

ANALYSE

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2024

* Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2023 (vorläufig)

→ **Bitte zitieren als:**

Agora Energiewende (2024): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024.

Studie

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024

Erstellt von

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung

Katharina Hartz
katharina.hartz@agora-energiewende.de
Fabian Huneke
fabian.huneke@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren

Fabian Huneke, Katharina Hartz, Moritz Zackariat, Philipp Godron, Simon Müller.
Alexander Dusolt, Anna Kraus, Dr. Corinna Fischer, Janna Hoppe, Mareike Willems, Mira Wenzel, Niels Wauer und Uta Weiß (alle Agora Energiewende); Dr. Julia Metz und Frank Peter (beide Agora Industrie); Dr. Urs Maier (Agora Verkehrswende); Dr. Wilhelm Klümper (Agora Agrar).

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Analyse möglich gemacht.

Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei: Kaisa Amaral, Matthias Buck, Janne Görlach, Fabian Hein, Mareike Herrndorff, Thorsten Lenck, Susanne Liebsch, Dr. Jahel Mielke, Aleksandar Nikolic, Dr. Gerd Rosenkranz, Alexandra Steinhardt, Anja Werner und Lidia Wojtal (alle Agora Energiewende); Frank Jordans (Agora Industrie); Dr. Wiebke Zimmer, Dr. Carl-Friedrich Elmer und Lennard Markus (Agora Verkehrswende); Dr. Christine Chemnitz (Agora Agrar); Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project).

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

auf den ersten Blick hält das Jahr 2023 positive Botschaften bereit: die Emissionen fallen überraschend deutlich und Erneuerbare Energien erzeugen mehr Strom als je zuvor. Doch unsere Auswertung zeigt: Die Emissionsminderung ist überwiegend kein klimapolitischer Erfolg.

Zwar geht der Ausbau Erneuerbarer Energien besser voran. Doch Hauptgrund für die Emissionsminderungen ist die geringere Industrieproduktion in Folge der fossilen Energiekrise kombiniert mit einer verbesserten Lage am europäischen Strommarkt. Die Problemsektoren Gebäude und Verkehr liefern weiterhin keine signifikanten Emissionsminderungen.

Mit dem 2023 gestärkten europäischen Emissionshandelssystem ist klar: nur eine klimaneutrale Industrie kann in Europa langfristig bestehen; auch in Gebäuden und im Verkehr verteuern sich fossile Technologien ab 2027. Zur Sicherung des Industriestandorts und bezahlbarer Energie ist eine wirksame Energie- und Klimapolitik damit wichtiger denn je.

Nach dem Karlsruher Haushaltsurteil steht die Bundesregierung 2024 nun vor der Aufgabe, die Klima- und Energiepolitik neu aufzustellen und finanziell nachhaltig abzusichern. Nur dann wird Deutschland seine Emissionen dauerhaft und wohlfördernd senken können.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Simon Müller

Direktor Deutschland, Agora Energiewende

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Deutschlands Treibhausgasemission fallen 2023 auf 673 Millionen Tonnen CO₂-Äq und damit auf den tiefsten Stand seit 70 Jahren.** Das entspricht einem Rückgang um 73 Millionen Tonnen CO₂-Äq gegenüber 2022 bzw. 46 Prozent im Vergleich zu 1990. Ein Großteil der Minderung gegenüber 2022 ist auf einen unerwartet starken Rückgang des Kohleverbrauchs sowie krisen- und konjunkturbedingte Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie zurückzuführen. Nur rund 15 Prozent der Emissionsminderungen sind langfristig gesichert.¹
- 2 **Erneuerbare Energien decken 2023 erstmals über 50 Prozent des Stromverbrauchs, die Kohleverstromung fällt mit 132 TWh auf einen historischen Tiefstand.** Mit einem Zubau von 14,4 GW übertrifft die Photovoltaik den bisherigen Rekord aus 2012 um 6,2 GW. Der Ausbau der Windkraft an Land bleibt mit 2,9 GW deutlich zu schwach, es wurden aber 7,7 GW und damit 74 Prozent mehr Leistung genehmigt als im Vorjahr. Deutschland ist 2023 Nettoimporteur von knapp 12 TWh Strom, das entspricht 2,3 Prozent des Stromverbrauchs. Rund die Hälfte der Importe kam aus Erneuerbaren.
- 3 **Die Sektoren Gebäude und Verkehr verfehlen erneut ihr Klimaziel; ihre Emissionen stagnieren.** Hauptgrund ist die schleppende Elektrifizierung: E-Pkw haben wie bereits 2022 einen Anteil von knapp 20 Prozent bei Neuzulassungen; für das Ziel von 15 Millionen E-Pkw im Jahr 2030 muss der Anteil in den kommenden Jahren auf 90 Prozent ansteigen. 2023 war ein Rekordjahr für Wärmepumpen, aber auch für Gasheizungen; es wurden etwa 2,5 Mal mehr fossile als klimaneutrale Heizungen verkauft.
- 4 **Mit dem Karlsruher Haushaltsurteil wird die Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen zum zentralen Thema für 2024.** Nach dem mit Abstand heißesten Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen und dem Beschluss der COP 28 zum „Übergang weg von fossilen Energien“ sind Investitionen in Klimaneutralität dringender denn je. Um das 2030-Klimaziel zu erreichen, sind 2024 weitere Instrumente zur Absicherung dieser Investitionen und der Finanzierung sozialer Ausgleichsmaßnahmen notwendig.

¹ Siehe dazu Abbildung 1_1: langfristige Emissionseffekte setzen sich zusammen aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, langfristigen Emissionsminderungen in der Industrie und dem Rückgang der Tierbestände.

Inhalt

Das Energiejahr 2023 in zehn Punkten	6
The energy year 2023 in ten points	8
1 Treibhausgasemissionen	10
1.1 Sektorüberblick	11
1.2 Energiewirtschaft	12
1.3 Industrie	13
1.4 Gebäude	14
1.5 Verkehr	15
1.6 Emissionen aus der Landwirtschaft	16
2 Preisentwicklung am Energiemarkt	18
2.1 Konjunkturelle Entwicklung	18
2.2 Energiepreisentwicklungen an den Großhandelsmärkten	23
2.3 Endkund:innenpreise Erdgas und Strom	27
2.4 Senkung des Strompreises durch Flexibilität	31
2.5 Dynamische Stromtarife	33
3 Energieverbrauch	35
3.1 Primärenergieverbrauch und Energieimporte	35
3.2 Erneuerbare Energien	37
3.3 Mineralölverbrauch	39
3.4 Erdgasverbrauch	40
4 Strom	41
4.1 Der Stromsektor 2023 auf einen Blick	41
4.2 Stromverbrauch und Stromhandel	42
4.3 Stromerzeugung	46
4.4 Kraftwerkspark	51
4.5 Stromnetze	61
5 Nachfragesektoren	68
5.1 Industrie	68
5.2 Gebäude und Wärme	71
5.3 Verkehr	80
6 Stimmung in der Bevölkerung	89
6.1 Bewertung der Klimakrise	89
6.2 Klimaschutz als Spaltungsthema?	90
6.3 Die Energiewende und ihre Umsetzung	91

7	Entwicklung der Klimakrise	93
<hr/>		
8	Energiepolitische Entwicklungen 2023	95
8.1	Energiewirtschaft	95
8.2	Industrie	97
8.3	Gebäude	98
8.4	Verkehr	99
8.5	Klimagovernance und -finanzierung	100
8.6	Europäische Entwicklungen	101
<hr/>		
9	Ausblick	103
9.1	Energiewirtschaft	103
9.2	Industrie	104
9.3	Gebäude	105
9.4	Verkehr	105
9.5	Europa	105
9.6	Fazit	106
<hr/>		
10	Anhang	107
<hr/>		
	Literaturverzeichnis	109
<hr/>		

Das Energiejahr 2023 in zehn Punkten

- Emissionen:** Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) sanken 2023 auf 673 Millionen Tonnen CO₂-Äq (Mio. t CO₂-Äq) und damit auf den niedrigsten Stand seit 70 Jahren. Gegenüber 1990 bedeutet dies eine Minderung von 46 Prozent. Damit lagen die Emissionen 49 Mio. t CO₂-Äq unter dem vom Klimaschutzgesetz für 2023 abgeleiteten Ziel. In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie sanken die Emissionen deutlich. Bei Verkehr und Gebäude stagnieren sie auf hohem Niveau, dort wurden die Sektorziele zum vierten beziehungsweise dritten Mal in Folge verfehlt. Hauptgründe für den Emissionsrückgang waren eine Veränderung der europäischen Stomhandelsbilanz mit verringerten Exporten und erhöhten Importen, Produktionsrückgänge vor allem in der energieintensiven Industrie, sowie Einsparungen beim Strom- und Gasverbrauch.
- Klimakrise:** 2023 war das Jahr neuer klimatischer Extreme – und der politischen Erkenntnis, dass der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen unumgänglich ist: Mit 1,4 °C über dem vorindustriellen Mittel lagen die globalen Durchschnittstemperaturen nur knapp unter dem 1,5 °C-Ziel des Pariser Klimaabkommens. Auch die Ozeantemperaturen waren so hoch wie nie zuvor. Die Menge an Eis in der Antarktis ist auf ein Rekordtief gesunken, die Gletscher in den Schweizer Alpen haben in den vergangenen beiden Jahren allein zehn Prozent ihres Volumens verloren. In der Folge hat auch der Meeresspiegel einen neuen Höchststand erreicht. Unter dem Eindruck dieser Entwicklungen wurde im Abschlussdokument der Weltklimakonferenz im Dezember 2023 die Abkehr von fossilen Brennstoffen erstmals explizit als Ziel formuliert.
- Energiepreise und Energieverbrauch:** Die größten Krisen-Preisspitzen sind zwar überwunden, die Auswirkungen aber weiter spürbar: Mit dem Umstieg auf global gehandeltes Flüssigerdgas verbleiben die Gaspreise auf einem etwa doppelt so hohen Niveau wie in den Vorkrisenjahren; zudem steigen die Sensitivität gegenüber globalen Entwicklungen und die Volatilität der Preise. Der CO₂-Preis sank im Jahresverlauf leicht, blieb aber mit rund 80 Euro pro Tonne im 4. Quartal auf hohem Niveau und verteuert den Einsatz fossiler Energieträger weiterhin. Hohe Preise führten zu einem Einbruch des fossilen Primärenergieverbrauchs um neun Prozent, während der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger in etwa konstant blieb. In Summe lag der Primärenergieverbrauch 2023 bei 2.997 Terawattstunden (TWh).
- Erneuerbare Energien:** Der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch lag erstmals über 50 Prozent: 268 TWh Strom wurden aus Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse erzeugt (brutto). Das entspricht einem Plus von 13 TWh (5 Prozent) gegenüber 2022. Mit 14,4 Gigawatt neuer Solarkapazität wurde der bisherige Ausbaurekord um 6,2 Gigawatt übertroffen. Dabei entfielen gut Zweidrittel des Photovoltaik-Zubaus auf Dächer. Der Ausbau der Windkraft blieb mit 2,9 Gigawatt weiter deutlich hinter dem Ausbaupfad des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zurück. Allerdings zeichnet sich auch hier eine Trendwende ab: Die Anzahl der Genehmigungen für neue Windenergieanlagen an Land verdoppelte sich auf 7,7 Gigawatt. Auch beim aus den Nachbarländern importierten Strom kam knapp die Hälfte aus erneuerbaren Quellen.
- Konventionelle Stromerzeugung:** Ein rückläufiger Strombedarf und günstiger Strom aus den Nachbarländern sorgten für eine deutliche Verringerung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Die Emissionen der Stromerzeugung sanken um 18 Prozent auf 177 Mio. t CO₂-Äq. Insgesamt wurden 247 TWh konventioneller Strom produziert; und damit 24 Prozent weniger als im Vorjahr. An dem Rückgang hatte die Kohleverstromung mit -48 TWh den größten Anteil. Somit lag die Kohleverstromung im Jahr der Abschaltung der

letzten drei Kernkraftwerke auf dem niedrigsten Niveau seit den 1960er Jahren.

6. **Industrie:** Die Emissionen der Industrie verzeichneten gegenüber 2022 einen deutlichen Rückgang von 12 Prozent auf 144 Mio. t CO_{2-Äq}. Damit sank die Emissionsintensität der Industrie erheblich, denn die Industrieproduktion insgesamt war im Jahresdurchschnitt nur leicht rückläufig. Hintergrund ist der deutliche Produktionsrückgang in den energieintensiven Branchen. Dort lag das Produktionsniveau bis Ende Oktober 2023 rund 11 Prozentpunkte unterhalb der Werte des Vorjahreszeitraums. Gründe sind eine schwache Nachfrage nach Produkten der energieintensiven Industrien in Verbindung mit einem schwierigen Wettbewerbsumfeld aufgrund der hohen Energiepreise.
7. **Gebäude:** Die Emissionen im Gebäudesektor sanken um lediglich 3 Mio. t CO_{2-Äq} auf 109 Mio. t CO_{2-Äq}. Damit wurden zum vierten Mal in Folge die Sektorziele verfehlt. Die geringfügigen Emissionsreduktionen gehen im Wesentlichen auf den abermals verringerten Heizenergiebedarf infolge milder Witterung zurück. Vor dem Hintergrund einer erheblichen Verunsicherung rund um das revidierte Gebäudeenergiegesetz wurden mit rund 900.000 etwa 40 Prozent mehr Gas- und Ölheizungen als im Vorjahr verkauft. Zugleich war 2023 aber auch ein Rekordjahr für Wärmepumpen: Deren Absatz von rund 350.000 Anlagen war mehr als doppelt so hoch wie noch in 2021. Für 80 Prozent der Neubauten wurden Wärmepumpen oder Fernwärmeanschlüsse geplant.
8. **Verkehr:** Der Verkehrssektor hat die im Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele auch im Jahr 2023 verfehlt – zum dritten Mal in Folge. Mit 145 Mio. t CO_{2-Äq} gegenüber 148 Mio. t CO_{2-Äq} im Vorjahr überschritt der Sektor die gesetzlich vorgeschriebene Höchstmenge um 12 Mio. t CO_{2-Äq}. Einem konjunkturbedingt leicht sinkenden Lkw-Verkehr stand ein Anstieg des Pkw-Verkehrs auf Bundesstraßen und Autobahnen entgegen – trotz Einführung des Deutschlandtickets. Der Anteil von Elektroautos an den Neuzulassungen stagnierte und lag mit 18 Prozent bis Ende November weit unter der Marke, die für das Ziel 15 Millionen E-Autos bis 2030 erforderlich wäre. Ohne zusätzliche Instrumente werden die zum Einhalten der Klimaziele erforderlichen Emissionsminderungen im Verkehrssektor kaum zu erreichen sein.
9. **Infrastruktur für die Energiewende:** Mit dem Netzentwicklungsplan Strom und dem Wasserstoffkernnetz liegen erstmals konkrete Planungen für die Infrastruktur eines klimaneutralen Energiesystems vor. Bis zum Jahr 2045 müssen etwa 310 Milliarden Euro investiert werden, um das Stromübertragungsnetz von 37.000 auf 71.000 Leitungskilometer auf Land und an See auszubauen. Für das sogenannte Wasserstoffkernnetz haben Bundesregierung und FNB Gas 9.700 Kilometer Wasserstofffernleitungen mit einem Investitionsvolumen von knapp 20 Milliarden Euro identifiziert, die bis 2032 errichtet werden sollen, um Kraftwerke und Industrien zu versorgen. Anspruch und Wirklichkeit klappten 2023 noch weit auseinander: Im ersten Halbjahr wurden nur 127 Kilometer Stromleitungen in Betrieb genommen. Allerdings wurden im gleichen Zeitraum Genehmigungsverfahren für Vorhaben mit der Gesamtlänge von 1.950 Kilometern gestartet, gegenüber nur 114 Kilometern im Halbjahr zuvor.
10. **Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick:** Das Jahr 2023 brachte eine Reihe von zentralen klimapolitischen Fortschritten, insbesondere in den Sektoren Gebäude und Strom, aber auch zusätzliche Herausforderungen. Die Debatte um das Gebäudeenergiegesetz hinterließ Spuren in der Bevölkerung, was das Vertrauen in die praktische Umsetzung und soziale Ausgewogenheit klimapolitischer Maßnahmen angeht. Spätestens mit dem Haushaltsurteil des Bundesverfassungsgerichts wird die Frage nach der Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen zum zentralen Thema für 2024. Dies gilt umso mehr, als weiterhin eine erhebliche Lücke zwischen aktuellen Maßnahmen und dem Klimaziel für 2030 klafft.

The energy year 2023 in ten points

- 1. Emissions:** Germany's greenhouse gas (GHG) emissions fell to 673 million tonnes of CO₂ equivalents (Mt CO₂-eq) in 2023, the lowest level since 70 years. This represents an emissions reduction of 46 percent compared to 1990. Emissions were therefore 49 million tonnes below the target derived for 2023 from the country's Climate Change Act (Klimaschutzgesetz). The energy and industry sectors saw significant emission cuts, mainly due to changes in electricity trade (more imports, less exports), reduced production in energy-intensive industry and savings in electricity and gas consumption. In the transport and buildings sectors, emissions stagnated at a high level and both sectors missed their respective annual climate targets for the fourth and third time in a row respectively.
- 2. Climate crisis:** 2023 was the year of new climate extremes – and of the political realisation that the phase-out of fossil fuels is unavoidable. At 1.4 °C above the pre-industrial level, global average temperatures were only just below the 1.5 °C target of the Paris Climate Agreement. Ocean temperatures were also higher than ever before. The amount of ice in the Antarctic has fallen to a record low, while the glaciers in the Swiss Alps have lost 10 percent of their volume in the past two years alone. As a result, the sea level also reached a new high in 2023. Against this background, governments at the UN climate conference COP28 in December for the first time explicitly formulated the goal of moving away from fossil fuels in the outcome document.
- 3. Energy prices and energy consumption:** Although prices stabilised again in 2023 after the price peaks of 2022, the effects of the energy crisis are still noticeable: With the switch to globally traded liquefied natural gas, prices remain at around twice the level of the pre-crisis years. In addition, sensitivity to global developments and price volatility are increasing. The CO₂ price decreased slightly over the course of the year but remained
- at a high level of around 80 euros per ton in the fourth quarter, keeping the cost of using fossil fuels high. High prices led to a nine percent drop in fossil primary energy consumption, while the primary energy consumption of renewable energy sources remained roughly constant. The total primary energy consumption in 2023 stood at 2 997 terawatt hours (TWh).
- 4. Renewable power generation:** The share of renewable energy in gross electricity consumption exceeded 50 percent for the first time: 268 TWh of electricity were generated from wind, sun, water or biomass. This corresponds to an increase of 13 TWh (5 percent) compared to 2022. With 14.4 GW of new photovoltaic capacity, the previous expansion record was exceeded by more than 5 GW. Around two thirds of all photovoltaic systems were installed on roofs. The expansion of wind power, on the other hand, remains well behind the legally defined expansion path at 2.9 GW. However, there are signs of a recovery in the wind sector too: the number of permits for new onshore wind turbines doubled to over 7 GW. Almost 50 percent of the electricity imported from neighbouring countries also came from renewable sources.
- 5. Conventional power generation:** A decline in electricity demand and cheaper electricity from neighbouring countries led to a significant drop in electricity generation from conventional power plants. As a result, emissions from the power sector fell by about 18 percent to 177 Mt CO₂-eq. Conventional power plants produced a total of 247 TWh of electricity which corresponds to a decrease of 24 percent. The biggest decline – 48 TWh – took place in coal power plants. Coal-fired power generation was thus at its lowest level since the 1960th in the same year that saw Germany's last three nuclear power plants shut down.

6. **Industry:** Emissions from industry decreased by a significant 12 percent to 144 Mt of CO_{2-eq}. This means that the sector's emissions intensity fell considerably as the industrial production as a whole was only slightly below 2022 levels. However, the main reason for the emissions reduction is the decline in production in the particularly energy-intensive sectors. Their production levels until October 2023 were 11 percentage points below those of the same period in 2022, due to weak demand for products combined with a difficult competitive environment caused by high energy prices.
7. **Buildings:** Emissions in the buildings sector fell by just 3 million tonnes to 109 Mt CO_{2-eq}, meaning that the sector missed its emissions reduction target for the fourth time in a row. The slight decrease in emissions is mainly due to reduced need for heating because of warm weather. Against the backdrop of considerable uncertainty surrounding the revised Buildings Energy Act, (Gebäudeenergiegesetz), around 900 000 new gas and oil heating systems were sold – an increase of about 40 percent compared to 2022. At the same time, 2023 was a record year for heat pumps: about 350 000 systems sold is more than twice the sales in 2021. Heat pumps or district heating connections were planned for 80 percent of new buildings.
8. **Transport:** The transport sector missed its annual target set out in the Climate Change Act for the third time in a row. The sector emitted 145 Mt of CO_{2-eq} compared to 148 million tonnes in the previous year, exceeding the legally defined maximum amount by 12 million tonnes. A slight decline in truck traffic due to the economic situation was offset by an increase in car traffic on federal highways and freeways – despite the introduction of the so-called Deutschlandticket¹. The share of electric vehicles in new registrations is stagnating and, at 18 percent until the end of November, is far below what is needed to achieve the target of 15 million electric vehicles by 2030. Without additional measures, it will be virtually impossible for the transport sector to cut emissions in line with Germany's climate targets.
9. **Infrastructure** for the energy transition: 2023 saw for the first time concrete strategies developed for building the infrastructure for a climate-neutral power system. Transmission system operators foresees investment needs of around 310 billion euros by 2045 for the necessary expansion of the electricity transmission grid from 37 000 to 71 000 kilometres of lines on land and at sea. Under the so-called "core hydrogen grid" initiative (Wasserstoffkernnetz), the German government and FNB Gas have identified a need for 9 700 kilometres of hydrogen pipelines by 2032 with an investment volume of almost 20 billion euros to supply power plants and industries. However, aspirations and reality were still far apart in 2023: only 127 kilometres of power lines were put into operation in the first half of the year. Nevertheless, approval procedures for projects with a total length of 1 950 kilometres were started in the same period, compared to only 114 kilometres in the first half of 2022.
10. **Energy policy developments and outlook:** A series of key climate policies were adopted in Germany in 2023, particularly in the building and electricity sectors, but also additional challenges. The debate surrounding the Building Energy Act has left its mark on public confidence in the practical implementation and social balance of climate policy measures. How to finance the energy transition is set to become a key topic in Germany in 2024, particularly in light of the Federal Constitutional Court's ruling on the climate fund (Klimatransformationsfond)². Finding a sustainable and structural response to this question is particularly pressing given the persistently large gap between current measures and Germany's 2030 climate target.

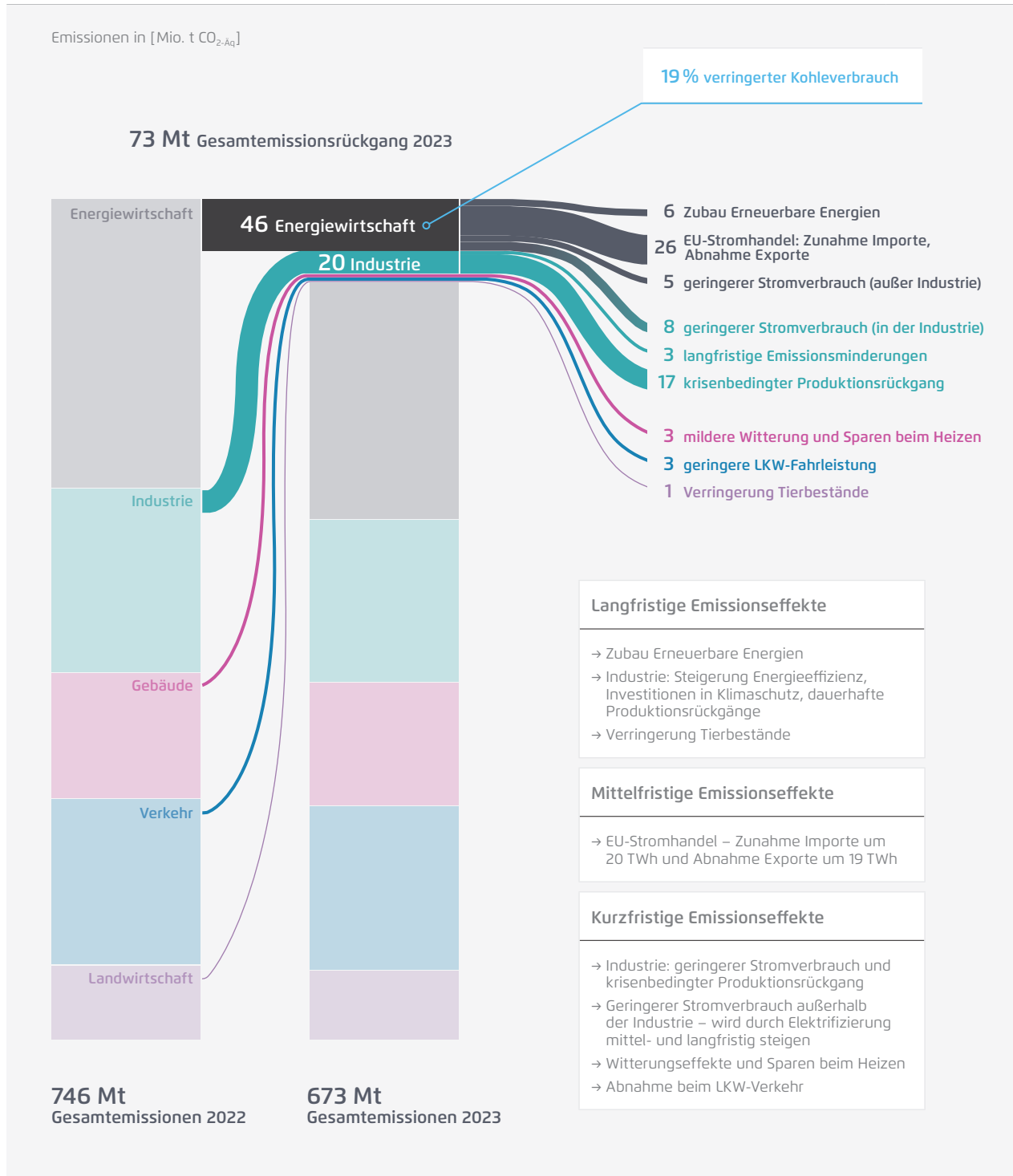
1 A subsidised public transport ticket valid for the whole of Germany that was introduced in May 2023

2 The Federal Constitutional Court ruled that the money intended to help deal with the COVID-19 pandemic should not have been reallocated to the climate fund.

1 Treibhausgasemissionen

Gesamtemissionen und Emissionsminderung 2023 im Vergleich zu 2022

→ Abb. 1_1



UBA (2023a) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf AGE B (2023a/c), Destatis (2023a/b), DWD (2023), BNetzA (2023a). Die Zuschreibung der Emissionsminderung zu den Sektoren bzw. Ursachen erfolgt durch die Auswertung sektor- bzw. branchenspezifischer Produktionsstatistiken in Kombination mit Daten zum Energieverbrauch.

1.1 Sektorüberblick

Deutschlands Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) sanken im Jahr 2023 auf 673 Millionen Tonnen CO₂-Äq (Mio. t CO₂-Äq) und damit auf den niedrigsten Stand seit 70 Jahren. Gegenüber 2022 beträgt der Rückgang 73 Mio. t CO₂-Äq beziehungsweise 10 Prozent. Bezogen auf 1990, das Referenzjahr für Deutschlands Klimaziele, fielen die Emissionen um 578 Mio. t CO₂-Äq beziehungsweise 46 Prozent. Die Emissionen lagen 49 Mio. t CO₂-Äq unter dem aus dem Klimaschutzgesetz für 2023 abgeleiteten Jahresziel von 722 Mio. t CO₂-Äq. Allerdings sind nur rund 15 Prozent des CO₂-Äq-Rückgangs 2023 langfristige Emissionseinsparungen, die sich vor allem aus dem Zubau Erneuerbarer Energien, Effizienzsteigerungen sowie dem Umstieg auf CO₂-Äq-ärmere oder klimafreundliche Brennstoffe beziehungsweise Alternativen ergeben (Abbildung 1_1).

Die Emissionsbilanz des Jahres 2023 war von einem krisen- beziehungsweise konjunkturbedingten Rückgang der Produktion in der energieintensiven

Industrie geprägt. Dieser betrug 11 Prozent¹ gegenüber dem Jahr 2022 und ließ als wesentlicher Faktor den Primärenergieverbrauch auf den niedrigsten Stand seit 1990 sinken, während die gesamte Wirtschaftsleistung nach vorläufigen Zahlen um 0,3 Prozent schrumpfte².

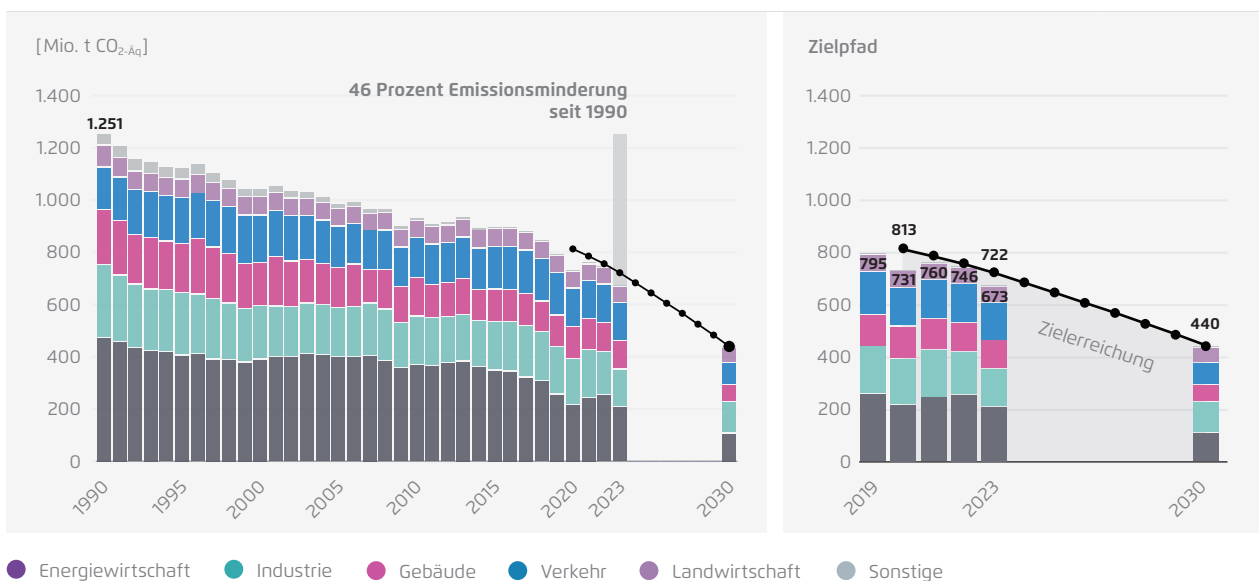
Neben der schwachen Konjunktur führten die gegenüber 2022 deutlich entspanntere Situation am europäischen Strommarkt und ein Rekordjahr für Erneuerbare Energien zu einem Einbruch beim Einsatz von Braun- und Steinkohle. 2023 stammten nur 1.894 Petajoule (541 Terawattstunden) aus diesen Energieträgern, das sind 19 Prozent weniger als 2022 (AGEB 2023a). Somit gehen mindestens 60 Prozent des Emissionsrückgangs gegenüber 2022 auf die gesunkene Kohlenutzung zurück.

Anhaltend hohe Energiepreise trugen ebenfalls zum Rückgang des Energieverbrauchs und damit zu geringeren Emissionen bei. Das Preisniveau lag 2023

- 1 Energieintensive Industriezweige (WZ08-B-10): Originalwerte, über das Jahr gemittelt bis einschließlich Oktober.
- 2 VGR des Bundes – Bruttoinlandsprodukt: preisbereinigt, verkettete Volumenangabe bis einschließlich Q3 2023.

Treibhausgasemissionen nach Sektoren seit 1990

→ Abb. 1_2



UBA (2023a) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf AGEB (2023a/c), Destatis (2023a/b), DWD (2023), BNetzA (2023a). Zielpfad abgeleitet aus Klimaschutzgesetz

im Jahresverlauf noch immer deutlich über den Vorjahresjahren und führte zu Zurückhaltung beim Verbrauch. Außerdem reduzierte eine milde Witterung den Heizbedarf, was die benötigte Heizenergie und den damit verbundenen CO₂-Ausstoß senkte.

Der Emissionsrückgang von 73 Millionen Tonnen CO₂-Äq gegenüber dem Vorjahr lag damit noch über den Rückgängen in den Jahren 2009 (-67 Mio. t CO₂-Äq) und 2020 (-64 Mio. t CO₂-Äq), als die Wirtschaftsleistung aufgrund der Finanzkrise um -5,7 Prozent beziehungsweise aufgrund der Coronakrise um -3,8 Prozent³ einbrach.

Insgesamt erreichten die Sektoren Energiewirtschaft (-46 Mio. t CO₂-Äq) und Industrie (-20 Mio. t CO₂-Äq) die größten Einsparungen; beide Sektoren haben die Vorgaben des Klimaschutzgesetzes eingehalten. Die Sektoren Gebäude (-3 Mio. t CO₂-Äq) und Verkehr (-3 Mio. t CO₂-Äq) verzeichneten keine signifikanten Emissionsrückgänge und verfehlten ihr Sektorziel zum vierten beziehungsweise dritten Mal in Folge.

Der Landwirtschaftssektor verursachte 61 Mio. t CO₂-Äq, ein Rückgang um 1 Mio. t CO₂-Äq gegenüber dem Vorjahr. Abfallwirtschaft und Sonstige trugen 2023 unverändert 4 Mio. t CO₂-Äq zu den Gesamtemissionen bei.

1.2 Energiewirtschaft

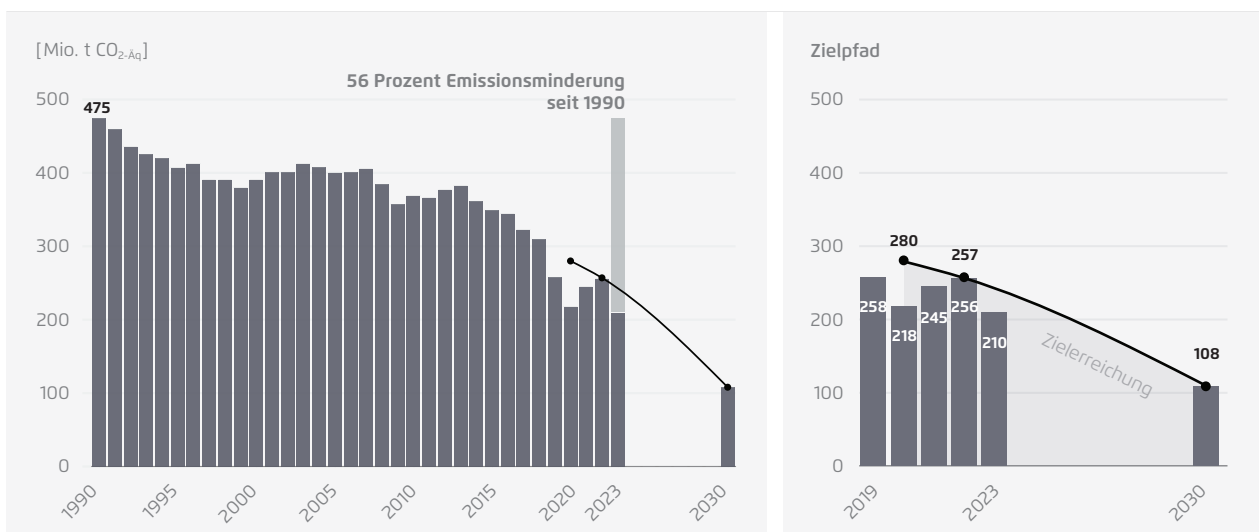
Die Emissionen der Energiewirtschaft sanken im Jahr 2023 auf 210 Mio. t CO₂-Äq und verzeichneten damit ein sattes Minus von 46 Mio. t CO₂-Äq (-18 Prozent gegenüber 2022).

Als einziger Sektor sind der Energiewirtschaft im Klimaschutzgesetz keine expliziten Emissionsziele für jedes Jahr vorgegeben, sondern eine möglichst stetige Verringerung bis zum nächsten Zielpunkt von 108 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030. Um dieses Ziel zu erreichen, sind zwischen 2022 und 2030 durchschnittlich rund 18,5 Mio. t CO₂-Äq Minderung pro Jahr nötig. Rechnet man dies auf 2023 um, liegt das Zwischenziel bei 238 Mio. t CO₂-Äq. Diese Marke wurde mit 28 Mio. t CO₂-Äq deutlich unterschritten.

³ VGR des Bundes – Bruttoinlandsprodukt: preisbereinigt, verkettete Volumenangabe

Die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft sanken 2023 noch unter das Rekordtief des Pandemie-Jahrs 2020

→ Abb. 1_3



UBA (2023a) • 2023: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGEb (2023b). Zielfad abgeleitet aus Klimaschutzgesetz.

Hauptgrund für die deutlich gesunkenen Emissionen ist ein starker Einbruch bei der Kohleverstromung. Der Einsatz von Braunkohlekraftwerken ging um 25 Prozent zurück, was 29 Mio. t CO_{2-Äq} einsparte. Durch die ebenfalls gesunkene Steinkohleverstromung (-31 Prozent), blieben weitere 15 Mio. t CO_{2-Äq} aus. Die Kohleverstromung sank 2023 somit auf den niedrigsten Wert seit den 1960ern. Erdgas-, Öl- und sonstige Kraftwerke verursachten ähnlich viele Emissionen wie im Vorjahr. Der starke Rückgang bei der Kohle geht auf drei wesentliche Faktoren zurück: erstens ein geringerer Stromverbrauch, zweitens weniger Stromexporte und mehr Stromimporte, sowie drittens eine höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien:

1. Der Stromverbrauch in Deutschland ging um 3,9 Prozent zurück. Der Rückgang des Stromverbrauchs ist in Teilen strukturellen Energieeffizienz- beziehungsweise Sparmaßnahmen zuzurechnen. Die schwache Produktion – insbesondere der energieintensiven Industrie – fällt jedoch deutlich schwerer ins Gewicht. Diese Emissionsminderungen sind nicht als klimapolitischer Erfolg zu werten und könnten schnell wieder ansteigen, sobald sich die Produktion erholt.
2. 2023 exportierte Deutschland 58 Terawattstunden (TWh) Strom und damit 19 TWh beziehungsweise 24 Prozent weniger als 2022. Die Importe betragen 69 TWh, ein Zuwachs von 20 TWh beziehungsweise 41 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Kombiniert mit der schwächeren Stromnachfrage fiel die Stromerzeugung hierdurch um insgesamt 11 Prozent. Gegenüber 2022 war die Lage am europäischen Strommarkt deutlich entspannter: Wasserkraft lieferte nach dem Dürrejahr 2022 wieder auf normalem Niveau, in Frankreich kehrten nach einer Phase sehr niedriger Verfügbarkeit 2022 viele Kernkraftwerke zurück ans Netz und die Gaspreise waren ebenfalls deutlich niedriger als im Vorjahr. Außerdem legte die Erzeugung aus Wind und Sonne innerhalb der Europäischen Union rund 12 Prozent zu. Der importierte Strom kam zu rund Dreivierteln aus CO₂-freier Stromerzeugung und hat damit einen geringeren Emissionsfaktor als der inländische Erzeugungsmix. Somit wurde ein Teil

der Emissionen durch den Importanstieg vermieden. Der andere Teil verlagerte sich ins Ausland und schlägt sich dort in der Bilanz nieder.

3. Das gute Ausbaujahr für Photovoltaik trägt zu strukturellen Emissionsminderungen bei der Stromerzeugung bei: Eigentlich hätten weniger Sonnenstunden 2023 zu einer sinkenden Stromerzeugung aus Photovoltaik geführt. Doch der Solarzubau kompensierte die schlechteren Wetterbedingungen für die Solarstromerzeugung und führte sogar zu einem leichten Erzeugungsplus gegenüber dem Vorjahr. Auch die Windkraft erreichte einen neuen Erzeugungsrekord und lag mit 138 TWh um 10 Prozent höher als 2022; dies ist im wesentlichen auf ein stärkeres Windjahr zurückzuführen.

1.3 Industrie

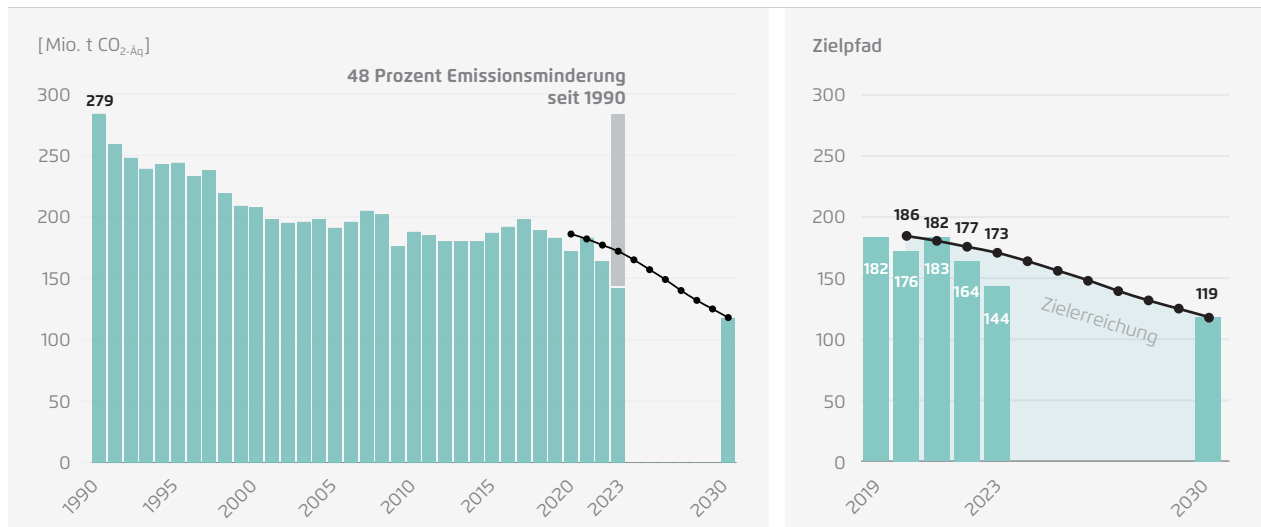
Die Treibhausgasemissionen der Industrie sanken 2023 im Vergleich zum Vorjahr deutlich. Der Rückgang betrug 20 Mio. t CO_{2-Äq}; das entspricht einem Minus von 12 Prozent. Mit 144 Mio. t CO_{2-Äq} wurde das Sektorziel von 173 Mio. t CO_{2-Äq} für 2023 klar übererfüllt. Die Industrieemissionen liegen damit auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der sektoralen Emissionserfassung im Jahr 1990.

Während die Produktion der gesamten Industrie im Jahresdurchschnitt gegenüber 2022 nur leicht um 0,4 Prozent abnahm⁴, sank der Produktionsindex der energieintensiven Branchen gegenüber dem Vorjahr um 11 Prozent⁵ – was sich erheblich auf die Emissionsbilanz auswirkte. Hauptverantwortlich für diese Entwicklung war ein konjunkturbedingter Nachfragerückgang nach Materialien wie Zement, Stahl und Papier. Unter anderem war hierfür die Abschwächung der Baukonjunktur maßgeblich.

⁴ Bergbau, Gew. v. Steinen u. Erden und Verarb. Gewerbe (WZ08-B-04): Originalwerte über das Jahr gemittelt bis einschließlich Oktober.

⁵ Energieintensive Industriezweige (WZ08-B-10): Originalwerte, über das Jahr gemittelt bis einschließlich Oktober.

Eine deutliche Emissionsreduktion in der Industrie resultierte aus krisen- bzw. → Abb. 1_4
konjunkturbedingten Produktionsrückgängen in den energieintensiven Branchen



UBA (2023a) • 2023: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGEb (2023a) und Destatis (2023a); Zielpfad abgeleitet aus Klimaschutzgesetz

Das anhaltend höhere Preisniveau für Erdgas, Steinkohle, Mineralöl und Strom führte auch angebotsseitig zu Produktionsrückgängen und Substitutionseffekten, die den Energieeinsatz über diese Energieträger hinweg sinken ließen: Auch wenn die Preise sich von den 2022-Rekordwerten erholt haben, liegen sie immer noch deutlich über dem Niveau der Vorkrisenjahre. Insbesondere energieintensive Produktionszweige wie die Metallherzeugung, die chemische Industrie oder Papierproduktion waren im vergangenen Jahr von den anhaltend hohen Energiepreisen und entsprechenden Einbußen in der Wettbewerbsfähigkeit betroffen.

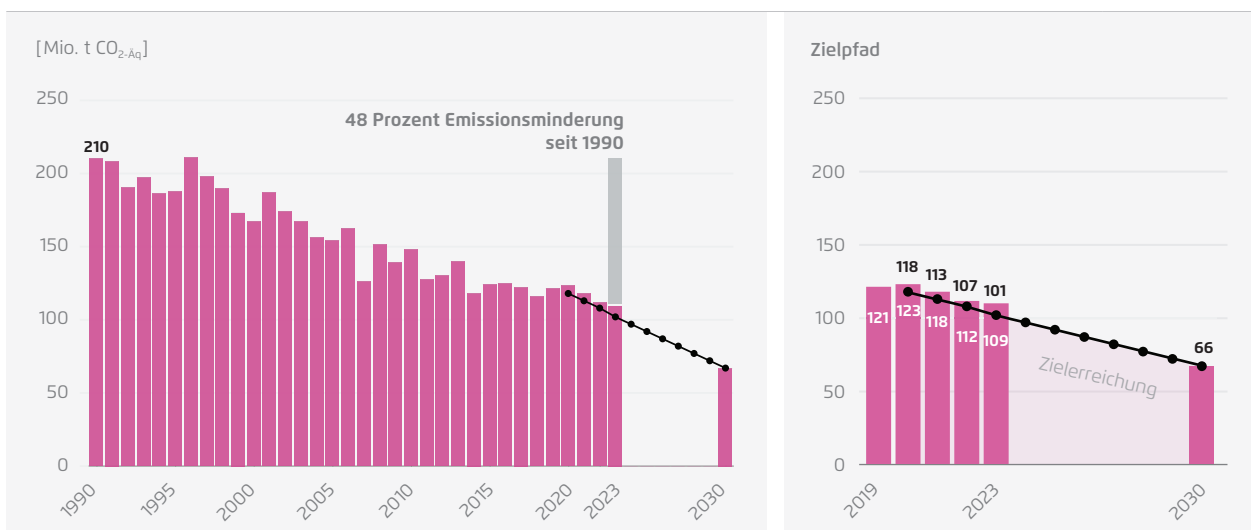
In Summe waren die Treibhausgasreduktion in der Industrie überwiegend krisen- beziehungsweise konjunkturbedingt. Produktionsrückgänge in Deutschland können dabei mit einem Anstieg an Produktion in anderen Regionen einhergehen – für die globale Treibhausgasbilanz ist in diesem Fall nichts gewonnen. Für wirksamen Klimaschutz braucht es daher auch in Deutschland ein Investitionsumfeld, dass die Industrie bei der Transformation zur Klimaneutralität unterstützt.

1.4 Gebäude

Der Gebäudesektor verfehlte auch 2023 die im Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele. Statt der gesetzlich vorgeschriebenen Maximalmenge von 101 Mio. t CO₂-Äq verursachten Gebäude 109 Mio. t CO₂-Äq und verfehlten das Ziel um 8 Mio. t CO₂-Äq.

Im Vergleich zum Vorjahr (112 Mio. t CO₂-Äq) wurden lediglich 3 Mio. t CO₂-Äq weniger ausgestoßen. Diese Einsparungen sind allerdings nicht auf wirksame Klimapolitik, sondern im Wesentlichen auf anhaltende Sparbemühungen in Haushalten und mildere Temperaturen zurückzuführen.

Fast die Hälfte aller Wohnungen in Deutschland wurden 2023 weiterhin mit Erdgas beheizt. Hohe Erdgaspreise gekoppelt mit Einsparbemühungen wirkten sich im Winter 2022/2023 auf das Heizverhalten aus. Zwar sanken die Endkund:innenpreise für Erdgas seitdem wieder, trotzdem sind viele Haushalte weiterhin mit hohen Preisen konfrontiert. Auch in der zweiten Heizperiode gegen Ende des Jahres 2023 deuten vorläufige Daten auf Einsparungen hin. Ab Oktober lag der Gasverbrauch deutscher Haushalte

Der Gebäudesektor verfehlte das Treibhausgasemissionsziel um 8 Mio. t CO₂-Äq → Abb. 1_5

UBA (2023a) • 2023: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGEb (2023a), DWD (2023), BNetzA (2023a); Zielpfad abgeleitet aus Klimaschutzgesetz

und kleinerer Gewerbe⁶ 14 Prozent unter dem Referenzverbrauch⁷ (BNetzA 2023a), allerdings 3 Prozent über dem gleichen Zeitraum 2022. Zudem hat auch die milde Witterung dazu beigetragen, dass der Heizbedarf gegenüber dem Vorjahr gesunken ist. Nachdem die Heizmonate 2022 bereits außergewöhnlich warm waren, lagen die Temperaturen 2023 sogar noch etwas höher. Zum Beispiel sorgte der außergewöhnlich milde Herbst dafür, dass die Heizsaison für viele erst später als üblich begonnen hat (bdew 2023a). Insgesamt haben die privaten Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe 2023 im Vergleich zum Jahr der fossilen Energiepreiskrise 2022 nochmal etwa vier Prozent weniger Erdgas verbraucht (BNetzA 2023a, bdew 2023a).

Die Tatsache, dass der Gebäudesektor trotz der milden Witterung, hoher Preise und Sparbemühungen das Klimaschutzziel abermals verfehlt hat, zeigt, dass es in diesem Bereich umgehend zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen erforderlich sind. Je nach Witterung könnten die Gebäudeemissionen bereits 2024 wieder steigen.

1.5 Verkehr

Der Verkehrssektor hat die im Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele auch im Jahr 2023 verfehlt – zum dritten Mal in Folge. Der Sektor stieß 145 Mio. t CO₂-Äq aus und überschritt damit die gesetzlich vorgeschriebene Höchstmenge von 133 Mio. t CO₂-Äq um 12 Mio. t CO₂-Äq.

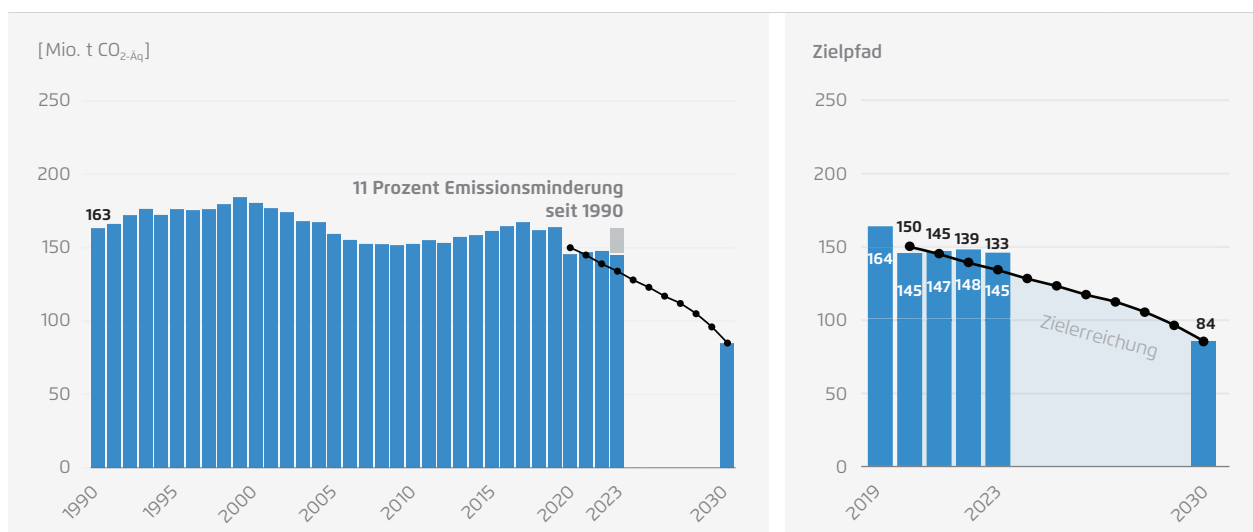
Gegenüber 2022 sanken die Emissionen leicht um zwei Prozent, beziehungsweise 3 Mio. t CO₂-Äq. Wobei die Minderungstendenzen überwiegend krisen- und konjunkturbedingt waren und nicht auf eine strukturelle Wende hinweisen. Abgesehen von krisenbedingten Einbrüchen lagen die Emissionen gegenüber 1990 fast unverändert hoch.

Der wichtigste Indikator für die Entwicklung der Verkehrsemissionen ist die Summe des Verbrauchs von Benzin und Dieselmotorkraftstoff. Insgesamt lag dieser in den ersten drei Quartalen 2023 um ein Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der Verbrauch von Benzin stieg leicht an (vier Prozent), während der von Dieselmotorkraftstoff etwas zurückging (minus drei Prozent) (AGEb 2023c).

⁶ Inklusive sogenannter SLP-Kunden mit einem jährlichen Gasverbrauch bis 100.000 kWh.

⁷ Temperaturbereinigter Verbrauch der Jahre 2018 bis 2021.

Der Verkehrssektor verfehlte das Emissionsziel zum dritten Jahr in Folge, da die Treibhausgasemissionen seit 2020 auf gleichbleibendem Niveau stagnieren → Abb. 1_6



UBA (2023a) • 2023: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf von AGEB (2023c), Destatis (2023b); Zielpfad abgeleitet aus Klimaschutzgesetz

Der Lkw-Verkehr auf mautpflichtigen Straßen sank gegenüber dem Vorjahreszeitraum konjunkturbedingt um vier Prozent (Destatis 2023b). Dagegen stieg der Pkw-Verkehr auf Bundesstraßen und Autobahnen leicht an (zwei Prozent) (bast 2023).

Das Deutschlandticket wurde zwar seit seiner Einführung im Mai millionenfach verkauft, eine zusätzliche Emissionsminderung lässt sich aber bisher nicht nachweisen. So lag die Zahl der beförderten Personen im Öffentlichen Personennahverkehr im zweiten Quartal 2023 unter der im zweiten Quartal des Jahres 2019 (destatis 2023c). Der Projektionsbericht der Bundesregierung nimmt für 2023 eine Emissionsminderung von 0,4 Mio. t CO_{2-eq} durch das Deutschlandticket an. Das Bundesverkehrsministerium geht von 1,9 Mio. t CO_{2-eq} aus (Expertenrat für Klimafragen 2023).

Der Anteil von Elektroautos an neu zugelassenen Fahrzeugen lag bis November 2023 wie schon im Vorjahr bei 18 Prozent. Ohne zusätzliche Instrumente wird das für Emissionsminderungen im Verkehrssektor zentrale Ziel – 15 Millionen E-Autos bis 2030 – verfehlt werden.

1.6 Emissionen aus der Landwirtschaft

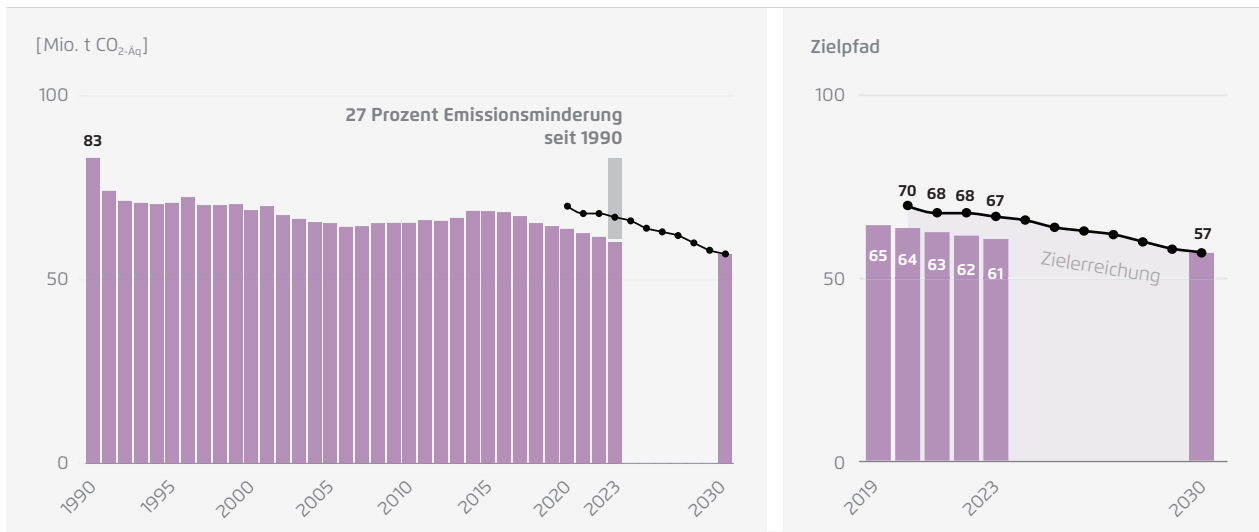
Der Landwirtschaftssektor emittierte im Jahr 2023 Treibhausgase in Höhe von knapp 61 Mio. t CO_{2-eq}. Damit wurde das Sektorziel von 67 Mio. t CO_{2-eq} unterschritten.

Die deutliche Unterschreitung des Sektorziels der landwirtschaftlichen THG-Emissionen geht vor allem auf die im Jahr 2022 geänderte Emissionsberechnung zurück: Die Methode zur Berechnung der Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden wurde vom zuständigen Thünen-Institut überarbeitet. Der bisherige IPCC-Standardemissionsfaktor von einem Prozent der Stickstoffeinträge durch Düngemittel und Ernterückstände wurde durch regional und nach Bodentypen differenzierte Faktoren ersetzt.

Die Anwendung der angepassten Emissionsfaktoren führte dazu, dass die Emissionen des Agrarsektors rückwirkend für den gesamten Berichtszeitraum seit 1990 korrigiert wurden. Im Durchschnitt wurden für den Zeitraum ab 2000 jährlich rund 6,1 Mio. t CO_{2-eq} weniger emittiert als bislang berechnet. Diese

In der Landwirtschaft sinken die Treibhausgasemissionen leicht auf 61 Mio. t CO₂-Äq

→ Abb. 1_7



UBA (2023a) • 2023: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf UBA (2023a); Zielpfad abgeleitet aus Klimaschutzgesetz

methodischen Anpassungen wurden bisher nicht durch eine Anpassung der Treibhausgasemissionsziele für die Landwirtschaft berücksichtigt.

Der Rückgang der Emissionen aus der Landwirtschaft um etwa eine Millionen Tonnen im Vergleich zum Jahr 2022 resultiert vornehmlich aus dem Rückgang der Nutztierbestände und einer verringerten Stickstoffdüngung. Die geringeren Schweine- und Rinderbestände sind auf die weiter sinkende inländische Nachfrage nach tierischen Lebensmitteln, schlechtere Exportmöglichkeiten – beides insbesondere beim Schweinefleisch – sowie auf unklare wirtschaftliche Zukunftsperspektiven für viele tierhaltende Betriebe zurückzuführen.

Nicht einberechnet sind im Quellsektor Landwirtschaft die Emissionen der landwirtschaftlichen Nutzung von organischen Böden. Das sind die Emissionen, die durch die landwirtschaftliche Nutzung trockengelegter Moorböden entstehen (mit Ausnahme der Lachgasemissionen). Diese werden im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) erfasst. Die Emissionen sind über Jahre relativ konstant und betragen im Jahr 2021, dem letzten berichteten Jahr, 39,6 Mio. t CO₂-Äq (UBA 2023b). Verrechnet mit anderen Landnutzungsquellen und -senken inklusive der negativen Emissionen aus dem Bereich Wald ist der Quellsektor LULUCF nicht auf dem Pfad zur Zielerreichung des Klimaschutzgesetzes von -25 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2030.

2 Preisentwicklung am Energiemarkt

2.1 Konjunkturelle Entwicklung

2.1.1 Auswirkungen der Energiekrise dämpften weiter die Konjunktur

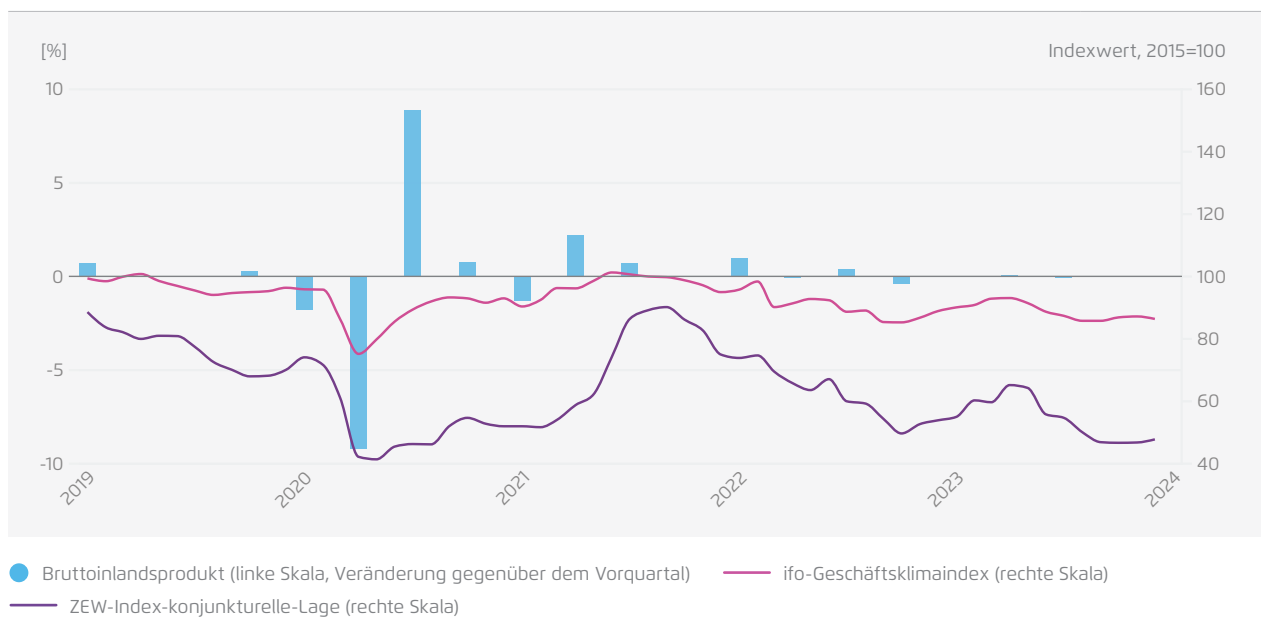
Die tiefen Spuren der fossilen Energiekrise sind auch 2023 noch deutlich zu erkennen. Die Wirtschaft befindet sich in einer Phase der Stagnation. Nachdem die Wirtschaftsleistung in der ersten Jahreshälfte nahezu unverändert blieb, sank das Bruttoinlandsprodukt im dritten Quartal preis-, saison- und kalenderbereinigt um 0,1 Prozent leicht gegenüber dem Vorjahr (Abbildung 2_1). Für das Gesamtjahr 2023 prognostizierte der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung einen Rückgang des deutschen Bruttoinlandsprodukts um 0,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr (SVR 2023). Damit weist Deutschland seit Beginn der Coronapandemie das niedrigste Wachstum aller Volkswirtschaften im Euroraum auf (Eurostat 2023a).

