungen-bei-der-thg-bilanzierung-im-lulucf-sektor/>, zuletzt geprüft am 07.07.2025.
- Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2025): Rohstoffproduktivität. Online verfügbar unter <https://www.umwelt.sachsen.de/rohstoffproduktivitaet-30885.html>, zuletzt geprüft am 02.05.2025.

Schulze, E. D.; Bouriaud, O. ; Irslinger, R. ; Valentini, R. (2022): The role of wood harvest from sustainably managed forests in the carbon cycle. *Annals of Forest Science*, 79(1), 17. Online verfügbar unter <https://annforsci.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13595-022-01127-x>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.

Statistisches Bundesamt (2025): Statistischer Bericht - Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Gesamtwirtschaftliches Materialkonto - Berichtszeitraum 1994 – 2023. EVAS-Nummern 85131. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/rohstoffe-materialfluesse-wasser/Publikationen/Downloads/statistischer-bericht-gesamtwirtschaftliches-materialkonto-5851315.xlsx? blob=publicationFile&v=4>, zuletzt geprüft am 02.05.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2023): Aufkommen und Verwertung von Verpackungsabfällen in Deutschland im Jahr 2021. Abschlussbericht. Texte 162/2023. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/162_2023_texte_aufkommen_verpackungsabfaell_e.pdf, zuletzt geprüft am 02.05.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2024): Indikator: Gesamtrohstoffproduktivität. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-gesamtrohstoffproduktivitaet#die-wichtigsten-fakten>, zuletzt geprüft am 06.05.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025a): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2024. Online verfügbar unter https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedien%2F361%2Fdokumente%2F2025_01_29_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_luft_v1.0.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK, zuletzt geprüft am 02.05.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025b): Treibhausgas-Projektionen 2025 für Deutschland (Projektionsbericht 2025). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2025-fuer-deutschland>, zuletzt geprüft am 11.08.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025c): Finale Daten für 2023: klimaschädliche Emissionen sanken um zehn Prozent. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/finale-daten-fuer-2023-klimaschaedliche-emissionen>, zuletzt geprüft am 14.11.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025d): Flächenverbrauch für Rohstoffabbau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/flaeche/flaechenverbrauch-fuer-rohstoffabbau#inlandische-rohstoffentnahme>, zuletzt geprüft am 25.11.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025e): 2025 Common Reporting Table (CRT). Online verfügbar, <https://unfccc.int/documents/646519>, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

ZDF.de (2023): Scholz gibt Startschuss für Klimaclub. Online verfügbar unter <https://www.zdf.de/nachrichten/wissen/klima-scholz-klimaclub-dubai-100.html>, zuletzt geprüft am 08.05.2025.

12.10 Literatur zu Kapitel 11

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2020): Energiewende 2030: Europas Weg zur Klimaneutralität. Ad-hoc-Stellungnahme, Juni 2020. Online verfügbar unter <https://energiesysteme-zukunft.de/energiewende-2030>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

BMWE (2025): Klimaclub treibt Dekarbonisierung der Industrie international voran: ambitionierte Agenda für 2025/2026. Schlaglichter der Wirtschaftspolitik, März 2025. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2025/03/06-klimaclub.html>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Bundesregierung (2022): G7-Erklärung zum Klimaclub. Elmau, den 28. Juni 2022. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/re-source/blob/974430/2057898/954672c2ac2f2ba2d7c490e3ea8ba15c/2022-06-28-klimaclub-data.pdf?download=1>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

CDU, CSU & SPD (2025): Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. Online verfügbar unter von https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitions-vertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2025.

Coady, D., Parry, I., Sears, L. & Shang, B. (2015): How large are global energy subsidies?. IMF Working Paper, 15/105. Online verfügbar unter <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15105.pdf>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2025): Einnahmen aus dem Emissionshandel erneut auf Rekordniveau. Online verfügbar unter <https://www.dehst.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025-001-jahresabschluss-2024-euets-nehs.html>, zuletzt geprüft am 22.09.2025.

EEM (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. Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf>, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

EEM (2024): Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg, Juni 2024. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2025.

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 20.11.2025.

Europäische Kommission (2025a): EU-Klimagesetz zeichnet neuen Weg bis 2040 vor. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_25_1687, zuletzt geprüft am 22.09.2025.

