
Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2023

ANALYSE

Agora
Energiewende



*Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2022

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

IMPRESSUM

ANALYSE

Die Energiewende in Deutschland:
Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2023

DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

PROJEKTLEITUNG

Katharina Hartz
katharina.hartz@agora-energiewende.de

Thorsten Lenck
thorsten.lenck@agora-energiewende.de

Titel & Satz: Anja Werner
Korrektur: Janne Görlach

283/01-A-2023/DE
Version: 1.0, Januar 2023



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

AUTOR:INNEN

Katharina Hartz, Thorsten Lenck, Simon Müller,
Philipp Godron, Moritz Zackariat, Felix Heilmann,
Fabian Hein, Dr. Julia Metz, Janna Hoppe,
Anna Kraus, Janek Steitz, Uta Weiß,
Sven Wieland, Michaela Holl, Andreas Graf
(alle Agora Energiewende); Dr. Urs Maier
(Agora Verkehrswende)

DANKSAGUNG

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen
und Kollegen hat diese Studie möglich gemacht.
Für die tatkräftige Unterstützung bedanken
möchten wir uns daher bei Alexandra Steinhardt,
Anja Werner, Christine Chemnitz, Dr. Barbara
Saerbeck, Dr. Gerd Rosenkranz, Dr. Jahel Mielke,
Janne Görlach, Frank Peter, Kaisa Amaral,
Mareike Herrndorff, Matthias Buck und
Thomas Kouroughli.



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

Bitte zitieren als:

*Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in
Deutschland: Stand der Dinge 2022. Rückblick auf
die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick
auf 2023.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine haben das Energiejahr 2022 dominiert: Die Energiepreise erreichten Rekordhöhen mit teils dramatischen Folgen, eine Gasmangellage wurde durch Energieeinsparungen sowie mehr Kohle und Öl abgewendet. Unsere riskante Abhängigkeit von fossilen Energieimporten ist in den Fokus der politischen Aufmerksamkeit gerückt.

Kurzfristig hält das Jahr 2022 schlechte Nachrichten bereit: Die Emissionen stagnieren auf viel zu hohem Niveau, der Ausbau der Erneuerbaren Energien stockt noch immer. Das kurzfristige Krisenmanagement bestimmte die politische Agenda, teils auf Kosten wichtiger klimapolitischer Weichenstellungen.

Gleichzeitig hat das Jahr 2022 eine neue Ära für die Transformation zur Klimaneutralität eingeläutet: In der Bevölkerung und bei Unternehmen ist die Nachfrage nach Erneuerbaren Energien, Effizienz und Elektrifizierungstechnologien stark angestiegen. Das gilt auch international, wie zum Beispiel der *Inflation Reduction Act* in den USA zeigt.

Diese und weitere Entwicklungen haben wir für Sie in unserer Jahresauswertung zusammengetragen. Erstmals betrachten wir auch die Nachfragesektoren Gebäude, Verkehr und Industrie im Detail.

Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!

Ihr Simon Müller
Direktor Deutschland, Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Die Rückkehr der Kohle macht Energiespareffekte zunichte und lässt die Emissionen 2022 mit 761 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente auf Vorjahresniveau stagnieren. Teils schmerzhaftes Energiesparmaßnahmen und Produktionsrückgänge senken zwar den Primärenergieverbrauch um 4,7 Prozent; gleichzeitig steigert jedoch der kriegsbedingte *fuel switch* weg vom Erdgas und hin zu Kohle und Öl die Emissionen. Der Verkehrs- und der Gebäudesektor verpassen ihre Sektorziele erneut. In Summe verfehlt Deutschland damit das 2022-Reduktionsziel von 756 Millionen Tonnen CO₂-Äq.

2

Durch sonnige und windreiche Witterung wächst der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 41,0 Prozent 2021 auf 46,0 Prozent 2022. Dieser Rekord ist kein klimapolitischer Erfolg: Die Ausbaukrise der Windenergie an Land hält an, der Zubau erreicht lediglich zwei Gigawatt. Insgesamt waren neun von zehn Wind- und Solar-Ausschreibungen 2022 unterzeichnet, sodass der Zubau auch in den kommenden Jahren hinter den Erfordernissen zurückzubleiben droht. Die 2022 beschlossenen Beschleunigungsmaßnahmen reichen nicht aus, um das Ziel von 80 Prozent Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen.

3

2022 dominieren massive Preisanstiege die Energiemärkte und treiben maßgeblich die Inflation. Das Abfedern hoher Preise und die Ersatzbeschaffung fossiler Energien prägen das Regierungshandeln. Die Börsengaspreise erhöhen sich zum Vorjahr zeitweise um mehr als das Zehnfache. Zentrale klimapolitische Maßnahmen wie das im Koalitionsvertrag angekündigte Klimaschutzs Sofortprogramm bleiben dabei auf der Strecke. Dieser Rückstand muss 2023 aufgeholt werden, um das 2030-Klimaziel von -65 Prozent Emissionen gegenüber 1990 einzuhalten.

4

Die Energiekrise und die immer stärkeren Folgen der Klimakrise entfachen eine hohe gesellschaftliche Nachfrage nach der Energiewende und ihren Technologien: Wärmepumpen in Haushalten und Industrie sind gefragt wie nie, die Zahl der PV-Balkonmodule vervierfacht sich und die Deutschen sparen beim Heizen. Immer mehr Kommunen fordern mehr Spielraum, Mobilität klimafreundlicher zu gestalten. Die Bundesregierung sollte diese Nachfrage im Jahr 2023 durch ambitionierte Maßnahmen unterstützen und bestehende Hürden aus dem Weg räumen.

Inhalt

Das Energiejahr 2022 in zehn Punkten	7
The energy year 2022 in ten points	9
1 Treibhausgasemissionen	11
1.1 Überblick	11
1.2 Energiewirtschaft	12
1.3 Industrie	13
1.4 Gebäude	14
1.5 Verkehr	15
1.6 Landwirtschaft und sonstige Emissionen	17
2 Fossile Energiepreiskrise und Inflation	19
2.1 Fossile Inflation in Deutschland	19
2.2 Energiepreisentwicklungen an den Großhandelsmärkten	21
2.3 Endkund:innenpreise Erdgas und Strom	28
2.4 Senkung des Strompreises durch Flexibilität	33
3 Energieverbrauch und -einsparungen	35
3.1 Primärenergieverbrauch	35
3.2 Mineralölverbrauch	37
3.3 Erdgasverbrauch	38
3.4 Erneuerbare Energien	39
4 Strom	41
4.1 Der Stromsektor 2022 auf einen Blick	41
4.2 Stromverbrauch	42
4.3 Stromerzeugung	43
4.4 Entwicklung der Emissionen in der Stromerzeugung	50
4.5 Kraftwerkspark	50
4.6 Stromnetze	57
5 Nachfragesektoren	63
5.1 Industrie	63
5.2 Gebäude	67
5.3 Verkehr	73
6 Stimmung in der Bevölkerung	79
6.1 Bewertung der Klimakrise während der Energiepreiskrise	79
6.2 Die Energiewende und deren Umsetzung in Zeiten der Energiepreiskrise	80
6.3 Akzeptanz Erneuerbarer Energien	81
6.4 Ausblick	82

7	Energiepolitische Entwicklung und Ausblick	83
7.1	Krisenmanagement	83
7.2	Strukturelle Reformen für das Erreichen der klimapolitischen Ziele	85
7.3	Auswirkungen der Klimakrise	86
7.4	Entwicklungen auf europäischer und internationaler Ebene	87
7.5	Fossile Energiekrise und Energiewende – Booster oder Bremse?	89
8	Ausblick auf das Jahr 2023	91

Das Energiejahr 2022 in zehn Punkten

1. **Fossile Energiekrise:** Die Folgen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine prägten das Energiejahr 2022. Russland reduzierte ab Juni sukzessive die Erdgasexporte bis zum vollständigen Lieferstopp ab September. Durch Zukäufe von Flüssigerdgas und Gaseinsparungen konnten bis Mitte November die Erdgasspeicher vollständig gefüllt werden. Der Börsenpreis für fossiles Gas verzehnfachte sich zwischenzeitlich, was die Strompreise auf Rekordhöhen trieb. Auch die Preise für Kohle und Öl vervielfachten sich zeitweise. Die Energiepreise waren wesentliche Treiber der allgemeinen Inflation, die auf über 10 Prozent anstieg.
2. **Klimaschutz:** Die Treibhausgasmissionen stagnierten mit 761 Millionen Tonnen CO_{2-Aq} etwa auf Vorjahresniveau und lagen damit fünf Millionen Tonnen CO_{2-Aq} über dem Zielwert für 2022 laut Klimaschutzgesetz. Der Verkehrs- und der Gebäudesektor verpassten ihre Sektorziele erneut. Emissionsmindernd wirkte der Rückgang des Energieverbrauchs durch teils schmerzhafte Verbrauchsminderungen und Produktionsrückgänge sowie die wetterbedingt gestiegene Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien. Der Ersatz von Erdgas durch die besonders klimaschädigenden Energieträger Kohle und Öl machten die Emissionsminderungen zunichte.
3. **Energieverbrauch und Versorgungssicherheit:** Energieeffizienz, Einsparungen, Produktionsrückgänge und geringe Heizverbräuche durch milde Witterung senkten den Primärenergieverbrauch im Vergleich zu 2021 um 4,7 Prozent. Der Verbrauch sank unter das Niveau des Corona-Jahres 2020 und damit auf den tiefsten Stand seit 1990. Der Verbrauch von Erdgas fiel im Vorjahresvergleich um 15 Prozent, Öl- und Kohleverbrauch nahmen dagegen um drei bzw. fünf Prozent zu. Der Stromverbrauch lag mit 550 Terawattstunden drei Prozent unter dem Vorjahresniveau. Ausbleibende Gaslieferungen, erhebliche unvorhergesehene Ausfälle bei französischen Kernkraftwerken und dürrebedingte Probleme bei Kohletransport sowie Kühlwasserentnahme rückten die Versorgungssicherheit in den Fokus der energiepolitischen Debatte.
4. **Erneuerbare Energien:** Mit 256 Terawattstunden produzierten Erneuerbare Energien 2022 so viel Strom wie nie zuvor. Ihr Anteil stieg auf 46,0 Prozent; gegenüber 2021 ein Plus von 22 Terawattstunden beziehungsweise neun Prozent. Die Windkraft bleibt mit 128 Terawattstunden größter erneuerbarer Stromlieferant, der Zubau fiel mit 2,4 Gigawatt jedoch weiterhin viel zu gering aus. Die Solarstromproduktion erreichte dank gutem Sonnenjahr und 7,2 Gigawatt Zubau insgesamt 61 Terawattstunden, 23 Prozent mehr als 2021. Am Jahresende betrug die installierte Gesamtleistung aller Erneuerbaren Energien 148 Gigawatt und damit 9,5 Gigawatt mehr als 2021. Sorge für den Ausbaupfad der kommenden Jahre bereitet die Tatsache, dass 2022 neun von zehn Ausschreibungen für Wind- und Solarenergie unterzeichnet waren.
5. **Konventionelle Energien:** Hohe Brennstoffpreise, ein starker Anstieg bei den Erneuerbaren Energien und ein nur leichter Exportanstieg drückten die konventionelle Bruttostromerzeugung 2022 gegenüber 2021 um acht Prozent auf 327 Terawattstunden. Hohe Gaspreise machten die Kohleverstromung fast das gesamte Jahr günstiger als die Stromerzeugung aus Erdgas. Außerdem waren durch die Aktivierung von Kohlekraftwerken aus der Reserve zu Jahresende zwei Gigawatt Kohlekraftwerke mehr am Markt als Ende 2021. Braun- und Steinkohlekraftwerke produzierten hierdurch 18 Terawattstunden mehr, während die Erzeugung aus Gaskraftwerken

um 15 Terawattstunden sank. Kernkraftwerke stellten nach der planmäßigen Abschaltung von vier Gigawatt installierter Leistung mit 38 Terawattstunden gegenüber 2021 rund 45 Prozent weniger Strom her.

- 6. Industrie:** Die Industrie verzeichnete mit 173 Millionen Tonnen CO₂-Äq einen Emissionsrückgang um 8 Millionen Tonnen. Trotz verstärktem Einsatz von Öl und Kohle als Ersatz für Erdgas hielt der Industriesektor damit das Klimaziel ein. Hintergrund sind Spar- und Effizienzmaßnahmen sowie Produktionseinbußen aufgrund der hohen Energiepreise. Produktionsrückgänge gab es insbesondere bei energieintensiven Industrien wie der chemischen Industrie, der Metallerzeugung und dem Papiergewerbe. Ein Teil dieses Nachfragerückgangs kann sich als dauerhaft erweisen.
- 7. Gebäude:** Mit 113 Millionen Tonnen CO₂-Äq lagen die Emissionen 5 Millionen Tonnen über dem Sektorziel, obwohl hohe Gaspreise 2022 zu einer Reduktion des Erdgasverbrauchs um 16 Prozent und einem Emissionsrückgang von sieben Millionen Tonnen CO₂-Äq im Vergleich zum Vorjahr führten. Der Wärmepumpenmarkt legte kräftig zu: im Jahr 2022 wurden knapp 230.000 Wärmepumpen verkauft – ein Plus von gut 40 Prozent. Gleichzeitig wurden jedoch schätzungsweise 600.000 Gas- sowie 50.000 Ölkessel abgesetzt – bei üblichen Lebensdauern von 20 bis 30 Jahren wären viele dieser Kessel auch 2045 noch in Betrieb – ein Widerspruch zu den Klimazielen Deutschlands.
- 8. Verkehr:** Im Verkehr lag der CO₂-Äq-Ausstoß mit 150 Millionen Tonnen CO₂-Äq deutlich über dem erlaubten Wert von 139 Millionen Tonnen CO₂-Äq. Gründe für die Zielverfehlung sind das nach dem Corona-Rückgang angestiegene Verkehrsaufkommen und fehlende politische Maßnahmen zur Emissionsreduktion. Eine Schlüsselrolle bei der Verkehrswende nehmen E-Autos ein. Deren

Anteil am Pkw-Absatz in Deutschland hat sich seit 2020 zwar deutlich erhöht, der Anteil am Gesamtfahrzeugbestand bleibt mit 1,3 Prozent Anfang 2022 aber immer noch äußerst gering.

- 9. Stimmung in der Bevölkerung:** Die Umfrageergebnisse bei Bürger:innen zu den wichtigsten Themen in Deutschland spiegeln die multiplen Krisen des Jahres 2022 wider. Klima- und Umweltschutz gehörten in jedem Monat zu den beiden wichtigsten Themen. In der zweiten Jahreshälfte rückte die Energieversorgung mit Abstand an die erste Stelle, jedoch kaum zu Lasten von Klima- und Umweltschutz, die bei fast konstantem Niveau den zweiten Platz hielten. Ein Großteil der Bevölkerung sieht im Ausbau der Erneuerbaren Energien die beste Reaktion auf den russischen Angriffskrieg. Auch deshalb legte die Akzeptanz für Erneuerbare Energien auf hohem Niveau nochmals zu.
- 10. Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick:** Das Jahr 2022 war in Deutschland und Europa auch energiepolitisch durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine geprägt: Die Energie- und Klimapolitik 2022 wurde von Notmaßnahmen zur kurz- und mittelfristigen Krisenbewältigung dominiert, die teilweise zu Lasten der zuvor geplanten klimapolitischen Vorhaben gingen. Weltweit verschärfte sich zudem die Klimakrise in Gestalt zahlreicher Extremwetterereignisse mit häufig dramatischen Folgen für Mensch und Umwelt. 2023 birgt die Chance, die fossile Energiekrise strukturell zu überwinden und die Transformation zur Klimaneutralität auf Kurs zu bringen. Hierfür braucht es zusätzliche Maßnahmenpakete für alle Sektoren, insbesondere das inzwischen überfällige Klimaschutzs Sofortprogramm. Bei der Umsetzung dieser Maßnahmen kann die Politik auf eine hohe Bereitschaft in Wirtschaft und Bevölkerung setzen, die Transformation aktiv mitzugestalten – kombiniert mit der immer stärkeren Wirtschaftlichkeit von Energiewendetechnologien.

The energy year 2022 in ten points

1. **Fossil energy crisis:** The consequences of the Russian war of aggression on Ukraine shaped the energy year 2022: Fossil gas imports from Russia reduced gradually from June onwards and stopped completely from September. Through gas savings and purchases of liquefied natural gas and gas savings, however the the fossil gas storage facilities could be filled by mid-November. In the meantime, the exchange power price for fossil gas multiplied, which also drove electricity prices to record highs. The prices for coal and oil also multiplied at times over the course of the year. Energy prices were the driver of general inflation, which soared to over 10 percent.
2. **Climate action:** Germany's total greenhouse gas emissions stagnated at the previous year's level of 761 million tonnes of CO₂ equivalents (CO_{2-eq}), five million tonnes of CO_{2-eq} above the 2022 reduction target set in the Climate Change Act. The transport and building sectors again missed their sector targets. Overall, emissions were reduced by the decrease in energy consumption and the weather-related increase in electricity production from renewable energies. The replacement of fossil gas by the particularly climate-damaging energy sources coal and oil, however, cancelled out these emission reductions.
3. **Energy consumption and security of supply:** Energy efficiency, energy savings, declines in production and low heating consumption due to mild weather reduced primary energy consumption by 4.7 percent compared to 2021 and thus below the low point of the Corona year 2020. The consumption of fossil gas fell by 15 percent, compared to the previous year, while oil and coal consumption increased by three and five percent, respectively. Electricity consumption was three percent below the previous year's level at 550 terawatt hours. A lack of gas supplies, significant unexpected outages at French nuclear power plants and drought-related problems with coal transport and cooling water extraction put security of supply at the centre of the energy policy debate.
4. **Renewable energies:** With 256 terawatt hours, renewable energy sources produced more electricity in 2022 than ever before, an increase of 22 terawatt hours or nine percent compared to 2021. With 128 terawatt hours, wind power remains the largest supplier of renewable electricity, but the addition of 2.4 gigawatt was still far too low. Thanks to a good year for sunshine and the addition of 7.2 gigawatt, solar power production reached a total of 61 terawatt hours, 23 percent more than in 2021. At the end of the year, the total installed capacity of all renewable energies was 148 gigawatts, 9.5 gigawatts more than in 2021. Another cause for concern for the expansion path in the coming years is the fact that in 2022 nine out of ten tenders for wind and solar power had been undersubscribed.
5. **Conventional energies:** High fuel prices, a strong increase in renewables and only a slight increase in exports brought conventional gross power generation down by eight percent to 327 terawatt hours in 2022 compared to 2021. High fossil gas prices made coal-fired power generation cheaper than gas-fired generation for almost the entire year. In addition, the activation of coal-fired power plants from the reserve at the end of the year means that 2 gigawatts more coal-fired power plants are on the market now than at the end of 2021. As a result, lignite and hard coal-fired power plants supplied 18 terawatt hours more, while generation from gas-fired power plants fell by 15 terawatt hours. Following

the scheduled shutdown of four gigawatts of installed capacity, nuclear power plants supplied 38 terawatt hours less electricity than in 2021, a decrease of around 45 percent.

- 6. Industry:** With 173 million tonnes of CO_{2-eq}, industry recorded a slight decrease in emissions of eight million tonnes compared to 2021. Despite increased use of oil and coal as a substitute for fossil gas, the industrial sector thus met its climate target. The reduced emissions are a result of savings and efficiency measures but also as production losses due to high energy prices. Production declines were particularly evident in energy-intensive industries such as the chemical industry, metal production and the paper industry. Part of this decline in production may prove to be permanent.

Buildings: At 113 million tonnes of CO_{2-eq}, the building sector emissions were five million tonnes above the sector target, even though high gas prices led to a 16 percent reduction in fossil gas consumption in 2022 and a decrease in emissions of seven million tonnes of CO_{2-eq} compared to the previous year. The heat pump market grew strongly, with just under 230 000 heat pumps sold in 2022, an increase of more than 40 percent. At the same time, however, an estimated 600 000 gas boilers and 50 000 oil boilers were sold in 2022. With normal lifetimes of 20 to 30 years, many of these boilers would still be in operation in 2045 – a contradiction to Germany's climate targets.

- 7. Transport:** At 150 million tonnes CO_{2-eq}, the transport sector's CO₂ emissions were significantly above the target value of 139 million tonnes CO_{2-eq}. The reasons for the missed target are the traffic volume, which has risen again after the drop during the Corona pandemic, and the lack of political measures to reduce emissions. Electric vehicles play a key role in the transport sector transition. Although their share

of passenger car sales in Germany has increased significantly since 2020, their share of the total vehicle fleet remained extremely low at 1.3 percent at the beginning of 2022.

- 8. Public opinion:** The survey results among citizens on the most important topics in Germany reflect the multiple crises of 2022. Climate and environmental protection were among the top two issues in the monthly polls throughout the year. In the second half of the year, energy supply moved into first place, but climate and environmental protection held second place at an almost constant level. A large part of the population sees the expansion of renewable energies as the best response to the Russian war of aggression. The war is one of the reasons why the acceptance of renewable energies is increasing again at a high level.

- 9. Energy policy developments and outlook: The escalation of Russia's war on Ukraine also impacted energy and climate policymaking both in Germany and Europe.** Governments put forward various emergency measures to deal with the energy crisis, in the short and medium term, some of which were at the expense of previously planned climate policy projects. At the same time, the climate crisis intensified worldwide in the form of numerous extreme weather events with often dramatic consequences for people and the environment. 2023 holds the opportunity to structurally overcome the fossil energy crisis and to get the transformation to climate neutrality on track. This requires additional measures for all sectors, especially the long overdue climate action programme for Germany. In implementing these measures, policymakers can rely on a high level of willingness by both economic actors and the population to actively shape the transformation, and the increasingly strong economic viability of renewable energy technologies.

1 Treibhausgasemissionen

1.1 Überblick

Die Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 lagen bei 761 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ und damit auf Vorjahresniveau (Minderung um 38,7 Prozent gegenüber 1990). Somit hat Deutschland im Jahr 2022 das im Klimaschutzgesetz für 2022 hinterlegte Ziel von 756 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ verfehlt. Prägend für die Emissionsbilanz des vergangenen Jahres waren die Auswirkung des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine, ein höheres Verkehrsaufkommen sowie eine milde Witterung. Corona hatte anders als in den beiden Vorjahren kaum noch Auswirkungen auf die Emissionsentwicklungen.

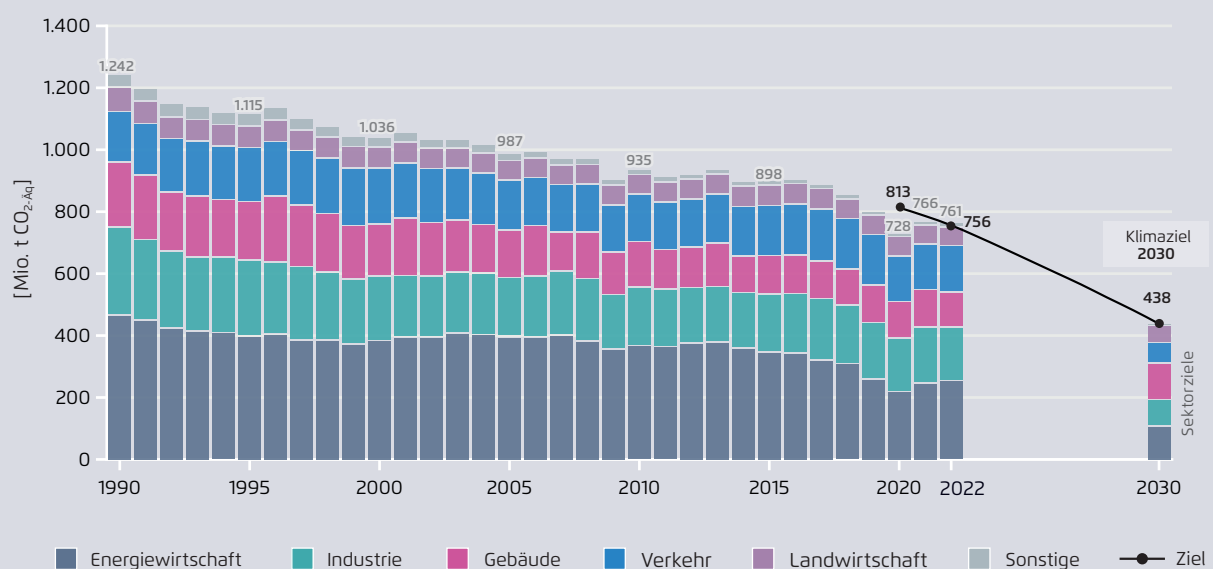
In Folge des russischen Angriffskriegs trat die hohe Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energie-

importen aus Russland zutage. Fossiles Gas wurde zum knappen Gut, was auf der einen Seite zu großen Einsparbemühungen industrieller, gewerblicher wie privater Verbraucher führte und auf der anderen Seite Wechsel zu alternativen Energieträgern auslöste, wo dies möglich war. In einigen Bereichen wurde anstelle von Erdgas Öl beziehungsweise Kohle eingesetzt, was einen emissionsintensiveren Energieverbrauch nach sich zog.