Auch die jüngsten Stimmungsindikatoren deuten auf ein eingetrübtes Geschäftsklima hin: Der ifo-Geschäftsklimaindex lag im Dezember 2023 12 Prozent unter dem Niveau von Februar 2022 vor Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine. Der ZEW-Indikator für die wirtschaftliche Lage in Deutschland fiel im Oktober auf den tiefsten Stand seit Beginn der Coronapandemie (Abbildung 2_1).

Die konjunkturelle Lage ist in mehrfacher Hinsicht auf die fossile Energiekrise 2022 zurückzuführen: Erstens leidet die Industrie in Deutschland weiterhin unter den hohen Energiepreisen und der schwachen Weltkonjunktur. Zweitens wirken sich die zur Bekämpfung der durch fossile Energieträger verursachten Inflation angehobenen Leitzinsen nach wie vor dämpfend auf private Investitionen und damit auf die inländische Nachfrage aus (Bundesbank 2023).

Bruttoinlandsprodukt und Konjunktur-Stimmungsindikatoren in Deutschland

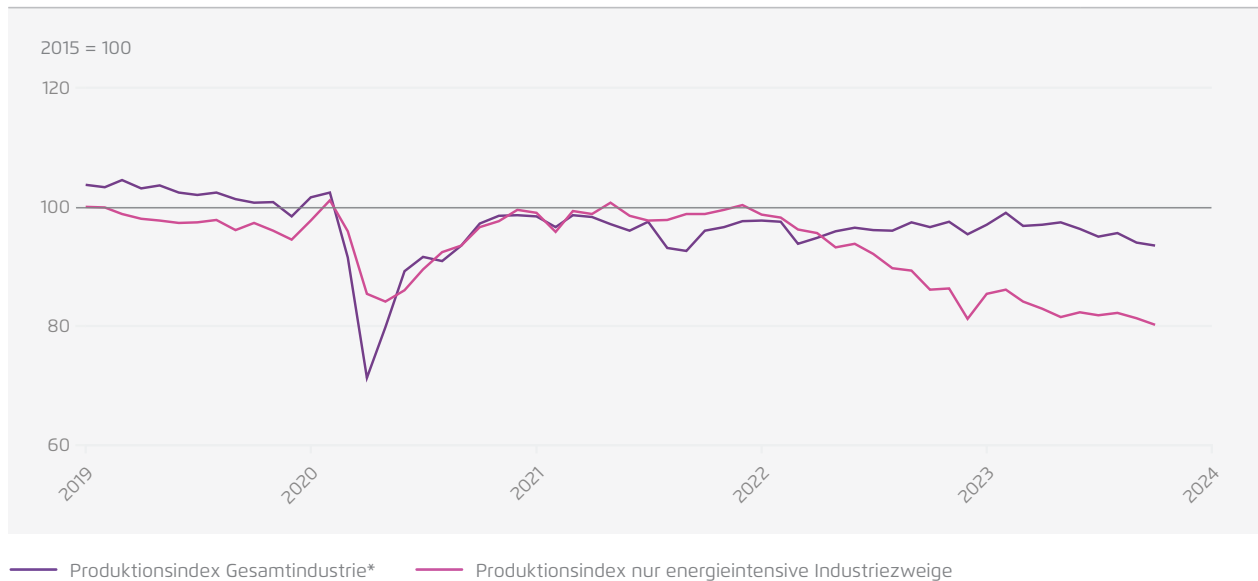
→ Abb. 2_1



Agora Energiewende basierend auf Destatis (2023d), ifo (2023), ZEW (2023) • Bruttoinlandsprodukt preis-, saison- und kalenderbereinigt

Starke Produktionseinbrüche in der energieintensiven Industrie wirken sich nur gedämpft auf den Gesamtproduktionsindex aus.

→ Abb. 2_2



Destatis (2023c) • *Bergbau, Gew. v. Steinen u. Erden und Verarb. Gewerbe (WZ08-B-04); beinhaltet energieintensive Industriezweige. Energieintensive Industriezweige (WZ08-B-10); Kalender- und saisonbereinigt nach dem Verfahren X13JDemetra+

2.1.2 Starke Produktionseinbrüche in der energieintensiven Industrie

Die energieintensive Industrie ist nach wie vor besonders stark von den Auswirkungen der fossilen Energiekrise 2022 betroffen. Der Produktionsindex der energieintensiven Industrie liegt derzeit auf dem niedrigsten Stand seit Beginn der Corona- und Energiekrise (Abbildung 2_2).

Industrieunternehmen sichern Teile ihres Energiebedarfs am Terminmarkt mindestens zwölf Monate im Voraus ab, so dass sich der Rückgang der Großhandelspreise erst mit Verzögerung niederschlägt. Hinzu kommt, dass sich die durch die Energiekrise gedämpfte Auslandsnachfrage verstärkt auf die Produktion durchgeschlagen hat. Dies gilt umso mehr, als die stützenden Effekte aus den Auftragsbeständen allmählich auslaufen (Bundesbank 2023). Es besteht daher das Risiko eines Kaskadeneffekts durch das Wegbrechen integrierter Wertschöpfungsketten. Als Branche, die klassisch am Anfang der Wertschöpfungskette steht, ist die energieintensive Industrie mit Großteilen der Industrie eng verflochten. Gerät die inländische Produktion in den energieintensiven Branchen unter Druck, kann dies durch negative

Effekte auf Zulieferer und nachgelagerte Unternehmen Auswirkungen auf die Position der deutschen Industrie insgesamt haben (Baehr et al. 2023).

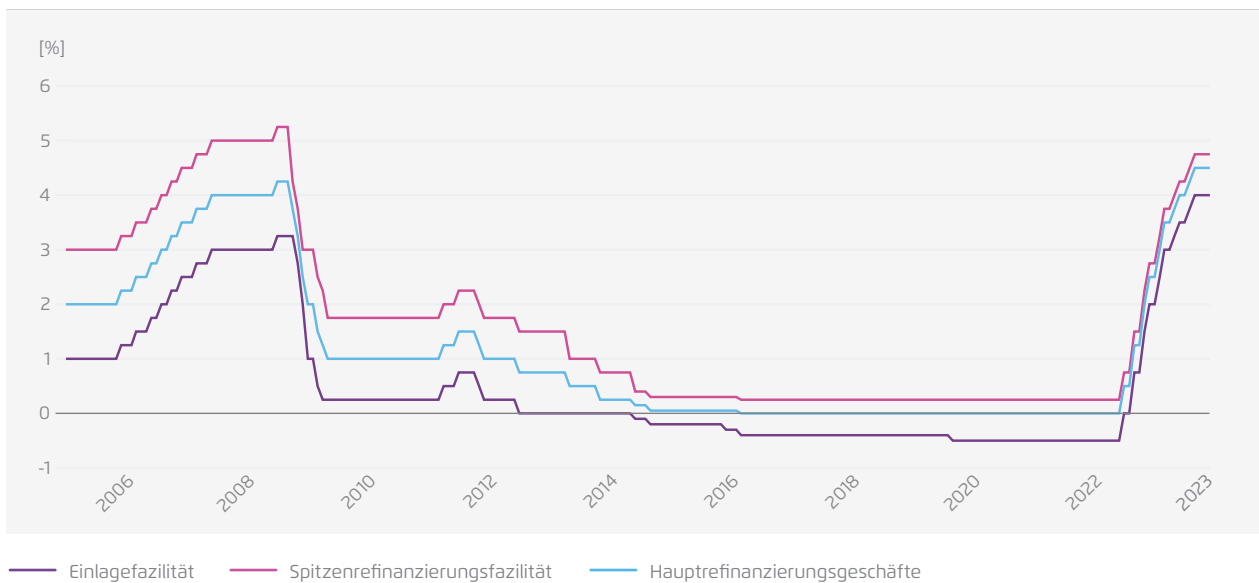
2.1.3 Rückläufige Investitionen aufgrund gestiegener Finanzierungskosten

Vor dem Hintergrund der historisch hohen Inflation hatte die Europäische Zentralbank im Juli 2022 begonnen, die Leitzinsen stark anzuheben und damit eine Kursänderung der seit Juni 2014 andauernden Negativzinspolitik eingeleitet. In insgesamt zehn aufeinanderfolgenden, kleiner werdenden Schritten erfolgte bis September 2023 eine Anhebung auf 4,5 Prozent (EZB 2023). Infolge der gestiegenen Finanzierungskosten hat sich die Kreditvergabe an Unternehmen und private Haushalte deutlich abgeschwächt. Vor allem zinssensitive Wirtschaftszweige, wie der Bausektor, haben stark auf den Zinsanstieg reagiert (Bundesbank 2023).

Die seit 2021 stark angestiegene Inflationsrate im Euroraum ist seit Anfang 2023 schrittweise gesunken und hat sich wieder deutlich in Richtung des angestrebten Zielwerts bewegt. So lag die Inflation

Entwicklung der Leitzinssätze der Europäischen Zentralbank 2005 bis 2023

→ Abb. 2_3



Bundesbank (2023) • Einlagefazilität: täglich fällige Einlagen im Eurosystem. Hauptrefinanzierungsgeschäfte: stellen den Großteil der Liquidität für das Bankensystem bereit. Spitzenrefinanzierungsfazilität: Übernachtkredite im Eurosystem.

strate im Euroraum im November 2023 bei 2,4 Prozent gegenüber dem Vorjahresmonat, nach durchschnittlich 8,4 Prozent im Jahr 2022 (Eurostat 2023b). Auch in Deutschland ist die Gesamtinflation seit ihrem Höchststand von 8,8 Prozent im November 2022 auf 3,2 Prozent im November 2023 deutlich zurückgegangen (Abbildung 2_4).

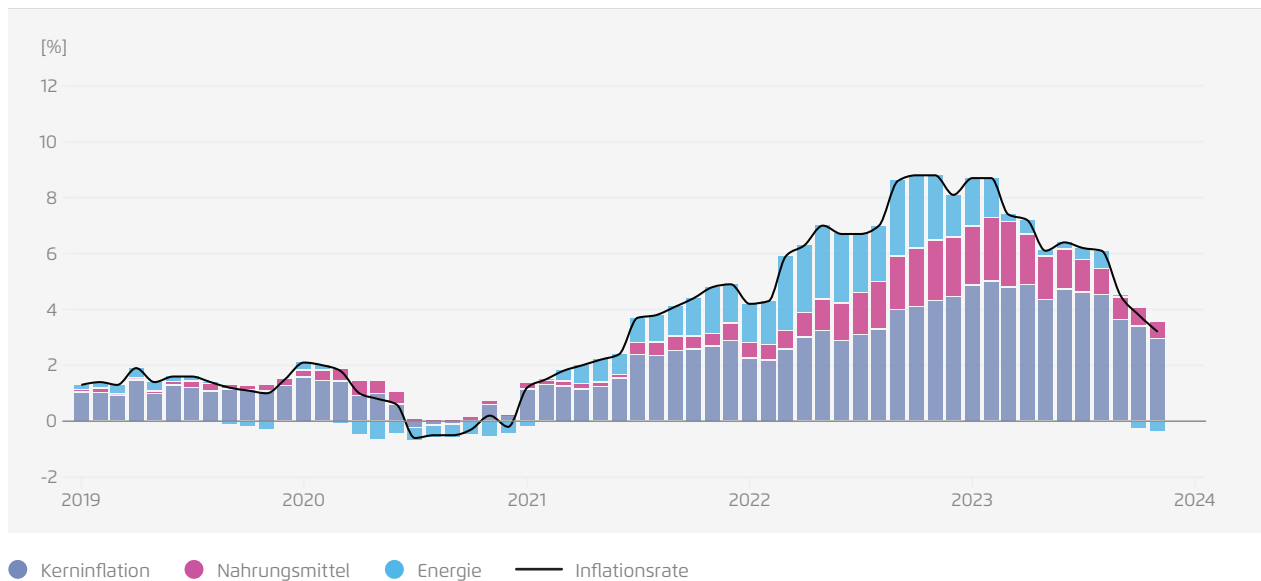
Dieser Rückgang ist größtenteils auf geringere Teuerungsraten bei den Komponenten Energie und Nahrungsmittel zurückzuführen. Hauptverantwortlich für den Preisrückgang bei Energie sind der gesunkene Ölpreis und die Umstellung auf LNG-Importe; der Preis für Erdgas liegt allerdings immer noch auf einem höheren Niveau als vor der fossilen Energiepreiskrise. Entscheidend ist auch die deutliche Verlangsamung des Anstiegs der Nahrungsmittelpreise, die vor allem 2022 noch deutlich gestiegen, seit Februar 2023 aber zurückgegangen sind. Die Entwicklung der Nahrungsmittelpreise ist nicht zuletzt auf eine wieder verbesserte, aber weiterhin angespannte Versorgungslage zurückzuführen – etwa aufgrund des Auslaufens des russisch-ukrainischen Getreideabkommens.

Die Kerninflation, die die Preisentwicklung aller Güter ohne Energie und Nahrungsmittel abbildet, ist zwar zuletzt ebenfalls gesunken, lag aber weiterhin auf einem hohen Niveau. Damit war der Preisdruck sowohl bei Gütern als auch bei Dienstleistungen im Vergleich zu den Vorquartalsraten immer noch deutlich spürbar. Im November 2023 lag die Teuerungsraten der Kernkomponente bei rund 3 Prozent und hat damit die Rolle der treibenden Kraft der allgemeinen Preisentwicklung übernommen.

Das Risiko einer inflationstreibenden Entwicklung auf den Energiemärkten ist weiterhin hoch: Speziell für Deutschland bleibt die Gasversorgungssituation risikobehaftet (Risikofaktoren: kalter Winter, Ausfall der norwegischen oder eines Teils der LNG-Importe). Auch der Ölpreis ist nach wie vor stark von den Exportländern abhängig. Der Krieg in Israel und Gaza hat sich bisher kaum auf die Rohölpreise ausgewirkt. Eine Ausweitung des Konflikts könnte die Erdgas- und Rohöllieferungen aus der Region jedoch stark beeinträchtigen und zu erheblichen Preissteigerungen führen (Weltbank 2023).

Wachstumsbeiträge von Kerninflation, Nahrungsmitteln und Energie zum Verbraucherpreisindex

→ Abb. 2_4



Agora Energiewende basierend auf Destatis (2023e) bis einschließlich November (2023) • Wachstumsbeiträge in Prozentpunkten, Verbraucherpreisindex in Prozent

Der Rat der Europäischen Zentralbank (EZB) beschloss auf seiner Sitzung im Dezember 2023, die Leitzinsen vorerst nicht weiter anzuheben, betonte jedoch die Notwendigkeit, diese so lange wie nötig auf einem ausreichend restriktiven Niveau zu halten. Vor diesem Hintergrund hat sich unter den Marktteilnehmern zunehmend die Einschätzung durchgesetzt, dass die Leitzinsen über einen längeren Zeitraum auf dem aktuellen Niveau verharren könnten (EZB 2023).

Die geänderte Geldpolitik dürfte sich daher auch 2024 spürbar negativ auf die inländische Nachfrage und die Finanzierung der Transformation zur Klimaneutralität auswirken. Der Zinskanal ist damit indirekt zu einer Herausforderung für die Energiewende geworden.

2.1.4 Gefahr einer langfristigen rezessiven Stagnation

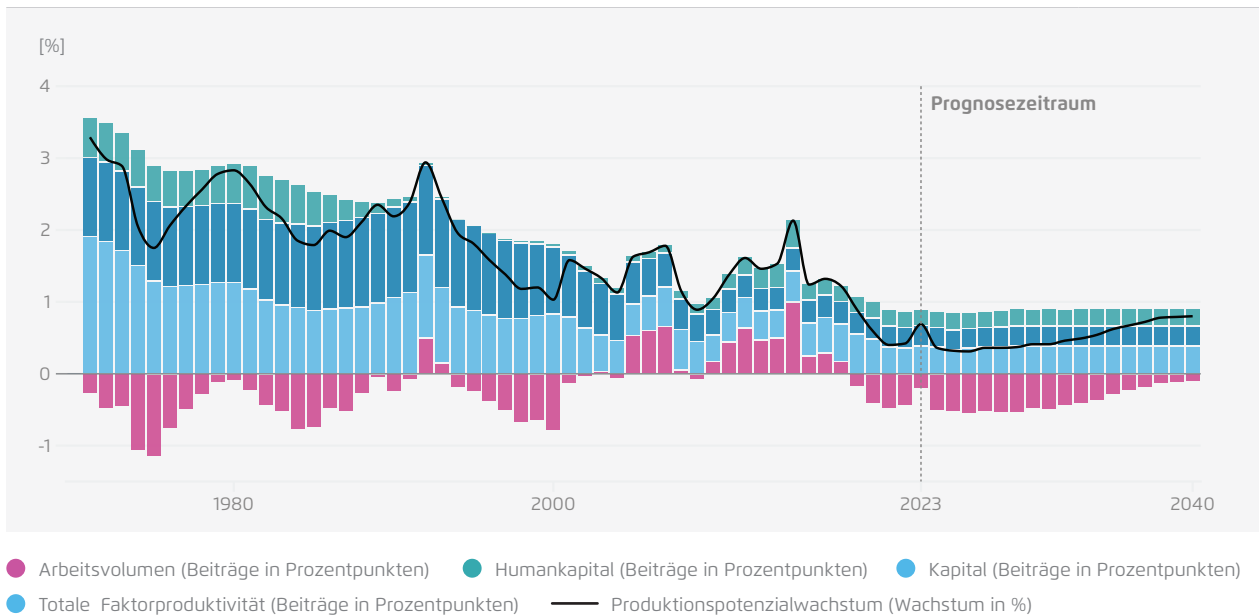
Die mittel- und langfristigen Projektionen des deutschen Produktionspotenzials deuten auf die akute Gefahr struktureller und langfristiger wirtschaftlicher Folgeschäden durch die Doppelkrise

(Coronapandemie und russischer Krieg/fossile Energiekrise) – sogenannte Hysterese-Effekte – hin. Das Produktionspotenzial beschreibt die statistisch geschätzte Menge an Gütern und Dienstleistungen, die bei normaler Auslastung der Produktionsfaktoren produziert werden kann. Es setzt sich zusammen aus den durchschnittlich geleisteten Arbeitsstunden der Erwerbstätigen (Arbeitsvolumen), der gewichteten durchschnittlichen Anzahl der absolvierten Ausbildungsjahre (Humankapital), dem gesamtwirtschaftlichen Kapitalstock und dem Stand des technischen Fortschritts, der sich in der Totalen Faktorproduktivität (TFP) ausdrückt (SVR 2023).

Das deutsche Produktionspotenzial lag nach der Herbstprojektion 2023 um rund 100 Milliarden Euro (inflationbereinigt) unter dem Niveau der Herbstprojektion 2019, also dem Trend vor der Coronapandemie. So verbleibt auch nach einer konjunkturellen Bereinigung um Auf- und Abschwünge im Rahmen der Schuldenbremse (bezogen auf das reduzierte Produktionspotenzial) ein erheblicher Rückgang der Wirtschaftsleistung (Dezernat Zukunft 2023). Insofern kann die aktuelle rezessive Lage klar vom zyklischen Konjunkturverlauf abgegrenzt werden.

Produktionspotenzialwachstum und Beiträge der Komponenten

→ Abb. 2_5



Agora Energiewende basierend auf SVR (2023)

Um die strukturelle Verfestigung eines reduzierten Produktionspfades zu verhindern, gewinnt der Kapitaleinsatz für das Potenzialwachstum an Bedeutung (SVR 2023 und Gemeinschaftsdiagnose 2023). Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund eines sinkenden Arbeitsvolumens infolge der demografischen Alterung (siehe Abbildung 2_5). Investitionen in den Kapitalstock können dazu beitragen, den technologischen Fortschritt zu beschleunigen und den Rückgang des Arbeitsvolumens durch Kapitalgüter zu kompensieren (SVR 2023).

2.1.5 Fehlallokation vermeiden – öffentliche und private Klima- und Zukunftsinvestitionen mobilisieren

Das im Klimaschutzgesetz verankerte Ziel der Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 erfordert erhebliche Investitionen in allen Wirtschaftssektoren: Zum einen, um fossile Energieträger und Technologien durch klimaneutrale Alternativen zu ersetzen. Zum anderen, um Energieeinsparungen durch die Steigerung der Effizienz zu erzielen. Insbesondere letzteres führt zu einer deutlichen Verschiebung von Betriebs- zu Investitionskosten. Krebs und Steitz (2021) haben

den kumulierten öffentlichen Investitionsbedarf im Zeitraum 2021 bis 2030 auf etwa 460 Milliarden Euro geschätzt. Der private Investitionsbedarf dürfte erheblich höher liegen: Die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) schätzt das Gesamtvolumen zum Erreichen von Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 auf fünf Billionen Euro – davon entfallen 90 Prozent auf den Privatsektor (KfW 2022).

Der umfangreiche Umbau und die Erweiterung des Kapitalstocks durch Investitionen dürften erhebliche Auswirkungen auf das deutsche Produktionspotenzial und letztlich auch die langfristige Wirtschaftsleistung haben. Eine unzureichende und inkonsistente Klima- und Finanzpolitik könnte, wenn sie über einen längeren Zeitraum andauert, weitreichende wirtschaftliche Schäden anrichten. Konsistente Weichenstellungen in Richtung Klimaneutralität tragen dazu bei, den technischen Fortschritt zu beschleunigen und die Auswirkungen des abnehmenden Arbeitsvolumens abzufedern.

Durch geeignete Rahmenbedingungen und Anreize kann die Klimapolitik dafür sorgen, dass frühzeitig in klimaneutrale statt weiter in fossile Kapitalgüter investiert wird, damit letztere nicht vorzeitig

ausgemustert werden müssen und das Potenzialwachstum zusätzlich dämpfen (Gemeinschaftsdiagnose 2023). Friktionen, wie fossile Subventionen, können in diesem Sinne das Potenzialwachstum schwächen. Darüber hinaus können zusätzliche Investitionen im Zuge der Transformation zur Klimaneutralität, die über den ohnehin geplanten Bedarf hinausgehen, einen wichtigen Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung leisten.

In Hinblick auf die Mobilisierung von Investitionen für die Transformation kommt dem Staat eine doppelte Rolle zu: Zum einen durch die direkte Finanzierung öffentlicher Investitionen, die zu einem großen Teil einen Vorleistungscharakter aufweisen und bessere Voraussetzungen für private Investitionen schaffen, beispielsweise in Infrastruktur. Empirische Studien zeigen, dass eine Ausweitung der öffentlichen Investitionen einen deutlichen Effekt auf die private Investitionstätigkeit hat (Matvejevs und Tkacevs 2023, Martinez-Lopez 2006). Zum anderen bedarf es kohärenter staatlicher Anreize, um Fehlallokationen von privatem Kapital in den fossilen Kapitalstock zu vermeiden. Neben ordnungsrechtlichen

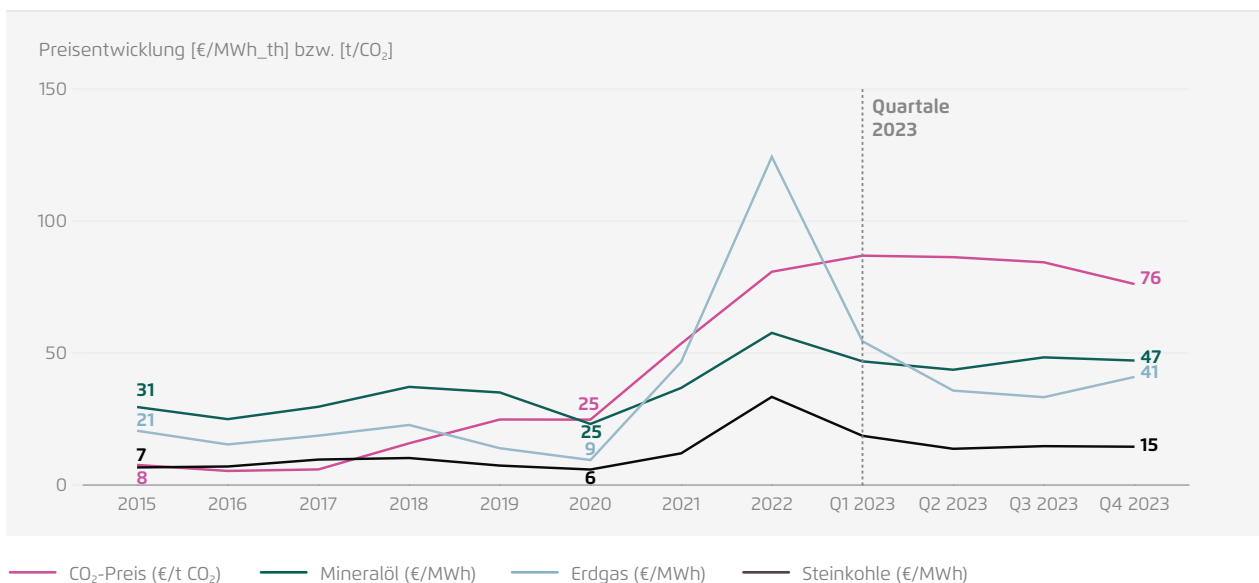
Vorgaben und marktbasierenden Instrumenten kann privates Kapital für Klima- und Zukunftsinvestitionen auch über Fördermaßnahmen gezielt mobilisiert werden. Eine kluge öffentliche Finanzierungsstrategie sollte dabei im Sinne eines sparsamen Umgangs mit öffentlichen Mitteln und unter Berücksichtigung sozialer Verantwortung nicht mit der Gießkanne verteilt werden.

2.2 Energiepreisentwicklungen an den Großhandelsmärkten

Nachdem der russische Angriffskrieg auf die Ukraine 2022 mit dem Erdgasexportstopp eine fossile Energiepreiskrise auslöste, war 2023 von einem Rückgang und einer Stabilisierung der fossilen Energiepreise geprägt – allerdings mit 41 Euro je Megawattstunde Erdgas (€/MWh) auf einem fast doppelt so hohen Niveau wie im fünfjährigen Mittel 2017 bis 2021 (22 €/MWh). Einzelne regionale oder globale Störungen, die zu einer Veränderung des Angebots von Erdgas und Erdöl führten, zeigten 2023 die anhaltende Marktnervosität. Die damit

Die Großhandelspreise für fossile Energieträger und Berechtigungen zum CO₂-Ausstoß blieben 2023 auf hohem Niveau stabil

→ Abb. 2_6



Bloomberg (2023) • Mittlere börsliche Abrechnungspreise Futures Frontmonate Brent (Mineralöl), API 2 (Steinkohle). Mittlere Spotpreise EUA (CO₂-Preis), NCG/THE Spot (Gaspreis).

einhergehende Preisvolatilität für Endverbraucher und mit LNG weiter steigende Abhängigkeit von der Weltwirtschaft lassen sich mit dem beschleunigten Zubau Erneuerbarer Energien weitgehend auflösen.

Am Großhandelsmarkt für Erdgas sanken die durchschnittlichen Preise von 124 €/MWh im Jahr 2022 auf Quartalschnitte zwischen 33 bis 54 €/MWh. Diese Preiserholung kam unerwartet; Ende 2022 rechneten Händlerinnen und Händler noch mit Preisen von 89 €/MWh für das Jahr 2023. Die günstige Kombination geringer Erdgasnachfrage aus Industrie und für die Gebäudewärme und planmäßig gelieferter Importvolumina sollte jedoch nicht über die anhaltend angespannte Versorgungslage hinwegtäuschen. Seit August 2022 ist kein Pipeline-Erdgas mehr direkt vom vormals größten Lieferanten Russland geflossen.

Inzwischen sind Norwegen, die Niederlande und Belgien die wichtigsten Gas-Importländer. Verzögerungen bei den Wartungsarbeiten an norwegischen Gasplattformen beziehungsweise Gasleitungen rüttelten den Markt im September kurzzeitig auf. Für zwischenzeitliche Anspannung sorgten auch mögliche Streiks mit unmittelbaren Auswirkungen auf australische Flüssigerdgas-Exporte im Zuge der Tarifverhandlungen zwischen den Unternehmen Woodside, Chevron und der Australian Workers Union. Das zeigt, wie weit europäische Erdgaspreise nun vom weltweiten Gashandel abhängig sind.

Die Beschädigung der Erdgas-Pipeline zwischen Finnland und Estland durch einen Anker hat im Oktober 2023 gezeigt, wie vulnerabel die europäische Erdgas-Infrastruktur weiterhin ist.

Ob diese Verwundbarkeit die Versorgungssicherheit gefährdet, das untersuchen verschiedene Wort-Case-Szenarien, wie zum Beispiel die Gas-Winterszenarien der Bundesnetzagentur. Diese beinhalten die Annahme eines außergewöhnlich kalten Winters und untersuchen, wie sich ein entsprechend höherer Heizbedarf in verschiedenen Kombinationen mit Störungen des Pipeline- oder LNG-Imports auswirkt. Auslöser dafür könnten beispielsweise die Sabotage der europäischen Gasinfrastruktur sein

oder verringerte Verfügbarkeiten von Flüssigerdgas im Zusammenhang mit dem Krieg in Nahost, der durch die Terroranschläge der Hamas auf Israel ausgelöst wurde. Die Straße von Hormus ist hierbei als weltweit bedeutsames Nadelöhr für den Öl- und Gastransport ein geopolitisch relevanter Brennpunkt. Angesichts voller Gasspeicher zum Herbstende haben derartige Knappheitsszenarien eine geringe Eintrittswahrscheinlichkeit. Eine verbesserte industrielle Energieeffizienz und ein sparsamer Erdgasverbrauch in Gebäuden können die Versorgungssicherheit weiter erhöhen.

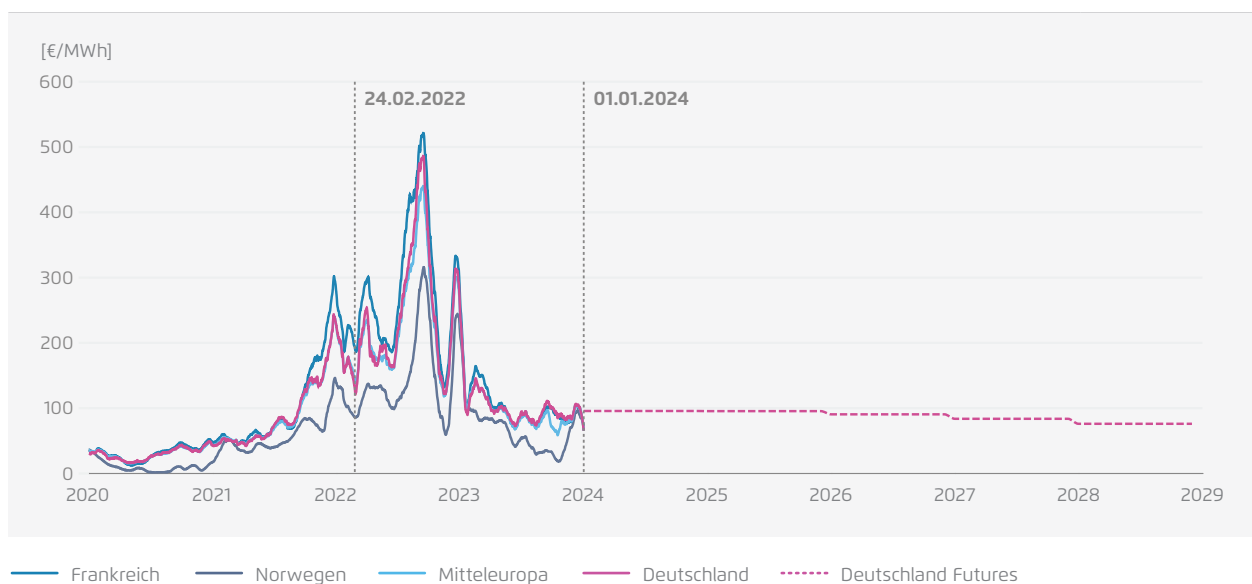
2.2.1 Entwicklung der CO₂-Preise

Der jüngste Anstieg der CO₂-Preise endete im Jahr 2023, der Jahresverlauf war von einem zunächst leicht, dann stärker fallenden Trend geprägt. Das Preisniveau von 76 Euro je Tonne CO₂ im vierten Quartal erhöhte die Kosten zur Nutzung von Steinkohle um + 26 €/MWh, für die Nutzung von Erdgas um + 15 €/MWh. Da Erdgas mit 41 €/MWh deutlich teurer war als Steinkohle mit rund 15 €/MWh, ist auch unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate Kohle günstiger. Diesen vermeintlichen Preisnachteil von Erdgas macht jedoch der höhere Wirkungsgrad bei der Verstromung von Erdgas wieder wett: 2023 lagen die kurzfristigen Stromerzeugungskosten von Erdgas weitgehend unter denen von Kohle. Damit lenkte der CO₂-Preis einerseits die Nutzung fossiler Brennstoffe in Richtung Emissionsminderung. Andererseits ist er ein wichtiger Erlösfaktor zur Finanzierung von öffentlichen Klimaschutzmaßnahmen.

Im Laufe des Jahres 2023 schwankte der CO₂-Preis quartalsgemittelt zwischen 87 und 76 € je Tonne CO₂, die Tageskurse überschritten im ersten Quartal kurzzeitig die Marke von 100 Euro je Tonne. Die unterjährige Entwicklung mit zunehmend fallendem Trend lässt sich mit der schwachen Produktion insbesondere bei emissionsintensiven Gütern erklären. Die CO₂-Preiserhöhungen der letzten Jahre hatten hingegen politische Gründe, wie die schnellere

Nach historisch hohen Strompreisen im Vorjahr beginnt 2023 eine langsame Preisreduktion in Europa

→ Abb. 2_7



ENTSO-E (2023a) • Berechnungsbasis Day-Ahead Spotpreise EPEX/Nordpool Spot, gleitender Mittelwert über 720 Stunden und EEX Base-Futures (Bloomberg 2023), Settlement-Preise vom 22.12.2023. Mitteleuropa repräsentiert den verbrauchsgewichteten Mittelwert der Preise Deutschlands und seiner elf Handelspartner.

jährliche Verknappung der Emissionszertifikate und die Löschung von bestimmten, überschüssigen Zertifikaten.

2.2.2 Entwicklung der Kohle- und Ölpreise

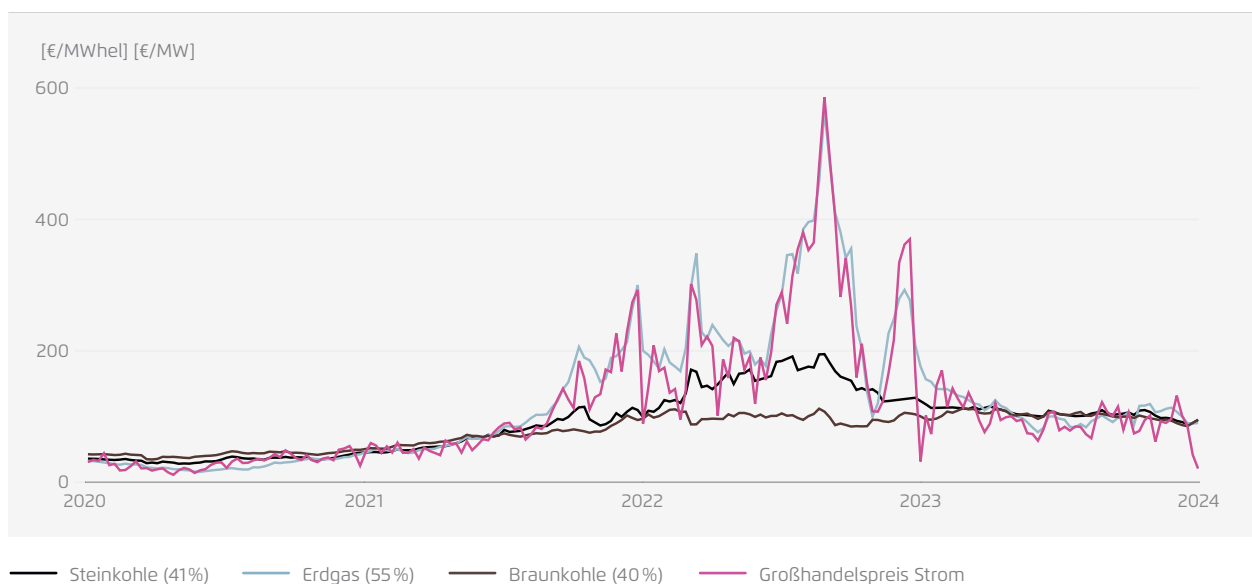
Sowohl der Kohle- als auch der Ölpreis zeigten 2023 eine Seitwärtsbewegung. Während der CO₂- und zu Teilen auch der Gaspreis stark von europäischen Entwicklungen abhängen, sind Steinkohle- und Ölpreise klare Weltmarktpreise. Dadurch reagieren sie stärker auf die globale Wirtschaftslage als beispielsweise auf die stark rückläufige Steinkohleverstromung in Deutschland oder sich reduzierende Heizölverbräuche. Der Ölpreis sank in der ersten Jahreshälfte leicht. Im Sommer 2023 reagierte die Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) mit gedrosselten Fördermengen, woraufhin der Ölpreis wieder kräftig zulegte: Im September näherte sich der Barrel-Preis dem Kursziel von 100 Dollar. Der Terrorangriff der Hamas auf Israel am 7. Oktober und der Krieg in Nahost haben angebotsseitige Preisrisiken erhöht, insbesondere mit Blick auf die rund 30 Prozent des Welt-Rohölverbrauchs, die die iranisch kontrollierte

Straße von Hormus passieren. Zum Jahresende stabilisierte sich das Niveau dennoch und die Terminmärkte zeigen eine Backwardation, Händlerinnen und Händler gehen also Anfang Dezember von weiter fallenden Ölpreisen aus. Das ist insofern erstaunlich, als dass das gestiegene geopolitische Risiko und sich bessernde globale Konjunkturaussichten grundsätzlich preistreibend wirken.

2.2.3 Entwicklung der Strompreise

Im Jahr 2023 schwankten Großhandelspreise für Strom in Mitteleuropa bei leicht abnehmendem Trend um den Wert von 100 €/MWh. Durch den bereits weitgehend integrierten europäischen Strommarkt sind die Preisunterschiede zwischen Deutschland und Frankreich – die beiden größten europäischen Stromverbraucher sowie direkte Nachbarstaaten und Handelspartner – gering. Während der französische Strompreis zu Spitzenzeiten der fossilen Energiepreiskrise im Jahr 2022 den deutschen überstieg, blieb der Preisunterschied im Jahresverlauf 2023 marginal.

Die kurzfristigen Stromerzeugungskosten aus Kohle und Gas erreichten 2023 wieder ein ähnliches Niveau → Abb. 2_8



Bloomberg (2023) • Strom: EPEX Spot Day-Ahead, EUA: EEX, Kohle: API 2 Frontmonat, Gas: EEX/THE Spot. Wöchentliche Mittelwerte in Abhängigkeit der jeweiligen Energiepreise, Emissionsfaktoren und den angegebenen Wirkungsgraden.

Eine Ausnahme in Europa bildeten skandinavische Märkte mit anhaltend deutlich geringeren Strompreisen, da in Norwegen und Schweden nur geringe Mengen an fossil befeuerten Kraftwerken installiert sind; durch einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien beeinflussen Brennstoffpreise daher selten den Strompreis.

Die Terminmärkte zeigen einen fallenden Strompreistrend für den Fortlauf dieser Dekade an. An den Terminmärkten werden Preiserwartungen gehandelt, um künftige Stromlieferungen abzusichern. Strukturell steigende Stromnachfrage von E-Pkws, Wärmepumpen und Elektrolyseuren sowie die Stilllegung von Kohlekraftwerken wirkend preistreibend, während der erwartete Zubau Erneuerbarer Energien, geringe konventionelle Stromnachfrage und *bearische*¹ Gaspreiserwartungen für die nächsten Jahre preisdämpfend wirken. Die hohen PV-Zubauraten und Wind-Genehmigungszahlen sind wichtige Gründe dafür, warum Händlerinnen und Händler in Abwägung der preissteigernden und -reduzierenden Effekte weiter sinkende Kurse erwarten. Das Niveau

bleibt aber auf absehbare Zeit eher hoch, es liegt verglichen mit der Zeit vor dem russischen Krieg weiterhin mehr als doppelt so hoch.

Der Zusammenhang zwischen Strom- und anderen Energiepreisen lässt sich an den sogenannten kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bewerten. Das sind Kosten, ab denen Kraftwerksbetreiber bereit sind, eine weitere Einheit Strom zu produzieren. Reicht das Stromangebot von Erneuerbaren Energien nicht aus um den Strompreis zu setzen, erhöhen fossile Kraftwerke mit ihren Einsatzkosten den Strompreis.

Diese stiegen vor allem für Erdgaskraftwerke 2022 sprunghaft an, reduzierten sich im Jahresverlauf 2023 um 58 Prozent auf 109 €/MWh. Durch sinkende Gaspreiserwartungen ist mit einer weiteren Reduktion dieser Kosten zu rechnen. Der Verlauf der gemittelten Strompreise korrelierte auch 2023 stark mit den kurzfristigen Grenzkosten von Gas und Kohle. In Wochen mit hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entkoppelte sich der Strompreis jedoch von fossilen Preisniveaus und sank teils deutlich unter die Stromerzeugungskosten aus Kohle und Erdgas. Während der Anstieg der

¹ *Bearish*: bedeutet, je weiter in der Zukunft eine geplante Lieferung liegt, desto geringer ihr Preis.

Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken vor allem auf den Anstieg der Erdgaspreise zurückzuführen ist, ist der Preisanstieg bei der Stromerzeugung aus Kohlekraft vornehmlich durch die CO₂-Preisentwicklung begründet. Der europäische Handel mit Emissionszertifikaten für industrielle Treibhausgasemissionen (ETS I) hat sich in der vierten Handelsphase als wirkungsvolles Klimaschutzinstrument im Stromsektor bewiesen.

Fossile Energieträgerpreise wirken sich im Stromsystem aufgrund des Wirkungsgradverlustes von thermischen Kraftwerken verstärkend auf Strompreise aus. Für jede produzierte Einheit Strom müssen mehrere Einheiten Brennstoff sowie entsprechende CO₂-Emissionsberechtigungen eingekauft werden. Deshalb sind Strompreise derzeit höher als andere Energieträgerpreise. Das ist eine große Herausforderung für die Reduktion von Treibhausgasen in den Sektoren Verkehr und Wärme, für die die Elektrifizierung, und damit eine beschleunigte Marktdurchdringung von dezentralen und zentralen Wärmepumpen sowie E-Pkws entscheidend sind. Damit diese Technologien attraktiv werden, sollten ihre Betriebskosten geringer sein als für Verbrennungsmotoren und Heizkessel. Ein niedriges Verhältnis von Strom- zu anderen Energieträgerpreisen ist durch den Zubau von Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erreichbar, da dieser die strompreistreibende Wirkung fossiler Kraftwerke schwächt. Aktuell stellen auch die regulierten Energiepreisbestandteile, wie etwa die Netzentgelte oder die Konzessionsabgabe, der Elektrifizierung und einem flexiblen Stromverbrauch² noch im Wege. Die Analyse des Zusammenhangs aus Strompreisen und fossilen Energiepreisen zeigt: Erneuerbare Energien steigern die Resilienz der Strompreise gegen einen geopolitischen Schock.

² Agora Energiewende und FfE (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen.

2.3 Endkund:innenpreise Erdgas und Strom

2.3.1 Preisentwicklung Strom

Während die Strompreise für Bestandskunden 2023 weitgehend noch die Hochpreisphase an den Großhandelsmärkten 2022 abbilden und mit durchschnittlich 46 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) auf einem historischen Hoch verblieben, zeigt der durchschnittliche Neukundenpreis von 29 ct/kWh eine fallende Tendenz. Die zum Jahreswechsel auslaufende Strompreisbremse deckelte den Arbeitspreis im Jahr 2023 für 80 Prozent des Verbrauchs auf 40 ct/kWh.

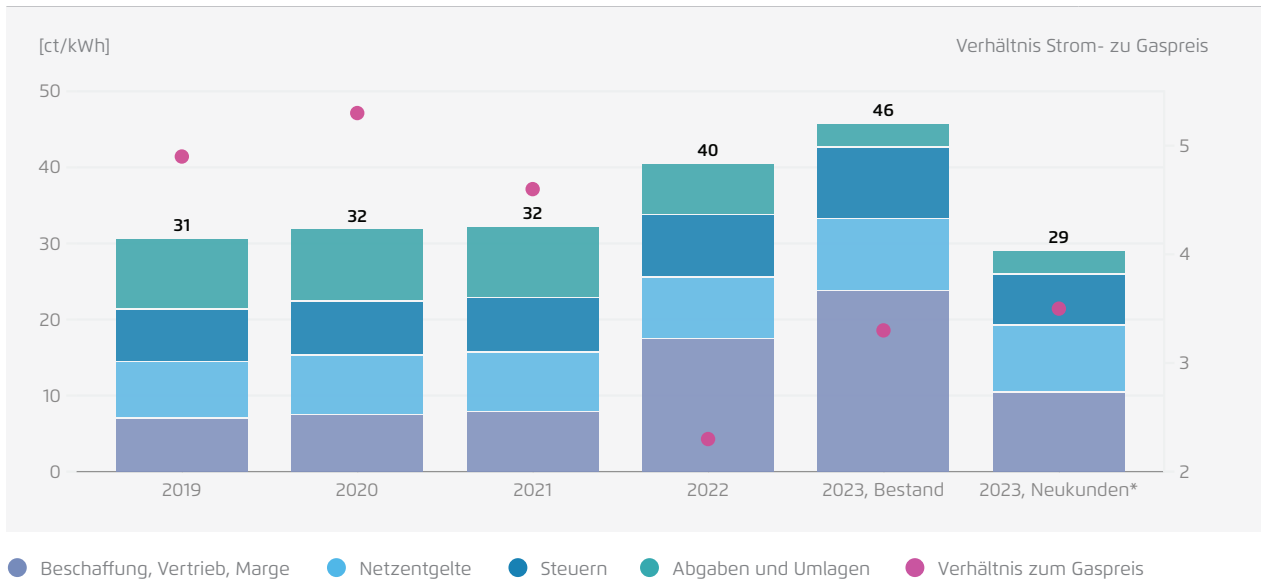
Der Grund für den fallenden Trend sind die gesunkenen Beschaffungspreise der Lieferanten im Jahresverlauf. Der Trend setzte erst 2023 ein, da durch Preisbindungsklauseln, Vertragslaufzeiten und langfristige Beschaffungsstrategien ein Anstieg und Sinken der Endkundenpreise in der Regel verzögert zu Entwicklungen am Großhandelsmarkt ist. Das Potenzial für weiter fallende Neukundenpreise ist durch den nur sukzessive sinkenden Terminmarktpreis beschränkt.

Die Abhängigkeit des Endkundenpreises von staatlich bestimmten Stromnebenkosten ist weiterhin sehr groß. Ein über die Beschaffungspreise hinausgehender Preisanstieg wurde 2022 durch den Wegfall der EEG-Umlage (zuletzt 3,7 ct/kWh) und die Übernahme der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt sowie 2023 durch den Bundeszuschuss für die Netzentgelte (etwa 6 ct/kWh im Übertragungsnetzanteil) verhindert. Der Wegfall dieses auch für das Jahr 2024 geplanten Bundeszuschusses erhöht die Übertragungsnetzentgelte zum Jahresbeginn 2024 um rund 3 ct/kWh. Je nach Netzebene und -region erhöht diese Entgeltkomponente in unterschiedlichem Maße die Stromkosten für alle Netznutzer:innen.

Der Strompreis war und ist jedoch für eine marktgetriebene Wärmewende noch nicht günstig genug. Ein Kennwert, der für das Gelingen der Wärmewende von besonderer Bedeutung ist, ist das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen. Strom ist für Haushaltskunden

Die Neukundenpreise für Strom für Haushalte sanken 2023

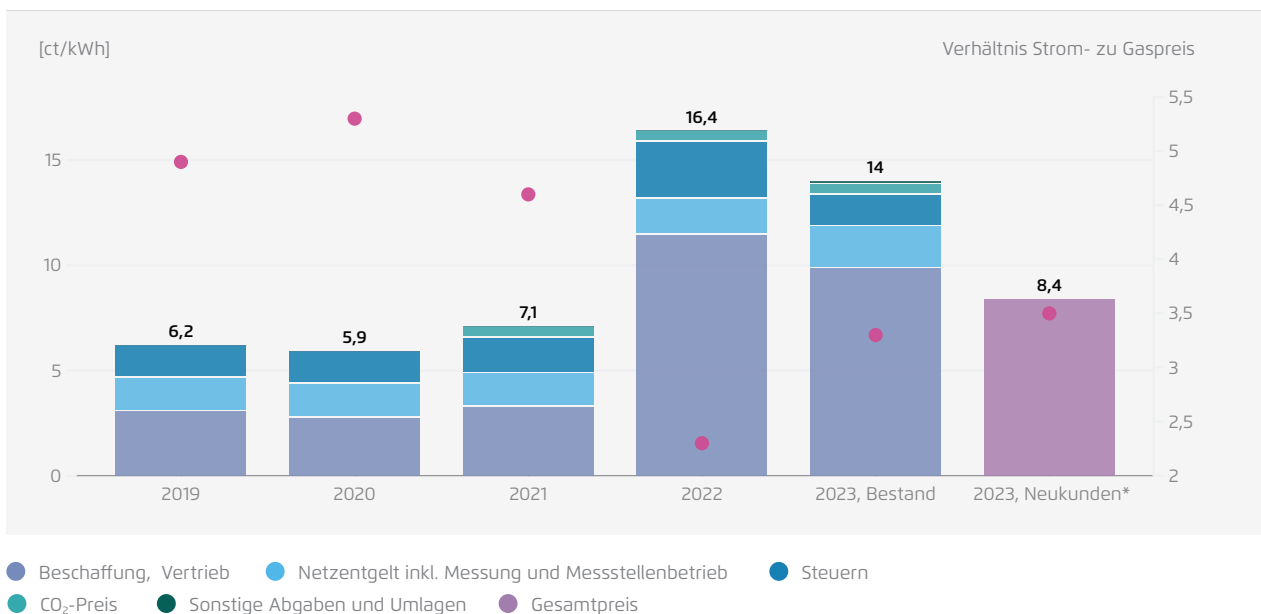
→ Abb. 2_9



bdew (2023a/b), Verivox (2023) • Bis 2023, Bestand: Quelle BDEW, 3.500 kWh Jahresverbrauch, Neukunden gemäß Verivox mittlerer Neukunden-tarif mit 4.000 kWh Jahresverbrauch am 30.11.2023, Anteile der Preisbestandteile teilweise zurückgerechnet, die Preise beinhalten auch einen anteiligen Grundpreis. Im Jahr 2023 griff für 80% des Verbrauchs die Gaspreisbremse in Höhe von 40 ct/kWh, bezogen auf den Arbeitspreis.

Die Erdgaspreise sanken für Haushalte 2023 wieder

→ Abb. 2_10



bdew (2023b/c), Verivox (2023) • Ab Q4 2022 7% MwSt, Neukundenpreis vom 30.11.2023 gemäß Verivox-Durchschnitt, Abnahmefall 20.000 kWh, die Preise beinhalten auch einen anteiligen Grundpreis. Im Jahr 2023 griff für 80% des Verbrauchs die Gaspreisbremse in Höhe von 12 ct/kWh, bezogen auf den Arbeitspreis.

derzeit 3,3- bis 3,5-mal so teuer wie Gas. Ab einem Faktor von 2,5 oder geringer werden die Betriebskosten von Wärmepumpen auch in Bestandsgebäuden bei nur geringfügigen energetischen Zusatzmaßnahmen attraktiv.

2.3.2 Preisentwicklung Erdgas

Die Endkundenpreise für Erdgas sanken 2023 auf durchschnittlich 14 ct/kWh. Neukundenpreise lagen trotz der noch gültigen Mehrwertsteuersenkung auf 7 Prozent mit 8,4 ct/kWh rund 2 ct/kWh oberhalb des Preisniveaus der Jahre 2019 bis 2021. Demnach lagen Arbeitspreise häufig oberhalb der Gaspreisbremse von 12 ct/kWh, während der Neukundenpreis im März 2023 unter diesen Preisdeckel fiel.

Im Vergleich zum Verlauf des Großhandelspreises für Erdgas (Abb 2_06) ist der Preisanstieg bei Endkundenpreisen ab 2021 verzögert und flach, im Gegenzug fielen die Endkundenpreise auch langsamer. Hintergrund ist die Beschaffungsstrategie der Gasversorger, die kontinuierlich an den Terminmärkten Preisabsicherungen handeln, um temporäre Preispitzen und -täler am vortäglichen Gasmarkt stark abzuschwächen.

2.3.3 Energiepreisentwicklung der Industrie

Das Jahr 2023 war für die fossilintensive Industrie in Europa durch eine Verschlechterung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund hoher Gas- und CO₂-Preise gekennzeichnet. Die Kosten für die industrielle Gasbeschaffung stiegen von 2,9 ct/kWh im Jahr 2019 auf 7,5 ct/kWh im Jahr 2023³. In erdgasfördernden Ländern wie den USA oder Russland sind die Gaspreise deutlich niedriger. Da nun das teurere LNG preisbestimmend ist, ist auch langfristig nicht mit einem strukturellen Rückgang der Gaspreise über den aktuellen Preistrend hinaus zu rechnen.

Auch die stromkostenintensiven Branchen wie Metallherzeugung und -bearbeitung, Grundstoffchemie und Papierindustrie haben einen Rückgang ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund hoher Stromkosten verzeichnet. Während in wichtigen Wettbewerbsregionen in China und den USA die Stromkosten stabil blieben oder nur vorübergehend stiegen, waren diese in Europa langfristig höher. Lagen sie für energieintensive mittelständische Unternehmen in Deutschland 2019 noch bei 7,1 ct/kWh, so stiegen sie bis 2023 auf 17,4 ct/kWh. Aufgrund von Preisbindungen in den Lieferverträgen kamen die Großhandelspreissteigerungen der Jahre 2021 und 2022 teilweise erst 2023 vollständig bei den Endkunden an. Für die stromkostenintensive Großindustrie, die in vollem Umfang von den Entlastungsregelungen profitiert, stiegen die durchschnittlichen Stromkosten von 3,3 ct/kWh im Jahr 2019 auf 10,1 ct/kWh.

Die mit dem Strompreisanstieg einhergehenden Produktionseinschränkungen könnten großteils vorübergehender Natur sein. Zwar wird das europäische Strompreisniveau im Vergleich zu anderen Regionen mit mehr Wind und Sonne und geringerer Stromnachfrage herausfordernd bleiben. Gleichzeitig könnten die entsprechenden Industrien davon profitieren, dass ihre Produkte zukünftig einen geringeren *carbon footprint* haben, wenn sie mit weitgehend grünem Strom aus Europa produziert werden. Ihnen wird zudem eine hohe Bedeutung für eine resiliente europäische Wirtschaft zugeschrieben, ihre Unterstützung genießt demnach eine gewisse politische Priorität.

Grundvoraussetzung für eine Erholung ist sowohl ein beschleunigter Ausbau von preisgünstigen Wind- und Solarkraftwerken als auch eine weitgehende Flexibilisierung eines Teils des industriellen Stromverbrauchs. Industrielle Prozesswärme beispielsweise hat geringe Flexibilisierungskosten und dabei hohe Kosteneinsparpotenziale, allerdings bestraft die Struktur der Netzentgelte nach wie vor den flexiblen Stromverbrauch.

³ AFRY (2023): Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf

2.3.4 Preisentwicklung Mobilität und Wärme

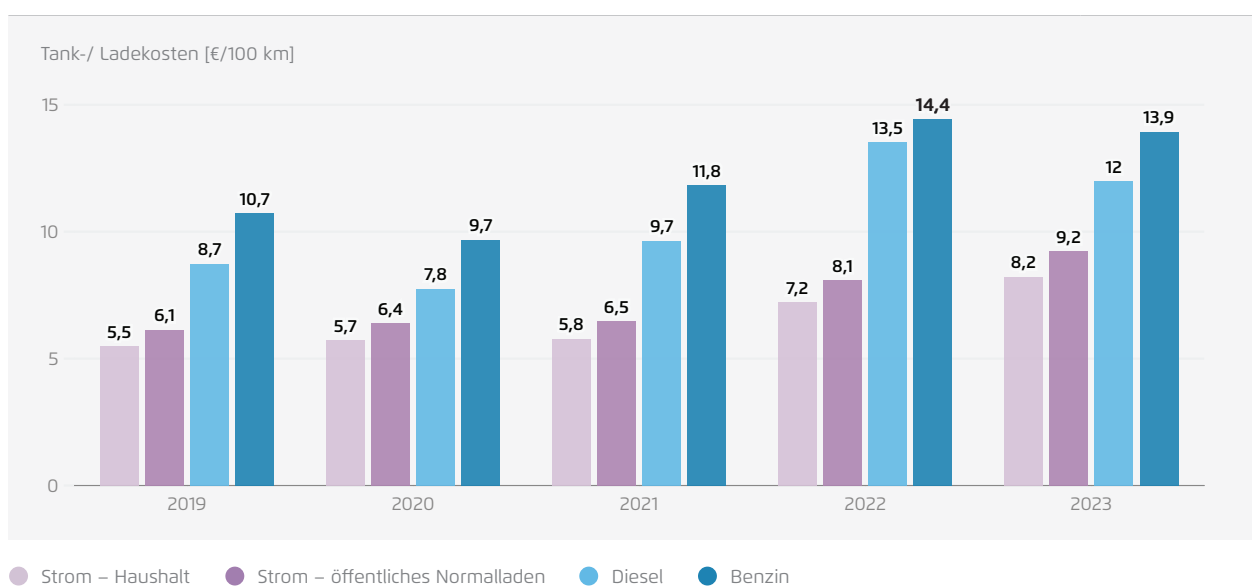
Die Verbrauchskosten für Mobilität und Wärme stiegen in den vergangenen Jahren aufgrund der Energiepreiskrise ebenfalls. Während sich für Benzin-Fahrzeuge die Tankkosten je 100 Kilometer auf 14 Euro stabilisierten, fielen sie für Diesel auf 12 Euro. Gleichzeitig stiegen die Kosten für Fahrstrom für elektrische PKW auf 8,20 Euro je 100 Kilometer bei Nutzung von Haushaltsstrom beziehungsweise auf 9,20 Euro an öffentlichen Ladestellen. Von diesem Mittelwert weichen tatsächliche Ladestrompreise oft stark ab. Unterschiedliche Tarife für Schnellladestellen und Standardladestellen, eine starke regionale Spreizung durch unterschiedliche Netzentgelte sowie eine Tarifvielfalt der Betreiberunternehmen sind die Gründe dafür. 2023 kostete Diesel rund 32 Prozent mehr als Haushaltsfahrstrom, 2022 waren es noch 47 Prozent. Der Ladestrom-Mittelwert zeigt also, dass der Kostenvorteil der Energiekosten von E-Pkws im Vergleich zu fossilen Verbrennern im Jahr 2023 gesunken ist.

Der Einbau von Wärmepumpen ist durch die im Vergleich zu anderen Energiekosten günstigere Bereitstellung von Raumwärme durch Wärmepumpen etwas attraktiver geworden. Jährliche Stromkosten zur Beheizung von 70 Quadratmeter liegen vorläufigen Zahlen zu Folge für 2023 bei etwa 1.010 Euro, Gaskosten hingegen 300 Euro darüber. Die 2023 gestiegenen Absatzzahlen für Gaskessel (vgl. Kapitel 5.2) zeigen jedoch, dass die etwas geringeren durchschnittlichen Verbrauchskosten als Kaufanreiz nicht ausreichen.

Während in den Jahren vor 2021 ein Erdgaskessel in einer durchschnittlichen Mehrfamilienhauswohnung geringere Betriebskosten aufwies als eine Wärmepumpe, änderte sich dieses Verhältnis seit Beginn der fossilen Energiekrise: Bei Gaskesseln schlugen die Preissteigerungen von Erdgas ungebremst auf die Wärmekosten durch. Auch die Strompreise für Wärmepumpen stiegen durch die höheren Erdgaspreise, jedoch gedämpft durch die Erneuerbaren Energien. Weil Wärmepumpen zudem eine geringere Energiemenge an Strom benötigen (Jahresarbeitszahl > 1) als

Die Kosten für Fahrstrom sind gestiegen aber weiterhin günstiger als für Diesel

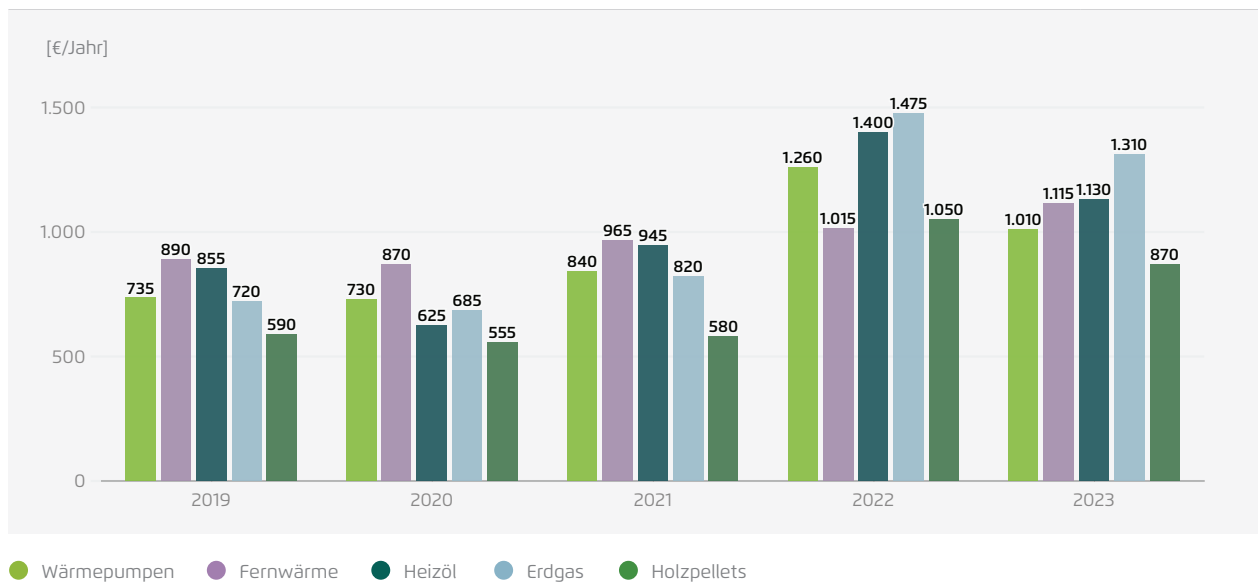
→ Abb. 2_11



Agora Verkehrswende (2019), BAFA (2020), bdew (2023a) und en2x (2023) • Je 100 km: 18 kWh Strom; 7,5 Liter Benzin und 6,9 Liter Diesel

Heizkosten für eine durchschnittliche Wohnung im Mehrfamilienhaus (70 Quadratmeter)

→ Abb. 2_12



Heizspiegel.de (2023) • Basierend auf Abrechnungsdaten; 2023: Prognose

ein Gaskessel an Erdgas für die Bereitstellung der selben Nutzwärmemenge, wurden Wärmepumpen im Betrieb attraktiver als Gaskessel.

