

Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

# Monitoringbericht

## Zusammenfassung

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, Juni 2024

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

**Expertenkommission zum  
Energiewende Monitoring**

Prof. Dr. Andreas Löschel  
(Vorsitzender)

Prof. Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof. Dr. Anke Weidlich

## Zusammenfassung des Berichts

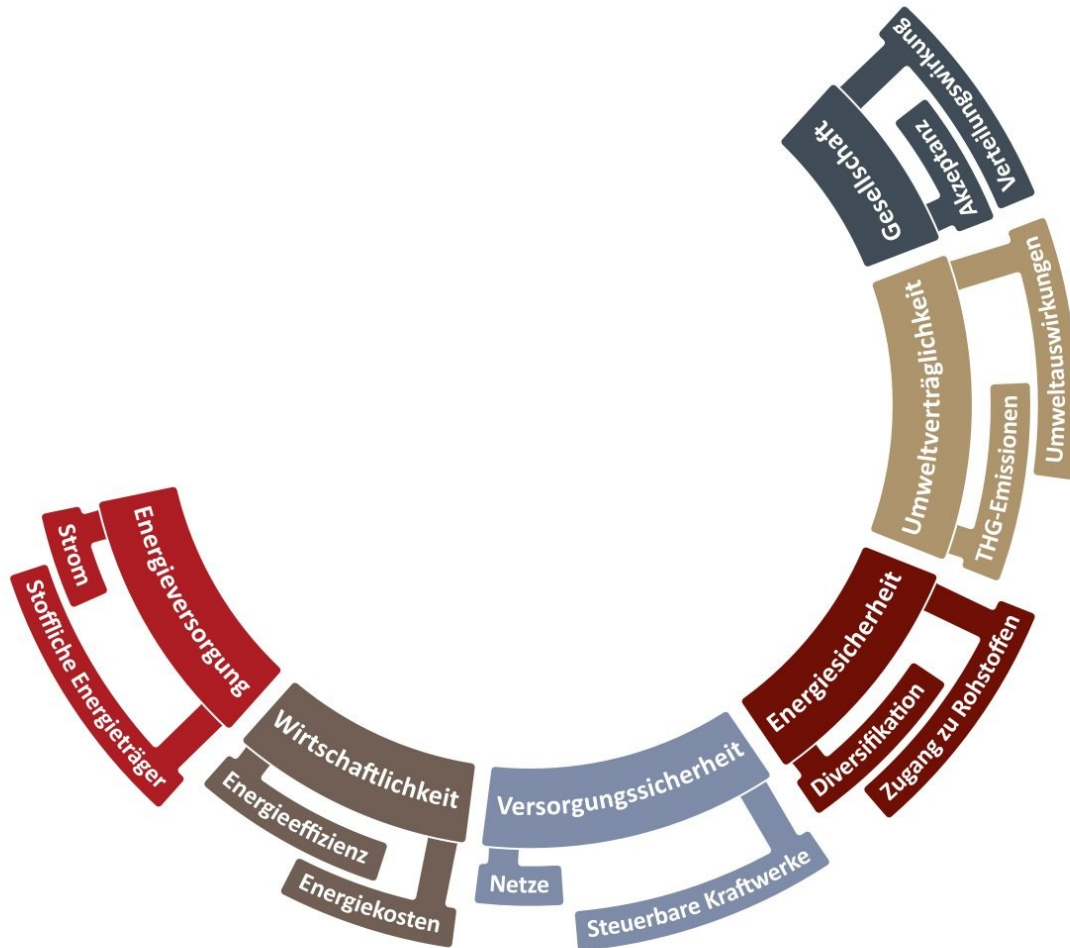
### 1. Stand der Energiewende

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

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

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

Abbildung Z-1: Die Dimensionen der Energiewende



Quelle: Eigene Darstellung der Dimensionen der Energiewende.

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

Z5. Die Dimension Preiswürdigkeit/Wirtschaftlichkeit umfasst in der Energiewende-Ampel die Unterdimensionen "Energieeffizienz" und "Energiekosten". Während unter dem Punkt "Energieeffizienz" die Entwicklungen der Endenergieproduktivität und der Endenergieeffizienz im Gebäudesektor untersucht werden, umfasst die Unterdimension "Energiekosten" Veränderungen

bei den Strom- und Energiepreisen für Haushalte und Industrie sowie die Entwicklung der Letztverbraucher Ausgaben für den Endenergieverbrauch nach Anwendungssektoren.

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

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

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

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

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

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

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

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

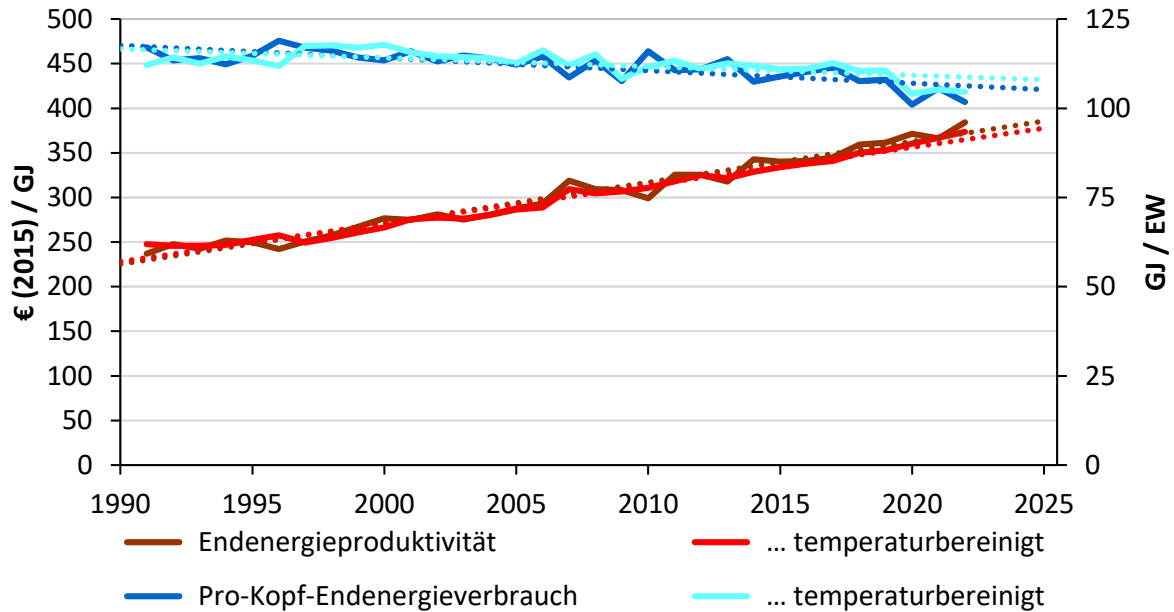
Umwelt- verträglichkeit	Treibhausgasemissionen	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Kapitel 9.1)	●
		Kohleausstieg (Kapitel 3.3)	●
		Ausbau von Wärmepumpen (Kapitel 5.3)	●
		Elektromobilität (Kapitel 3.1.1)	●
	Umweltauswirkungen	Schadstoffemissionen (Kapitel 9.2)	●
Gesellschaftliche Aspekte	Akzeptanz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

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

Quelle: Eigene Darstellung.