Die in Reaktion auf die europäischen Sanktionen erst gedrosselten und schließlich Ende August 2022 ganz eingestellten Gaslieferungen über Nord Stream 1 haben den Börsengaspreis vorübergehend mehr als verzehnfacht. Der Gaspreis wurde zum Haupttreiber der Energiepreiskrise. Die starken Preissteigerungen für Industrie, Gewerbe und Haushalte führten

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren 1990 bis 2021, Schätzung für 2022 und Minderungsziele 2020 bis 2030

Abbildung 1_1



UBA (2022a) • 2022: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGE (2022a); Sektorziele nach Klimaschutzgesetz
Gebäude 2021: Berechnung von Agora Energiewende abweichend von UBA (2022a)

zusammen mit Aufrufen der Bundesregierung, so weit wie möglich Gas einzusparen, zur Reduktion des Gasverbrauchs und damit auch von Treibhausgasemissionen.

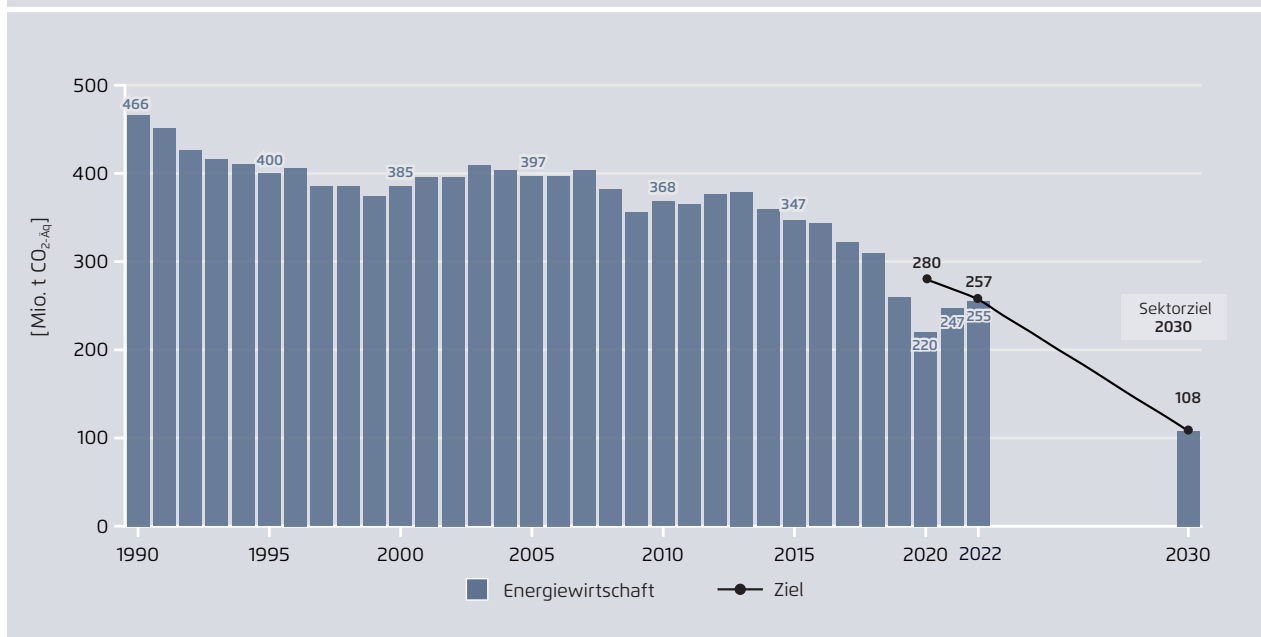
Die im Klimaschutzgesetz festgeschriebenen Sektorziele wurden in den Bereichen Gebäude und Verkehr verfehlt. In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie wurden die jeweiligen Ziele voraussichtlich knapp eingehalten. Der Verkehrssektor verfehlte damit zum zweiten Mal und der Gebäudebereich zum dritten Mal in Folge das Klimaschutzziel seit Inkrafttreten des Gesetzes vor drei Jahren. Die zuständigen Ressorts müssen nunmehr ein Sofortprogramm vorlegen, das sicherstellen soll, dass der entsprechende Sektor umgehend auf Zielerreichungspfad gelangt.

1.2 Energiewirtschaft

Im Bereich der Energiewirtschaft lagen die Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 bei 255 Millionen Tonnen CO₂-Äq. Dies sind 8 Millionen Tonnen CO₂-Äq beziehungsweise 2,9 Prozent mehr als 2021. Damit sind die Emissionen aus dem deutschen Kraftwerkspark bereits zum zweiten Mal in Folge gestiegen. Das lag vor allem daran, dass vermehrt Kohle anstelle von Erdgas für die Stromerzeugung zum Einsatz kam und Stromexporte nach Frankreich stark zugelegt haben. So stieg die Braunkohleverstromung um 6,9 Terawattstunden (6,3 Prozent) und die Steinkohleverstromung um 11,4 Terawattstunden (21 Prozent) (Bruttostromerzeugung). Die Erneuerbaren Energien steigerten ihren Ertrag um 22 Terawattstunden, wohingegen sich die Strommenge aus Kernenergie um 31 Terawattstunden verringerte.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft 1990 bis 2021, Schätzung für 2022 und Sektorziele 2020 bis 2030

Abbildung 1_2



UBA (2022a) • 2022: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGE (2022a); Sektorenziele nach Klimaschutzgesetz

Der maximale Treibhausgasausstoß der Energiewirtschaft ist für das Jahr 2022 gesetzlich auf 257 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ begrenzt. Dieses Ziel wurde voraussichtlich knapp erreicht. Für die kommenden Jahre sind keine expliziten Jahresziele für den Energiewirtschaftssektor festgeschrieben. Um das Ziel, die Emissionen 2030 auf 108 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ zu reduzieren, sind jedoch durchschnittlich über 18 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ Minderung pro Jahr nötig.

1.3 Industrie

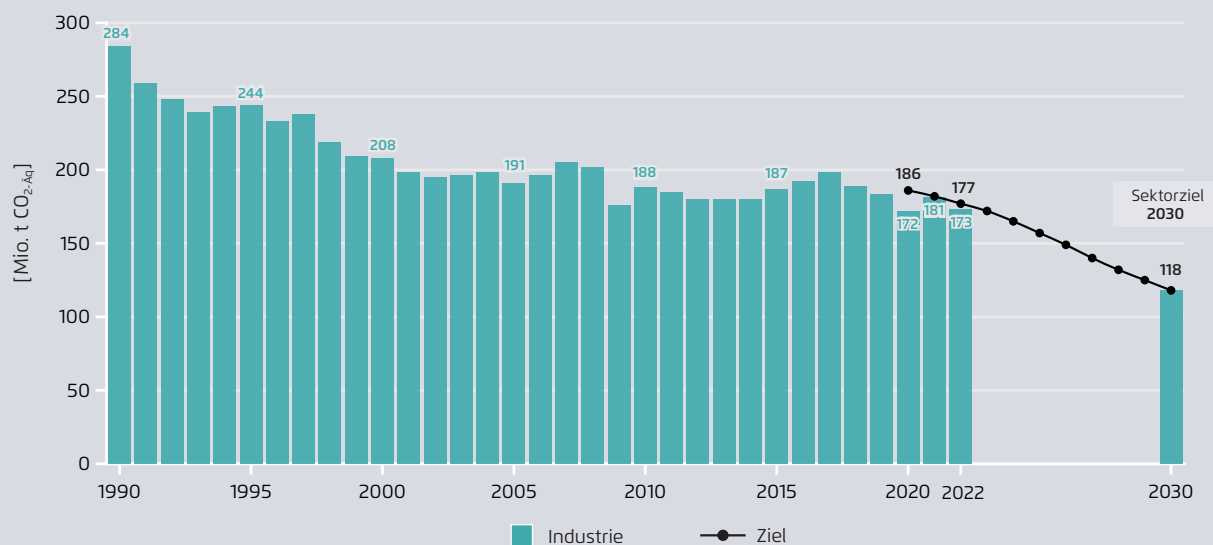
Die Treibhausgasemissionen der Industrie sind im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Der Rückgang betrug 8 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ beziehungsweise 4,4 Prozent. Mit 173 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ wird das Sektorziel für 2022 in Höhe von 177 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ erreicht. Während 2020 und 2021 die Corona-Pandemie die Produktions-

tätigkeit vieler Industriebereiche und somit auch die Emissionsbilanz maßgeblich beeinflusst hatte, war im Jahr 2022 der hohe Erdgaspreis in etlichen Industriebranchen ausschlaggebend. Besonders betroffen war die Produktion der energieintensiven Industrien. Hinzu kam – ebenfalls bedingt durch den stark gestiegenen Erdgaspreis – ein hoher Strompreis, welcher die Betriebe vor zusätzliche Herausforderungen stellte. Diese Entwicklungen führten zu dreierlei Reaktionen: Erstens stellten Industriebetriebe, wenn möglich, ihren Brennstoffeinsatz um (sogenannter *fuel switch*). Statt Erdgas wechselten sie zu Kohle beziehungsweise Erdöl. Zweitens hob die Industrie Effizienz- und Sparpotenziale beim Erdgasverbrauch. Und drittens reduzierten einige Branchen ihre Produktionstätigkeit.

Der *fuel switch* führte tendenziell zu höheren Emissionen, da sowohl Erdöl als auch Kohle höhere spezifische Emissionen aufweisen als fossiles Gas. Das Einsparen von Gas schlug sich wiederum dämpfend

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Industrie 1990 bis 2021, Schätzung für 2022 und jährliche Sektorziele 2020 bis 2030

Abbildung 1_3



UBA (2022a) • 2022: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGEB (2022a) und Destatis (2022a)

in der Treibhausgasbilanz nieder. Der hohe Erdgaspreis hat die finanziellen Anreize von Spar- und Effizienzmaßnahmen verstärkt und somit auch transformationsdienliche Anreize gesetzt. Die geringeren Emissionen in der Folge von Produktionseinbußen, wie beispielsweise in der chemischen Industrie, sind hingegen nicht als klimapolitischer Erfolg zu bewerten, auch wenn die Verbrauchsrückgänge sich zum Teil als dauerhaft erweisen könnten.

1.4 Gebäude

Die im Klimaschutzgesetz für den Gebäudesektor festgelegten Ziele wurden auch im Jahr 2022 nicht eingehalten. Statt 108 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} wurden im Jahr 2022 113 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} ausgestoßen – 5 Millionen CO_{2-Äq} mehr als gesetzlich

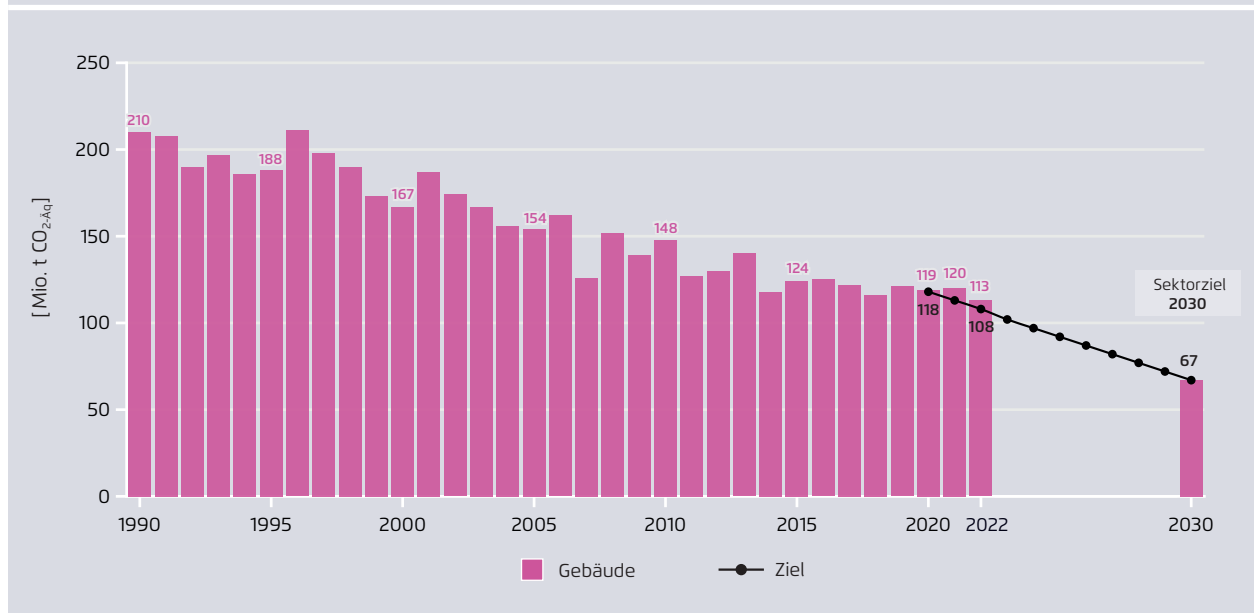
erlaubt. Im Vergleich zum Vorjahr (120¹ Millionen Tonnen CO_{2-Äq}) wurden jedoch 7 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} weniger ausgestoßen. Die Minderungen sind im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen:

→ Fast die Hälfte aller Wohnungen in Deutschland wurde 2022 nach wie vor mit Erdgas beheizt. Die hohen Gaspreise, verursacht durch den Ukraine-Krieg, gekoppelt mit den Apellen der Bundesregierung, Gas einzusparen, führten zu einer Minderung des Gasverbrauchs der Haushalte. Seit September, traditionell dem Beginn der Heizperiode, ist der Gasverbrauch der deutschen Haushalte (und Gewerbe-Handel-Dienstleistung²)

- 1 Berechnung von Agora Energiewende abweichend von UBA (2022a).
- 2 Inklusive sogenannter SLP-Kunden mit einem jährlichen Gasverbrauch bis 100 000 kWh.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor 1990 bis 2021, Schätzung für 2022 und jährliche Sektorziele 2020 bis 2030

Abbildung 1_4



UBA (2022a) • 2022: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf AGEb (2022a), AGEb (2022c), CDC (2022). 2021: Schätzung von Agora Energiewende abweichend von UBA (2022a)

im Vergleich zum Referenzverbrauch³ temperaturbereinigt um 8 Prozent gesunken (bdew 2022c).

→ Zudem trug die milde Witterung zu einem verringerten Gasbedarf bei. Insbesondere zu Jahresbeginn und in den Monaten Oktober und November lagen die Temperaturen deutlich über dem Durchschnitt der letzten 20 Jahre (bdew 2022c), was den Heizbedarf verringerte.

Insgesamt haben die privaten Haushalte im Vergleich zum Vorjahr 16 Prozent weniger Gas verbraucht als 2021. Der Emissionsrückgang geht somit im Wesentlichen auf Witterungs- und Sondereffekte zurück und ist folglich nicht strukturell nachhaltig. Die Tatsache, dass trotz der milden Witterung und der Einsparbemühungen beim Gasverbrauch das Klimaschutzziel verfehlt wird, zeigt, dass es zusätzlicher nachhaltiger Klimaschutzmaßnahmen bedarf.

3 Temperaturbereinigter Verbrauch der letzten fünf Jahre.

Bereits 2023 könnten die Emissionen bei kühlerer Witterung wieder steigen.

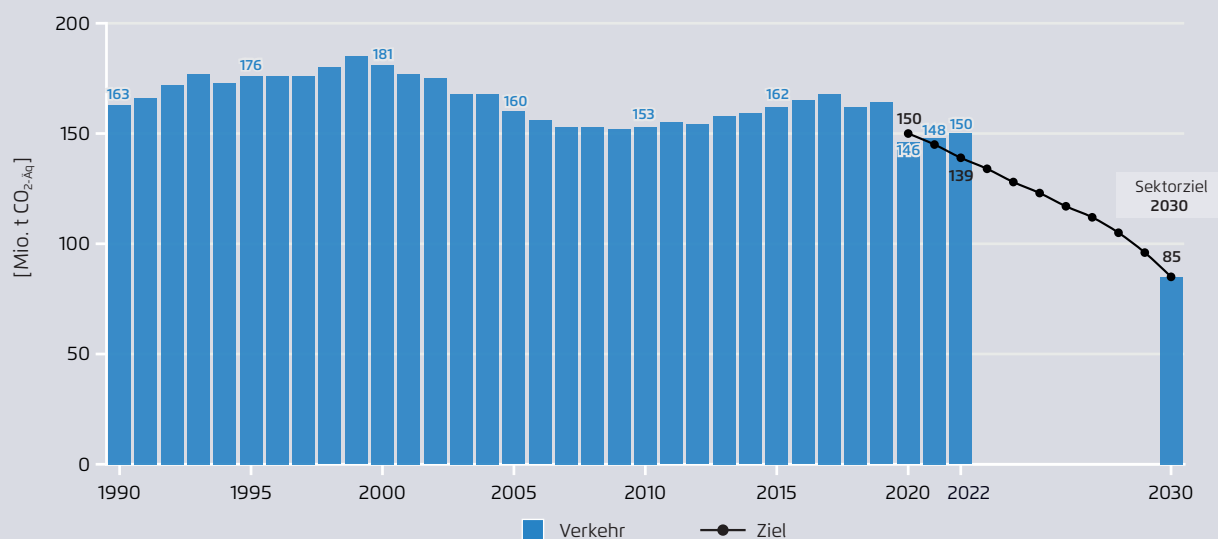
Ab dem Jahr 2024 soll laut Bundesregierung jede neu eingebaute Heizung zu 65 Prozent mit Erneuerbaren Energien betrieben werden (65-Prozent-Regel) (BMWK 2022a). Es ist davon auszugehen, dass diese Ankündigung schon 2023 ein Signal für den Wechsel auf Wärmepumpen setzen wird.

1.5 Verkehr

Die im Klimaschutzgesetz für den Verkehrssektor festgelegten Ziele wurden auch im Jahr 2022 nicht eingehalten. Der Sektor überschritt die gesetzlich vorgeschriebene Menge um 11 Millionen Tonnen CO₂-Äq – statt der erlaubten 139 Millionen Tonnen CO₂-Äq stieß der Verkehr im Jahr 2022 150 Millionen Tonnen CO₂-Äq aus. Nachdem im Verkehrssektor bereits im Jahr 2021 3,1 Millionen Tonnen CO₂-Äq zu

Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Verkehr 1990 bis 2021, Schätzung für 2022 und jährliche Sektorziele 2020 bis 2030

Abbildung 1_5



UBA (2022a) • 2022: Schätzung von Agora Energiewende auf Basis von AGEb (2022a), AGEb (2022d), destatis (2022b)

viel ausgestoßen worden waren, ist die Lücke zwischen Ziel- und Ist-Werten weiter gewachsen und so groß wie in keinem anderen Sektor.

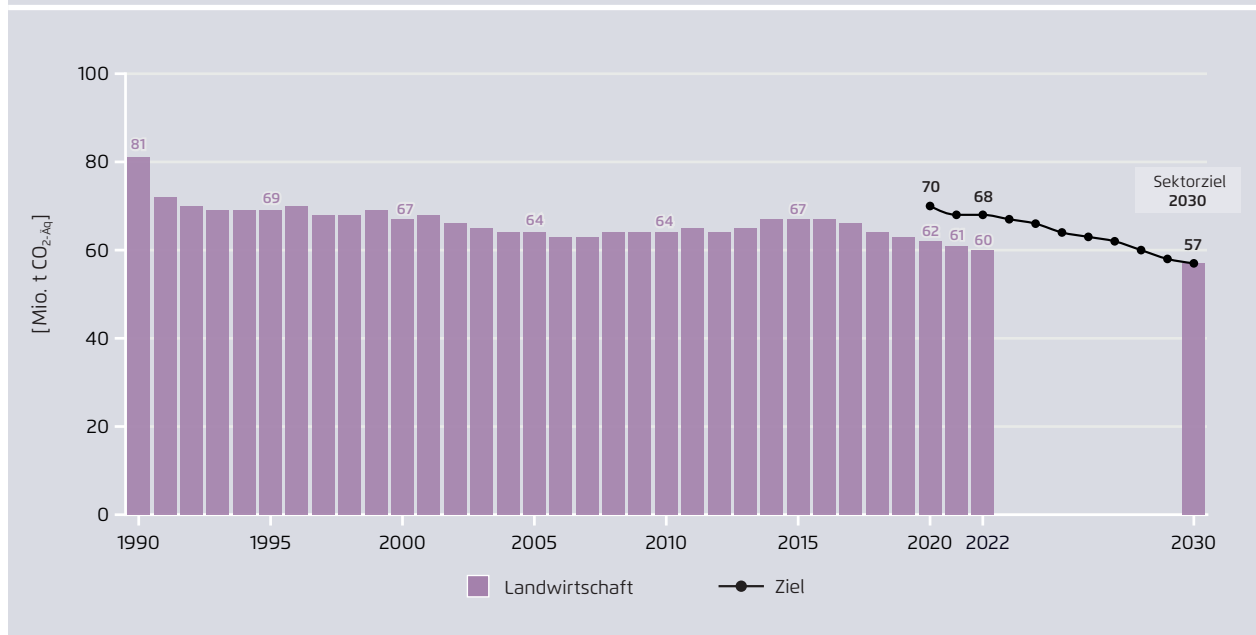
Die Klimabilanz im Verkehrssektor war in den Jahren 2021 und 2020 von Corona-Auswirkungen geprägt, da die Mobilität teils stark eingeschränkt war. Im vergangenen Jahr 2022 sind die Emissionen des Sektors wieder leicht gestiegen. Dieser Anstieg ist einerseits auf ein normalisiertes Verkehrsaufkommen auf Straßen und Schienen und andererseits auf unzureichende politische Maßnahmen zurückzuführen. Mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den in der Folge steigenden Preisen für Energie flachte der Emissionsanstieg im Verkehr aufgrund einer leicht gedämpften Verkehrsnachfrage ab dem zweiten Quartal etwas ab (UBA 2022b).