Obwohl Fernwärmekosten seit 2020 kontinuierlich anstiegen, liegen sie 2023 Prognosen zu Folge mit 1.115 EUR unter den Energiekosten für den Betrieb von Öl- und Gasheizungen. Über den gesamten Zeitraum von 2019 bis 2023 waren Holzpellets der günstigste Energieträger: Die Heizkosten für Pelletheizungen gingen im Jahr 2023 den vorläufigen Zahlen zu Folge gegenüber 2022 um 17 Prozent auf 870 Euro zurück. Allerdings ist das Gesamtangebot für Biomasse im deutschen Wärmesektor durch den Flächennutzungswettbewerb (etwa zum Nahrungsmittelanbau) beschränkt. Gleichzeitig kann die Biomassenutzung in anderen Sektoren (Baubranche, stoffliche industrielle Nutzung) oft effizienter zur Verringerung der Emissionen beitragen. Somit unterliegt der Markt für Holzpellets einer starken Wachstumsrestriktion. Wissenschaftliche Szenarien zur nachhaltigen Dekarbonisierung des Gebäudesektors (WWF 2023 und Prognos et al. 2022) sehen daher eine untergeordnete Rolle der Biomassenutzung für Gebäudewärme.

2.4 Senkung des Strompreises durch Flexibilität

An einem durchschnittlichen Tag im Jahr 2023 konnten Verbraucher:innen durch Verlagerung des Ladevorgangs ihres E-Autos bis zu 7 ct/kWh einsparen. Die Ladekosten verringerten sich durch flexibles Laden der Autobatterie um 261 EUR⁴. Im Jahresverlauf betrug die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten 100 Stunden 27 ct/kWh.

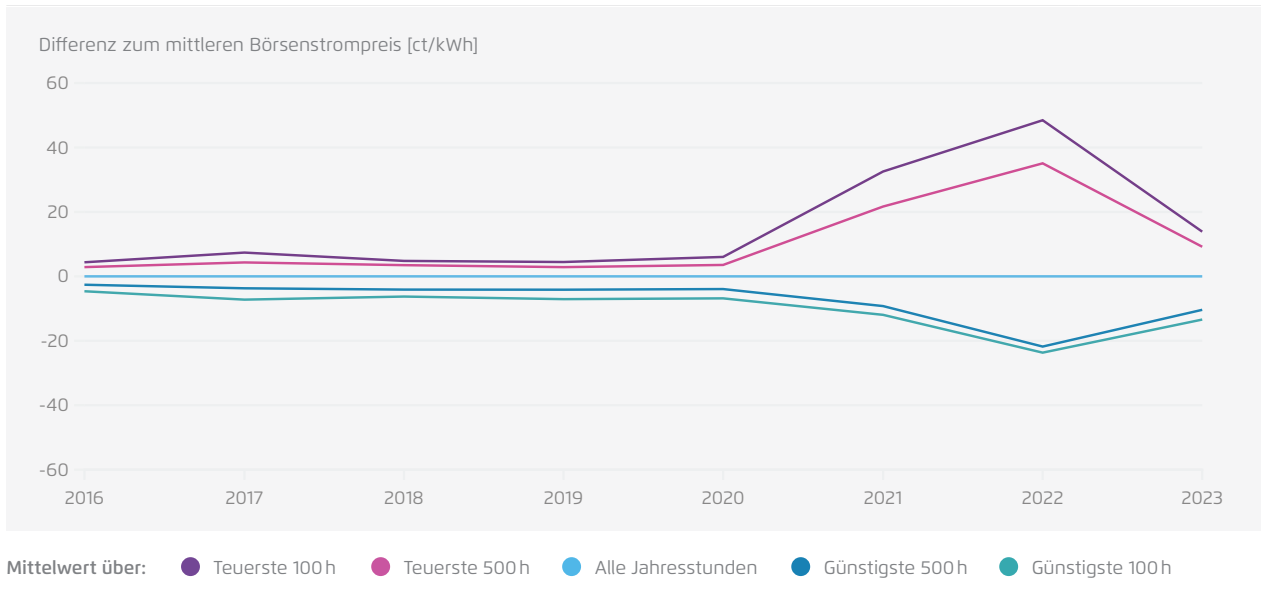
Der zunehmende Anteil von Wind- und Solarstrom wird die Unterschiede der Börsenstrompreise im Tages- und Jahresverlauf weiter vergrößern. Wenn Stromkund:innen ihren Stromverbrauch in die Zeiten legen, in denen der Wind weht und die Sonne scheint, können sie ihre Strombezugskosten senken⁵. Gleichzeitig geht damit die Stromnachfrage in

⁴ Annahme: 3.500 kWh Jahresverbrauch, Differenz von 7 ct/kWh, inklusive Mehrwertsteuereffekt

⁵ Dass Strom aus Wind- und Solaranlagen den Strompreis senkt, gilt zunächst für die Großhandelsmärkte. Inwiefern die Senkung bei den Endverbraucher:innen ankommt, hängt von den jeweiligen Stromtarifen ab. Ab 2025 sind alle Stromanbieter verpflichtet, lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische Stromtarife anzubieten. Bei großen Stromanbietern greift die Verpflichtung bereits heute.

Strompreisspitzen gingen 2023 zurück und sehr niedrige Preise wurden wieder häufiger

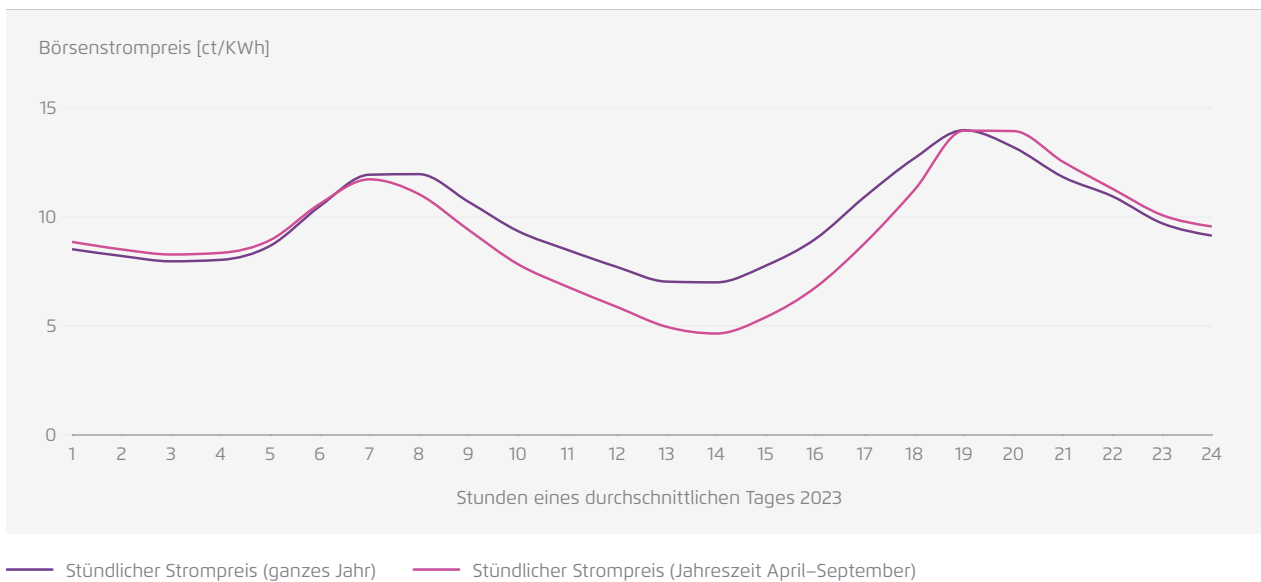
→ Abb. 2_13



ENTSO-E (2023a) • EPEX Spot Day-Ahead

Zwischen 14 und 7 ct/kWh schwankte der stündliche Strompreis an einem durchschnittlichen Tag 2023

→ Abb. 2_14



ENTSO-E (2023a) • EPEX Spot Day-Ahead

Zeiten zurück, in denen ansonsten teurere Gas- oder Kohlekraftwerke laufen müssten. Von mehr Flexibilität im System profitieren einerseits flexible Endkund:innen direkt, andererseits kommt dies indirekt

auch Stromverbraucher:innen zugute, die sich nicht anpassen können – aufgrund insgesamt niedrigerer Strompreise.

Strompreise schwanken, weil Strom kein lagerbares Gut ist. Die Nachfrage ist verglichen mit anderen Gütern inflexibel. Stromerzeuger sollen durch Hoch- und Herunterfahren der Kraftwerke dem Nachfragesignal folgen. Der zentrale Signalgeber dafür ist der Großhandelspreis für Strom. Zunehmend sollte dieser Signalgeber aber auch umgekehrt funktionieren, so dass Großhandelspreisschwankungen auch auf die Nachfrage wirken. Bisher haben, wenn überhaupt, Großverbraucher auf dieses Preissignal reagiert. Mit Wärmepumpen, E-Pkws und digitalisierten Verbrauchssteuerungen gewinnt Flexibilität auch dezentral an Bedeutung.

Die durchschnittliche Preisvolatilität war 2023 hoch, auch wenn Preisspitzen im Vergleich zum Jahr 2022 deutlich gesunken sind. Während sich die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten 100 Stunden 2023 auf 27 ct/kWh belief, lag sie 2022 noch bei 72 ct/kWh. Verglichen mit einer durchschnittlichen Differenz von 12 ct/kWh in den Jahren 2016 bis 2020 sind die Preisschwankungen aber weiterhin hoch. Die Hauptursache hierfür sind die gestiegenen Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken, die beispielsweise im Winter – durch den Merit-Order-Effekt – häufiger den Strompreis bestimmen. Gegenüber dem Vorjahr verringerten sich die Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken 2023 mit sinkenden Gaspreisen wieder etwas. Gleichzeitig erhöhte sich der preissenkende Effekt von Erneuerbaren Energien aufgrund des Zubaus Erneuerbarer Energien und der gesunkenen Nachfrage: Stunden niedriger oder sehr niedriger Strompreise waren 2023 häufig.

Strompreisvolatilität tritt nicht nur im Jahresverlauf sondern auch untertägig auf. Das ist ein wichtiger Unterschied, da eine Verlagerung des Stromverbrauchs für Ladestrom und Wärmepumpen in der Regel nur innerhalb einiger Stunden möglich ist. Der durchschnittliche stündliche Strompreis je Tag (Abb 2_14) schwankte 2023 zwischen knapp 14 und knapp 7 ct/kWh. Die Anpassung des flexiblen Verbrauchs an die Preisschwankungen im Tagesverlauf (steigende Preise bei Verbrauchsspitzen in den Morgen- und Abendstunden; sinkende Preise nachts oder im Sommer in der Mittagszeit bei hoher

Solarstromerzeugung) war bisher aufgrund einer sehr niedrigen Anzahl an intelligenten Messeinrichtungen gering; durch den im Mai 2023 beschlossenen agilen Smart-Meter-Rollout ist hier mit einer Veränderung zu rechnen.

Die beschriebenen Effekte für Haushaltskund:innen gelten analog für industrielle Stromverbraucher. Sofern sich die industriellen Kernprozesse nicht flexibel betreiben lassen, ist dies zumindest für Neben- und Hilfsprozesse häufig der Fall: beispielsweise durch eine optimierte Betriebsweise oder zusätzliche Wärme- oder Stoffspeicher für Zwischenprodukte. Die energieintensive Industrie kann zudem neue elektrische Industrieprozesse, die etwa Erdgas oder Kohle aus Prozessen ablösen, von Beginn an mit mehr Flexibilität planen, um langfristig die Strombezugskosten zu senken.

2.5 Dynamische Stromtarife

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, das im Mai 2023 in Kraft getreten ist, nimmt der Smart-Meter-Rollout endlich Fahrt auf. Dies schafft eine wichtige Voraussetzung für dynamische Stromtarife: Diese sollen Stromverbraucher:innen helfen, Kosteneinsparungen bei einer zeitlichen Verschiebung ihres Verbrauchs zu erzielen. Ab 2025 sind alle Stromlieferanten dazu verpflichtet, auch Tarife anzubieten, die sich an den kurzfristigen Großhandelspreisen orientieren (§41a (2) EnWG).

Solche dynamischen Tarife können und sollten zukünftig durch zeitlich gestaffelte Netzentgelte ergänzt werden. Auf diese Weise kombinieren sie marktdienliche mit netzdienlichen Signalen in einem dynamischen Tarif und verhindern eine Überlastung vor allem der Verteilnetze. Sukzessive kann somit ein erheblicher Teil der Stromnachfrage von von E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeichern flexibilisiert werden, bis zu einer Größenordnung von jährlich 100 Terawattstunden im Jahr 2035. So lassen sich im Stromsystem jährlich 4,8 Milliarden Euro einsparen (Agora Energiewende und FfE, 2023).

Die jüngste Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA 2023b) für die sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung verpflichtet Netzbetreiber erstmals, diesen Kund:innen zeitvariable Netzentgelte ab 2025 anzubieten. Die Attraktivität der Lastverschiebung einer flexiblen Verbrauchseinrichtung, also die Möglichkeit Kosten zu sparen, kann damit weiter gesteigert werden.

Dynamische Tarife und Preisabsicherung können dabei Hand in Hand gehen: Bereits heute gibt es pauschale Tarife, die die Preisschwankungen an den Großhandelsmärkten unterschiedlich stark beziehungsweise schnell an die Endkund:innen weitergeben. Dynamische Tarife verändern jedoch die Anforderungen an Preisabsicherungen, denn in ihnen soll der Preisanreiz zur kurzfristigen Verbrauchsverlagerung mit einem auf lange Sicht verlässlichen Kostenniveau für die Kund:innen verknüpft werden.

Stromlieferanten werden voraussichtlich im Wettbewerb zueinander ein breiteres Angebot für Stromkund:innen schaffen, indem sie Tarifmodelle entlang der jeweiligen (Sicherheits-)Bedürfnisse und Flexibilitätsmöglichkeiten der Kund:innen entwickeln. Zentral ist dabei eine kundenseitig einfache Möglichkeit, die Verbrauchsverlagerung auf verschiedene Weise bereitzustellen und zu vermarkten – viertelstündlich, stündlich oder auch pauschalisiert.

Voraussetzungen dafür, dass Stromlieferanten in verschiedenen Tarifen Großhandelspreise, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen in unterschiedlicher zeitlicher Kalibrierung an ihre Kund:innen weitergeben können, sind ein erfolgreicher Smart-Meter-Rollout und eine Reform der Netzentgelte. In diesem Zusammenhang kommt dem von der Bundesnetzagentur angekündigten Monitoring für die einzuführenden zeitvariablen Netzentgelte eine hohe Bedeutung zu.

3 Energieverbrauch

3.1 Primärenergieverbrauch und Energieimporte

Der Primärenergieverbrauch sank 2023 um weitere 8 Prozent auf 2.997 Terawattstunden (TWh), nachdem er schon im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr deutlich gefallen war (von 3.448 TWh 2021 auf 3.254 TWh 2022). Zwischen 1990 und 2005 betrug der Primärenergieverbrauch im Mittel 4.030 TWh. Der seither strukturell fallende Trend des nationalen Primärenergieverbrauchs hat sich also in jüngster Zeit verstärkt. Der Einsatz Erneuerbarer Energien erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr leicht und hatte 2023 einen Anteil von knapp 20 Prozent.

Der fallende fossile Primärenergieverbrauch in Deutschland ist aktuell vorrangig eine Folge der hohen Energiepreise (vgl. Kap. 2.2). Die EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) sieht vor, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch um jährlich 0,8 Prozentpunkte wachsen soll, ab 2025 dann um 1,1 Prozentpunkte. Dieses relative

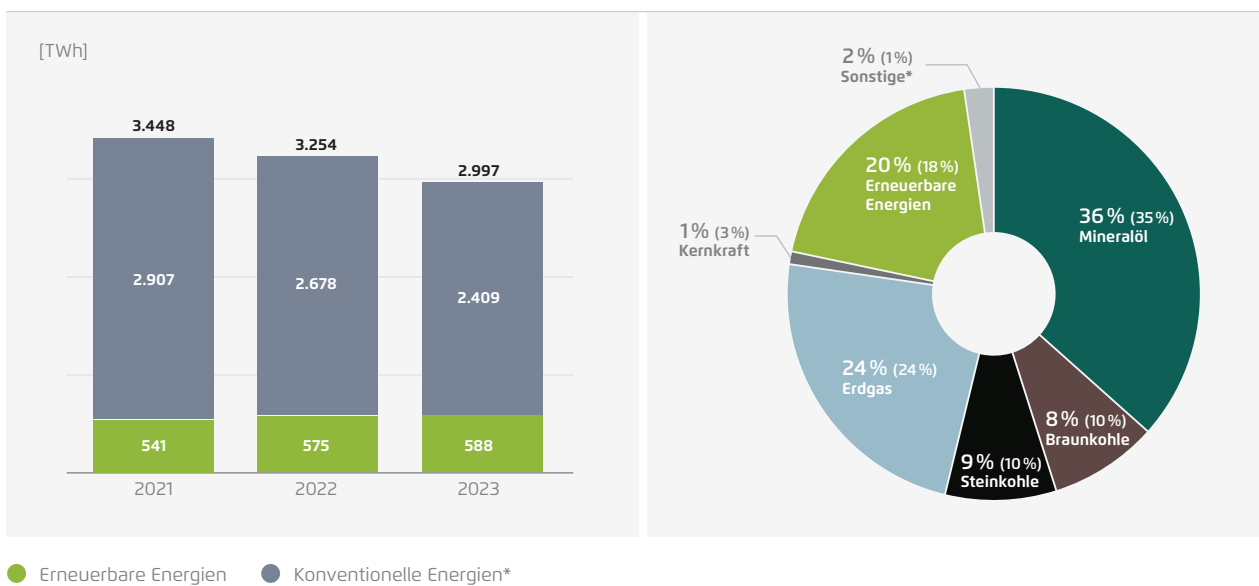
Ziel wurde mit einem Plus von 1,9 Prozentpunkten 2023 zwar klar erreicht, allerdings vor allem infolge des insgesamt sinkenden Verbrauchs, weniger infolge eines Zuwachses bei der Nutzung Erneuerbarer Energien.

Worauf lassen sich die zuletzt erheblichen Verbrauchsrückgänge zurückführen? Drei Kategorien von Effekten sind zu unterscheiden: Erstens wirken jahresspezifische Effekte wie Witterung und Konjunktur, zweitens strukturelle Effekte wie die höhere Energieeffizienz der vermehrten Nutzung Erneuerbarer Energien, die Primärenergieintensität der Wirtschaft und Veränderungen der Importstrukturen. Drittens führt der Wandel hin zu den Erneuerbaren Energien auch aus methodischen Gründen der Energiestatistik zu einer Reduzierung des Primärenergieverbrauchs.

Jahresspezifische Effekte – Wirtschaftsentwicklung, Witterung, Klima: Ein wesentlicher Auslöser des sinkenden Primärenergieverbrauchs ergibt sich aktuell

Der Verbrauch konventioneller Primärenergie ging 2023 stark zurück**

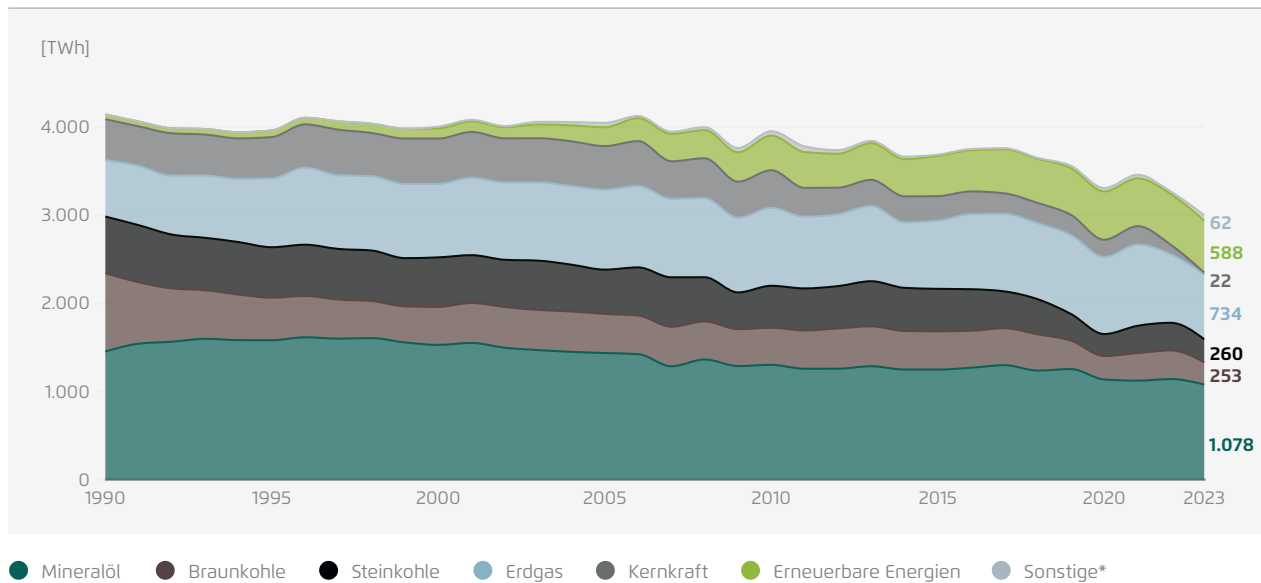
→ Abb. 3_1



AGEB (2023a) • *Inklusive Stromimportsaldo, 2023: Vorläufige Daten; ** Rechts: Werte für 2022 in Klammern

Der sinkende Trend des Primärenergieverbrauchs beschleunigt sich

→ Abb. 3_2



AGEB (2023a) * inklusive Stromimportsaldo; 2023: Vorläufige Daten.

aus der wirtschaftlichen Entwicklung (vgl. Kapitel 2.1). Den vergangenen beiden großen Krisen mit Auswirkungen auf den Energieverbrauch – der Finanzkrise bis 2009 und der Coronapandemie 2020/2021 – folgten jeweils Rebound-Effekte in den Folgejahren. Vergleichbares ist für die andauernde fossile Energiepreiskrise, ausgelöst durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, noch nicht absehbar. Hier handelt es sich gerade nicht um eine nachfragegetriebene konjunkturelle Delle, sondern um Effekte einer durch die Energiepreiskrise ausgelösten niedrigeren Güterproduktion. Gleichzeitig zeigen einige Produktionsminderungen in der energieintensiven Industrie Merkmale einer strukturellen Änderung, wie etwa die Schließung von Anlagen in der Grundstoffchemie. Andere Anlagen und Dienstleistungen werden bei weiter sinkenden Energiepreisen und einer Erholung der Nachfrage voraussichtlich wieder angefahren beziehungsweise ausgeweitet werden.

Witterungseffekte haben von jeher großen Einfluss auf den Energieverbrauch beim Heizen und Kühlen. 2023 wies der Wärmeindikator Gradtagszahl in den Monaten Januar, Februar, September und Oktober unterdurchschnittliche Werte aus, mit der Folge einer insgesamt geringen Wärmenachfrage.

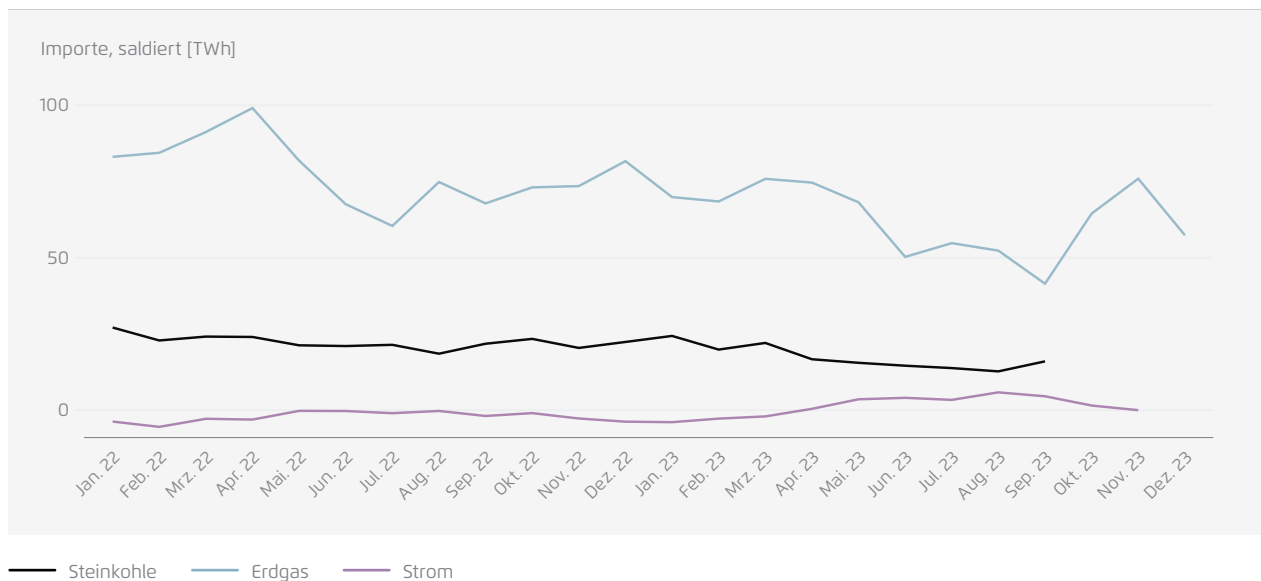
Strukturelle Effekte – Energieimport und -export,

Effizienz: Ein wirkmächtiger struktureller Effekt ergab sich 2023 aus der Reduzierung der Importe von Steinkohle und Erdgas und Veränderungen bei der Handelsbilanz von Strom. Die Steinkohleimporte gingen vor allem infolge der Minderauslastung von Steinkohlekraftwerken zurück. Seit Beginn 2022 sanken sie um 43 Prozent. Deutlich verringert haben sich hingegen die Stromexporte, etwas erhöht die Stromimporte. Saldiert ergaben sich monatliche Importspitzen von maximal 6 TWh im August, im Vorjahresaugust war das Handelssaldo ausgeglichen. Im Vergleich zu den saldierten Gasimporten (52 TWh) und Steinkohleimporten (12,71 TWh) in diesem Monat zeigt sich, dass dieser Effekt in absoluten Zahlen weniger erheblich ist. Der saldierte Gasimport nahm im betrachteten Zeitraum ab.

Einen zunehmenden strukturellen Effekt auf den Primärenergieverbrauch hat auch die mit der Energietransformation steigende Energieeffizienz durch die Elektrifizierung jenseits der traditionellen Stromanwendungen. Der Effekt lässt sich gut am Beispiel des zunehmenden Einsatzes von Wärmepumpen erklären. Mit einer Jahresarbeitszahl von beispielsweise 3,5 benötigt eine Wärmepumpe für die Bereitstellung von 3,5 Kilowattstunden Raumwärme

Rückgang der Gas-, Kohle- und Stromexporte; Steigerung der Stromimporte

→ Abb. 3_3



Destatis (2023f), BNetzA (2023a), ENTSO-E (2023b) • Betrachtung der kommerziellen Stromimporte, Saldierung nur bei Erdgas und Strom.

eine Kilowattstunde Strom. Die dafür benötigte Primärenergie ist deutlich geringer als bei Verwendung eines traditionellen Gaskessels.

Hinzu kommt ein besonderer statistischer Effekt erneuerbarer Primärenergie. Während fossile Energiequellen ihren Heizwert in die Primärenergie-statistik einbringen, zählt bei vielen erneuerbaren Energiequellen ihre erzeugte Strommenge. Erzeugen Gaskraftwerke eine Kilowattstunde Strom, so fallen insbesondere durch die thermischen Energieverluste im Kraftwerk rund 2,1 Kilowattstunden Erdgas in der Bilanz an, bei Photovoltaik und Windenergieanlagen ist es, wenn man von den vergleichsweise geringen Leitungsverlusten einmal absieht, nur 1 Kilowattstunde.

3.2 Erneuerbare Energien

Der Anteil Erneuerbarer Energien ist einzig bei der Stromerzeugung auf dem Zielpfad; weder im Bereich Wärme noch beim Verkehr gab es 2023 spürbare Fortschritte.

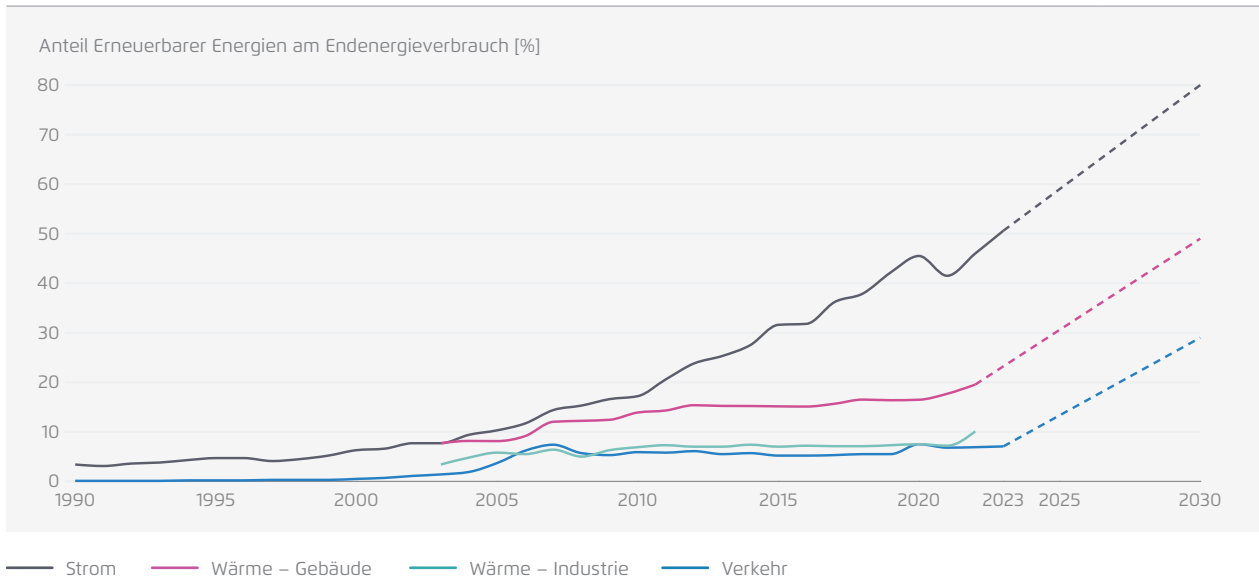
Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch hat 2023 mit 50,6 Prozent¹ ein neues Rekordniveau erreicht. Der starke Ausbau der Photovoltaik sowie der gegenüber den Vorjahren ebenfalls deutlich gesteigerte Zubau von Windenergieanlagen einerseits und die sinkende Stromnachfrage andererseits trugen dazu bei, dass inzwischen gut die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammt.

Die Sektoren Gebäude (rund 20 Prozent), Industrie (rund 10 Prozent) und Verkehr (7,1 Prozent) wiesen 2023 weiterhin sehr geringe Anteile Erneuerbarer Energien aus. Beide Sektoren müssen die Nutzung Erneuerbarer Energien substantiell erhöhen, um die Treibhausgas-Minderungsziele zu erreichen. Dies ist in den vergangenen Jahren nicht gelungen. Für den Wärmebedarf von Gebäuden legt die 2023 auf EU-Ebene beschlossene neue Erneuerbaren-Richtlinie RED III ein gemeinsames Ziel von 49 Prozent bis 2030 fest, im Industriesektor soll der

¹ Bruttostromverbrauch inklusive Pumpspeicherkraftwerke, vorläufiger Wert. Aufgrund des überdurchschnittlichen Windmonats Dezember bei moderatem Verbrauch ist bei Vorliegen finaler Daten eine geringfügige Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils möglich.

Die Hälfte des Stromverbrauchs ist 2023 erneuerbar, die Anteile bei Wärme und Verkehr bleiben dagegen gering

→ Abb. 3_4



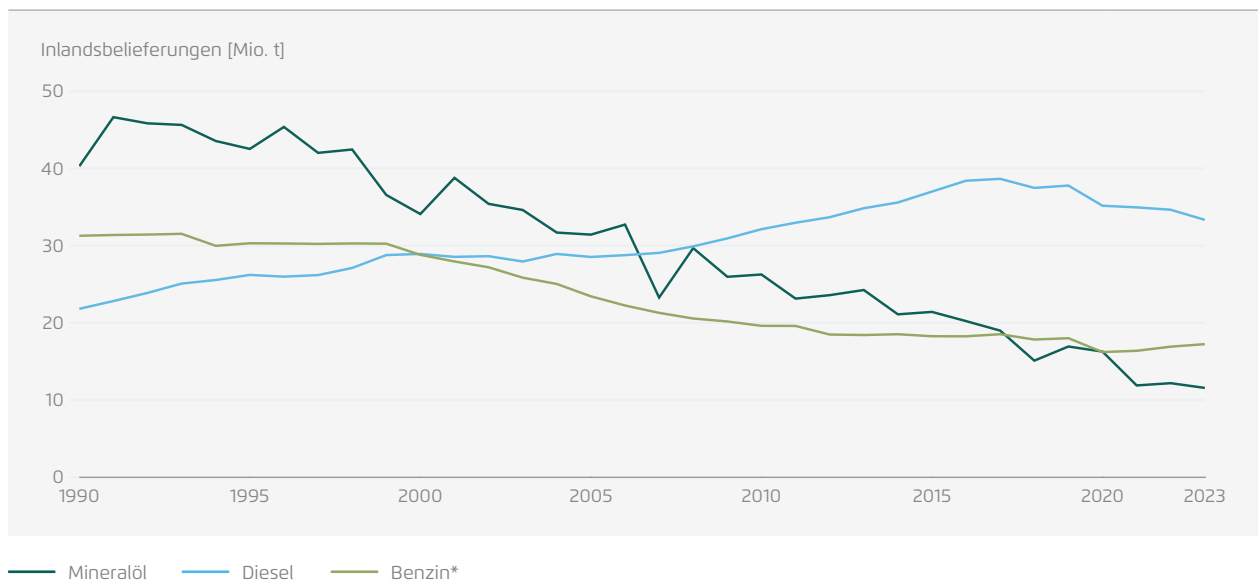
Agora Energiewende basierend auf AGE B (2023b/d), AGEE Stat (2023a/b) • 2023: vorläufige Daten, Gebäudewärme umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Fernwärme ohne Strom. Ziele 2030 – Strom: Erneuerbare-Energien-Gesetz; Wärme und Verkehr: Verpflichtung durch EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III)

Anteil Erneuerbarer Energien jährlich um 1,6 Prozentpunkte steigen. Letzteres war 2022 erfüllt und wurde voraussichtlich auch 2023 erreicht, allerdings nicht infolge entsprechend gestiegener Mengen Erneuerbarer Energie, sondern vor allem wegen des absolut gesunkenen Energieeinsatzes. 2022 sank der Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in der Industrie um 9 Prozent, insbesondere wegen hoher Einsparungen beim Erdgas. 2023 reduzierte sich der Endenergieverbrauch in der Industrie voraussichtlich sogar um 12,1 Prozent, erneut mit dem Effekt einer deutlichen Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien. Allerdings haben alle diese Aussagen zur Energiestatistik im Gebäude- und Energiesektor für 2023 nur vorläufigen Charakter. Verlässliche Daten werden erst im Jahresverlauf 2024 vorliegen. Ein signifikanter absoluter Mehreinsatz Erneuerbarer Energien im Industriesektor kann in den Folgejahren auf Basis von Wärmepumpen (für Prozessenergie bis etwa 200 Grad Celsius), direkter Elektrifizierung ohne Wärmepumpen, einer stärkeren Nutzung von Bioenergie sowie perspektivisch mit grünem Wasserstoff erfolgen.

Im Verkehrssektor beträgt das Ziel 29 Prozent und ist europäisch verbindlich. Strombasierte erneuerbare Kraftstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe spielen hier mit dem Unterziel von 5,5 Prozent bis 2030 eine nur untergeordnete Rolle. Die bisher knappen Mengen kurzfristig verfügbaren grünen Wasserstoffs sollen gemäß der Richtlinie zunächst in der Industrie verwendet werden. Das – allerdings nur geringe – Wachstum des Anteils Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor rührte 2023 aus dem Stromverbrauch neu zugelassener E-Pkw her, der zur Hälfte aus erneuerbaren Quellen stammt.

Mineralölabsatz: zuletzt nur geringe Veränderungen

→ Abb. 3_5



BAFA (2023a), BAFA (2022), BMWK (2022) • *Benzin: Ottokraftstoff ohne Rohbenzin

3.3 Mineralölverbrauch

Nachdem der Absatz der drei dominierenden Mineralölprodukte Benzin, Diesel und Heizöl im Jahr 2022 insgesamt leicht angestiegen war, ging er 2023 in der Summe wieder leicht um 2,5 Prozent zurück. Die jüngste Veränderung ergibt sich aus einem um 4 Prozent reduzierten Dieselabsatz bei erhöhtem (2 Prozent) Benzin- und vermindertem Heizölabsatz (-5 Prozent). Da der Dieselabsatz stärker vom Güterverkehr geprägt ist als der Benzinabsatz, könnte der nur bei Diesel zu beobachtende Absatzrückgang auf verringerte Lkw-Fahrleistungen hinweisen. Diese These wird gestärkt durch den niedrigen Wert des Lkw-Maut-Fahrleistungsindex des Bundesamtes für Logistik und Mobilität. Dieser Index hat seit November 2022 einen fallenden Trend und überschreitet seither seinen laufenden 24-Monate-Mittelwert nicht mehr. Auch der Bestand an Dieselfahrzeugen ist seit 2018 rückläufig. Zwar spielen E-Pkw im Bestand mit bisher nur rund 2,1 Prozent aller zugelassenen Pkw noch eine untergeordnete Rolle. Bei den Neuzulassungen haben sie die Dieselfahrzeuge jedoch bereits überholt. Möglicherweise gingen aber auch infolge der besonders stark gestiegenen Dieselpreise die durchschnittlichen Pkw-Fahrleistungen in diesem Segment stärker zurück.

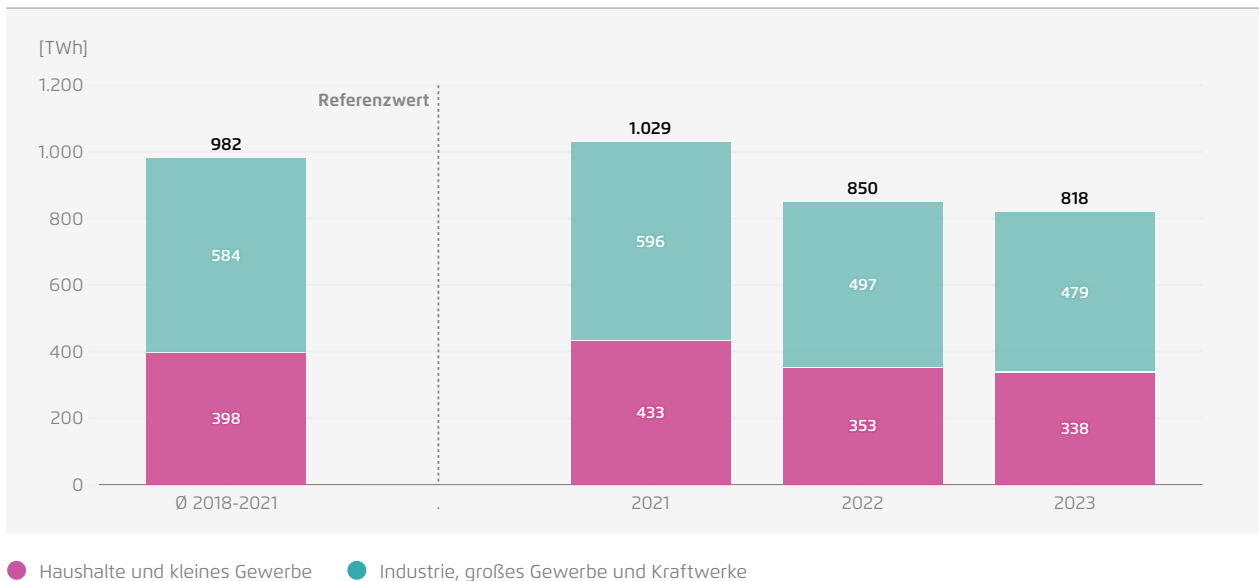
Im Flugverkehr war 2023 erneut eine wachsende Nachfrage nach Mineralöl zu verzeichnen. Der Kerosinverbrauch stieg im Vergleich zum Vorjahreswert noch einmal um 6 Prozent oder knapp 10 Millionen Tonnen, nachdem er im Vorjahr infolge der weitgehenden Überwindung der Einschränkungen der Coronapandemie mit plus 44 Prozent deutlich gestiegen war. Der Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft beschreibt für 2023 einerseits ein ausgedünntes Angebot an Inlandsflügen und weniger innereuropäische Punkt-zu-Punkt-Flüge, andererseits aber eine zunehmende Nachfrage nach Langstreckenflügen, insbesondere nach Nordamerika.

Einen starken Rückgang verzeichneten dagegen Rohöl-Produkte der nicht-energetischen Nutzung, die als Rohstoffe für die chemische Industrie und andere großindustrielle Anwendungen eingesetzt werden: 20 Prozent weniger Naphtha wurde im Vergleich zu 2022 chemisch weiterverarbeitet, schweres Heizöl wurde in diesem Segment sogar fast um die Hälfte (48 Prozent) weniger verbraucht.

Die Werte zum Mineralölverbrauch beruhen auf Hochrechnungen der statistischen Erhebungen bis September 2023.

Der Erdgasverbrauch blieb 2023 auf niedrigem Niveau

→ Abb. 3_6



BNetzA (2023a) • 2023: vorläufige Daten; Die Aufteilung erfolgt nach Gaszählertyp in rund 40.000 leistungsgemessene Großkunden und den übrigen Gaskunden mit einem Jahresverbrauch kleiner 1,5 Gigawattstunden; 2023: vorläufige Daten

3.4 Erdgasverbrauch

Das Jahr 2023 war erneut von historisch niedrigen Erdgasverbräuchen geprägt. Verbraucherinnen und Verbraucher in Haushalten und Kleingewerbe, wo Erdgas vor allem zum Heizen genutzt wird, hielten ihren 2022 unter dem Eindruck der Energiepreiskrise verminderten Verbrauch auch 2023 auf niedrigem Niveau. Im Ergebnis stand ein um 15 Prozent reduzierter Verbrauch gegenüber dem durchschnittlichen Referenzwert der vier Jahre von 2018 bis 2021.

Auch der Erdgasverbrauch der Gruppe der industriellen Großverbraucher mit über 1,5 GWh Jahresverbrauch ging per Saldo mit minus vier Prozent auf 479 TWh erneut signifikant zurück. Unter diese Verbrauchsgruppe fallen große Kraftwerke sowie Anlagen zur Erzeugung von Prozesswärme für die Industrie oder zur sonstigen energetischen und stofflichen Nutzung von Erdgas in der Industrie. Die Per-Saldo-Verbrauchsreduktion um 4 Prozent erfolgte, obwohl die Stromerzeugung aus Erdgas aufgrund gesunkener Erdgaspreise im Jahr wieder zunahm (siehe Kapitel 4.2). Diese gegenläufige gegenläufige Entwicklung spiegelt die unterschiedlichen Marktbedingungen von Strom und energieintensiven Industriegütern

wider. Strom ist im Gegensatz zu anderen Gütern nicht speicherbar, marktgebietsgebunden und weist eine vergleichsweise unelastische Nachfrage auf. Dies führt unterjährig zu einem direkten Wettbewerb der vorhandenen Kraftwerke über ihre kurzfristigen Erzeugungskosten, wobei sich dieses Marktgleichgewicht im Jahr 2023 zugunsten von Erdgas verschoben hat. Andere Güter reagierten mit Produktionsrückgängen und Produktionsverlagerungen, da der Wettbewerb internationaler, die Nachfrage preiselastischer und die Güter besser lagerbar sind.

Sowohl die Indikatoren im Erdgasverbrauch als auch im Naphthaverbrauch zeigen damit deutliche Spuren einer geringeren Aktivität der energieintensiven Industrie. Von Terminmarkt-Händler:innen wird der Gaspreis als fallend angenommen, Anfang Dezember lag ausgehend von 40 €/MWh für 2024 das Niveau für Preisabsicherungen 2027 bei 31 €/MWh. Die LNG-Technologie macht Erdgas zwar als Brückentechnologie verfügbar, allerdings strukturell und nachhaltig teurer als noch vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine angenommen. Das macht einen künftigen Wiederanstieg des Verbrauchs auf Vorkrisenniveau unwahrscheinlich.

4 Strom

4.1 Der Stromsektor 2023 auf einen Blick

		1990	2021	2022	2023 ¹⁾	Veränderung 2022/2023	Anteil 2022	Anteil 2023
Primärenergieverbrauch	TWh	4137	3448	3286	3287	0%		
Erneuerbare Energien	TWh	55	541	575	588	2%	17,5%	17,9%
Braunkohle	TWh	889	313	324	253	-22%	9,9%	7,7%
Steinkohle	TWh	641	308	313	260	-17%	9,5%	7,9%
Mineralöl	TWh	1452	1122	1140	1078	-5%	34,7%	32,8%
Erdgas	TWh	637	917	767	734	-4%	23,3%	22,3%
Kernenergie	TWh	463	209	105	22	-79%	3,2%	0,7%
Sonstige inkl. Stromsaldo	TWh	1	37	29	62	116%	0,9%	1,9%
Bruttostromerzeugung ²⁾	TWh	550	582	572	509	-11%		
Erneuerbare Energien	TWh	20	234	255	268	5%	44,5%	52,6%
Kernenergie	TWh	153	69	35	7	-79%	6,1%	1,4%
Braunkohle	TWh	171	110	116	87	-25%	20,3%	17,2%
Steinkohle	TWh	141	55	64	44	-31%	11,1%	8,7%
Erdgas	TWh	36	90	79	80	1%	13,8%	15,7%
Mineralöl	TWh	11	5	6	5	-14%	1,0%	1,0%
Sonstige	TWh	19	19	18	17	-3%	3,1%	3,4%
Nettostromabflüsse ins Ausland	TWh	1	-19	-27	15	n.A.	-4,8%	2,9%
Bruttostromverbrauch ²⁾	TWh	550	563	545	523	-3,9%		
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostrom- verbrauch ²⁾		4%	42%	47%	51%	13%		
Stromspeicherung								
Pumpspeicherzufuhr	TWh	5,0	7,2	8,1	7,8	-13%		
Pumpspeicherentnahme	TWh	k.A.	5,3	6,0	5,8	-12%		
Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch ³⁾		3,6%	41,2%	46,2%	50,6%	12,4%		
Treibhausgasemissionen								
Gesamt (alle Sektoren)	Mio.t CO ₂ -Äq	1251	760	746	673	-10%		
Emissionen der Brutto- stromerzeugung	Mio.t CO ₂ -Äq	366	215	223	177	-21%		
CO ₂ -Intensität der Netto- stromerzeugung ²⁾	gCO ₂ -Äq/ kWh	712	386	406	361	-11%		
Stromhandel (Saldo)								
Import	TWh	k.A.	53,6	49,2	69,3	41%		
Export	TWh	k.A.	71,4	76,1	57,5	-24%		
Handelssaldo	TWh	k.A.	17,8	26,8	-11,7	n.A.		
Preise und Kosten								
Ø Spot Base Day-ahead	ct/kWh	k.A.	9,7	23,5	9,8	-58%		
Ø Spot Peak Day-ahead	ct/kWh	k.A.	11,1	24,4	9,5	-61%		
Ø 500 günstigsten Stunden	ct/kWh	k.A.	0,5	1,7	-0,6	-133%		
Ø 500 teuersten Stunden	ct/kWh	k.A.	31,4	58,6	19,0	-68%		
Ø Haushaltsstrompreise	ct/kWh	k.A.	32,2	38,6	45,7	19%		

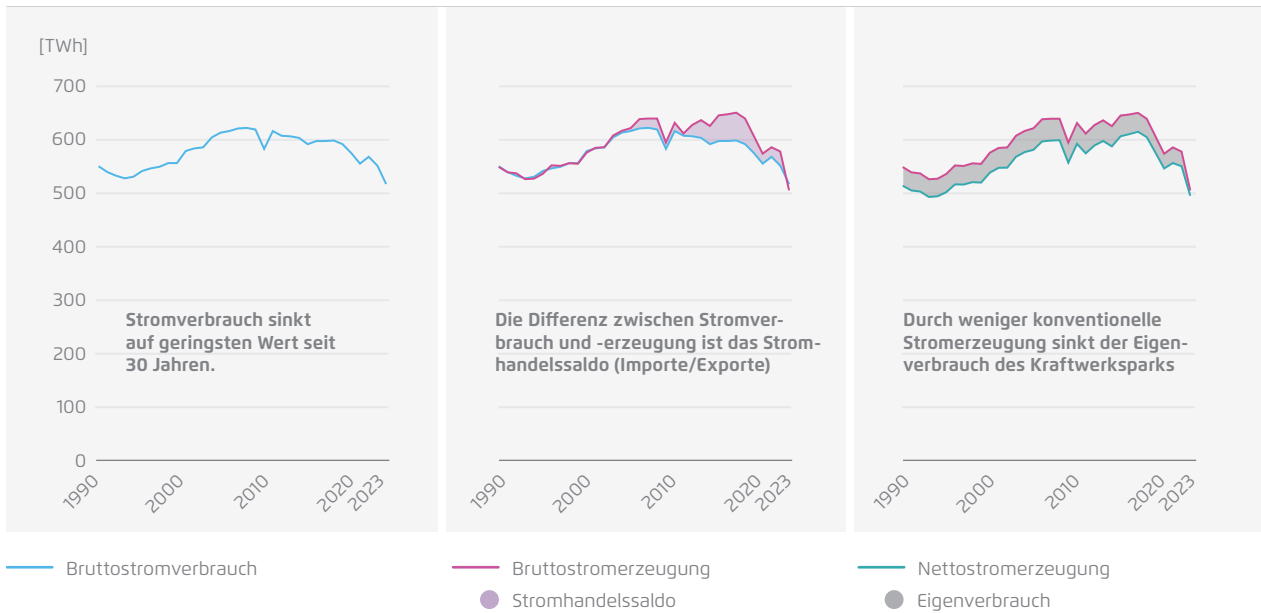
1) teilweise vorläufige Angaben 2) exklusive Pumpspeicherkraftwerke 3) inklusive Pumpspeicherkraftwerke

AGEB (2023a), Stromerzeugung & -verbrauch, Nettostromabflüsse ins Ausland (physical exchange): AGEN (2023b) • Stromimport & -export, Handelssaldo (commercial exchange): ENTSO-E (2023b), Strompreise: EPEX Spot

4.2 Stromverbrauch und Stromhandel

Trends im Stromverbrauch, in der Stromerzeugung und im Stromhandel

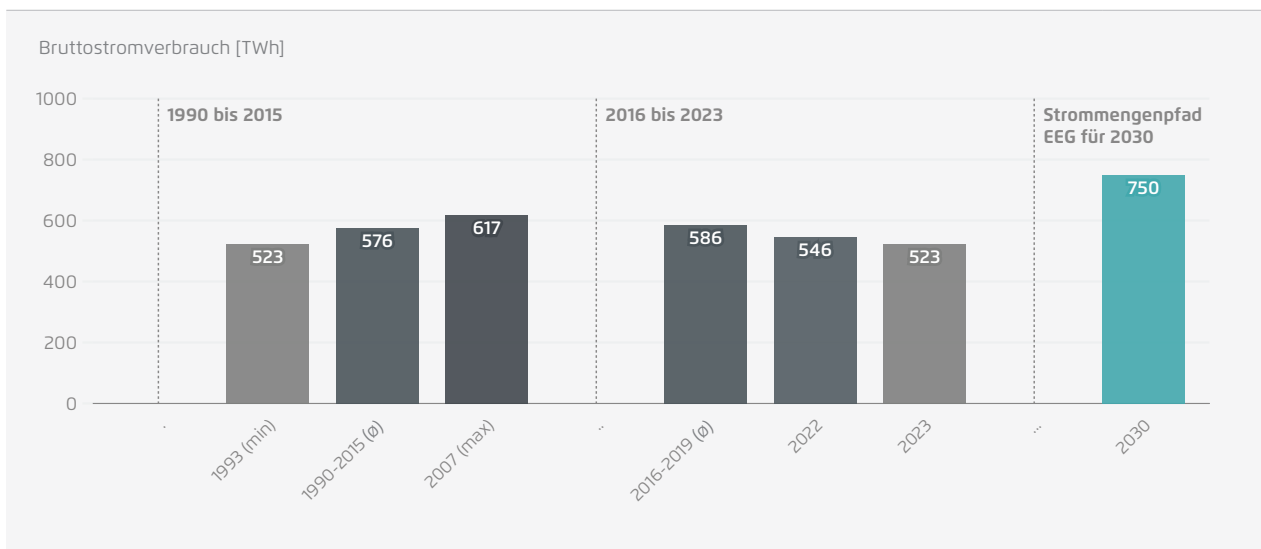
→ Abb. 4_1



AGEB (2023) • Inklusive Pumpspeicherkraftwerke

Der sinkende Trend beim Stromverbrauch wird sich durch die Elektrifizierung der Industrie sowie des Gebäude- und Transportsektors perspektivisch umkehren

→ Abb. 4_2



AGEB (2023b) • Der Bruttostromverbrauch für wurde aus dem Strommengenpfad des EEG, §4a für Erneuerbare Energien von 600 TWh und dem §1 Ziel des Gesetzes (2) ermittelt: "[...] der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch [...] auf mindestens 80 Prozent im Jahr 2030 gesteigert werden." Die Wahl der Zeitintervalle reflektiert jeweils langfristige Trends im Bruttostromverbrauch.

Der Bruttostromverbrauch¹ lag in Deutschland im Jahr 2023 mit 523 Terawattstunden (TWh) auf dem niedrigsten Niveau seit 30 Jahren. Der Rückgang um 3,9 Prozent beziehungsweise 21 TWh gegenüber dem Vorjahr war insbesondere auf den krisen- und konjunkturbedingten Rückgang der Produktion in der energieintensiven Industrie zurückzuführen. Insgesamt dürfte der Rückgang des industriellen Strombedarf einen nachfragesenkenden Effekt von 12,5 TWh auf den Bruttostrombedarf gehabt haben.² Durch den Rückgang der konventionellen Erzeugung verringerte sich zusätzlich der Eigenverbrauch des Kraftwerks-parks um 5,4 TWh.³

Zudem führte das anhaltend hohe Strompreinsniveau zu einer Verbrauchszurückhaltung bei industriellen und gewerblichen Verbrauchern sowie den Haushalten, die bereits im Vorjahr 2022 seit Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine zu beobachten war. Gegenüber dem Vorkrisenzeitraum 2016 bis 2019 sank die Stromnachfrage sogar um 11 Prozent beziehungsweise 62 TWh.

Der sinkende Strombedarf ist jedoch voraussichtlich nur eine Momentaufnahme: Der im EEG definierte Ausbaupfad geht von einem stark steigenden Bedarf aus. Nach dem Strommengenpfad des EEG steigt der Verbrauch bis 2030 auf rund 750 TWh; das sind 43 Prozent mehr als heute. Gründe dafür sind die zunehmende Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Gebäuden sowie die strombasierte Wasserstoffproduktion.

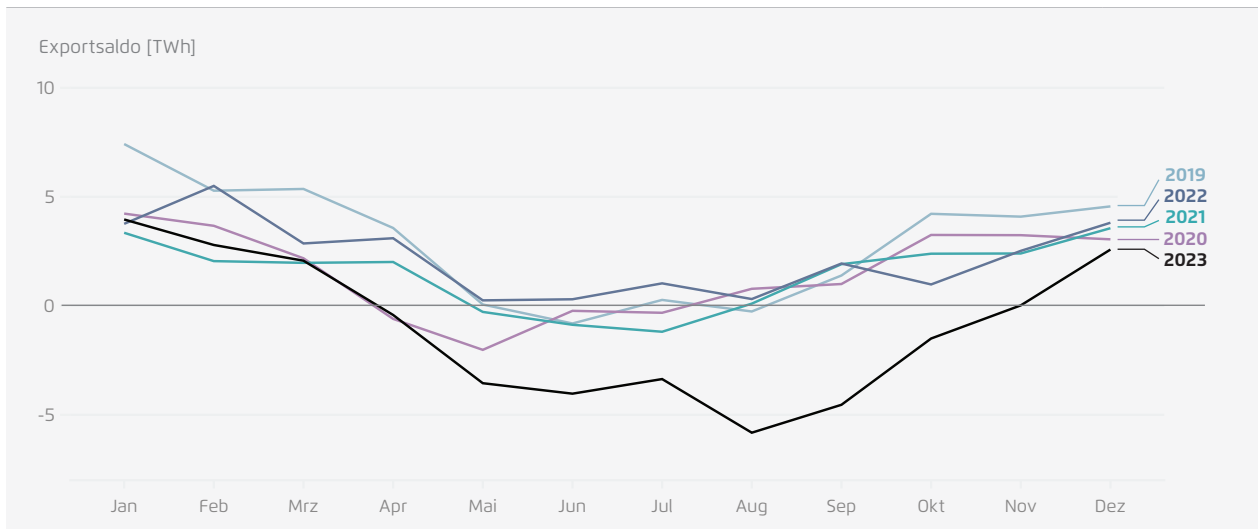
- 1 Exklusive Pumpspeicherkraftwerke
- 2 Berechnung auf Basis 1. des Stromverbrauchs der strompreiskompensierenden Unternehmen im Jahr 2021 (DEHSt 2023), 2. des Endenergieverbrauchs Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden und Verarbeitendes Gewerbe nach Energieträgern (AGEB 2023d), 3. der Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland (AGEB 2023a), 4. der Produktionsindizes WZ08-B-04, WZ08-17, WZ08-19, WZ08-20, WZ08-23, WZ08-24 sowie 5. Experteninterviews.
- 3 Berechnung auf Basis Brutto- und Nettostromerzeugung stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern (AGEB 2023b)

4.2.1 Exkurs Europäischer Stromhandel

Nach zwei Jahrzehnten mit Nettoexporten wurde Deutschland 2023 erstmals wieder zum Nettoimporteur von Strom. Die Gründe lagen erstens im dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa

Die Stromexporte gingen 2023 insgesamt stark zurück, die Importe erhöhten sich vor allem im Sommer

→ Abb. 4_3



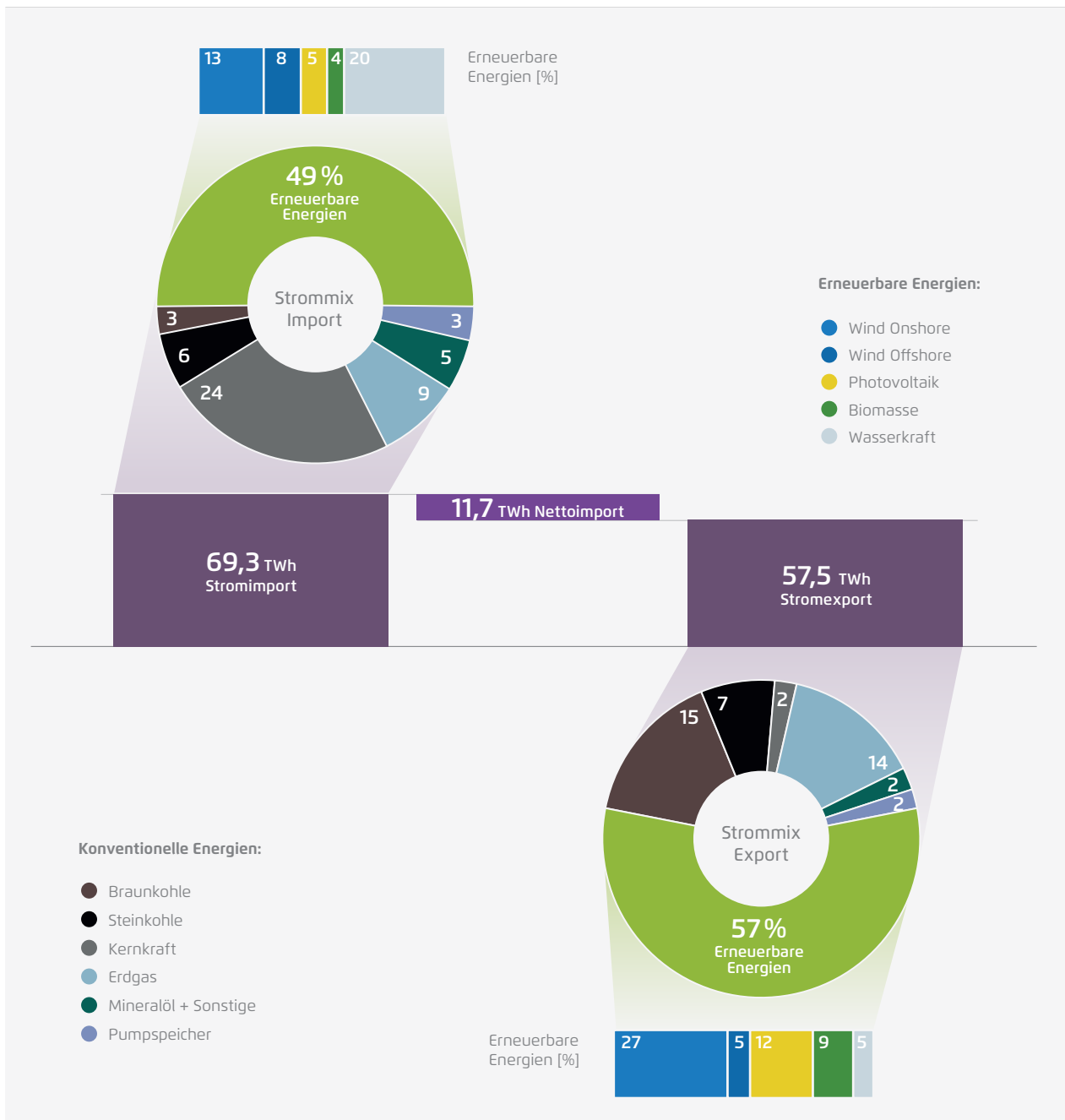
ENTSO-E (2023b) • Hourly Total Commercial Schedules (ENTSOE [12.1.F]). Das Jahr 2022 war ein Ausnahmejahr für den europäischen Strommarkt inklusive des grenzüberschreitenden Stromhandels aufgrund der stark reduzierten Stromerzeugung aus französischen Kernkraftwerken und süd-europäischer Wasserkraftwerke.

in den letzten Jahren. Hinzu kam die Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke im April 2023, die durch den insgesamt nur moderaten Ausbau der Erneuerbaren Energien im Inland nicht unmittelbar vollständig kompensiert wurden.

Zudem überstiegen die Kosten der Kohleverstromung im ersten Quartal 2023 die Kosten der Gasverstromung, so dass die Stromerzeugung aus dem deutschen Kohle-Kraftwerkspark im Vergleich zur

Die Stromimporte stammten rund zur Hälfte aus Erneuerbaren Energien

→ Abb. 4_4



Agorameter (2023), ENTSO-E (2023b/c) • Methodik: Gewichtung der stündlichen Stromerzeugung der Exportländer und Deutschlands. Rundungsabweichungen.

europäischen Gasverstromung teurer wurde, und damit zu einem starken Rückgang der Exporte und einem Anstieg der Importe führte.

Die im Rahmen der Studie „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ durchgeführte Szenariomodellierung des Strommarktes legt die Erwartung nahe, dass Deutschland bei Erreichen der Ausbauziele für Erneuerbare Energien gegen Ende des Jahrzehnts wieder zum Nettoexporteur von Strom werden wird (Agora Energiewende 2023).