Europäische Kommission (2025b): Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2021/1119 establishing the framework for achieving climate neutrality. Online verfügbar unter https://climate.ec.europa.eu/document/download/e1b5a957-c6b9-4cb2-a247-bd28bf675db6_en, zuletzt geprüft am 22.09.2025.

- 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 27.11.2025.
- 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) (2023b): 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 20.11.2025
- European Energy Exchange (EEX) (2025): Market data, Environmentals, EEX ETS2 Futures, December, zuletzt geprüft am 12.09.2025.
- European Energy Exchange AG (EEX) (2024): Index Description. Release: 18. Online verfügbar unter https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Trading/Indices/Index_Description_v18.pdf, zuletzt geprüft am 12.09.2025.
- European Union (EU) (2023a): 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 20.11.2025.
- Grimm, V., Sölch, C. & Wirth, J. (2024): Wachstum und Klimaschutz vereinen. Studie im Auftrag der Konrad-Adenauer-Stiftung e. V.. Online verfügbar unter [https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+\(1\).pdf](https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+(1).pdf), zuletzt geprüft am 16.11.2025.
- International Energy Agency (IEA) (2011): Summing up the parts: Combining Policy Instruments for Least-Cost Climate Mitigation Strategies.
- International Energy Agency (IEA) (2023): Global EV Outlook 2023 - Catching up with climate ambitions. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- IRENA (2023): Renewable power generation costs in 2022. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Online verfügbar unter <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

- Kalkuhl, M., M. Kellner, C. Roelfs, 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 CO₂-Bepreisung. Kurzdossier, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, März 2023. Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikation/kurzdossier-optionen-zur-verwendung-der-einnahmen-aus-der-co2-bepreisung/>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- Lang, J. et al. (2024): Net Zero Tracker – Data Explorer. Energy and Climate Intelligence Unit, Data-Driven EnviroLab, NewClimate Institute, Oxford Net Zero, 2023. Zugriffen: 17. Juni 2024. Online verfügbar unter <https://zerotracker.net/>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.
- Nordhaus, W. (2015): Climate Clubs: Overcoming Free-riding in International Climate Policy. American Economic Review, 105(4): 1339–1370. <http://dx.doi.org/10.1257/aer.15000001>.
- 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 04.11.2025.
- Öko-Institut (2011): Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikation/der-instrumenten-mix-einer-ambitionierten-klimapolitik-im-spannungsfeld-von-emissionshandel-und-anderen-instrumenten/>, zuletzt geprüft am 22.09.2025.
- Öko-Institut (2012): Strengthening the European Union emissions trading scheme and raising climate ambition. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikation/strengthening-the-european-union-emissions-trading-scheme-and-raising-climate-ambition/>, zuletzt geprüft am 22.09.2025.
- 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 04.11.2025.
- Öko-Institut (2025a): The EU's 2040 climate target. Assessment of the proposal by the EU Commission. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PB-2040-climate-proposal.pdf>, zuletzt geprüft am 22.09.2025.
- Öko-Institut (2025b): The EU's 2040 climate target. Policy Brief. Update 19.11.2025. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PB-Council-2040-target.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Öko-Institut (2025c): Conditions for Using International Carbon Credits towards the EU's 2040 Climate Target. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Conditions-for-using-international-carbon-credits-towards-the-EU-climate-target.pdf>, zuletzt geprüft am 22.09.2025.
- Rat der Europäischen Union (2025): Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation (EU) 2021/1119 establishing the framework for achieving climate neutrality. Online verfügbar unter <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14960-2025-INIT/en/pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2025.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) (2019): Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik. Sondergutachten. Online verfügbar unter https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/sg2019/sg_2019.pdf, zuletzt geprüft am 27.11.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2024b): Nationaler Emissionshandel: Emissionen 2023 trotz Einbeziehung zusätzlicher Brennstoffe um 2 Prozent gesunken. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/neh/meldung-emissions-abgabesituation-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 22.09.2025.

Umweltbundesamt (UBA) (2025): nEHS-Register. Register des nationalen Brennstoffemissionshandels. Online verfügbar unter <https://neh-register.dehst.de/coreweb/info/reporting/compliance/list.action>, zuletzt geprüft am 22.09.2025.