Emissionsmindernde Faktoren waren darüber hinaus ein im Vergleich zum Vor-Corona-Niveau weiterhin reduzierter innerdeutscher Flugverkehr und der

Anstieg der Elektromobilität. Der innerdeutsche Flugverkehr wirkt sich jedoch nur geringfügig auf die Emissionsbilanz des Verkehrssektors insgesamt aus. Und der Ausbau der Elektromobilität beschleunigt sich zwar, allerdings ist das Tempo derzeit noch nicht ausreichend, um die erforderliche Reduktion bei der Emissionsentwicklung zu bewirken. Mit dem deutschlandweit gültigen 9-Euro-Ticket für den öffentlichen Nahverkehr stieg zwar die Zahl der Nutzer:innen klimafreundlicherer Verkehrsmittel, allerdings handelte es sich in vielen Fällen um zusätzliche Fahrten und weniger um Fahrten, die zuvor mit dem Auto getätigt wurden. Eine deutliche Verlagerung vom privaten Pkw auf den öffentlichen Verkehr stellte sich nicht ein. Hierfür hätte es eine spürbare Verbesserung des ÖPNV-Angebots und fiskalischer Maßnahmen zur Verteuerung des motorisierten Individualverkehrs benötigt. Stattdessen wurden Autofahrer:innen pauschal mit der Absenkung der Energiesteuer auf Kraftstoffe finanziell entlastet.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft 1990 bis 2021, Schätzung für 2022 und jährliche Sektorziele 2020 bis 2030

Abbildung 1_6



UBA (2022a) • 2022: Schätzung von Agora Energiewende auf Basis von AGE (2022a)

1.6 Landwirtschaft und sonstige Emissionen

Der Landwirtschaftssektor stieß im Jahr 2022 Treibhausgasemissionen in Höhe von knapp 60 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} aus. Damit wurde das Sektorziel von 67,8 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} deutlich unterschritten. Allerdings ist hier zu beachten, dass erstmals eine veränderte Emissionsberechnung zur Anwendung kam, die zur Ausweisung verringerter Emissionen führte: Die Methode zur Berechnung der direkten Lachgasemissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden wurde durch das zuständige Thünen-Institut im Anschluss an eine umfassende Literaturstudie überarbeitet. Der bisherige IPCC-Standardemissionsfaktor von 1 Prozent der Stickstoffeinträge wurde unter Rückgriff auf eine

Vielzahl an Feldstudien durch regional und nach Bodenarten differenzierte Faktoren ersetzt. Die Anwendung der angepassten Emissionsfaktoren hat dazu geführt, dass die Gesamtemissionen des Landwirtschaftssektors auch für das Berichtsjahr 2021 und rückwirkend für den gesamten Berichtszeitraum seit 1990 nach unten korrigiert wurden. Im Durchschnitt betrug die jährliche Treibhausgasminderung durch die Rückrechnung im Zeitraum 2000 bis 2020 rund 6,1 Millionen Tonnen CO_{2-Äq}.

Die Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfallwirtschaft und Sonstiges beliefen sich 2022 auf 8 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} – und erreichten damit das gesetzlich festgeschriebene Ziel von 8,1 Millionen Tonnen CO_{2-Äq}.

2 Fossile Energiepreiskrise und Inflation

2.1 Fossile Inflation in Deutschland

Zweistellige Inflationsraten in Europa und Deutschland

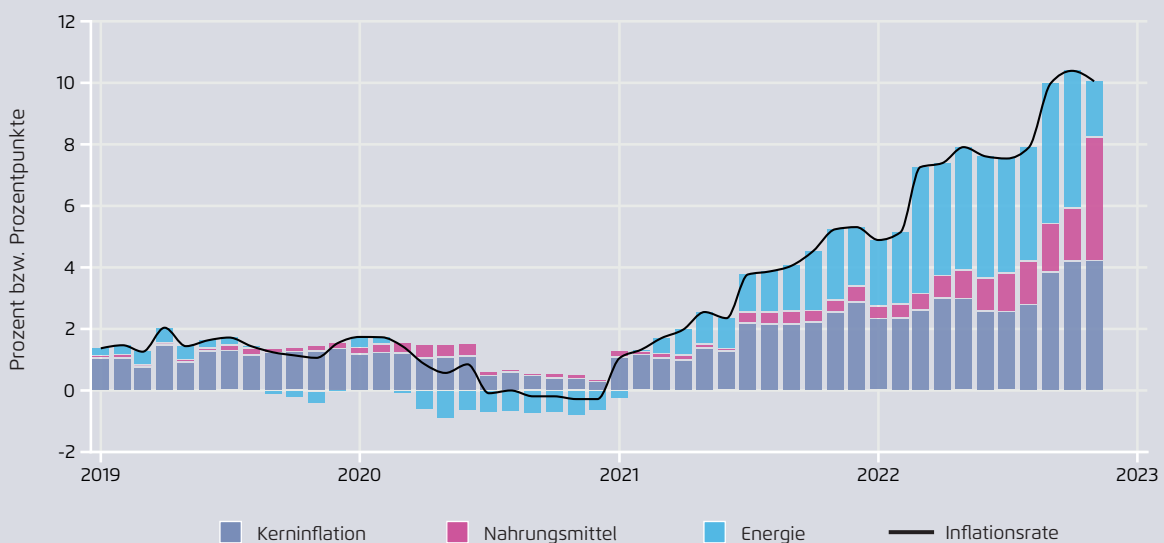
Die Inflation im Euro-Raum ist seit Anfang 2021 stark angestiegen und erreichte 2022 den höchsten Stand seit Gründung der Währungsunion im Jahr 1999. Für das Gesamtjahr 2022 erwartet der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung eine durchschnittliche Inflationsrate im Euro-Raum von 8,5 Prozent, nach 2,6 Prozent im Jahr 2021 und 0,3 Prozent im Jahr 2020 (SVR 2022). Auch in Deutschland ist die Inflation rasch gestiegen: Der Verbraucherindex für Deutschland lag im Jahr 2021 bei 3,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Im Jahresverlauf 2022 ging es dann stark nach oben: Im Oktober kletterte die Inflationsrate auf 10,4 Prozent gegenüber dem Vorjahresmonat.

Zuletzt lag die jährliche Änderungsrate im November 2022 wieder etwas niedriger bei 10,0 Prozent (destatis 2022c).

Getrieben wurde die Inflation in Deutschland und Europa vor allem von den hohen Energiepreisen. Die Gütergruppe Energie des Verbraucherpreisindex, die unter anderem die Güter Strom, Erdgas und andere feste und flüssige Brennstoffe enthält, lag im November 2022 um 38,4 Prozent höher als im Vorjahr. Auch die Inflation bei Nahrungsmitteln lag mit 21 Prozent überdurchschnittlich hoch. Dienstleistungen hingegen legten mit 3,4 Prozent vergleichsweise wenig zu. Die Kerninflation in Deutschland, gemessen als Verbraucherpreisindex ohne Energie und Nahrungsmittel, stieg im Jahresverlauf 2022 von 2,3 Prozent auf 4,2 Prozent.

Verbraucherpreisindex (Prozent) in Deutschland 2019 bis 2022 (Wachstumsbeiträge von Kerninflation, Nahrungsmittel und Energie in Prozentpunkten)

Abbildung 2_1



Berechnungen von Agora Energiewende bis einschließlich November 2022 basierend auf destatis (2022c).

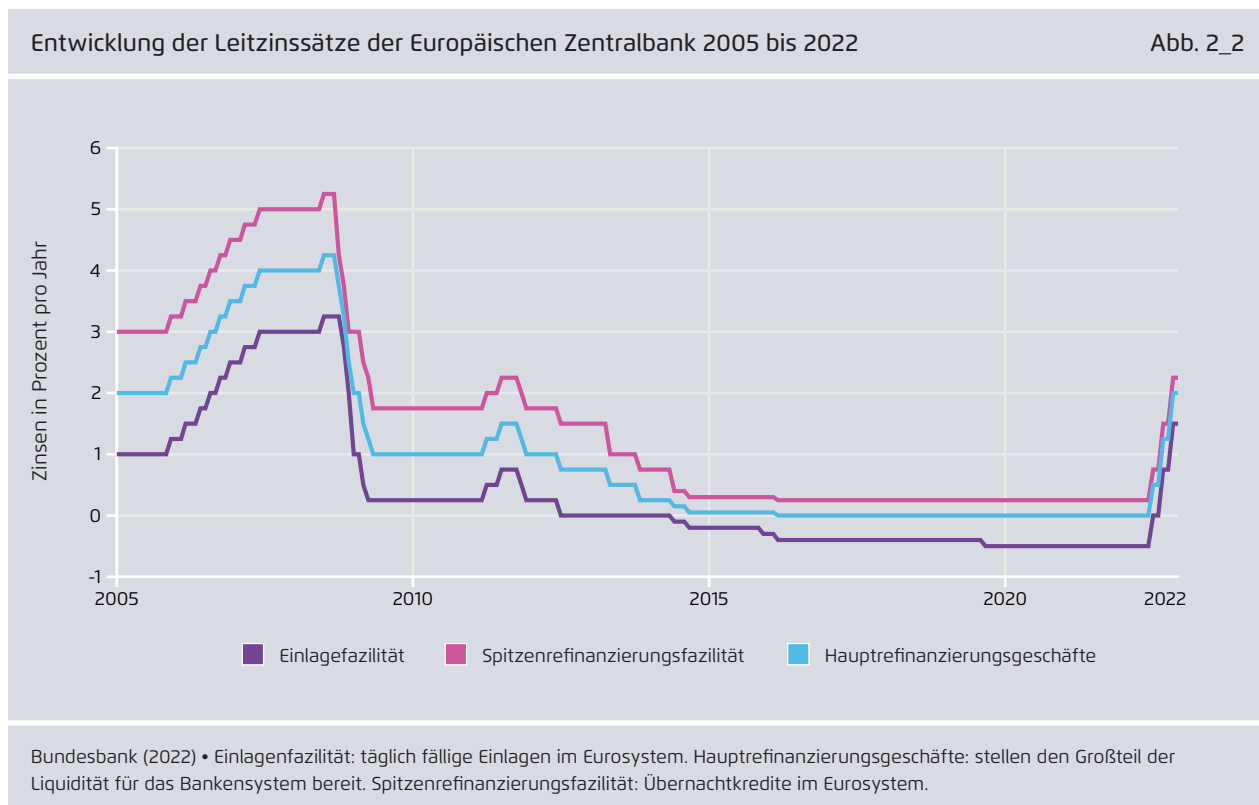
Fossile Energiepreise und Lieferengpässe treiben die Inflation

Die aktuelle Energiekrise und die Inflation gehen auf doppelte Weise auf fossile Energien zurück. Erstens durch die direkten Preissteigerungen für fossile Energieträger, insbesondere Erdgas, infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine. Die Preisanstiege für fossile Energien wurden von einer Abwertung des Euros begleitet, was den Preisdruck durch importierte Vorleistungsgüter, Energieträger und Rohstoffe noch verstärkt hat. Zweitens indirekt durch die Auswirkungen der Klimakrise, durch dürrebedingte Produktionsausfälle in der Landwirtschaft und der Wasserkraft. Zudem führen Hitzewellen zu stärkerer Stromnachfrage infolge des Betriebs von Klimaanlageanlagen und damit über einen höheren Verbrauch fossiler Brennstoffe in der Stromherstellung zu höheren Preisen (Agora Energiewende 2022a).

Zur Inflationsdynamik ebenfalls beigetragen haben die Auswirkungen der Corona-Pandemie. Die rasche wirtschaftliche Erholung in Deutschland und Europa seit Anfang 2021 traf auf global andauernde Angebotsstörungen und Lieferkettenengpässe. In China und andernorts kam es wiederholt zu Schließungen von Produktions- und Hafenanlagen, was zur Unterversorgung der Industrie mit wichtigen Vorleistungsgütern und Materialien geführt hat (SVR 2022). Ende 2022 waren globale Wertschöpfungsketten weiterhin angespannt. So lag der Global Supply Chain Index immer noch deutlich über dem historischen Durchschnitt der letzten Jahre (New York FED 2022).

Ein neues Zinsumfeld

Angesichts der hohen Inflation hat die Europäische Zentralbank im Juli 2022 begonnen, die Leitzinssätze stark anzuheben und sich damit von der seit Juni 2013 andauernden Negativzinspolitik abgewendet (EZB 2022a). In drei Schritten erhöhte sie die



Zinssätze innerhalb weniger Monaten um 200 Basispunkte, um steigenden Inflationserwartungen und einer länger andauernden Entfernung der Inflation vom 2-Prozent-Ziel entgegenzuwirken (EZB 2022b).

Auf die Energiewende hat das neue Zinsumfeld bereits jetzt merkliche Auswirkungen: Im Jahresverlauf 2022 waren neun von zehn Erneuerbaren-Ausschreibungen (Wind und Solar) unterzeichnet – unter anderem wegen der gestiegenen Finanzierungskosten infolge der Leitzinserhöhungen. Modellierungen zeigen, dass insbesondere Stromgestehungskosten erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen mit steigenden Finanzierungskosten stark ansteigen (Schmidt et al. 2019). Die fossile Energiekrise wird über den Zinskanal so indirekt zu einem Hemmnis für die Energiewende.

Aussicht: 2023 andauernd hohe Inflation

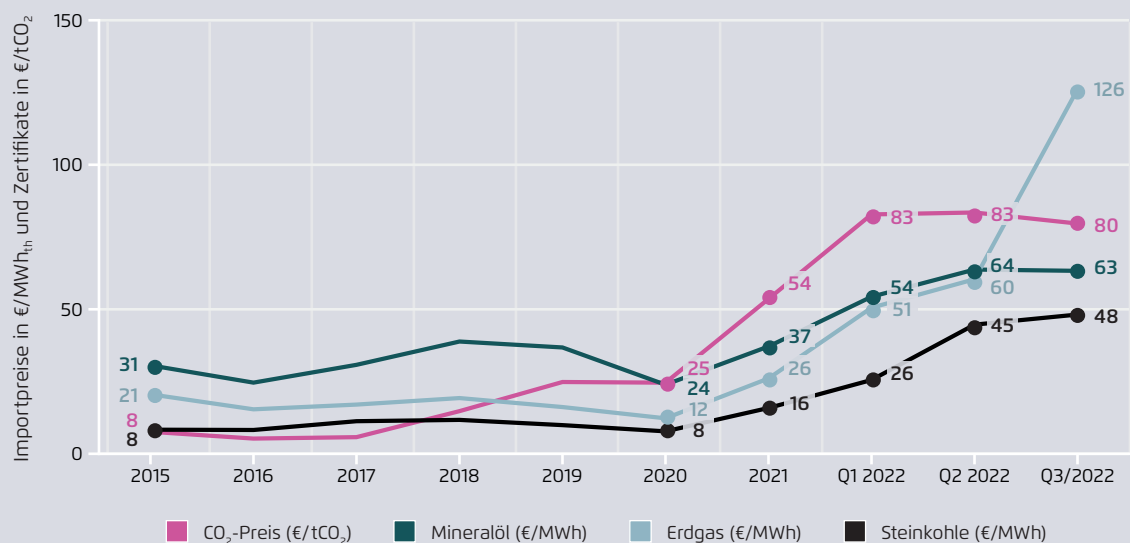
Laut der letzten *Survey of Professional Forecasters* der Europäischen Zentralbank bleibt die Inflation mit 5,8 Prozent auch im Jahr 2023 hoch; für 2024 wird jedoch nur noch eine Inflation von 2,4 Prozent erwartet (EZB 2022c).

2.2 Energiepreisentwicklungen an den Großhandelsmärkten

2022 wird auch als das Jahr in Erinnerung bleiben, in dem die Energiepreise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine auf Rekordhöhe schnellten. Bei einigen Unternehmen führten die Energiepreise zu unerwarteten Gewinnen, für andere Unternehmen und betroffene Haushalte bedeuteten sie dagegen enorme Härten oder gar wirtschaftlichen Ruin. Ursächlich für die hohen Großhandelspreise ist die Abhängigkeit von Erdgas, Kohle und Erdöl.

Importpreise für Erdgas, Steinkohle und Mineralöle sowie CO₂-Emissionszertifikatspreise
2015 bis 2022: Rasante Preisanstiege auf Allzeithochs bei fossilem Gas und Kohle

Abbildung 2_3

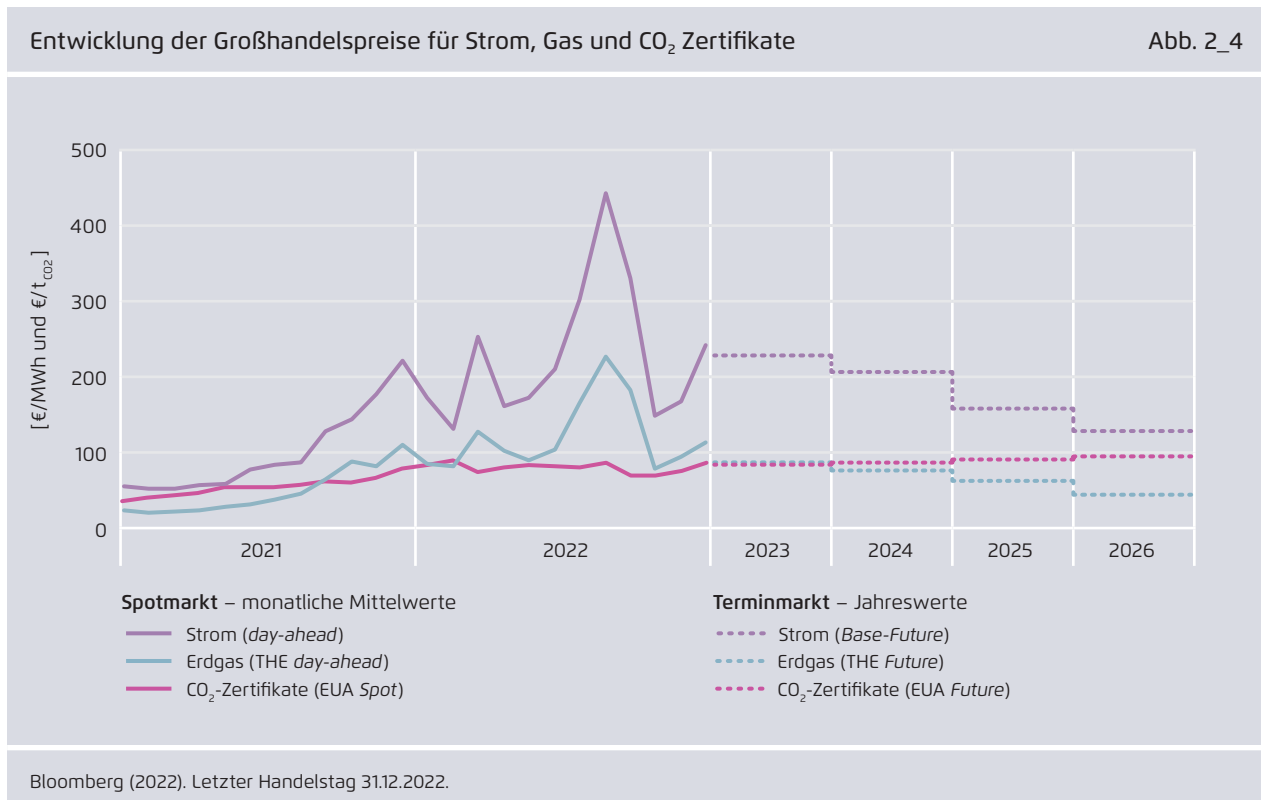


BAFA (2018); BAFA (2022a/b), Bloomberg (2022) und VdKI (2021)

Die Preisbewegungen waren von starken Schwankungen auf sehr hohem Niveau gekennzeichnet. Dämpfend auf die Preise wirkten der Einsatz Erneuerbarer Energien und der Rückgang der Nachfrage nach Erdgas und Strom.

Der Preisanstieg, der bereits Mitte 2021 begann, setzte sich 2022 mit gesteigerter Geschwindigkeit fort (Abbildung 2_3). Höchststände erreichten die Preise für Erdgas im dritten Quartal 2022 mit 126 Euro je Megawattstunde und für Steinkohle mit 329 Euro je Tonne (dies entspricht einem Preis von 48 Euro je Megawattstunde). Der Grenzübergangspreis für Mineralöl stieg im dritten Quartal 2022 auf 736 Euro je Tonne (das entspricht 63 Euro je Megawattstunde) und überstieg damit den bisherigen Jahreshöchststand aus 2012 von 643 Euro je Tonne. Gegenüber dem Jahresmittelwert 2021 stiegen die Preise 2022 im Durchschnitt um 204 Prozent für Erdgas, um 149 Prozent für Steinkohle und um 63 Prozent für Mineralöl.

Nach einem Zwischenhoch im März gingen die Erdgaspreise mit dem Ende der Heizsaison zunächst zurück. Danach steigen sie erneut infolge der abnehmenden Erdgasexporte aus Russland, dem Befüllen der Erdgasspeicher und den zunehmenden LNG-Importen in Europa – trotz geringem Erdgasverbrauch im Sommer – bis August 2022 auf ihr Jahres- und Allzeithoch (Abbildung 2_4). Gefüllte Erdgasspeicher in Deutschland und Europa sowie eine geringe Heiznachfrage aufgrund ungewöhnlich milder Witterung ließen die Erdgaspreise zwischen Ende August und Anfang November 2022 vorübergehend um den Faktor Elf einbrechen. Erdgas war teilweise so günstig, dass die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken wieder teurer wurde als die Erdgasverstromung. In der Folge fielen die Preise für Steinkohle um bis zu 55 Prozent und für Strom um durchschnittlich 45 Prozent bis Jahresende. Der Preis von Mineralöl folgte ab Juni einem volatilen Abwärtstrend und sank bis zum Ende des Jahres 2022 um 40 Prozent.



Erdgas

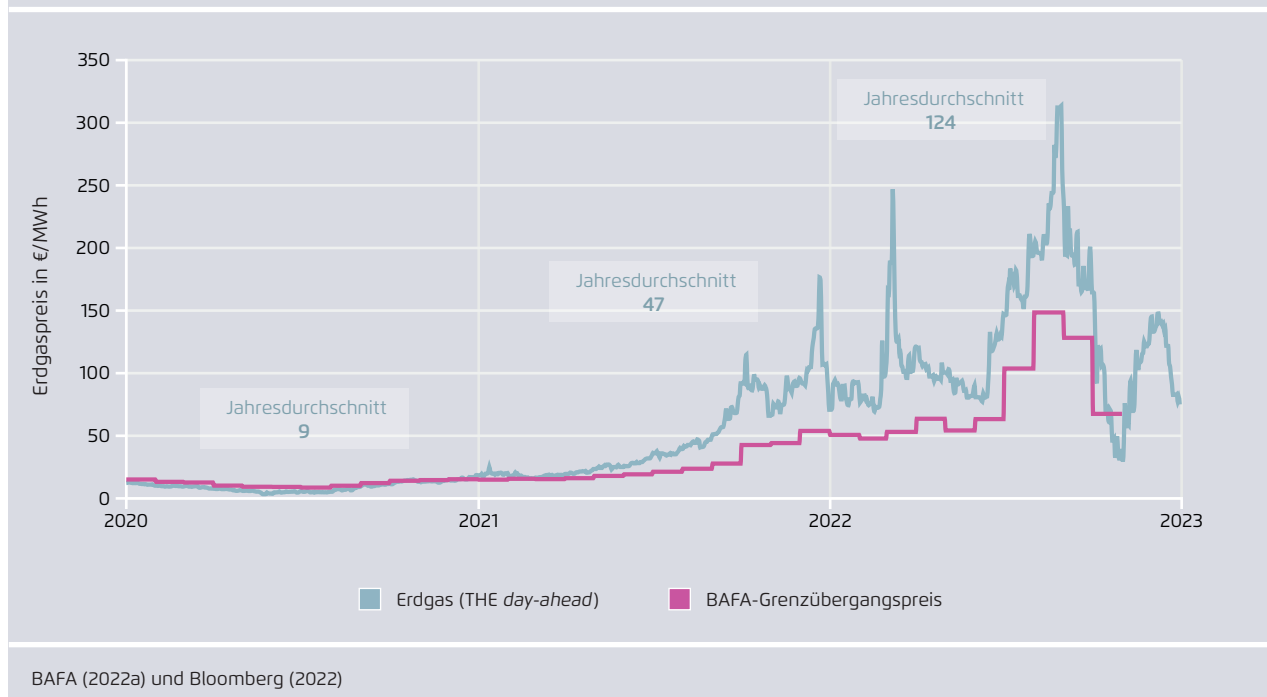
Die stärkste Preissteigerung unter den fossilen Energieträgern im Jahr 2022 zeigte Erdgas. Dabei lag der Gaspreis bereits zu Beginn des Jahres auf einem etwa fünfmal so hohen Niveau wie noch zu Beginn des Vorjahres. Hauptgründe dafür waren eine weltweit steigende Gasnachfrage nach dem Corona-Tief sowie ungewöhnlich niedrige Speicherfüllstände zu Jahresbeginn (Abbildung 2_6).

Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine am 24. Februar 2022 stiegen die Preise innerhalb weniger Tage bis Anfang März rasant an und erreichten ein erstes Zwischenhoch aufgrund kurzfristiger Sicherungskäufe und der Unsicherheit hinsichtlich der Gasimporte aus Russland. Nachdem sich weiterhin stabile Lieferungen aus Russland abzeichneten, beruhigte sich der Preis noch im Laufe des März bis Mitte Juni 2022. Dann zogen die Preise zum zweiten Mal in diesem Jahr drastisch an. Gründe dafür waren

der russische Erdgas-Lieferstopp über die Yamal-Route durch Polen sowie die angekündigte Wartung der Nord Stream 1 Pipeline und der damit einhergehenden Verunsicherung über die Wiederinbetriebnahme nach Abschluss der Wartung im Juli und August. Nachdem Ende August klar wurde, dass die Lieferungen über Nord Stream 1 nicht mehr verlässlich fortgesetzt würden, erreichte der Erdgaspreis am Spotmarkt sein Allzeithoch mit 314 Euro je Megawattstunde. Die starken Preisanstiege lassen sich erklären mit einer hohen Nervosität am Markt und entsprechenden Risikoaufschlägen, der hohen Zahlungsbereitschaft für deutlich teureres LNG anstelle von Pipeline-Erdgas und mit einer hohen Nachfrage im Sommer, um die Speicher gemäß den im März vom Bundestag beschlossenen Vorgaben zu füllen (bis 1. Dezember 2022 zu 90 Prozent).

Grenzübergangspreis (monatlich) im Vergleich zum kurzfristigen Preis für Erdgas (THE, *day-ahead*, täglich) für 2020–2022

Abbildung 2_5

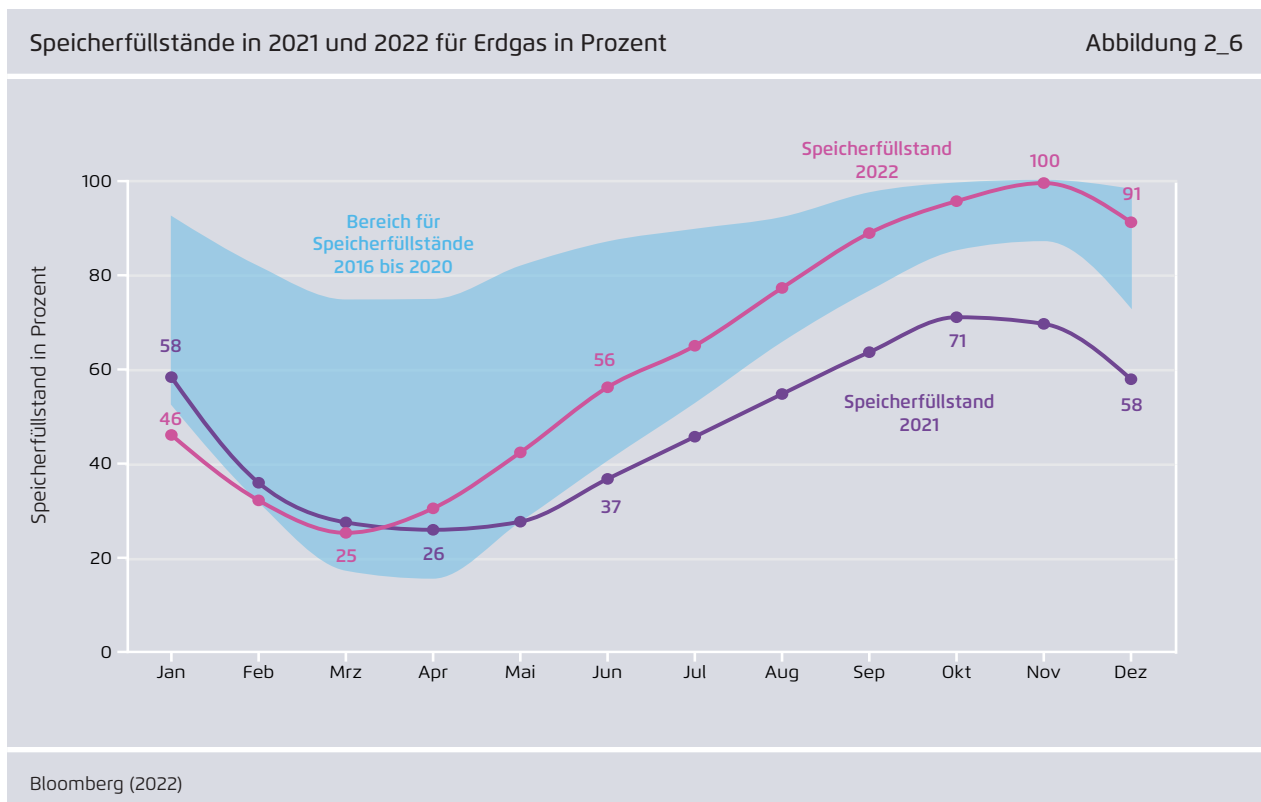


Die Explosionen an den beiden Leitungen Nord Stream 1 und Nord Stream 2 in der Ostsee am 26. September 2022 hatten nur noch eine geringe Preiswirkung, da sie lediglich den bereits erwarteten Lieferstopp aus Russland zementierten.

Zur anschließenden preislichen Entspannung bis Ende Oktober trugen vor allem die gute Versorgungslage mit LNG, die milde Witterung und der geringe Heizbedarf sowie die frühzeitige Erfüllung der Speichervorgaben bei. Im Oktober 2022 war der Preisverfall bei Erdgas so stark, dass am niederländischen Handelspunkt *Title Transfer Facility* (TTF) aufgrund des kurzzeitigen Überangebots sogar negative Erdgaspreise im untertägigen Handel verzeichnet wurden (Energate 2022). Zu der Zeit stauten sich mehr als 35 LNG-Tanker vor den Küsten Spaniens, Großbritanniens und im Mittelmeer, weil die LNG-Importkapazitäten an den Terminals ausgelastet waren (Tagesschau 2022).

Mit dem Wintereinbruch und steigender Energienachfrage zum Heizen änderte sich die Situation im November erneut. Die Preise stiegen stark an, blieben aber bis zum Jahresende deutlich hinter den Rekordhöhen aus dem August zurück.

Im Jahresmittel 2022 stiegen die Erdgaspreise auf Rekordniveau. Die unterjährigen Preisbewegungen wurden getrieben von der Erdgas-Verfügbarkeit, den Zu- und Abflüssen bei den Erdgasspeichern und der temperaturbedingten Heiznachfrage. Die generell hohe Nervosität am Gasmarkt und die hohe Zahlungsbereitschaft für Erdgas zeigt Abbildung 2_5. In weiten Teilen des Jahres 2022 lagen die Preise im kurzfristigen Handel deutlich über den durchschnittlichen Importpreisen. Käufer:innen an den kurzfristigen Märkten waren also bereit, höhere Preise für Erdgas zu bezahlen als für die importierten Gas-mengen gezahlt wurden.



Mineralöl

Ab Mitte des Corona-Jahres 2020 stieg der Erdölpreis aufgrund der sich erholenden Wirtschaft an. 2022 beschleunigte sich dieser Trend nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine sprunghaft. Der Rohölpreis der Sorte Brent erreichte Anfang März seinen Jahreshöchstwert von knapp 120 Euro je Barrel. Dieser Preis entspricht 73 Euro je Megawattstunde und lag damit um rund zwei Drittel höher als zu Jahresbeginn. Der Preisanstieg lässt sich erklären mit einer gestiegenen Nachfrage zur kurzfristigen Bevorratung und mit hoher Nervosität am Markt bei entsprechenden Risikoaufschlägen. Die Verunsicherung über die Fortsetzung der russischen Öllieferungen führte den Preis in den Folgemonaten in eine volatile Seitwärtsbewegung mit einem erneuten Zwischenhoch Anfang Juni als sich der Lieferstopp von russischem Erdgas ankündigte und sich die Unsicherheit über die russischen Öllieferungen vergrößerte. Seitdem folgt der Ölpreis einem volatilen Abwärtstrend, der im Wesentlichen auf zwar reduzierte, aber fortgesetzte Öllieferungen aus Russland sowie rückläufige weltweite Konjunkturerwartung zurückzuführen ist. Durch den regen weltweiten Handel über Tankschiffe bestehen grundsätzlich Alternativen zu Lieferungen per Pipeline. Mit dem seit 5. Dezember 2022 geltenden EU-Embargo gegen russisches Tanker-Öl wurden erneute Preissteigerungen erwartet; zum Ende des abgelaufenen Jahres 2022 zogen die Ölpreise jedoch zunächst nur leicht an. Öllieferungen per Leitung sind vom Embargo formal ausgenommen. Deutschland hat angekündigt, diese Ausnahme nicht in Anspruch zu nehmen. Die Wirkung des Ölpreisdeckels von 60 US-Dollar je Barrel, den die EU gemeinsam mit den G7-Staaten und Australien beschlossen hat, ist noch umstritten. Preissteigerungen werden allerdings durch den zusätzlich ab 5. Februar 2023 geltenden Importstopp für verarbeitete Ölprodukte wie Diesel und Rohbenzin aus Russland erwartet.

Steinkohle

Auch die Steinkohlepreise erlebten 2022 ein turbulentes Jahr. Seit den Tiefständen im Corona-Jahr 2020 verdoppelte sich der Preis für Steinkohle (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen, ARA) bis Mitte Februar 2022 auf rund 130 US-Dollar je Tonne und folgt damit einem langfristigen Aufwärtstrend. Bereits ab September 2021 verzeichneten die Steinkohlepreise große Ausschläge, auch bedingt durch die teilweise rasanten Preisbewegungen der Frachtraten aufgrund der Corona-Auswirkungen in China und anderen Hafenstandorten. Mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine verdreifachte sich der Preis bis Anfang März schlagartig. Ursächlich dafür waren kurzfristige Sicherungskäufe mit hohem Risikozuschlägen und die Erwartung, dass die Nachfrage nach Kohle als Ersatz von Erdgas aus Russland steigen würde. Nach kurzer Erholung Mitte März 2022 legte der Preis aufgrund weltweiter wirtschaftlicher Erholung und zunehmender Sorge über die russischen Energielieferungen nach Europa abamals zu. Im Sommer verteuerten eingeschränkte Transportmöglichkeiten wegen anhaltender Dürre und niedriger Flusspegelstände, insbesondere vom Rhein, die regionalen Kohlepreise zusätzlich. Anfang September übertraf der Preis die bisherigen Höchststände von März nochmals leicht. Darauf folgte ein Abschwung um rund 50 Prozent angesichts zunehmender Inflationssorgen und Rezessionserwartungen sowie milder Witterung und sich füllender Gasspeicher in Europa. Zum Jahresende stieg der Preis für Steinkohle mit Einzug des Winters in Europa wieder. Er lag damit etwa zweieinhalbmals so hoch wie noch zu Jahresbeginn.

CO₂-Emissionszertifikate

Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate entwickelten sich im Verlauf des Jahres 2022 verglichen mit Erdgas, Kohle und Mineralöl zwar ebenfalls mit größeren Ausschlägen, insgesamt jedoch auf recht stabilem Niveau um 81 Euro je Tonne CO₂. Größere unterjährige Preisbewegungen können zurückgeführt werden auf:

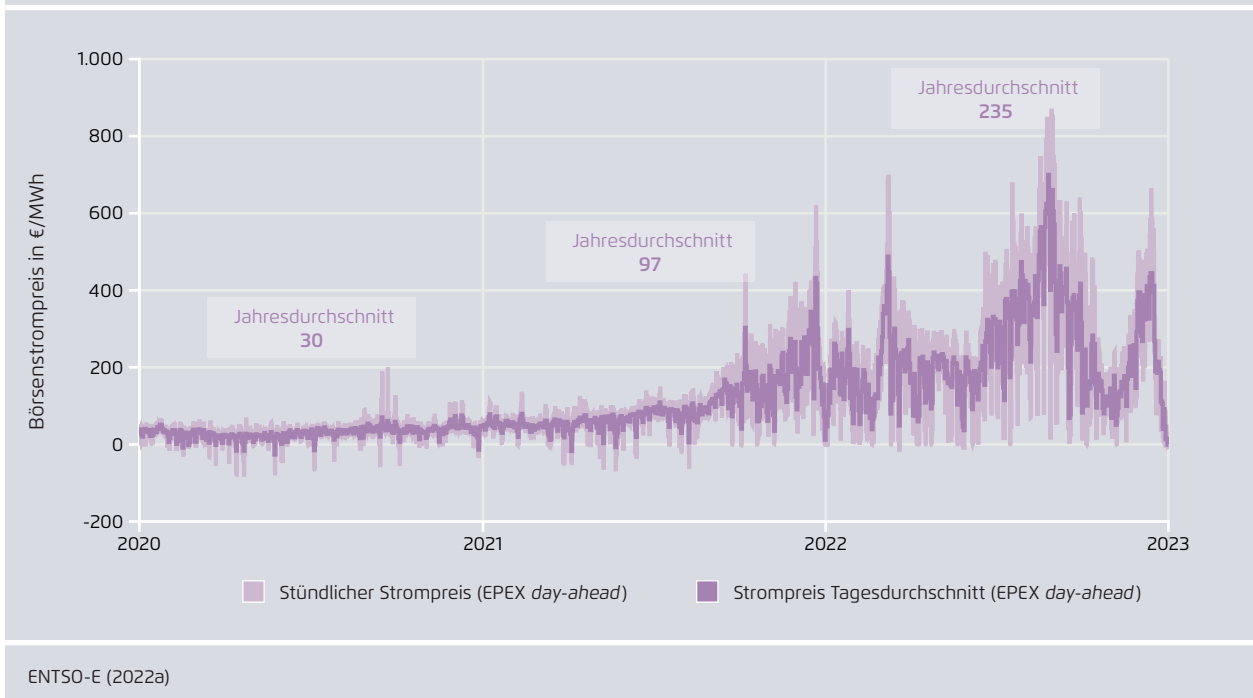
- höhere Emissionen durch den Ersatz von Erdgas mit den klimaschädlicheren Energieträgern Kohle und Erdöl,
- die (Re-)Aktivierung von Braun- und Steinkohlekraftwerken mit entsprechend höheren Emissionen sowie
- die Unsicherheit über die wirtschaftliche Entwicklung, den Energieverbrauch und somit über die Emissionsentwicklungen insbesondere in der Industrie.

Als weiterer Faktor, kamen die Erwartungen der Marktteilnehmenden hinsichtlich politischer Preis-eingriffe und Änderungen an den Markt- und Zuteilungsregeln für Emissionszertifikate hinzu, auch im Zusammenhang mit der Finanzierung des *Repower-EU*-Pakets über Innovationsfonds, *Frontloading* und Marktstabilitätsreserve. Erst der Jumbo-Trilog (Verhandlungen von EU-Parlament, EU-Kommission und Rat) Mitte Dezember sorgte für mehr Klarheit hinsichtlich der anstehenden

Reformen: Neben weiteren Regelungen sollen die Emissionen im europäischen Emissionshandelssystem (*Emission Trading Scheme (ETS-1)*) bis 2030 um 62 Prozent (statt bisher 43 Prozent) gegenüber 2005 schrittweise gesenkt und kostenlose Zuteilungen schrittweise ab 2026 reduziert werden. Bis 2034 sollen die kostenlosen Zuteilungen durch einen neuen Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)*) abgelöst werden, der bereits 2023 mit einer dreijährigen Testphase starten soll. Zudem soll ab 2027 ein weiteres Emissions-handelssystem (*ETS-2*) für Gebäude, Verkehr und bisher noch nicht erfasste Brennstoffemissionen in der Industrie eingeführt werden. Für den sozialen Ausgleich soll zwischen 2026 und 2032 ein Klima-sozialfonds mit insgesamt rund 86 Milliarden Euro sorgen. Die genaue Preiswirkung der Trilog-Entscheidung wird noch unterschiedlich beurteilt; seit der Entscheidung stagnierte der CO₂-Preis bis zum Jahresende.

Preisentwicklung für Strom (EPEX, *day-ahead*) stündlich und Tagesdurchschnitt 2020 bis 2022

Abbildung 2_7



Strom

Die Brennstoffkosten für Erdgas und Kohle dominierten die Preisbewegungen an den Strommärkten und führten im Jahr 2022 zu einem Preisanstieg auf rund 143 Prozent verglichen mit dem Vorjahr. Bei guter Stromproduktion aus Wind und Sonne trat immer wieder die kostensenkende Wirkung Erneuerbarer Energien zutage. Die Preisbewegungen an der Strombörse im Verlauf des Jahres folgten im Wesentlichen der Entwicklung der Erdgaspreise.

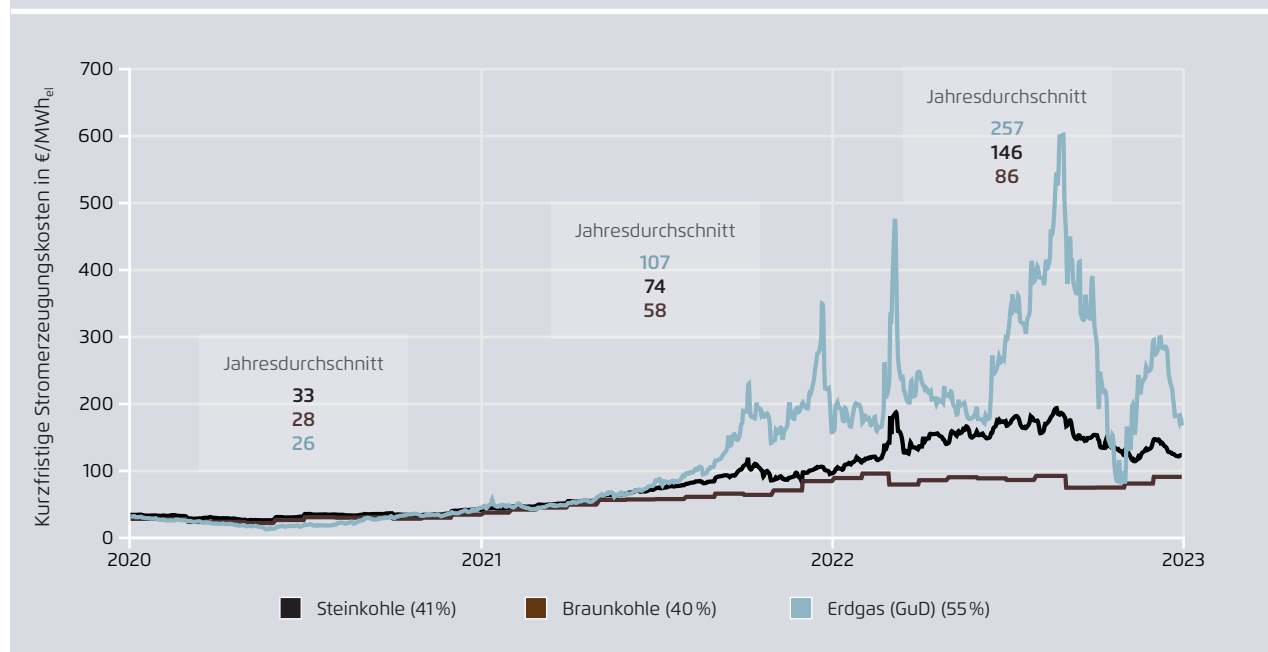
Die Strompreise starteten mit rund 150 Euro je Megawattstunde (EUR/MWh) auf einem etwa eineinhalb Mal so hohen Niveau wie der durchschnittliche Strompreis des Jahres 2021 (96,84 EUR/MWh, Abbildung 2_7). Mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 stieg auch der Strompreis aufgrund der höheren Brennstoffpreise für Erdgas und Kohle bis Anfang März rasant. Im Tagesdurchschnitt erreichte der Strompreis im Vortageshandel (*day-ahead*) für den 8. März 2022

einen vorläufigen Spitzenwert von 487,57 EUR/MWh. Mit der Beruhigung bei den Erdgaspreisen fielen ab Mitte März auch die Strompreise schnell auf etwa das Jahresausgangsniveau, bei starker Preisvolatilität mit Preisausschlägen nach unten. Denn wenn günstige Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen die teuren Erdgaskraftwerke (Abbildung 2_7) aus dem Markt drängte, fielen die Preise auf ein signifikant niedrigeres Preisniveau.

Auf diese Weise erreichte der tagesdurchschnittliche Strompreis bei starker erneuerbarer Stromeinspeisung am 28. Mai 2022 sein Jahresminimum mit 36,85 EUR/MWh. Ab Mitte Juni stieg der Strompreis erneut drastisch an nachdem die Gaslieferungen aus Russland zum Erliegen kamen. Bis Ende August kletterten die Strompreise infolgedessen auf einen Tagesspitzenwert von 699,44 EUR/MWh. Mit der zwischenzeitlichen Beruhigung des Erdgaspreises sank auch der Strompreis wieder. Anfang November lag dieser wegen viel Wind- und Solarstrom auf

Kurzfristige Stromerzeugungskosten für Stein- und Braunkohle, Erdgas 2020–2022 (täglich)

Abbildung 2_8



Bloomberg (2022) • GuD = Gas- und Dampfkombikraftwerk

Die Prozentangaben beziehen sich auf den angenommenen Wirkungsgrad der Technologien.

einem Niveau von rund 100 EUR/MWh. Bis zum Ende des Jahres 2022 zog der Strompreis mit den ebenfalls steigenden Erdgaspreisen und sehr niedriger Wind- und Solarstromerzeugung im Dezember wieder an und erreichte zum Jahresausklang ein Niveau um 250 EUR/MWh.

Politische Eingriffe in den Energiemarkt

Die Strompreise des Jahres 2022 machten den Einfluss von Erneuerbaren Energien und Erdgas auf die Marktpreise deutlich: Sowohl die kostensenkende Wirkung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als auch die kostensteigernde Wirkung von Erdgas. Der starke Anstieg des Strompreises durch den Erdgaspreis war es auch, der im August die Diskussion über Preiseingriffe in den Energiemarkt, die Abschöpfung von Zufallsgewinnen und die politisch sogenannte „Entkopplung“ des Strompreises vom Erdgaspreis in Deutschland und in der EU anheizte. Die Diskussion mündete auf EU-Ebene am 6. Oktober 2022 in der Verordnung 2022/1854 des Rates, mit der die Mitgliedstaaten zur Einführung einer Obergrenze für Markterlöse und Rückverteilung der Einnahmen der Erzeuger an Strom-Endkund:innen verpflichtet wurden. Diese Verordnung stellt einen der gravierendsten Eingriffe in den europäischen Energiebinnenmarkt seit der Liberalisierung dar. In Deutschland wurde die Verpflichtung mit dem Strompreisbremsegesetz (StromPBG) umgesetzt. Das StromPBG schöpft Stromerlöse von Stromerzeugern ab einem festgelegten technologie-spezifischen Referenzwert zu 90 Prozent ab. Die Abschöpfung startete am 1. Dezember 2022 und gilt zunächst bis zum 30. Juni 2023. Sie kann bis höchstens zum 30. April 2024 verlängert werden. Den EU-Vorgaben folgend sind unter anderem Erdgas- und Steinkohlekraftwerke von der Abschöpfung ausgenommen. Mit den Einnahmen aus der Abschöpfung soll die Entlastung von Haushalten und Unternehmen von sehr hohen Strompreisen finanziert werden (Strompreisbremse). Die Zwischenfinanzierung der Strompreisbremse erfolgt über den Wirtschaftsstabilisierungsfonds.