Das saisonale Muster des Exportsaldos zeigt exemplarisch, wie der europäische Strombinnenmarkt funktioniert: In den Sommermonaten ist die Stromnachfrage europaweit geringer als im Winter, der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist hoch und die Erzeugungsoptionen im EU-Ausland sind günstiger als Strom aus deutschen fossilen Kraftwerken. Daraus folgen meist höhere Stromimporte als -exporte. In den kalten Monaten dreht sich dieses Verhältnis um. Beispielsweise wird im Winter deutlich mehr Strom nach Frankreich exportiert, weil Heizungen dort überwiegend mit Strom betrieben werden und die Stromnachfrage in kalten Perioden

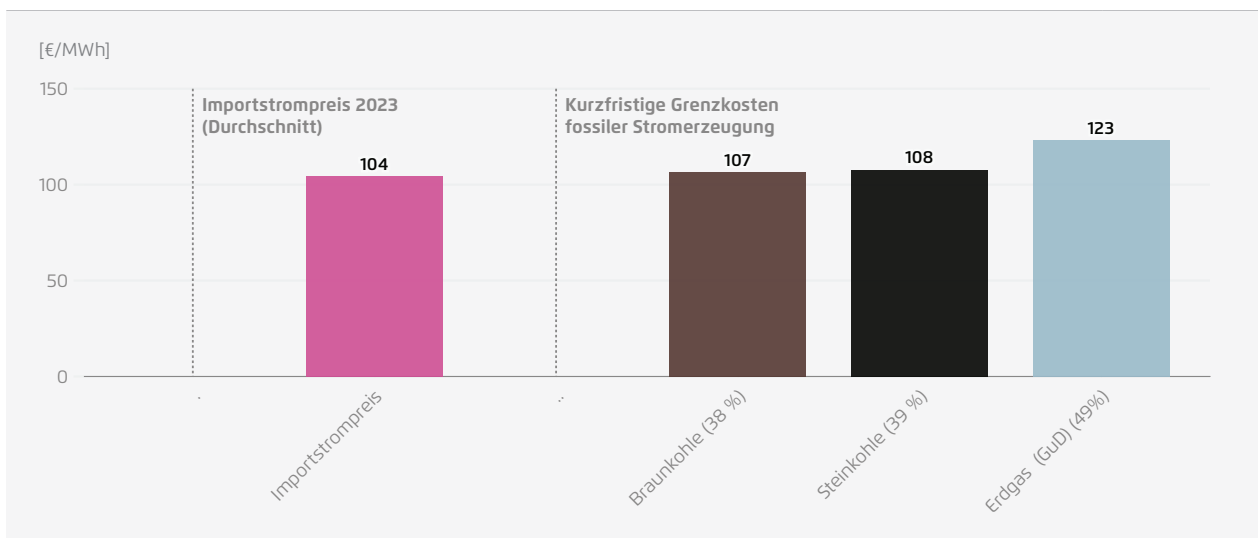
die Kraftwerkskapazität übersteigt. Gleichzeitig produzieren alpine Wasserkraftwerke in Österreich und der Schweiz witterungsbedingt weniger Strom. In dieser Zeit steht in Deutschland durch stärkeres Windaufkommen in der Regel viel Windstrom zur Verfügung und wird häufiger exportiert. Auch die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken wird in diesen Phasen aufgrund der steigenden Stromnachfrage vorübergehend wieder rentabel.

Erneuerbare Energien prägten 2023 den deutschen Stromhandel. Der Stromaustausch innerhalb Europas wird mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien und dem Ausbau der Stromübertragungskapazitäten zwischen den Ländern immer wichtiger. Insgesamt wurden 58 TWh des in Deutschland erzeugten Stroms ins Ausland verkauft und 69 TWh importiert.

Die Stromimporte setzten sich wie folgt zusammen: 49 Prozent stammten aus Erneuerbaren Energien (vor allem Wasser- und Windkraft) und 24 Prozent aus Kernkraft. Deutschland importiert Strom in den Stunden, in denen Strom aus dem Ausland günstiger ist als der Betrieb deutscher fossiler Kraftwerke. Insbesondere die europäische Wasserkraft erbringt

Kostensparnis durch europäischen Stromhandel: Der Importstrompreis lag niedriger als die kurzfristigen Grenzkosten fossiler Kraftwerke in Deutschland.

→ Abb. 4_5



Bloomberg (2023) und ENTSO-E (2023b) • GuD = Gas- und Dampfkombikraftwerk. Der Importstrompreis wurde auf Basis des stündlichen Börsenstrompreises und der stündlichen Importmengen gewichtet. Die Prozentangaben beziehen sich auf den angenommenen Wirkungsgrad der Kraftwerkstypen. Wirkungsgrade für ältere Kraftwerke auf Basis der Kraftwerksstilllegungsliste der Studie Energy Brainpool (2022) Szenarioanalyse auf Basis eines idealen Kohleausbaupfades bis 2030 ermittelt.

dabei eine für das Gesamtsystem wichtige Flexibilitätsleistung, die Emissionen und Strompreise senkt. Deutschland importierte insbesondere aus Dänemark, Frankreich und der Schweiz.

Auch die deutschen Stromexporte waren von Erneuerbaren Energien dominiert: Mehr als die Hälfte stammte aus Erneuerbaren Energien, davon fast jede dritte Kilowattstunde (kWh) aus Windenergie. Hauptabnehmer waren Frankreich, Österreich und die Schweiz.

Insgesamt profitieren die deutschen Stromverbraucher von Stromimporten und den damit verbundenen sinkenden Strompreisen. Der europäische Stromhandel ermöglicht es, die Stromnachfrage in jeder Stunde mit dem jeweils günstigsten verfügbaren Erzeugungsmix zu decken – unabhängig von nationalen Grenzen. Konkret lag der mengengewichtete Preis für Stromimporte im Jahresdurchschnitt um 3 Prozent unter den kurzfristigen Stromgestehungskosten eines typischen deutschen Braunkohlekraftwerks und um 4 Prozent unter den kurzfristigen Stromgestehungskosten eines typischen deutschen Steinkohlekraftwerks, die alternativ zum Import den Strombedarf hätten decken können.

Der grenzüberschreitende Stromhandel stärkt die nationalen Märkte durch den Ausgleich von Verbrauchs- und Erzeugungsunterschieden. Dies ermöglicht ein effizientes Bewältigen ungleichmäßiger wetterbedingter Erzeugungs- und Nachfragespitzen in Europa, wodurch insgesamt weniger Erzeugungskapazität zur Deckung des Strombedarfs benötigt werden. Der gemeinsame Handel stärkt somit die Versorgungssicherheit, reduziert den Einsatz fossiler Kraftwerke und senkt damit die Kosten und Emissionen der europäischen Stromerzeugung.

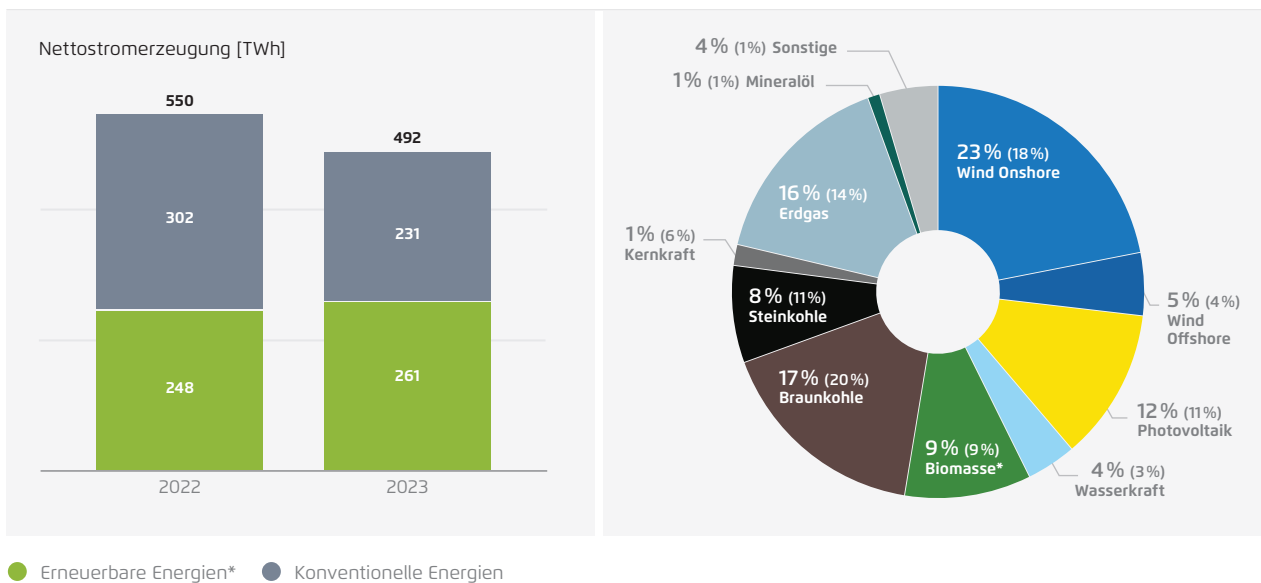
4.3 Stromerzeugung

4.3.1 Nettostromerzeugung

Im Jahr 2023 wurden in Deutschland netto insgesamt 492 TWh Strom erzeugt. Das entspricht einer Minderung von 11 Prozent. Eine Erzeugungrekord bei Photovoltaik und Windkraft an Land sorgte dafür, dass erstmals die Hälfte (50,6 Prozent)

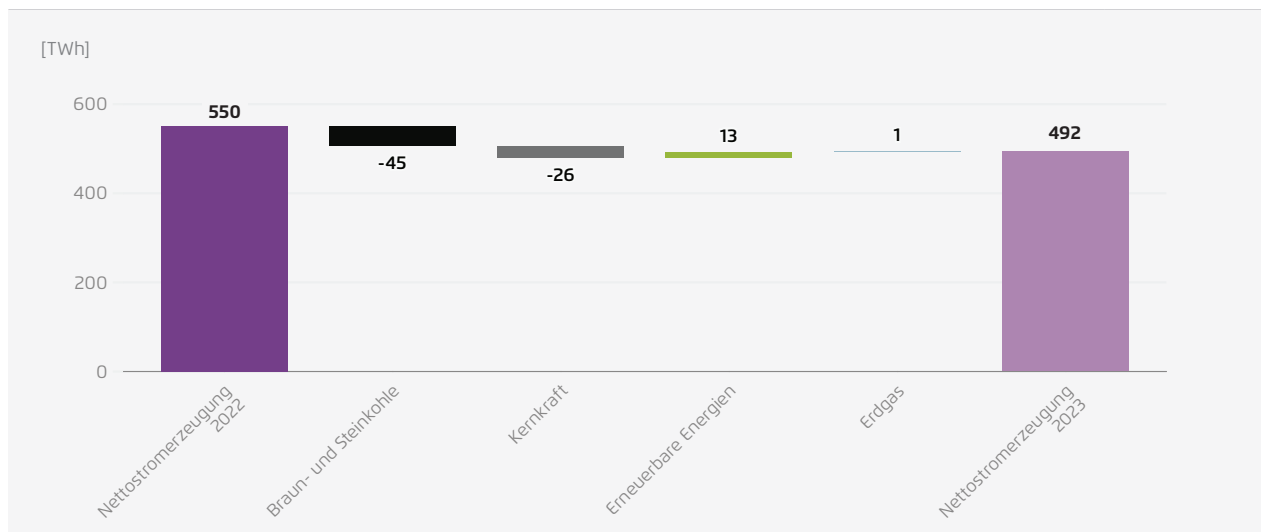
Strommix im Jahr 2023 (Werte für 2022 in Klammern)

→ Abb. 4_6



AGEB (2023b) • *inklusive biogenem Hausmüll; 2023: vorläufige Daten

Anteil der Technologien am Rückgang der Nettostromerzeugung 2023 ggü. 2022 → Abb. 4_7



Berechnung von Agora Energiewende basierend auf AGEB (2023b) • vorläufige Daten

des Stromverbrauchs⁴ aus Erneuerbaren Energien gedeckt wurde. Bei der Stromerzeugung kamen die Erneuerbaren sogar auf einen noch höheren Anteil von 53 Prozent⁵. Im Vergleich zum Vorjahr 2022 war die Stromerzeugung von einem starken Rückgang der konventionellen Erzeugung geprägt: Eine hohe Verfügbarkeit von günstigem, erneuerbarem Strom im Ausland und Inland und ein Rückgang des Strombedarfs sorgten für eine substantielle Minderung der Kohleverstromung. Gleichzeitig ging die Nettostromerzeugung aus Kernenergie durch die planmäßige Abschaltung der verbleibenden drei Kernkraftwerken im April 2023 zurück.

Zusätzliche Stromerzeugung insbesondere durch den dynamischen Ausbau der Photovoltaik kompensierte darüber hinaus eine gegenüber dem Vorjahr wetterbedingt geringere grüne Stromproduktion pro Leistungseinheit (Wetterkontor 2022).

Im Vergleich zu 2022 lieferten Erneuerbare Energien insgesamt mehr, Braun- und Kohlekraftwerke weniger Strom. Die Windkraft war der wichtigste

Stromlieferant und produzierte mehr Strom als Braun- und Kohlekraftwerke zusammen (135 TWh beziehungsweise 121 TWh). Erdgaskraftwerke erzeugten etwa so viel Strom wie im Jahr zuvor.

Der insgesamt gesunkene Strombedarf dürfte allerdings ein temporäres Phänomen bleiben. In den kommenden Jahren wird die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrs, der Wärmeversorgung und der Industrie voraussichtlich zu einem höheren Stromverbrauch führen. Damit der Bedarf an konventioneller Stromerzeugung dann nicht wieder zunimmt, muss der Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen weiter vorangetrieben werden.

⁴ Bruttostromverbrauch inklusive Pumpspeicherkraftwerke, vorläufiger Wert. Aufgrund des überdurchschnittlichen Windmonats Dezember bei moderatem Verbrauch ist bei Vorliegen finaler Daten eine geringfügige Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils möglich.

⁵ Nettostromerzeugung inklusive Pumpspeicherkraftwerke

4.3.2 Bruttostromerzeugung

Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung

Erneuerbare Energien erzeugten in Summe 268 TWh Strom; das entspricht einem Plus von 13 TWh (5 Prozent) gegenüber 2022. Dieser moderate Zuwachs ist auch auf strukturelle Fortschritte infolge des Ausbaus der Erneuerbaren-Energien-Anlagen zurückzuführen und nicht nur auf zufällig vorteilhafte Wetterbedingungen. Weniger Sonnenstunden im Jahr 2023 hätten eigentlich einen leichten Rückgang der erneuerbaren Stromerzeugung zur Folge gehabt. Doch der starke Ausbau der Photovoltaik kompensiert diese Entwicklung: In 2023 neu installierte PV-Anlagen erzeugten etwa 6 TWh Strom. Ein gutes Windjahr sorgte außerdem für einen neuen Erzeugungsrekord bei der Windkraft an Land.

Trotz des starken Ausbaus der Photovoltaik (siehe Kapitel 4.4) blieb die Windenergie deshalb mit 138 TWh der mit Abstand größte Stromlieferant unter den Erneuerbaren Energien – und leistete damit noch vor der Kohleverstromung auch insgesamt den wichtigsten Beitrag. Bei der Windstromerzeugung entfielen 114 TWh auf Anlagen an Land und 24 TWh auf Anlagen auf See. Photovoltaikanlagen steuerten 61 TWh und somit 1 TWh mehr als 2022 zur Stromerzeugung bei. Damit belegten sie Platz zwei unter den Erneuerbaren Energien.

Langfristig sollte Deutschland, wie in den Ausbauzielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorgesehen, einen am Bedarf orientierten, geeigneten Mix von Photovoltaik und Windkraft im Stromsektor erreichen. Dazu müssen beide Technologien beschleunigt ausgebaut werden. Die Natur hilft dabei, weil in Herbst und Winter abnehmende Sonnenstunden auf ein stärkeres Windaufkommen treffen. So lassen sich ganzjährig hohe EE-Anteile nur dann realisieren, wenn der Windausbau vorankommt. In einem optimierten, vollständig transformierten System liegt ein geeignetes Verhältnis von Wind- zu Solarstromerzeugung bei etwa zwei zu eins (Agora Energiewende 2022).

Die in Biomassekraftwerken erzeugte Strommenge⁶ sank im Vergleich zum Jahr 2022 um 5 Prozent auf 43,8 TWh. Damit leistete Biomasse erneut den drittgrößten Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Die Wasserkraft trug mit 19,5 TWh rund 4 Prozent zur Stromerzeugung bei. Sie verzeichnete im Vergleich zum besonders trockenen Vorjahr 2022 eine Steigerung um 11 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Das Ausbaupotenzial der Wasserkraft in Deutschland ist allerdings schon seit Jahrzehnten weitgehend ausgeschöpft. Die Veränderung der Stromerzeugungsmengen lässt sich daher vor allem durch wetterbedingte Schwankungen erklären: 2022 war ein Dürre-Jahr, das auch EU-weit zu einer deutlich reduzierten Stromerzeugung aus Wasserkraft geführt hat.

Die restlichen Erneuerbaren Energien verzeichneten nur leichte Veränderungen (-0,2 TWh).

Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung

Ein rückläufiger Strombedarf und gestiegene Importe aus überwiegend Erneuerbaren Energien sorgten für eine signifikante Verringerung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Insgesamt wurden 247 TWh konventioneller Strom produziert; das entspricht einem Rückgang um 24 Prozent.

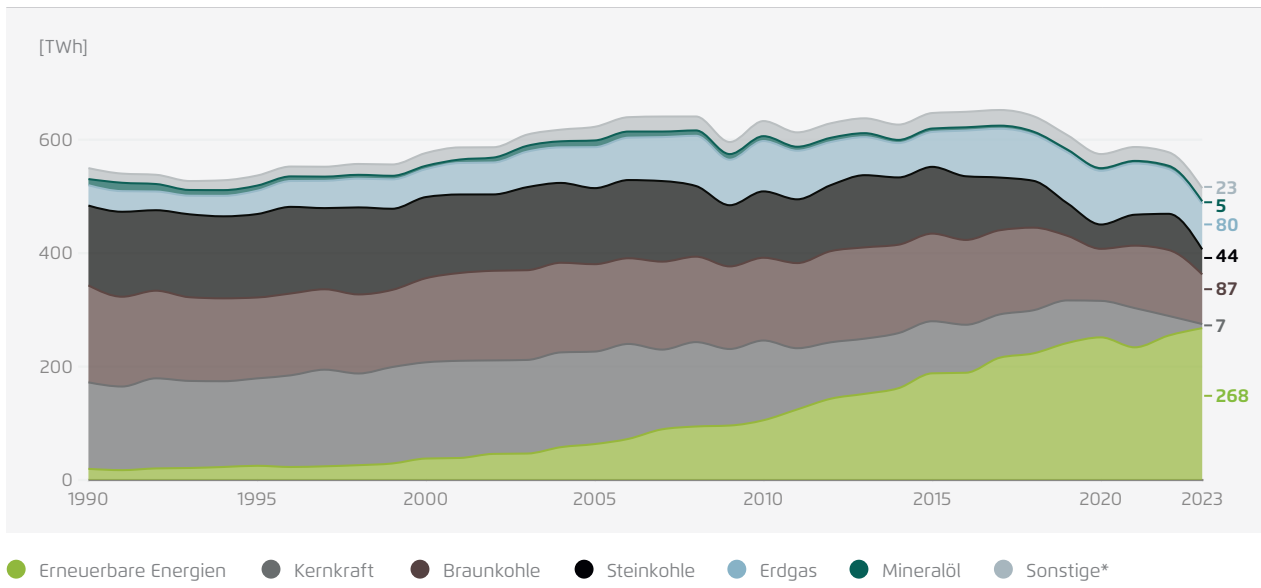
Der Rückgang der Kohleverstromung hatte daran mit 48 TWh den größten Anteil. Die besonders emissionsintensive Braunkohleverstromung ging um 25 Prozent und die Steinkohleverstromung sogar um 31 Prozent zurück. Die planmäßige Abschaltung der Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 trug die restlichen 27 TWh zur Minderung der konventionellen Stromerzeugung bei.

Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken blieb mit 80 TWh im Vergleich zum Vorjahr auf einem ähnlichen Niveau. Nachdem 2022 der hohe Erdgaspreis über weite Teile des Jahres dazu führte, dass die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle

⁶ Exklusive biogener Hausmüll

Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990 bis 2023

→ Abb. 4_8



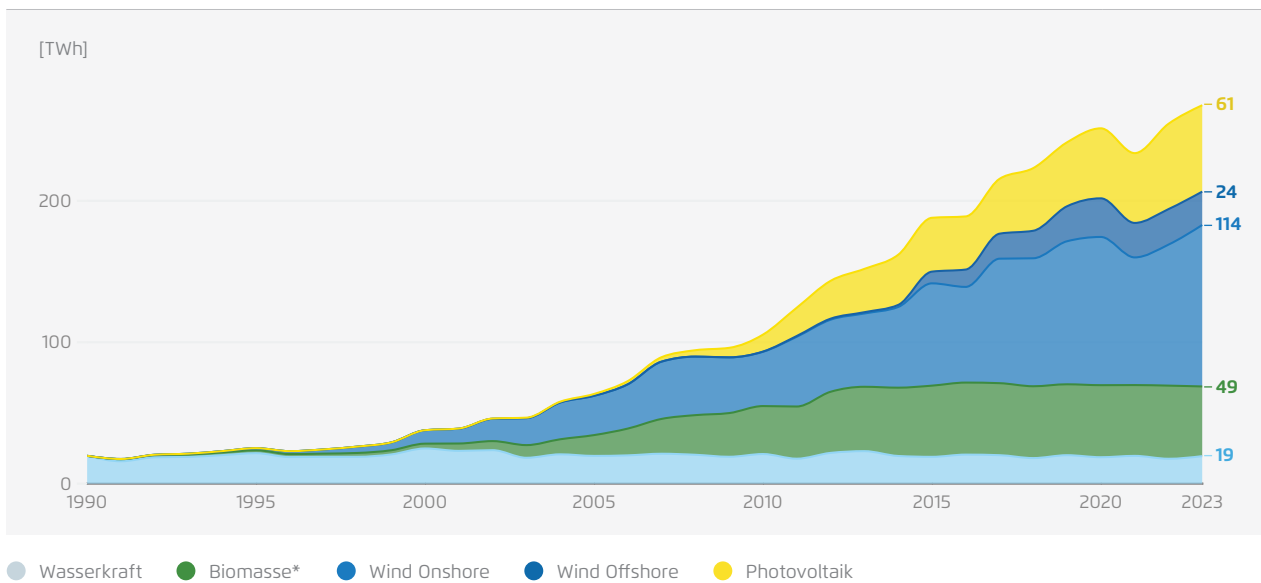
AGEB (2023b) •*inklusive Pumpspeicherkraftwerke; 2023: vorläufige Daten

günstiger war als aus Erdgas, drehte sich dieses Verhältnis 2023 wieder um. Zwei Faktoren führten zum erneuten *Fuel Switch*: zum einen sank der Erdgaspreis wieder, zum anderen erreichte der CO₂-Preis im europäischen Zertifikatehandel wie im Vorjahr Rekordwerte. Im Februar überschritt er zum ersten

Mal 100 €/tCO₂. Im weiteren Jahresverlauf sank der Preis zwar leicht gegenüber dem Vorjahr 2022, blieb mit 76 €/tCO₂ im viertel Quartal aber auf hohem Niveau. Da die Kohleverstromung deutlich emissionsintensiver ist als die Erdgasverstromung, sind Kohlekraftwerke stärker von steigenden CO₂-Kosten

Auch 2023 stieg die Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

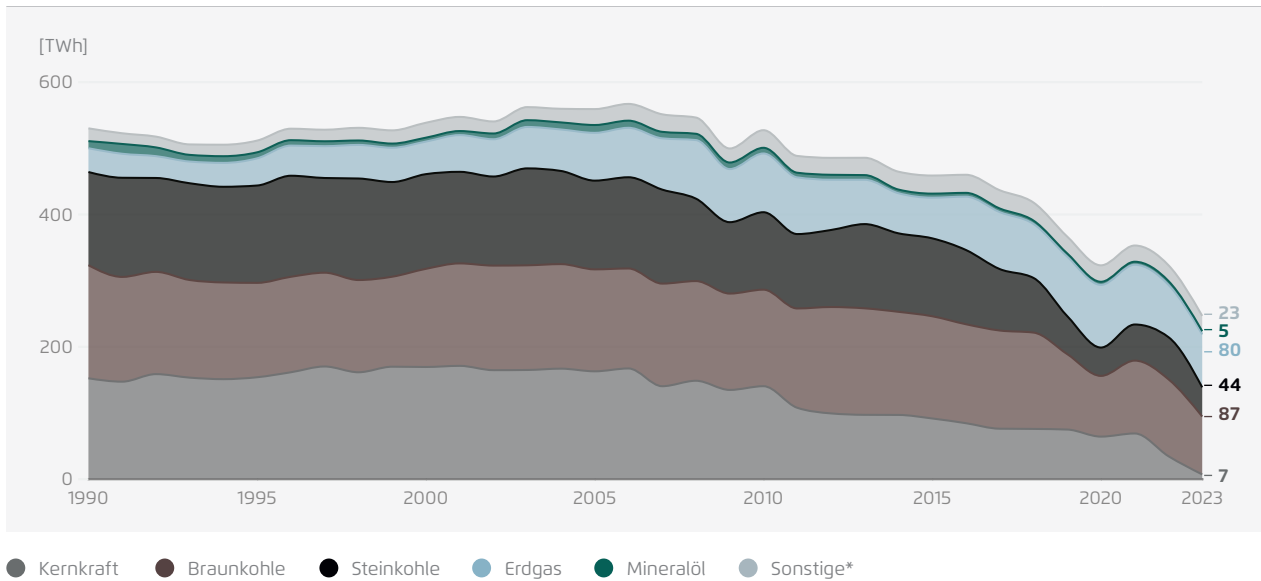
→ Abb. 4_9



AGEB (2023b) • *inklusive biogenem Abfall; 2023: vorläufige Daten

Bruttostromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 1990 bis 2023

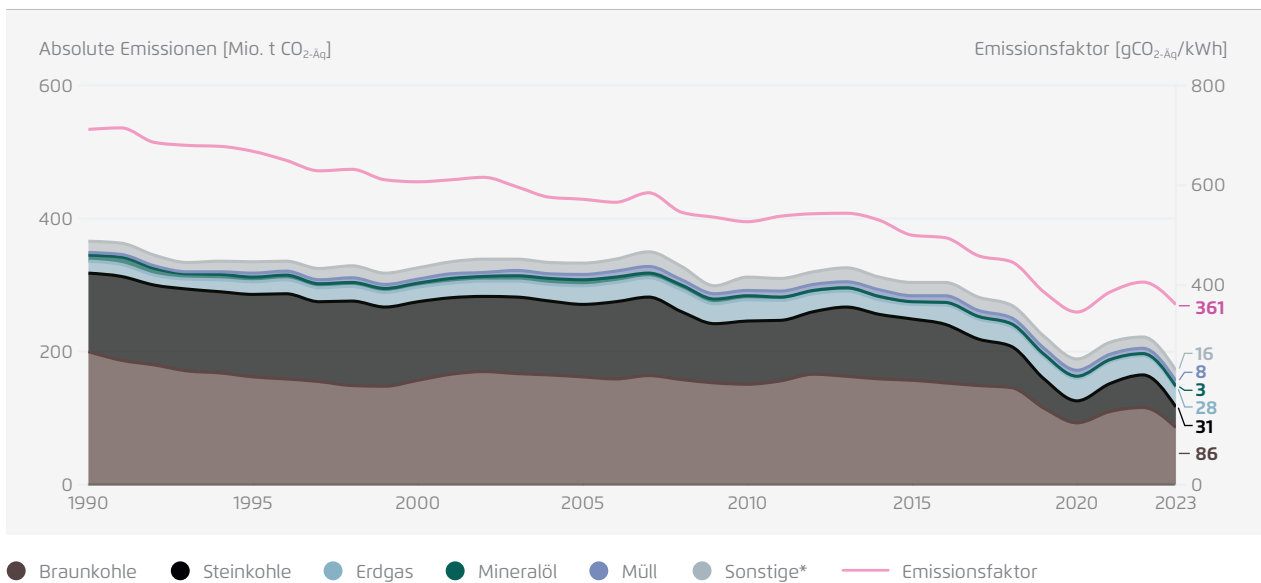
→ Abb. 4_10



AGEB (2023b) • *inklusive Pumpspeicherkraftwerke; 2023: vorläufige Daten

Mit der fossilen Stromerzeugung sank auch der CO₂-Ausstoß je kWh

→ Abb. 4_11



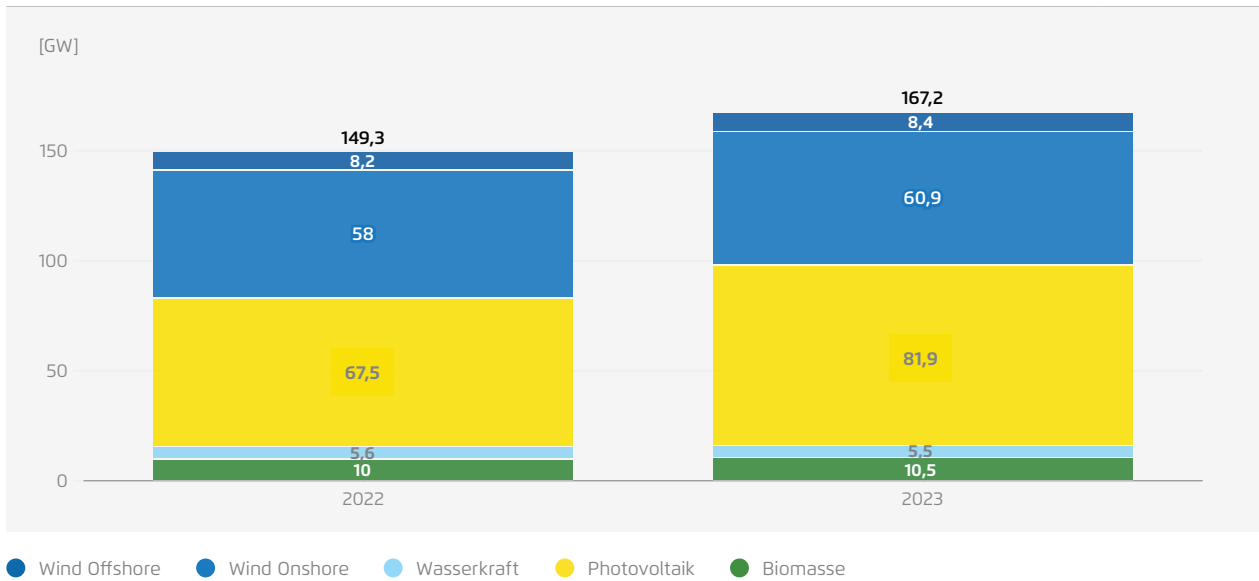
UBA (2023c), AGEB (2023b) • Absolute Emissionen bezogen auf Bruttostromerzeugung exkl. Pumpspeicherkraftwerke; Emissionsfaktor bezogen auf Nettostromerzeugung inkl. Pumpspeicherkraftwerke; 2021 und 2022: vorläufige Daten; 2023: Prognose

betroffen. Die Stromgestehungskosten von Kohlekraftwerken steigen daher mit zunehmenden CO₂-Preisen stärker an als die von Erdgaskraftwerken.

Die Stromerzeugung aus der Verbrennung von Öl ging von 5,7 auf 4,9 TWh zurück, während die sonstige Stromproduktion aus Pumpspeicher- und Abfallkraftwerken mit 28 TWh etwa auf ähnlichem Niveau stagnierte (-0,7 TWh).

Die installierte Leistung Erneuerbarer Energien stieg vor allem durch starken Photovoltaik-Zubau

→ Abb. 4_12



2022: AGEE-Stat (2023b) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf Bundesnetzagentur (2023c)

4.4 Kraftwerkspark

Die installierte Gesamtleistung des deutschen Kraftwerkspark stieg im Jahr 2023 von 233 auf 245 GW.

Bei den Erneuerbaren Energien stieg die installierte Leistung von 149 auf 167 GW, vor allem infolge des dynamischen Ausbaus der Photovoltaik (14,4 GW). Auch bei der Windkraft an Land wurde ein Zubau von 2,9 GW realisiert. Damit blieb der Ausbau der Windkraft allerdings hinter den erforderlichen Zahlen zurück. Als Indikator für den zukünftigen Zubau der Windkraft zeichnen sich dennoch auch bei den Genehmigungszahlen für Windkraftanlagen eine positive Entwicklung ab.

Die Veränderungen beim konventionellen Kraftwerkspark von 83,8 auf 80,6 GW installierter Leistung waren maßgeblich geprägt durch die geplante Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 im April 2023. Damit schieden 4,1 Gigawatt Leistung aus dem nationalen Kraftwerkspark aus. Zudem wurden die Regelungen zur Versorgungsreserve für den Winter 2023/2024 verlängert. Bis Ende März 2024 können somit die Öl-, Stein- und Braunkohlekraftwerke in

der Versorgungsreserve weiter am Strommarkt teilnehmen. Die Regelungen waren 2022 verabschiedet worden, um die Stromversorgung auch im Fall einer möglichen Gasmangellage sicher zu gewährleisten.

In den kommenden beiden Jahren wird die Stilllegung von knapp zwölf Gigawatt steuerbarer Leistung erwartet (BnetzA 2023d). Dem steht ein bereits in Planung befindlicher Zubau von 2,4 Gigawatt steuerbarer Leistung gegenüber – davon 2,2 Gigawatt Gaskraftwerke und 0,2 Gigawatt Batteriespeicher. Darüber hinaus gibt es Ankündigungen von Kraftwerksbetreibern, mittelfristig sieben weitere Gigawatt zuzubauen (Bundesregierung Drucksache 20/8718).

4.4.1 Erneuerbare Energien und Ausschreibungsergebnisse

Der Zubau der Erneuerbaren Energien lag mit 17,5 Gigawatt 79 Prozent über dem Wachstum im Vorjahr (10 Gigawatt). Die installierte Gesamtleistung von Erneuerbaren Energien erreichte Ende 2023 rund 167 Gigawatt. Bei der Photovoltaik wurde – wie schon in den Jahren zuvor – deutlich mehr Kapazität

installiert als bei der Windenergie an Land: Von insgesamt 18,1 Gigawatt zugebauter erneuerbarer Kapazität entfallen über Dreiviertel auf die Photovoltaik. Die verbleibenden 3,7 Gigawatt verteilen sich auf die Windenergie an Land (2,9 Gigawatt), auf See (0,2 Gigawatt) und auf Biomasse (0,5 Gigawatt).

Mit der Reform des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2023) hat die Bundesregierung als Ziel festgelegt, dass bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des erwarteten Bruttostromverbrauchs in Höhe von dann 750 TWh aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Zur Einhaltung des Ziels muss die aktuelle Zubaudynamik der Photovoltaik beibehalten und der monatliche Zubau darüber hinaus noch um einen Faktor 0,5 gesteigert werden. Bei der Windenergie an Land müssen zur Zielerreichung ab 2024 jährlich 7,7 Gigawatt Leistung zugebaut werden („Netto-Zubau“). Da aktuell und in den kommenden Jahren alte Anlagen in großer Zahl vom Netz gehen, muss in Zukunft ein Brutto-Zubau von etwa 10 Gigawatt jährlich realisiert werden.

Im Jahr 2023 deuteten deutlich steigende Genehmigungszahlen bei der Windenergie an Land auf eine positive Zubaudynamik in den kommenden Jahren hin. Insgesamt wurden 2023 7,7 Gigawatt Windkraftanlagen genehmigt. Diese Entwicklung muss sich ab 2024 auch im realen Ausbau niederschlagen, um den zur Einhaltung der Klimaziele für 2030 und darüber hinaus notwendigen jährlichen Bruttozubau noch zu ermöglichen.

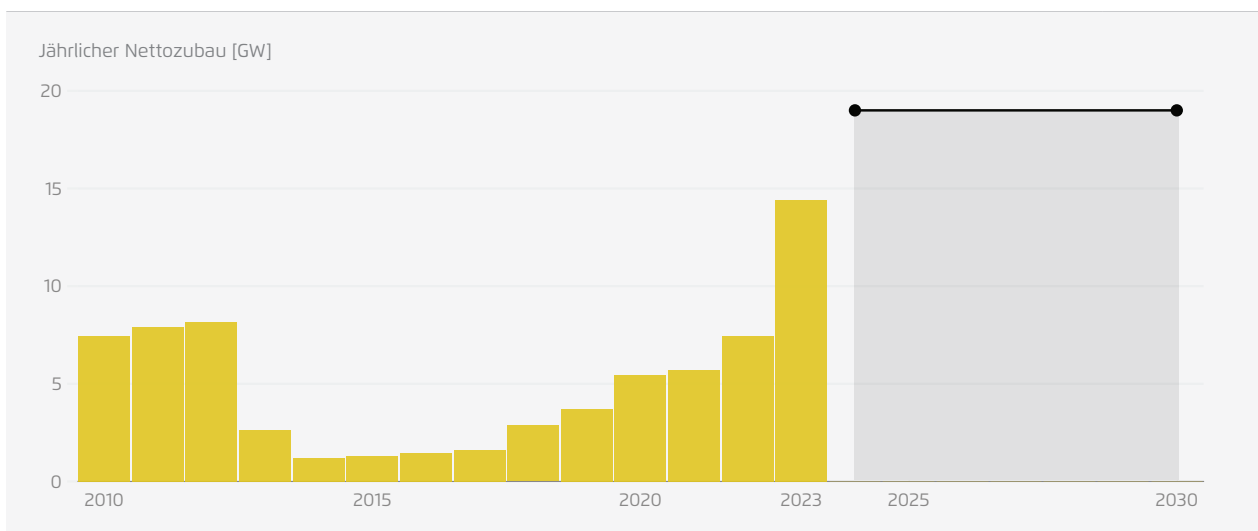
4.4.1.1 Photovoltaik

Zubau

Mit einem Zubau von 14,4 Gigawatt installierter Leistung übertraf der PV-Zubau im Jahr 2023 die Erwartungen. Das PV-Ausbauziel der Bundesregierung für 2023 lag ursprünglich bei neun Gigawatt (BMWK 2023c). Vorrangig getragen wurde die Dynamik von PV-Dachanlagen, die allein 69 Prozent oder 10 Gigawatt zum PV-Gesamtzubau im Jahr 2023 beitrugen. Der Zubau von Freiflächen-Anlagen muss hingegen weiter Fahrt aufnehmen, um den Zielpfad bis 2030 dauerhaft einhalten zu können.

Historischer und zukünftig benötigter Photovoltaik-Zubau für EEG-Ausbauziel 2030

→ Abb. 4_13



● Historischer Netto-Zubau ● Durchschnittlicher jährlich benötigter Netto-Zubau für EEG-Ausbauziel 2030

AGEE-Stat (2023b) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf Bundesnetzagentur (2023c). • Das EEG weist in § 4.3 zweijährige Zubauziele aus; hier dient das Ziel für 2030 als Berechnungsgrundlage.

Photovoltaik-Zubau nach Bundesland im Jahr 2023

→ Abb. 4_14



BNetzA (2023a) und Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023) • Datenabfrage am 19. September 2023

Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Zubau von PV-Anlagen um 7 Gigawatt beziehungsweise 94 Prozent. Die kriegsbedingte Preiskrise der fossilen Energieträger kurbelte die Nachfrage nach eigenen Energiesystemen insbesondere bei privaten Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern an. Die Ertrags- und Umsatzsteuerbefreiung für den Kauf und die Installation von Kleinanlagen (< 30 kW) verstärkte den Trend. Zudem sanken die Preise für PV-Module aufgrund eines Überangebots und sinkender Rohstoffkosten (zum Beispiel bei Polysilizium).

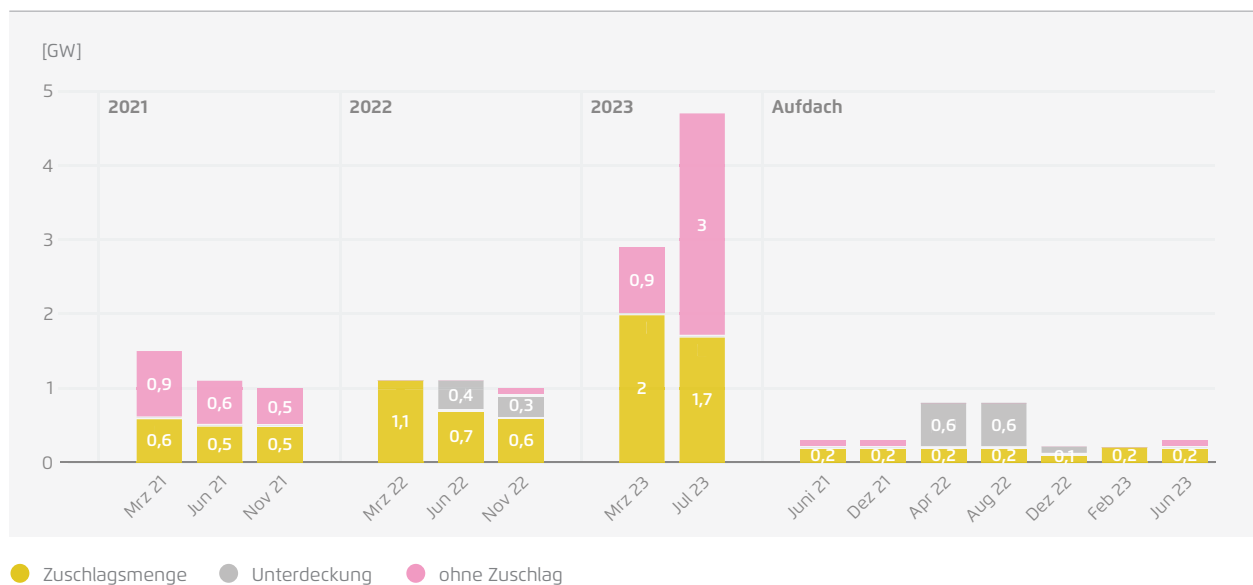
Ergänzt wurde der PV-Boom des Jahres 2023 um Freiflächenanlagen, die ohne EEG-Förderung finanziert und gebaut wurden und die anteilig

9 Prozent der zugebauten PV-Leistung ausmachten. Diese entstehen auch auf Flächen, die nicht EEG-förderfähig sind.

Die Bundesländer Bayern, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Niedersachsen, die den Ausbau in absoluten Zahlen anführten, sind gleichzeitig die größten Flächenländer. Flächenbezogen zeigten die Stadtstaaten einen überdurchschnittlichen Zubau, während ihr absoluter Beitrag zum Zubau trotz vieler Dachflächen gering blieb. Unter den Flächenländern erreichten Nordrhein-Westfalen, das Saarland, Baden-Württemberg und Bayern die höchste flächenbezogene Zubaudichte. Um den ambitionierten Zubau-Pfad auch in den nächsten Jahren zu erreichen, muss das Flächen- und

2023 wandelten sich Photovoltaik-Ausschreibungen von unterdeckt in überzeichnet

→ Abb. 4_15



Bundesnetzagentur (2023)/k

Gebäudepotential in allen Bundesländern gehoben werden. Besonderes Augenmerk liegt dabei auch auf der Freiflächen-Photovoltaik.

Ausschreibungsergebnisse

Ein wichtiger Indikator für den kommenden PV-Zubau sind die Ergebnisse der Auktionen. Nachdem die Ausschreibungen 2022 insgesamt deutlich unterzeichnet blieben, wurden die 2023 um Ausschreibungsmengen in 4 von 5 Ausschreibungsrunden erreicht. Insgesamt lag die gebotene Menge sogar um den Faktor zwei über der ausgeschriebenen Leistung.

Mit einer durchschnittlichen Projektrealisierungszeit von 18 Monaten vom Zuschlag bis zur Inbetriebnahme der Anlagen ist mit dem Zubau der 2023 bezuschlagten 4,2 Gigawatt bis 2025 zu rechnen. Ein zentraler Grund für die verbesserten Auktionsergebnisse dürfte sein, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) als Reaktion auf die gestiegenen Anlagen- und Kapitalkosten die Höchstwerte der Gebote für das Jahr 2023 um jeweils 25 Prozent auf 7,37 ct/kWh für Freiflächenanlagen (1. Segment) und 11,35 ct/kWh für Dachanlagen (2. Segment) an hob (BNetzA 2023g).

4.4.1.2 Windenergie an Land

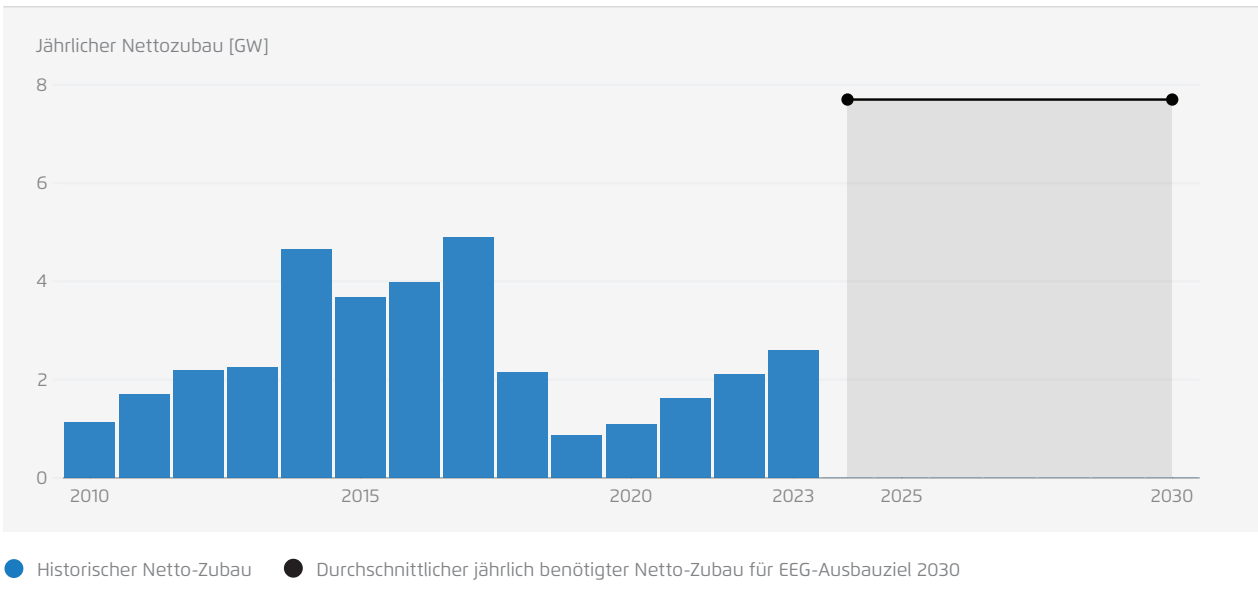
Zubau

Der Ausbau der Windenergie an Land stieg 2023 im vierten Jahr in Folge, fiel mit 2,9 Gigawatt aber deutlich zu gering aus. Um die gesetzlichen Ausbauziele 2030 zu erreichen, muss ab 2024 der jährliche Zubau auf durchschnittlich 7,7 Gigawatt ansteigen. Unterzeichnete Ausschreibungen trotz reduzierter Ausschreibungsmengen erschweren das Erreichen der Zubauziele in den kommenden beiden Jahren zusätzlich. Die günstige Entwicklung bei den Neugenehmigungen erhöht jedoch die Chance, dass die jährlich erforderlichen Zubauvolumina in der zweiten Hälfte dieser Dekade erreicht werden können.

Vier Bundesländer – Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Brandenburg – waren 2023 für fast vier Fünftel (78 Prozent) des bundesweiten Nettozubaus von Windenergieanlagen an Land verantwortlich. Dies bedeutet auch: Der anhaltende Ausbauswerpunkt in Norddeutschland verstärkt Jahr für Jahr das Gefälle zwischen dem produktionsstarken Norden und dem stromhungrigen Süden. In den drei Flächenländern Bayern, Thüringen

Historischer und zukünftig benötigter Wind-an-Land-Zubau für EEG-Ausbauziel 2030

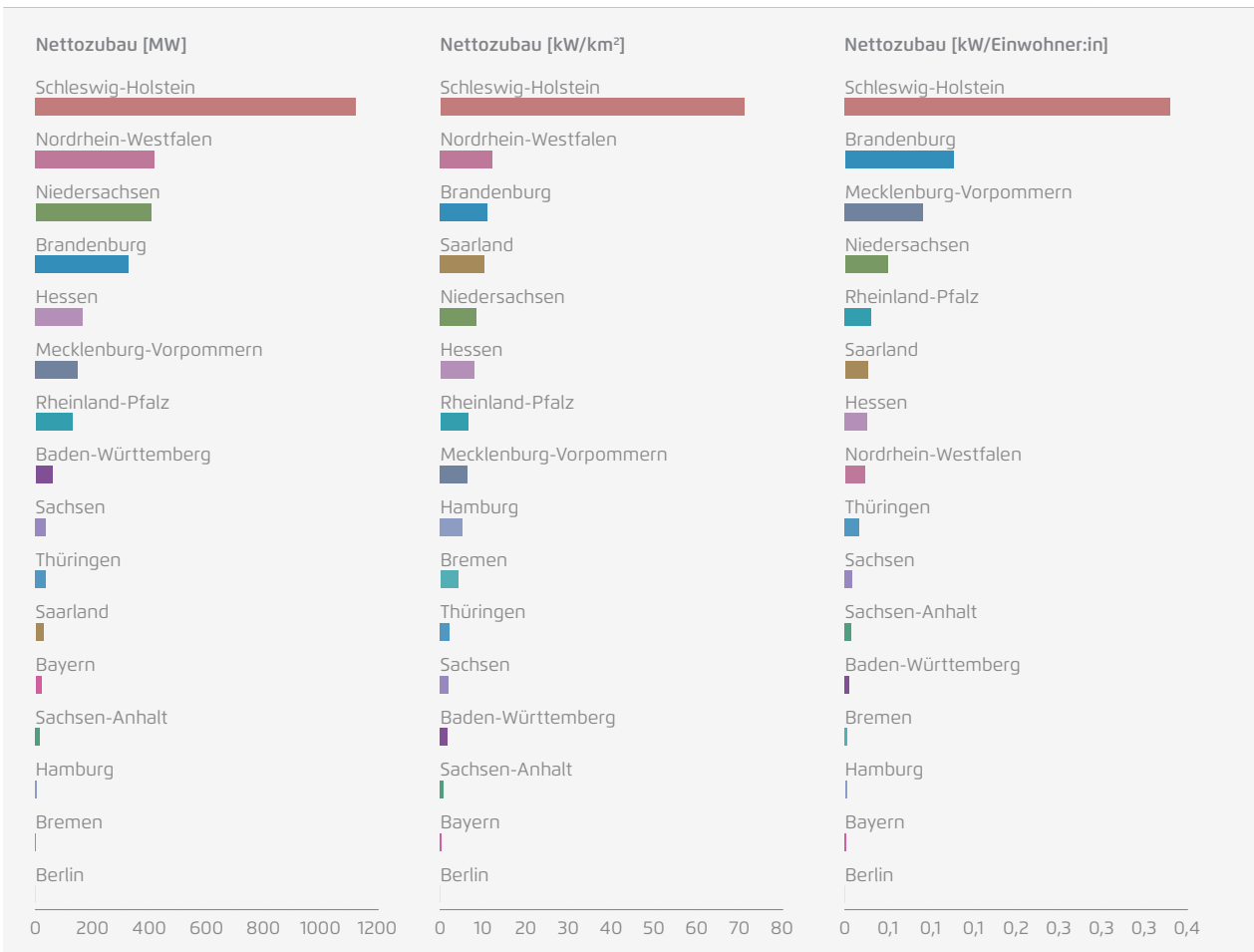
→ Abb. 4_16



AGEE-Stat (2023b) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf Bundesnetzagentur (2023c).

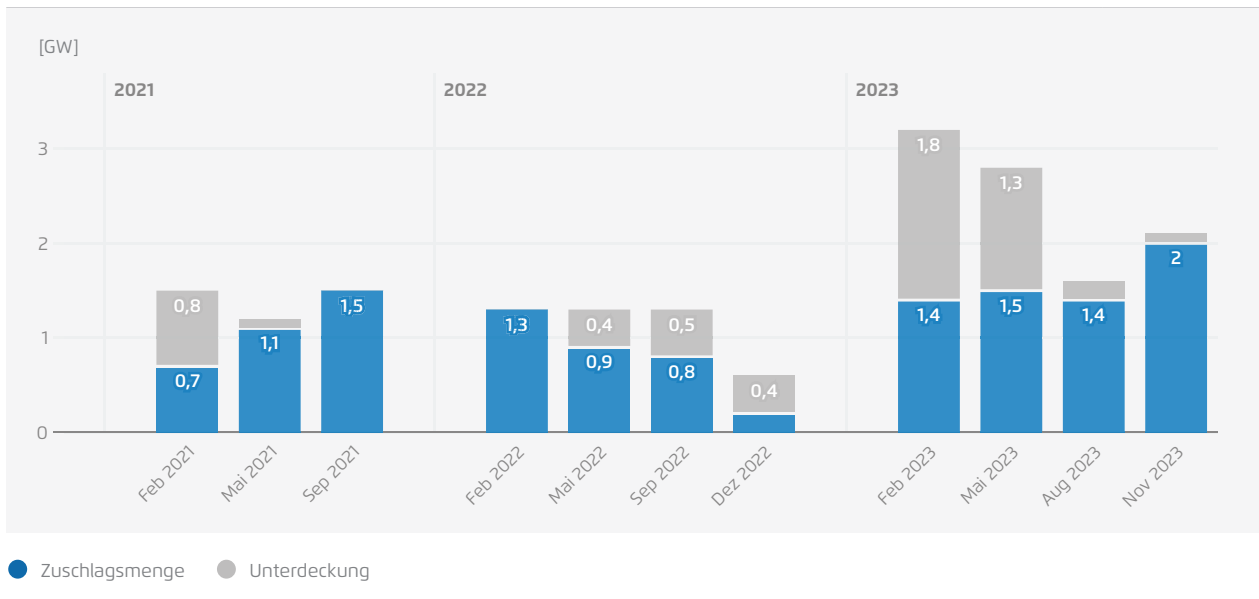
Wind-an-Land-Zubau nach Bundesland im Jahr 2023

→ Abb. 4_17



BNetzA (2023c) und Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023) • Datenabrfrage am 19. Dezember 2023.

Ausschreibungen Windkraft an Land: Mehr Zuschläge als 2022, aber unterdeckt → Abb. 4_18



BNetzA (2023)

und Sachsen lag der Zubau an Windenergieleistung in diesem Jahr unter anderem aufgrund bisher strenger Abstandsregelungen für Windkraftanlagen bei insgesamt etwa 92 Megawatt. Schleswig-Holstein allein erreichte mit 1.124 Megawatt 12 mal mehr.

Ausschreibungsergebnisse

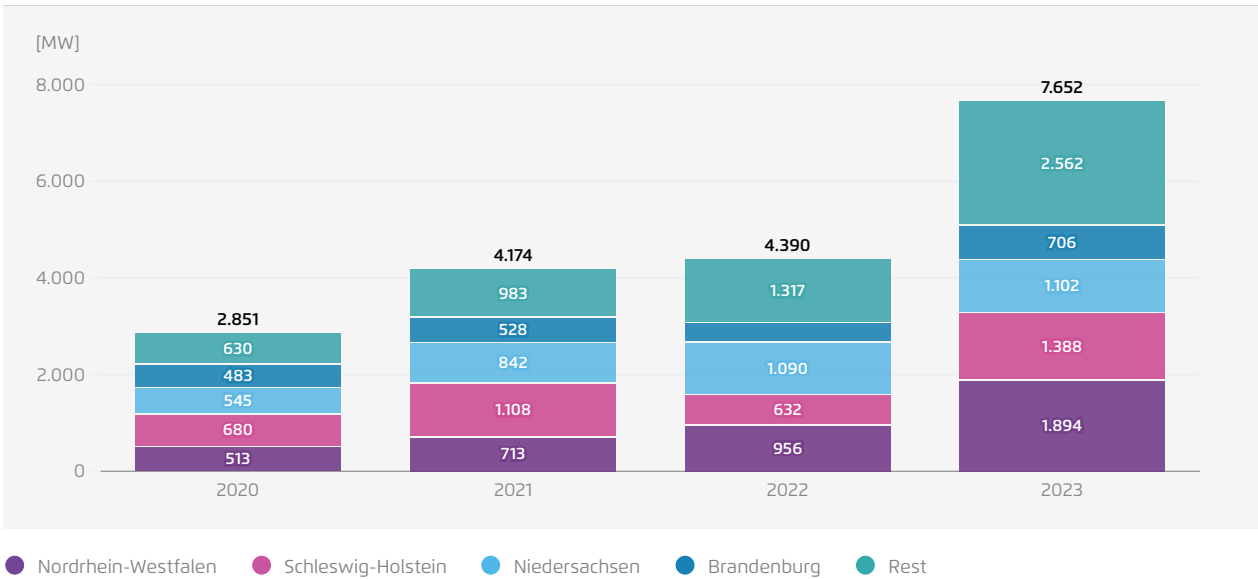
Für den zu erwartenden Zubau der kommenden beiden Jahre ist jeweils die Zuschlagsmenge in den Ausschreibungen der zentrale Indikator. Die Ausschreibungsmenge von 9,8 Gigawatt im Jahr 2023 wurden mit einer bezuschlagten Menge von 6,4 Gigawatt um 35 Prozent unterschritten. Dabei hatte die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen der endogenen Mengensteuerung in drei von vier Auktionen die geplanten Ausschreibungsmengen aufgrund fehlender Projekte schon im Vorfeld reduziert. Die Anhebung der so genannten Höchstgebotswerte für das Jahr 2023 um 25 Prozent auf 7,35 ct/kWh (BNetzA 2023h) konnte die Zuschlagsmengen im Jahr 2023 zwar stabilisieren, das ursprünglich angestrebte Jahresziel von 12,8 Gigawatt Zuschlagsmenge wurde jedoch bei weitem nicht erreicht. Aufgrund der durchschnittlichen Projektrealisierungszeit von 23 Monaten vom Auktionszuschlag bis zur

Inbetriebnahme der Anlage bleibt in den nächsten beiden Jahren das Risiko einer Zielverfehlung des Windenergiezubaues erhalten.

Genehmigungen

Das Volumen neu genehmigter Windenergieanlagen an Land nahmen im Jahr 2023 deutlich Fahrt auf und stieg um 74 Prozent auf 7,7 Gigawatt. Bei einer durchschnittlichen Realisierungsdauer von 27 Monaten zwischen Genehmigung und erster Strom einspeisung deutet die zunehmende Dynamik auf eine positive Zubauentwicklung im Jahr 2025 hin. Um die in den letzten Jahren verfehlten Ausbauziele und die Außerbetriebnahme alter Windenergieanlagen zu kompensieren, muss sich dieses Wachstum verstetigen und weiter beschleunigen, um zeitnah auf den nötigen Zubaupfad zu gelangen. Wie beim Zubau zeichnet sich auch bei den Genehmigungen eine starke regionale Konzentration ab. Auf die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg entfielen im Jahr 2023 67 Prozent der neu genehmigten Mengen. Für die Zielerreichung ist voraussichtlich auch eine größere Gleichmäßigkeit der Genehmigungen über alle Flächenländer unumgänglich.

Erteilte Genehmigungen (in Planung oder in Betrieb) von Windenergieanlagen an Land nach Genehmigungsjahr und Bundesland → Abb. 4_19



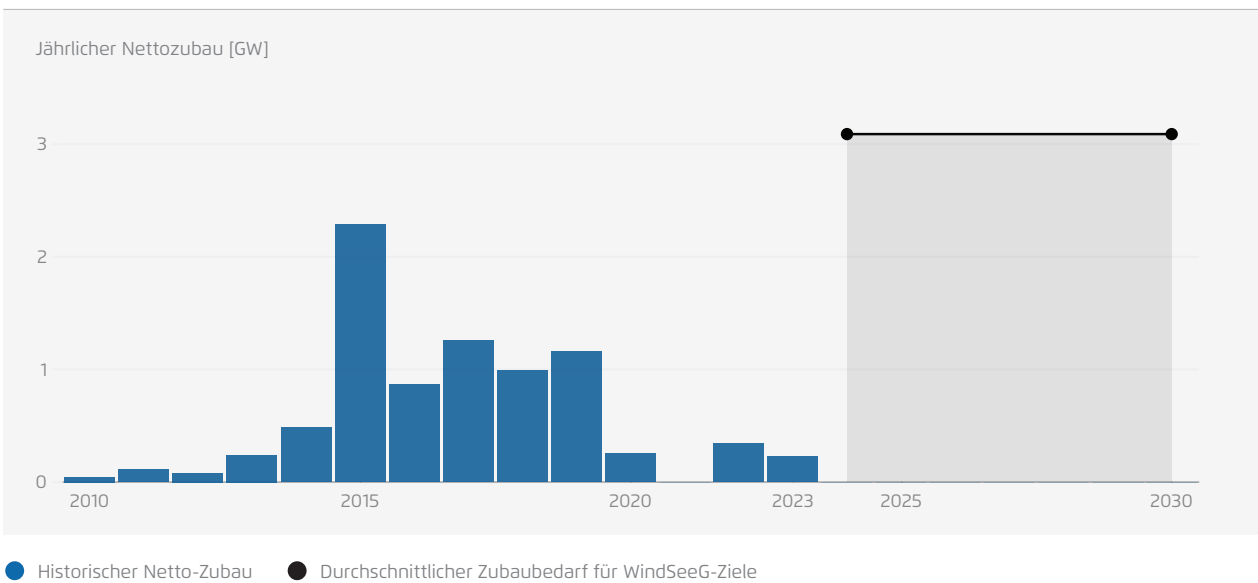
BNetzA (2023m) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf Datenabfrage bis November

4.4.1.3 Windenergie auf See

Der Ausbau der Offshore-Windenergie verlief mit 0,2 Gigawatt neuer Kapazität im Jahr 2023 (vorläufige Daten) weiterhin schleppend. Nach wie vor fehlt es an

Übertragungsleitungen, um den Offshore-Windstrom in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Mit der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) haben Bundesregierung und Parlament ein Ziel von 30 Gigawatt installierter

Historischer und zukünftig benötigter Wind-auf-See-Zubau für WindSeeG-Ziele → Abb. 4_20



AGEE-Stat (2023b) • 2023: Prognose von Agora Energiewende basierend auf Bundesnetzagentur (2023c)

Leistung für Offshore-Windenergieanlagen bis 2030 verankert. Unter Berücksichtigung des geringen Zubaus im Jahr 2023 ergibt sich daraus ein jährlicher Nettozubaubedarf von durchschnittlich 3,1 Gigawatt bis 2030. Der Zubau muss sich damit gegenüber 2023 mehr als verzehnfachen. Der Zeitverzug zwischen politischen Maßnahmen und einer realen Beschleunigung des Zubaus ist bei den planerisch aufwändigen Offshore-Projekten besonders hoch.

Im Sommer 2023 wurde eine Ausschreibung für vier nicht zentral voruntersuchte Flächen mit einem Ausschreibungsvolumen von insgesamt 7.000 MW Windenergieleistung in Nord- und Ostsee durchgeführt. Die Inbetriebnahme der Anlagen ist ab dem Jahr 2030 vorgesehen. Die ausgeschriebenen Flächen müssen von den erfolgreichen Bietern eigenständig hinsichtlich Meeresumwelt, Baugrund und Wind- und ozeanographischen Verhältnissen analysiert werden. Für diese Flächen wurde erstmals ein so genanntes dynamisches Gebotsverfahren durchgeführt, in dem eine Gesamtsumme von 12,6 Milliarden Euro Erlöst wurde. Dies bedeutet, dass die Unternehmen, die den Zuschlag erhielten, diese Summe für das Recht zahlen, auf den entsprechenden Flächen Offshore-Windenergieanlagen zu errichten und den erzeugten Strom am Markt zu verkaufen oder aber selbst zu nutzen.