World Bank (2024): State and Trends of Carbon Pricing Dashboard. Zugriffen: 25. Juni 2024. Online verfügbar unter <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/about#download-data>, zuletzt geprüft am 01.12.2025.

Anhang

Kompendium energiewirtschaftlicher Größen im Stromsektor

Elektrizitätswirtschaftliche Daten werden primär von den statistischen Ämtern und den Netzbetreibern erfasst (letztere veröffentlicht durch entso-e unter <https://transparency.entsoe.eu/> und für Deutschland auf SMARD, <https://www.smard.de/home>). Die Daten der statistischen Ämter finden sich zusammen mit Daten der AG Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) in den Darstellungen der AG Energiebilanzen (AGEB) wieder. Durch unterschiedliche Erhebungsmethoden und Datenquellen können statistische Differenzen zwischen Netzbetreiberdaten und den Daten der AGEB entstehen.

Querverweise auf Begriffserklärungen aus dieser Übersicht sind mit → gekennzeichnet.

In Abbildung A-1 sind ausgewählte Größen aus dem Kompendium im Überblick dargestellt.

Hinweis zur **Berücksichtigung von Pumpstromerzeugung** und Pumparbeit sowie Eigenverbrauch der Pumpspeicher:

In der deutschen Energiebilanz wird die Pumpstromerzeugung (PSE) als Teil der Bruttostromerzeugung gewertet. Dieser PSE-Anteil zählt jedoch nicht zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien. In den von Eurostat angewandten Regeln zur Energieberichterstattung ist hingegen der Anteil der PSE, der nicht aus natürlichem Zufluss gewonnen wird, kein Bestandteil der Bruttostromerzeugung. Nach europäischer Konvention werden Pumpspeicher somit als Speicher betrachtet, während es in der deutschen Energiebilanz zu einer Doppelzählung der gespeicherten Energie kommt.

Da die Bruttostromerzeugung auch Grundlage zur Ermittlung des Bruttostromverbrauchs ist, enthält ggf. auch der Verbrauch die Energiemengen aus PSE. Verbrauchsseitig entspricht die PSE der Summe aus Pumparbeit und Eigenverbrauch der Pumpspeicher. Pumpspeicherverluste werden nicht gesondert ausgewiesen.

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

In Deutschland wird der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch üblicherweise auf den →Bruttostromverbrauch inkl. Pumparbeit und Eigenverbrauch der Pumpspeicher (entspricht PSE) bezogen. Gemäß europäischer Vorgabe sollte der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sich auf den →Bruttostromverbrauch exkl. PSE beziehen. Zu PSE siehe Anmerkung vor dieser Tabelle.

Der geschätzte →Selbstverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen wird sowohl der Erzeugung aus erneuerbaren Energien als auch dem Verbrauch zugerechnet. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bezieht im Zähler nur inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein, während der →Bruttostromverbrauch im Nenner zum Teil auch durch Importe gedeckt wird.

Deutschland 2024 (2023):

- Inkl. PSE: 54,1 % (52,9 %) nach AGEB 2025
- Exkl. PSE: 54,8 % (53,4 %) nach AGEB 2025

Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung

In Deutschland wird der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung üblicherweise auf die Erzeugung inkl. Pumpstromerzeugung (PSE) bezogen. Die Stromerzeugung aus PSE, die nicht aus natürlichem Zufluss gewonnen wird, wird jedoch nicht als Erzeugung aus erneuerbaren Energien gezählt. Zu PSE siehe Anmerkung vor dieser Tabelle.

Der geschätzte →Selbstverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen wird der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zugerechnet.

Deutschland 2024 (2023):

- Inkl. PSE: 57,1 % (53,8 %) nach AGEB 2025
- Exkl. PSE: 57,6 % (54,4 %) nach AGEB 2025

Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Strommenge, die im Rahmen des Redispatch (früher auch Einspeisemanagement, heute Teil des Redispatch 2.0) abgeregelt wird, und die dem Anlagenbetreiber dennoch (teilweise) vergütet wird. Sie stellt die Differenz zwischen der theoretisch möglichen und der tatsächlich eingespeisten Energie dar. Bei negativem Redispatch ist die Ausfallarbeit positiv, bei positivem Redispatch ist die Ausfallarbeit negativ. Da es sich bei positiver Ausfallarbeit um nicht erzeugte Strommengen handelt, ist diese nicht Teil der →Bruttostromerzeugung, negative Ausfallarbeit hingegen schon.
Bruttostromerzeugung	Insgesamt erzeugte elektrischen Energie der erfassten Anlagen, einschließlich des →Kraftwerkseigenverbrauchs sowie des →Selbstverbrauchs. Entspricht in der deutschen Energiebilanz dem Umwandlungsausstoß Strom (Zeile 39). Dieser wird inklusive Pumpstromerzeugung (PSE) ausgewiesen. Die AG Energiebilanzen weist zusätzlich auch die Bruttostromerzeugung exklusive PSE aus. Zu PSE siehe Anmerkung vor dieser Tabelle. Deutschland 2024 (2023): • Inkl. PSE: 501,2 TWh (511,3 TWh) nach AGEB 2025 • Exkl. PSE: 494,8 TWh (505,8 TWh) nach AGEB 2025 • Exkl. PSE: 493,4 TWh (503,8 TWh) nach BDEW 2025
Bruttostromverbrauch (auch Bruttoinlandsstromverbrauch)	→Bruttostromerzeugung plus →Speichersaldo plus →Stromaustauschsaldo mit dem Ausland. Hierfür werden die →physikalischen Stromflüsse aus dem Ausland nach Deutschland bzw. aus Deutschland in das Ausland nach dem Territorialprinzip erfasst. Die in der Rechnung verwendete →Bruttostromerzeugung ist entweder inkl. Pumpstromerzeugung (PSE) oder exkl. PSE, wobei zur Bilanzierung in Deutschland bisher erstere verwendet wird. Zu PSE siehe Anmerkung vor dieser Tabelle. Deutschland 2024 (2023): • Inkl. PSE: 527,4 TWh (520,5 TWh) nach AGEB 2025 • Exkl. PSE: 521,1 TWh (515,1 TWh) nach AGEB 2025 • Exkl. PSE: 517,7 TWh (512,1 TWh) nach BDEW 2025 (2024 vorläufig)

Kraftwerkseigenverbrauch

Stromverbrauch, um den Kraftwerksbetrieb zu gewährleisten (Hilfsenergie) und Verluste in den Haupttransformatoren. Der Kraftwerkseigenverbrauch beträgt bei Steinkohlekraftwerken 7-8 %, bei Braunkohlekraftwerken 8-10 %, bei Erdgaskraftwerken 3-4 % und bei Biomassekraftwerken 5-10 % der →Bruttostromerzeugung (AGEB STRERZ 2025). Bei Windkraftanlagen an Land und auf See sowie Photovoltaikanlagen wird der Kraftwerkseigenverbrauch nicht direkt gemessen, sondern der Nettoerzeugung zugeschätzt. Dafür werden feste Werte angesetzt: bei Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen an Land 2 %, bei Wind auf See 1,5 %.

Deutschland 2024 (2023):

- Inkl. PSE: 21,9 TWh (23,5 TWh) nach AGEB 2025
- Exkl. PSE: 23,4 TWh (24,8 TWh) nach BDEW 2025

Nettostromerzeugung

→Bruttostromerzeugung abzüglich →Kraftwerkseigenverbrauch (während →Netzeinspeisung; →Kraftwerkseigenverbrauch zu Zeiten ohne Netzeinspeisung zählt zum Verbrauch im Umwandlungssektor). Enthält die Stromerzeugung für → Selbstverbrauch.

Die in der Rechnung verwendete →Bruttostromerzeugung ist entweder inkl. Pumpstromerzeugung (PSE) oder exkl. PSE, wobei zur Bilanzierung in Deutschland bisher erstere verwendet wird. Zu PSE siehe Anmerkung vor dieser Tabelle.