2.3 Endkund:innenpreise Erdgas und Strom

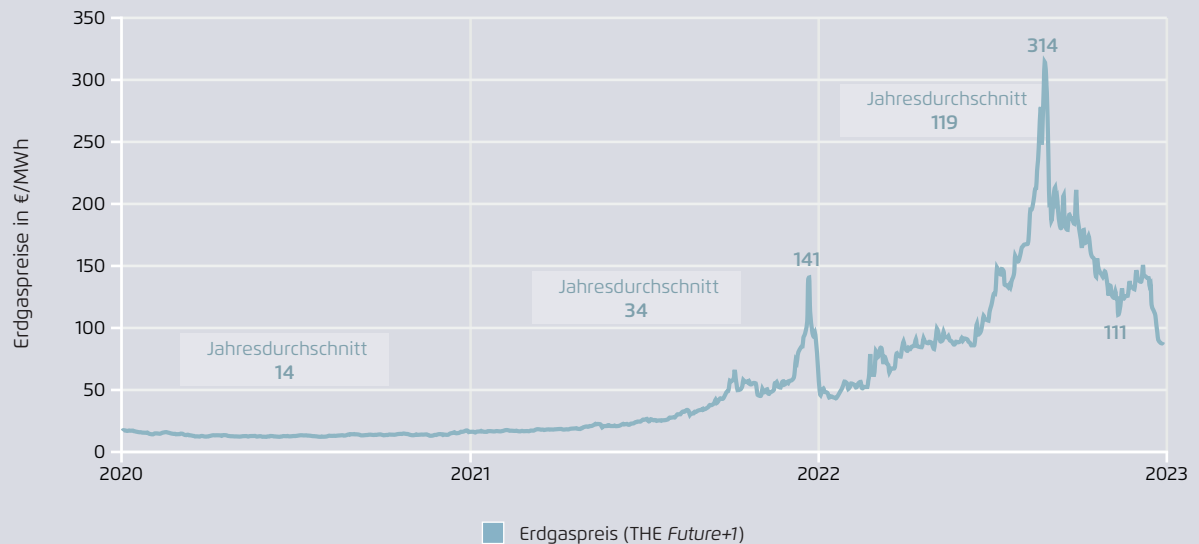
Endkund:innen, die 2022 Vertragsanpassungen erhalten haben oder neue Verträge für Strom oder Erdgas abgeschlossen haben, erfuhren teilweise massive Preissteigerungen. Denn die Preissteigerungen an den Großhandelsmärkten für Strom und Erdgas wirkten sich auf die Stromtarife aus. Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte ist im zweiten Halbjahr 2022 um rund 25 Prozent auf 40 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Der Gaspreis verteuerte sich im selben Zeitraum noch deutlich stärker, nämlich um durchschnittlich mehr als 300 Prozent auf 19,8 ct/kWh – trotz Senkung der Mehrwertsteuer auf 7 Prozent für Erdgas vom 1. Oktober 2022 bis Ende März 2024 (bdew 2022a). Die Preise von Neuverträgen lagen teilweise deutlich darüber.

Die durchschnittlichen Preise für Haushaltskund:innen sind im Vergleich zu den Großhandelspreisen weniger stark gestiegen. Das liegt daran, dass Energielieferanten für Haushaltskund:innen in der Regel bereits drei bis fünf Jahre vor Lieferung mit der Sicherung der Einkaufspreise beginnen und so die niedrigeren Preise der Vorjahre dämpfend auf die Lieferpreise wirken (Abbildungen 2_9 und 2_10). Bei Industriekunden ist die Beschaffung in der Regel kurzfristiger, sodass die Preissteigerungen an den Großhandelsmärkten hier direkter wirkten.

Je nachdem, wie viele Jahre vor der eigentlichen Lieferung Lieferanten mit der Sicherung der Preise begonnen haben, ergeben sich unterschiedlich hohe Lieferpreise. Eine Durchschnittspreis-Beschaffungsstrategie über fünf Jahre (ab 2018 bis 2022, „niedrig“) für Lieferungen im Jahr 2023 kommt somit auf einen vergleichsweise niedrigen Beschaffungspreis (Abbildungen 2_11 und 2_12).

Tägliche historische Börsenpreise für Erdgas (THE) im Handelszeitraum 2020–2022 zur Lieferung im jeweiligen Folgejahr

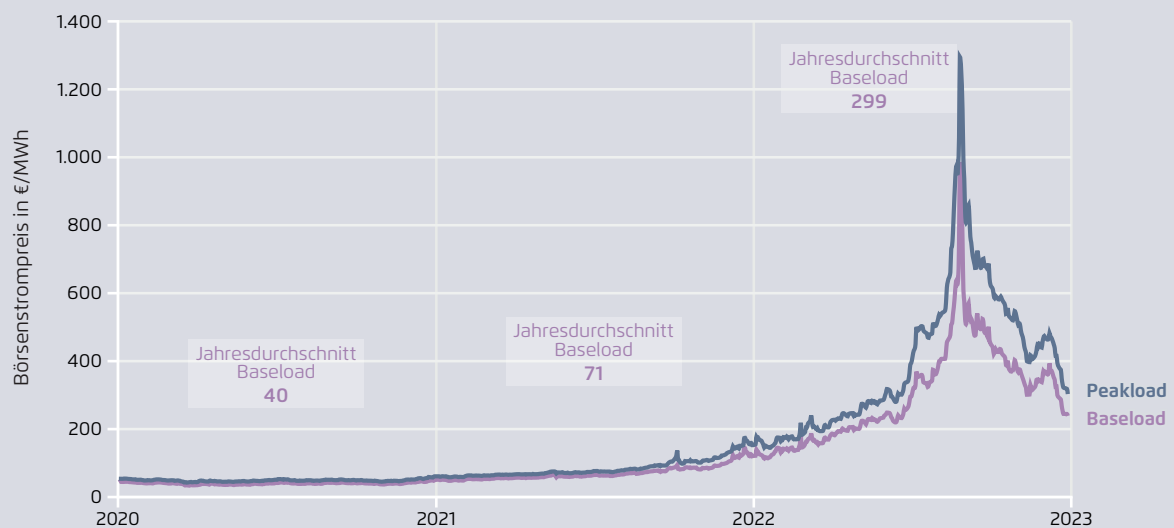
Abb. 2_9



Bloomberg (2022)

Tägliche historische Börsenstrompreise (EEX) im Handelszeitraum 2020–2022 zur Lieferung im jeweiligen Folgejahr (Baseload/Peakload)

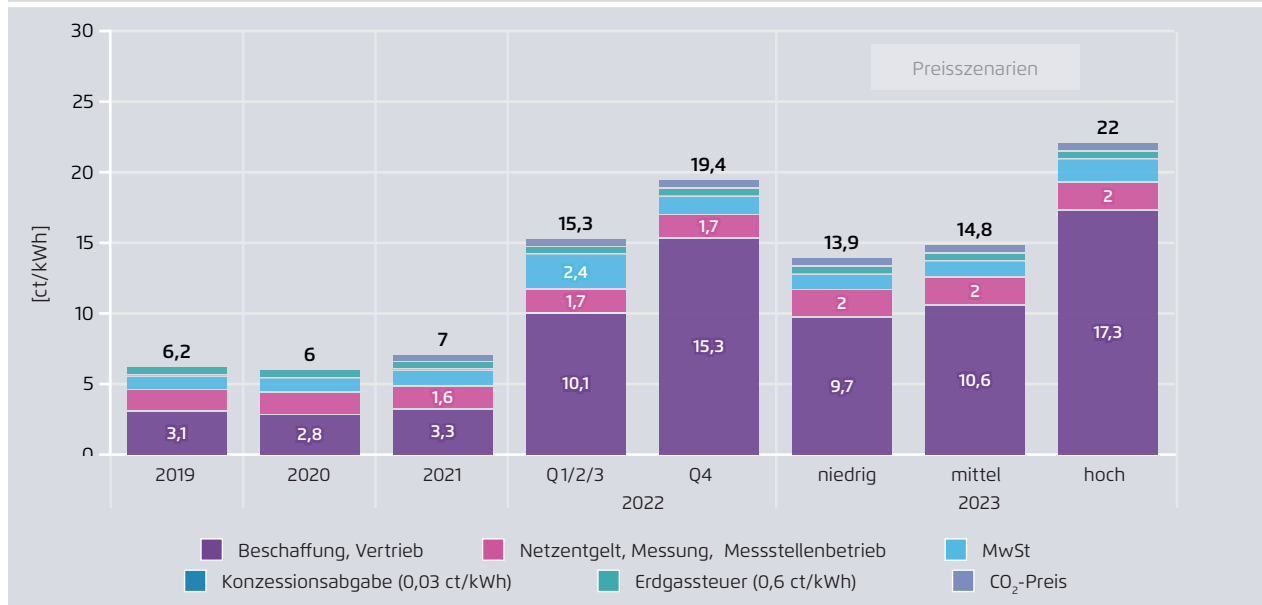
Abbildung 2_10



Bloomberg (2022)

Haushaltspreise für Erdgas 2019 bis 2022 sowie Preisszenarien für Durchschnittsbeschaffungsstrategien am Börsenterminmarkt für 2023

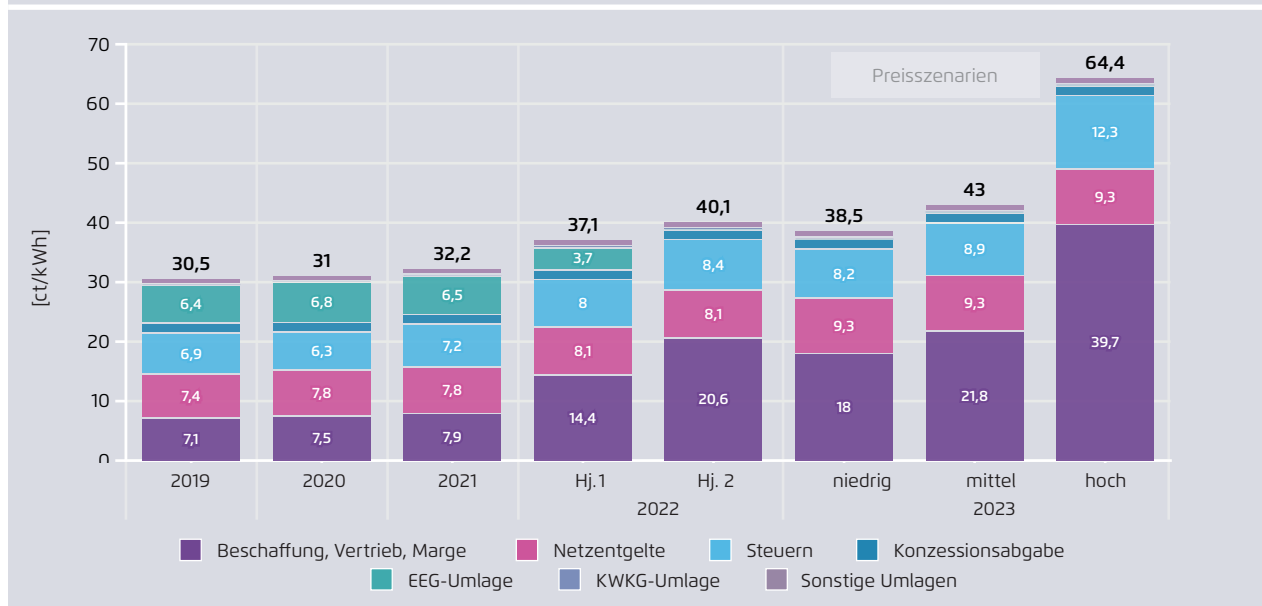
Abbildung 2_11



BDEW (2022a) und Bloomberg (2022), Agora Energiewende basierend auf Bloomberg (2022) • 2020 und Q1-Q3 2022: 19 % MwSt., Q4 2022 und 2023: 7 % MwSt.; Szenario niedrig | mittel | hoch: Beschaffung 5 | 3 | 1 Jahr(e) vor Lieferbeginn.

Haushaltspreise für Strom 2019 bis 2022 sowie Preisszenarien für Durchschnittsbeschaffungsstrategien am Börsenterminmarkt für 2023

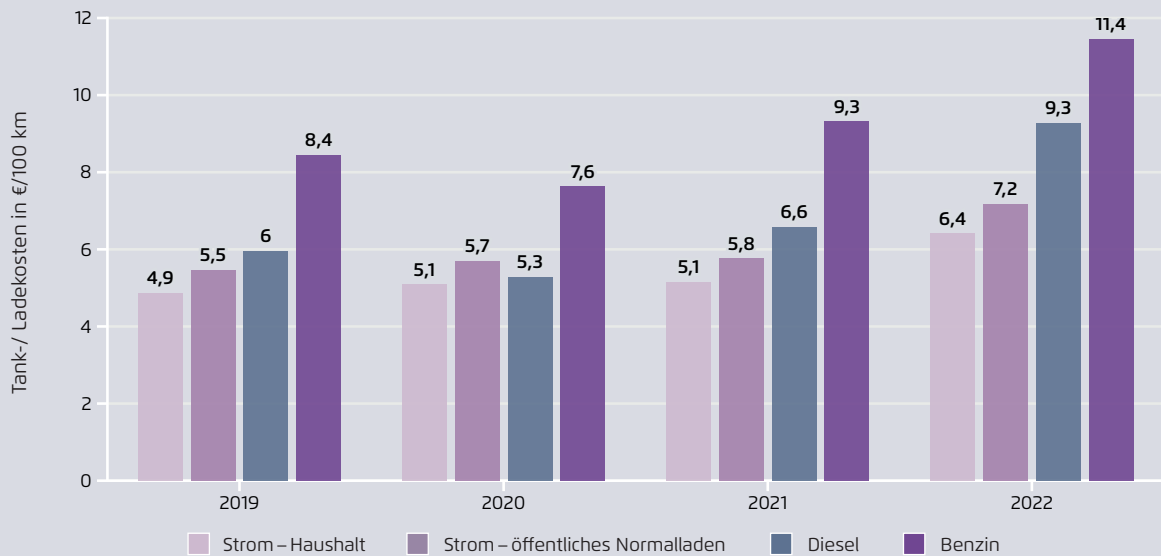
Abbildung 2_12



BDEW (2022b) und Bloomberg (2022), Agora Energiewende basierend auf Bloomberg (2022) • 2020 mit 19 % MwSt.; Szenario niedrig | mittel | hoch: Beschaffung 5 | 3 | 1 Jahr(e) vor Lieferbeginn; KWKG-Umlage und sonstige Umlagen wie 2022, Netzentgelte steigen um 15 % ggü. 2022.

Kosten für Fahrstrom, Benzin und Diesel pro 100 Kilometer 2019 bis 2022

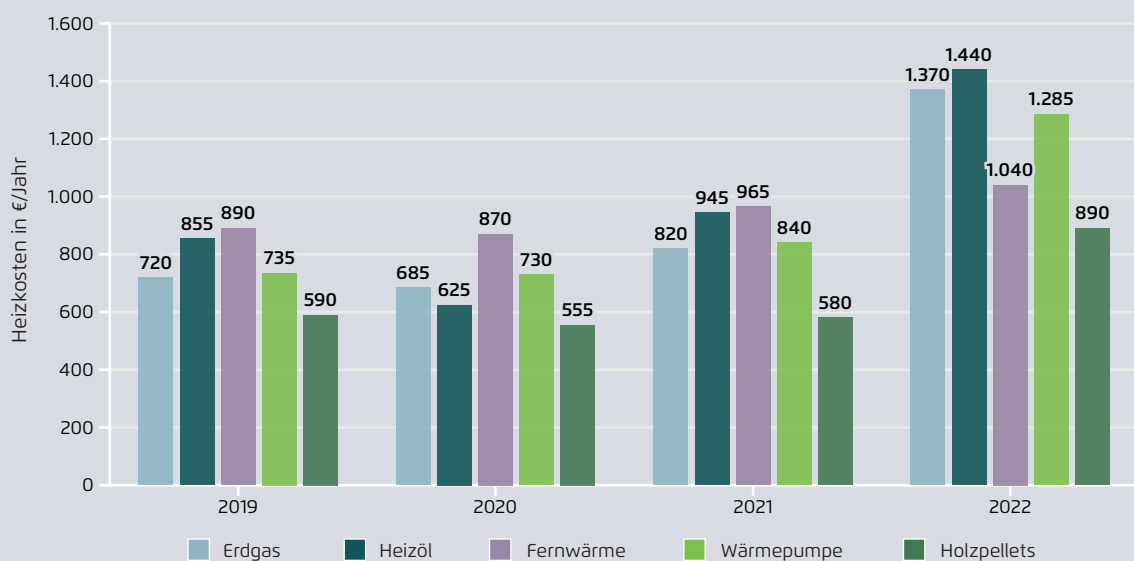
Abbildung 2_13



Agora Energiewende (2019), BAFA (2020), bdew (2022b) und en2x (2022).

Heizkosten für eine durchschnittliche Wohnung im Mehrfamilienhaus (70 m²)

Abbildung 2_14



Heizspiegel.de (2022) • 2022: Schätzung (basierend auf Verbrauchsdaten des Abrechnungsjahres 2021, durchschnittliche Kosten für Neu- und Bestandskunden nach Berücksichtigung politischer Maßnahmen), Stand: September 2022.

Selbst eine mittelfristige Beschaffungsstrategie über drei Jahre (ab 2019 bis 2022, „mittel“) erzielt noch einen gemäßigten Preis. Ist die Energie allerdings nur über ein Jahr (2022, „hoch“) im Vorfeld eingekauft worden, wirken sich die jüngsten Preissteigerungen stark aus und resultieren in vergleichsweise hohen Lieferpreise.

Am Markt für Neuverträge waren 2022 allerdings kaum Angebote zu finden, die sich am Preis einer langfristigen Beschaffungsstrategie orientieren. Geht man davon aus, dass sich einige Energielieferanten die niedrigen Energiepreise in der Coronakrise gesichert haben, würde das bedeuten, dass die vormals niedrigen Preise entweder den Bestandskunden zugutekommen – indem die Preiserhöhungen in geringerem Umfang an sie weitergegeben werden – oder die aktuelle Aufmerksamkeit auf steigende Energiepreise und Inflation genutzt wird, um die Margen bei neuen Verträgen zu erhöhen. Eine andere mögliche Erklärung ist, dass Energielieferanten – trotz eines seit dem Corona-Einbruch im Frühjahr 2020 steigenden Preistrends – auf eine kurzfristige Beschaffungsstrategie umgestiegen sind.

Staatliche Entlastungsmaßnahmen

Die im Dezember 2022 gesetzlich beschlossenen Strom-, Erdgas- und Wärmepreisbremsen sollen Haushalte und Unternehmen zwischen 1. Januar 2023 und 30. April 2024 von den gestiegenen Energiepreisen entlasten. Für private Haushalte wird in diesem Zeitraum der Preis für 80 Prozent des Vorjahresverbrauchs bei Strom auf 40 Cent/kWh, bei Erdgas auf 12 t/kWh und bei Fernwärme auf 9,5 ct/kWh begrenzt. Um einen Energiesparanreiz zu setzen, gelten für den restlichen Verbrauch die Preise des jeweils geltenden Tarifs. Härtefallhilfen sollen auch Haushalte, die mit Heizöl, Pellets oder Flüssiggas heizen, entlasten.

Bedeutung steigender Strompreise für die Energiewende

Um den Primärenergieverbrauch bei Verkehr und Wärmeerzeugung zu reduzieren, muss der Umstieg

auf effizientere Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erfolgen. Niedrige Strompreise begünstigen den Umstieg von Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel auf – zunehmend erneuerbaren – Strom. Daher stellt sich die Frage, wie sich die aktuelle Energiepreisentwicklung zusammen mit den staatlichen Energiepreis-Entlastungsmaßnahmen auf die Wärme- und Verkehrswende auswirken.

Vergleicht man die Energiekosten, um eine Strecke von 100 Kilometern mit dem Auto zu fahren, hatte Strom im Jahr 2022 noch immer einen Preisvorteil von 20 bis 40 Prozent gegenüber Benzin oder Diesel (Abbildung 2_13). Die aktuellen Energiepreis-Steigerungen und die Energiepreis-Entlastungsmaßnahmen sind in dieser Betrachtung berücksichtigt.

Die starken Preisanstiege bei den fossilen Energieträgern hatten auch Auswirkungen auf die Kosten der Wärmeerzeugung: Für eine 70-Quadratmeter-Wohnung in einem Mehrfamilienhaus lagen die Kosten für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung mit einer Gasheizung im Jahr 2022 (Stand September) erstmals und mit Heizöl erneut über den Stromkosten einer Wärmepumpe (Abbildung 2_14). Während sich bei Erdgas und Heizöl die starken Preisanstiege direkt auf die Wärmekosten durchschlugen, wurde der Preisanstieg beim Strom durch die günstigere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und die höhere energetische Effizienz der Wärmepumpe gedämpft. Im Mittel deutlich günstiger war das Heizen mit Fernwärme oder mit Holzpellets. Die Entlastungsmaßnahmen durch die Mehrwertsteuerabsenkung bei Erdgas auf 7 Prozent ab Oktober 2022 und durch die Strom- und Gaspreisbremse ab Dezember 2022 können dieses Bild noch einmal verändern. Für das Gelingen der Wärmewende ist erforderlich, dass klare wirtschaftliche Vorteile für die klimaneutrale Wärmeerzeugung wie beispielsweise mit Wärmepumpen und erneuerbarem Strom erhalten bleiben.

2.4 Senkung des Strompreises durch Flexibilität

Der Strompreis ist keineswegs konstant über den Tag oder das Jahr – zumindest nicht an den Großhandelsmärkten. Schaut man auf die stündlichen Strompreise im Handel am Vortag vor der Stromlieferung (*day-ahead*) hat die Volatilität im Jahr 2022 deutlich zugenommen (Abbildung 2_15). Zwischen den teuersten und den günstigsten Stunden liegt ein Preisunterschied von mehr als 700 EUR/MWh; das entspricht 70 ct/kWh und damit fast drei Viertel mehr als dem durchschnittlichen Haushaltstrompreis von rund 40 ct/kWh im 2. Halbjahr 2022 (bdew 2022b).

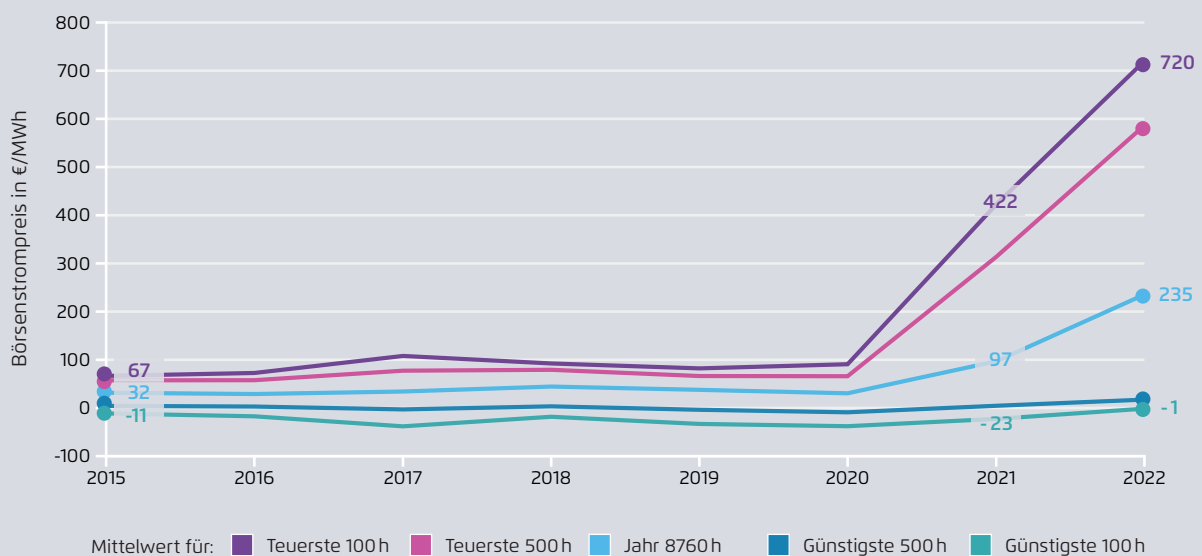
Bedingt durch das tägliche Muster des (unflexiblen) Stromverbrauchs und der Solarstromeinspeisung, folgen die Strompreise über das Jahr gesehen einem regelmäßigen Tagesprofil (Abbildung 2_16). Vereinfacht ausgedrückt sind die Strompreise zu den

Verbrauchsspitzen in den Morgen- und Abendstunden höher. 2022 traten besonders große Strompreisunterschiede im Tagesverlauf auf. Über alle Tage des Jahres lag der Börsenstrompreis ohne Abgaben, Umlagen, Netzentgelte und Steuern von 17 bis 18 Uhr – den im Schnitt teuersten Stunden – bei knapp 319 EUR/MWh (dies entspricht 32 ct/kWh).