Ebenfalls wurde eine Ausschreibung für vier zentral voruntersuchte Flächen in der Nordsee durchgeführt, mit einem Ausschreibungsvolumen von 1.800 MW, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2028 vorgesehen ist. Diese Flächen sind bereits hinsichtlich der Meeresumwelt, des Baugrunds und der wind- und ozeanographischen Verhältnisse durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) voruntersucht. Für die zentral voruntersuchten Flächen wurde erstmals ein Gebotsverfahren mit qualitativen Kriterien durchgeführt. Neben der Bereitschaft einer Geldzahlung (es wurde die Summe von 784 Mio. Euro erzielt) für die Nutzung der Fläche wurden qualitative Kriterien wie die Dekarbonisierung des Herstellungsprozesses für die Anlagen mit einbezogen.

Bei erfolgreichem Zuschlag gibt es den Anspruch auf die Durchführung eines Plangenehmigungsverfahrens sowie den Anspruch auf Anschluss und Netzanbindungskapazität.

Nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz ist vorgeschrieben, dass 90 Prozent der Erlöse in die Stromkostensenkung und jeweils 5 Prozent für die Förderung einer umweltschonenden Fischerei sowie 5 Prozent in den Meeresnaturschutz fließen. Die Stromkostensenkungskomponente ist mit Beginn der Fertigstellung der Windparks, ab dem Jahr 2030, jährlich in einem Zeitraum von 20 Jahren an die anbindungsverpflichtenden Übertragungsnetzbetreiber seitens der erfolgreichen Bieter zu leisten. Die restlichen 10 Prozent müssen binnen eines Jahres an den Bundeshaushalt geleistet werden. Dies gilt für beide Ausschreibungsarten.

4.4.2 Konventionelle Stromerzeugung

Die Kapazität des konventionellen Kraftwerksparks sank im Jahr 2023 in Deutschland um 3,2 auf 80,6 Gigawatt. Davon befanden sich 13,1 Gigawatt nicht am Markt, sondern wurden als Reserve vorgehalten: Die Netzreserve umfasste 4,0 Gigawatt Erzeugungskapazität aus Erdgas, Öl- und Steinkohlekraftwerken, während die Kapazitätsreserve 1,3 Gigawatt Erdgaskraftwerke zählte.

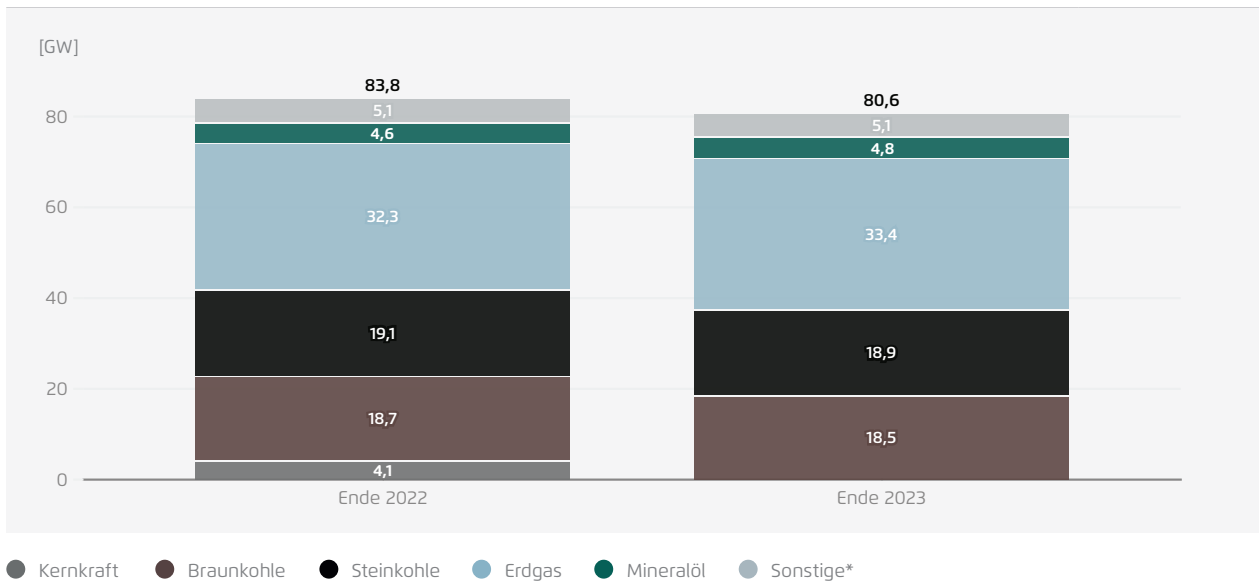
Die geringe Anzahl an Kraftwerken in der Reserve ist ein Ergebnis der fossilen Energiepreiskrise, in deren Folge 6,9 Gigawatt Kohlekraftwerke bis Ende März 2024 an den Strommarkt zurückgeholt wurden, um den Bedarf an teurem Erdgas zu reduzieren.

Zudem gingen im April mit der Stilllegung der drei letzten verbliebenen Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 in Summe 4,1 Gigawatt Kraftwerkskapazität vom Netz. 1,2 Gigawatt Erdgaskapazität kam 2023 hinzu.

Bis 2025 wird die Stilllegung von knapp zwölf Gigawatt Kohlekraftwerksleistung erwartet (BNetzA 2023d). Um im Zuge des Kohleausstiegs stets ausreichend regelbare Kraftwerke vorzuhalten, ist in der

Die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke verringerte sich

→ Abb. 4_21



Bundesnetzagentur (2023d) • Inklusive Reserven, exklusive vorläufig stillgelegter Kraftwerke. 2023: vorläufige Daten.

Folge ein weiterer Zubau von Gaskraftwerken und Speichern notwendig. Bereits im Bau oder in Planung befinden sich 3,7 Gigawatt Leistung. Für den mittelfristigen Zubau gibt es betreiberseitige Ankündigungen für sieben weitere Gigawatt (Drucksache 20/8718).

Mittel- und langfristig müssen regelbare Kraftwerke zunehmend mit emissionsfreien Brennstoffen wie erneuerbarem Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten betrieben werden. Für einen rechtzeitigen Aufbau dieser Kraftwerkskapazitäten hat die Bundesregierung die Ausarbeitung einer Kraftwerkstrategie angekündigt (siehe Kapitel 8.1). Dabei haben die Entwicklungen auf den Strom- und Energiemärkten seit Beginn der Energiepreiskrise im Jahr 2022 die Ausgangslage für den bis 2030 angestrebten Kohleausstieg erheblich verändert und erfordern im Ergebnis eine zusätzliche regulative Begleitung.

Zum einen haben die Reaktivierung beziehungsweise die verschobene Stilllegung von Kohlekraftwerken im Markt zu unterschiedlichen Einschätzungen über den künftig zu erwartenden Kohleausstiegspfad geführt. Zum anderen lösten die krisenbedingten Rekordpreise seit 2022 am Strommarkt eine

Debatte über preisbremsende⁷ und erlösabschöpfende Instrumente⁸ aus. Die teilweise Umsetzung dieser Instrumente signalisierte potenziellen Investor:innen in neue Kraftwerkskapazitäten für Knappheitssituationen das hohe Risiko staatlicher Eingriffe, wann immer es zu krisenbedingt hohen Preisen kommt. In der Summe erschwert die durch staatliche Regulierung in der Krise ausgelöste Unsicherheit naturgemäß Investitionen in neue steuerbare Kapazitäten.

Erschwerend hinzu kommt eine voraussichtlich dauerhafte Verteuerung des Betriebs von Erdgaskraftwerken. Während Erdgas vor der kriegsbedingten Energiepreiskrise als Brückenenergieträger in allen Energieszenarien und -strategien fest verankert war, stehen Investor:innen in Gaskraftwerken nun vor der Herausforderung strukturell höherer Erdgaspreise und einer schwer kalkulierbaren dynamischen Marktentwicklung um gasförmige Energieträger.

Um den Kohleausstiegspfad zu sichern, muss potenziellen Investor:innen deshalb im Rahmen der geplanten Kraftwerksstrategie neues Vertrauen in die

⁷ z. B. Reintegration von Kraftwerksreserven in den Strommarkt, Verlängerung von Laufzeiten, Energiepreisbremsen

⁸ z. B. Übererlösabschöpfung, zweiseitige Contracts-for-Difference

staatliche Steuerung vermittelt werden. Letztlich geht es um die Schaffung einer neuen Planungssicherheit auf der Basis der veränderten energiepolitischen Gesamtsituation.

Gleichzeitig ist der Zubau emissionsfreier regelbarer Kraftwerke nur eine Säule eines funktionierenden klimaneutralen Stromsystems. Darüber hinaus müssen bedarfsseitige Flexibilität, Stromnetze und Speicher ausgebaut werden, um die Transformation hin zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien kostenoptimal umzusetzen.

4.4.3 Speicher

Mit dem Anstieg der Anteile Erneuerbarer Energien werden Speichertechnologien wie Batteriespeicher, Pumpspeicher oder die Umwandlung von Strom in synthetische Gase wie Wasserstoff oder Wasserstoffderivate immer wichtiger. Speicher können überschüssigen Strom in Zeiten von viel Sonne und Wind speichern und diesen in sonnen- und windarmen Zeiträumen zurück ins Netz speisen. Damit bieten sie neben einem verstärkten europäischen

Stromtausch sowie dem gesteuerten Betrieb von E-Pkw, Elektrolyseuren und Wärmepumpen auch eine Möglichkeit, den Netzausbaubedarf zu verringern und den Netzbetrieb zu stabilisieren.

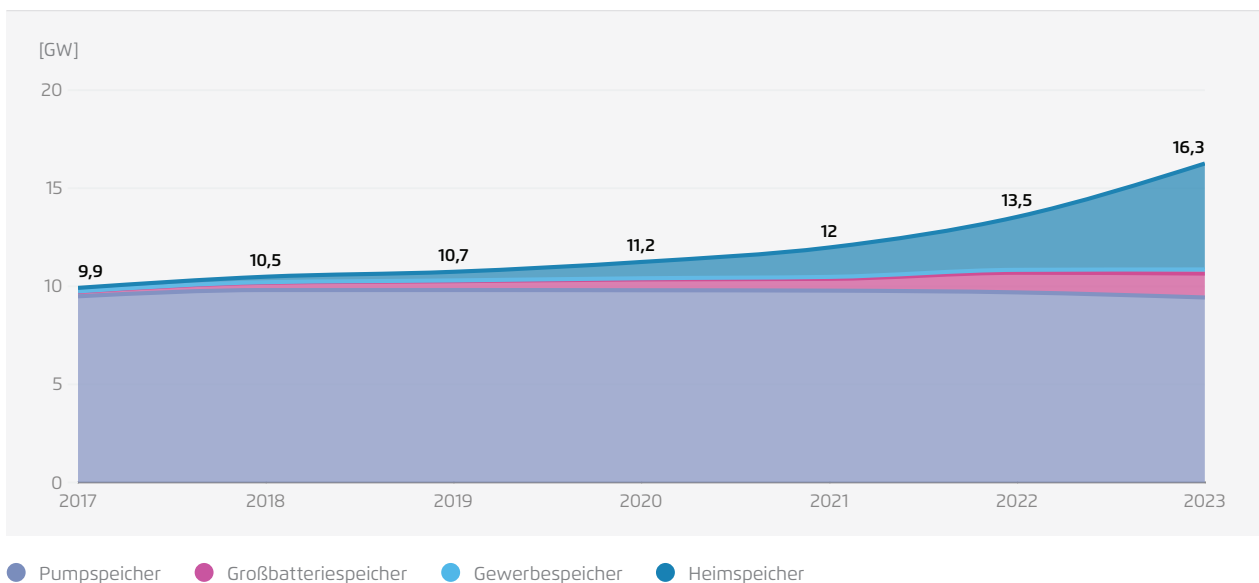
Insgesamt kamen die Speichertechnologien Ende 2023 auf eine installierte Leistung von 16,3 Gigawatt. In Deutschland machen Pumpspeicher mit etwa 9,4 GW den größten Teil der installierten Speicherleistung aus⁹; ihr Potenzial ist hierzulande weitestgehend ausgeschöpft.

Die Anzahl von Batteriespeichern nimmt dagegen dynamisch zu. Bisher dominieren zwei Sorten von Speichern: eine große Anzahl kleiner Heimspeicher, die in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage in Privathaushalten zur Eigenverbrauchserhöhung genutzt werden und einzelne große Speicher, die primär zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt werden. Die dritte Klasse – Gewerbespeicher – dient

⁹ Exklusive Batteriespeichern in E-PKW

Batteriespeicher erhöhten die installierte Speicherleistung 2023 stark

→ Abb. 4_22



BNetzA (2023a), ISEA und PSG RWTH Aachen (2023) • Pumpspeicher inklusive 3,1 GW in Österreich und Luxemburg, die direkt in das deutsche Netz einspeisen

sowohl der Eigenverbrauchserhöhung als auch der Lastspitzenkappung¹⁰ bei Gewerben oder der Schnellladung von Elektrofahrzeugen.

Die Gesamtleistung der Heim-, Groß- und Gewerbespeicher in Deutschland entsprach Ende 2023 mit 7,2 Gigawatt etwa Dreiviertel der Leistung von Pumpspeicherkraftwerken. Neben der Leistungskapazität der Speicher (Gigawatt) ist die eingespeicherte Strommenge eine wichtige Kenngröße (Gigawattstunden), da die Leistungskapazität allein keine Informationen liefert, wie lange die Leistung abgerufen werden kann. Die Speicherkapazität der Heim-, Groß- und Gewerbespeicher betrug 11,2 Gigawattstunden (ISEA RWTH Aachen 2023); das entspricht knapp einem Fünftel des durchschnittlichen stündlichen Strombedarfs in Deutschland.

Darüber hinaus nimmt auch die Anzahl von Batteriespeichern in elektrischen Fahrzeugen zu (siehe Kapitel 5.3). Ende 2023 waren in Deutschland knapp 1,3 Millionen reine Elektrofahrzeuge zugelassen. Einen Beitrag zur Systemstabilität können Elektrofahrzeuge dann liefern, wenn sie systemdienlich geladen werden. Dies geschieht derzeit noch zu selten. Die Speicher aus der Elektromobilität sind in der ausgewiesenen Speicherleistung von 17 Gigawatt nicht enthalten, da E-Pkw bislang in der Regel keinen Strom zurück ins Netz speisen können. Dabei bietet die wachsende Fahrzeugflotte der E-Pkw und Plug-in-Hybride ein enormes theoretisches Potenzial von zum Jahresende 2023 etwa 146 Gigawatt Leistung und 100 GWh Speicherkapazität¹¹.

4.5 Stromnetze

Netzausbau

Übertragungsnetz

Die Modernisierung und der Ausbau der Stromnetzinfrastruktur ist eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Energiewende. Nur mit ausreichenden Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten ist es möglich, den Strom aus Regionen mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung in Regionen mit hohem Strombedarf zu transportieren.

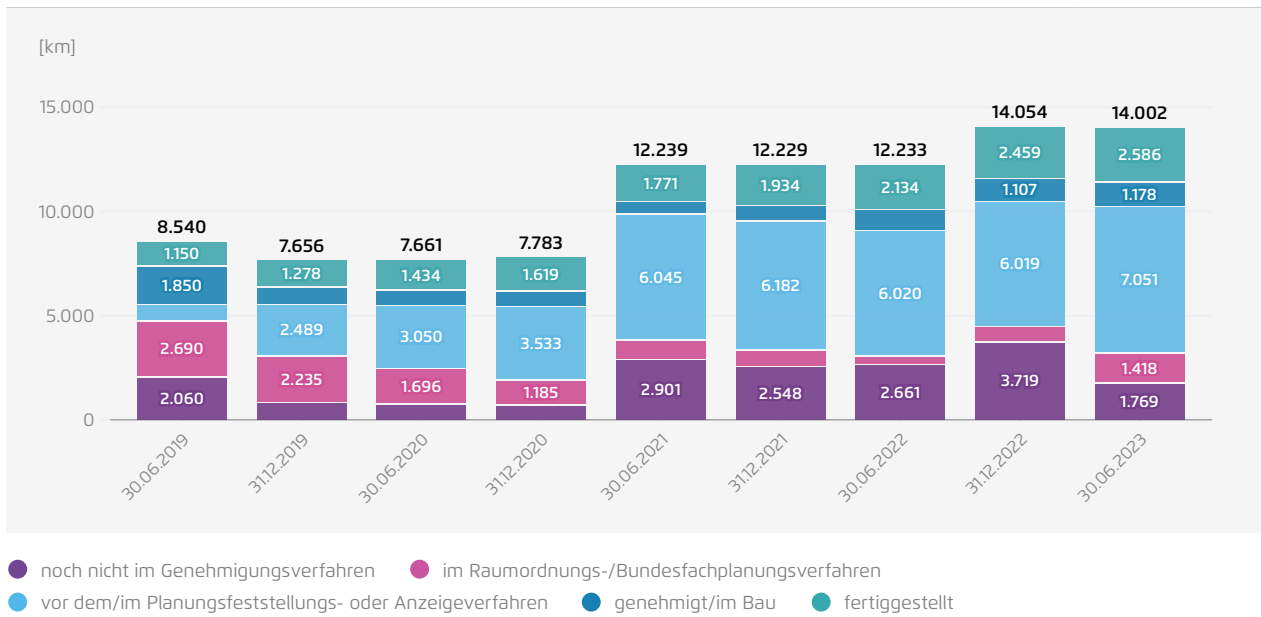
Der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Netzentwicklungsplan (NEP) legt die zukünftigen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz fest, indem anhand verschiedener Szenarien der notwendige Zu- und Ausbau der Netze ermittelt, überprüft und bestätigt wird. Der 2023 vorgelegte, noch zu genehmigende Netzentwicklungsplan 2037/2045 beschreibt erstmalig ein sogenanntes „Klimaneutralitätsnetz“, das ein klimaneutrales Stromsystem bis 2037 und ein klimaneutrales Energiesystem bis zum Jahr 2045 ermöglicht.

Darin rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit einer Steigerung des jährlichen Strombedarfs von heute rund 500 TWh auf etwa 1.300 TWh bis 2045. Zur Deckung dieses Bedarfs planen die Übertragungsnetzbetreiber, bis zum Jahr 2045 eine zusätzliche Leistung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Höhe von 700 Gigawatt an das Übertragungsnetz anzubinden. Das Klimaneutralitätsnetz erfordert daher einen erheblichen Ausbau an zusätzlichen Stromleitungen. Bis zum Jahr 2045 sind zusätzliche Stromleitungen und Leitungsverstärkungen in der Höchstspannungsebene mit einer Länge von rund 34.266 Kilometern an Land und auf See notwendig. Der Investitionsbedarf für diesen Ausbau wird von den Übertragungsnetzbetreibern auf 310 Milliarden Euro geschätzt. Von der Gesamtsumme der auszubauenden Stromleitungen befinden sich 525 Kilometer derzeit im Bau, in der Planung und Genehmigung oder sind bereits Teil von Ausbaugesetzen. Diese Vorhaben werden im NEP als „Startnetz“ bezeichnet. Für das Startnetz wird der Investitionsbedarf

¹⁰ Vermeidung von Verbrauchsspitzen, um Netzentgelte gering zu halten.

¹¹ <https://mobility-charts.rwth-aachen.de/>

Stand des Planungs- und Baufortschritts im Übertragungsnetz zum Stichtag → Abb. 4_23



BNetzA (2023n) • Die Gesamtzahl beschreibt die Gesamtkilometer aller Vorhaben aus dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und dem Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPlG) zum Stichtag

auf 62 Milliarden Euro geschätzt. Das „Zubaunetz“ bezeichnet dagegen die neuen Netzprojekte, die sich noch nicht in der Umsetzung befinden oder in Ausbaugesetzen vorgesehen sind. Deren Umfang beträgt insgesamt etwa 25.700 Kilometer mit einem geschätzten Investitionsvolumen von rund 250 Milliarden Euro (50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW 2023a). Zum Vergleich: Das gegenwärtige Übertragungsnetz umfasst insgesamt rund 37.000 Kilometer.

Vor dem Hintergrund des hohen Ausbaubedarfs schritt der Netzausbau in der ersten Jahreshälfte 2023 noch zu langsam voran: In den ersten beiden Quartalen wurden im Übertragungsnetz 127 zusätzliche Kilometer der Vorhaben im Bundesbedarfsplan und aus dem Energieleitungsausbaugesetz fertiggestellt (BNetzA 2023o). Im Vorjahr waren es im gleichen Zeitraum rund 200 Kilometer (BNetzA 2022). Als Gründe für Verzögerungen im Netzausbau nennen die Übertragungsnetzbetreiber laut einer Umfrage des BMWK vor allem fehlende personelle Kapazitäten bei nachgeschalteten Organisationen

(Dienstleister wie beispielsweise Gutachter), sowie einen erhöhten Ermittlungs-, Prüf- und Darlegungsaufwand (BMWK 2023a).

Trotz dieser Schwierigkeiten ist die Anzahl der neu aufgenommen Genehmigungsprozesse dieses Jahr stark gestiegen. So wurden Genehmigungsverfahren im ersten Halbjahr 2023 für Vorhaben mit einer Gesamtlänge von 1.950 Kilometer gestartet. Im Vorjahresvergleich gab es im gleichen Zeitraum nur für 114 Kilometer neue Verfahren. Zudem steigt die Anzahl der Vorhaben, die sich im letzten Schritt des Genehmigungsverfahrens befinden oder die bereits genehmigt sind und deren Bau starten kann (BNetzA 2023o).

Für einen beschleunigten Netzausbau ist die zügige Erteilung der notwendigen Genehmigungen wichtig. Dies gilt insbesondere für die geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ), die zur Schaffung dringend notwendiger Transportkapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland beitragen sollen. Um deren Ausbau zu beschleunigen, wurde im Jahr 2023 das von der Bundesnetzagentur entwickelte Präferenzraumverfahren eingeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen dabei nicht mehr wie zuvor eigene Vorschläge für einen geeigneten Korridor entwickeln. Stattdessen bestimmt die Bundesnetzagentur einen fünf bis zehn Kilometer breiten Präferenzraum, in dem die Netzbetreiber dann mit der grundstücksgenaue Trassenplanung beginnen können. Ob der gewünschte Effekt der Beschleunigung hierdurch erzielt werden kann, bleibt abzuwarten.

Angesichts des hohen Investitionsbedarfs plant die Bundesregierung den Rückkauf eines Teils des deutschen Stromnetzes vom niederländischen Staatsunternehmen Tennet Holding BV. Ein Tochterunternehmen der Tennet betreibt derzeit den größten Teil des deutschen Stromübertragungsnetzes. Die Übernahme der Tochtergesellschaft, die als entscheidend für den Ausbau der Trassen zum Transport von Windstrom vom Norden in den Süden gilt, ist aber noch nicht abgeschlossen.

Offshore Netzausbau

Der Anbindung von Offshore-Windparks ans Stromnetz kommt besondere Bedeutung zu: Mindestens 70 Gigawatt der oben angegebenen 700 Gigawatt Leistung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen sind laut der Strategie der Bundesregierung Windkraftanlagen auf See, die bis 2045 integriert werden sollen. Mindestens 30 Gigawatt Kapazität sind dabei bereits für 2030 vorgesehen (BMWK 2023a).

Bis Mitte 2023 sind in der Nord- und Ostsee sieben Anbindungsleitungen an Offshore-Windparks realisiert worden. Ihre Kapazität beträgt bisher insgesamt 11,7 Gigawatt (9,8 Gigawatt in der Nordsee und 1,9 Gigawatt in der Ostsee). Bis Ende 2035 sollen zusätzlich fünfzehn Netzanbindungen für Offshore-Winderzeugung in der Nord- und Ostsee fertiggestellt werden (BNetzA 2023o). Zudem soll in den nächsten Jahren laut den Plänen der Bundesregierung die Entwicklung von sogenannten „hybriden“ Offshore-Kooperationsprojekten gestärkt werden, welche die Anbindung eines Offshore-Windparks an zwei nationale Stromnetze ermöglichen und damit den internationalen Stromtransport stärken (BMWK 2023b).

Verteilnetz

Auch die Rolle der Verteilnetze gewinnt immer mehr an Bedeutung. Der weitere Ausbau dezentraler Erneuerbarer-Energien-Anlagen und die stark steigende Zahl elektrischer Verbrauchsanlagen, wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, erfordern weitere Anstrengungen im Bereich der Digitalisierung und des Ausbaus der Verteilnetze. Zudem müssen die Verteilnetze in den nächsten Jahren die stetig steigende Zahl elektrisch betriebener Fahrzeuge und Wärmepumpen mit Strom beliefern.

Die Herausforderungen der nächsten Jahre treffen dabei auf ein stark heterogenes Verteilnetz bestehend aus einer großen Anzahl verschiedener Betreiber mit regional sehr unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen. In Deutschland gibt es etwa 860 Verteilnetzbetreiber. Laut einer Umfrage der Bundesnetzagentur unter den größten 82 Verteilnetzbetreibern, die die Hochspannungsebene nahezu vollständig abdecken und die Mittel- und Niederspannungsebenen zu knapp 80 Prozent, wird der Umfang des erforderlichen Netzausbaus (inklusive Neubau, Ersatz mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Verstärkung und Optimierung) bis zum Jahr 2032 auf insgesamt 92.642 Kilometer Leitungslänge mit angenommenen Kosten in Höhe von 42,27 Milliarden Euro geschätzt (BNetzA 2023e).

Die Investitionen und Aufwendungen in das Verteilnetz sind im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr um knapp ein Fünftel gestiegen. Mit 8.843 Millionen Euro liegen diese rund 5 Prozent höher als 2021 (8.395 Euro). Die Planwerte für 2023 sehen eine weitere deutliche Erhöhung der Investitionen und Aufwendungen der Netzbetreiber auf 10.239 Millionen Euro vor (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2023).

Die Digitalisierung der Verteilnetze wurde im Jahr 2023 weiter vorangetrieben. Die Bundesregierung hat im April 2023 das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende beschlossen, wodurch der Smart-Meter-Rollout beschleunigt werden soll. Demnach ist der Einbau von intelligenten Messsystemen für Haushalte mit einem jährlichen

Stromverbrauch von über 6.000 kWh oder einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von mehr als sieben Kilowatt verpflichtend. Bis 2030 sollen alle diese Abnehmer entsprechend ausgestattet sein. Smart-Meter helfen Netzengpässe zu identifizieren und die kleinteiligeren Kundenverbräuche für dynamische Stromtarife zu messen und abzurechnen. Während etwa die Hälfte der EU-Mitgliedsstaaten bereits die 80-Prozent-Schwelle der Verfügbarkeit von Smart-Metern bei Endkonsumenten erreicht hat, liegt die Verbreitung in Deutschland bei lediglich einem Prozent (ACER 2023, BNetzA 2023n).

Netzengpassmanagement

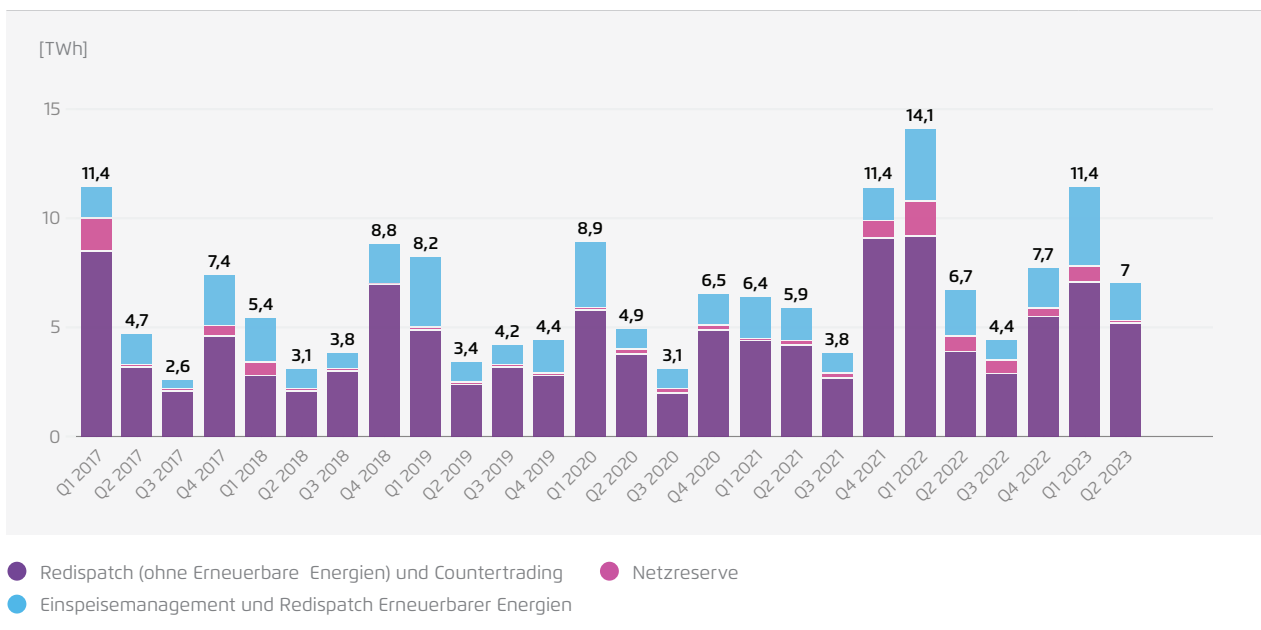
Im ersten Halbjahr 2023 betrug das gesamte Maßnahmenvolumen für das Netzengpassmanagement, einschließlich strom- und spannungsbedingter Anpassungen durch Redispatch, Countertrading und den Einsatz von Netzreserven, etwa 18,4 TWh. Im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022 ergab sich ein Rückgang von knapp 12 Prozent (H1 2022: 20,8 TWh). Dabei ist wichtig zu beachten, dass im ersten Halbjahr 2022 verschiedene außergewöhnliche

Ereignisse, wie Probleme in der Kohlelogistik aufgrund von Niedrigwasser, geringe Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich und mehrere Sturmtiefs, zu einem überproportionalen Anstieg des Volumens geführt hatten.

Beim Blick auf die Anteile der Energieträger, die von Netzengpassmanagementmaßnahmen betroffen waren, fällt auf, dass die abgeregelte Strommenge bei Offshore-Windanlagen im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022 deutlich von 2,6 TWh auf 3,2 TWh anstieg. Dies ist hauptsächlich auf den Zubau von Offshore-Windenergie zurückzuführen, dem der Leistungszubau für den Abtransport nicht Schritt halten konnte. An zweiter Stelle der abgeregelten Energieträger steht der Onshore-Wind mit 1,6 TWh. Auf der Seite der erhöhten Kraftwerkseinsätze führen Kohle- und Erdgaskraftwerke die Liste an (BNetzA 2023f/p).

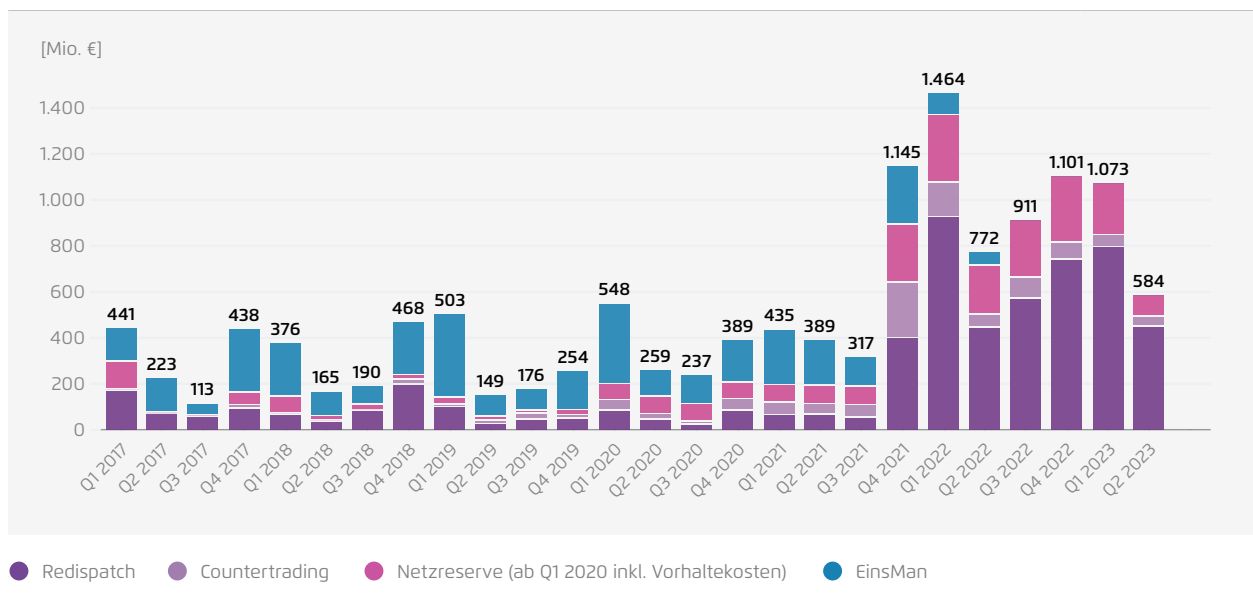
Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen betragen im ersten Halbjahr 2023 etwa 1,7 Milliarden Euro. Dies bedeutet einen Rückgang um 26 Prozent im Vergleich zum ersten Halbjahr 2022 (2,2 Milliarden Euro). Diese Entwicklung ist sowohl auf den mengenmäßigen Rückgang

Abgerufene Mengen an Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement → Abb. 4_24



BNetzA (2023f/p) • Mit Q3 2022 wurde Einspeisemanagement in Redispatch 2.0 überführt.

Die Kosten für Maßnahmen des Netzengpassmanagements blieben auf dem krisenbedingt hohen Niveau → Abb. 4_25



BNetzA (2023f/p) • Mit Q3 2022 wurde Einspeisemanagement in Redispatch 2.0 überführt.

als auch auf gesunkene Brennstoff- und Großhandelspreise zurückzuführen. Die wichtigsten Maßnahmen zur langfristigen Begrenzung der Kosten für die Netzengpassbewirtschaftung bleiben ein zügiger Netzausbau und die rasche Netzverstärkung sowie der Ausbau Erneuerbarer Energien „hinter“ den Netzengpässen. Auch vor dem Hintergrund der nach wie vor hohen Kosten im Netzengpassmanagement bleibt die Frage nach einer möglichen Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone in Deutschland virulent.

Darüber hinaus könnten bisher ungenutzte Flexibilitätspotenziale Netzengpässe kostengünstig entschärfen. Um das Flexibilitätspotenzial durch Lastmanagement in der Industrie und bei der steigenden Anzahl an Power-to-Heat-Anlagen, Batterie- und Heimspeichern zu heben, bedarf es einer systemdienlichen Einbindung dieser Anlagen ins Stromsystem durch zeitlich und lokal differenzierte Preissignale. Ein wichtiger Meilenstein ist hier die Festlegung des neuen § 14a EnWG durch die Bundesnetzagentur, die das Engpassmanagement in der Niederspannungsebene regelt. Netzbetreibern ist es hiernach seit dem 1. Januar 2024 erlaubt, Engpässe abzuwenden, indem sie steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie beispielsweise Wärmepumpen, zeitweise in ihrer Bezugsleistung reduzieren und ab 2025 zeitliche

Preisreize setzen. Da aktuell Engpässe auf niedrigen Spannungsebenen aufgrund fehlender Messtechnik meist nicht genau vorhergesagt werden können, verpflichtet die Bundesnetzagentur die Netzbetreiber hier nachzurüsten (BNetzA 2023b).

Netzentgelte

Die Netzentgelte eines Netzbetreibers ergeben sich aus der genehmigten Erlösobergrenzen (EOG), die die Bundesnetzagentur dem Netzbetreiber bewilligt, und deren Verteilung auf die Anzahl der Netzkundinnen und deren Verbrauchsmengen. Die vorläufigen Netzentgelte werden jeweils am 15. Oktober für das nächste Jahr und die endgültigen Netzentgelte im Januar für das laufende Jahr bekanntgegeben. Die zu zahlenden Netzentgelte sind abhängig von der Spannungsebene, an der die Endkund:innen angeschlossen sind. Für Verbraucher:innen in den Verteilnetzen setzt sich das Netzentgelt aus Übertragungs- und Verteilnetzkosten zusammen.

Übertragungsnetzentgelte

Seit 2019 werden die Übertragungsnetzentgelte der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland schrittweise angeglichen (siehe Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur). Ziel ist unter anderem eine faire und transparente Verteilung der Netzkosten über die Regelzonen hinweg. Im Jahr 2023 wurde diese Anpassung vollendet und die Übertragungsnetzentgelte lagen in allen vier Regelzonen Deutschlands bei 3,12 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh).

Die Übertragungsnetzentgelte verdoppeln sich im Jahr 2024 auf durchschnittlich 6,43 ct/kWh. Wesentlicher Grund sind die infolge der hohen Großhandelspreise stark gestiegenen Engpassmanagementkosten in den vergangenen beiden Jahren. Um die Netzentgelte stabil zu halten, hatte die Bundesregierung zunächst eine Bezuschussung der 2024er Netzentgelte um 5,5 Milliarden Euro geplant – in Fortsetzung der Bezuschussung in Höhe von sogar 12,9 Milliarden Euro in 2023. Die Mittel wurden seinerzeit durch Überschüsse auf dem EEG-Konto finanziert. Im Rahmen der Haushaltsdebatte im Dezember wurde die Netzentgelt-Bezuschussung für 2024 jedoch gestrichen.

Entwicklung der Übertragungsnetzentgelte je Regelzone: → Tabelle 1

Regelzone	2022	2023	2024
50Hertz	3,04	3,12	6,43
Amprion	2,94	3,12	6,43
Tennet	3,29	3,12	6,43
TransnetBW	3,03	3,12	6,43

50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW (2023b)

Verteilnetzentgelte

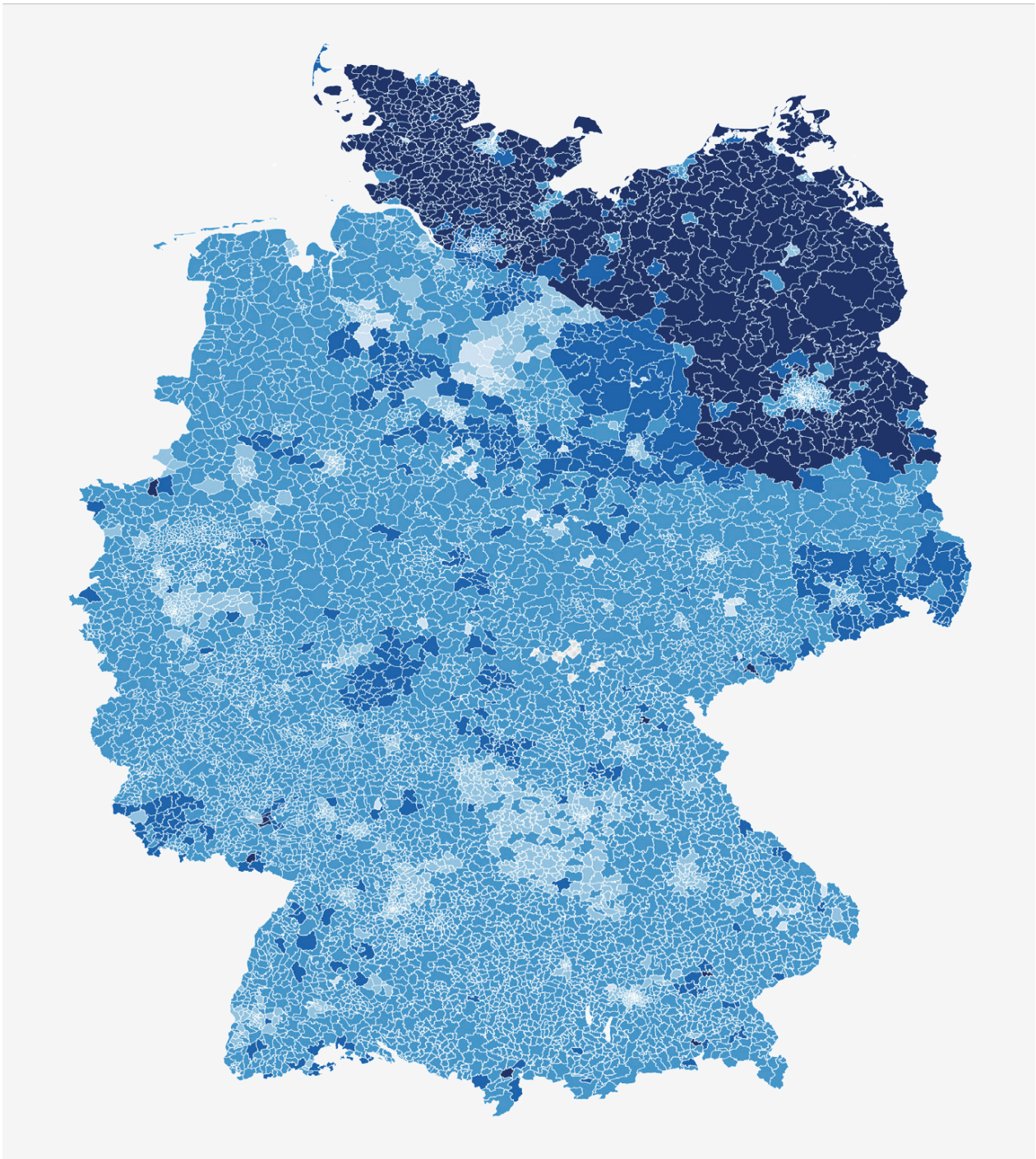
Die Nutzungsentgelte auf Verteilnetzebene sind (bisher) nicht, wie die Übertragungsnetzentgelte, harmonisiert. Traditionell bestehen hier große Unterschiede zwischen den Entgelten je nach Region. Diese erklären sich nicht nur durch die Kosten für das

Einspeisemanagement, die auch auf der Verteilnetzebene anfallen, sondern auch durch unterschiedliche Abnahmedichten. Wenn in einem Netzgebiet wenig Stromabnehmerinnen und Stromabnehmer angesiedelt sind, werden höhere Netzkosten auf weniger Kundinnen und Kunden umgelegt. In der Folge steigen die Kosten proportional stärker als in dicht besiedelten Gebieten mit einer hohen Kundendichte. Der Netzausbau für die Integration der Erneuerbaren Energien verstärkt diese Tendenz.

Eine Auswertung der vorläufigen Preisblätter des Vergleichsportals Verivox zeigt, dass die Netzentgelte im Jahr 2024 im Vergleich zu 2023 um durchschnittlich bundesweit 8 Prozent steigen und die starken regionalen Unterschiede weiterhin bestehen (siehe Abbildung 4_26). Insbesondere in Süddeutschland, wo die Netzentgelte traditionell niedriger waren als an der Küste, ist dieser Anstieg teilweise auf den zunehmenden Einsatz von Photovoltaik (PV) zurückzuführen, was zu einem erhöhten Bedarf an Netzanschlüssen führt. In Norddeutschland verursacht die Integration von Windenergieanlagen sowohl auf See als auch auf dem Land ebenfalls steigende Kosten für die Netzbetreiber. Um diesem Trend entgegenzuwirken und die Endnutzerinnen und Endnutzer in betroffenen Regionen zu entlasten, hat die Bundesnetzagentur im Dezember einen Vorschlag vorgestellt, der die Umwälzung besonders hoher Kosten einzelner Netzbetreiber durch den Netzausbau für Erneuerbare Energien mittels einer Umlage nach § 19 StromNEV ermöglicht. Auf diese Weise können Netzbetreiber mit besonders hohen Ausbaukosten ihre Kosten auf alle Netznutzer bundesweit verteilen.

In den vorläufigen Preisblättern ist der Wegfall des Bundeszuschusses für die Übertragungsnetzentgelte noch nicht berücksichtigt. Daher ist zu erwarten, dass die Netzentgelte auf Verteilnetzebene weiter steigen werden – allerdings je nach Kostenstruktur der einzelnen Verteilnetze und Bezug aus dem Übertragungsnetz in unterschiedlichem Ausmaß. Bei exemplarischer Annahme einer exakten Weitergabe der zusätzlichen 3,3 ct/kWh an die Endkunden, würde dies für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 4.000 kWh zu jährlichen Mehrkosten von rund 132 Euro führen.

Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland im Jahr 2023 → Abb. 4_26



Nettonetzentgelte [€/Jahr]

geringer als 200€	von 300€ bis unter 400€	von 500€ bis unter 600€
von 200€ bis unter 300€	von 400€ bis unter 500€	über 600€

Agora Energiewende basierend auf Verivox (2023) • Abnahmefall Haushalt mit 4.000 kWh Jahresverbrauch, Niederspannung, ohne Leistungsmessung im Standardlastprofil (SLP). Fehlende Daten mit weisser Fläche hinterlegt.

5 Nachfragesektoren

5.1 Industrie

Das Jahr 2023 war für die Industrie in Deutschland weiterhin geprägt von den andauernden Auswirkungen des russischen Angriffskriegs in der Ukraine. Ein schwacher Konsum als Folge einer hohen Inflation, die maßgeblich durch fossile Energieträger ausgelöst wurde, und eine Zurückhaltung bei Investitionen haben die Nachfrage nach Produkten aus der Industrie deutlich abklingen lassen. Auch von der weltweiten Konjunktur gingen kaum positive Impulse für die Wirtschaft aus, so dass Deutschland insgesamt im Jahr 2023 in eine leichte Rezession gerutscht ist. Als Folge dessen war die Industrieproduktion insgesamt im Jahr 2023 stagnierend bis leicht rückläufig.

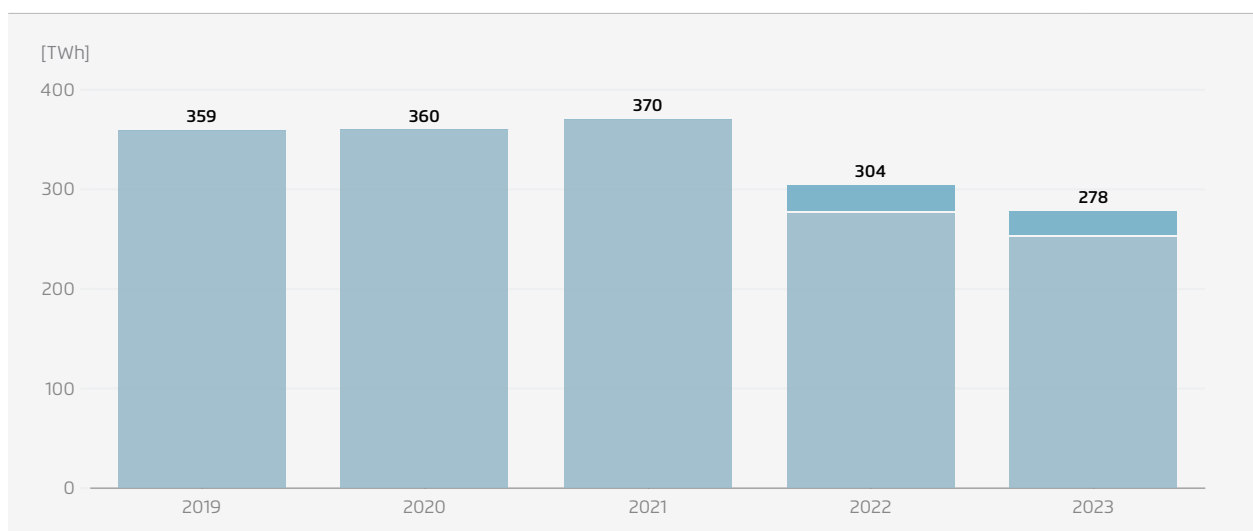
Hohe Energiekosten bei Brennstoffen und Strom (Kapitel 2.2) haben vor allem die Wirtschaftlichkeit der energieintensiven Produktionsprozesse in Deutschland massiv eingeschränkt. Die fünf Industriebranchen mit dem stärksten Energieverbrauch benötigen zusammen etwa drei Viertel des gesamten

industriellen Energieverbrauchs, während ihr Anteil an der industriellen Bruttowertschöpfung nur etwa ein Fünftel beträgt. Ihre Wettbewerbsfähigkeit ist daher besonders von Energiepreisen abhängig. Als Folge der hohen Preise hat sich der bereits im letzten Quartal 2022 eingesetzte Produktionsrückgang in diesen Branchen im Mittel fortgesetzt: Seit Mitte 2023 stagniert ihre Produktion auf einem Niveau von etwa 20 Prozentpunkten unter dem Produktionsniveau von Anfang 2022.

Erschwerend kam für die Grundstoffindustrien hinzu, dass auch die Nachfrage in den nachgelagerten Branchen wenig ausgeprägt war. Die Abschwächung der Baukonjunktur führte zu einem Rückgang der Nachfrage nach Zementklinker, die Hauptquelle für Emissionen aus mineralischen Prozessen. Auch die Nachfrage nach weiteren mineralischen Produkten (z. B. Branntkalk) ist konjunkturabhängig. Da Baustoffe durch einen geringen internationalen Handel eher lokal produziert werden, führt eine schwache Nachfrage hier direkt zu geringeren Emissionen. Da

Der Erdgasabsatz an die Industrie sank 2023 um 8,5 Prozent

→ Abb. 5_1



● Industrie (Bergbau und verarbeitendes Gewerbe; einschl. Industriekraftwerke) ● darunter: nichtenergetischer Verbrauch

bdew (2020), bdew (2021), bdew (2022), bdew (2023a) • 2023: vorläufige Daten

sie kaum im internationalen Wettbewerb stehen, dürfte die Nachfrage bei einer anziehenden (Bau-) Konjunktur jedoch wieder steigen. Gleichzeitig werden damit auch die Emissionen aus der Herstellung von Baustoffen wieder steigen, sofern die Umstellung der Produktionsprozesse auf klimaneutrale Lösungen nicht vorangetrieben wird.

Auch die Emissionen der Metallerzeugung gingen deutlich zurück, was auf den konjunkturell bedingten Nachfrageabschwung, aber auch auf den Rückgang der Produktionsauslastung infolge der gestiegenen Energie- und Rohstoffpreise zurückzuführen ist. So sank die Rohstahlproduktion bis Ende Oktober 2023 um 4,1 Prozent. Auch die Aluminiumproduktion reduzierte sich im Jahresvergleich um 11 Prozent, die energieintensive Produktion von Hüttenaluminium halbierte sich sogar nahezu, wiederum ein Resultat hoher Strompreise.

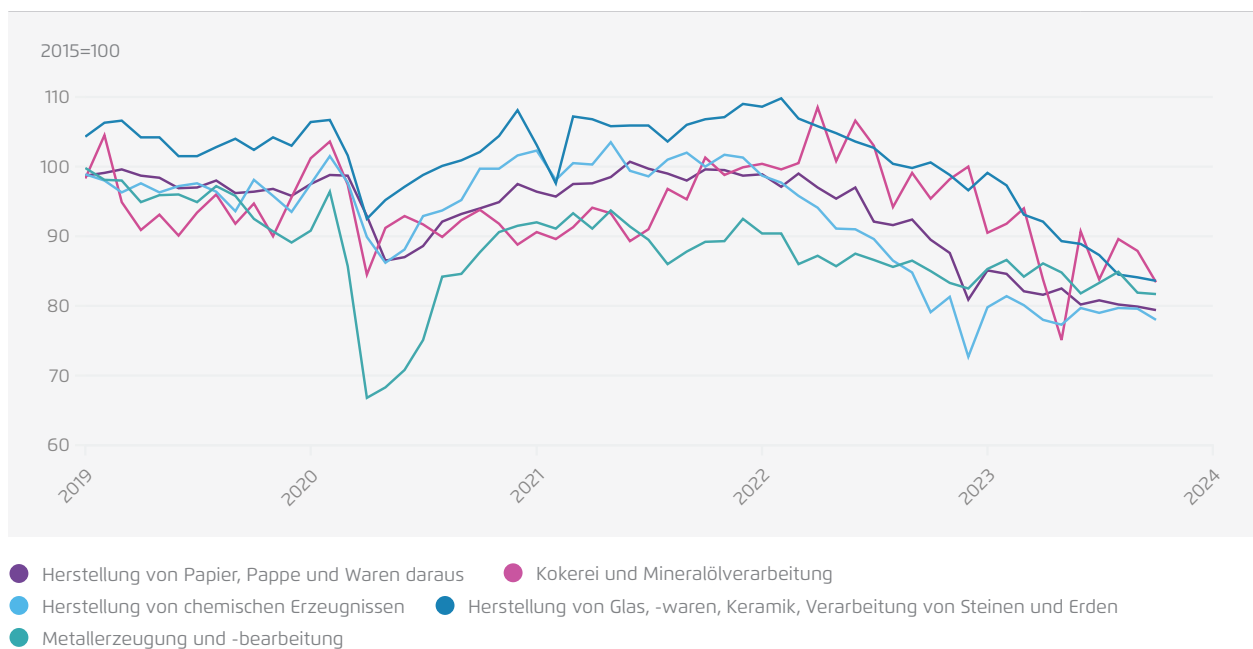
Die Produktion von Ammoniak war in besonderer Weise von hohen Gaspreisen betroffen. Aufgrund von Kostensteigerungen, insbesondere durch die anhaltend hohen Gaspreise, verlor die

Ammoniakproduktion in Deutschland an Wettbewerbsfähigkeit, was zu Produktionsrückgängen und Anlagenschließungen führte. Bereits im Jahr 2022 war die Produktion um rund ein Viertel gesunken. Ab dem Frühjahr 2023 war jedoch eine Erholung im Zuge der gesunkenen Gaspreise zu beobachten. Ende 2023 war die Düngemittelproduktion – welche die Ammoniakproduktion beinhaltet – fast auf dem Niveau wie vor Beginn des Angriffskriegs auf die Ukraine (Abbildung 5_3).

Auch in anderen Bereichen der Wirtschaft war eine schwache Nachfrage ursächlich für den Produktionsrückgang. So hat eine schwache Konjunktur im Verlagswesen deren Papierbedarf und hierdurch auch die Produktion deutlich sinken lassen. Die Nachfrage nach Ölprodukten ist ebenfalls aktuell rückläufig. Zum einen sank konjunkturbedingt der Warentransport auf der Straße und dadurch der Dieseleinsatz. Der Absatz von Diesel ging bis einschließlich September im Jahresvergleich um knapp 4 Prozent zurück, der Absatz an Ottokraftstoffen stieg mit 1,9 Prozent im gleichen Zeitraum an, konnte aber den Rückgang beim Diesel nicht kompensieren.

Entwicklung der Produktionsindizes der energieintensiven Industriezweige

→ Abb. 5_2



Destatis (2023a) • Kalender- und saisonbereinigt nach dem Verfahren X13JDemetra+; Indizes der Produktion im verarbeitenden Gewerbe

Witterungsbedingt war die Nachfrage nach Heizöl ebenfalls moderat. Bis September sanken die Inlandsablieferungen um 5 Prozent (BAFA 2023c). In Verbindung mit leicht gesunkenen Preisen für Ölprodukte erklärt das den geringeren Produktionsindex bei der Mineralölverarbeitung. Der zwischenzeitlich starke Einbruch in der Produktionsstatistik der Mineralölverarbeitung hing mit der Umstellung der Versorgung der Raffinerie in Schwedt weg von russischem Öl zusammen.

Als Folge der beschriebenen Entwicklung hat die deutsche Industrie auch im Jahr 2023 deutlich weniger Energie verbraucht. So ist der Erdgasbedarf der Industrie gegenüber dem Jahr 2022 nochmal um 8,5 Prozent gesunken (Abbildung 5_1).

Neben dem Rückgang des Erdgaseinsatzes für die Erzeugung von Prozesswärme und Strom, blieb auch die stoffliche Nutzung beispielsweise für die Herstellung von Ammoniak zur Düngemittelherstellung auf einem niedrigen Niveau. Strukturell höhere Gaspreise im europäischen Markt durch eine stärkere Nutzung von LNG führen dazu, dass energieintensive

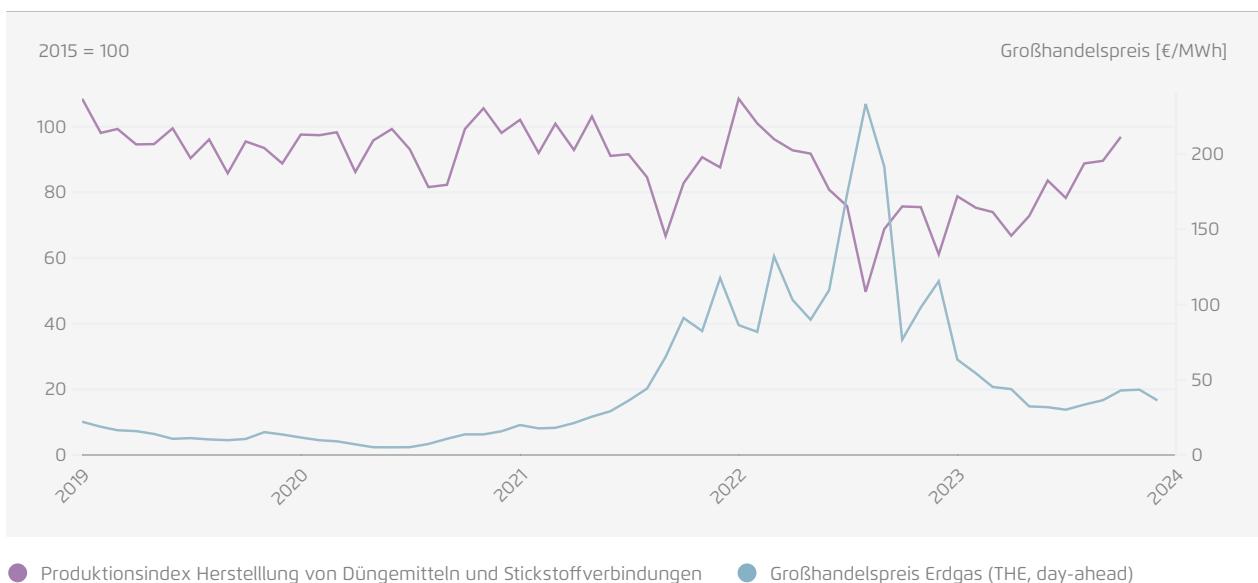
Vor- und Zwischenprodukte, die auf Erdgas beruhen, auch weiterhin mehr importiert werden als vor dem russischen Angriffskrieg in die Ukraine. Im Verlaufe des Jahres 2023 hat sich die Ammoniakproduktion und auch die Produktion von Dünger in Europa von den absoluten Tiefstständen im August des Jahres 2022 wieder erholt und befindet sich fast auf dem gleichen Niveau wie vor der Krise.

Der Rückgang des Erdgasbedarfs geht bisher eher auf Substitutions- und Effizienzeffekte zurück. Die Umstellung der Produktionsprozesse hin zur Klimaneutralität, beispielsweise durch eine stärkere Nutzung von Elektrodenkesseln und Wärmepumpen zur Herstellung von Dampf und Prozesswärme, hat bisher in der Breite aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit noch nicht eingesetzt.

Neben dem Bedarf an Primärenergieträgern ist deshalb im Jahr 2023 auch der Bedarf an Strom in der Industrie deutlich gesunken. Die aktuellen Produktionsrückgänge in der Industrie betreffen wiederum auch beim Energieträger Strom die energieintensive Industrie am stärksten. Sie reagiert sensibel auf

Entwicklung des Produktionsindex für die Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen und Großhandelspreis für Erdgas (THE, day-ahead)

→ Abb. 5_3



Bloomberg (2023) und Destatis (2023a) • Index Saisonbereinigt nach dem Verfahren X13JDemetra+. Die Unterklasse 20.15.0 Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen umfasst: u. a. Herstellung von Düngemitteln, und verwandten Stickstoffprodukten (darunter: Stickstoff- und Sulfosäuren, Ammoniak, Ammoniumchlorid, Ammoniumkarbonat, Kaliumnitrite und -nitrate).

strukturell immer noch höhere Strompreise. Diese verblieben auch im Jahr 2023 trotz der Erfolge beim Ausbau der Erneuerbaren deutlich über dem Vorkriseniveau. Ursächlich dafür ist die anhaltende Auswirkung der Umstellung des europäischen Gasmarktes auf einen stärkeren Bezug von LNG. Gaskraftwerke setzen trotz eines niedrigen Anteils an der gesamten Stromerzeugung häufig den Preis im Strommarkt. Das führt dazu, dass die Industrie auch im Jahr 2023 hohen Strompreisen ausgesetzt war, vor allem im Vergleich zu anderen Märkten (Afry 2023).

Die vergleichsweise hohen Preise haben dazu geführt, dass die Industrie im Jahr 2023 nochmal deutlich weniger Strom (12,5 Terawattstunden) nachgefragt hat als im Krisenjahr 2022. Der Strombedarf der Industrie sank im Jahr 2023 auf insgesamt rund 201 Terawattstunden, was einem Rückgang von etwa 12 Prozent gegenüber 2019, dem Jahr vor der Coronapandemie, entspricht. Damit entfallen rund die Hälfte des Rückgangs des gesamten deutschen Strombedarfs im Jahr 2023 auf die Industrie. Neben dem Rückgang der Produktion hauptsächlich bei energieintensiven Produkten haben die hohen Energiepreise zunehmend auch zu Effizienzverbesserungen geführt. Die beiden Effekte quantitativ zu isolieren ist aufgrund der noch vorläufigen Daten nicht möglich. Da Industrieproduktion insgesamt nur leicht rückläufig war, ist die Emissionsintensität der Industrieproduktion erheblich gesunken.

Verbleiben die Strompreise im deutschen Markt auf dem aktuellen Niveau, ist die deutsche Industrie bezüglich der Stromkosten weiterhin im Nachteil gegenüber anderen Märkten weltweit (Afry 2023). Die hohen Strompreise führen bisher auch dazu, dass Prozesse kaum elektrifiziert werden. Wärmepumpen, Elektrokessel, elektrische Öfen und Schmelzwanen haben über viele Branchen hinweg das Potenzial den Einsatz von fossilen Energieträgern wie Gas und Öl abzulösen – insbesondere im Bereich der Prozesswärme, die für 75 Prozent der Treibhausgasemissionen der Industrie verantwortlich ist. Etwa 80 Prozent dieses Prozesswärmebedarfs lässt sich technisch bereits heute mit Strom bedienen. Bisher bleibt diese Entwicklung jedoch in der Breite aus und somit als Klimaschutzmaßnahme weitgehend ungenutzt.

Dabei ist eine verstärkte Elektrifizierung der Industrie im Zusammenspiel mit einem erfolgreichen Ausbau Erneuerbarer Energien ein zentraler Hebel, um der Industrie günstigere Energiekosten zu ermöglichen. Im Zuge des aktuell wieder anziehenden Zubaus Erneuerbarer Energien sind fallende Strompreise auf dem Terminmarkt ab Mitte der 2020er zu beobachten.