## 2. Der Energiesektor im Überblick

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

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

Anmerkungen: siehe Abbildung 2-5 in der Stellungnahme.

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

Z14. Im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes (EnEg) hat der deutsche Gesetzgeber das Ziel definiert, das Niveau des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2030 um 39,3 % (bezogen auf 2008) zu senken. Im Jahr 2023 wurde ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs von 18 % erreicht. Ein erheblicher Teil des rückläufigen Primärenergieverbrauchs resultiert jedoch aus energiestatistischen Artefakten, die vor allem durch die primärenergetische Bewertung der massiv steigenden

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

### **3. Strom**

#### **Stromverbrauch, Erzeugung und Handel**

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

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

Z17. Es ist ebenfalls zu beobachten, dass der Unterschied zwischen der Brutto- und der Nettostromerzeugung in den vergangenen Jahren kontinuierlich kleiner wurde, da anteilig mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Diese Stromerzeugung weist einen geringeren



Kraftwerkseigenbedarf auf. Andererseits steigt der Anteil an Ausfallarbeit, d. h. an Strommengen, die aufgrund von Netzengpässen nicht ins Stromnetz eingespeist werden konnten (8,1 TWh in 2022).

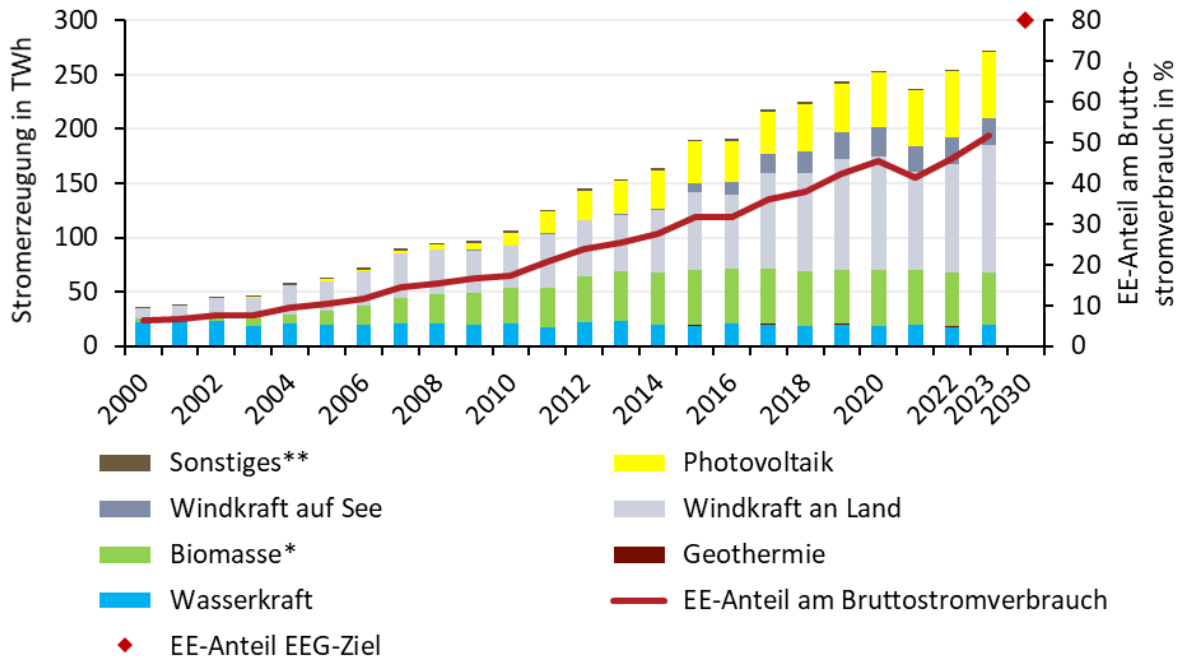
### **Ausbau der erneuerbaren Energien**

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

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

Z20. Aufgrund der hohen Konzentration der Lieferländer vor allem bei der Versorgung mit Photovoltaikmodulen, sowie angesichts des hohen Preisdrucks (durch chinesische Module), die die deutsche und europäische Solarindustrie stark unter Druck setzen, werden Forderungen nach einer Unterstützung dieser Industrien laut. Hier ist die europäische Perspektive wichtig und sollte vor nationalen Maßnahmen stehen. Des Weiteren muss darauf geachtet werden, dass der Wettbewerb innerhalb der Branche nicht durch spezielle Förderungen verzerrt wird und neu einsteigende Unternehmen nicht benachteiligt werden. Im Bereich der Windenergie zeigen sich bei der Verfügbarkeit von Konverter-Stationen exemplarisch die Auswirkungen unzureichender infrastruktureller Rahmenbedingungen für den Ausbau. Die Entwicklung, eine Konverterproduktion in Europa auf- und auszubauen, ist aus Sicht der Expertenkommission begrüßenswert, um diesem Mangel zu begegnen.

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 3-6 in der Stellungnahme.

### Kohleausstieg

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

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

Z23. Bei den absehbaren CO<sub>2</sub>-Preisen dürfte der Kohleausstieg im Wesentlichen marktgetrieben stattfinden. Auf zusätzliche Kompensationszahlungen an Unternehmen für die Stilllegung ihrer Kohlekraftkapazitäten sollte daher verzichtet werden. Um den emissionsenkenden Effekt des Kohleausstiegs abzusichern, sollten freiwerdende EU-ETS-Zertifikate vollständig aus dem Markt genommen und stillgelegt werden.