Deutschland 2024 (2023):

- Inkl. PSE: 479,1 TWh (487,7 TWh) nach AGEB 2025
- Exkl. PSE: 472,8 TWh (482,3 TWh) nach AGEB 2025
- Exkl. PSE: 470,0 TWh (479,0 TWh) nach BDEW 2025 (2024 vorläufig)

Nettostromverbrauch (auch Letztverbrauch) Summe der Stromlieferungen an Letztverbraucher sowie → **Selbstverbrauch**. Der Nettostromverbrauch ergibt sich aus dem → **Bruttostromverbrauch**, vermindert um den → **Kraftwerkseigenverbrauch, den Eigenverbrauch der Speicher** und die → **Netzverluste**. Der Nettostromverbrauch bezeichnet somit die elektrische Energie, die den Endkunden nach Abzug sämtlicher systembedingter Verbräuche tatsächlich für Stromanwendungen zur Verfügung steht, unabhängig davon, ob sie aus dem öffentlichen Netz oder aus einer eigenen Erzeugungsanlage bezogen wird.

Die in der Rechnung verwendete → Bruttostromerzeugung ist entweder inkl. Pumpstromerzeugung (PSE) oder exkl. PSE, wobei zur Bilanzierung in Deutschland bisher erstere verwendet wird. Zu PSE siehe Anmerkung vor dieser Tabelle.

Deutschland 2024 (2023):

- 466,1 TWh (459,6 TWh) nach BDEW 2025 (2024 vorläufig)
- 472,1 TWh (463,9 TWh) nach AGEB 2025

Netzeinspeisung Einspeisungen von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung; enthält Rückspeisungen aus dem Netz der Deutschen Bahn, aus geschlossenen Verteilernetzen und aus Eigenanlagen. Daten der Netzbetreiber (ENTSO-E) und der amtlichen Statistik (destatis) zur Netzeinspeisung unterscheiden sich teilweise aufgrund unterschiedlicher geografischer Abgrenzung. Während die amtliche Statistik nach dem Territorialprinzip bilanziert, erfassen die Netzbetreiber alle Anlagen, die in ihr Netz einspeisen, auch wenn diese im Ausland verortet sind. Die Netzeinspeisung enthält keine darüber hinausgehenden Importe.

Deutschland 2024 (2023):

- 432,8 TWh (448,2 TWh) nach ENTSO-E 2025
- 432,1 TWh (447,5 TWh) nach destatis 2025

Netzlust	Strommenge, die aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird, d.h. →Netzeinspeisung plus →Austauschsaldo plus →Energieaufnahme der Speicher. In der Netzlust sind auch Lasten (insb. Pumpspeichereinheiten) enthalten, die nicht auf deutschem Territorium stehen, aber ausschließlich an das deutsche Netz angebunden sind. Deutschland 2024 (2023) inklusive Netzverluste: • 465,5 TWh (458,4 TWh) nach SMARD 2025 • Inkl. Pumparbeit: 478,6 (471,1 TWh) nach SMARD 2025
Netzverluste (auch Arbeitsverluste oder Verlustenergie)	Differenz zwischen der physikalisch in das Netz der öffentlichen Versorgung in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit. Sie entspricht den durch den Stromfluss im Netz entstehenden Leitungsverlusten, die im Wesentlichen durch den Widerstand der Leitungen entstehen. Die Verlustenergie wird von Stromnetzbetreibern beschafft und erfasst. Sie ergibt sich auch aus der →Nettostromerzeugung plus →Stromaustauschsaldo plus →Speichersaldo minus dem →Nettostromverbrauch. Deutschland 2024 (2023): • Netzverluste: -26,1 (-25,8) nach AGE B 2025
Residuallast	→Netzlust, die nicht von Anlagen mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird, d.h. →Netzlust abzüglich der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen an Land und auf See. Deutschland DE + LU 2024 (2023): • 264,1 TWh (260,3 TWh) nach SMARD 2025

Selbstverbrauch
(auch Eigenverbrauch)

Umfasst erzeugten, nicht für →Kraftwerkseigenverbrauch verwendeten und nicht ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom. Entspricht somit Strom, der vor dem Netzverknüpfungspunkt direkt verbraucht wird. Dies betrifft vor allem Strom aus Photovoltaikanlagen, Industrienetzen, dem Netz der Deutschen Bahn oder geschlossenen Verteilernetzen. Bei Anlagen mit Selbstverbrauchsvergütung wird der Selbstverbrauch gemessen, bei anderen Anlagen wird er zu statistischen Zwecken geschätzt. Daten der statistischen Landesämter beinhalten nur den vergüteten Selbstverbrauch. In statistischen Daten von AGEb, AGEE-Stat und BDEW hingegen wird der Selbstverbrauch von Prosumern mit Photovoltaikanlagen zugeschätzt. Dies geschieht auf Basis von Anlagengruppen (PV-Typ und Größe), die Verbrauchergruppen zugeordnet werden. Gemessene Eigenverbräuche werden anhand EEG-Bewegungsdaten auf die Gruppengröße hochgerechnet.⁴³