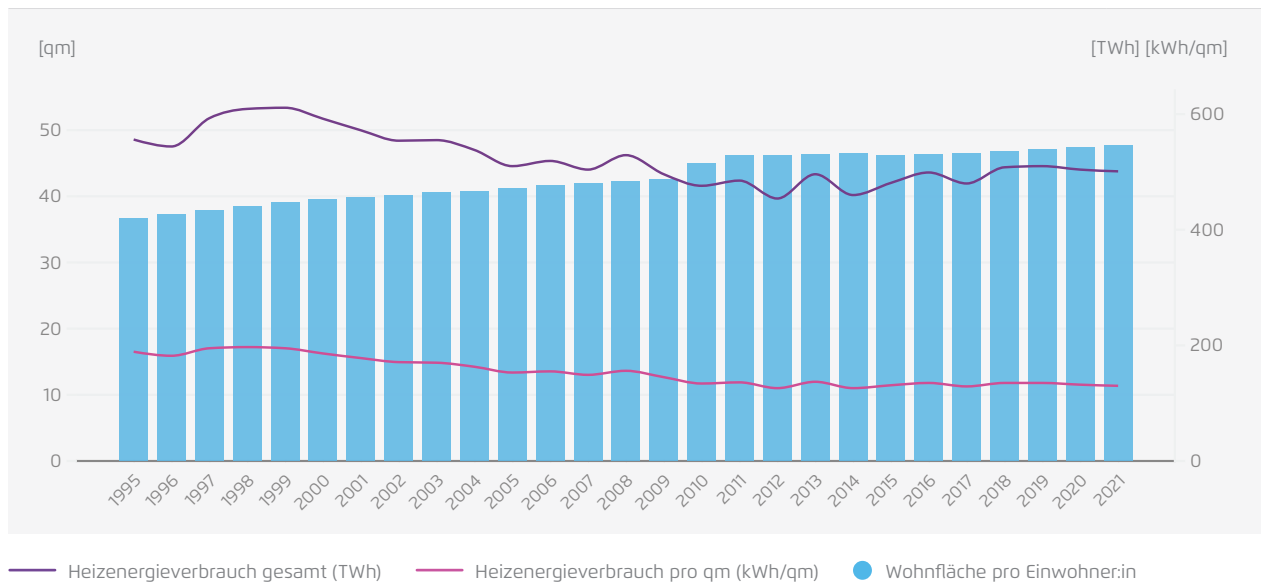
Der erfolgreiche Ausbau von PV und Windkraft ist für die Industrie daher eine zentrale Grundlage zur Stärkung ihrer Wettbewerbsfähigkeit. Mit einer Reform der Netzentgelte, die eine flexible Nachfrage ermöglicht, und durch eine Stärkung des europäischen Binnenmarktes können zudem die Effizienz des Gesamtsystems erhöht und damit die Kosten gesenkt werden.

5.2 Gebäude und Wärme

2023 war ein turbulentes Jahr für den Gebäudesektor. Mit der Reform des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) und dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) wurden drei zentrale Gesetzesinitiativen verabschiedet, die jedoch teilweise zu hitzigen politischen und öffentlichen Diskussionen geführt haben. Diese hohe politische Dynamik spiegelt sich kaum in den Daten des Gebäudesektors für 2023 wider. Grund dafür: Veränderungen vollziehen sich in diesem Sektor durch lange Lebensdauern von Anlagen und Investitionszyklen sehr langsam. Auch die Preisverhältnisse der Energieträger bremsen weiterhin den Wandel. Erdgas ist in Deutschland im Vergleich zu Strom günstig und viel weniger mit Steuern und Abgaben belastet, was den Wechsel zu Wärmepumpen in Haushalten und Wärmenetzen erschwert.

Der Gebäudesektor ist außerdem durch einen Mangel an frei zugänglichen Statistiken und Daten gekennzeichnet, insbesondere im Bereich der Nichtwohngebäude (NWG). Öffentliche, aktuelle und repräsentative Daten sind jedoch eine Grundvoraussetzung, um zielgerichtete Politikinstrumente zu entwickeln und Gebäudeeigentümer:innen und Mieter:innen bei ihren Entscheidungen zu unterstützen.

Der Heizenergieverbrauch pro Wohnfläche sank zwischen 1995 und 2021 um 31 Prozent, der Gesamtverbrauch Deutschlands allerdings nur um zehn Prozent → Abb. 5_4



Heizenergieverbrauch gesamt (temperaturbereinigt): 1995–1999: AGE (2023d) nach BMWi (2017); 2000: Destatis (2023p). • Heizenergieverbrauch pro qm: Eigene Berechnung aus Heizenergieverbrauch gesamt und Destatis (2002, 2008, 2023i). Wohnfläche pro EW: Destatis (2002, 2008, 2023o). Der Bruch 2010 geht auf eine Datenbereinigung aufgrund des Zensus 2011 zurück.

Gebäude in Deutschland: Ein- und Zweifamilienhäuser überwiegen, anhaltender Wohnungsmangel trotz steigender Wohnfläche

Von den rund 21,4 Millionen öffentlich erfassten Gebäuden in Deutschland sind rund 19,5 Millionen Wohngebäude und rund 2,0 Millionen beheizte Nichtwohngebäude (Destatis 2023g, dena 2023). Bei den Wohngebäuden handelt es sich zu 83 Prozent um Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH). Sie stellen rund 60 Prozent der Wohnfläche, aber nur 45 Prozent der Wohneinheiten (dena 2023).

In den letzten Jahrzehnten ist die Zahl der Wohneinheiten trotz überwiegend konstanter Bevölkerungszahl kontinuierlich gestiegen und erreichte im Jahr 2022 mit 43,4 Millionen Wohneinheiten einen neuen Höchststand (Destatis 2023g, Destatis 2023h). Parallel dazu stieg die Wohnfläche pro Person: Lebte eine Person 1995 noch auf durchschnittlich 36,7 Quadratmetern Wohnfläche, waren es 2021 bereits knapp 48 Quadratmeter pro Person (Destatis 2002, 2023o). Dieses Wachstum zehrte einen Teil der – ohnehin bescheidenen – Effizienzgewinne im Gebäudesektor wieder auf (siehe Abbildung 5_4).

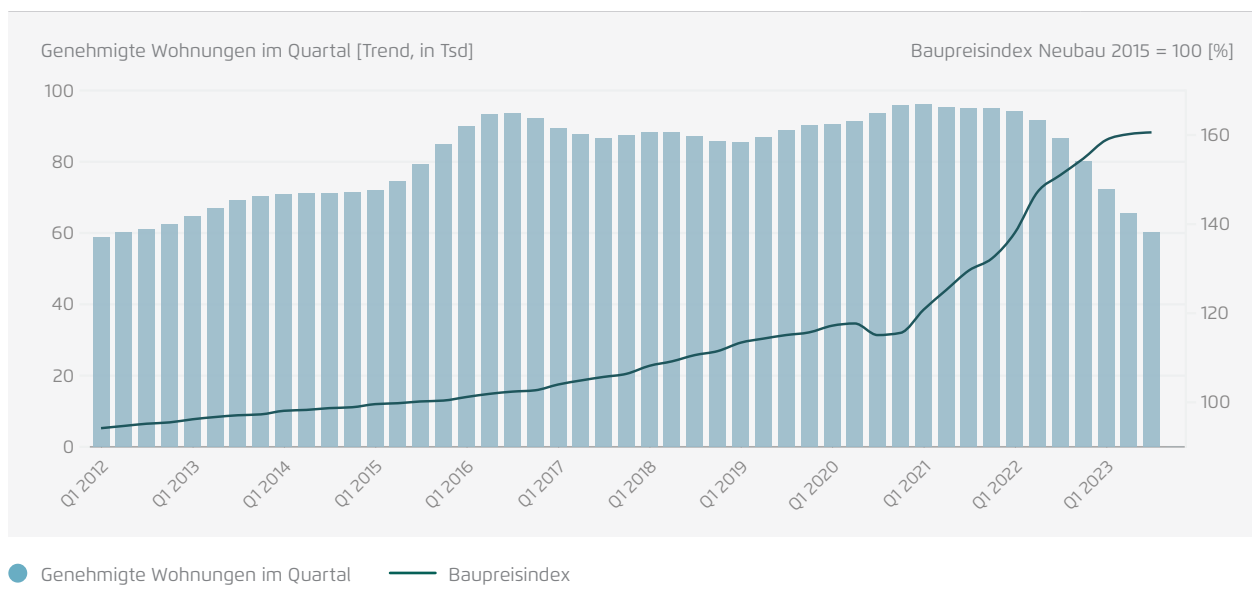
Zugleich herrscht vor allem im urbanen Raum Wohnungsmangel. Um dem entgegenzuwirken, strebt die Bundesregierung an, jährlich 400.000 neue Wohneinheiten zu schaffen. Ein Ziel, das 2023 bei weitem nicht erreicht wurde. Insgesamt gab es im Jahr 2022 noch 295.000 Baufertigstellungen, davon 258.000 Neubauwohnungen in Wohngebäuden (Destatis 2023i). Die Wohnraumschaffung durch Neubau ist zwar mit einem geringen Energieverbrauch in der Nutzungsphase, aber auch mit negativen Umweltwirkungen wie Bodenversiegelung und hohen Emissionen in der Bauphase sowie mit erhöhten Erschließungskosten verbunden (Angstmann und Gärtner 2023; Bundesstiftung Baukultur 2018). Maßnahmen im Gebäudebestand wie Aufstockungen leisteten in den letzten Jahren nur einen Beitrag von rund 10 bis 12 Prozent der fertiggestellten Wohneinheiten (BBSR 2023).

Einbruch im Neubau aufgrund gestiegener Kosten

Für die Bauwirtschaft war 2023 ein Krisenjahr. Nachdem seit Ende 2020 fast 100.000 Wohnungen pro Quartal genehmigt wurden, sank diese Zahl auf rund 60.000 im dritten Quartal 2023 (Destatis 2023j,

Genehmigte Wohnungen und Baupreisindex 2012 bis 2023

→ Abb. 5_5



Destatis (2023j)

siehe Abbildung 5_5). Aufgrund der oft mehrjährigen Bauzeiten von Wohngebäuden ist davon auszugehen, dass sich der starke Rückgang der Wohnungsgenehmigungen mit einer gewissen Zeitverzögerung auch bei den tatsächlich fertiggestellten Wohnungen niederschlagen wird. Für Aufsehen sorgte 2023 auch die Ankündigung großer Wohnungsunternehmen, in Planung befindliche Wohnungsbauprojekte zu stoppen (WAZ 2023).

Ein wesentlicher Treiber dieses Rückgangs ist der Anstieg der Baukosten, der durch die anhaltende Inflation verstärkt wurde. So sind zum Beispiel die Erzeugerpreise für Zement im ersten Halbjahr 2023 gegenüber dem ersten Halbjahr 2021 um fast 50 Prozent und die für Stahl um über 80 Prozent gestiegen (Destatis 2023k). Insgesamt sind die Baukosten im Neubaubereich seit 2015 um 60 Prozent gestiegen (Destatis 2023l). Ab Mitte 2023 hat sich die Situation jedoch etwas entschärft: Der Anstieg der Baupreise hat sich abgeschwächt und im Bauhauptgewerbe sind wieder mehr Aufträge eingegangen als im Vorjahreszeitraum (Destatis 2023m). Allerdings sind auch die Bauzinsen und damit Finanzierungskosten im Jahr 2022 sprunghaft angestiegen und lagen im Jahr 2023 mit einer 15-jährigen Sollzinsbindung bei durchschnittlich rund 4 Prozent (Statista 2023).

Leichter Rückgang der Gebäudesanierung – aber Einstieg in den Sanierungsmarkt bietet Chancen

Die gestiegenen Bau- und Finanzierungskosten haben sich auch auf den Sanierungsmarkt ausgewirkt, wenngleich in geringerem Maße: Während der Umsatz im Wohnungsbau im Bauhauptgewerbe im zweiten Quartal 2023 um 7 Prozent zurückging, sank der Umsatz im Ausbaugewerbe nur um 3,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahresquartal (Destatis 2023n). In den für die energetische Sanierung relevanten Gewerken Elektro, Gas, Wasser und Heizung stiegen die Umsätze sogar deutlich an. Allerdings blieb die für 2023 ermittelte Sanierungsquote mit 0,83 Prozent noch hinter der des letzten Jahres (0,88 Prozent) zurück. Am häufigsten wurden im ersten Halbjahr 2023 Fenster ausgetauscht (1,37 Prozent), am seltensten die Fassade saniert (0,62 Prozent) (BuVEG 2023).

Aufgrund dieser veränderten Ausgangslage bietet sich für etablierte Bauunternehmen durch den Einstieg in den Sanierungsmarkt ein bisher nicht ausgeschöpftes Marktpotenzial. Hierfür liegen bereits innovative Sanierungskonzepte vor, die derzeit an der Schwelle zur Marktreife stehen. So wurden bis Ende November 2023 rund 2.700 Wohneinheiten seriell saniert oder befinden sich aktuell in der

Umsetzung. Durch neue Produktionsmethoden und Geschäftsmodelle sowie Prozessoptimierungen kann auch die Produktivität in der Bauwirtschaft gesteigert werden. Denn während die Produktivität in der Gesamtwirtschaft seit 1991 um 45 Prozent gestiegen ist, ist sie im Baugewerbe sogar leicht gesunken (Hauptverband der Bauindustrie 2022).

Heizenergiebedarf dominiert Energieverbrauch der Haushalte und bleibt weiterhin auf hohem Niveau – Grund ist ein ineffizienter Gebäudebestand

In privaten Haushalten entfällt der weit überwiegende Teil der eingesetzten Endenergie auf Raumwärme (67 Prozent) und Warmwasser (16 Prozent) (AGEB 2023d). Maßgeblich beeinflusst wird der Raumwärmebedarf von gebäudespezifischen Faktoren, wie dem energetischen Zustand und der Wohnfläche, der Außentemperatur, sowie dem individuellen Heiz- und Lüftungsverhalten.

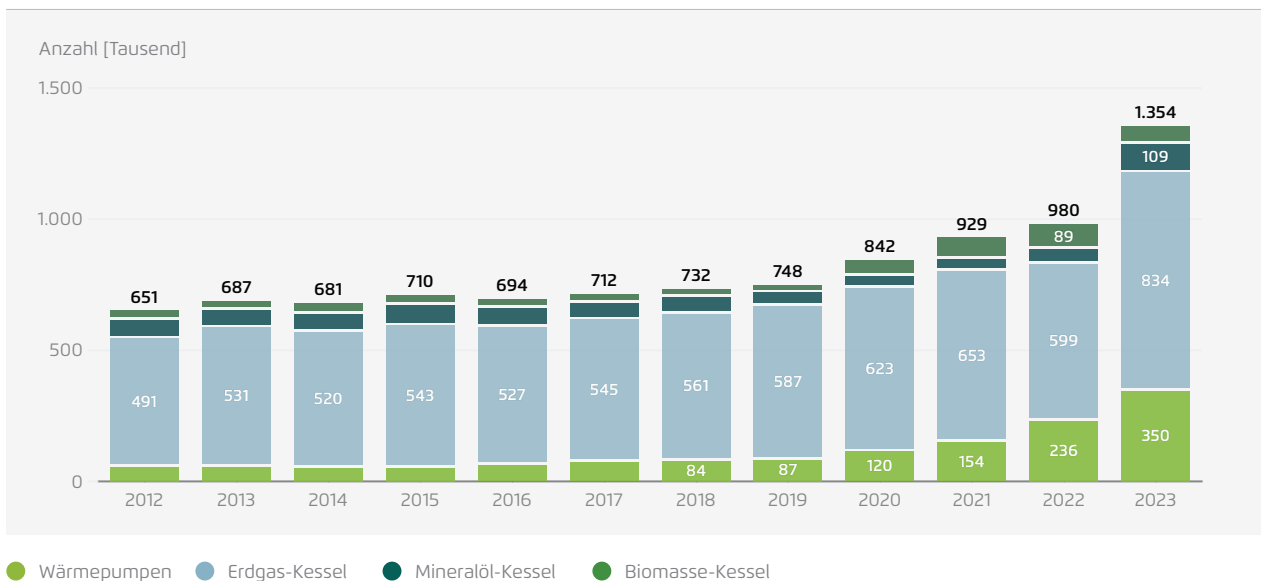
Der Endenergieverbrauch des Gebäudebestands stagniert seit 2010 nahezu unverändert auf hohem Niveau – zwischen 2002 und 2010 war er noch um rund 20 Prozent gesunken (DIW 2023). Im Jahr 2022

führte die fossile Energiekrise sowie das vergleichsweise warme Wetter dazu, dass der Gasverbrauch der Haushalts- und Gewerbekunden um etwa 15 Prozent hinter den Durchschnittsverbräuchen der Vorjahre zurückblieb (BNetzA 2022; bdew 2022). Der temperaturbereinigte Heizenergieverbrauch sank im Gesamtjahr 2022 um etwa fünf Prozent (DIW 2023). Auch in 2023 war die Witterung mild; so blieb der Heizenergiebedarf noch hinter dem des Vorjahres zurück.

Hauptgrund des strukturell hohen Heizenergiebedarfs ist die mangelhafte energetische Qualität des Gebäudebestands. Laut einer Hochrechnung fallen rund 30 Prozent der gesamten Gebäudefläche in die beiden schlechtesten Energieeffizienzklassen G und H mit einem Endenergiebedarf von über 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (dena et al. 2019). Bei den Ein- und Zweifamilienhäusern sind es sogar 40 Prozent. Dies liegt vor allem daran, dass 36 Prozent aller Wohngebäude komplett unsaniert und weitere 50 Prozent nur teilsaniert sind (wohngebaeudeinfo 2023; Daten basieren auf Stichprobe).

Absatzstruktur Wärmeerzeuger 2012 bis 2023

→ Abb. 5_6



BDH (2023) • 2023: Prognose basierend auf BDH (2022) und BDH (2023); Annahme: Verstetigung des Trends Q1-Q3 2023. Gas und Öl: Brennwert- und Niedertemperatur-Kessel, Biomasse: Scheitholz, Pellet, Kombi-Kessel, Hackschnitzel, Wärmepumpen: Luft-Wasser, Sole-Wasser, Wasser-Wasser und sonstige

Starkes Wachstum im Absatzmarkt für Wärmeerzeuger – Rekordjahr für Wärmepumpen, aber auch Gas- und Ölkessel auf Langzeithoch

Im Jahr 2023 hat der Absatz von Wärmeerzeugern erstmals seit den 1990er Jahren die Marke von einer Million Geräten überschritten. Mit insgesamt rund 1.350.000 verkauften Wärmeerzeugern entspricht dies einem Plus von 38 Prozent gegenüber dem Vorjahr (eigene Schätzung basierend auf BDH 2023, siehe Abbildung 5_6). Davon entfielen rund 70 Prozent auf fossile Anlagen. Bei üblichen Laufzeiten von 20 bis 30 Jahren wären damit viele dieser Kessel auch 2045 noch in Betrieb. Hauseigentümer und Hauseigentümerinnen riskieren den Teilverlust dieser Investitionen, denn der Gebäudebestand soll laut Gebäudestrategie der Bundesregierung 2045 klimaneutral sein. Das lässt den Betrieb fossil befeuerter Heizungen nicht mehr zu. Insgesamt wurden ca. 834.000 Gaskessel (plus 39 Prozent gegenüber dem Vorjahr) und 109.000 Ölkessel (plus 91 Prozent) verkauft (eigene Schätzung basierend auf BDH 2023). Diese hohen Absatzzahlen sind auch auf Vorzieheffekte zurückzuführen: Die öffentliche Kontroverse rund um die Neufassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) hat dazu geführt, dass einige Gebäudeeigentümer und Gebäudeeigentümerinnen der Regelung zuvorkommen wollten.

Im Gegensatz dazu ging der Absatz von holzbasier-ten Systemen – insbesondere Pelletkesseln – stark zurück. Im Jahr 2023 wurden 61.000 holzbasierte Systeme abgesetzt – 31 Prozent weniger als im Jahr zuvor. Diese Entwicklung steht im Einklang mit wissenschaftlichen Szenarien zur nachhaltigen Dekarbonisierung des Gebäudesektors (WWF 2023 und Prognos et al. 2022). Denn wegen begrenzter Biomasse-Ressourcen, Flächenkonkurrenz (z. B. zum Nahrungsmittelanbau) und weil Holz beim Verbrennen Treibhausgase freisetzt, die andernfalls im Wald oder in Baumaterialien gebunden blieben, sollte Biomasse bei der Gebäudeheizung eine untergeordnete Rolle spielen.

Das Jahr 2023 war auch ein Rekordjahr für Wärmepumpen: Insgesamt wurden rund 350.000 Wärmepumpen und damit 48 Prozent mehr als im Vorjahr

verkauft. Bei den bis September 2023 verkauften Wärmepumpen handelt es sich zu 93 Prozent um Luft-Wasser-Wärmepumpen, gefolgt von Sole-Wasser-Wärmepumpen (6 Prozent) und Wasser-Wasser-Wärmepumpen (1 Prozent) (BDH 2023). Wie schon in den Vorjahren wurden mehr Wärmepumpen im Bestand als im Neubau installiert. Trotz des steigenden Absatzes im Bestand werden nur bei 20 Prozent der Sanierungen mit Heizungstausch Wärmepumpen eingebaut, hingegen in 50 Prozent der Neubauten (BWP 2023). 2022 haben die bis dato installierten 1,45 Millionen Wärmepumpen etwa 4 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen vermieden (BWP 2023).

Durchwachsener Ausblick für den Wärmepumpen-Ausbau in der ersten Jahreshälfte 2024, Potenzial für dynamischere Entwicklung ab der zweiten Jahreshälfte

In den letzten zwei Jahren hat sich eine starke Abhängigkeit der Nachfrage von der Fördermittelsituation offenbart, und die Anzahl der Anträge für Wärmepumpen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ging im Jahr 2023 im Vergleich zu 2022 stark zurück. Im Jahr 2023 gingen in den Monaten Januar bis Oktober im Durchschnitt 7.600 Einträge ein, über 70 Prozent weniger als im Vorjahreszeitraum (BAFA 2023b). Diese niedrigen Antragszahlen gehen vor allem darauf zurück, dass potenzielle Antragsteller und Antragstellerinnen auf die angekündigte höhere Förderung ab Januar 2024 warten. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die Verunsicherung im Rahmen der Debatte zum GEG sowie die allgemeine wirtschaftliche Lage für die niedrigen Antragszahlen verantwortlich sind.

Hinzu kommt: die hohen Wärmepumpen-Absatzzahlen in 2023 sind auch auf die hohe Nachfrage in 2022 zurückzuführen, die zum Teil erst in 2023 bedient werden konnte (pwc 2023). Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass sich der starke Nachfragerückgang von 2023 im Jahr 2024 bemerkbar machen wird. Zudem ist keine grundlegende Verbesserung beim für die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen kritischen Verhältnis von Strom- und Gaspreisen abzusehen. Dieses Preisverhältnis hat sich 2023 im Vergleich zu 2022 deutlich verschlechtert (siehe Kapitel 3 und 8).

Damit scheint die Dynamik auf dem Weg zum von der Bundesregierung angestrebte Zubau von 500.000 Wärmepumpen vorerst gebrochen. Dieser Zubau entspricht ungefähr dem Pfad, um das Ziel von 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 zu erreichen; eine Rückkehr zu einer hohen Wärmepumpennachfrage ist daher erfolgsentscheidend.

Dabei sind viele Stolpersteine, die in der Heizungsdebatte kritisiert wurden, aus dem Weg geräumt: europäische Heizungshersteller haben massiv in Wärmepumpen-Fertigungen investiert, insgesamt sind Investitionen in Höhe von 5 Milliarden Euro für die kommenden drei Jahre angekündigt. Die 2022 noch häufigen Lieferprobleme sind behoben, 60.000 Schulungsplätze für Wärmepumpen wurden geschaffen (pwc 2023). Zudem haben sich neue Akteure – insbesondere Start-ups – am Markt etabliert. Ihre Geschäftsmodelle zielen auf eine Effizienzsteigerung beim Vertrieb und der Installation von Wärmepumpen ab, die durch optimierte Prozesse, digitale Tools und eine verbesserte Logistik ermöglicht wird. So kann eine Wärmepumpe innerhalb von 30 bis 90 Tagen nach Auftragseingang installiert werden.

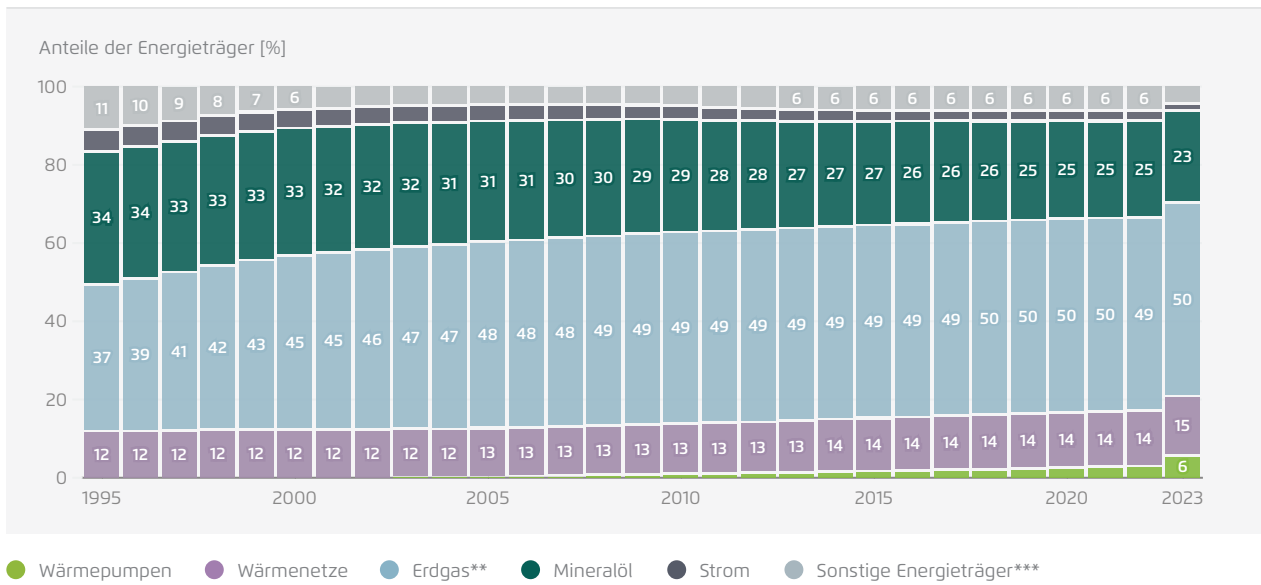
Darüber hinaus bieten bereits einige Akteure Leasing- oder Mietmodelle an, um die Hürde der hohen Investitionskosten zu überwinden. Weitere Entwicklungen im Bereich des Energiemanagements sind absehbar, darunter virtuelle Kraftwerke und eine zunehmende Flexibilisierung zur Entlastung des Stromnetzes.

Beheizungsstruktur: langsamer Anstieg an Erneuerbaren Energien

Die Hälfte aller Wohnungen in Deutschland wurde 2023 noch mit fossilem Gas beheizt (siehe Abbildung 5_7). In den Heizungskellern dominiert fossiles Gas seit Jahren; der Anteil ist seit 1995 deutlich gestiegen. Zweitwichtigster Heizenergieträger war Öl mit 23 Prozent der Wohnungen. Hier ist der Anteil im Vergleich zu 2022 leicht zurückgegangen. Damit setzte sich der Trend der Vorjahre fort: Im Langzeitrend ist eine Umstellung von Öl- auf Gasheizungen zu beobachten (bdew 2023d). Insgesamt wurde der Wohnungsbestand in Deutschland im Jahr 2023 also noch zu mindestens 73 Prozent mit fossilen Energieträgern beheizt (exklusive Fernwärme) (bdew 2023d)

Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes* 1995 bis 2023

→ Abb. 5_7



Daten für 2023: BDEW (2023d), Daten bis 2022: BDEW (2023e) • 2023: Daten bis einschl. November 2023. Hinweis: Die Zahlen für 2023 beruhen auf einer anderen Datenbasis als die der Vorjahre – Veränderungen zwischen 2022 und 2023 sind z.T. darauf zurückzuführen. * Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden ** einschließlich Bioerdmethan und Flüssiggas *** Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

und bdew 2023e), was zu den anhaltend hohen Emissionen im Gebäudesektor führt. Die Beheizungsstruktur im Gebäudebestand ändert sich nur sehr langsam, unter anderem weil Heizungen im Durchschnitt sehr lange in Betrieb sind. Ein Drittel der Heizungen in Deutschland ist älter als 20 Jahre (bdew 2023d).

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Beheizungsstruktur steigt langsam an. Im Jahr 2023 wurden vermutlich knapp 6 Prozent der Wohnungen mit Wärmepumpen beheizt.¹ Des Weiteren ist der Anteil der Wohnungen, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, im Jahr 2023 leicht gestiegen und lag bei rund 15 Prozent. Auch wenn Wärmenetze derzeit noch vorwiegend fossil gespeist werden, bieten sie die Chance, zum Beispiel durch Großwärmepumpen, viele Haushalte auf einmal auf Erneuerbare Energien umzustellen.

Zusätzlich zu den primären Heizungssystemen (wie in Abbildung 5_7 dargestellt) verfügen 24 Prozent der Wohnungen über einen zweiten Wärmeerzeuger (Kamine, Einzelöfen) (bdew 2023d).

Im Neubau ist der Anteil Erneuerbarer Energien deutlich höher als im Bestand. Im ersten Halbjahr 2023 wurden bei 56 Prozent der Baugenehmigungen² für neue Wohnungen Wärmepumpen geplant (bdew 2023f). Dies ist eine deutliche Steigerung gegenüber den Vorjahren. Zweitwichtigstes Heizungssystem im Neubau war die Fernwärme mit 25 Prozent. Auch hier stieg der Anteil, allerdings weniger stark als bei den Wärmepumpen. Der Anteil der neuen Wohnungen, die laut Baugenehmigungen mit Gas beheizt werden sollen, liegt im ersten Halbjahr 2023 bei 11 Prozent – im Jahr 2021 waren dies noch 26 Prozent, 2022 17 Prozent. Hier zeigt sich also ein

erheblicher Abwärtstrend. Durch das Inkrafttreten der „65-Prozent-Regel“ des GEG, welche ab 2024 zunächst nur für Neubauten in Neubaugebieten gilt, wird sich dieser Trend fortsetzen. Mit fossilem Gas betriebene Heizungen können dann in den betroffenen Gebäuden nur noch bis zum Anschluss an ein Wärme- oder Wasserstoffnetz übergangsweise betrieben werden.

Wärmenetze: hohe Emissionen durch fossile Erzeugung, große Potenziale für Erneuerbare

Aktuell werden rund 15 Prozent der Wohnungen in Deutschland mit Fernwärme versorgt, wobei der Anteil in Mehrfamilienhäusern höher ist als in Ein- und Zweifamilienhäusern (AGEB 2023d und bdew 2023d). Insgesamt entfallen rund 50 Prozent der Fernwärmeabnahme auf private Haushalte einschließlich Wohnungsgesellschaften, weitere 40 Prozent auf die Industrie (AGEB 2023d). Energieszenarien gehen davon aus, dass der Anteil der über Wärmenetze versorgten Gebäude in Zukunft deutlich zunehmen wird (Prognos et al. 2023). Dies wurde auch beim ersten Fernwärmegipfel des BMWK im Juni 2023 bestätigt. Hier wurde das Ziel genannt, mittelfristig bis 2045 jährlich mindestens 100.000 Gebäude neu an Wärmenetze anzuschließen (BMWK 2023). Mit der steigenden Bedeutung von Wärmenetzen rückt auch deren Wärmeerzeugung zunehmend in den Fokus.

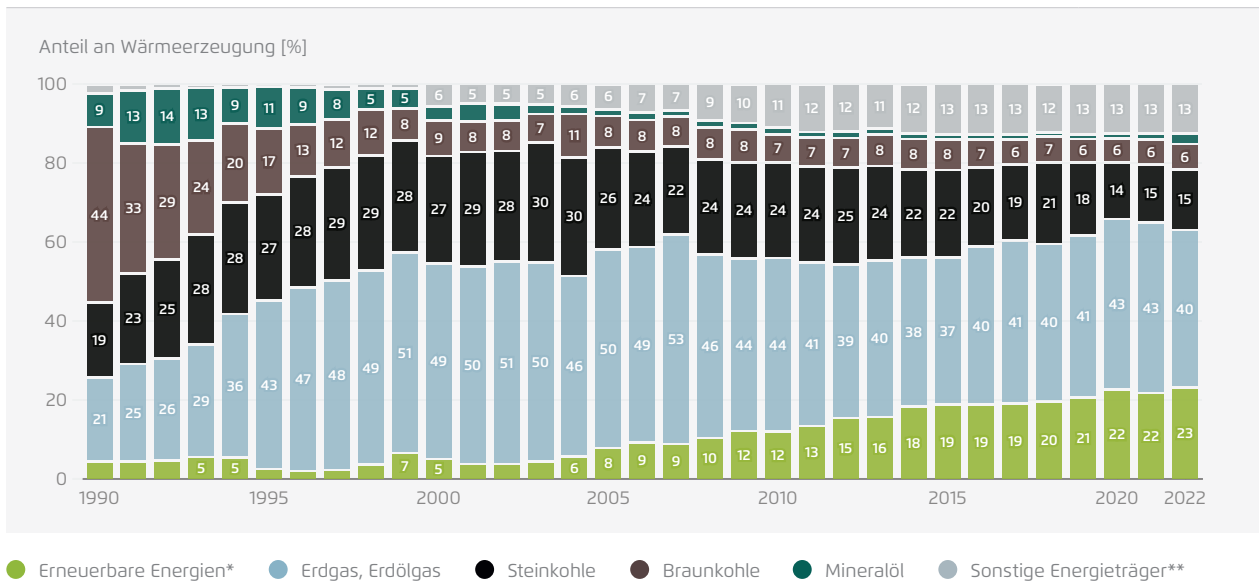
Wärmenetze werden weiterhin überwiegend mit fossilen Brennstoffen versorgt (AGEB 2023d und AGFW 2023; siehe Abbildung 5_8). Den größten Anteil an der Fernwärmeezeugung hatte fossiles Gas mit rund 40 Prozent im Jahr 2022. Im Vergleich zum Vorjahr hat die Fernwärmeezeugung aus Erdgas abgenommen, was u.a. auf die gestiegenen Erdgaspreise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine zurückzuführen ist. Stein- und Braunkohle hatten im Jahr 2022 noch einen Anteil von 15 beziehungsweise 6 Prozent an der Wärmeerzeugung, wobei diese Anteile in den letzten zehn Jahren abgenommen haben.

1 Der deutliche Anstieg des Anteils an mit Wärmepumpen beheizten Wohnungen im Vergleich zum Vorjahr ist teilweise darauf zurückzuführen, dass die Datenbasis für 2023 von der der Vorjahre abweicht.

2 Die Statistik der Baugenehmigungen ist in der Hinsicht mit Vorsicht zu betrachten, dass es immer eine gewisse Abbruchquote von Neubauten gibt, die beispielsweise wegen fehlender Finanzierung doch nicht realisiert werden. Trotzdem geben die Genehmigungen ein gutes Indiz für den Beheizungstrend im Neubau.

Energieträger-Mix der Wärmenetze 1990 bis 2022

→ Abb. 5_8



AGEB (2023d) • 2022: vorläufige Daten. * Biomasse und erneuerbare Abfälle, Wasser-, Wind- u. PV-Anlagen, sonstige Erneuerbare ** Nicht-erneuerbare Abfälle, Abwärme

Insgesamt erzeugen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) etwa 86 Prozent der Wärmemenge, die in Wärmenetze eingespeist wird (AGFW 2021; Zahl für 2020). Dabei sind fossile KWK-Anlagen mit erheblichen Emissionen verbunden.³ Durch ihren gleichmäßigen, in der Regel wärmegeführten Betrieb nutzen die KWK-Anlagen aktuell auch noch nicht ihr Potenzial als Flexibilitätsquelle in der Stromerzeugung, wo sie viel stärker auf das Angebot Erneuerbarer reagieren könnten. Investitionen in fossile KWK sowie deren Weiterbetrieb sind attraktiv, weil das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) die Stromerzeugung aus KWK fördert. Diese Förderung ist daher auch ein zentraler Grund für den weiterhin hohen Anteil an Gas in Wärmenetzen.

Der Anteil an Erneuerbaren Energien in Wärmenetzen ist zwischen 2021 und 2022 leicht gestiegen und lag 2022 bei rund 23 Prozent (AGEB 2023d). Zur erneuerbaren Wärmeerzeugung in Wärmenetzen tragen vor allem Biomasse sowie die Abfallverbrennung bei (wir ordnen hier nur ‚erneuerbare‘, also biogene Abfälle, den Erneuerbaren Energien zu). Der Einsatz biogener Energieträger in Wärmenetzen wird in Zukunft allerdings kaum ausbaufähig sein, insbesondere aufgrund von Flächen- und Nutzungskonkurrenzen sowie Nachhaltigkeitsaspekten von Biomasse (WWF 2023).

Umso wichtiger wird daher die Einbindung von bisher noch unterrepräsentierten Wärmequellen, beispielsweise Abwärme von Rechenzentren oder Wärme aus Flüssen, Kläranlagen, Solar- und Geothermie. Diese Wärmequellen können entweder eigenständig genutzt (vor allem tiefe Geothermie, zum Teil Solarthermie) oder mittels Großwärmepumpen auf die nötige Temperatur gebracht werden. Die Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Wärmequellen durch Wärmepumpen sind gewaltig: sogar ohne Betrachtung von Umgebungsluft ließen sich mit Hilfe von Wärmepumpen erneuerbare Wärmequellen und Abwärme erschließen, die ein Wärmeangebot

³ Aktuelle Emissionsberechnungen unterschätzen häufig die wärmebezogenen Emissionen der Fernwärme. Zum einen werden für Biomasse und Abfall Emissionsfaktoren angesetzt, die nicht den tatsächlichen Klimaauswirkungen dieser Energieträger entsprechen. Zum anderen führt die Berechnung der KWK-Emissionen nach der sogenannten Stromgutschriftmethode dazu, dass der Wärmeanteil mit niedrigen, teils sogar negativen Emissionswerten bewertet wird: Der für die Gutschrift angesetzte Strom-Emissionsfaktor geht nämlich davon aus, dass die KWK hauptsächlich Kohlekraftwerke verdrängt und berücksichtigt den Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht ausreichend (WWF 2023).

in Höhe von rund 1.500 TWh pro Jahr ergäben – das ist mehr als der gesamte deutsche Wärmebedarf bis 200 °C (Agora Energiewende 2023).

Ausbaudynamik von Großwärmepumpen in Wärmenetzen: noch weit unterhalb fossilen Zubaus, aber bereit zum Aufbruch

Aktuell versorgen Großwärmepumpen⁴ in Deutschland noch unter 1 Prozent der Wärmenetze (Agora Energiewende 2023). Dieser Anteil soll laut Energieszenarien jedoch deutlich ausgebaut werden und bis 2045 den Großteil der Wärme in Wärmenetzen liefern. Abbildung 5_9 gibt einen Überblick über die bereits installierten sowie geplanten Großwärmepumpen in Deutschland im Jahr 2023 sowie die genutzten Wärmequellen (Marktrecherche des Fraunhofer IEG 2023). Insgesamt waren 2023 mindestens 45 Großwärmepumpen mit insgesamt

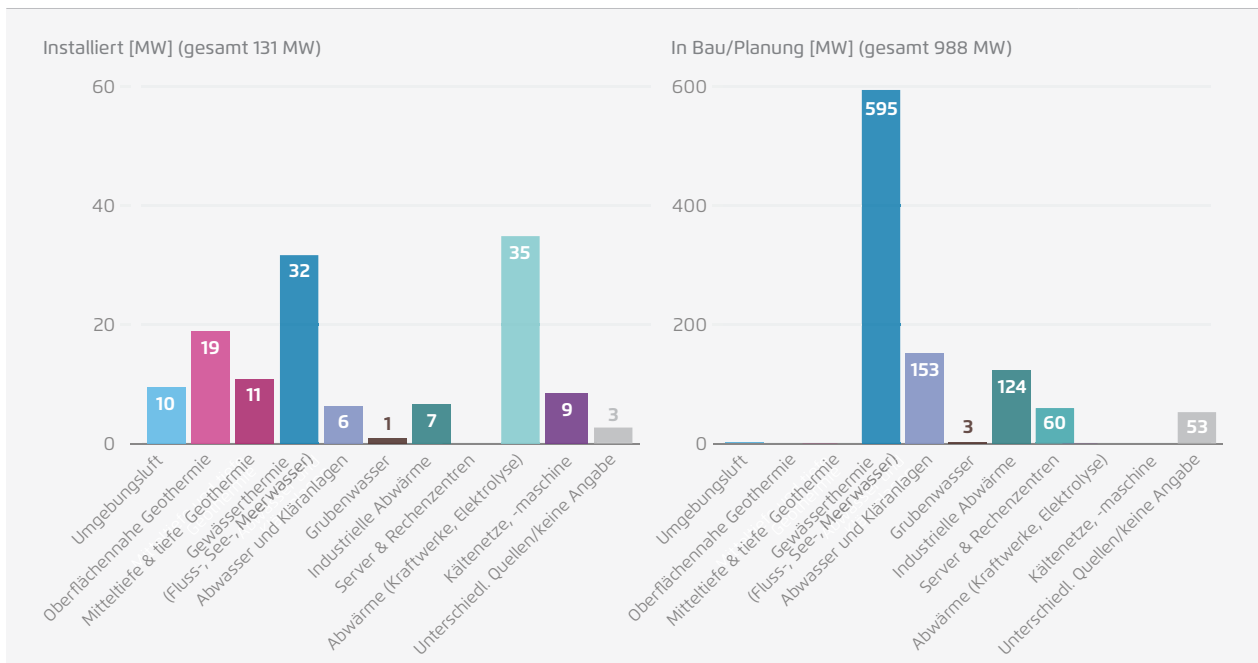
mindestens 130 MW Leistung (thermisch) installiert, davon knapp 100 MW in Wärmenetzen.⁵ Weitere rund 1.000 MW befinden sich zurzeit in der Planungs- oder Bauphase, wobei vor allem die Gewässerthermie (z. B. Flusswärmepumpen) als Wärmequelle hervorsteicht. Der Großwärmepumpenmarkt steht somit am Beginn seiner Wachstumskurve. Hersteller berichten bereits von stark ansteigenden Anfragen, Machbarkeitsstudien und Aufträgen, und sind bereit, ihre Produktionskapazitäten bei wachsender Nachfrage schnell hochzufahren. Denn für den Temperaturbereich von Wärmenetzen haben die Hersteller bereits ein breites Spektrum marktreifer Großwärmepumpenprodukte im Angebot, viele davon sind bereits in verschiedenen Ländern Europas seit Jahren zuverlässig in Betrieb.

4 Als Großwärmepumpen werden hier Wärmepumpen mit einer Leistung über 500 kW definiert.

5 Der Anteil an Industrieprojekten mit Großwärmepumpen ist vermutlich höher als hier aufgeführt, da Informationen zu diesen Projekten nur begrenzt verfügbar sind.

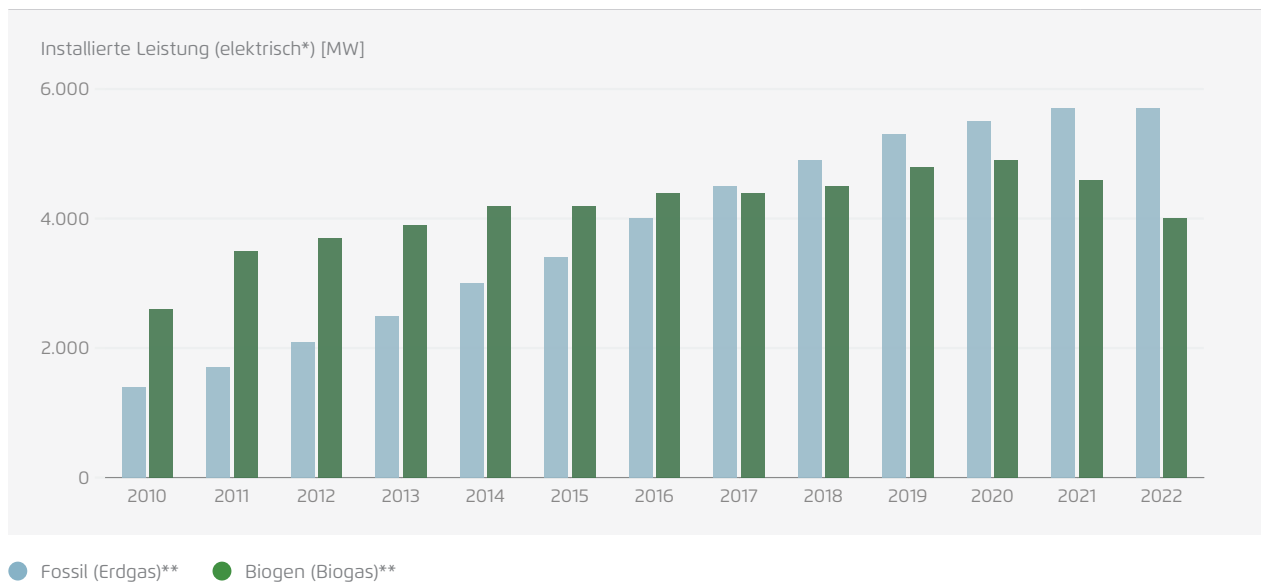
Großwärmepumpen: Leistung und Wärmequellen in Wärmenetzen, Industrie und Gebäudeversorgung (2023)

→ Abb. 5_9



Fraunhofer IEG (2023) basierend auf Marktrecherche • Über 70 Prozent der hier erfassten 100 Großwärmepumpen sind in Wärmenetzen installiert. Die tatsächliche Großwärmepumpenanzahl und -leistung liegt etwas höher, da bspw. zu einigen (geplanten) Projekten keine Heizleistung bekannt ist und Daten zu Großwärmepumpen in der Industrie nur begrenzt öffentlich verfügbar sind.

Blockheizkraftwerke: Entwicklung der installierten Leistung und Energieträger → Abb. 5_10



Öko Institut: BHKW Ranking (2023) • Jährliche Befragung der in Deutschland tätigen BHKW-Unternehmen; *BHKWs hier: 1 kW bis 10 MW in Gebäudeversorgung, (Nah-)Wärmenetze und Industrie. ** Fast ausschließlich Erdgas / Biogas. Der Rückgang ab 2021 resultiert aus einem hohen Zubau im Jahr 2011 und der Annahme einer 10-jährigen Anlagenlaufzeit im Modell. In der Realität könnte der Rückgang jedoch weniger stark ausfallen, da einige Biogasanlagen länger betrieben werden können.

Die Größenordnungen der installierten Leistung an Großwärmepumpen lassen sich durch einen Vergleich mit Blockheizkraftwerken (BHKW) einordnen. BHKW sind Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bis 10 MW, die in Gebäuden, (Nah-) Wärmenetzen und Industrie eingesetzt werden. Abbildung 5_10 zeigt deren installierte Leistung von 2010 bis 2022.⁶ Während die gesamte installierte Leistung an Großwärmepumpen im Jahr 2023 bei ca. 130 MW (thermische Leistung) liegt, waren 2022 knapp 10.000 MW⁷ an BHKWs installiert. Seit 2010 hat sich der Anteil an fossil betriebenen BHKWs mehr als verdoppelt; in diesen BHKWs kommt fast ausschließlich Erdgas zum Einsatz. Die installierte fossile BHKW-Leistung übersteigt die von Großwärmepumpen also um ein Vielfaches. Dieses Verhältnis muss sich laut Energieszenarien jedoch umkehren, und fossile Energieträger müssen bis spätestens 2045 vollständig durch erneuerbare Wärmeversorgung ersetzt werden (Fraunhofer ISI et al. 2022).

⁶ Die hier dargestellten Daten umfassen ausschließlich die Angaben des „BHKW-Rankings“ des Öko-Institutes.

⁷ Angegeben ist die elektrische Leistung; die thermische Leistung liegt leicht darunter.

5.3 Verkehr

Insgesamt hat die Verkehrswende auch 2023 nicht ausreichend an Fahrt aufgenommen. Dies zeigt sich an der erneuten Überschreitung der laut Klimaschutzgesetz zulässigen Jahresemissionshöchstmenge um 12 Mio. t CO₂-Äq (siehe Kapitel 1), an der mit 18 Mio. t CO₂-Äq nur geringen Minderung gegenüber 1990 und daran, dass laut Projektionsbericht der Bundesregierung die zum Zeitpunkt der Berichterstellung beschlossenen verkehrspolitischen Maßnahmen bis 2030 zu einer Überschreitung des Gesamtbudgets des Sektors um 210 Mio. t CO₂-Äq führen werden (UBA 2023e). Wenn die Novelle des Klimaschutzgesetzes in ihrer derzeitigen Entwurfsfassung verabschiedet wird, ist es zukünftig möglich, die Mehremissionen des Verkehrssektors durch Übererfüllungen in anderen Sektoren auszugleichen. Allerdings ist auf Basis der bislang verabschiedeten und geplanten Maßnahmen nicht davon auszugehen, dass die Sektoren Energie, Industrie, Wärme und Landwirtschaft ihre Emissionsminderungsziele derart übertreffen, dass die absehbar bestehende Erfüllungslücke im Verkehr geschlossen werden kann. Darüber hinaus hat Deutschland im Rahmen

der EU-Effort-Sharing-Regulation verbindliche Ziele in den Sektoren außerhalb des europäischen Emissionshandels.

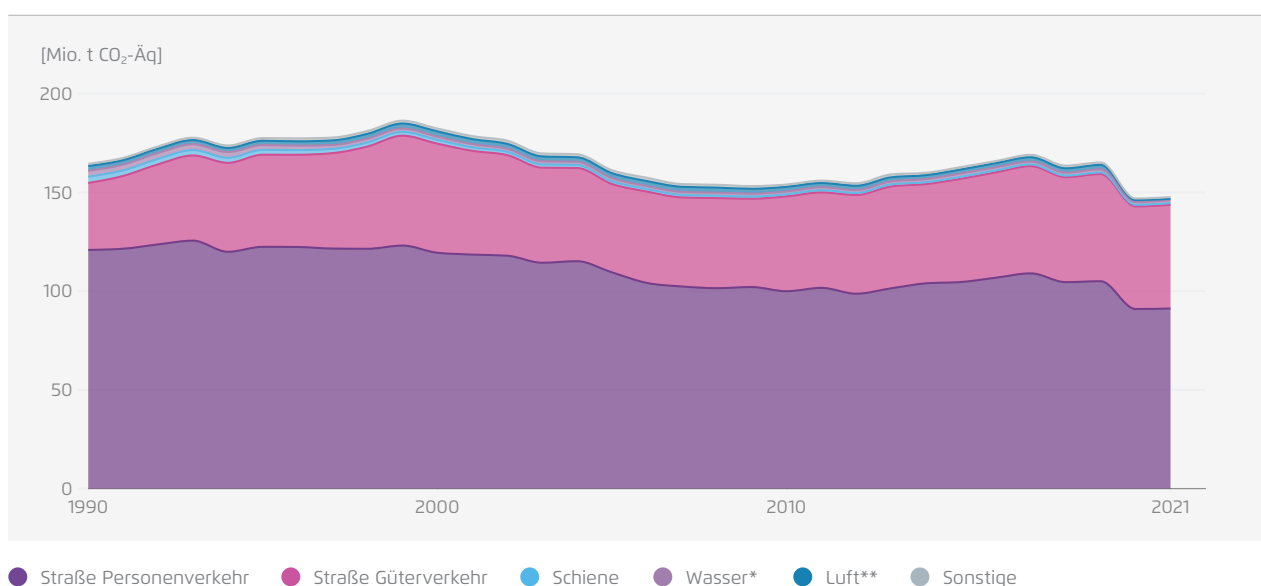
2023 wurden verschiedene verkehrspolitische Themen intensiv öffentlich diskutiert. Hervorzuheben sind im Bereich der Energiewende im Verkehr die Elektrifizierung von Fahrzeugen im Straßenverkehr – von Pkw bis zu schweren Nutzfahrzeugen – sowie die Einführung einer CO₂-Komponente bei der Lkw-Maut. Bezüglich der Mobilitätswende waren unter den Topthemen die Einführung des Deutschlandtickets, die Bundesverkehrswegeplanung und die Reform des Straßenverkehrsrechts. Ebenfalls mit Einfluss auf die Mobilitätswende, aber vor allem wirksam bezüglich der Logistikwende, ist die Neuerung, dass die Hälfte der Einnahmen aus der Lkw-Maut für Verbesserungen des Schienennetzes investiert wird. Diese Themen beschreiben nur einige Bausteine einer Verkehrswende hin zu einem sozial gerechten und klimaneutralen Verkehrssystem (Agora Verkehrswende 2021).

Kurzfristig lassen sich die meisten Emissionen mit der Elektrifizierung von Autos einsparen

Rund zwei Drittel der Treibhausgasemissionen des Verkehrs entstehen durch Pkw (vgl. Abbildung 5_11). Deshalb lohnt sich insbesondere der Blick auf den Fortschritt der Elektrifizierung von Pkw. Batterieelektrische Fahrzeuge stoßen lokal keine Emissionen aus und werden deshalb mit null Emissionen im Verkehrssektor bilanziert. Aufgrund der deutlich höheren Effizienz von elektrischen Antrieben gegenüber Benzin- und Dieselmotoren, sind reine Elektrofahrzeuge sowohl bezogen auf die Nutzungsphase also auch bezogen auf ihre gesamte Lebensphase inklusive Produktion klimafreundlicher als Verbrenner-Pkw (Agora Verkehrswende 2019). Die Emissionen von Plug-in-Hybridfahrzeugen sind dagegen sehr stark von ihrer Nutzung abhängig. Häufig ist der elektrische Fahranteil so gering, dass sie keinen Klimavorteil gegenüber konventionellen Benzin- oder Dieselfahrzeugen bieten (Meyer 2022). So genannte E-Fuels können im Straßenverkehr nur eine Nischenrolle spielen. Sie sind auf absehbare Zeit

Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor 1990 bis 2021

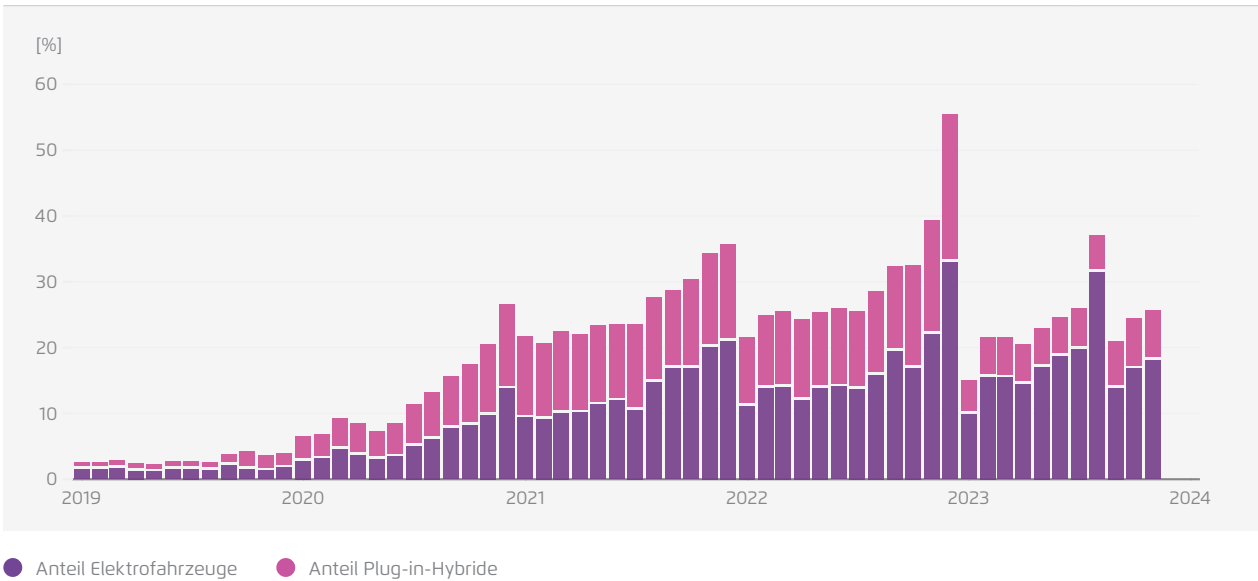
→ Abb. 5_11



Agora Verkehrswende basierend auf UBA (2023d) • *Binnenschifffahrt und Seeverkehr zwischen deutschen Seehäfen **Inländischer Flugverkehr: nur Inlandsflüge zwischen zwei deutschen Flughäfen

Anteil von Elektro-Pkw und Plug-in-Hybrid-Pkw an den Neuzulassungen bis November 2023 (monatlich)

→ Abb. 5_12



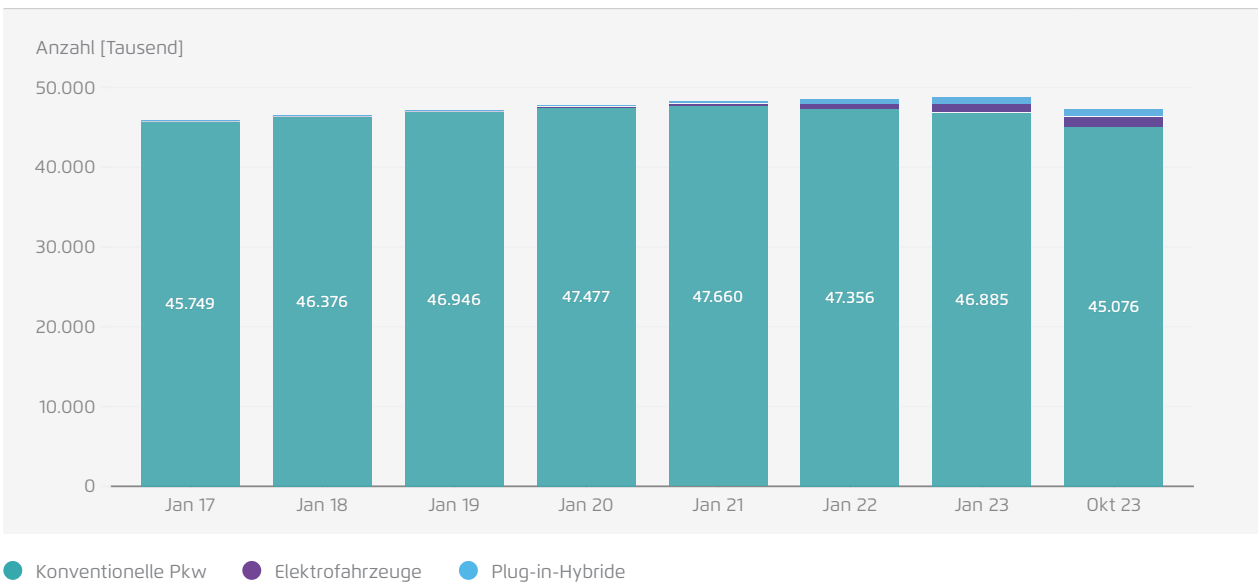
Agora Verkehrswende basierend auf KBA (2023b)

zu knapp und werden dringender in Bereichen wie der Luft- und Seefahrt benötigt (Agora Verkehrswende 2023c).

Der Anteil reiner E-Autos und Plug-in-Hybride am Pkw-Absatz in Deutschland hat sich in den letzten Jahren deutlich erhöht (Abbildung 5_12). Es gab einen Anstieg der Neuzulassungsanteile reiner E-Pkw von 2 Prozent 2019 über 7 Prozent 2020 und 14 Prozent

Fahrzeugbestand nach Antriebsart

→ Abb. 5_13



Agora Verkehrswende basierend auf KBA (2023a)

2021 auf 18 Prozent 2022. Der Neuzulassungsanteil bis November 2023 allerdings betrug ebenfalls nur 18 Prozent. Der Anstieg 2020 bis 2022 lässt sich v. a. mit Absenkungen der EU-Flottengrenzwerte in den Jahren 2020 und 2021 begründen, ergänzt mit der Erhöhung von Kaufzuschüssen für Elektro-Pkw im Februar und Juli 2020. In den Jahren 2022, 2023 und 2024 gab beziehungsweise gibt es keine weitere Absenkung der Flottengrenzwerte. Außerdem wurden die Kaufzuschüsse Anfang 2023 gesenkt (Agora Verkehrswende 2023d; Meyer 2022) und Ende 2023 ganz gestrichen.

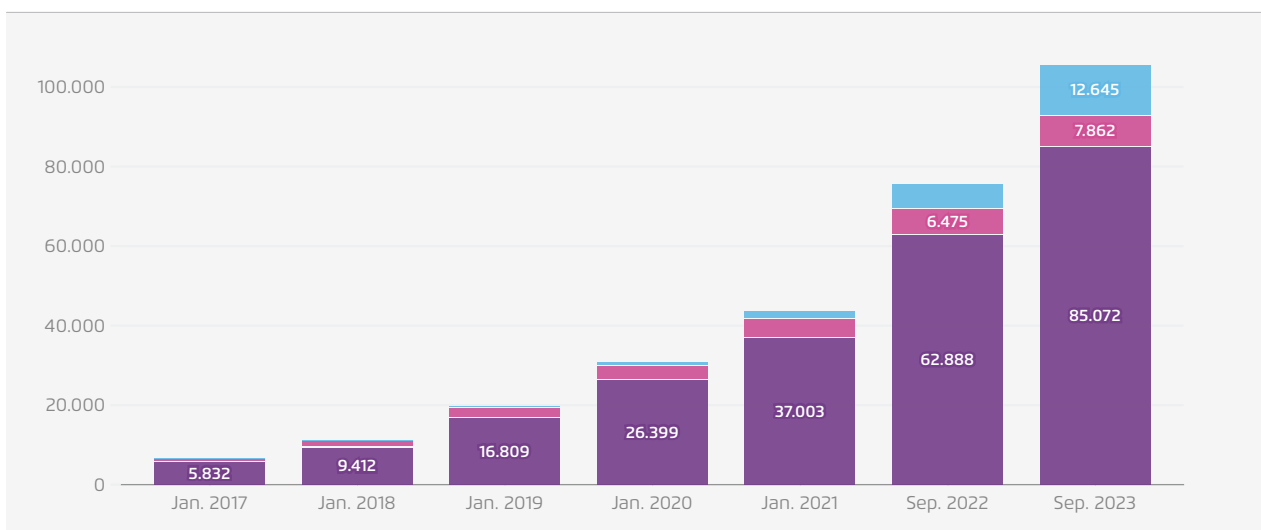
Der Hochlauf der Elektromobilität ist damit zu langsam, um das für den Klimaschutz so wichtige Ziel von 15 Millionen E-Pkw bis 2030 zu erreichen. 15 Millionen E-Pkw 2030 entsprächen einem Marktanteil von über 90 Prozent bei Neuzulassungen. Dass ein höheres Tempo notwendig ist, zeigt sich auch daran, dass bezogen auf den auf 49,2 Millionen Pkw angewachsenen Gesamtbestand Elektrofahrzeuge immer noch einen sehr kleinen Anteil einnehmen. Zum 1. Oktober 2023 waren es (2,7 Prozent) reine Elektrofahrzeuge und 902.605 (1,8 Prozent) Plug-in-Hybride (KBA 2023a) (siehe Abbildung 5_13).

Für den beschleunigten Hochlauf der Elektromobilität müssen jetzt die politischen Rahmenbedingungen gesetzt werden. Wichtig sind vor allem Reformen der verkehrspolitisch wirksamen Instrumente Dienstwagenbesteuerung und Kraftfahrzeugsteuer. Zudem sollte der CO₂-Preis erhöht werden und über soziale Ausgleichsmaßnahmen wie z. B. ein Klimageld an die Bürgerinnen und Bürger zurückgezahlt werden (Agora Verkehrswende 2023a, 2023d).