## Netze

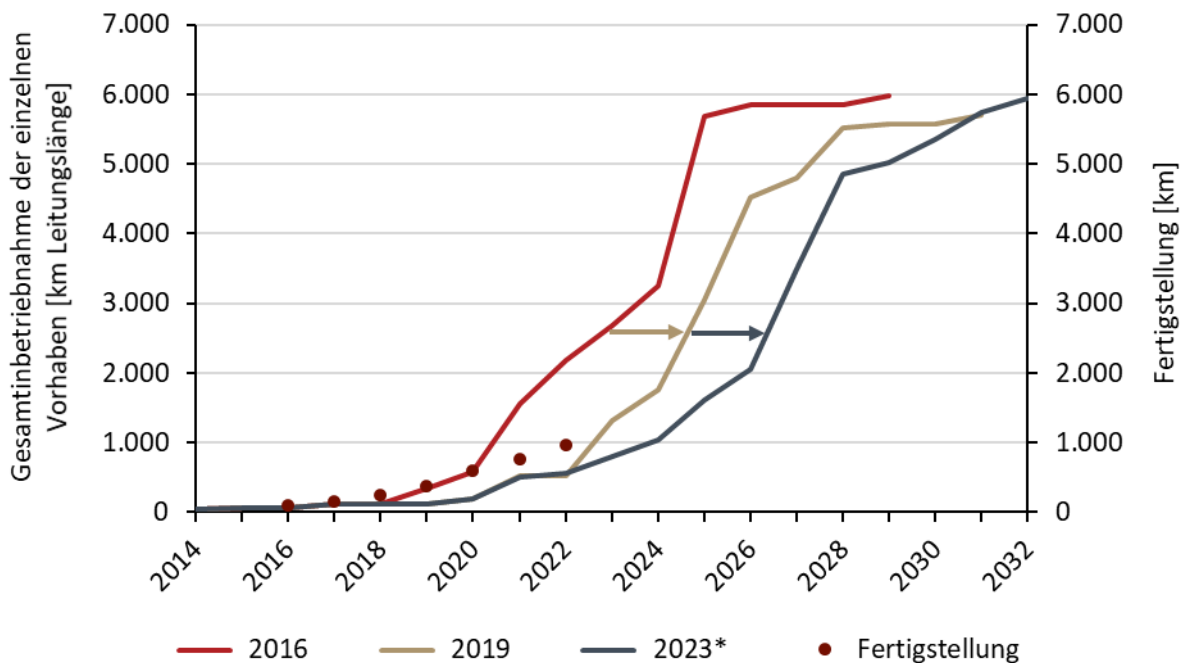
Z24. Die Stromnetzinfrastruktur spielt eine entscheidende Rolle für ein funktionierendes Energiesystem. Die Infrastruktur fällt in den Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu ihren Hauptaufgaben zählen nicht nur der sichere Betrieb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

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

Z26. Zum Erreichen der Klimaschutzziele ist ein schneller und umfangreicher Netzausbau von zentraler Bedeutung. Ein Vergleich der Zielpfade aus dem Netzausbaumonitoring für die Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zwischen dem

jeweils ersten Netzausbaumonitoring, dem Jahr 2019 (vgl. EWK 2021) und dem Stand nach dem ersten Halbjahr 2023 zeigt eine weitere Verzögerung des Übertragungsnetzausbaus. Aus Sicht der Expertenkommission lässt das Netzausbaumonitoring das Ausmaß der Verzögerungen nur unzureichend erkennen. Um weitere Verzögerungen beim Netzausbau frühzeitig zu erkennen und angemessen reagieren zu können, ist ein umfangreiches und transparentes Monitoring der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen von zentraler Bedeutung.

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 3-35 in der Stellungnahme.

Z27. Auch in den Verteilnetzen ist ein umfangreicher Ausbau erforderlich. Während dieser bisher vor allem durch die Einbindung der erneuerbaren Energien getrieben war, erfordern zunehmend auch die neuen Verbraucher (v. a. Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge) eine Verstärkung und Erweiterung der (Mittel- und Niederspannungs-)Netze. Gingen frühere Studien und Szenarien noch davon aus, dass der Investitionsbedarf in die Verteilnetze auf einem etwa gleichen Niveau bleiben würde wie historische Werte, so stiegen die Investitionen in die Verteilnetze in den vergangenen Jahren in der Realität kontinuierlich an. Neuere Studien gehen nun von weiter steigenden Investitionen aus. Dies macht es insbesondere erforderlich, dass Netzbetreiber ausreichend Eigenkapital einsetzen können, was in einem Zielkonflikt zu niedrigen Netzentgelten stehen kann. Hier müssen ausgewogene Lösungen gefunden werden, um die nötigen Investitionen finanzieren zu können. Um die Beeinträchtigung der Bevölkerung durch den Netzausbau zu minimieren, sollten zudem Synergien mit anderen Infrastrukturmaßnahmen wie dem Fernwärme- oder Glasfaserausbau genutzt werden.

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

Z29. Die Expertenkommission empfiehlt außerdem, dass eine höhere Konsistenz bei den zentralen Annahmen, wie beispielsweise der residualen Spitzenlast, zwischen den verschiedenen Monitoring- und Planungs-Prozessen, die im Auftrag der Bundesregierung sowie im EU-Kontext erfolgen, hergestellt wird. Dies kann beispielsweise mit Hilfe eines langfristigen, sektorübergreifenden Szenariorahmens geschehen, der die Grundannahmen für all diese Prozesse vereinheitlicht. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den bereits begonnenen Prozess zur Entwicklung einer gemeinsamen langfristigen Systementwicklungsstrategie (SES) und zur Vereinheitlichung der Netzplanungsprozesse für Strom, Gas und Wasserstoff sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene. Sie weist aber auch darauf hin, dass das zukünftig benötigte CO<sub>2</sub>-Netz in die Überlegungen zur Systementwicklungsstrategie dringend einbezogen werden sollte.

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

### **Flexibilität**

Z31. Bei der Entwicklung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem war vor allem ein sehr dynamischer Zubau von Speicherkapazitäten zu beobachten. Ende 2023 war die installierte Leistung von Batteriespeichern mit 7,5 GW bereits größer als die von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland. Die durchschnittliche Speicherkapazität der Batteriespeicher ist mit rund 1,5 kWh je kW deutlich geringer als bei den Pumpspeicherkraftwerken (rund 6 kWh je kW), d. h. Batteriespeicher sind eher für den kurzfristigen Einsatz ausgelegt. Es bestehen vor allem für Heimspeicher derzeit kaum Anreize, diese gesamtsystemdienlich einzusetzen, sondern sie dienen vorwiegend der Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaikanlagen. Weitere prinzipielle Flexibilitätsoptionen wie steuerbare Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge wurden ebenso ausgebaut, werden aber aufgrund fehlender Anreize ebenfalls bisher nicht zur Unterstützung des

Systembetriebs eingesetzt. Hier ist durch den nun verbindlich festgelegten Rollout von intelligenten Messsystemen sowie durch neue Regelungen wie z. B. § 14a EnWG ein Einstieg gemacht, um zukünftig auch Lastflexibilität stärker zur Unterstützung des Systembetriebs einzubinden. Eine weitere Entwicklung zur verbesserten Nutzung von Flexibilität würde die Ermöglichung variabler und dynamischer Netzentgelte darstellen. Diese sollten im Zuge einer grundsätzlichen Überarbeitung der Netzentgeltsystematik möglichst bald betrachtet werden.