Die Solarstromeinspeisung drückt den Strompreis besonders in den sonnenstarken Mittagsstunden. Der im Jahresmittel günstigste Preis von 186 EUR/MWh (dies entspricht rund 19 ct/kWh) trat in den Stunden von 12 bis 13 Uhr auf. Ein flexibler Verbraucher, der seinen täglichen Stromverbrauch von der teuersten Stunde um (17 bis 18 Uhr) in die günstigste Stunde (12 bis 13 Uhr) verlagern kann, hätte 2022 im Schnitt rund 42 Prozent des Börsenstrompreises einsparen können – Voraussetzung ist ein flexibler Tarif. Zieht ein Verbraucher den Strombezug beispielsweise über sechs zusammenhängende Stunden um ein paar Stunden vor (von 15 bis 21 Uhr auf 9 bis 15 Uhr),

Teuerste und billigste Stunden an der Strombörse 2015 bis 2022
(EPEX, *day-ahead*, stündlich)

Abbildung 2_15



ENTSO-E (2022a)

wären über das Jahr 2022 Börsenstrompreiseinsparungen von rund einem Viertel möglich gewesen (durchschnittlich 208 EUR/MWh statt 276 EUR/MWh). Durch eine tägliche Optimierung der Stromverbrauchszeiten anhand der Strompreise könnten diese Einsparungen noch vergrößert werden.

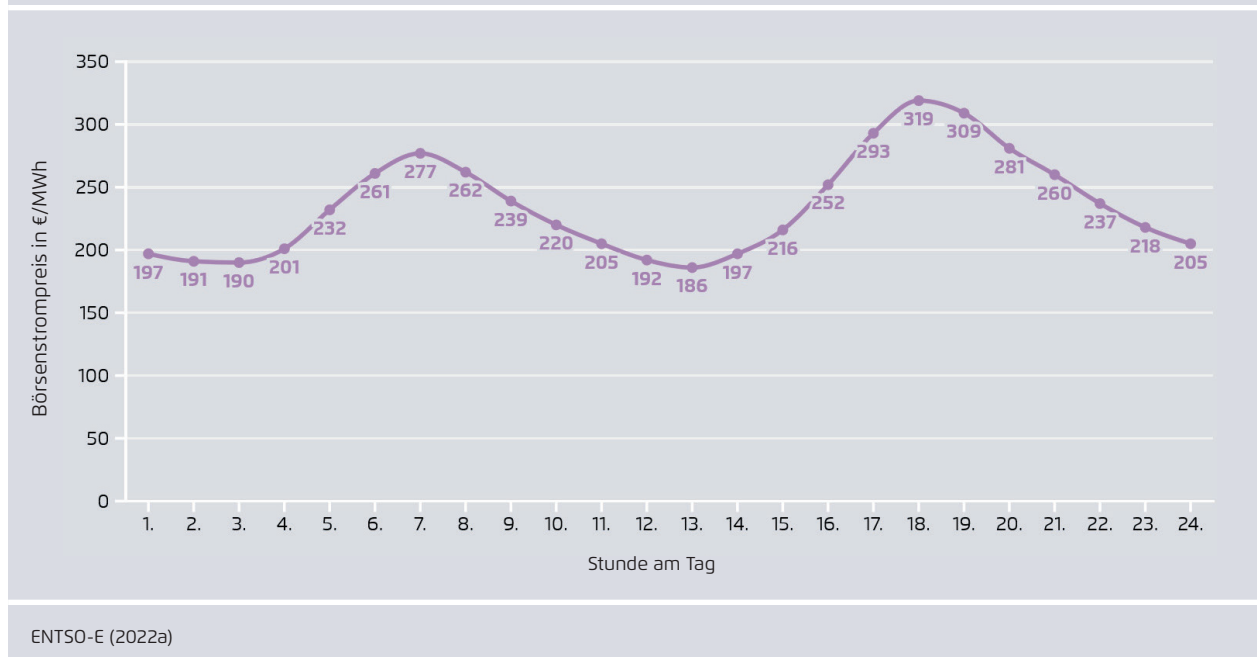
Gerade neue Stromverbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, aber auch flexible industrielle Verbraucher, können sich diese Strompreise durch einen Wechsel in einen flexiblen Tarif – ein entsprechendes Angebot, das heute häufig noch fehlt, vorausgesetzt – zunutze machen, indem sie den Strom dann verbrauchen, wenn er günstiger ist. Da in den Stunden, in denen der Strom günstig ist, regelmäßig auch der Anteil Erneuerbarer Energien hoch ist, unterstützt eine Flexibilisierung die Nutzung von erneuerbarem Strom und kann sogar den Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien reduzieren. Erfolgt der flexible Stromverbrauch zudem netzdienlich, kann das Netz besser ausgelastet werden und der Netzausbaubedarf reduziert sich. Flexibilität

senkt damit nicht nur die individuellen Stromkosten, sondern, sofern systemfreundlich ausgerichtet, auch die Gesamtsystemkosten.

Strompreisprognosen für ein klimaneutrales Stromsystem zeigen, dass auch zukünftig regelmäßig Strompreisunterschiede auftreten werden. Neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und strombasierte Industrieprozesse sollten daher bereits jetzt auf diese Flexibilitätsanforderungen ausgelegt werden. Die Regierung kann diese Entwicklung durch eine seit langem geforderte und dringend notwendige Reform der Netzentgelte hin zu zunächst zeitlich gestaffelten, mit zunehmender Digitalisierung dann dynamischen und vom Netzzustand abhängigen Netzentgelten unterstützen. Energielieferanten und Aggregatoren, die Flexibilität mehrerer Verbraucher:innen bündeln, können dann die wirtschaftlichen Vorteile dynamischer Tarife heben und gleichzeitig einen Beitrag zur Energiewende sowie Senkung der Systemkosten leisten.

Anreize für Flexibilität: Durchschnittliches Tagesprofil der stündlichen Börsenstrompreise 2022 (EPEX, day-ahead)

Abbildung 2_16



3 Energieverbrauch und -einsparungen

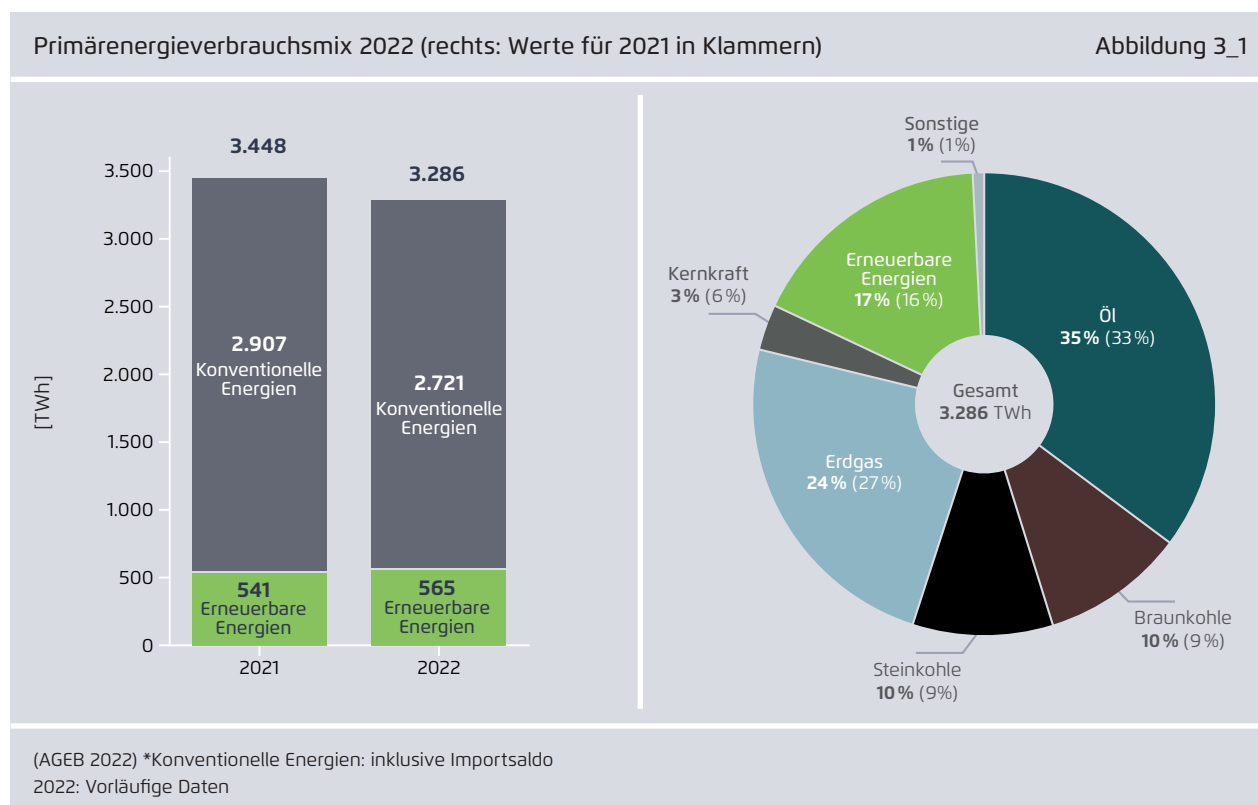
3.1 Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist 2022 um 162 Terawattstunden beziehungsweise 4,7 Prozent im Vergleich zu 2021 zurückgegangen. Wesentliche Faktoren für den Rückgang waren die über das Jahr gesehen milde Witterung sowie Einsparereffekte in Folge des hohen Preisniveaus insbesondere bei fossilem Erdgas. Gegenläufige verbrauchssteigernde Faktoren ergaben sich aus dem Wegfall von Einschränkungen aufgrund der Corona-Pandemie. Mit 3286 Terawattstunden liegt der Gesamt-Primärenergieverbrauch leicht über dem Wert des von der Corona-Pandemie geprägten Jahres 2020.

Im Vergleich zum Vorjahr wies der Einsatz von Erdgas und Kernenergie Rückgänge auf, während Erneuerbare, Kohle und Öl stärker eingesetzt wurden.

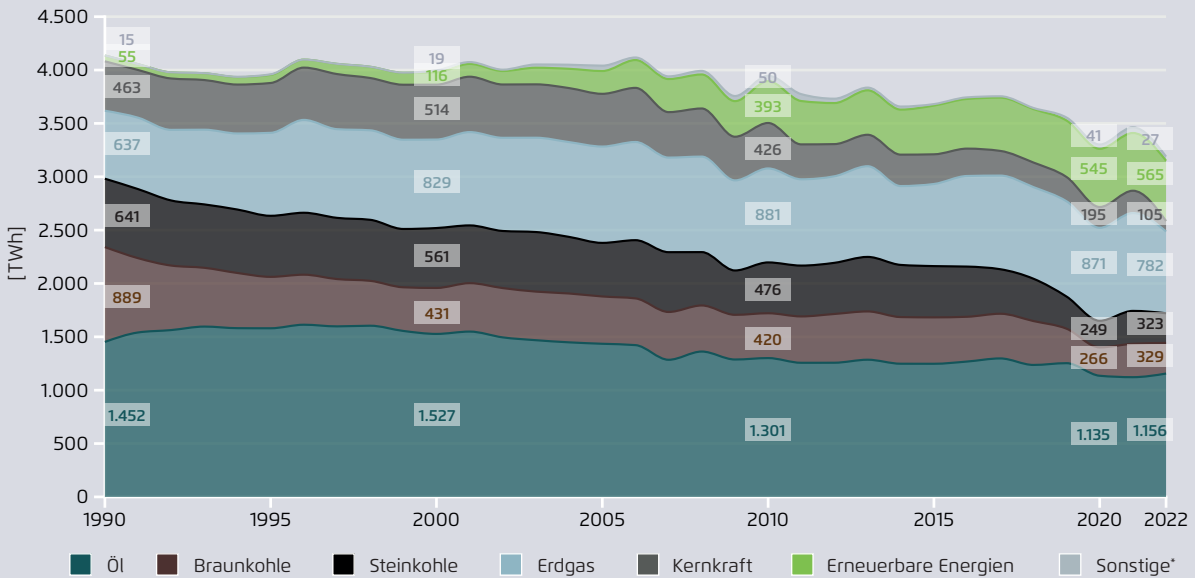
Kernenergie wird ausschließlich im Stromsektor verwendet. Infolge des gesetzlich verankerten Kernenergie-Ausstiegs und der Stilllegung von vier Gigawatt Kraftwerkskapazitäten (drei Kraftwerke) zum 31.12.2021 hat sich der Kernenergie-Beitrag 2022 etwa halbiert. Der geplante Komplettausstieg zum Ende des Jahres 2022 wurde unter dem Eindruck der kriegsbedingten Energiekrise auf April 2023 verschoben. Somit wird Kernenergie auch im Jahr 2023 noch einen geringen Anteil zum deutschen Primärenergiemix beitragen.

Zwei Faktoren waren hauptverantwortlich für den Rückgang des Erdgasverbrauchs: Zum einen die insgesamt mildere Witterung im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr. Da in Deutschland ein Großteil des fossilen Gases zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird, reduzierte sich der Bedarf entsprechend.



Primärenergieverbrauch 1990 bis 2022

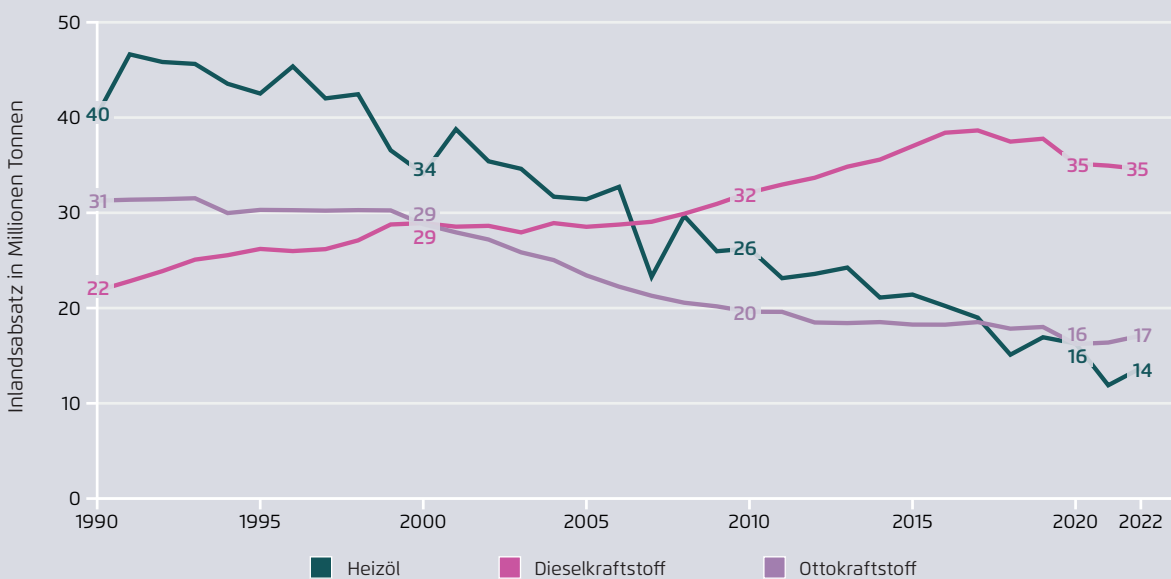
Abbildung 3_2



AGEB (2022a) • *inklusive Importsaldo; 2022: Vorläufige Daten

Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 1990 bis 2022

Abbildung 3_3



AGEB (2022d) und BMWK (2022b)

Zum andern stieg der Gaspreis infolge des russischen Angriffskriegs massiv an. Erdgas wurde durch alternative Energieträger ersetzt, wo immer dies möglich war, insbesondere in den Sektoren Stromerzeugung und Industrie. Neben dem Ersatz von Erdgas in der Industrie, wurde in einigen Branchen auch die Produktion eingeschränkt.

Entgegen des klimapolitischen Ziels wurde Kohle 2022 infolge der kriegsbedingten Sondersituation wieder vermehrt verstromt und ersetzte dort Erdgas (*fuel switch*). Außerdem wurde per Saldo wieder mehr Strom ins benachbarte Ausland exportiert. Auch in der Wärmebereitstellung erfolgte ein *fuel switch* von Gas zu Kohle. Zusätzlich führte die wirtschaftliche Erholung in der Industrie zu einem gesteigerten Einsatz von Kohle.

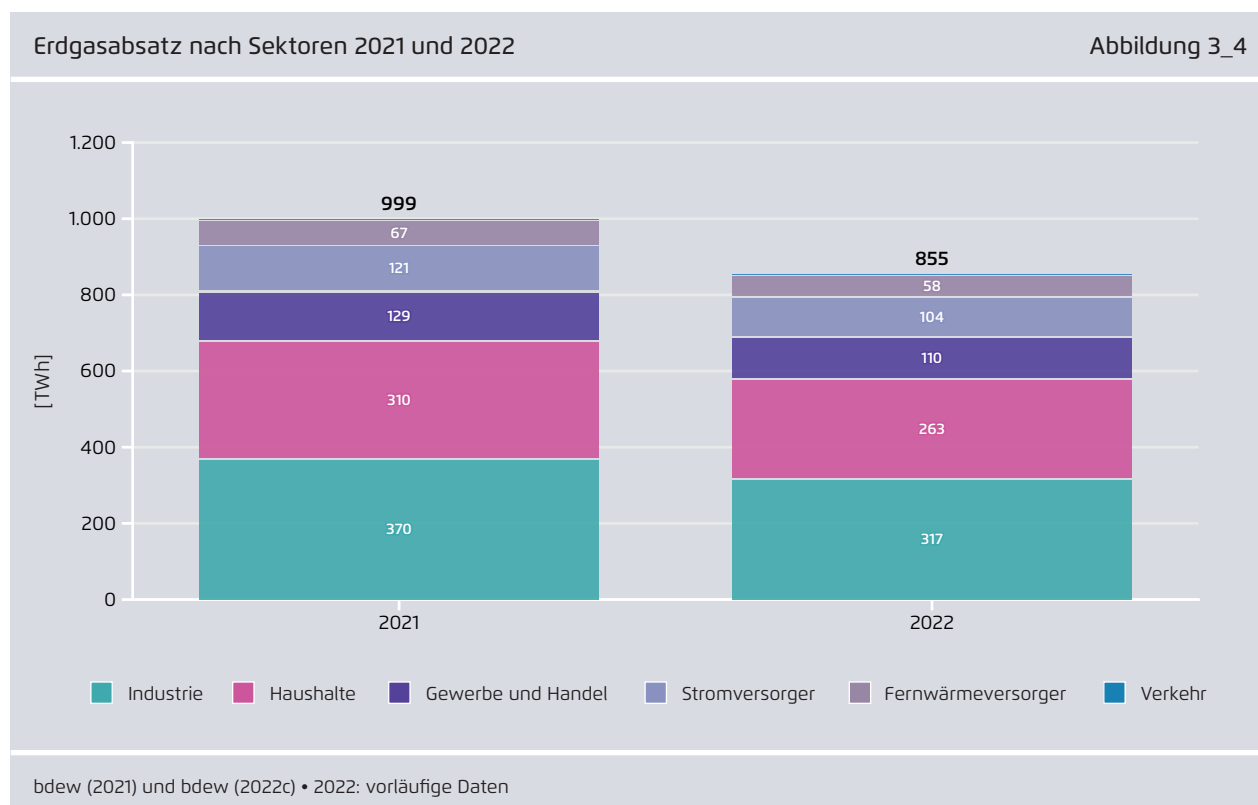
Der Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch wuchs im Jahr 2022 auf 17,2 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahr beträgt der absolute Zuwachs

23,7 Terawattstunden. Hauptgründe hierfür waren ein gutes Windjahr und überdurchschnittlich viele Sonnenstunden.

3.2 Mineralölverbrauch

Der Absatz von Mineralöl stieg im Jahr 2022 an. Vor allem zwei Entwicklungen sind dafür verantwortlich. Zum einen endeten 2022 die Corona-bedingten Beschränkungen der individuellen Mobilität. Entsprechend stieg die Treibstoffnachfrage bei Pkw leicht sowie beim innerdeutschen Flugverkehr stark an. Der Benzinabsatz wuchs gegenüber 2021 um vier Prozent, der von Dieselkraftstoffen ging um ein Prozent zurück, wies aber auch den größeren Preisanstieg auf. Der Absatz von Flugkraftstoffen legte massiv um 44 Prozent zu.

Der zweite Grund für den Anstieg beim Absatz von Mineralölprodukten geht auf einen Gas-Öl-Switch



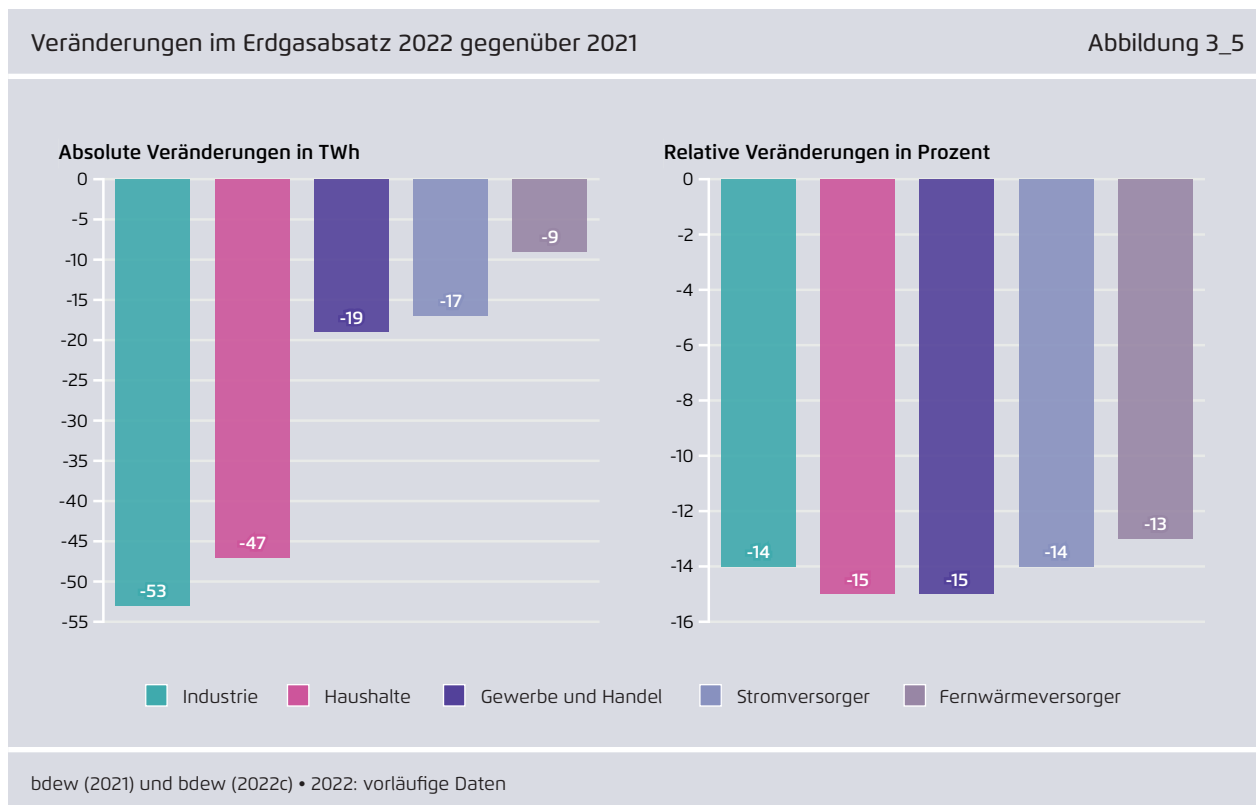
in der Industrie zurück. Wegen des hohen Gaspreises erfolgte bei Feuerungen, die mit verschiedenen Brennstoffen betrieben werden können (sogenannte bivalente Feuerungen) großflächig die Umstellung von Gas auf Öl. Dies ist auch an einem Absatzplus bei leichtem Heizöl ablesbar. Der Zuwachs lag 2022 im Vergleich zum Vorjahr bei 15 Prozent. Ein witterungsbedingter Anstieg im Bereich Haushaltswärme kann wegen des verhältnismäßig milden Wetters im Jahr 2022 ausgeschlossen werden. Auch Lagereffekte dürften nur eine untergeordnete Rolle gespielt haben.