Mit dem Markthochlauf von Elektro-Fahrzeugen steigen sowohl die Zahl also auch die gesamte elektrische Leistung von Ladepunkten – im privaten wie im öffentlichen Bereich. Privates Laden und Laden beim Arbeitgeber sind relevant für gesteuertes Laden, weil die Fahrzeuge hier längere Zeit stehen. Allerdings gibt es für diesen Bereich nur Schätzungen. Öffentliche Ladepunkte hingegen sind bei der Bundesnetzagentur gemeldet. Am 1. September 2023 waren es 85.072 Normalladepunkte mit bis zu 22 Kilowatt Leistung, 7.862 Schnellladepunkte mit 23 bis 149 Kilowatt Leistung und 12.645 Hochleistungsladepunkte mit 150 bis über 300 Kilowatt Leistung (BNetzA 2023i). Die Gesamtzahl der Ladepunkte ist allerdings weniger entscheidend. Wichtig ist vor allem, dass sich der Anteil öffentlicher Schnell- und

Anzahl öffentlicher Ladepunkte nach Leistungsklassen

→ Abb. 5_14



● Normalladen (0–22 kW) ● Schnellladen (23–149 kW) ● Hochleistungsladen (150–>300 kW)

Agora Verkehrswende (2024) basierend auf Bundesnetzagentur (2023i)

Hochleistungsladepunkte erhöht. So stieg die Zahl der Normalladepunkte gegenüber dem Vorjahreswert um 35 Prozent und die der Schnell- und Hochleistungsladepunkte um 62 Prozent. Die Menge der Hochleistungsladepunkte allein wuchs um 105 Prozent.

Bei diesen Schnelllade- und Hochleistungsladepunkten handelt es sich aus der Sicht von Agora Verkehrswende um genau jene Ladepunkte, mit denen das größte Potenzial für eine schnelle Verbreitung von Elektroautos verbunden ist. Denn sie ermöglichen ein Laden, das dem bisherigen Tanken sehr nahekommt (Agora Verkehrswende 2022b). Normalladepunkte am Straßenrand hingegen sind für den weiteren Ausbau nicht nur weniger prioritär, sondern können in Städten auch kontraproduktiv für die Verkehrswende sein (Agora Verkehrswende 2020). Sie belegen städtischen Raum, der im Sinne der Mobilitätswende besser für den Fuß- und Radverkehr oder beispielsweise für Busspuren genutzt werden kann. In den Kommunen gilt es deshalb, den Ladeinfrastrukturaufbau mit anderen für den Verkehr wichtigen Planungsprozessen zu integrieren. Während die installierte öffentlich zugängliche Ladeleistung je batterieelektrischem Fahrzeug seit 2018 recht stabil bei ungefähr 3 Kilowatt liegt, wird die Geschwindigkeit des Aufbaus von Ladeinfrastruktur deutlich zunehmen müssen, wenn die Zulassungszahlen so steigen, wie es die Klimaschutzziele erfordern (Agora Verkehrswende 2023f).

Mit einigen Jahren zeitlichem Versatz nach den Anfängen der Elektrifizierung von Pkw, leichten Nutzfahrzeugen und kleineren Lkw steht die Antriebswende nun auch bei schweren Nutzfahrzeugen an (Agora Verkehrswende, T&E 2022). Die deutschen Hersteller von großen Lkw und Bussen, Daimler Truck und MAN werden 2024 und 2025 Sattelzugmaschinen für 40-Tonner im Fernverkehr mit 500 Kilometer Reichweite in Serie fertigen (Daimler Truck 2023, MAN 2023). Einen wichtigen Treiber stellen die vermutlich in Kürze verabschiedeten, erhöhten Anforderungen der EU im Rahmen der Flottengrenzwerte für schwere Nutzfahrzeuge dar. Hiernach müssen neu zugelassene Lkw 2040 zu 90 Prozent Nullemissions-Lkw sein. Das Bundesverkehrsministerium geht auf der Grundlage von Gesprächen mit den Herstellern davon aus, dass 2030

bereits 60 Prozent der Neuzulassungen batterieelektrisch und 17 Prozent brennstoffzellenelektrisch betrieben werden (NOW GmbH 2023). Die Antriebswende bei Lkw muss demnach schneller Fahrt aufnehmen, als es die Antriebswende bei Pkw in den letzten Jahren getan hat.

2023 wurde ein insbesondere für die Antriebswende bei Lkw absehbar sehr wirkungsvolles Gesetz verabschiedet. Bereits seit dem 1. Dezember 2023 beinhaltet die Lkw-Maut auf deutschen Autobahnen und Bundesstraßen neben einem Preis für die Infrastrukturnutzung und externe Kosten wie Luftverschmutzung auch einen Preis für den Ausstoß von CO₂. Der CO₂-Satz innerhalb der Lkw-Maut wird je nach Fahrzeugkategorie so festgelegt, dass er 200 Euro pro Tonne CO₂ entspricht. Das ist der gemäß der Wegekostenrichtlinie der EU gültige Höchstsatz. Zusätzlich müssen die Lkw-Betreiber ab 2024 an der Tankstelle den CO₂-Preis auf Diesel von 45 Euro pro Tonne CO₂ zahlen. Damit werden Batterie-Lkw im Gesamtkostenvergleich in immer mehr Anwendungsfällen kostengünstiger als Dieselfahrzeuge. Allerdings gibt es bisher weder viele große E-Lkw auf den Straßen⁸, noch eine gut ausgebaute Ladeinfrastruktur aus öffentlichen Höchstleistungsladepunkten für Lkw an Autobahnen und Übernachtlademöglichkeiten mit ausreichender Kapazität in den Depots der Lkw-Flotten. Für die Entscheidungen der Lkw-Betreiber, auf Elektro umzusteigen, ist das Vertrauen in den schnellen Aufbau insbesondere der öffentlichen Ladeinfrastruktur von elementarer Bedeutung. Der Bund sollte deshalb die Mittel für die Förderung des so genannten initialen Ladenetzes verlässlich vorhalten und den aufeinander abgestimmten, vorausschauenden Ausbau von Ladepunkten und Verteilnetzkapazitäten unterstützen.

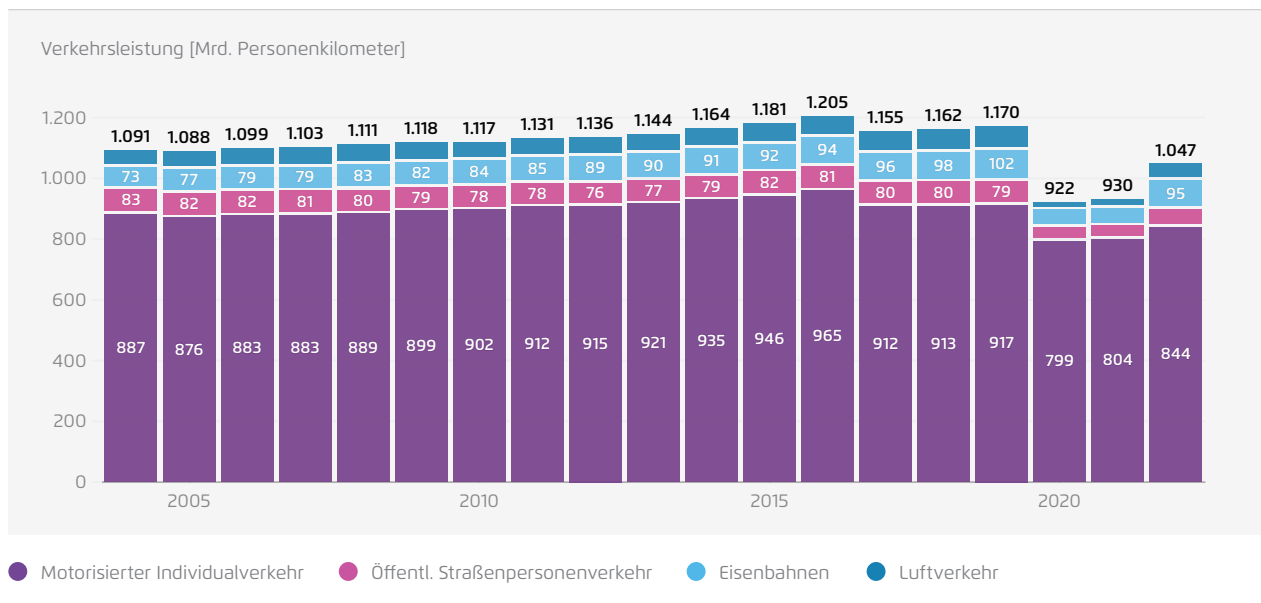
Klimaneutralität gelingt nur mit einem Umbau des Verkehrssystems

Mit der Antriebswende allein lässt sich Klimaneutralität bis 2045 nicht erreichen. Für sich genommen bringt sie nicht die notwendige Geschwindigkeit

⁸ Verfügbare batterie- und brennstoffzellenelektrische Lkw sind übersichtlich auf www.my-e-roads.de dargestellt (IFEU 2023).

Motorisierte Verkehrsleistung nach Verkehrsmitteln im Personenverkehr

→ Abb. 5_15



Agora Verkehrswende basierend auf BMDV (2023b, 2023a) • 2022: Daten vorläufig

der Emissionsminderung und resultiert in einem zu hohen Bedarf des Verkehrssektors an Strom aus Erneuerbaren Energien (vgl. Prognos et al. 2021). Neben der Verbesserung des Verkehrs durch Elektrifizierung und Umstieg auf klimaneutrale Kraftstoffe im Luft- und Seeverkehr braucht es zusätzlich die Verlagerung auf klimafreundlichere Verkehrsträger und Verkehrsmittel sowie das Vermeiden von Verkehr etwa durch Optimierungen von Lieferketten im Güterverkehr. Der Stand dieser als Mobilitäts- und Logistikkwende bezeichneten Transformation lässt sich am besten anhand der Verkehrsleistung nach Verkehrsmitteln beschreiben (siehe Abbildungen 5_15 und 5_17).

Die Verkehrsleistung im Personenverkehr ist bis zur Corona-Pandemie gestiegen, dann eingebrochen, um sich 2022 wieder dem alten Niveau anzunähern. Die Anteile der verschiedenen Verkehrsträger haben sich dabei kaum verändert. Eine Mobilitätswende ist anhand der verfügbaren Daten nicht zu erkennen. Bis 2021 handelt es sich dabei um empirische, bei 2022 um vorläufige des Bundesverkehrsministeriums (Abbildung 5_15).

Für eine nachhaltige Veränderung der Verkehrsträgerwahl braucht es attraktive Alternativen zum eigenen Auto. An erster Stelle zu nennen sind hier: ein auch in ländlichen Regionen gut ausgebauter ÖPNV, leicht verständliche Tarife und überzeugende Preise. Für den Umstieg förderlich ist es zudem, wenn das private Auto an Attraktivität verliert. Dies gelingt, wenn die sozialen Kosten des Straßenverkehrs bzgl. Infrastruktur, Klima etc. den Nutzerinnen und Nutzern von Fahrzeugen in Rechnung gestellt werden. Sinnvoll wäre eine fahrleistungsabhängige Pkw-Maut auf allen Straßen (Agora Verkehrswende 2022a). Eine weitere wichtige Stellschraube sind die Regeln der Planung und Nutzung von Verkehrsinfrastruktur. Dies reicht von der Gestaltung zukünftigen Verkehrs über die Planung von Bundesverkehrsweegen (Agora Verkehrswende 2023a) bis hin zu einer Verteilung knappen öffentlichen Raums in Städten, welche die Bedürfnisse von Radfahrer:innen und Fußgänger:innen stärker mit einbezieht (Agora Verkehrswende 2023g).

Die Einführung des Deutschlandtickets war 2023 ein wichtiges Thema in der Debatte um die Mobilitätswende. Seit dem 1. Mai können Fahrgäste mit diesem Fahrschein für 49 Euro monatlich deutschlandweit beliebig häufig mit nur wenigen Ausnahmen

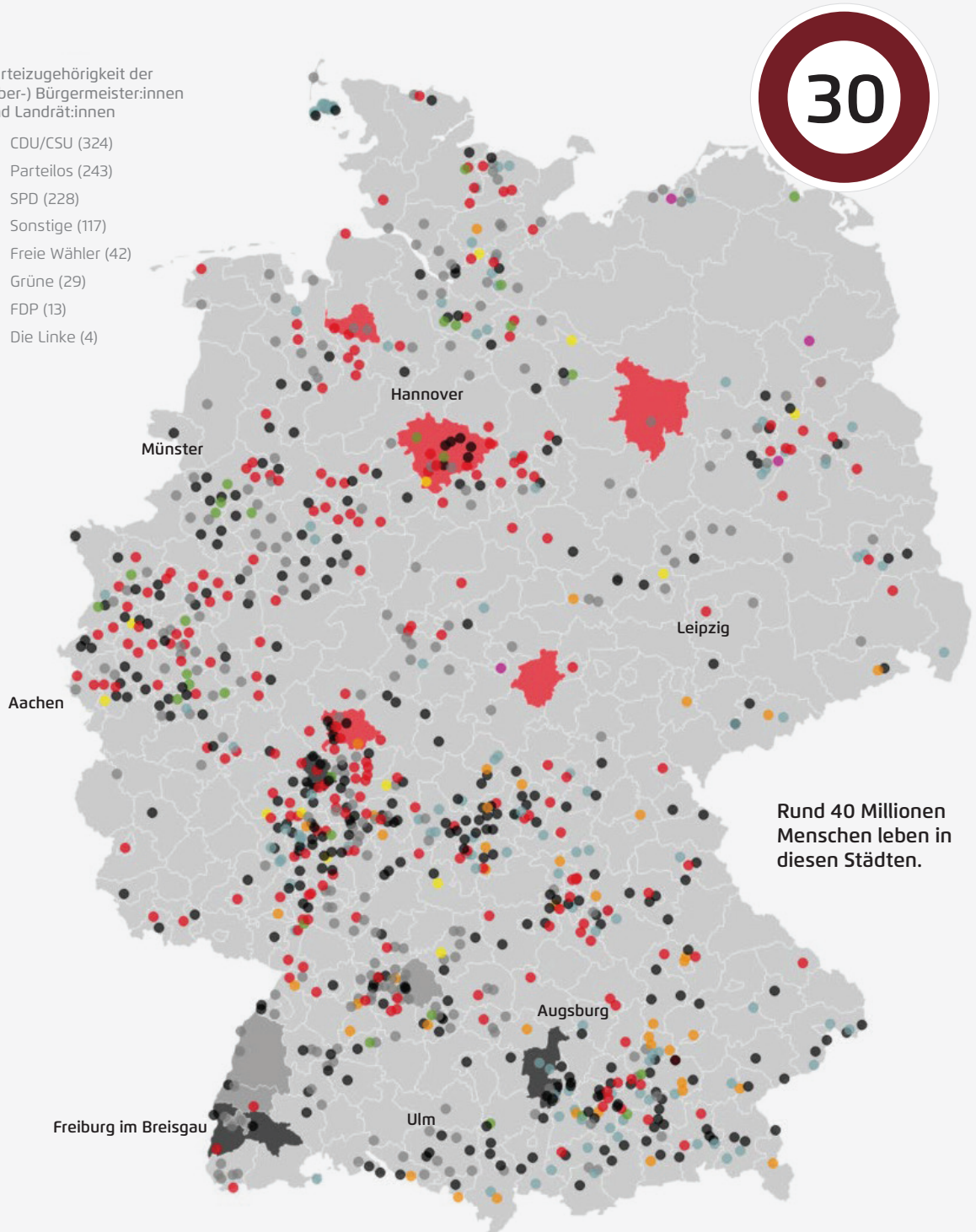
Tempo 30: Diese 1.000 Kommunen wollen mehr Entscheidungsfreiheit

→ Abb. 5_16

Städte, Gemeinden und Landkreise, die sich bis zum 16.11.2023 der kommunalen Initiative *Lebenswerte Städte durch angemessene Geschwindigkeiten* angeschlossen haben.

Parteizugehörigkeit der (Ober-) Bürgermeister:innen und Landrät:innen

- CDU/CSU (324)
- Parteilos (243)
- SPD (228)
- Sonstige (117)
- Freie Wähler (42)
- Grüne (29)
- FDP (13)
- Die Linke (4)



Agora Verkehrswende (2023h)

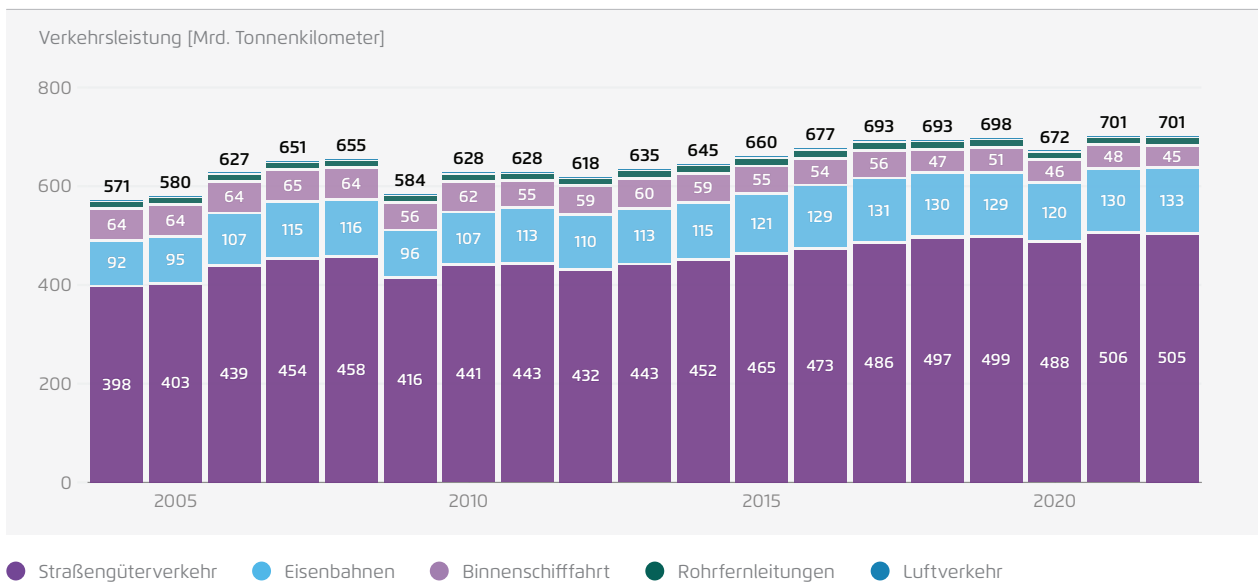
alle Züge, Busse und Bahnen im Öffentlichen Nah- und Regionalverkehr nutzen. Bereits in den ersten Monaten wurde das Deutschlandticket millionenfach verkauft. Die Zahl der beförderten Personen im ÖPNV lag aber im zweiten Quartal 2023 mit 2.654.858 unter der im zweiten Quartal des Vorkrisenjahres 2019 mit 2.854.109 (Destatis 2023c). Dies spricht dafür, dass ein großer Teil derjenigen, die sich ein Deutschlandticket kauften, vorher bereits ein Abonnement hatte oder Gelegenheitsnutzer:in war. Allerdings war die Verkehrsleistung in Personenkilometer mit 26.797.956 im zweiten Quartal 2019 und mit 26.804.966 im zweiten Quartal 2023 annähernd gleich hoch. Das bedeutet, dass die gefahrenen Kilometer der beförderten Personen im Durchschnitt angestiegen sind, was auch ein Effekt des Deutschlandtickets sein kann. Die Autoren und Autorinnen des Projektionsberichts der Bundesregierung nehmen eine recht geringe Emissionsminderung durch das Deutschlandticket für 2023 von 0,4 Mio. t CO₂-Äq an. Das Bundesverkehrsministerium hingegen geht von 1,9 Mio. t CO₂-Äq aus (Expertenrat für Klimafragen 2023). Letztendlich wird das Deutschlandticket nur ein Baustein in einem Gesamtkonzept für die Mobilitätswende sein. Mindestens genauso wichtig ist die Ausweitung des Angebots, insbesondere

in ländlichen Regionen. Hierfür ist der Ausbau der Schieneninfrastruktur und des Angebots in den Bereichen Bus und Bahn wichtig. Sinnvoll wären an Mindestreichbarkeiten orientierte Standards in Verbindung mit einer Mobilitätsgarantie (Agora Verkehrswende 2023e). Eine garantierte Grundversorgung mit Bus und Bahn ermöglicht auch jenen Menschen Mobilität und somit soziale Teilhabe, die über kein eigenes Auto verfügen und/oder wenig Geld haben.

Während die Mobilitätsgarantie vor allem Menschen in ländlichen Regionen die Verkehrswende ermöglichen kann, hilft den Menschen in Städten eine Verkehrsplanung, die neben Autofahrer:innen stärker als früher auch Radfahrende und Fußgänger:innen in den Blick nimmt. Wer sich als Einzelperson oder Familie auf Fuß- und Radwegen sowie Straßen sicher fühlt, entscheidet sich vermutlich häufiger für diese klimafreundlicheren und stadtverträglicheren Verkehrsformen. 2023 haben sich deshalb über 1.000 Kommunen der Initiative „Lebenswerte Städte und Gemeinden“ angeschlossen. Diese Initiative fordert die Bundesregierung auf, die rechtlichen Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass Kommunen innerorts dort Tempo 30 als Höchstgeschwindigkeit anordnen

Motorisierte Verkehrsleistung nach Verkehrsmitteln im Güterverkehr

→ Abb. 5_17



Agora Verkehrswende basierend auf BMDV (2023b, 2023a) • 2022: Daten vorläufig.

können, wo sie es für sinnvoll halten. Derzeit legt die Straßenverkehrsordnung des Bundes fest, dass Tempo 30 nur bei konkreten Gefährdungen beziehungsweise vor sozialen Einrichtungen wie Kitas und Schulen angeordnet werden kann (Lebenswerte Städte 2023; Aichinger 2023). Eine dafür notwendige Novelle von Straßenverkehrsordnung und Straßenverkehrsgesetz scheiterte am 24. November im Bundesrat an der Zustimmung vor allem der unionsgeführten Bundesländer. Die auch von vielen unionsgeführten Kommunen unterstützte Initiative (Abbildung 5_16) forderte im Nachgang, über den Vermittlungsausschuss doch noch zu einer Einigung zu kommen.

6 Stimmung in der Bevölkerung

6.1 Bewertung der Klimakrise

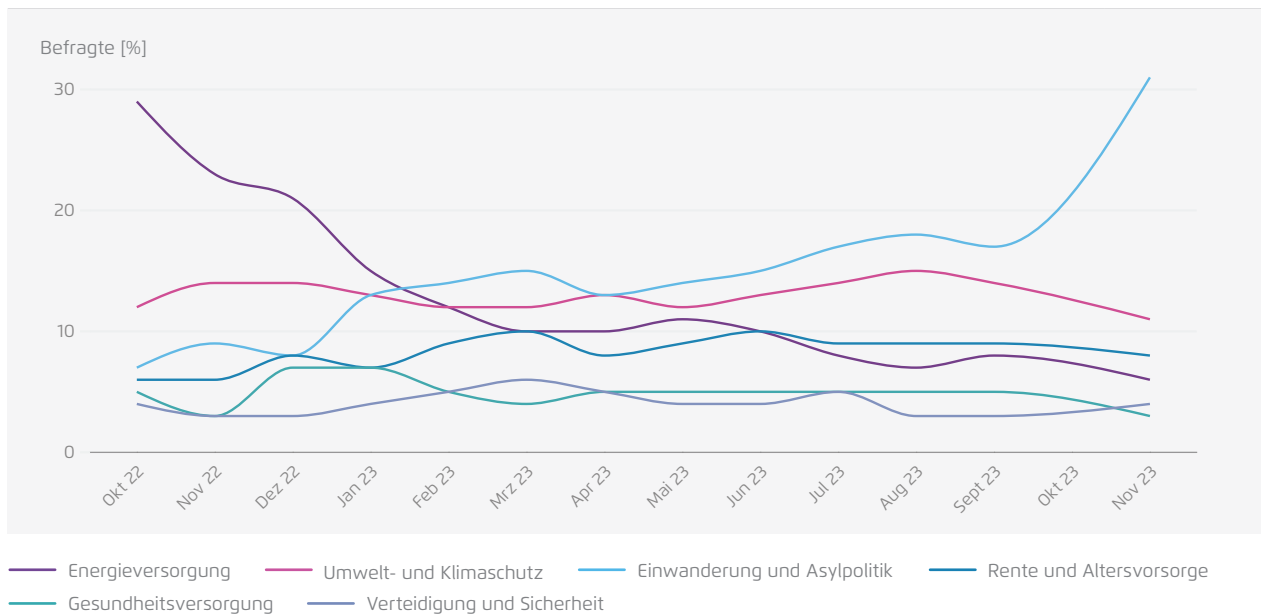
Die Menschen in Deutschland machen sich weiterhin Sorgen wegen der Klimakrise. Im Jahr 2023 waren 53,2 Prozent äußerst oder sehr besorgt, ein weiteres Drittel etwas besorgt. Damit setzt sich das hohe Besorgnisniveau der Vorjahre fort (RIFS 2023).¹ 18 Prozent sehen sich persönlich Risiken und Gefahren durch den Klimawandel ausgesetzt (Special Eurobarometer 538, 2023). Entsprechend geht knapp der Hälfte der Befragten die Klimapolitik nicht schnell oder nicht weit genug. (ZDF Politbarometer 2023 (März, April und Mai), ARD Deutschlandtrend 2023 (März), Special Eurobarometer 538, 2023, PACE 2023 (Welle 2–4, April–Juni 2023)).

Gleichzeitig war auch das Jahr 2023 wieder geprägt von vielfältigen Herausforderungen und Belastungen, die um Aufmerksamkeit konkurrierten: Preissteigerungen, andauernder Krieg in der Ukraine, Krieg in Israel und Gaza sowie Fluchtmigration. Vor diesem Hintergrund verschoben sich die Prioritäten. Eine Zeitreihe von YouGov zeigt: Im Oktober 2022 hielten noch 29 Prozent der Befragten die Energieversorgung für das wichtigste Thema, um das sich Politiker:innen kümmern sollten, gefolgt von Umwelt- und Klimaschutz mit 12 Prozent. Rund ein Jahr später war das dominierende Thema hingegen Einwanderung und Asylpolitik (31 Prozent). Den Umwelt- und Klimaschutz sahen weiterhin etwa 11 Prozent als wichtigstes Thema an. Die Energieversorgung kam nur noch auf 6 Prozent, was vor allem auf die wieder gesunkenen Energiepreise zurückzuführen sein dürfte (YouGov 2023a und 2023b). Andere Umfragen sahen Klimaschutz auf Platz 2 hinter dem Krieg in der

¹ Ähnlich auch bei PACE 2023 (Welle 7–9, August 2022), Special Eurobarometer 538 2023

Die Wichtigkeit des Themas Umwelt- und Klimaschutz schwankte leicht, das Thema Einwanderung wurde immer wichtiger

→ Abb. 6_1



YouGov (2023a, 2023b) • Frage: Welches der folgenden Themen ist Ihrer Meinung nach das wichtigste Thema, um das sich Politikerinnen und Politiker in Deutschland kümmern sollten?

Ukraine (RIFS 2023) oder auf Platz 5 hinter Inflation, bezahlbarem Wohnraum, Einwanderung und Alterssicherung (More in Common 2023).

6.2 Klimaschutz als Spaltungsthema?

Nicht genug, dass Klimaschutz auf der Agenda nach hinten rutschte. Ein Teil der Bevölkerung sah sich durch ihn auch finanziell bedroht. Lag Klimapolitik 2022 noch auf Platz 8 von 15 vermuteten Ursachen der Preissteigerungen, so landete sie 2023 auf Platz 6 (More in Common 2023). In der Planetary Health Action Survey gaben 36 Prozent der Befragten an, durch Klimaschutzmaßnahmen Geld verloren zu haben (PACE 2023, Welle 11–12, Januar 2023, Welle 14, März 2023). Laut ZDF-Politbarometer fühlten sich 46 Prozent sehr stark oder stark finanziell durch den Klimaschutz belastet (ZDF Politbarometer

2023, April).² Gleichzeitig radikalisierte sich mit der „Letzten Generation“ ein Teil der Klimabewegung. Beide Entwicklungen könnten dazu beitragen, dass sich Menschen tendenziell vom Thema Klimaschutz entfernen.

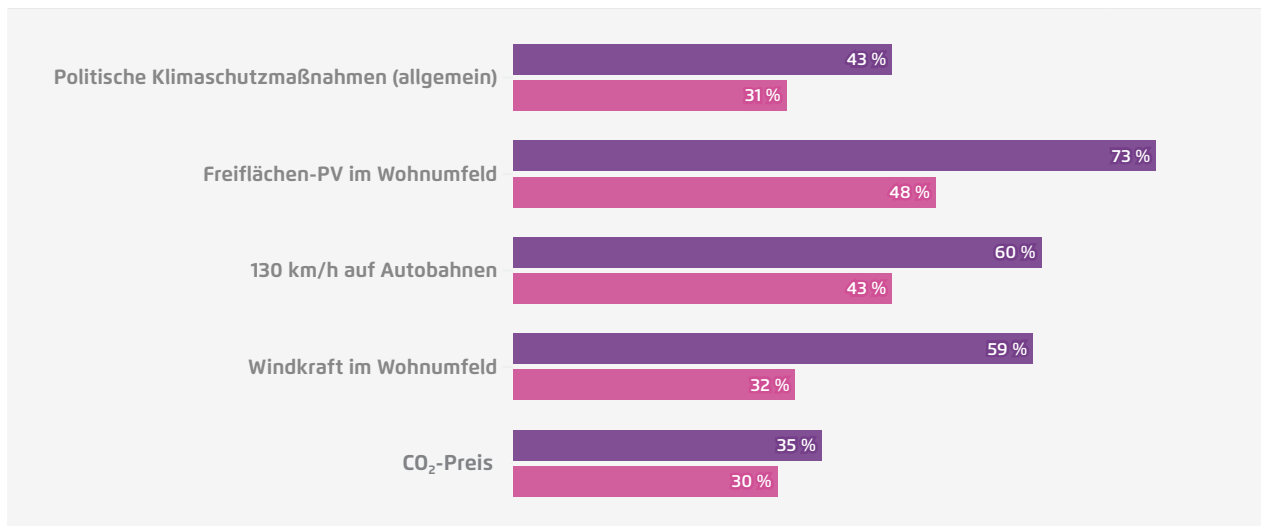
Eine Studie von More in Common (2023) liefert Hinweise darauf. Gefragt wurde, was Deutschland am meisten spaltet. 43 Prozent der Befragten nannten „unterschiedliche Meinungen zum Klimaschutz“. Das war der zweithöchste Wert unter 11 Spaltungsgründen. Höher rangierte nur die Spaltung zwischen Arm und Reich (64 Prozent).

Auf der anderen Seite ist die Einigkeit über den Klimaschutz größer, als die Menschen glauben: So gaben in der PACE-Studie 43 Prozent der Befragten an, politische Maßnahmen zum Klimaschutz stark zu unterstützen. Aber nur 31 Prozent glaubten, dass die

² Dabei handelt es sich um subjektive Wahrnehmungen. Die Befragungen lassen keinen Schluss darüber zu, in welchem Maß finanzielle Belastungen auftraten und ob sie tatsächlich auf Klimaschutzmaßnahmen zurück-zuführen waren.

Die Befürwortung von Energiewende- und Klimaschutzmaßnahmen wird unterschätzt

→ Abb. 6_2



● Tatsächliche Befürwortung ● Geschätzte Befürwortung

Politische Klimaschutzmaßnahmen (allgemein): PACE (2023) • Welle 11–12, Frage: "Was glauben Sie, wie stark unterstützen die Menschen in Deutschland politische Klimaschutzmaßnahmen im Allgemeinen?"; angegeben: Anteil "Starke Unterstützung". Einzelmaßnahmen: RIFS (2023), Frage: "Bitte schätzen Sie, wie viel Prozent der Menschen in der gesamtdeutschen Bevölkerung folgende energie- und verkehrspolitischen Maßnahmen befürworten"; angegeben: Mittelwert.

Menschen in Deutschland insgesamt dies tun (PACE 2023, Welle 11–12, Januar 2023). Ein ähnliches Bild ergibt sich auch für einzelne Maßnahmen: Befragte befürworteten zu 59 Prozent den Ausbau der Windenergie – glaubten aber, dass nur 32 Prozent der deutschen Bevölkerung dies tun. Beim Tempolimit von 130 km/h auf Autobahnen lagen die Werte bei 60 Prozent vs. 43 Prozent. Am stärksten unterschätzt wurde die Zustimmung von FDP-Anhänger:innen zu Klimaschutzmaßnahmen (RIFS 2023). Solche Fehleinschätzungen können auf die Dauer der tatsächlichen Zustimmung schaden, da Menschen dazu neigen, sich (angenommenen) Mehrheitspositionen zu nähern (RIFS 2023).

6.3 Die Energiewende und ihre Umsetzung

Im Jahr 2022 galt die Energiewende noch als zentrale Maßnahme gegen die Bedrohung der Energiesicherheit und die Preisanstiege, die der Krieg Russlands gegen die Ukraine ausgelöst hatte. Drei Viertel der Deutschen sahen den beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien als bestes Gegenmittel für die aktuelle Krise und befürworteten die Energiewende (IASS 2022). Im Folgejahr wurden

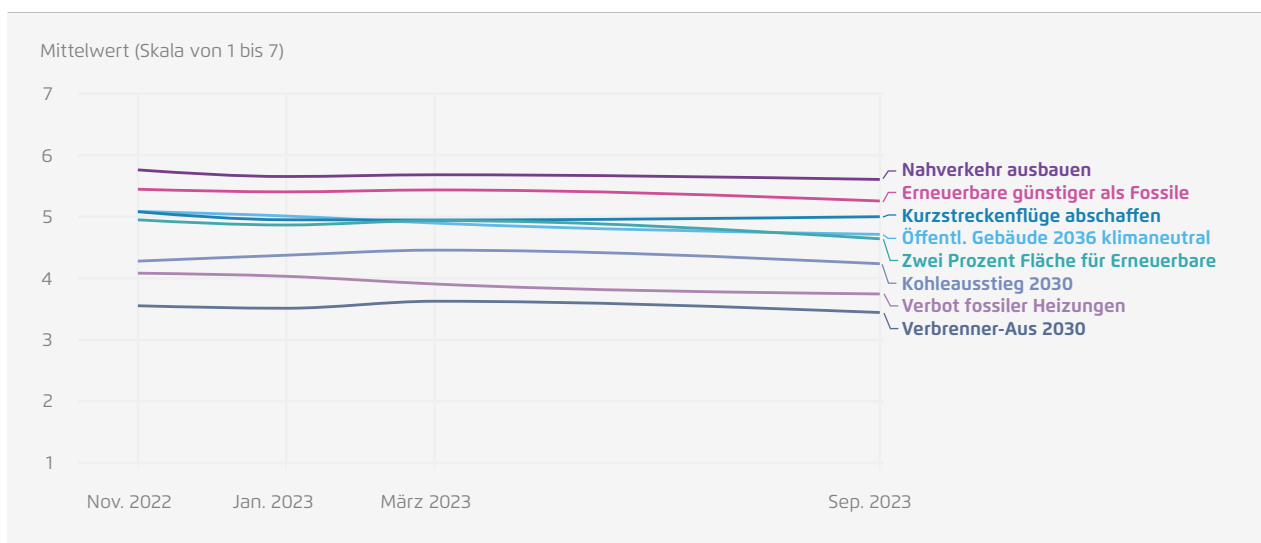
dagegen direkte Finanztransfers und die Diversifizierung der Energieversorgung wichtiger. Im Mai 2023 hielten zwar noch 58 Prozent der Befragten den Ausbau der Erneuerbaren Energien für die wichtigste Maßnahme, um den wirtschaftlichen Druck durch die Energiepreise zu verringern. Darauf folgten jedoch gleich ein Preisdeckel (48 Prozent) und direkte Finanztransfers für die finanzschwächsten Haushalte (33 Prozent). Energieeffizienz erreichte noch 32 Prozent (Special Eurobarometer 538 2023). Im September 2023 war die Maßnahme mit der höchsten Zustimmung das Füllen von Gasspeichern (54 Prozent volle Zustimmung). Ihr folgten das Dämpfen von Preissteigerungen und die Diversifizierung der Energieversorgung mit je 46 Prozent sowie Energiepartnerschaften mit 41 Prozent. Energiesparen erreichte 40 Prozent³ (Flash Eurobarometer 533, 2023).

Bei der Zustimmung zu konkreten Maßnahmen hinterließ die Debatte um das Gebäudeenergiegesetz Spuren. Die Langzeitbefragung PACE zeigt zunächst ein vertrautes Bild: Am beliebtesten waren Maßnahmen, von denen Menschen persönlich profitieren (im

³ Erneuerbare Energien wurden dieses Mal nicht abgefragt.

Die Zustimmung zu den meisten Maßnahmen der Energiewende blieb 2023 relativ konstant – mit Ausnahme des Verbots fossiler Heizkessel

→ Abb. 6_3



PACE (2023) • Mittelwerte auf einer Skala von 1–7.

März 2023 z. B. Nahverkehrsausbau mit 74 Prozent, Erneuerbare Energien preisgünstiger zu machen als fossile mit 71 Prozent). Eher im Mittelfeld lagen Maßnahmen, die die meisten Menschen nicht unmittelbar betreffen (öffentliche Gebäude klimaneutral machen: 63 Prozent, zwei Prozent der Landfläche für Solar und Wind vorhalten: 59 Prozent). Weniger beliebt waren Preissteigerungen, Phase-Outs und Verbote (Kohleausstieg: 45 Prozent, Verbot von Öl- und Gasheizungen: 43 Prozent, Verbrenner-Aus: 34 Prozent). Eine bemerkenswerte Ausnahme ist die Abschaffung von Kurzstreckenflügen, wenn Alternativen mit der Bahn verfügbar sind. Sie findet vergleichsweise hohe Zustimmung. Ein möglicher Grund: Der Großteil der Deutschen fliegt nicht regelmäßig.⁴

Weiter wird klar: Die Zustimmung für fast alle Maßnahmen ist über den Zeitraum November 2022 bis September 2023 recht stabil. Bei einigen Maßnahmen sinkt sie ab März 2023 leicht, allerdings nicht statistisch signifikant. Anders beim Verbot von Gas- und Ölheizungen: Hier geht die Zustimmung 2023 signifikant zurück (PACE 2023, Welle 18, September

2023).⁵ Die Debatte über das Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird eine Rolle gespielt haben: Sie rückte Investitionskosten und Eingriffe in den gewohnten Lebensstil ins Bewusstsein. Auch war der Grund für die gesetzliche Regelung vielleicht nicht einsichtig. Denn die Bedeutung der Heizung für den Klimaschutz wird vielfach unterschätzt. Die Frage, was im Haushalt am meisten Energie verbraucht (= die Heizung) wurde in einer Umfrage von 2022 mit 55 Prozent besonders häufig falsch beantwortet (PACE 2023, Welle 7–9, August 2022).

Es wird also deutlich: Klimaschutz bleibt wichtig – ist aber kein Selbstläufer. Damit sich die Sorgen vor dem Klimawandel und die grundsätzliche Zustimmung zu Klimaschutzmaßnahmen in Unterstützung konkreter Politik übersetzen, muss diese Politik als gerecht, tragbar und effektiv empfunden werden (Berquist et al. 2022). Dazu gehört zweierlei: sie tatsächlich gerecht, tragbar und effektiv auszugestalten, aber auch, dies glaubhaft und verständlich zu kommunizieren.

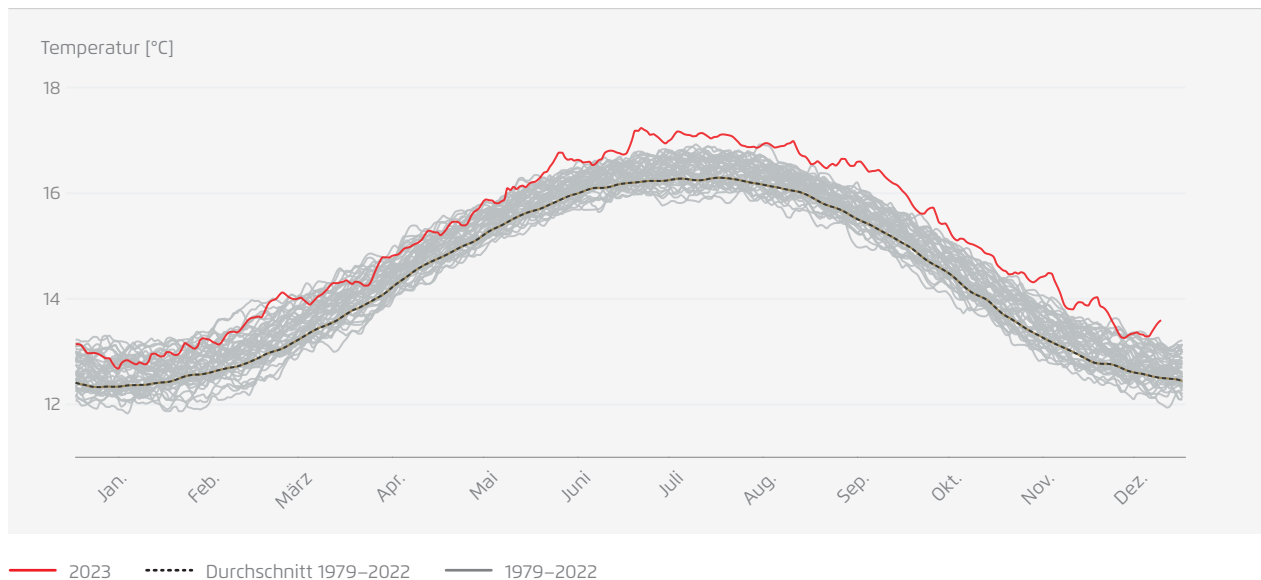
⁴ Im Juni 2023 gaben 80 Prozent der Befragten an, in den letzten 12 Monaten nicht geflogen zu sein (IfD 2023).

⁵ Nur bei einer weiteren Maßnahme ist das der Fall: bei der Reservierung von zwei Prozent der Landfläche für Photovoltaik oder Windenergie. Der Grund dafür ist nicht ganz klar. Möglicherweise handelt es sich um einen Ausstrahlungseffekt: Auch der EE-Ausbau ist eine prominente energiepolitische Maßnahme der Ampel-Koalition, die durch die Debatte um das GEG an Rückhalt verloren hat.

7 Entwicklung der Klimakrise

Durchschnittliche tägliche Lufttemperatur (90°S – 90°N, 0–360°E)

→ Abb. 7_1



Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS) • Tägliche Durchschnittswerte der Lufttemperatur an der Erdoberfläche (2 Meter Höhe) aus dem NCEP Climate Forecast System (CFS) Version 2 (April 2011–heute) und CFS Reanalysis (Januar 1979–März 2011).

2023 ist das heißeste Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen – sowohl in Deutschland, als auch weltweit – und erneut ein Jahr klimatischer Extreme und neuer Rekorde: Bis Ende Oktober lagen die globalen Durchschnittstemperaturen 1,43°C über dem vorindustriellen Mittel (Copernicus 2023a) und damit nur knapp unter dem 1,5°C Ziel des Pariser Klimaabkommens. Am 17. November 2023 überschritt die globale Temperatur erstmals die 2-Grad-Marke gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter (Copernicus 2023b). Auch die gemessenen Ozeantemperaturen waren von April bis September so hoch wie nie zuvor. Die Menge an Eis in der Antarktis ist auf ein Rekordtief gesunken. Zudem schmolzen die Eisfelder in den Bergen im Westen Nordamerikas und in den Alpen 2023 besonders stark. So haben die Gletscher in der Schweiz allein innerhalb der letzten zwei Jahre rund zehn Prozent ihres Volumens verloren. Als Folge des weltweiten Abschmelzens von Gletschern und Eisschilden hat auch der Meeresspiegel im Jahr 2023 einen neuen Höchststand erreicht (WMO 2023a).

Die Auswirkungen des Klimawandels waren auch 2023 dramatisch spürbar: Im Februar führten extreme Regenfälle in Brasilien zu verheerenden Überschwemmungen. Von Februar bis März wütete der Zyklon Freddy 37 Tage lang im Indischen Ozean, länger als jeder Zyklon zuvor, und führte zu weitreichender Zerstörung. In der Folge meldeten Madagaskar, Mozambik, Malawi und Zimbabwe hunderte Tote (WMO 2023a). Im Juli bedrohte eine Flutkatastrophe in Pakistan Tausende von Menschen. Im selben Monat folgten im Süden der USA einer wochenlangen Hitzeperiode starke Regenfälle und Sturzfluten. Im September traf eine verheerende Starkregen-Katastrophe Libyen (DLF 2023).

Besonders die nördliche Hemisphäre litt unter heftigen Hitzewellen. Im Laufe des Jahres wurden immer wieder neue Hitzerekorde vermeldet: 52 Grad Celsius im Nordwesten Chinas, 50 Grad Celsius auf Sardinien, 52 Grad Celsius in Kalifornien. Zudem hatte die Nordhalbkugel in diesem Jahr mit mehr

Waldbränden zu kämpfen als je zuvor: Verheerende Brände erfassten Hawaii, Kanada, Russland, Griechenland, Portugal, Spanien und Teneriffa. Allein die Brände in Kanada setzten 410 Millionen Tonnen CO₂ frei und zerstörten eine Fläche, die etwa halb so groß ist wie Deutschland (Copernicus 2023c). Aber auch Australien und viele Länder Südamerikas registrierten ungewöhnliche Hitzeperioden. Allein in Mexiko starben im Zuge einer Hitzewelle im Juni mehr als 100 Menschen (Tagesschau 2023).

Die globalen Extremwetterereignisse und anhaltenden Dürren in vielen Regionen der Welt haben die Ernährungssituation von Millionen Menschen weiter verschlechtert: Die Zahl der Menschen, die akut von Nahrungsmittelunsicherheit betroffen sind, hat sich von 135 Millionen Menschen vor der Coronapandemie auf 345 Millionen Menschen im Jahr 2023 mehr als verdoppelt (WMO 2023a).

Expertinnen und Experten gehen davon aus, dass sich die Situation in 2024 weiter verschärft. Neben dem fortschreitenden Klimawandel könnte das wiederkehrende Wetterphänomen El Niño für weitere Wetterextreme und Ernteausfälle sorgen. Aufgrund eines starken Temperaturanstiegs im Pazifik gehen Expertinnen und Experten 2023 nach Jahren wieder von einem El Niño-Jahr aus: Das Wetterphänomen geht alle zwei bis sieben Jahre mit einer Erwärmung des Meerwassers im tropischen Pazifik und schwachen Passatwinden einher. Die Effekte von El Niño sind typischerweise erst im Jahr nach seinem Entstehen spürbar. So werden 2024 weitere Temperaturanstiege, extreme Hitzewellen, Dürren, aber auch Überschwemmungen und Stürme im pazifischem Äquatorraum erwartet (WMO 2023b).

8 Energiepolitische Entwicklungen 2023

Das Jahr 2023 war in Deutschland klimapolitisch gekennzeichnet von deutlichen Fortschritten, insbesondere im Gebäudebereich. Dies zu betonen, erscheint wichtig, denn gleichzeitig brachte das vergangene Jahr neue Herausforderungen für die Klimapolitik mit sich, die ebenfalls eng mit diesem politischen Feld verknüpft sind: Die Debatte um das Gebäudeenergiegesetz hinterließ Spuren in der Bevölkerung im Hinblick auf das Vertrauen in die praktische Umsetzung und soziale Ausgewogenheit klimapolitischer Maßnahmen. Verstärkt wurde die neue skeptische Grundstimmung gegenüber der Klimapolitik durch das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Klima- und Transformationsfond (KTF) im Spätherbst 2023. Auch objektiv geriet die Finanzierung der notwendigen Investitionen im Bereich Klimaschutz und Energietransformation durch den Richterspruch unter zusätzlichen Druck.

Jenseits der innerdeutschen Debatte wurde auf der Ebene der EU die Umsetzung des *Fit-for-55*-Pakets im Jahr 2023 nahezu abgeschlossen. International markierte die Weltklimakonferenz COP 28 mit ihrem Beschluss zum „Übergang weg von fossilen Energien“ einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zu globaler Klimaneutralität.

Nachdem das Jahr 2022 in Deutschland energiepolitisch geprägt gewesen war vom Management der fossilen Energiekrise, rückten mit Jahresbeginn 2023 Strukturreformen für Energiesicherheit und Klimaschutz stärker in den Mittelpunkt. Während eines 30-stündigen Treffens des Koalitionsausschusses der Ampelparteien wurden Ende März 2023 Maßnahmen zur weiteren Ausgestaltung des Klimaschutzgesetzes, zur Straffung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu den Bereichen Naturschutz, Verkehr, Energieeffizienz und Gebäudeenergie geeint, deren Umsetzung die Klimapolitik der Koalition bis zum Jahresende maßgeblich prägte.

Insbesondere die Reform des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) löste seit dem Frühjahr eine tiefgreifende politische Kontroverse aus, in deren Verlauf auch innerhalb der Bundesregierung divergierende Positionen öffentlich ausgetragen wurden. Im Ergebnis verloren auch infolge medial emotional und teilweise mit Falschinformationen unterfütterten Debatte Klimaschutzmaßnahmen in der Bevölkerung erheblich an Rückhalt. Auch das GEG selbst blieb von der Diskussion nicht unbeeinflusst, es wurde schließlich im September in abgeschwächter Form beschlossen.

In Folge des Urteils des Bundesverfassungsgerichts zum Nachtragshaushalt 2021 vom 15. November 2023 entstand im KTF eine Lücke von 60 Milliarden Euro. Zwar konnten in den folgenden Verhandlungen in der Koalition wesentliche Pfeiler zur Finanzierung des Klimaschutzes im Bundeshaushalt 2024 stabilisiert werden, zentrale Fragen zur Sicherung der Finanzierung dringend notwendiger Klimaschutzinvestitionen blieben dennoch über den Jahreswechsel hinaus ungelöst.

Im Folgenden werden die Entwicklungen des Jahres 2023 in den einzelnen Sektoren beziehungsweise Politikbereichen in jeweils wenigen Absätzen nachgezeichnet.

8.1 Energiewirtschaft

Im Jahr 2023 verstärkte sich die Umstellungsdynamik in Richtung eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems. Insbesondere beschleunigte sich der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie deutlich. In der Konsequenz rücken nun Fragen zur stärkeren Flexibilisierung des Stromsystems und des Zubaus regelbarer Kraftwerke zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen der volatilen Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne mit in den Vordergrund.

Höhere Vergütungssätze für PV-Dachanlagen, der Abbau bürokratischer Hemmnisse und die Abschaffung der Einkommens- und Umsatzsteuer für Kleinanlagen verbesserten die Wirtschaftlichkeit im Aufdach-Segment deutlich. Ein umfassendes Maßnahmenbündel zur weiteren Stärkung des PV-Zubaus auch für Freiflächenanlagen wurde im Rahmen der PV-Strategie der Bundesregierung ausgearbeitet. Die gesetzliche Umsetzung im Rahmen zweier sogenannter Solarpakete konnte 2023 allerdings noch nicht abgeschlossen werden; die Verabschiedung des ersten Pakets soll im Frühjahr 2024 erfolgen.

Zentrale Maßnahmen zur weiteren Stärkung des Onshore-Wind-Zubaus wurden im Rahmen einer Ende Mai 2023 vorgestellten „Windenergie-an-Land-Strategie“ festgehalten. Die Umsetzung ist größtenteils erfolgt beziehungsweise angestoßen. Bereits im Frühjahr 2023 wurde die sogenannte EU-Notfallverordnung implementiert. Diese vereinfacht – zunächst zeitlich befristet – Naturschutzprüfungen beziehungsweise -ausgleichsmaßnahmen in bestimmten Beschleunigungsgebieten mit dem Ziel, Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen erheblich zu verkürzen. Die von der Ampelregierung bereits 2022 verabschiedeten nationalen Maßnahmen zeigten ebenfalls erste Wirkung: In einer Reihe von Gerichtsurteilen konnten sich Erneuerbare Energien dank des nun im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerten „überragenden öffentlichen Interesses“ durchsetzen; in einigen Bundesländern wurden deutlich mehr Anlagen genehmigt, auch die Ausweisung zusätzlicher Flächen durch die Länder nahm im Lauf des Jahres 2023 Fahrt auf. Im Rahmen von Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde darüber hinaus eine Regelung zur Nutzung ansonsten abgeregelten Windstroms eingeführt.

Im Bereich Offshore-Windenergie wurden 2023 auf Basis des bereits 2022 reformierten Windenergie-auf-See-Gesetzes erste Ausschreibungen durchgeführt. Für Projektrechte im Umfang von sieben Gigawatt auf nicht zentral voruntersuchten Flächen in Nord- und Ostsee verpflichteten sich die erfolgreichen Bieter zur Zahlung von insgesamt 12,6 Milliarden Euro. Die enorm hohen

gebotenen Zahlungen werfen allerdings Fragen zur Realisierungswahrscheinlichkeit und zu den zu erwartenden Preisen des im Rahmen von langfristigen Stromlieferverträgen vermarkteten Offshore-Windstroms auf. Außerdem wurde für bereits zentral voruntersuchte Flächen eine Gesamtleistung von 1,7 Gigawatt auf Basis finanzieller und qualitativer Kriterien bezuschlagt.

Für 2023 vorgesehene Änderungen am Strommarktdesign und die so genannte Kraftwerksstrategie konnten noch nicht wie geplant auf den Weg gebracht werden. Der zentrale Stakeholder-Prozess zur Klärung dieser Fragen, die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, wurde zwar 2023 weitgehend abgeschlossen, der Schlussbericht soll jedoch erst 2024 vorgelegt werden. Viele wichtige Fragen bleiben bisher offen. Hierzu zählen die Reform der Erneuerbare Energien Förderung, verbesserte Anreize für Flexibilität und die Debatte um lokale Preissignale beziehungsweise die mögliche Abkehr von der einheitlichen deutschen Gebotszone im Strommarkt. Die Kraftwerksstrategie, deren Ziel es ist, bis 2035 regelbare, wasserstofffähige Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 23,8 Gigawatt ans Netz zu bringen, verzögerte sich zuletzt infolge der durch das Bundesverfassungsgerichtsurteil zum Klima- und Transformationsfonds (siehe Kapitel 8.5) ausgelösten Finanzierungsprobleme.

Im Bereich der Netz- und Systemplanung wurden 2023 wichtige Fortschritte erzielt. Der Netzentwicklungsplan Strom zielt erstmalig auf ein Klimaneutralitätsnetz mit einem bis 2037 weitgehend dekarbonisierten Stromsystem und einem klimaneutralen Energiesystems bis 2045. Außerdem wurde 2023 der Entwurf für ein Wasserstoffkernnetz vorgelegt. Demnach sollen bis 2032 9.700 Kilometer Fernleitungen zur Wasserstoffversorgung von Kraftwerken und Industrie vor allem über die Umwidmung von Erdgaspipelines installiert werden. Zentral für den Erfolg dieser Transformation ist jedoch die rechtzeitige und ausreichende Bereitstellung von Wasserstoff. Dazu braucht es einen schnellen Hochlauf der heimischen Wasserstoffproduktion, die tatsächliche

Bereitstellung von Wasserstoff aus Europa, sowie Wasserstoffimporte in erheblichem Umfang aus anderen Weltregionen nach Deutschland.

Ende 2023 wurde außerdem ein Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie vorgelegt. Diese Strategie soll den Rahmen bilden für eine integrierte Planung aller strom- und molekülbasierter Energieinfrastrukturen.

Die Rolle der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde 2023 im Zusammenhang mit der Umsetzung eines entsprechenden Urteils des Europäischen Gerichtshofs in deutsches Recht erheblich gestärkt. Die BNetzA ist nun unter anderem verantwortlich für eine grundlegende Reform der Netzentgelte. Zum Jahresende kündigte die Behörde zunächst eine Reform der Verteilnetzentgelte an, um Zusatzbelastungen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien regional gleichmäßiger und letztlich gerechter zu verteilen. Weitere relevante Entwicklungen im Netzbereich waren die Umsetzung des §14a EnWG zu flexiblen Verbrauchern durch die BNetzA sowie das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende. Letzteres verfolgt das Ziel, die Einführung beziehungsweise den Ausbau intelligenter Messsysteme zu vereinfachen und zu beschleunigen.

8.2 Industrie

Das Jahr 2023 war aus der Perspektive des produzierenden Gewerbes und der energieintensiven Industrie weiterhin geprägt von hohen Energiepreisen als Folge der fossilen Energiekrise sowie dem zunehmenden internationalen Wettbewerb auf dem Feld der Transformationstechnologien. Insbesondere die Frage, wie eine industriepolitische Antwort auf den US-amerikanischen *Inflation Reduction Act* aussehen könnte, bestimmte die politische Debatte in Deutschland und Europa. Diese strahlte auch aus auf Überlegungen zur Einführung eines Industriestrompreises, mit dem die phasenweise hohen Stromkosten, ausgelöst durch hohe Gaspreise, gedämpft werden sollten. Ebenfalls in der Folge dieser Debatte veröffentlichte das BMWK im Oktober 2023 eine Industriestrategie. Im November beschloss die

Bundesregierung ein Strompreispaket zur Entlastung des produzierenden Gewerbes. Darüber hinaus wurden 2023 weitere für die Industrietransformation relevante Strategien entwickelt, namentlich eine Strategie für Grüne Leitmärkte, eine *Carbon Management*-Strategie, die Biomassestrategie sowie eine Kreislaufwirtschaftsstrategie. Die Finalisierung beziehungsweise die konkrete Umsetzung all dieser Vorhaben hat die Bundesregierung für 2024 angekündigt.

Mit der Reform des europäischen Emissionshandels (ETS), der Einführung eines Grenzausgleichmechanismus (CBAM) und – auf nationaler Ebene – dem Start von Klimaschutzverträgen erfuhr der klimapolitische Rahmen 2023 eine wesentliche Weiterentwicklung. Der europäische Emissionshandel wurde in seiner Rolle als Leitinstrument zur Dekarbonisierung der Industrie gestärkt, neue Zertifikate kommen nun voraussichtlich im Jahr 2038 letztmalig auf den Markt. Da ab Mitte der 2020er-Jahre auch die kostenlosen Zuteilungen von Zertifikaten an die Industrie schrittweise entfallen, wird ab 2026 der europäische Grenzausgleich (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM) parallel eingeführt, um ein bloßes Verlagern der Emissionen ins Ausland (*carbon leakage*) zu verhindern. Auf nationaler Ebene verabschiedete die Bundesregierung für die lange angekündigten Klimaschutzverträge eine Förderrichtlinie. Eine Ausschreibung war bis zum Jahresende 2023 allerdings noch nicht erfolgt. Einzelne Unternehmen erhielten jedoch für Investitionen in klimaneutrale Produktionsverfahren öffentliche Mittel von Bund und Ländern in Milliardenhöhe, etwa im Rahmen der europäischen IPCEI-Wasserstoff-Projekte. Mit Förderzusagen an die Stahlindustrie, die allein für ein Drittel der Treibhausgasemissionen des Industriesektors verantwortlich ist, wurde die Grundlage für eine klimaneutrale Produktion von gut einem Viertel des in Deutschland hergestellten Primärstahls geschaffen.

Beim dringend erforderlichen Umstieg auf energieeffiziente strombasierte Technologien gab es 2023 keine wesentlichen Fortschritte. Insbesondere hat es die Bundesregierung versäumt, die Elektrifizierung der Prozesswärme und vor allem der

Dampferzeugung durch zusätzliche Maßnahmen zu unterstützen. Dieser Bereich ist für rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen der Industrie verantwortlich und daher ein zentrales Handlungsfeld der Klimapolitik¹.

8.3 Gebäude

Die Reform des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und die Verabschiedung des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) machten das Jahr 2023 zum Startpunkt der Wärmewende in Deutschland. Allerdings schwächten kontroverse Aushandlungsprozesse im GEG-Gesetzgebungsverfahren die geplanten Maßnahmen gegenüber den ursprünglichen Planungen erheblich ab, insbesondere im Hinblick auf die vorgesehene Umsetzungsgeschwindigkeit. Die Klimaschutzziele für 2030 werden somit ohne zusätzliche Maßnahmen im Gebäudebereich absehbar verfehlt (UBA 2023e).

Die Reform des GEG führte im Vorfeld der Beschlussfassung zu tiefgreifenden Auseinandersetzungen zwischen den Parteien der Ampelkoalition und einer aufgeheizten öffentlichen Debatte. Während der ursprüngliche Vorschlag des BMWK eine 65-Prozent-Regelung Erneuerbare Energien für alle neuen Heizungsanlagen ab 2024 vorsah, wurde der Zeitplan in der im September 2023 schließlich vom Bundestag beschlossenen Novelle deutlich modifiziert. Ab 2024 gilt die „65-Prozent-Regel“ nun lediglich für Neubauten in Neubaugebieten. Alle anderen Gebäude fallen erst unter diese Regelung, wenn kommunale Wärmepläne ausgearbeitet vorliegen: In den meisten Fällen wird das in größeren Kommunen frühestens 2026, in kleineren Kommunen erst 2028 der Fall sein.

Mit dem im November verabschiedeten Wärmeplanungsgesetz wird in Deutschland erstmals eine flächendeckende Wärmeplanung eingeführt. Neben den zu erstellenden Wärmeplänen der Kommunen sieht

das Gesetz verpflichtende Erneuerbare-Energien-Quoten für Wärmenetze vor. Bestehende Wärmenetze müssen in der Regel den Anteil Erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme an der Wärmeerzeugung bis 2030 auf 30 Prozent und bis 2040 auf 80 Prozent erhöhen. Die Wärmeplanung kann somit wichtige Richtungsgeberin für einen perspektivisch klimaneutralen Gebäudebestand sein. Mit Blick auf die bestehenden Klimaziele ist jedoch absehbar, dass die Umstellung auf Erneuerbare Energien in Wärmenetzen und in der dezentralen Wärmeversorgung noch zu langsam erfolgt und die Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes nicht für die nötige Beschleunigung sorgen werden.

Das Preisverhältnis zwischen Erdgas und Strom hat sich 2023 aus Klimaschutzperspektive verschlechtert. Dieses Verhältnis ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von gas- vs. strombasierter Wärmeerzeugung. Wissenschaftliche Szenarien sind hier eindeutig: schnelle Emissionsminderungen erfordern vor allem den Umstieg auf eine strombasierte Wärmeerzeugung. Im Temperaturbereich bis 200°C kommen dann Wärmepumpen zum Einsatz. Als Faustregel sind diese wirtschaftlich, wenn der Strompreis das 2,5-fache des Gaspreises nicht übersteigt. In Deutschland ist das Verhältnis jedoch deutlich ungünstiger, nicht zuletzt, weil Strom fast doppelt so hoch durch Steuern, Umlagen und Abgaben belastet wird wie Erdgas.² Die vorübergehende Senkung der Mehrwertsteuer auf Gas auf sieben Prozent war also aus der Perspektive des Klimaschutzes kontraproduktiv, das Auslaufen dieser Gas-Privilegierung zum Jahresende 2023 sinnvoll. Auf der anderen Seite wird die nach dem Bundesverfassungsgerichtsurteil beschlossene Streichung des Bundeszuschusses zu den Übertragungsnetzentgelten auch beim Strom einen preissteigernden Effekt nach sich ziehen, der regional sehr unterschiedlich ausfallen kann.