## **4. Stoffliche Energieträger**

### **Mineralölprodukte**

Z32. Mineralöl repräsentiert für die letzten Dekaden durchgängig den größten Anteil des gesamten Primärenergieverbrauchs. 98 % des Rohölverbrauchs werden importiert und in den Raffinerien zu Mineralölprodukten verarbeitet. Darüber hinaus werden mit einem Anteil von aktuell knapp 31 % des gesamten 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 9.1) erhebliche Unsicherheiten mit Blick auf die Zukunft der Rohölversorgung und der Raffineriestandorte verbunden sind. Sie hält ein umfassendes Konzept zur Transformation bzw. zur Stilllegung oder Umnutzung der deutschen Raffineriestandorte sowie der unterschiedlichen Infrastrukturen der Ölversorgung für dringend notwendig.

### **Erdgas**

Z33. Erdgas ist in Deutschland seit 1992 nach Mineralöl der Primärenergieträger mit dem zweitgrößten Aufkommensanteil. Auch hier wird der größte Anteil des Aufkommens für Deutschland

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

## Bioenergie

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



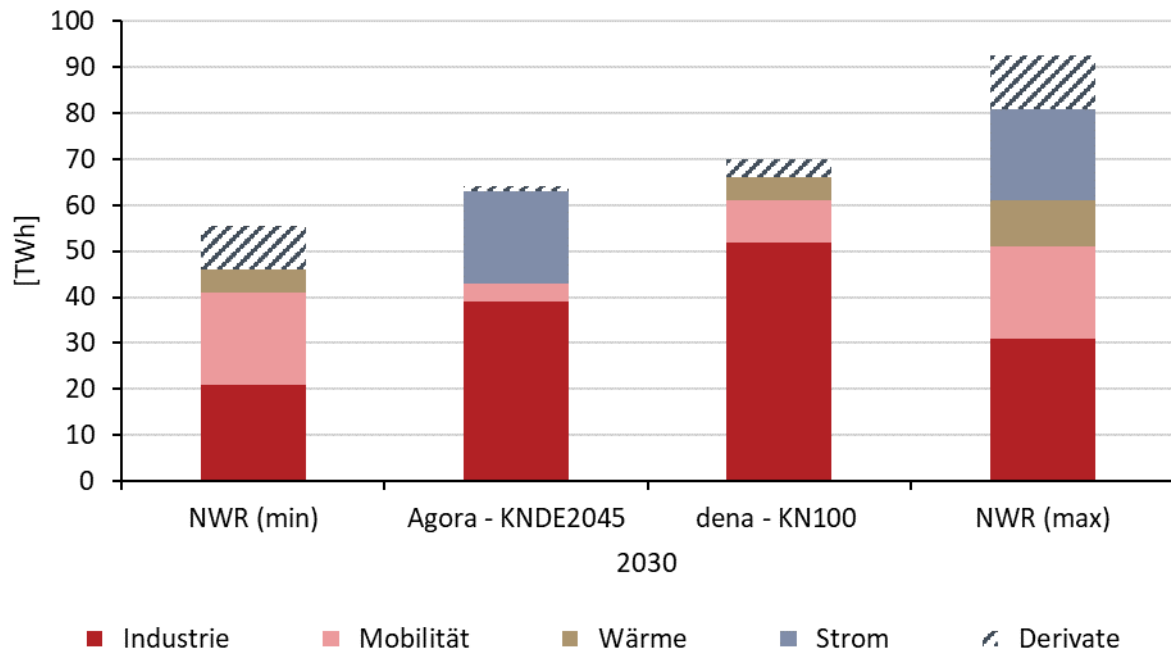
müssen. Dabei sollten vorrangig Rest- und Abfallbiomasse eingesetzt werden, wohingegen der Einsatz von Waldholz und Agrarrohstoffen für energetische Zwecke deutlich reduziert werden sollte. Mit Blick auf die Durchsetzung klarer Nachhaltigkeitsstandards wie auch eine sektoral differenzierte Ausgestaltung der politischen Flankierung des Biomasseeinsatzes sowie die konsistente Ausgestaltung der Nationalen Biomassestrategie (NaBiS), der Carbon Management-Strategie (CMS) sowie der Langfriststrategie Negativemissionen bzw. der entsprechenden europäischen Strategien, sieht die Expertenkommission zentrale Handlungsbedarfe.

### **Wasserstoff und seine Derivate**

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

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



**Abbildung Z-5: Prognostizierter Wasserstoffbedarf in 2030 nach Sektoren**

Anmerkungen: siehe Tabelle 4-10 in der Stellungnahme.