Deutschland 2024 (2023), nur Selbstverbrauch PV:

- 13,13 TWh (8,2 TWh) nach Fraunhofer ISE 2025 (2024 vorläufig)

Speichersaldo

Differenz zwischen der Speicherzufuhr und der Entnahme aus Speichern. Der Saldo entspricht im Wesentlichen dem Eigenverbrauch der Speicher, da keine nennenswerten Strommengen von einem Jahr zum nächsten gespeichert werden. Der Eigenverbrauch der Speicher wird nicht als Teil des Kraftwerkseigenverbrauchs erfasst.

Deutschland 2024 (2023):

- -2,1 TWh (-1,9 TWh) nach BDEW 2025 (2024 vorläufig)

⁴³ Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2025)

Stromaufkommen
(auch Stromumsatz)

Dient der Abgrenzung zwischen dem Strombedarf einerseits und der Deckung des Bedarfs andererseits. Bedarf und Deckung sind betragsgleich. Das Nettostromaufkommen setzt sich deckungsseitig zusammen aus der →Nettostromerzeugung, den physikalischen Stromflüssen aus dem Ausland und den Entnahmen aus Speichern. Die Bedarfsseite ist der →Nettostromverbrauch plus die physikalischen Stromflüsse ins Ausland plus die Zufuhr in Stromspeicher sowie die →Netzverluste. Beim Bruttostromaufkommen wird die deckungsseitig die →Bruttostromerzeugung verwendet und bedarfsseitig der →Kraftwerkseigenverbrauch hinzugefügt.

Deutschland 2024 (2023):

- 560,8 TWh (557,0 TWh) nach AGEB 2025

Stromaustauschsaldo
(mit dem Ausland)

Differenz zwischen dem physikalischen Stromfluss aus dem Ausland nach Deutschland und dem physikalischen Stromfluss aus Deutschland ins Ausland.

Deutschland 2024 (2023) physikalisch:

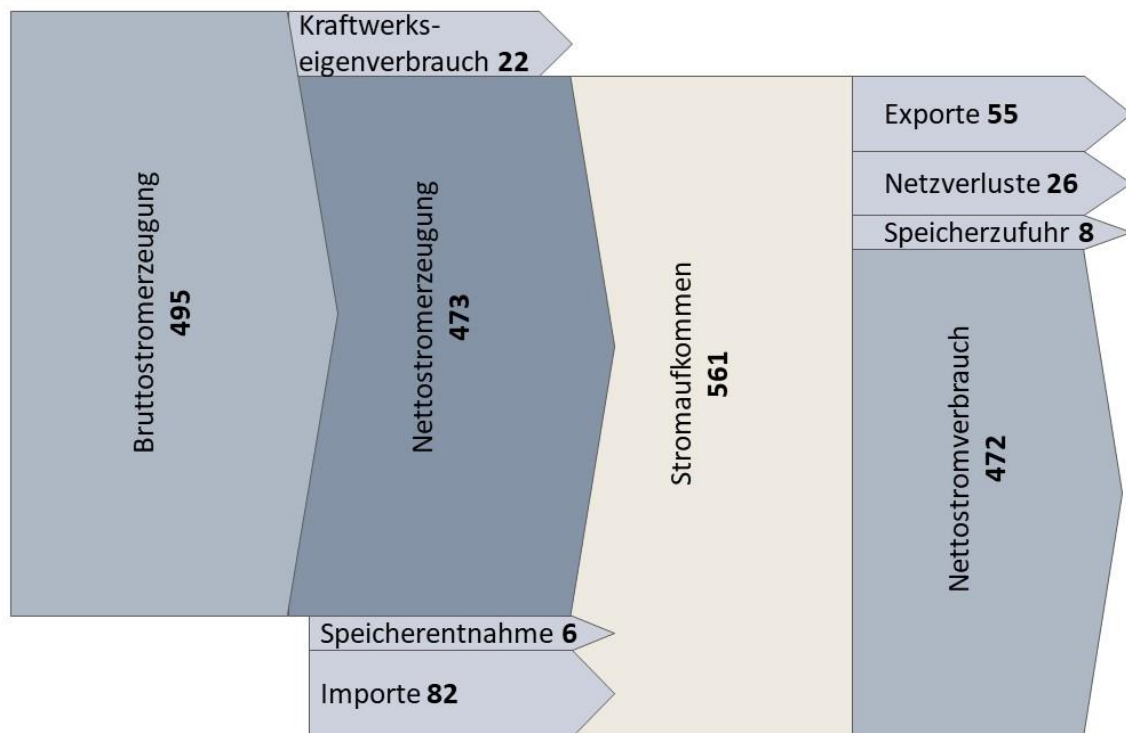
- +24,3 TWh (+8,3) TWh nach BDEW 2025
- +26,3 TWh (+9,2) TWh nach AGEB 2025