3.3 Erdgasverbrauch

Der Verbrauch von fossilem Erdgas war im Jahr 2022 stark rückläufig und sank auf den geringsten Wert der vergangenen zehn Jahre. Das Minus im Vergleich zum Vorjahr lag bei 135,7 Terawattstunden beziehungsweise 14,8 Prozent.

Die Reduzierung und schließlich Einstellung der Lieferungen von russischem Erdgas führten zu erheblichen Turbulenzen auf den europäischen und teilweise auch weltweiten Energiemärkten. Erschwerend kam hinzu, dass wegen der Pipeline-basierten Transportinfrastruktur bei russischem Erdgas die Umstellung auf alternative Lieferanten mit hohem zeitlichem und technischem Aufwand verbunden ist – anders als beispielsweise beim weltweiten Handel mit Mineralöl und Steinkohle, der per Schiffstransport erfolgt.

Die in der Folge hohen Erdgaspreise hatten Auswirkungen in vielen Bereichen und führten zu erheblichen Substitutions- und Einspareffekten. Dabei war der Minderverbrauch in den verschiedenen Sektoren unterschiedlich stark. So wurden in der Industrie vermehrt Öl und Kohle zur Wärmeerzeugung verwendet. Wegen des *fuel switch* zu Öl und Kohle resultiert der Rückgang bei Erdgas trotzdem nicht in einem Emissionsrückgang. Ein zusätzlicher Minder-



verbrauch von Gas entstand außerdem durch Produktionsrückgänge in einzelnen Branchen der Industrie, beispielsweise in der chemischen Industrie.

Im Bereich Gebäude wurden im Privatsektor kurzfristige Verbrauchsreduktionen bei Erdgas vor allem durch die freiwillige Absenkung der Raumtemperatur erzielt, um einen Beitrag zur Krisenbekämpfung zu leisten und den Anstieg der Heizkosten zu begrenzen. Bei öffentlichen Gebäuden wurden teilweise auch gesetzliche Vorgaben zum Absenken der Temperatur umgesetzt. Darüber hinaus sorgte die milde Witterung in den heizintensiven Monaten für einen geringeren Heizbedarf.

Auch im Strombereich und in der Fernwärme wurde weniger Gas eingesetzt. Im Stromsektor stiegen die Preise für Kohle weniger stark als die für Erdgas, was zu einem höheren Einsatz von Kohle anstelle von Gas

führte (*fuel switch*). In der Fernwärme waren vor allem die milde Witterung und verhaltensbedingte Einsparungen der privaten Haushalte ausschlaggebend für den Verbrauchsrückgang.

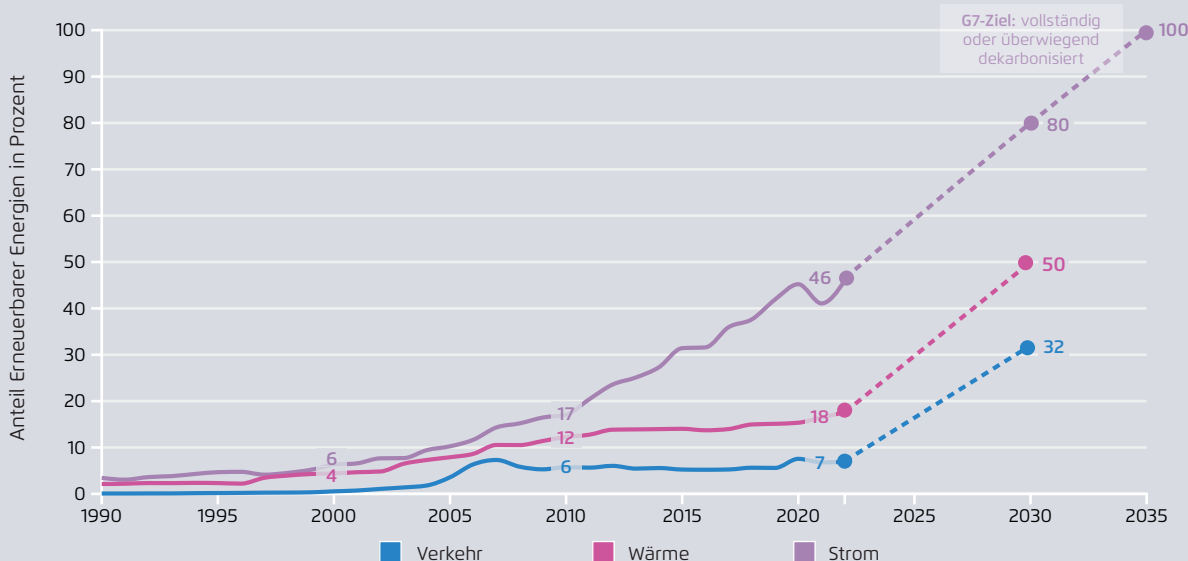
3.4 Erneuerbare Energien

Der Einsatz Erneuerbarer Energien findet nach wie vor überwiegend im Stromsektor statt. Während knapp die Hälfte des Stroms im Jahr 2022 aus Erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde, lag der Anteil der Erneuerbaren am Gesamtendenergieverbrauch nur bei 22 Prozent.

Im Stromsektor stieg der Anteil der Erneuerbaren im Jahr 2022 vor allem deshalb steil an, weil der Vergleichszeitraum – das Jahr 2021 – ein besonders windarmes Jahr war und Windenergieanlagen entsprechend wenig Strom erzeugten. Im Jahr 2020

Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch 1990 bis 2022 und Ziele für 2030 und 2035

Abbildung 3_6



Agora Energiewende (2022) basierend auf AGEB (2022a/b), AGEE Stat (2022)
2022: vorläufige Daten; 2030 und 2035: Ziele der Bundesregierung

trafen dagegen hohe Erträge aus Windenergieanlagen auf eine gesunkene Stromnachfrage infolge der Corona-Lockdowns, sodass der relative Anteil der Erneuerbaren Energien besonders hoch lag. Für eine Analyse des mittelfristigen Trends sind die Jahre 2020 und 2021 folglich nicht geeignet. Im Jahr 2022 sorgten viel Wind und Sonnenschein sowie ein etwas gesteigerter Photovoltaik-Zubau dafür, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien über das Vor-Corona-Niveau des Jahres 2019 auf 46 Prozent stieg.

In den Sektoren Wärme und Verkehr spielten die Erneuerbaren Energien weiterhin nur eine untergeordnete Rolle. Die Durchdringung des Verkehrs- und Gebäudesektors mit nachhaltigen Energiequellen kommt weiter nur schleppend voran. Der Anteil der Erneuerbaren erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr in beiden Sektoren um einen Prozentpunkt. Darüber hinaus ging der Anstieg des Anteils Erneuerbarer

Energien im Verkehrs- und Wärmebereich vor allem auf Zuwächse beim Einsatz von Biomasse zurück, was nicht zu nachhaltiger Dekarbonisierung führt. Stattdessen müssen die Sektoren über den Einsatz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen elektrifiziert werden. Strom aus Wind und Sonne hat zudem den Vorteil, dass er effizienter genutzt werden kann und weniger Fläche benötigt als die Energiebereitstellung über den Bioenergiepfad.

Zwar werden bei Neuwagen und Neubauten immer mehr elektrisch betriebene Fahrzeuge zugelassen beziehungsweise Wärmepumpen installiert. Der Bestand an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor und fossil betriebenen Heizungen ist jedoch so groß, dass der anlaufende Technologiewechsel in beiden Fällen bisher nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtbilanz hat.

4 Strom

4.1 Der Stromsektor 2022 auf einen Blick

		1990	2020	2021	2022 ¹⁾	Veränderung 2021 zu 2022	Anteil 2021	Anteil 2022
Primärenergieverbrauch	TWh	4137	3302	3448	3286	5 %		
Erneuerbare Energien	TWh	55	545	541	565	4 %	15,7 %	17,2 %
Braunkohle	TWh	889	266	313	329	5 %	9,1 %	10,0 %
Steinkohle	TWh	641	249	308	322	5 %	8,9 %	9,8 %
Mineralöl	TWh	1452	1135	1122	1156	3 %	32,5 %	35,2 %
Erdgas	TWh	637	871	917	782	-15 %	26,6 %	23,8 %
Kernenergie	TWh	463	195	209	105	-50 %	6,1 %	3,2 %
Sonstige inkl. Stromsaldo	TWh	1	41	37	27	-27 %	1,1 %	0,8 %
Bruttostromerzeugung ²⁾	TWh	549	568	584	577	-1 %		
Erneuerbare Energien	TWh	20	251	234	256	9 %	40,1 %	44,4 %
Kernenergie	TWh	153	64	69	38	-45 %	11,8 %	6,5 %
Braunkohle	TWh	171	92	110	117	6 %	18,9 %	20,3 %
Steinkohle	TWh	141	43	55	66	21 %	9,3 %	11,4 %
Erdgas	TWh	36	95	92	77	-16 %	15,8 %	13,4 %
Mineralöl	TWh	11	5	5	5	1 %	0,8 %	0,8 %
Sonstige	TWh	19	18	19	18	-7 %	3,3 %	3,1 %
Nettostromabflüsse ins Ausland	TWh	0,8	19	19	27	44 %	3,2 %	4,6 %
Bruttostromverbrauch ²⁾	TWh	551	549	565	550	-3 %		
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ²⁾	%	3,6	45,8	41,4	46,5	12 %		
Stromspeicherung								
Speicherzufuhr	TWh	5,1	8,8	7,2	8,0	11 %		
Speicherentnahme	TWh	-3,8	6,6	5,3	6,0	13 %		
Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch ³⁾	%	3,6	45,2	41,0	46,0	12 %		
Treibhausgasemissionen								
Gesamt	Mio. t CO ₂ -Äq	1249	729	761	761	0 %		
Emissionen der Stromerzeugung	Mio. t CO ₂ -Äq	366	190	220	226	3 %		
CO ₂ -Intensität Strommix	g CO ₂ -Äq/kWh	764	362	407	432	6 %		
Stromhandel (Saldo)								
Import	TWh	k.A.	48,0	51,7	48,6	-6 %		
Export	TWh	k.A.	66,9	70,3	75,4	7 %		
Handelssaldo	TWh	k.A.	18,9	18,6	26,8	44 %		
Preise und Kosten								
Ø Spot Base Day-ahead	ct/kWh	k.A.	3,05	9,68	23,54	143 %		
Ø Spot Peak Day-ahead	ct/kWh	k.A.	3,55	11,10	24,43	120 %		
Ø 500 günstigsten Stunden	ct/kWh	k.A.	-0,89	0,46	1,74	280 %		
Ø 500 teuersten Stunden	ct/kWh	k.A.	6,59	31,36	58,63	87 %		
Ø Haushaltsstrompreise	ct/kWh	k.A.	31,81	32,17	38,60	20 %		

Tabelle 4_1 • AGEb (2022a/b), UBA (2022a), ENTSO-E (2022a); 1) teilweise vorläufige Angaben, 2) exklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken, 3) inklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

4.2 Stromverbrauch

Der deutsche Bruttoinlandsstromverbrauch lag im Jahr 2022 bei 550 Terawattstunden und damit um rund 2,7 Prozent beziehungsweise 16 Terawattstunden unter dem Vorjahreswert. Während sich die Wirtschaft Anfang des Jahres weiter von pandemiebedingten Einschränkungen erholte und der Strombedarf gegenüber 2021 zunächst anstieg, drückten die extrem hohen Strompreise den Stromverbrauch ab März merklich. Dieser Effekt verstärkte sich gegen Ende des Jahres, als die hohen Strompreise auch in den Abschlagszahlungen der Haushalte sichtbar wurden.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Rückgang des Stromverbrauchs ein kurzfristiger Effekt bleiben wird. Der Strombedarf wird in den kommenden Jahren deutlich ansteigen, da Mobilität und Wärmeerzeugung in Gebäuden und Industrie zunehmend elektrifiziert werden und zusätzlicher Strom in die

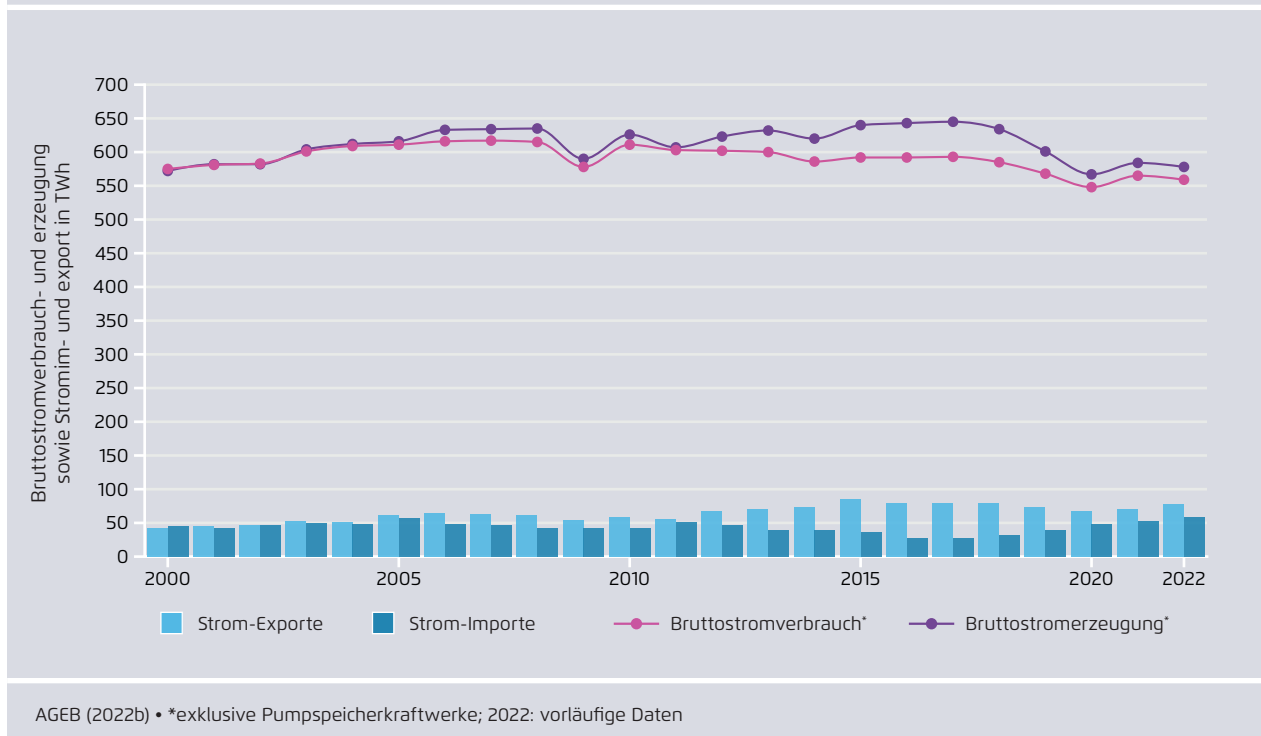
Erzeugung klimaneutralen Wasserstoffs fließen muss. Diese neuen Stromverbraucher werden auch künftige Effizienzmaßnahmen übertreffen.

Auch die Stromerzeugung ging zurück. Mit 583 Terawattstunden lag diese etwa 7 Terawattstunden unter dem Wert von 2021, obwohl der Handelsexportüberschuss leicht stieg.

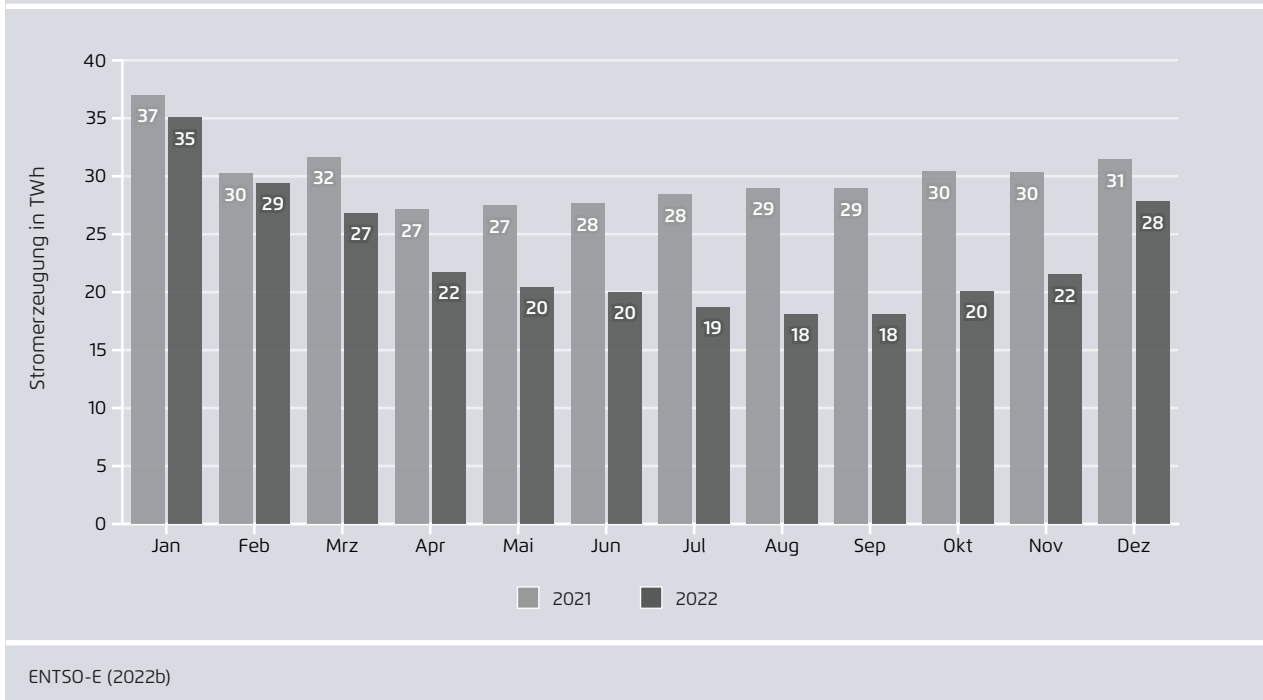
Insgesamt standen 75 Terawattstunden Stromexporte 49 Terawattstunden Stromimporten gegenüber. Das lag auch an reduzierter Erzeugungskapazität von Kernkraftwerken in Frankreich. Zwischen April und November produzierte die französische Kernkraftwerksflotte knapp ein Drittel weniger Strom als im Vorjahreszeitraum (-31 Prozent) (Abbildung 4_2). Massive Ausfälle französischer Kernkraftwerke traten 2022 aufgrund von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten auf, unter anderem nachdem Risse an Schweißnähten bestimmter Kraftwerkstypen entdeckt worden waren und zusätzlich Kühlprobleme

Stromverbrauch, Stromerzeugung und Lastflüsse in das/aus dem Ausland von 2000 bis 2022

Abb. 4_1



Monatliche Nettostromerzeugung französischer Kernkraftwerke in den Jahren 2021 und 2022 Abbildung 4_2



bei hohen Außentemperaturen entstanden. Bei insgesamt 16 Kraftwerken aus zwei Baureihen stellte EDF (*Électricité de France*), die Betreiberin der Kernkraftwerke, eine Anfälligkeit für Risse in Schweißnähten von Sicherheitssystemen fest. 12 davon wurden 2022 auf solche Risse untersucht und gingen dafür zeitweise vom Netz. Bislang wurden bei 7 der 12 Blöcke Hinweise auf Risse gefunden. Weitere 15 Kraftwerke waren aufgrund routinemäßiger Revisionen zeitweise außer Betrieb. Das führte dazu, dass Deutschland 38 Prozent mehr Strom nach Frankreich lieferte als 2021.

Auch die Importe erreichten einen historischen Spitzenwert, nachdem in den letzten beiden Jahren neue grenzüberschreitende Stromleitungen (sogenannte Interkonnectoren) den innereuropäischen Stromhandel stärkten. So sind seit Ende 2020 ein neuer Interkonnektor nach Belgien und seit Mitte 2021 ein neuer Interkonnektor nach Norwegen im Regelbetrieb.

4.3 Stromerzeugung

Das neue Preisgefüge bei Brennstoffen prägte den Kraftwerkseinsatz im Jahr 2022. Extrem hohe Erdgaspreise als Folge gedrosselter beziehungsweise gestoppter Erdgaslieferungen aus Russland führten zu einem vermehrten Einsatz von Kohle und Öl als Substitute für Erdgas, sodass die Nachfrage und damit auch der Preis für die Substitute stieg. Zwei weitere Effekte sorgten dafür, dass der Kohlepreis zusätzlich stieg: Die extreme Dürre in China führte als Ersatz für die gesunkene Stromerzeugung in Wasserkraftwerken zu einer hohen Kohlenachfrage im Land. Zusammen mit einem weltweit gestiegenen Energiebedarf im Zuge der wirtschaftlichen Erholung von den Folgen der Coronapandemie führten also mehrere Faktoren zu gestiegenen Brennstoffpreisen. Die konventionelle Stromerzeugung war 2022 deshalb so teuer wie nie zuvor. Der CO₂-Preis spielte bei der Verteuerung keine große Rolle, da er auf dem Niveau stagnierte, auf das er bis Ende 2021 gestiegen war.

Durch die geplante Abschaltung von drei Kernkraftwerken Ende 2021 reduzierte sich die Nettostromerzeugung aus Kernkraft um 33 Terawattstunden (-50 Prozent), gleichzeitig stieg durch ein insgesamt windreiches und sonniges Jahr sowie durch neu installierte Photovoltaik- und Windkraftanlagen die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Im Vergleich zu 2021 lieferten Erneuerbare Energien insgesamt mehr, Erdgaskraftwerke weniger Strom. Zudem kamen emissionsintensive Kohlekraftwerke stärker zum Einsatz als bereits 2021. Besonders windreiche Wintermonate und sonnenreiche Sommermonate verhinderten aber, dass die Emissionen gegenüber 2021 noch deutlicher anstiegen.