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

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

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

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

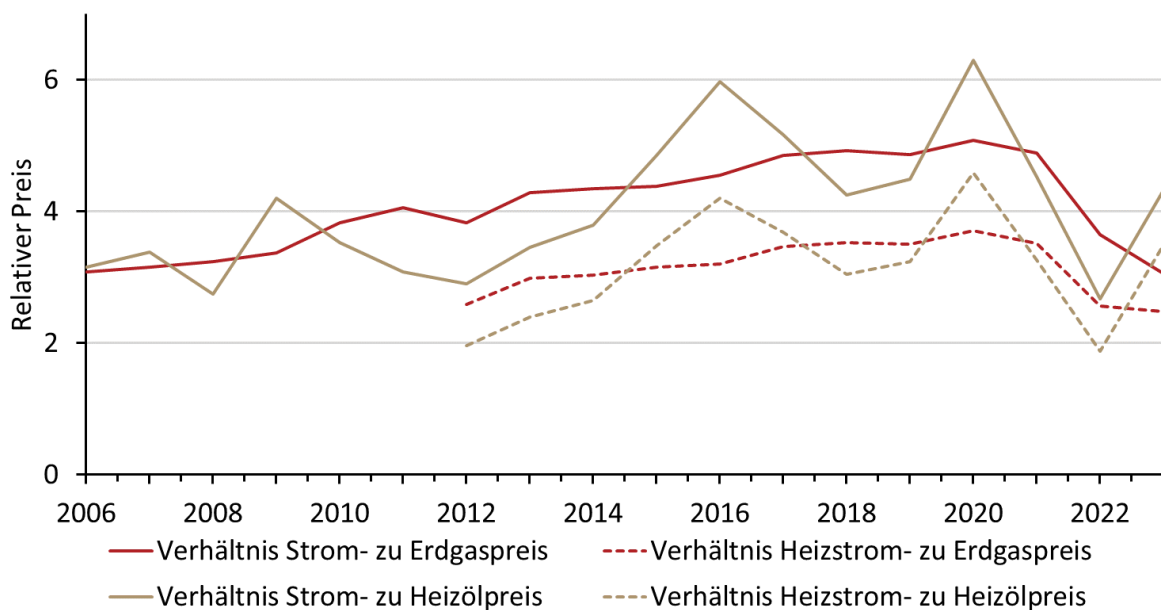
## 5. Wärme

Z41. Der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Wärme hat sich in den vergangenen zehn Jahren kaum verändert. Lediglich ein leichter Rückgang des Verbrauchs seit 2021 kann beobachtet werden. Auch der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten ist nicht nennenswert gesunken. Der Anteil der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien an der gesamten Wärmebereitstellung stieg in den letzten Jahren stetig an und liegt aktuell bei rund 19 %. Allerdings ist dies hauptsächlich auf eine steigende Wärmeerzeugung durch feste Biomasse, d. h. vor allem Holz, zurückzuführen. Da Biomasse begrenzt verfügbar ist und auch für andere Dekarbonisierungsstrategien wie den Ersatz fossiler Grundstoffe in Frage kommt, ist der Anstieg der Holzverfeuerung zum Heizen nicht positiv zu bewerten. Zudem verursacht die Wärmeerzeugung mit Holz CO<sub>2</sub>-Emissionen (und weitere Schadstoffemissionen wie NO<sub>x</sub>), während die Einbindung des Kohlenstoffs durch Wälder davon unabhängig zum Ausgleich anderer schwerer vermeidbarer THG-Emissionen dienen könnte. Biomasse sollte daher vorwiegend in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie stofflichen Anwendungen oder für Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt und im Gebäudesektor nicht gefördert werden.

Z42. Die Beheizungsstruktur im Wohnungsbestand ist weiterhin vor allem durch Gas- und Ölkessel geprägt. Bei Wohnungsneubauten sind hingegen über die Hälfte der installierten Heizsysteme Wärmepumpen. In Deutschland sind aktuell rund 2 Mio. Wärmepumpen installiert. Ihr jährlicher Zubau steigt stetig (+356.000 im Jahr 2023), liegt jedoch unter dem Ziel der Bundesregierung von 500.000 neu installierten Wärmepumpen. Ein wichtiger Faktor, um den Ausbau von Wärmepumpen anzureizen, ist das Verhältnis des Strompreises zu den Brennstoffpreisen für die zur Verfügung stehenden Alternativen. Strom war in Deutschland in den vergangenen Jahren pro kWh oft mehr

als dreimal so teuer wie Erdgas, sodass bereits die Betriebskosten einer Wärmepumpe höher sind als jene einer Gasheizung, zusätzlich zu höheren Anschaffungskosten. Ein Blick in das europäische Ausland zeigt, dass in Ländern, in denen der Preisunterschied zwischen Strom und Erdgas durch politische Maßnahmen reduziert wurde, der Anteil von Wärmepumpen deutlich höher ist als in Deutschland. Ein niedriger Strompreis ist auch für andere zu elektrifizierenden Anwendungen vorteilhaft. Die Abschaffung der EEG-Umlage Mitte 2022 war daher sinnvoll. Es sollten weitere Maßnahmen zur Senkung des Strompreises ergriffen werden. Zusätzlich könnten dynamische Netzentgelte dazu beitragen, die Flexibilität von neuen elektrifizierten Anwendungen zu nutzen.

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 5-12 in der Stellungnahme.

Z43. Im Jahr 2023 waren 6,4 Mio. Haushalte in Deutschland an ein Fernwärmenetz angeschlossen, was eine Steigerung von rund 21 % gegenüber 2012 darstellt. Der Fernwärmeverbrauch ist in den letzten Jahren leicht rückläufig, bedingt durch milde Witterung und durch Einsparmaßnahmen. Neben dem Wandel der Beheizungsstruktur ist auch eine Effizienzsteigerung der Gebäude grundlegend für eine erfolgreiche Wärmewende. Zur Einhaltung der Klimaziele müssten jährlich 1,3 bis 2 % der Gebäude in Deutschland energetisch saniert werden. Die tatsächliche Sanierungsrate liegt jedoch unter 1 %. Die Datenlage zur Gebäudeeffizienz und zur Sanierungsrate ist unzureichend; hier wird ein verbessertes Monitoring empfohlen. Daten und Maßnahmen sollten sowohl die Sanierungsrate als auch die Sanierungstiefe betrachten. Bei Fördermaßnahmen ist die soziale Ausgewogenheit wichtig. Mitnahmeeffekte sollten vermieden und Verteilungseffekte der Förderungen betrachtet werden. Die Expertenkommission empfiehlt, Fördermittel für die Gebäudesanierung stärker auf Eigentümer mit niedrigem Einkommen zu konzentrieren, und sieht die Ausweitung des Einkommens-Bonus auch auf Sanierungen der Gebäudehülle als sinnvollen ersten