Zusätzlich erfasst wird der kommerzielle Außenhandel, welcher den geplanten Im- und Exporten von und nach Deutschland entspricht. Das kommerzielle Austauschsaldo resultiert aus der Summe von allen im Stromhandel genutzten bzw. nominierten Strommengen von bzw. an die angrenzenden Länder bzw. Gebotszonen des Verbundnetzes.

Deutschland 2024 (2023) kommerziell:

- 31,7 TWh (11,7 TWh) nach SMARD 2025

Abbildung A-1: Flussdiagramm ausgewählter energiewirtschaftlicher Größen im Stromsektor



Quellen

Begriffserklärungen

AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik) (2016). Datenquellen und Methodik der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland: Stromerzeugung und installierte Leistung. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-15_dokumentation_agee-stat-zr_stromerzeugung_leistung_final.pdf

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2025a). Glossar: Stromerzeugung und -verbrauch. Berlin: BDEW. <https://www.bdew.de/energie/erneuerbare-energien/>. [Zugegriffen am: 03.11.2025.]

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (2016). Detailed Data Descriptions Version 2, Release 5 (TP DDD). 12. Dezember 2016. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/mc-documents/transparency-platform/MOP/V2R1_MoP_Reference_Documents.zip. [Zugegriffen am: 27.10.2025.]

Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82–209.

SMARD (Bundesnetzagentur) (2025). Benutzerhandbuch SMARD. Stand: Februar 2025. [https://team.intern.adns/websites/SMARD/Freigegebene Dokumente/03_Umsetzung/Handbuch/Ergänzung Energiedaten Kompakt/20250211_Handbuch_inkl.Energiedaten_Kompakt](https://team.intern.adns/websites/SMARD/Freigegebene_Dokumente/03_Umsetzung/Handbuch/Ergänzung_Energiedaten_Kompakt/20250211_Handbuch_inkl.Energiedaten_Kompakt). [Zugegriffen am: 13.10.2025].

Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2008 über die Energiestatistik. ABl. L 304 vom 14.11.2008, S. 1–62.

Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in den Elektrizitätsmärkten [...]. ABl. L 163 vom 15.6.2013, S. 1–70.

VGB PowerTech e.V. (2024). VGB-Standard: Grundbegriffe der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft (12. Ausgabe, 2024). Essen: VGB PowerTech. <https://pulse.vgbe.energy/read/dd7f677c-2f47-437f-adb7-51fcaddc4c53/#102>

Daten

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) (2025). Stromerzeugung. [Online]. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/Strerz-Abgabe-2025-06.pdf> [Zugegriffen am: 03.11.2025.]

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2025b). Jahresbericht Die Energieversorgung 2024 – Aktualisierte Fassung. Berlin: BDEW. https://www.bdew.de/media/documents/Die_Energieversorgung_2024_Update_FINAL_1.pdf.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) (o. J.). Power Statistics Database. [Online-Datenbank]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/> [Zugegriffen am: 27.10.2025].

Fraunhofer ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) (2025). Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Freiburg im Breisgau. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/02/Strerz-Abgabe-2025-06.pdf>.

Destatis (Statistisches Bundesamt) (2025). Stromeinspeisende Anlagen, Nettonennleistung, Stromeinspeisung: Deutschland, Monate, Energieträger [Online Datenbank]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43312/table/43312-0001> [Zugegriffen am 03.11.2025].