Der rechtliche Rahmen zur energetischen Ertüchtigung des Gebäudebestands ist noch weitgehend offen. In Deutschland wurde hierfür bislang fast

¹ Ein Teil der Emissionen im Stahlsektor geht auch auf die Prozesswärme zurück, die zum Einschmelzen des Eisens notwendig ist. Sie wird mit den 2023 erfolgten Förderzusagen indirekt adressiert.

² <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.html>

ausschließlich auf finanzielle Förderung sowie Energieberatung gesetzt. Im Ergebnis blieben Sanierungsfortschritte hinter den Erfordernissen von Klimaschutz und Energiesouveränität zurück; die energetische Qualität des Gebäudebestands bleibt mangelhaft.

Die Novelle der europäischen Gebäuderichtlinie EPBD (*Energy Performance of Buildings Directive*) könnte einen stringenten Rahmen setzen, der den Gebäudebestand auf Zielkurs bringt. Nach der politischen Einigung im Trilog zwischen Verhandlungsführenden von EU-Kommission, Europäischem Rat und Parlament zeichnen sich hierfür Ziele für durchschnittliche Energieverbrauchsminderungen des Wohngebäudebestands ab sowie Mindesteffizienzstandards für Nichtwohngebäude. Neben der Verabschiedung durch die EU-Institutionen steht insbesondere die Umsetzung in der Bundesrepublik noch aus. Wie die auf EU-Ebene vereinbarten Ziele in Deutschland erreicht werden sollen, war Ende 2023 noch offen.

8.4 Verkehr

Der Verkehrssektor hat 2023 erneut sein Klimaschutzziel weit verfehlt. Das für den Klimaschutz in diesem Bereich zentrale Ziel von 15 Millionen E-Pkw bis 2030 ist in weite Ferne gerückt. Von 2020 bis 2022 erhöhte sich zwar der Neuzulassungsanteil reiner E-Pkw von 2 auf 18 Prozent, erforderlich sind bis 2030 jedoch über 90 Prozent. Der bisherige Anstieg resultiert vor allem aus Absenkungen der EU-Flottengrenzwerte für CO₂ und Erhöhungen von Kaufzuschüssen in den Jahren 2020 und 2021. Seither gab und gibt es keine weitere Absenkung der Flottengrenzwerte; die Kaufzuschüsse in Deutschland wurden Anfang 2023 gesenkt und Ende 2023 vollständig gestrichen. Der für eine Trendwende entscheidend wichtige Abbau von Steuerprivilegien für Verbrenner-Pkw wurde auch 2023 nicht angegangen.

Als Erfolg für den Klimaschutz im Verkehrssektor kann die Einführung einer CO₂-Komponente bei der Lkw-Maut gewertet werden. Seit Dezember 2023

zahlen die Betreiber von Lkw mit der Maut je Kilometer umgerechnet 200 Euro pro Tonne CO₂. Zusätzlich fällt der CO₂-Preis auf Dieselkraftstoff an, umgerechnet 30 Euro pro Tonne im Jahr 2023 und 45 Euro im Jahr 2024. Die Hälfte der Einnahmen aus der Lkw-Maut fließt in die Verbesserung des Schienennetzes und befördert so unter anderem die Verlagerung von Gütertransporten auf die Schiene.

Einen Baustein zur Stärkung des Personenverkehrs auf der Schiene bildet seit Mai 2023 das bundesweit gültige Deutschlandticket für 49 Euro. Es macht den Umstieg vom eigenen Pkw in Busse und Bahnen des Öffentlichen Personennahverkehrs einfacher und günstiger. Trotz des millionenfachen Verkaufs des Deutschlandtickets ist allerdings bisher nicht belegt, dass es tatsächlich in größerem Umfang zum Umsteigen veranlasst. Die Zahl der Fahrgäste im ÖPNV war 2023 niedriger als im Vorkrisenjahr 2019.

Zugausfälle und Verspätungen auf einem überlasteten und in Teilen maroden Schienennetz deuten darauf hin, dass für eine beschleunigte Mobilitätswende vor allem das Angebot verbessert und ausgeweitet werden muss. 2023 wurde eine deutliche Erhöhung der Investitionen in Sanierung und Ausbau des Schienennetzes beschlossen. Die seit 2021 anstehende sogenannte Bedarfsplanüberprüfung des Bundesverkehrswegeplans 2030 war aber auch Ende 2023 noch nicht abgeschlossen. Der Neu- und Ausbau von Straßen ging auch 2023 weiter, womit Chancen zur Beschleunigung wichtiger Infrastrukturprojekte für die Verkehrswende erneut vertan wurden.

Die Reform des Straßenverkehrsrechts scheiterte vorerst am Bundesrat. Über 1.000 Kommunen in ganz Deutschland forderten daraufhin die Bundesregierung auf, den Vermittlungsausschuss anzurufen. Sie wollen Tempo 30 eigenständig dort anordnen können, wo sie es für richtig halten.

Die EU-Vorgaben über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe sind nun als Verordnung direkt in den Mitgliedstaaten gültig. Enthalten sind verbindliche Ausbauziele für Stromlade- und Wasserstoffinfrastruktur für Pkw sowie für leichte und

schwere Nutzfahrzeuge. Schiffe und Flugzeuge sollen in Häfen und Flughäfen Stromanschlüsse erhalten; einfache Bezahlssysteme für das Laden oder Tanken müssen ohne Abschluss eines Abonnements ermöglicht werden.

8.5 Klimagovernance und -finanzierung

Im Juni 2023 legte die Bundesregierung erstmals ein Klimaschutzprogramm vor – das erste überhaupt, das auf Klimaneutralität im Jahr 2045 ausgerichtet ist. Das Klimaschutzgesetz (KSG) verpflichtet die Bundesregierung zur Erstellung von Klimaschutzprogrammen. Darin muss sie aufzeigen, welche Maßnahmen sie zur Einhaltung der Klimaschutzziele in den einzelnen Sektoren ergreifen wird. Allerdings verbleibt selbst nach Umsetzung der bestehenden und der im Klimaschutzprogramm 2023 zusätzlich vorgesehenen Maßnahmen mit Stand Frühjahr 2023 eine Lücke von mindestens 200 Millionen Tonnen CO₂-Äq bis 2030, die sich maßgeblich aus den Zielverfehlungen im Verkehrs- und Gebäudesektor ergeben. Damit fehlt bislang ein Klimaschutzprogramm, womit die Bundesregierung in der Lage wäre, das Klimaschutzgesetz einzuhalten. Dies ist auch verfassungsrechtlich bedenklich: Die Schutzfunktion gesetzlicher Emissionsreduktionsziele kann nicht greifen, wenn ausreichende und rechtzeitig wirksame Klimaschutzmaßnahmen fehlen.³

Die Reform des Klimaschutzgesetzes konnte entgegen der ursprünglichen Planung 2023 nicht abgeschlossen werden. Kern der Reform ist es, die Jahresemissionsmengen der verschiedenen Bereiche (sogenannte Sektorziele) als Auslösemechanismus für eine Nachsteuerung der Ressorts durch eine sektorübergreifende und mehrjährige Gesamtrechnung zu ersetzen. Demnach wäre die Bundesregierung in Zukunft erst dann zur Nachsteuerung verpflichtet, wenn der Projektionsbericht zwei Jahre in Folge eine Überschreitung der Gesamtemissionsmenge bis 2030 ausweist. Der Entwurf der Novelle stieß bei

einer Sachverständigen-Anhörung im Bundestag auf breite Kritik, unter anderem wegen der Erhöhung des Risikos einer Zielverfehlung der für Deutschland verbindlichen Ziele unter der europäischen *Effort-Sharing-Regulation* (ESR).

Das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Nachtragshaushalt 2021 und die politische Reaktion auf das Urteil entzogen dem Klimaschutz erhebliche Finanzmittel. Mit dem Urteil vom 15. November 2023 entschied das Gericht, dass das zweite Nachtragshaushaltsgesetz 2021, das die Zuführung ungenutzter Kreditermächtigungen aus der Coronapandemie an den Klima- und Transformationsfonds (KTF) vorsah, nichtig sei.⁴ Insgesamt entstand im KTF, der maßgeblichen Finanzierungsquelle für Transformationsprojekte, eine Lücke von 60 Milliarden Euro. Auch der Wirtschafts- und Stabilisierungsfonds (WSF) war indirekt von dem Urteil betroffen. Dies löste eine rege Debatte über die Finanzierung der Transformation und die künftige Ausgestaltung der Schuldenbremse aus. Die Diskussion wird voraussichtlich auch 2024 andauern.

Die Einigung der Bundesregierung zum Haushalt 2024 sichert zwar wesentliche Elemente zur Finanzierung der Transformation, es mangelt jedoch weiter an einem Konzept zur mittel- und langfristigen Finanzierung notwendiger Investitionen. Die Einigung sieht keine Ausnahme von der Schuldenbremse zur Überwindung der Energiekrise für 2024 vor; lediglich zur Finanzierung des Wiederaufbaus im Ahrtal und für die Unterstützung der Ukraine wurde diese Option offengelassen. Die somit notwendigen Einsparungen beziehungsweise Mehreinnahmen für den Haushalt 2024 sollen über die Erhöhung von Steuern und Abgaben (CO₂-Preis, Flugverkehrssteuer, Netzentgelte, Plastikabgabe), den Abbau von Subventionen insbesondere im Agrarbereich sowie größtenteils kleinteilige Kürzungen bei Programmausgaben im KTF und im Bundeshaushalt erzielt werden. Problematisch ist, dass keine alternativen Maßnahmen zur Einhaltung der Klimaziele beschlossen wurden und zusätzliche Belastungen

³ Verheyen/Franke (2023), Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes: Bewertung des Referentenentwurfs und des Entwurfs für ein Klimaschutzprogramm 2023.

⁴ BVerfG, Urteil vom 15. November 2023, 2 BvF 1/22.

für Bürgerinnen und Bürger ohne sozialen Ausgleich beschlossen wurden. Darüber hinaus kompensieren die bisher ausgewiesenen Maßnahmen bei Weitem nicht vollständig den Verlust der 60 Milliarden Euro. Berechnungen aus dem Jahr 2021 (Agora Energiewende 2021) beziffern den öffentlichen Finanzbedarf zur Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen bis 2030 auf 460 Milliarden Euro. Schon vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts fehlte ein Konzept, wie diese Mittel nachhaltig gesichert werden können. Mit dem Urteil stellt sich diese Frage umso dringlicher und wird voraussichtlich die Debatte 2024 prägen.

8.6 Europäische Entwicklungen

Die europäischen Gesetzgebungsverfahren zum Fit-For-55-Paket wurden im Jahr 2023 weitgehend abgeschlossen. Das Paket enthält zentrale Bausteine für die weitere Transformation, die nun umgesetzt werden müssen. Zu den wichtigsten Maßnahmen zählen die Ausweitung und Verschärfung des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS) sowie die Einführung des *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) ab 2026. Durch letzteren wird nun ein CO₂-Preis auf die Einfuhr von bestimmten Waren fällig, auf Grundlage der durch sie ausgelösten Kohlenstoffemissionen. Das bereits bestehende EU-Emissionshandelssystem wird ab 2027 um einen parallelen Emissionshandel ergänzt, der vor allem Emissionen aus dem Verkehrs- und Gebäudereich erfasst. Die überarbeitete EU-Energieeffizienz-Richtlinie sieht jetzt verbindlich vor, dass der Gesamtenergieverbrauch in der EU bis 2030 um 11,7 Prozent zu reduzieren ist. Alle Mitgliedstaaten müssen zum Erreichen dieses Ziels beitragen. 2023 hat die EU-Kommission darüber hinaus beschlossen, ab 2035 keine Neuwagen mit Verbrennungsmotor mehr zuzulassen.

Die Europäische Kommission hatte Mitte März 2023 einen Net Zero Industry Act vorgeschlagen, mit dem Investitionen in heimische Produktionskapazitäten für strategische klimaneutrale Technologien angeregt werden sollen. Laut dem Vorschlag sollen unter anderem bis 2030 ein bestimmter Anteil des

jährlichen europäischen Bedarfs an strategischen Net-Zero Technologien in Europa produziert werden und Genehmigungsverfahren sowie der Zugang zu Märkten für öffentliche Ausschreibungen vereinfacht werden. Zu den Net Zero Technologien gehören PV, Windkraftanlagen, Wärmepumpen, Elektrolyseure und Batterien. Eine ebenfalls Mitte März vorgeschlagene EU-Verordnung zu kritischen Rohmaterialien wurde bereits politisch verabschiedet. Die neue Verordnung soll internationale Lieferketten für grüne und digitale Technologien resilient und nachhaltig gestalten. Daneben sollen Anpassungen im EU Beihilferecht staatliche Beihilfen für den Aufbau heimischer Produktionskapazitäten erleichtern. Das *Temporary Crisis and Transition Framework* erweitert die Fördermöglichkeiten für Investitionen in die Herstellung von Batterien, Windkraftanlagen, Wärmepumpen und Elektrolyseuren.

Im Oktober 2023 trat die überarbeitete EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien in Kraft, die nun in nationales Recht übersetzt werden muss. Die Richtlinie regelt EU-weit, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt. Zudem müssen die Mitgliedstaaten Vorranggebiete für den Zubau von Erneuerbaren Energien ausweisen, in denen beschleunigte Genehmigungsverfahren durchgeführt werden können. Darüber hinaus enthält die Richtlinie ambitionierte Vorgaben für den Wasserstoffeinsatz in der Industrie. Hier muss der Anteil grünen Wasserstoffs bis 2030 auf 42 Prozent und bis 2035 auf 60 Prozent ansteigen.

Kurz vor Weihnachten 2023 wurden die EU-Gesetzgebungsverfahren zum Strommarktdesign und zur EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie abgeschlossen. Die Reform des Strommarkts sieht unter anderem vor, Investitionen in Erneuerbare Energien zukünftig über zweiseitige Differenzverträge oder vergleichbare Instrumente abzusichern und marktbasiertere, bilaterale Stromabnahmeverträge staatlich zu unterstützen. Die politische Einigung zur EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie sieht die Einführung von verbindlichen Zielen für durchschnittliche Energieverbrauchsminderungen des Wohngebäudebestands sowie von Mindesteffizienzstandards für Nichtwohngebäude vor.

Das EU Legislativpaket zu Wasserstoff und dekarbonisierten Gasen ist aus Klimaschutzsicht eine verpasste Chance. Es befasst sich nur unzureichend mit der zentralen wirtschaftlichen Herausforderung der Gaswirtschaft, dem rasch abnehmenden Bedarf an fossilem Gas, der konkrete Planungen für den Rückbau oder die Umnutzung fossiler Gasnetze erfordert. Außerdem akzeptiert das Legislativpaket einen wirtschaftlichen Interessenkonflikt der heutigen Gasnetzbetreiber durch ihre maßgebliche Rolle bei der Planung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur.

9 Ausblick

Das Jahr 2024 beginnt mit schwierigen Rahmenbedingungen für eine wirksame Klima- und Energiepolitik. Dessen ungeachtet erfordern der real stattfindende Klimawandel wie auch die international veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dringend weitere Fortschritte auf dem Weg zur Klimaneutralität. Seit dem Start der Legislaturperiode wurde eine Reihe von Klimaschutzmaßnahmen auf den Weg gebracht. Insbesondere im Stromsektor ist deren Wirkung zunehmend erkennbar. Die Gestaltung der Klimapolitik hat sich innerhalb der Regierungskoalition jedoch als insgesamt herausfordernd erwiesen. Die Debatten um das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und zuletzt das KTF-Urteil des Bundesverfassungsgerichts haben 2023 zusätzliche politische Energie gekostet. Vor diesem Hintergrund erscheint fraglich, inwieweit weitere Maßnahmen jenseits bereits laufender Prozesse von der Bundesregierung aktiv angestoßen werden.

Eine Vielzahl von Wahlen und eine weiter angespannte geopolitische Lage dürften darüber hinaus politische Aufmerksamkeit binden: Gemeinsam mit der Europawahl am 9. Juni stehen Kommunalwahlen in neun Bundesländern an und im September werden in Sachsen, Thüringen und Brandenburg neue Landtage gewählt. Dabei ist zu erwarten, dass rechtsextreme Parteien deutliche Stimmenzuwächse verzeichnen werden. Auch die geopolitische Lage bleibt angespannt. Eine Ausweitung des Konflikts im Nahen Osten könnte insbesondere den Ölpreis kurzfristig ansteigen lassen. Schließlich könnte zum Ende des Jahres ein Wahlsieg von Donald Trump in den USA den Start der neuen EU-Kommission überschatten, und Deutschland in eine neue, insbesondere auch kostenträchtige Verantwortung im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg zwingen.

Die Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen wird 2024 ein zentrales Thema – auch weil die Bundesregierung zur Nachschärfung ihrer Klimapolitik verpflichtet werden könnte. Schon vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum KTF fehlte

eine Strategie, wie der öffentliche Finanzbedarf für die Transformation mittel- und langfristig gedeckt werden kann. Mit der aktuellen Haushaltslage stellt sich nun schon bei der Umsetzung geplanter Maßnahmen unmittelbar die Finanzierungsfrage. Auch in Bezug auf den Ausbau der Strom-, Wärme- und Wasserstoffnetze wird sich im Jahresverlauf weiter abzeichnen, dass die erheblichen Investitionsbedarfe die bisherigen Finanzierungskonzepte an ihre Grenzen bringen. Ein Aufschieben des Themas wird daher nur schwer möglich sein. Dies gilt umso mehr, weil weiterhin eine Lücke große Lücke zwischen aktuellen Maßnahmen und dem Klimaziel für 2030 klafft. Vor diesem Hintergrund könnte das Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg im Frühjahr das aktuelle Klimaschutzprogramm für rechtswidrig erklären, so dass zusätzliche Maßnahmen erforderlich würden. Abhängig vom Ergebnis der Reform des Klimaschutzgesetzes könnten auch der ebenfalls im Frühjahr vorzulegende Projektionsbericht und eine darin ausgewiesene Zielverfehlung zusätzlichen Handlungsbedarf auslösen.

9.1 Energiewirtschaft

Um die positive Dynamik beim Ausbau von Solar-energie und Onshore-Wind zu verstetigen, gilt es, begonnene Vorhaben konsequent zu Ende zu führen und einen attraktiven Investitionsrahmen zu erhalten. Flächenverfügbarkeit, schnellere Genehmigungsverfahren und eine vereinfachte Umsetzung bleiben weiterhin elementar wichtig. In diesem Zusammenhang sind die Umsetzung der Beschleunigungsgebiete (auch als sogenannte Go-to-Areas bekannt) aus der 2023 novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), die Novelle des Bundesimmissionsschutzgesetzes sowie des Baugesetzbuches und die Umsetzung der Solarpakete I und II zentral. Ein bundesweites Vorziehen der Fristen im Windenergieflächenbedarfsgesetz könnte ebenfalls die rechtzeitige Ausweisung von Flächen unterstützen. Die Umsetzung der neuen EU-Strommarktregeln

in deutsches Recht sollte dazu genutzt werden, weiterhin einen sicheren Investitionsrahmen für Erneuerbare Energien zu erhalten, beispielsweise über die Einführung marktkonform ausgestalteter Contracts-for-Difference.

Der Zubau regelbarer klimaschonender Kraftwerke muss 2024 mit hoher Priorität vorangetrieben werden. Das KTF-Urteil des Bundesverfassungsgerichts stellt auch die Finanzierung der geplanten Kraftwerksstrategie vor große Herausforderungen. Diese müssen dessen ungeachtet unverzüglich, schon zu Jahresbeginn gelöst werden, um ausreichend gesicherte Leistung zum Ende des Jahrzehnts sicherzustellen. Zur strukturellen Lösung des Kapazitätsproblems sollte darüber hinaus die Schaffung zusätzlicher Kapazitätsinstrumente beziehungsweise eines Kapazitätsmarktes vorangetrieben werden.

Eine sektorübergreifende Infrastrukturplanung und die Verbesserung der Systemflexibilität rücken mit fortschreitender Transformation ebenfalls immer stärker in den Fokus. 2024 soll im Rahmen einer dritten Novelle des EnWG die Planung von Gas- und Wasserstoffnetzen in einem Netzentwicklungsplan (NEP) gebündelt werden. Im ersten Halbjahr wird eine erste Version der Systementwicklungsstrategie vorgelegt, die so schnell wie möglich als Grundlage für die Netzentwicklungspläne Strom, Gas und Wasserstoff genutzt werden sollte. Eine mögliche vierte und fünfte EnWG-Novelle könnte die Ende 2023 vorgelegte Speicherstrategie rechtlich verankern. Eine deutliche Steigerung der Systemflexibilität könnte darüber hinaus durch eine seit vielen Jahren überfällige Reform der Netzentgelte ermöglicht werden. Seit der EnWG-Änderung 2023 ist hierfür die Bundesnetzagentur verantwortlich.

9.2 Industrie

Wesentliche, geplante Schritte im Industriebereich sind die erste Ausschreibungsrunde für Klimaschutzverträge, die rechtliche Flankierung des Wasserstoffhochlaufs und die Fertigstellung der Carbon Management Strategie. Hierbei handelt es sich durchweg um den Abschluss beziehungsweise

die Weiterführung von Maßnahmen, die bereits in der ersten Hälfte der Legislaturperiode begonnen wurden. In Bezug auf die Klimaschutzverträge gilt es, eine strategisch ausgewogene Abdeckung der unterschiedlichen Branchen sowie die finanzielle Absicherung der weiteren Ausschreibungsrunden sicherzustellen. Um das Treibhausgas-Minderungspotenzial des Einsatzes von grünem Wasserstoff auszuschöpfen, ist die anstehende Regulierung von Herkunftsnachweisen (HKN) so auszugestalten, dass der Markthochlauf von grünem Wasserstoff auch mit einem passgerechten Ausbau von Erneuerbaren Energien einhergeht. In der Carbon Management Strategie ist eine klare Definition unvermeidbarer Restemissionen und eine entsprechende Priorisierung des Einsatzbereichs von CCS entscheidend dafür, dass Investitionen in diesen Bereichen real erfolgen.

Die Implementierung grüner Leitmärkte kann die Industrie in Europa bei Investitionen in die klimaneutrale Transformation unterstützen und Planungssicherheit schaffen. Insgesamt basieren Klimaschutzmaßnahmen im Industriesektor stark auf Förderinstrumenten. Die Entscheidung der Bundesregierung, die Löschung der 60 Milliarden Euro aus dem KTF unter anderem über Kürzungen in Förderprogrammen zu kompensieren, beeinträchtigt daher die Transformation der Industrie. Gleichzeitig üben die Nachwirkungen der fossilen Energiekrise mit strukturell höheren Energiepreisen weiterhin Druck auf die energieintensive Industrie in Deutschland aus. Um dennoch schnellstmöglich einen verlässlichen Investitionsrahmen zu schaffen, sind Maßnahmen zur Stärkung grüner Leitmärkte deshalb unerlässlich. Eine nachhaltige öffentliche Beschaffung mit Vorgaben für den Anteil an CO₂-armen Stahl und Beton, etwa für Infrastrukturprojekte und Bauvorhaben der öffentlichen Hand, kann verlässliche Absatzmärkte für grüne Produkte schaffen. Zudem gilt es, kosteneffiziente Transformationstechnologien im Bereich der Kreislaufwirtschaft zu stärken und die schnelle Elektrifizierung industrieller Prozesswärme zu unterstützen.

9.3 Gebäude

2024 stehen keine neuen Gesetzesinitiativen im Gebäudebereich an. Die praktische Implementierung der kommunalen Wärmeplanung und des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie die Absicherung der notwendigen Fördermittel dürften die politische Debatte maßgeblich prägen. Immer mehr Kommunen werden 2024 ihre kommunale Wärmeplanung starten. Zudem greifen erstmals die Vorgaben nach dem neuen GEG. Insbesondere bei der Wärmeplanung gilt es, Herausforderungen und Probleme aktiv zu identifizieren und bei Bedarf zeitnah nachzusteuern. Dies wird auch Fragen zur Absicherung notwendiger Fördermittel aufwerfen, denn schon vor dem KTF-Urteil war die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) unzureichend ausgestattet. In diesem Zusammenhang wirken Fehlanreize durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) problemverschärfend, so dass eine zeitnahe Reform des KWKG für eine erfolgreiche Transformation der Wärmenetze unerlässlich ist. Bis zum Ende der Legislaturperiode stehen außerdem die Umsetzung der EU-Gasnetzregulierung und der Gebäuderichtlinie an.

Weitere Initiativen zur Stärkung der Wirtschaftlichkeit von Elektrifizierungsmaßnahmen und eine gezieltere Ausgestaltung der Heizungsförderung können den Heizungsmarkt besser auf Zielkurs bringen. Auch die Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG) steht spätestens zu Beginn der nächsten Legislatur vor finanziellen Herausforderungen. Eine Reform von Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom beziehungsweise fossile Energien ist überfällig und kann den Förderbedarf senken. Darüber hinaus können zinsgünstige Kredite beziehungsweise Leasing- und Mietmodelle für Wärmepumpen ihre Nutzung ohne hohe Anfangsinvestitionen ermöglichen. Da private Haushalte ihre Kaufentscheidung stark vom aktuellen Kostenverhältnis der Energieträger abhängig machen, besteht hier ein direkter Hebel, um den Heizungsmarkt auf Zielkurs zu bringen.

9.4 Verkehr

Im Verkehrssektor mangelt es weiterhin an einer überzeugenden Gesamtstrategie, um die notwendigen Emissionsminderungen zu erzielen. 2024 sollte der Verkehr mit zielgerichteten Maßnahmen verlässlich auf den Klimaschutzpfad gebracht werden: Das Ziel von 15 Millionen E-Pkw 2030 lässt sich mit einer Zug-um-Zug-Strategie erreichen. Werden Zwischenziele verpasst, müssen vorher verabredete Maßnahmen ergriffen werden. Zentral wären in diesem Zusammenhang Reformen von Dienstwagenbesteuerung und Kraftfahrzeugsteuer sowie ein höherer CO₂-Preis mit Rückzahlung über ein Klimageld. Der zügige Aufbau des initialen öffentlichen Lkw-Ladetzes ist beschlossen, braucht aber rasch verbindlich zugesicherte öffentliche Mittel. Eine politische Einigung bei der Reform des Straßenverkehrsrechts sowie die mögliche Streichung von Neu- und Ausbauprojekten im Bereich Straße im Zuge der Bedarfsplanüberprüfung des Bundesverkehrswegeplans 2030 könnten 2024 neuen Schwung für die Mobilitätswende auslösen. Für die soziale Ausgestaltung der Verkehrswende sollte eine Mobilitätsgarantie zur Verbesserung des ÖPNV-Angebots in ländlichen Regionen auf den Weg gebracht werden.

9.5 Europa

Vor der Wahl eines neuen Europäischen Parlaments im Juni 2024 hat die EU-Kommission weitere politische Initiativen angekündigt, die aber mangels Zeit in der zu Ende gehenden Legislatur nicht mehr in europäische Gesetze überführt werden können. So will die Kommission Anfang Februar Optionen für das EU-Klimaschutzziel für 2040 und für eine Industrial Carbon Management Strategie vorstellen. Im Frühjahr 2024 wird Agora Energiewende umfangreiche Empfehlungen für EU-Prioritäten zu Klimaschutz und Energiewende für den nächsten EU-Legislativzyklus 2024–2029 vorlegen.

9.6 Fazit

Die Klima- und Energiepolitik im Jahr 2024 wird absehbar geprägt sein von Unwägbarkeiten der wirtschaftlichen und politischen Entwicklung auf nationaler, europäischer und globaler Ebene. Die historisch niedrigen Emissionen des Jahres 2023 mit einer Minderung von 47 Prozent gegenüber 1990 sollten dessen ungeachtet als Ansporn dienen, um Deutschland auf Zielkurs für eine Treibhausgasreduktion von mindestens 65 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 zu bringen. Vor allem wird es darauf ankommen, im Verkehrs- und Gebäudesektor den Instrumentenmix zügig nachzuschärfen. Im Industriesektor gilt es, eine Investitionswelle zur Standortversicherung und Dekarbonisierung auszulösen. All das kann jedoch nur gelingen, wenn die Klima- und Energiepolitik auf ein tragfähiges finanzielles Fundament gestellt wird.

10 Anhang

Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Sektoren in Mio.t CO₂-Äq

→ Tabelle 1

	Energie- wirtschaft	Industrie	Gebäude	Verkehr	Land- wirtschaft	Abfallwirtschaft und Sonstiges
1990	474,6	278,9	210,1	163,3	83,1	41,2
1991	459,8	253,7	208,5	166,2	74,2	42,6
1992	435,5	243,1	190,5	172,1	71,4	43,1
1993	425,7	233,4	197,2	176,4	70,9	42,7
1994	419,8	237,1	186,4	172,4	70,5	41,5
1995	406,7	238,9	187,9	176,1	70,9	40,1
1996	412,6	227,8	211,1	175,7	72,4	38,3
1997	390,8	232,4	197,9	176,1	70,2	34,8
1998	390,7	215,3	189,8	179,3	70,2	32,2
1999	379,8	205,3	173,1	184,5	70,4	30,2
2000	390,6	204,9	167,0	180,5	68,9	28,2
2001	400,6	194,2	187,3	176,6	69,9	26,2
2002	400,7	191,9	174,3	174,1	67,5	24,5
2003	412,7	192,7	167,0	167,8	66,6	22,7
2004	407,3	193,5	156,4	167,4	65,5	20,1
2005	400,4	187,5	154,0	159,4	65,3	18,5
2006	400,8	192,5	162,3	155,4	64,4	16,4
2007	405,6	201,3	126,1	152,6	64,5	14,9
2008	384,5	197,8	151,8	152,2	65,3	13,5
2009	357,4	172,7	139,1	151,6	65,4	12,1
2010	368,8	186,2	148,3	152,7	65,5	10,9
2011	366,0	183,3	127,3	154,8	66,2	10,0
2012	376,9	177,8	130,2	153,3	66,0	9,2
2013	382,7	178,3	139,8	157,4	66,9	8,4
2014	361,5	178,5	118,3	158,6	68,7	7,8
2015	349,4	185,9	124,1	161,5	68,6	7,2
2016	344,4	189,9	124,6	164,6	68,4	6,7
2017	322,7	195,5	122,4	167,4	67,2	6,3
2018	309,3	187,6	116,1	161,8	65,4	5,9
2019	257,6	182,0	121,4	163,7	64,6	5,4
2020	217,9	175,7	123,2	145,4	63,8	4,9
2021	245,1	183,3	118,0	146,8	62,7	4,5
2022	255,9	164,2	111,7	147,9	61,7	4,3

UBA 2023a, Tabelle "Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes"

KSG-Zielpfade und deren jährliche Anpassung in Mio. t CO₂-Äq

→ Tabelle 2

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Angepasste Emissionsmengenziele für 2022 (Aktueller Zielpfad)											
Energiewirtschaft	280	#NV	257	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	108
Industrie	186	182	177	173	166	158	150	141	133	126	119
Gebäude	118	113	107	101	96	91	86	81	76	71	66
Verkehr	150	145	139	133	127	122	116	111	104	95	84
Landwirtschaft	70	68	68	67	66	64	63	62	60	58	57
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9	9	9	9	8	8	7	7	6	6	5
	Differenz zwischen Emissionen Ziel 2022		Anpassung der Emissionsmengen an Über- und Unterschreitungen 2022								
Energiewirtschaft			-1,1	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	0,1
Industrie			-12,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Gebäude			4,3	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Verkehr			9,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
Landwirtschaft			-5,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Abfallwirtschaft und Sonstiges			-4,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Angepasste Emissionsmengenziele für 2021											
Energiewirtschaft			257	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	108
Industrie			177	172	165	157	149	140	132	125	118
Gebäude			107	101	96	91	86	81	76	71	66
Verkehr			139	134	128	123	117	112	105	96	85
Landwirtschaft			68	67	66	64	63	62	60	58	57
Abfallwirtschaft und Sonstiges			9	9	8	8	7	7	6	6	5
		Differenz zwischen Emissionen Ziel 2021	Anpassung der Emissionsmengen an Über- und Unterschreitungen 2021								
Energiewirtschaft		#NV	0	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	0
Industrie		1,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Gebäude		5,0	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Verkehr		1,8	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Landwirtschaft		-5,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Abfallwirtschaft und Sonstiges		-4,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Originäre Emissionspfade des novellierten KSG											
Energiewirtschaft	280	#NV	257	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	108
Industrie	186	182	177	172	165	157	149	140	132	125	118
Gebäude	118	113	108	102	97	92	87	82	77	72	67
Verkehr	150	145	139	134	128	123	117	112	105	96	85
Landwirtschaft	70	68	67	66	65	63	62	61	59	57	56
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9	9	8	8	7	7	6	6	5	5	4

UBA 2023a, Tabelle "Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes"

Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW (2023a): *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf*. Abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP_kompakt_2037_2045_V2023_2E_1.pdf

50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW (2023b): *Presseinformation*. Abrufbar unter: https://www.transnetbw.de/_Resources/Per-sistent/1/b/e/9/1be9d16f6d7753500562b1a-5e02b59bb00b4c781/2023-12-13_Netznutzungs-entgelte%202024_Presseinformation.pdf

ACER und CEER (2023): *Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report*. Abrufbar unter: https://www.acer.europa.eu/Publications/2023_MMR_Energy_Retail_Consumer_Protection.pdf

AFRY (2023): *Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie*. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf

Agora Energiewende (2021): *Öffentliche Finanzbedarfe für Klimainvestitionen im Zeitraum 2021–2030*. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_09_KlimaInvest2030/FNE_AEW_KlimaInvest2030_WEB.pdf

Agora Energiewende (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035*. Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>

Agora Energiewende (2023): *Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie*. Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/roll-out-von-grosswaermepumpen-in-deutschland>

Agora Energiewende und FfE (2023): *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen*. Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen>

Agora Verkehrswende (2019): *Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial*. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz_von_Elektroautos/Agora-Verkehrswende_22_Klimabilanz-von-Elektroautos_WEB.pdf

Agora Verkehrswende (2020): *Weiter denken, schneller laden: Welche Ladeinfrastruktur es für den Erfolg der Elektromobilität in Städten braucht, Diskussionspapier*. Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2020/LIS/Agora-Verkehrswende>Weiter-denken-schneller-laden.pdf>

Agora Verkehrswende (2021): *Vier Jahre für die Fairkehrswende. Empfehlungen für eine Regierungscharta mit Kurs auf Klimaneutralität und soziale Gerechtigkeit im Verkehr in der 20. Legislaturperiode (2021–2025)*. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/Regierungsprogramm_RPVW/65_RPVW.pdf

Agora Verkehrswende (2022a): *Pkw-Maut für die Mobilitätswende. Eine verursachergerechte Straßennutzungsgebühr als Baustein für ein digitalisiertes und klimaneutrales Verkehrssystem*. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2022/Pkw-Maut/AgoraVW_Pkw_Maut_Bericht_final_3.pdf

Agora Verkehrswende (2022b): *Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken. Finanzierungsmodelle für den Aufbau von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw*. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2022/Ladeinfrastruktur/Agora-Verkehrswende_Schnellladen-foerdern-Wettbewerb-staerken.pdf

Agora Verkehrswende (2023a): 15 Millionen E-Pkw bis 2030 lassen sich nur mit zusätzlichen Politikinstrumenten in verbindlichem Aktionsplan erreichen. Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/presse/newsuebersicht/15-millionen-e-pkw-bis-2030-lassen-sich-nur-mit-zusaetzlichen-politikinstrumenten-in-verbindlichem-aktionsplan-erreichen-1/>

Agora Verkehrswende (2023b): Die Bundesverkehrswegeplanung schleunigst modernisieren. Übersicht des Entstehungsprozesses des Bundesverkehrswegeplans 2030 und der Vorschläge für eine klimagerechte Reform. (Langfassung). Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/Bundesverkehrswegeplan/89_Bundesverkehrswegeplan_Langfassung.pdf

Agora Verkehrswende (2023c): E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit. Was strombasierte synthetische Kraftstoffe für die Energiewende im Verkehr leisten können – und was nicht. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/user_upload/103-E-Fuels_v2.pdf

Agora Verkehrswende (2023d): Marktentwicklung von E-Autos. Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/marktentwicklung-von-e-autos/>

Agora Verkehrswende (2023e): Mobilitätsgarantie für Deutschland – Teil II. Erreichbarkeitsanalyse und Empfehlungen für eine bundesweit garantierte Grundversorgung mit Bus und Bahn. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/Mobilitaetsgarantie_Teil-2/106_Mobilitaetsgarantie_II.pdf

Agora Verkehrswende (2023f): Stadt, Land, Ladefluss. Ein Leitfaden für den Ausbau von Ladeinfrastruktur in Kommunen. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/LIS_kommunal/104-Ladeinfrastruktur_kommunal.pdf

Agora Verkehrswende (2023g): Vom Plan auf die Straße. Wie Kommunen den Ausbau von Radverkehrsinfrastruktur und Parkraummanagement beschleunigen können. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/Planungsbeschleunigung_Analyse/107_Planungsbeschleunigung.pdf

Agora Verkehrswende (2023h): Kommunen für Tempo 30. Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/kommunen-fuer-tempo-30/>

Agora Verkehrswende (2024): Verkehr. In: Jahresrückblick von Agora Energiewende.

Agora Verkehrswende, Transport & Environment (2022): Elektro-Lkw schneller auf die Straße bringen. Schlussfolgerungen auf Basis einer Studie von TNO. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Veranstaltungen/2022/Elekt-rische-Lkw/Elektro-Lkw_Agora-Schlussfolgerungen_20221012.pdf

Aichinger, Wolfgang (2023): Straßenverkehrsrecht: Die unvollendete Reform. Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/blog/reform-des-strassenverkehrsrechts-die-unvollendete/>.

Angstmann und Gärtner (2023): Abriss, Neubau oder Sanierung – CO₂-Emissionen im Gebäudesektor. IAT Forschung aktuell. Abrufbar unter: https://www.iat.eu/media/forschungaktuell_2023-09_3.pdf

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2023a): Primärenergieverbrauch Jahr 2023. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/>

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2023b): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)

(2023c): *Mineralöl-daten 2023*. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/08/Oel-Tabelle-Quartal-1-3-2023.pdf>

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB)

(2023d): *Anwendungsbilanzen*. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

(AGEE-Stat) (2023a): *Monatsbericht-PLUS+ mit Informationen zur quartalsweisen Entwicklung der Erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr*. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_monatsbericht_plus_2023-q4_final.pdf

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

(AGEE-Stat) (2023b): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

ARD Deutschlandtrend (2023): *Ergebnisse für verschiedene Monate als Kurztexte oder Video*. Abrufbar unter: <https://www.tagesschau.de/inland/deutschlandtrend>

Bähr et al. (2023): *Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft*. Abrufbar unter: https://www.dezernat-zukunft.org/wp-content/uploads/2023/08/Baehr-et-al.-2023-Die-Zukunft-energieintensiver-Industrien-in-Deutschland_v2.pdf

Bergquist, M.; Nilsson, A.; Haring, N. & Jagers, S.C. (2022): *Meta-analyses of fifteen determinants of public opinion about climate change taxes and laws*. *Nature Climate Change* vol. 12, pp. 235–240

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022): *Amtliche Mineralöl-daten Dezember 2022*. Abrufbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1724374112871838094

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

(BAFA) (2023a): *Amtliche Mineralöl-daten August 2023*. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2023_08.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

(BAFA) (2023b): *Monatsstatistik Bundesförderung für effiziente Gebäude 2023*. Abrufbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1724374112871838094

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

(BAFA) (2023c): *Amtliche Mineralöl-daten September 2023*. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2023_09.html

Bundesanstalt für Verkehrswesen (bast) (2023):

Verkehrsbarometer – Monatliche Entwicklungen des Straßenverkehrs auf Bundesfernstraßen und Auswirkungen der Corona-Pandemie. Abrufbar unter: <https://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten/Verkehrsbarometer.html>

Bundesbank (2023): Monatsbericht – November

2023. Abrufbar unter: <https://www.bundesbank.de/resource/blob/918674/15bce84a636141990e8e6c-c805a88e22/mL/2023-11-monatsbericht-data.pdf>

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung

(BBSR) (2023): *Unterstützung von Suffizienzansätzen im Gebäudebereich*. Abrufbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2023/bbsr-online-09-2023-dl.pdf;jsessionid=77822A45ABF6930EE88BE74BD1F64DCD.live11291?__blob=publicationFile&v=2

Bundesministerium für Digitales und Verkehr

(BMDV) (2023a): *Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr. Mittelfristprognose Winter 2022/2023*. Abrufbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/gleitende-mittelfristprognose-gueter-und-personenverkehr-winter-2022-2023.pdf?__blob=publicationFile

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) (2023b): *Verkehr in Zahlen 2022/2023*. Abrufbar unter: <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2022-2023-xls.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): *Energieeffizienz in Zahlen*. Stand Mai 2017. Redaktion und fachliche Bearbeitung: Umweltbundesamt (UBA), Fachgebiet I 2.5, und BMWi. Abrufbar unter: <https://www.solwest.de/pv-fakten.html?file=files/downloads/photovoltaik/energieeffizienz-in-zahlen.pdf>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) (2022): *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) (2023a): *Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz)*. Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) (2023b): *Ostend Declaration of Energy Ministers on the North Seas as Europe's Green Power Plant delivering cross-border projects and anchoring the renewable offshore industry in Europe*. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ostend-declaration-energy-ministers-north-seas-europes-green-power-plant.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) (2023c): *Photovoltaik-Strategie*. Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023d): *Erklärung Fernwärmegipfel. Wärmenetze klimaneutral um- und ausbauen*. Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0612-erklaerung-fernwaerme-gipfel.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022): *Monitoring des Stromnetzausbaus. Zweites Quartal*. Abrufbar unter: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoring-Archiv_2022.zip

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023a): *Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland*. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023b): *Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz*. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=993170

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023c): *Statistiken ausgewählter erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung – November 2023*. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen-DatenInformationen/EEStatistikMaStRBNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023d): *Kraftwerksliste*. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023e): *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022*. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023f): *Quartals-Bericht Netzengpassmanagement Erstes Quartal 2023.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen-
Q1in2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen-Q1in2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023g): *Festlegung der Höchstwerte für Freiflächen-Solaranlagen für 2023.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/
DE/2023/20230123_SolarEEG.html?nn=265778](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230123_SolarEEG.html?nn=265778)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023h): *Festlegung der Höchstwerte für Ausschreibungen für Wind an Land und Aufdach-Solaranlagen für 2023.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/
Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoehchstwerte.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoehchstwerte.html)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023i): *Leistungsklassen öffentlicher Ladepunkte.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/
ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/
start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/start.html)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023j): *Solaranlagen des ersten Segments – Beendete Ausschreibungen.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/
DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/
Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.
html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023k): *Solaranlagen des zweiten Segments – Beendete Ausschreibungen.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/
DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/
Solaranlagen2/BeendeteAusschreibungen/start.
html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/BeendeteAusschreibungen/start.html)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023l): *Windenergieanlagen an Land – Beendete Ausschreibungen.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/
Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/
Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023m): *Marktstammdatenregister.* Abrufbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023n): *Monitoringbericht 2023.* Abrufbar unter: [https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/
Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-
Energie2023.pdf](https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht-Energie2023.pdf)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023o): *Monitoring des Stromnetzausbaus. Zweites Quartal.* Abrufbar unter: [https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/
Monitoringbericht_Q2-23.pdf](https://data.netzausbau.de/Vorhaben/Monitoring/Monitoringbericht_Q2-23.pdf)

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2023p): *Quartals-Bericht Netzengpassmanagement Zweites Quartal 2023.* Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/
Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen-
Q2in2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Quartalszahlen-Q2in2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

Bundesstiftung Baukultur (2018): *Besser Bauen in der Mitte. Ein Handbuch zur Innenentwicklung.* Abrufbar unter: [https://www.bundesstiftung-baukultur.de/fileadmin/files/medien/8349/downloads/
bsbk_besser-bauen-in-der-mitte.pdf](https://www.bundesstiftung-baukultur.de/fileadmin/files/medien/8349/downloads/bsbk_besser-bauen-in-der-mitte.pdf)

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) (2023): *Heizungsmarkt weiter auf Rekordniveau.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: [https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemeldungen/artikel/
heizungsmarkt-weiter-auf-rekordniveau](https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemeldungen/artikel/heizungsmarkt-weiter-auf-rekordniveau)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) (2021): *Die Energieversorgung 2021 – Jahresbericht.* Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/
media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_
Juni_2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) (2020): *Die Energieversorgung 2020 – Jahresbericht.* Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/
media/documents/Jahresbericht_2020_final_Aktua-
lisierte_Fassung_10Mai2021.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) (2021): *Die Energieversorgung 2021 – Jahresbericht.* Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (bdew) (2022): *Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht.* Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2022_final_20Dez2022.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (bdew) (2023a): *Die Energieversorgung 2023 – Jahresbericht.* Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2023_final_18Dez2023.pdf

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (bdew) (2023b): *FAQ zum Thema Strompreis in Deutschland.* Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis/#7>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (bdew) (2023c): *FAQ: Gaspreise.* Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/gaspreis-und-co-2-preis/>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (bdew) (2023d): *Studie: Wie heizt Deutschland 2023?* Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (bdew) (2023e): *Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland.* Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (bdew) (2023f): *Entwicklung der Heizungsstruktur im Neubau – Baugenehmigungen.* Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-baugenehmigungen/>

Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle e.V. (BuVEG) (2023): *Sanierungsquote 2023 unter 1% – Tendenz absteigend.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: <https://buveg.de/pressemitteilungen/sanierungsquote-2023-unter-1-prozent-tendenz-absteigend/>

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) (2023): *Branchenstudie 2023: Marktentwicklung – Prognose – Handlungsempfehlungen.* Abrufbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/BWP_Branchenstudie_2023_DRUCK.pdf

Check 24 (2023): *Strom: Netzentgelte steigen 2024 um durchschnittlich elf Prozent.* Abrufbar unter: <https://www.check24.de/unternehmen/presse/pressemitteilungen/strom%3a-netzentgelte-steigen-2024-um-durchschnittlich-elf-prozent-2253/>

Copernicus (2023a): *October 2023 – Exceptional temperature anomalies; 2023 virtually certain to be warmest year on record.* Abrufbar unter: <https://climate.copernicus.eu/copernicus-october-2023-exceptional-temperature-anomalies-2023-virtually-certain-be-warmest-year>

Copernicus (2023b): *Global temperature exceeds 2 °C above pre-industrial average on 17 November.* Abrufbar unter: <https://climate.copernicus.eu/global-temperature-exceeds-2degc-above-pre-industrial-average-17-november>

Copernicus (2023c): *Record-breaking wildfires throughout the 2023 boreal wildfire season.* Abrufbar unter: <https://atmosphere.copernicus.eu/copernicus-record-breaking-wildfires-throughout-2023-boreal-wildfire-season>

Deutschlandfunk (DLF) (2023): *Libyen erlebt eine Starkregen-Katastrophe „epischen Ausmaßes“ – die Hintergründe.* Abrufbar unter: <https://www.deutschlandfunk.de/libyen-erlebt-eine-starkregen-katastrophe-epischen-ausmasses-die-hintergruende-106.html>

Daimler Truck (2023): Mercedes-Benz Trucks feiert Weltpremiere des batterieelektrischen Fernverkehrs-Lkw eActros 600. Abrufbar unter: <https://www.daimlertruck.com/newsroom/pressemitteilung/mercedes-benz-trucks-feiert-weltpremiere-des-batterieelektrischen-fernverkehrs-lkw-eactros-600-52428265>

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2023): Climate Data Center, Heizgradtage, Station 1420. Abrufbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/air_temperature/recent/

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2023): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2021. Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2021.pdf

Deutsche Energie-Agentur (dena), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), Navigant, Öko-Institut, Adelphi (2019): Vorbereitende Untersuchungen zur Erarbeitung einer Langfristigen Renovierungsstrategie nach Art2a der EU-Gebäuderichtlinie RL 2018/844 (EPBD). Ergänzung zum Endbericht – 16.09.2019. Im Auftrag des BMWi. Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/vorbereitende-untersuchungen-zur-langfristigen-renovierungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022): dena-Gebäudereport 2022. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand. Abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Gebaedereport_2023.pdf

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2023): dena-Gebäudereport 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand. Abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/dena-Gebaedereport_2024.pdf

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2023): DIW Wochenbericht. Wärmemonitor 2022: Private Haushalte sparen fünf Prozent Heizenergie und CO₂-Emissionen ein. 39/2023. Abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.881666.de/23-39.pdf

Dezernat Zukunft (2023): Von Notlagen und Normallagen. Abrufbar unter: <https://www.dezernatzukunft.org/von-notlagen-und-normallagen/>

Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) (2023): AGFW Hauptbericht 2021. Abrufbar unter: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2023a): Day-ahead Prices. Abrufbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2023b): Scheduled Commercial Exchanges. Abrufbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2023c): Actual generation per production type. Abrufbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>

Europäische Zentralbank (EZB) (2023): Monetary policy decisions. Abrufbar unter: <https://www.ecb.europa.eu/press/govcdec/mopo/html/index.de.html>

Eurostat (2023a): BIP und Hauptkomponenten. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/namq_10_gdp

Eurostat (2023b): Inflation in the euro area. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Inflation_in_the_euro_area#Euro_area_annual_inflation_rate_and_its_main_components

Expertenrat für Klimafragen (2023): *Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023.*

Abrufbar unter: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2023/09/ERK2023_Stellungnahme-zum-Entwurf-des-Klimaschutzprogramms-2023.pdf

Flash Eurobarometer 533 (2023): *EU challenges and priorities in 2023. Germany.* Abrufbar unter: <https://europa.eu/eurobarometer/api/deliverable/download/file?deliverableId=88819>

Fraunhofer ISI; Consentec, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), Technische Universität Berlin (Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement) (2022): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. T45-Szenarien.* Abrufbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/>

Hauptverband der Deutschen Bauindustrie e.V. (2022): *Produktivität im Bau(haupt-)gewerbe – ein statistischer Befund.* Abrufbar unter: <https://www.bauindustrie.de/zahlen-fakten/auf-den-punkt-gebracht/produktivitaet-im-bauhauptgewerbe>

ifo Institut (ifo) (2023): *ifo Konjunkturperspektiven.* Abrufbar unter: <https://www.ifo.de/publikationen/ifo-konjunkturperspektiven>

Institut für Demoskopie Allensbach (IfD) (2023): *Anzahl der Personen in Deutschland, die in den letzten 12 Monaten privat oder geschäftlich eine Flugreise unternommen haben, von 2019 bis 2023.* Abrufbar unter: <https://de.starstatista.com/statistik/daten/studie/171112/umfrage/flugreisen-in-den-letzten-12-monaten/>

Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) (2023): *My eRoads.* Abrufbar unter: <https://www.ifeu.de/projekt/my-eroads/>

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) (2022): *Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende.* Abrufbar unter: <https://snb.ariadneprojekt.de/>

Kraftfahrtbundesamt (KBA) (2023a): *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Oktober 2023 (FZ 27).* Abrufbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ27/fz27_202310.xlsx?__blob=publicationFile&v=4

Kraftfahrtbundesamt (KBA) (2023b): *Monatliche Neuzulassungen.* Abrufbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html;jsessionid=1D090C5051760516FEBE7C-407DADFACE.live11291

Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (2022): *Beitrag von Green Finance zum Erreichen von Klimaneutralität in Deutschland – Öffentlicher Anteil an Klimaschutzinvestitionen.* Abrufbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Studien-und-Materialien/Prognos_Kurzstudie_Green_Finance_AnteilOeffentlich.pdf

Krebs, T., Steitz J. (2021): *Öffentliche Finanzbedarfe für Klimainvestitionen im Zeitraum 2021–2030.* Abrufbar unter: <https://newforum.org/wp-content/uploads/2022/01/FNE-WP03-2021.pdf>

Landeswahlleitung Bayern (2023): *Landtagswahl am 8. Oktober 2023 – Endgültiges amtliches Endergebnis.* Abrufbar unter: <https://www.statistik.bayern.de/wahlen/index.html>

Landeswahlleiter Hessen (2023): *Ergebnis der Landtagswahl am 8. Oktober 2023.* Abrufbar unter: <https://wahlen.hessen.de/landtagswahlen/ergebnisse-2023>

Lebenswerte Städte (2023): *Lebenswerte Städte und Gemeinden.* Abrufbar unter <https://www.lebenswerte-staedte.de/de/>

Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) (2023): *ZEW-Konjunkturerwartungen*. Abrufbar unter: <https://www.zew.de/publikationen/zew-gutachten-und-forschungsberichte/forschungsberichte/konjunktur/zew-finanzmarktreport>

MAN (2023): *Elektro-Lkw von MAN: Willkommen in der Ära der eTrucks*. <https://www.man.eu/de/de/lkw/elektro-lkw/uebersicht.html>

Martinez-Lopez (2006): *Linking public investment to private investment. The case of Spanish regions. International Review of Applied Economics*. Abrufbar unter: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/02692170600873996>

Matvejevs und Tkacevs (2023): *Invest one-get two extra: Public investment crowds in private investment. European Journal of Political Economy*. Abrufbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0176268023000289>

Meyer, Kerstin (2022): *E-Auto-Boom: Es kommt auf die Politik an*. Blogbeitrag auf [Agora-Verkehrswende.de](https://www.agora-verkehrswende.de). Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/blog/e-auto-boom-es-kommt-auf-die-politik-an/>

More in Common (2023): *Zukunft, Demokratie, Miteinander: Was die deutsche Gesellschaft nach einem Jahr Preiskrise umtreibt*. Abrufbar unter: https://www.moreincommon.de/media/3zblrdq/more_in_common_studie_preiskrise_zusammenhalt.pdf

Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) (2023): *Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr. Auswertung der Cleanroom-Gespräche 2022 mit Nutzfahrzeugherstellern*. Abrufbar unter: <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/marktentwicklung-klimafreundlicher-technologien-im-schweren-strassengueterverkehr/>

PACE (2023): *Planetary Health Action Survey. Zusammenfassungen für die einzelnen Wellen*. Abrufbar auf: <https://projekte.uni-erfurt.de/pace/summary/>

Prognos et al. (2022): *Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien*. Abrufbar unter: <https://www.prognos.com/de/projekt/vergleich-der-big-5-klimaneutralitaetsszenarien>

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. Abrufbar unter: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschland_2045_Langfassung.pdf

Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose (2023): *Kaufkraft kehrt zurück – Politische Unsicherheit hoch*. Abrufbar unter: <https://www.ifo.de/fakten/2023-09-28/gemeinschaftsdiagnose-herbst-2023>

Pwc (2023): *Der Wärmepumpenhochlauf nach der Heizungsdebatte. Aktuelle Herausforderungen für die deutsche Heizungsindustrie im globalen Wettbewerb*. Abrufbar unter: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/pwc-studie-2023-waermepumpenhochlauf-nach-der-heizungsdebatte.pdf>

RIFS Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit (2023): *Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energie- und Verkehrswende*. Abrufbar unter: <https://snb.ariadneprojekt.de/soziales-nachhaltigkeitsbarometer#-1>

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) (2023): *Wachstumsschwäche überwinden – in die Zukunft investieren*. Abrufbar unter: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202324/JG202324_Gesamtausgabe.pdf

Special Eurobarometer 538 (2023): *Climate Change. Country Factsheet Germany.* Abrufbar unter: <https://europa.eu/eurobarometer/api/deliverable/download/file?deliverableId=88254>

Statista (2023): *Entwicklung der Bauzinsen in Deutschland von Januar 2011 bis November 2023.* Quelle: Interhyp. Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1347565/umfrage/entwicklung-der-bauzinsen-in-deutschland/>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2002): *Bautätigkeit und Wohnungen.* Fachserie 5, Reihe 3, Ausgabe 2002, Tabelle 1.1. Abrufbar unter: https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00001884/2050300027005.xls

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2008): *Bauen und Wohnungen.* Fachserie 5, Reihe 3, Ausgabe 2008, Tabelle 1.1. Abrufbar unter: https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00001890/2050300087005.xls

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023a): *Produktionsindex, Industrie.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Produktion/kpi117.html#248646>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023b): *Download digitale Prozessdaten aus der Lkw-Mauterhebung (tägliches Lkw-Maut-Fahrleistungsindex) ab 1. Januar 2008.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Tabellen/Lkw-Maut-Fahrleistungsindex-Daten>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023c): *Personenverkehr mit Bussen und Bahnen.* Tabelle 46181-0005. Abrufbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=tabelle&code=46181-0005&bypass=true&levelindex=0&levelid=1702913359830#abreadcrumb>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023d): *Bruttoinlandsprodukt, Vierteljahresangaben.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/bruttoinlandsprodukt-vierteljahr-bip.html#fussnote-2-133118>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023e): *Verbraucherpreisindizes, Sondergliederung.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/Tabellen/Verbraucherpreise-Sondergliederungen.html;jsessionid=93B87344A5428D6E1A3994A6327BFC78.live721#242164>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023f): *Tabelle: Einfuhr von Steinkohle: Deutschland, Monate.* Abrufbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?&sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43511-0001#abreadcrumb>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023g): *Wohngebäude, Wohnungen, Wohnfläche: Deutschland, Stichtag, Anzahl der Wohnungen – Genesis 31231 0005.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/wohnungsbestand-deutschland.html>

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023h): *43,4 Millionen Wohnungen in Deutschland zum Jahresende 2022.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/07/PD23_297_31231.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023i): *0,6 % mehr neue Wohnungen im Jahr 2022.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/05/PD23_199_31121.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023j): *Baugenehmigungen für Wohnungen im September 2023: -29,7 % gegenüber Vorjahresmonat.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/11/PD23_445_3111.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023k): *Preise für Baumaterialien im 1. Halbjahr 2023 größtenteils auf hohem Niveau.* Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/10/PD23_N055_61.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023l): *Baupreisindizes für Wohngebäude und Straßenbau.* Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Baupreise-Immobilienpreisindex/_inhalt.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023m): *Auftragseingang im Bauhauptgewerbe im September 2023: -7,3 % zum Vormonat.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/11/PD23_452_441.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023n): *Energetische Sanierung als Umsatztreiber: Elektro-, Gas-, Wasser-, Heizungsinstallation nominal mit zweistelligem Plus zum Vorjahr.* Pressemitteilung. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/10/PD23_N057_44131.html

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023o): *Bautätigkeit und Wohnungen.* Fachserie 5, Reihe 3, Ausgabe 2023, Tabelle 1.1. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/bestand-wohnungen-2050300217005.xlsx?__blob=publicationFile

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2023p): *Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Private Haushalte und Umwelt. Berichtszeitraum 2000–2021.* Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Publikationen/Downloads/statistischer-bericht-haushalte-umwelt-5851319217005.xlsx?__blob=publicationFile

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023): *Fläche und Bevölkerung nach Ländern.* Abrufbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/bevoelkerung/flaechen-und-bevoelkerung>

Tagesschau (2023): *Hitzetote Fast 50 Grad Celsius in Mexiko.* Abrufbar unter: <https://www.tagesschau.de/ausland/amerika/hitze-tote-mexiko-100.html>

TransnetBW (2023): *Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Netzentgelte für 2024.* Abrufbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-netzentgelte-fuer-2024>

Umweltbundesamt (UBA) (2023a): *Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990–2022.* Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#nationale-und-europaische-klimaziele>

Umweltbundesamt (UBA) (2023b): *Emissionen der Landnutzung, -änderung und Forstwirtschaft.* Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland/emissionen-der-landnutzung-aenderung#bedeutung-von-landnutzung-und-forstwirtschaft>

Umweltbundesamt (UBA) (2023c): *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2022.* Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-9>

Umweltbundesamt (UBA) (2023d): *Individuelle Zusammenstellung, Datenquelle: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung 2022, zusammengestellt aus dem Inventar für mobile Quellen.*

Umweltbundesamt (UBA) (2023e): *Projektionsbericht 2023 für Deutschland.* Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/39_2023_cc_projektionsbericht_2023.pdf

Verivox (2023): *Verbraucher-Atlas: Stromnetzentgelte.* Abrufbar unter: <https://www.verivox.de/strom/verbraucheratlas/stromnetzentgelte/>

WAZ (2023): *Vonovia stoppt Neubau von Wohnungen: Mietexplosion droht.* Abrufbar unter: <https://www.waz.de/wirtschaft/vonovia-stoppt-neubau-von-wohnungen-mietexplosion-droht-id237506009.html>

Weltbank (2023): *Commodity Markets Outlook: Under the Shadow of Geopolitical Risks, Oktober 2023.* Abrufbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstreams/27189ca2-d947-4ca2-8e3f-a36b3b5bf4ba/download>

Wohngebaeude.info und co2online (2023): *Anteil der Wohngebäude nach Sanierungsstand (Alle Bundesländer, 2002–2022).* Abrufbar unter: <https://www.wohngebaeude.info/daten/#/sanieren/bundesweit>

World Meteorological Organization (WMO) (2023a): *Provisional State of the Global Climate in 2023.* Abrufbar unter: <https://wmo.int/resources/publications/provisional-state-of-global-climate-2023>

World Meteorological Organization (WMO) (2023b): *El Niño expected to last at least until April 2024.* Abrufbar unter: <https://wmo.int/media/news/el-nino-expected-last-least-until-april-2024>

World Wide Fund for Nature (WWF) (2023): *Großbaustelle Gebäudesektor. Lokal und sozial die Wärme-wende entfachen.* Abrufbar unter: <https://www.wwf.de/2023/september/grossbaustelle-gebaeudesektor>

YouGov (2023a): *Sonntagsfrage September 2023: Einwanderung bleibt wichtigstes Thema.* Abrufbar unter: <https://yougov.de/politics/articles/46047-sonntagsfrage-september-2023-einwanderung-bleibt-w>

YouGov (2023b): *Für knapp jeden dritten Deutschen ist Migration mittlerweile wichtigstes Thema.* Abrufbar unter: <https://yougov.de/politics/articles/47871-fur-knapp-jeden-dritten-deutschen-ist-migration-mittlerweile-wichtigstes-thema>

ZDF Politbarometer (2023): Ergebnisse für verschiedene Monate; Infografiken oder Videos. Abrufbar unter: <https://www.zdf.de/politik/politbarometer/>

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können

Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr

Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Windstrom nutzen statt abregeln

Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte

Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland

Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie

Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunktionale Transformation

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Zusammenfassung)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

Volle Leistung aus der Energiekrise

Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen

Durchbruch für die Wärmepumpe

Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand

Schutz in der fossilen Energiekrise

Optionen für Ausgleich und Entlastung

Klimaneutrales Stromsystem 2035

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

The roll-out of large-scale heat pumps in Germany

Strategies for the market ramp-up in district heating and industry

Transitioning away from coal in Indonesia, Vietnam and the Philippines

Overview of the coal sector with a focus on its economic relevance and policy framework

Hydrogen import options for Germany (Summary)

Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

Briefing on the Europe-China Workshop on Carbon Markets, with coverage of the EU CBAM and carbon asset management

Ensuring resilience in Europe's energy transition

The role of EU clean-tech manufacturing

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

Decarbonisation in State-Owned Power Companies

Briefing from the workshop on 28–29 September 2022

From coal to renewables

A power sector transition in Kazakhstan

12 Insights on Hydrogen – Argentina Edition

Breaking free from fossil gas

A new path to a climate-neutral Europe

How Europe can make its power market more resilient

Recommendations for a short-term reform

Argentina as a hub for green ammonia

A forward-looking development strategy for addressing the global energy and climate crises

Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Oil

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Smart Energy for Europe Platform (SEFEP) gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrektorat/Lektorat: Janne Görlach
Titel & Satz: Anja Werner, Susanne Liebsch

317/01-A-2024/DE

Version 1.0, Januar 2024



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.