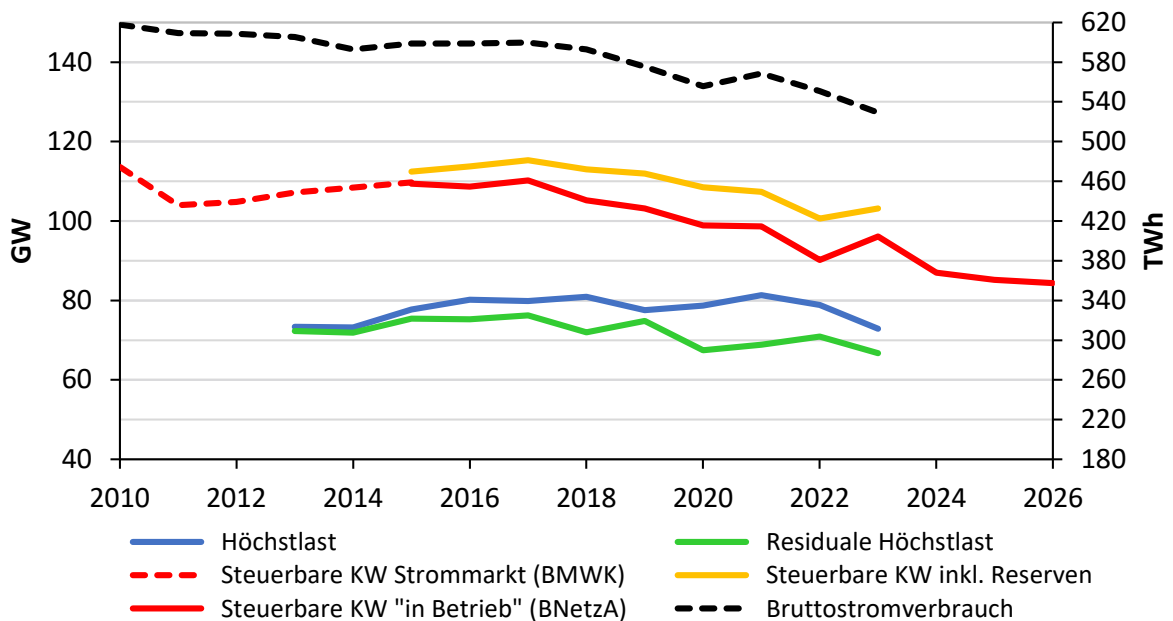
Schritt an. Es wird empfohlen, auch die Grundförderung und/oder den Geschwindigkeitsbonus nach Einkommen zu staffeln, um die begrenzten Fördermittel möglichst zielgerichtet einzusetzen. Hierbei sollten Haushalte mit niedrigem Einkommen im vermietenden Bestand nicht vergessen werden. Darüber hinaus wird empfohlen, die finanzielle Unterstützung des Neubaus eher auf den sozialen Wohnungsbau zu fokussieren, und Mittel stärker der energetischen Sanierung zukommen zu lassen.

## 6. Energie- und Versorgungssicherheit

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

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

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



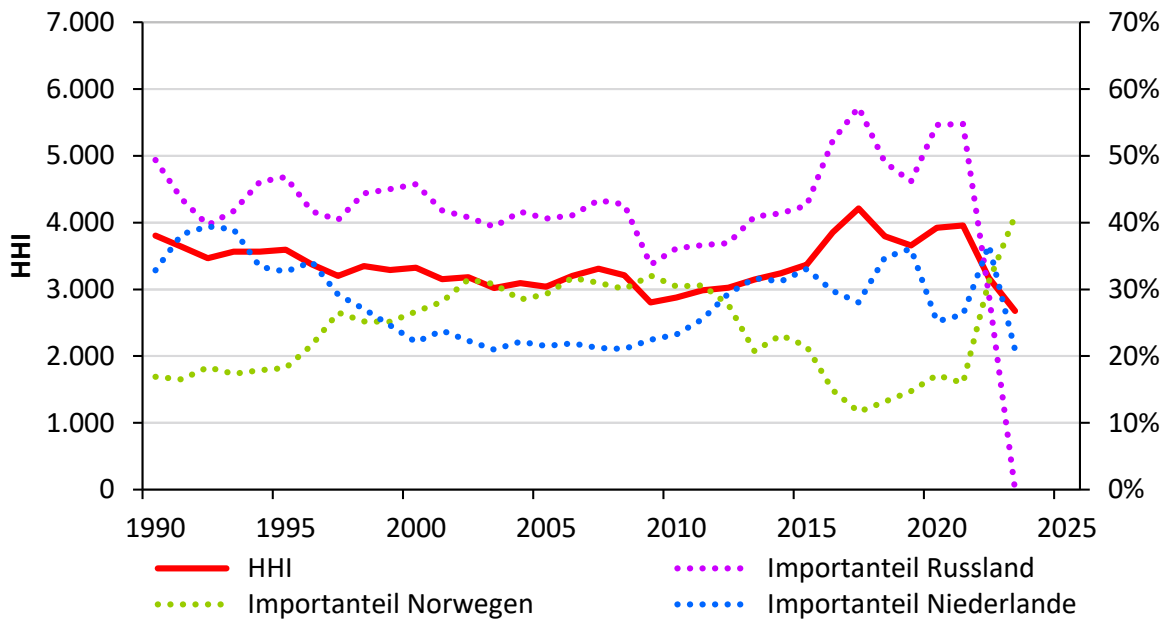
Anmerkungen: siehe Abbildung 6-4 in der Stellungnahme.

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

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

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

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 6-15 in der Stellungnahme.

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

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

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

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

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

## **7. Energiepreise und –kosten**

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

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

Z54. Die Expertenkommission empfiehlt im Rahmen einer CO<sub>2</sub>-basierten Energiepreisreform die Stromsteuer für alle Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweilige europarechtlich zulässige Mindestniveau abzusenken (siehe Kapitel 10). Im Rahmen dieser Energiepreisreform empfiehlt die Expertenkommission an der im Jahr 2023 eingeführten Reduzierung der Übertragungsnetzentgelte durch einen Bundeszuschuss vorerst festzuhalten, bis der Rückfluss der Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung abschließend geklärt ist.

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



**Tabelle Z-2: Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität**

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

Anmerkungen: siehe Tabelle 7-1 in der Stellungnahme.

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

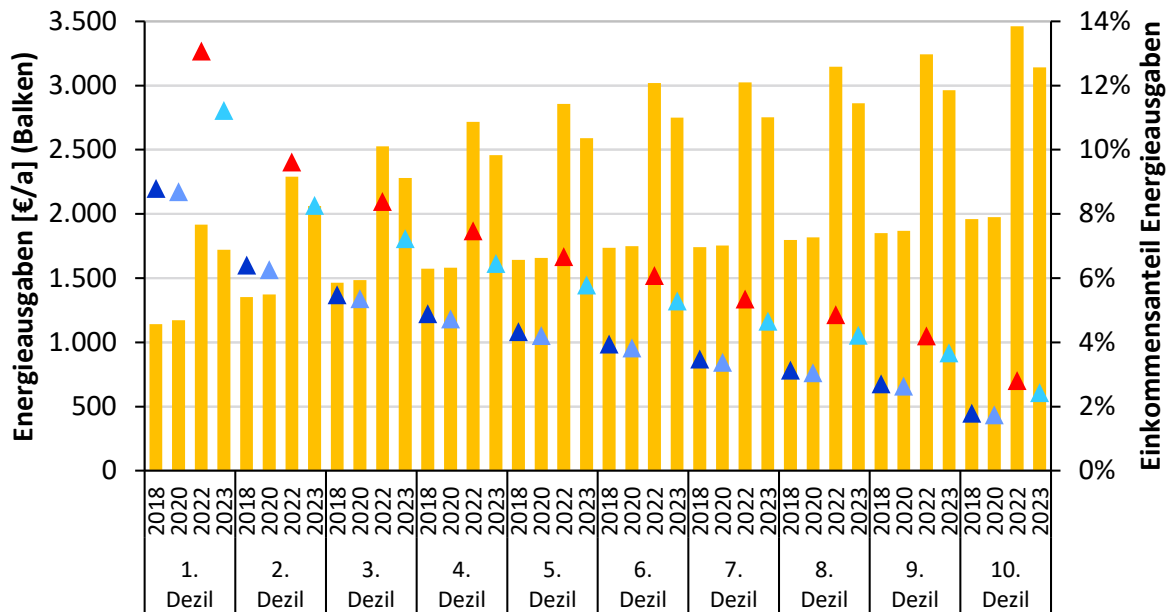
Ohne eine solche Datengrundlage können keine Einschätzungen am aktuellen Rand getroffen werden, diese sind jedoch insbesondere mit Blick auf die dynamischen Entwicklungen der Energiepreise der letzten Jahre von hoher Relevanz. Für das weitere Monitoring der Energiewende sieht die Expertenkommission daher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

## 8. Gesellschaftliche Aspekte der Energiewende

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

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

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 8-1 in der Stellungnahme.

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

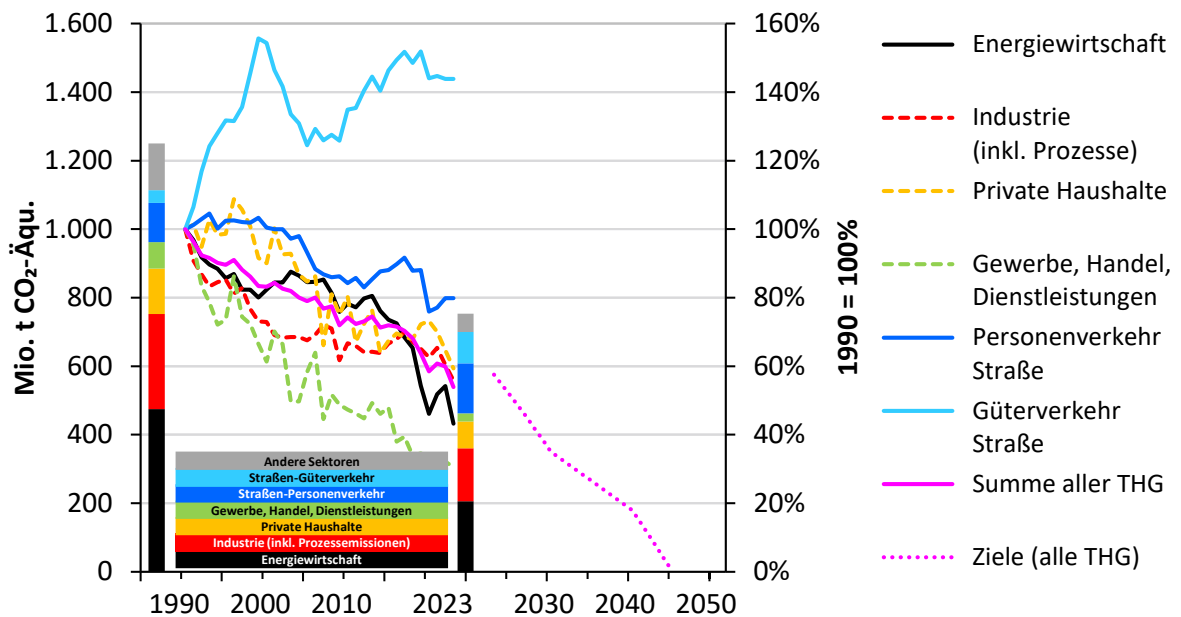
Z60. Zur Untersuchung der Akzeptanz der Energiewende hat die Expertenkommission unterschiedliche Haushaltsbefragungen ausgewertet. Die generelle Zustimmung zur Energiewende ist hoch (90 % der Befragten halten die deutsche Energiewende für (sehr) wichtig) und hat im Verlauf der Jahre nicht abgenommen.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

## 9. Emissionen und Umweltauswirkungen

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

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

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 9-1 in der Stellungnahme.

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

und die Abfallwirtschaft auf den Pfad der Klimaneutralität zu führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt sie die Aufnahme der Abfallverbrennung in den nEHS ab dem Jahr 2024.

## 10. Wirkungsvolle Energie- und Klimapolitik

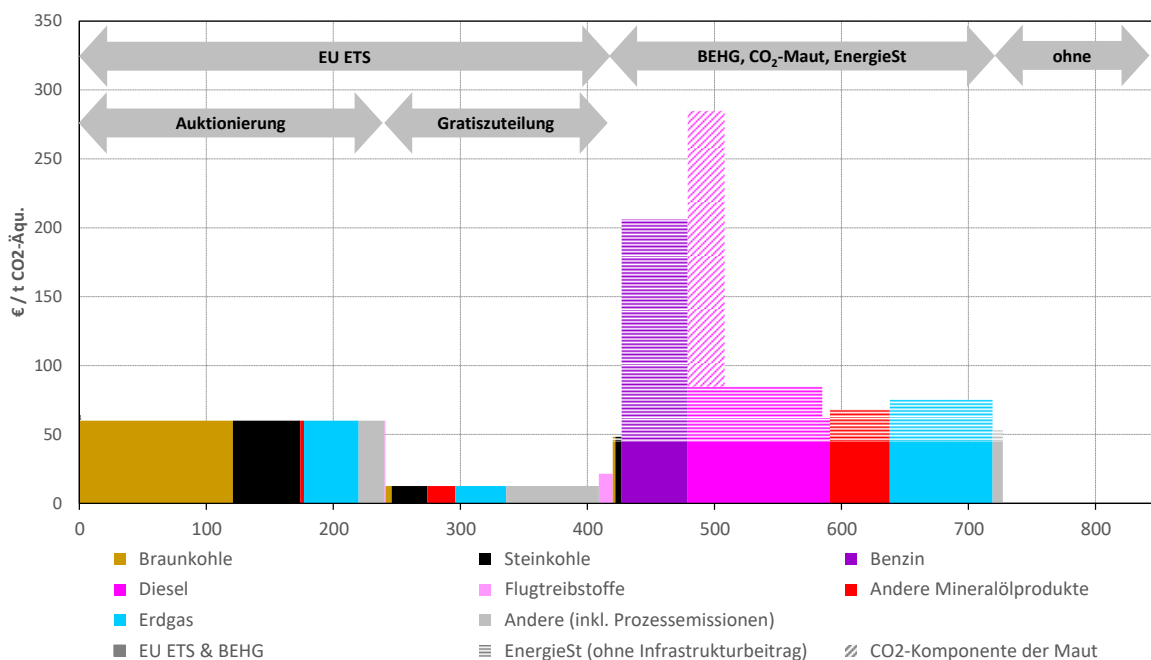
Z64. Im Rahmen der Fit-for-55-Gesetzgebung sind die rechtlichen Grundlagen für das 2005 gestartete Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS) im Jahr 2023 grundlegend überarbeitet worden. Das EU-ETS ist nicht nur ein CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrument auf Grundlage einer Mengensteuerung, sondern bildet zusammen mit weiteren Instrumenten ein zentrales Element der Klimaschutzarchitektur der Europäischen Union und sichert die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele. Das zentrale Reformelement im Zuge der jüngsten Revision des EU-ETS bildet die Anpassung des Mengenziels. Auch unter Berücksichtigung der Freisetzung von Emissionsberechtigungen aus der Marktstabilitätsreserve müssen die vom EU-ETS regulierten Anlagen vor 2040 ihre Emissionen auf Null senken. Bisher bilden die CO<sub>2</sub>-Preise im EU-ETS diese langfristige Knappheitssituation jedoch nicht ab. Diese Situation hemmt Investitionen in Klimaneutralitätstechnologien. Als Ergänzung zum EU-ETS wurde zum Oktober 2023 der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der EU eingeführt. Die Expertenkommission begrüßt die Einführung des CBAM als weiteren Schritt zur Vermeidung bzw. Begrenzung von Carbon Leakage, sieht jedoch weiteren dringenden Handlungsbedarf. Bisher werden Exporte von klimaneutral hergestellten Gütern aus der Europäischen Union durch den CBAM nicht adressiert, außerdem könnte es dazu kommen, dass Carbon Leakage-Effekte bei Importen auf höhere Wertschöpfungsstufen verschoben werden. Die Expertenkommission hält ein sorgfältiges und intensives Monitoring der praktischen Effekte des CBAM für erforderlich und weist auf den weiterbestehenden Handlungsbedarf zur Entwicklung und Umsetzung von im internationalen Raum breiter wirkenden Instrumenten zur Vermeidung von Carbon-Leakage hin.

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

Z66. Bisher ist die Höhe der effektiven Treibhausgas-Bepreisung in den einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bzw. für unterschiedliche Anwendungsbereiche sehr unterschiedlich. Die effektiven CO<sub>2</sub>-Preise liegen jenseits der von keinem Bepreisungsmechanismus erfassten Bereiche derzeit in einer Bandbreite von ca. 10 €/t CO<sub>2</sub> bis zu 280 €/t CO<sub>2</sub>. Besonders hohe Werte

ergeben sich für den Verkehrssektor (auch bei Berücksichtigung der Finanzierungsbeiträge der Kraftstoffbesteuerung für die Infrastruktur), besonders niedrige effektive CO<sub>2</sub>-Preise ergeben sich für die von der kostenlosen Zuteilung erfassten Industrieanlagen im EU-ETS. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO<sub>2</sub>-preisbasierte Energiepreisreform ein zentraler Bestandteil eines effektiven und effizienten Rahmens zur Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaschutzziele. Dabei sollen die Umlagen und Abgaben auf Strom gesenkt werden und dies mit einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger gegenfinanziert werden. Hier hat die Bundesregierung mit der Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe und der Umfinanzierung der EEG-Umlage wichtige erste Schritte in die richtige Richtung unternommen. Die Expertenkommission empfiehlt die Stromsteuer auch für die anderen Verbrauchergruppen dauerhaft auf das jeweils europarechtlich zulässige Mindestniveau abzusenken. Um die Lenkungswirkung bei der Besteuerung von Kraftstoffen zu erhöhen, sollten nach Auffassung der Expertenkommission Diesel und Erdgas nicht mehr geringer besteuert werden als Benzin.

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



Anmerkungen: siehe Abbildung 10-4 in der Stellungnahme.

Z67. Aus dem EU-ETS und dem nEHS sind 2023 Versteigerungsannahmen in Höhe von ca. 18 Mrd. € entstanden. Für die Jahre bis 2030 ist mit jährlichen Einnahmen von 15 bis 25 Mrd. € zu rechnen, wobei sich diese Bandbreite vor allem aus den Unsicherheiten bei der Preisentwicklung im ETS-2 ergibt. Ein ggf. auch national eingeführter Mindestpreis für das ETS-2 könnte diese Unsicherheiten abfedern helfen. Auch angesichts der europarechtlich vorgegebenen Zweckbindung des Aufkommens aus dem EU-ETS und dem ETS-2 hält die Expertenkommission es für sinnvoll, die transformationsbedingt steigenden Netznutzungsentgelte teilweise durch Einnahmen aus der

CO<sub>2</sub>-Bepreisung zu refinanzieren, solange ein Rückfluss der Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung (z. B. in Form eines Klimageldes) noch nicht abschließend geklärt ist.

Z68. Für die CO<sub>2</sub>-basierte Energiebepreisung ist ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene notwendig, um deren Effektivität zu steigern und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Mitgliedstaaten zu vermeiden. Um das Zusammenspiel verschiedener Marktunvollkommenheiten zu adressieren, sind neben dem Emissionshandel ausgewählte komplementäre Maßnahmen sinnvoll. Diese dürfen allerdings bestehende und/oder geplante marktorientierte Instrumente nicht konterkarieren. Zudem ist es von entscheidender Bedeutung, dass komplementäre Maßnahmen so konzipiert sind, dass sie vor dem Hintergrund beschränkter fiskalischer Spielräume langfristig durchhaltbar sind. Eine kohärente und koordinierte Politik ist ein wesentlicher Faktor für den Erfolg von Klimaschutzmaßnahmen. Obwohl ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems technologieoffen sein sollte, gibt es aufgrund der langen Zeitskalen unverzichtbare und nicht aufschiebbare technologiespezifische Entscheidungen (sogenannte "No-regret"-Maßnahmen). Diese konzentrieren sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie auf Bereiche, in denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben.

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