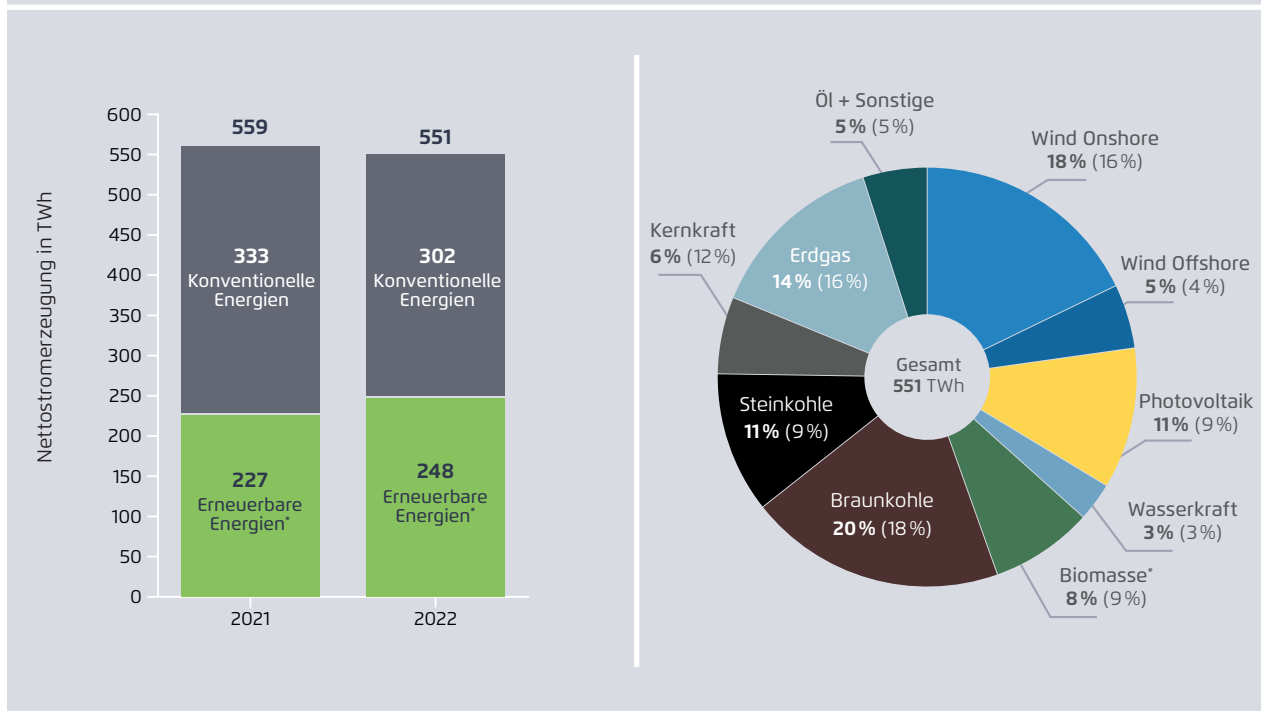
Erneuerbare Energien erzeugten insgesamt 248 Terawattstunden Strom; das entspricht einem Plus von 22 Terawattstunden (10 Prozent) gegenüber 2021. Dieser starke Anstieg ist jedoch nicht nur auf den

Zubau zurückzuführen, sondern auch auf ein besonders schwaches Erneuerbaren-Jahr im Vorjahr. Das bestätigt der Vergleich mit 2020, demgegenüber sind 2022 nur 4 Terawattstunden mehr Strom aus Erneuerbaren erzeugt worden.

Trotz gestiegener Exportmengen mussten konventionelle Kraftwerke aufgrund des leicht gesunkenen Gesamtbedarfs und mehr Erzeugung aus Erneuerbaren weniger Strom bereitstellen als im Jahr 2021. Insgesamt wurden 302 Terawattstunden aus konventionellen Kraftwerken erzeugt; das entspricht einem Rückgang von 9 Prozent (Nettostromerzeugung) (Abbildung 4_3). Daran hatte die planmäßige Abschaltung der Kernkraftwerke Gundremmingen C, Grohnde und Brokdorf den größten Anteil. Zudem bewirkten hohe Erdgaskosten einen Rückgang von 14 Terawattstunden bei der Erdgasverstromung (16 Prozent). Dafür legte die erzeugte Strommenge aus Kohlekraftwerken zu, da der Kohlepreis weniger stark

Strommix 2022 (Nettostromerzeugung, rechts: Vorjahreswerte in Klammern)

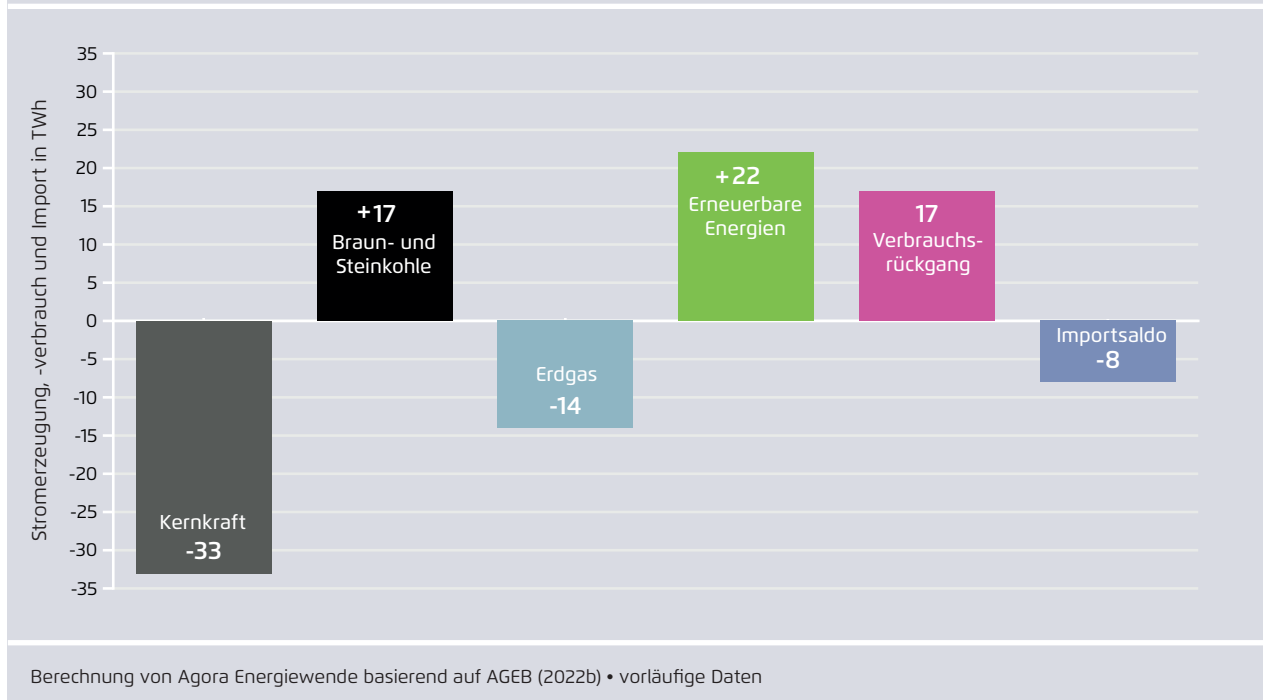
Abbildung 4_3



AGEB (2022) • *inklusive biogenem Hausmüll; 2022: vorläufige Daten

Veränderung von Nettostromerzeugung und -verbrauch 2022 im Vergleich zu 2021

Abbildung 4_4



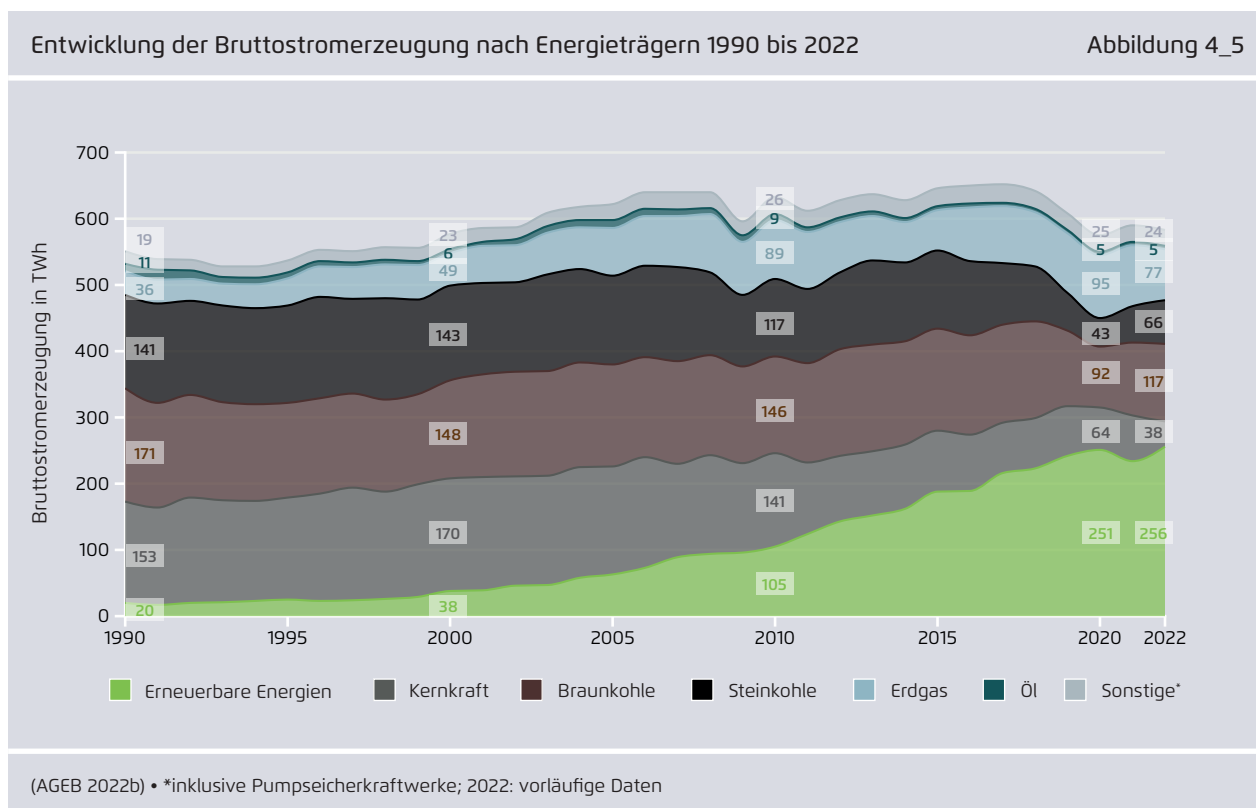
anstieg als der Erdgaspreis. Braunkohlekraftwerke erzeugten mit insgesamt 109 Terawattstunden 7 Prozent mehr Strom als 2021. Bei der Steinkohle betrug das Plus 10 Terawattstunden beziehungsweise 20 Prozent.

Die gestiegene Kohleverstromung steht im klaren Widerspruch zum Erreichen der Klimaziele – und das Problem könnte sich in den kommenden Jahren noch verstärken: ohne den Ausbau der Erneuerbaren, der die Lücke schließt, führen eine höhere Nachfrage durch mehr Elektrifizierung in Verkehr, Wärmeversorgung und Industrie sowie der Wegfall der nuklearen Stromerzeugungskapazität zu einem vermehrten Einsatz fossiler Kraftwerke und folglich höheren Emissionen im Stromsektor. Das Zusammenspiel aus Brennstoff- und CO₂-Preisen entscheidet, welche fossilen Kraftwerke zum Einsatz kommen: entweder besonders klimaschädliche Kohle oder Erdgas. Da der Erdgaspreis nach 2022 nur langsam sinken wird, ist ein vermehrter Einsatz von Kohlekraftwerken wahrscheinlich. In beiden Fällen steigen die

Emissionen bei wachsender Nachfrage an. Nur ein konsequenter, beschleunigter Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen führt zu einer strukturellen Einsparung von Emissionen.

4.3.1 Entwicklung der Erneuerbaren Energien (Bruttostromerzeugung)

Mit 256 Terawattstunden erzeugten Erneuerbare Energien 2022 so viel Strom wie nie zuvor. Im Vergleich zum Jahr 2021 ergibt das ein Plus von 22 Terawattstunden beziehungsweise 9 Prozent. Ausschlaggebend für den Anstieg war die günstige Witterung. Insbesondere Photovoltaikanlagen trugen mit einem Plus von 23 Prozent gegenüber 2021 zum Wachstum bei. Außerdem sorgte – wie schon 2020 – eine Wintersturm-Serie zu Jahresbeginn für eine hohe Stromerzeugung aus Windenergieanlagen. Im ersten Quartal 2022 wurde knapp 30 Prozent mehr Windstrom erzeugt als im Vorjahreszeitraum. Das ist fast ausschließlich auf Windenergieanlagen an Land zurückzuführen, da Stürme auf See weniger stark ins Gewicht fallen. Dort herrschen insgesamt günstigere



und gleichmäßigere Windbedingungen. Ein Blick auf die vergangenen Jahre zeigt allerdings, dass ein Teil des Anstiegs auf ein schlechtes Windjahr 2021 zurückzuführen ist. Im Vergleich zu 2020 ist die Stromerzeugung von Windenergieanlagen auf gleichem Niveau geblieben. Trotz des Anstiegs der Stromerzeugung aus Photovoltaik blieb die Windenergie mit 128 Terawattstunden größter Stromlieferant unter den Erneuerbaren Energien. Davon entfielen 103 Terawattstunden auf Windenergieanlagen an Land und 25 Terawattstunden auf Windenergieanlagen auf See.

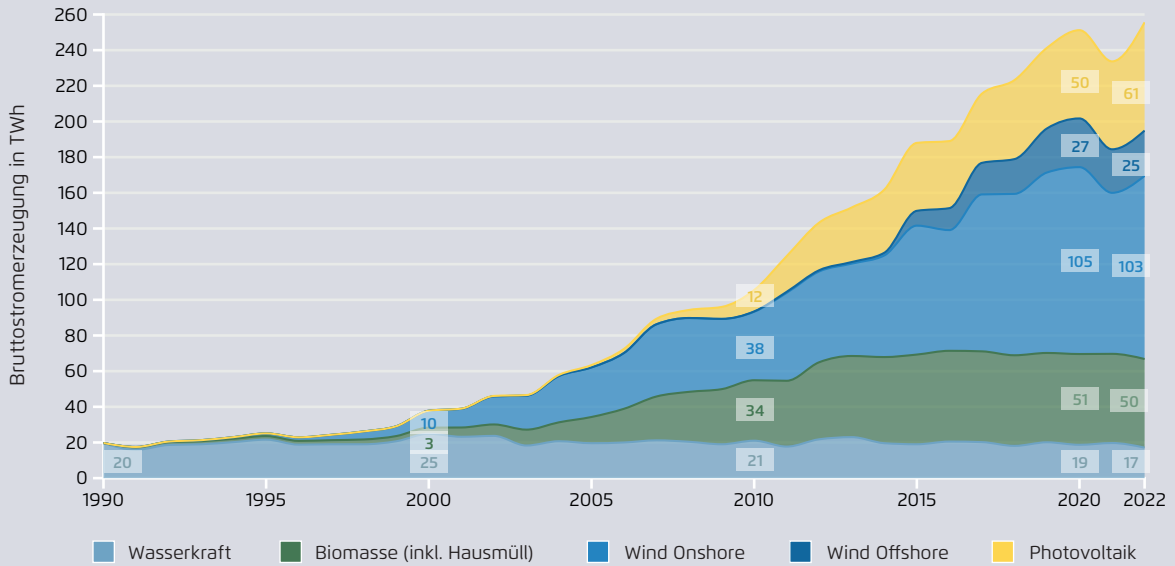
Photovoltaikanlagen steuerten 61 Terawattstunden und damit 11 Terawattstunden mehr als 2021 zur Stromerzeugung bei. Damit besetzen sie Platz zwei der größten Erzeuger innerhalb der Erneuerbaren Energien. Dabei spielen sowohl die überdurchschnittlich vielen Sonnenstunden als auch der deutlich stärkere Photovoltaik-Zubau eine Rolle (Wetterkontor 2022) (siehe Kapitel 4_6).

Die Strommenge aus Biomassekraftwerken (inklusive biogenem Hausmüll) ist im Vergleich zum Jahr 2021 mit 50 Terawattstunden auf gleichem Niveau geblieben. Sie leisteten damit den drittgrößten Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

2022 trugen Wasserkraftwerke 17 Terawattstunden und damit 13 Prozent weniger als im Vorjahr zur Stromerzeugung bei. Das Ausbaupotenzial der Wasserkraft in Deutschland ist schon seit Jahren weitgehend ausgeschöpft. Die Veränderung der Stromerzeugungsmengen lässt sich vor allem durch wetterbedingte Schwankungen erklären: 2022 war ein Dürre-Jahr, das in weiten Teilen Europas zu besonders wenig Stromerzeugung aus Wasserkraft führte (Abbildung 4_7).

Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2022

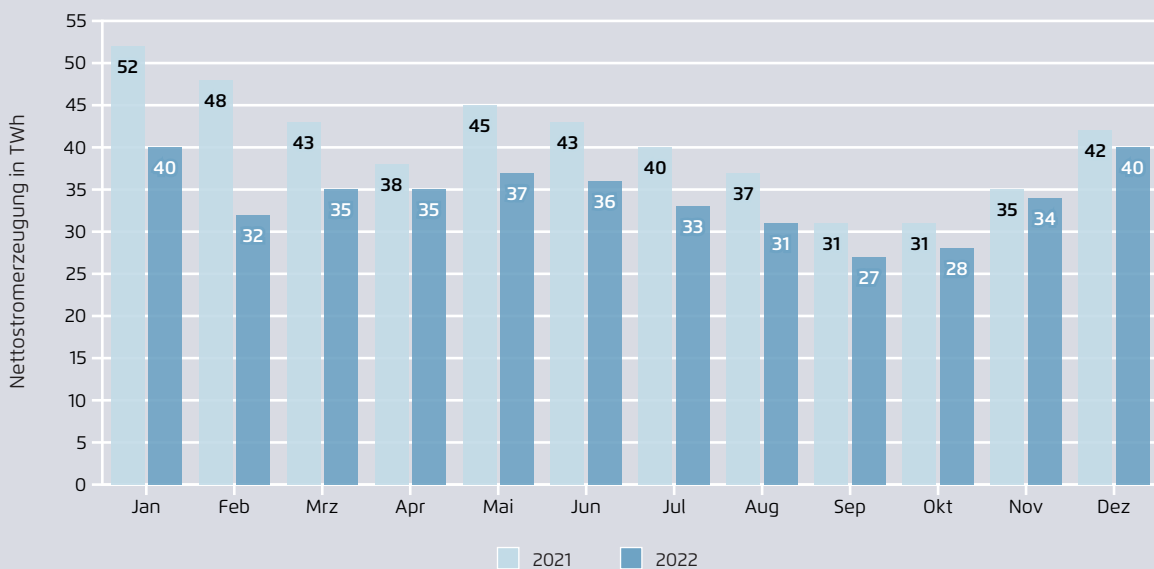
Abbildung 4_6



(AGEB 2022b) • 2022: vorläufige Daten

Monatliche Nettostromerzeugung aus Wasserkraft in Europa in den Jahren 2021 und 2022

Abbildung 4_7



ENTSO-E (2022b)

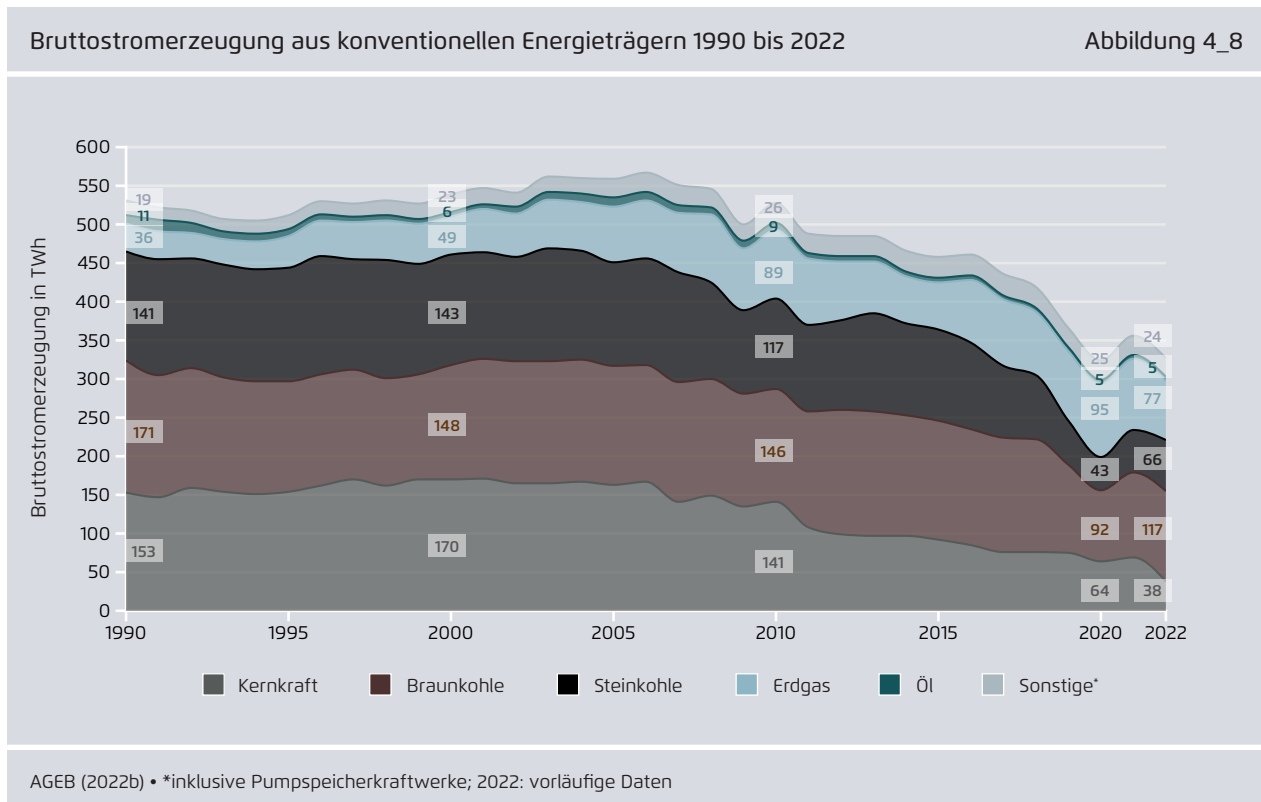
Die restlichen Erneuerbaren Energien verzeichneten kaum Änderungen: die Stromerzeugung aus Geothermie nahm etwas zu (0,02 Terawattstunden), während die Stromerzeugung aus dem biogenen Teil des Hausmülls gleich blieb.

4.3.2 Entwicklung der konventionellen Energien (Bruttostromerzeugung)

Die konventionelle Stromerzeugung sank 2022 im Vergleich zum Vorjahr. Das lag daran, dass der Stromverbrauch leicht zurückging, während die Stromerzeugung aus Erneuerbaren stärker anstieg als die Exporte. Entsprechend wurde weniger konventionell erzeugter Strom zur Deckung des Bedarfs benötigt. Nach dem Corona-bedingten Ausnahmejahr 2021 setzt sich der Trend rückläufiger konventioneller Stromerzeugung damit fort. Innerhalb der konventionellen Stromerzeugung kamen 2021 und 2022 allerdings vermehrt emissionsintensivere Technologien wie Kohlekraftwerke zum Einsatz, sodass CO₂-Emissionen wieder zunahmen.

Insgesamt erzeugten konventionelle Kraftwerke 327 Terawattstunden Strom. Im Vergleich zu 2021 entspricht das einem Minus von 8 Prozent. Der Einsatz der konventionellen Stromerzeugungstechnologien war im Jahr 2022 besonders von zwei Faktoren geprägt: Zum einen von einem hohen Erdgaspreis infolge der gedrosselten beziehungsweise gestoppten Gaslieferungen aus Russland und zum anderen von der planmäßigen Abschaltung von 4 Gigawatt installierter Leistung aus Kernkraftwerken.

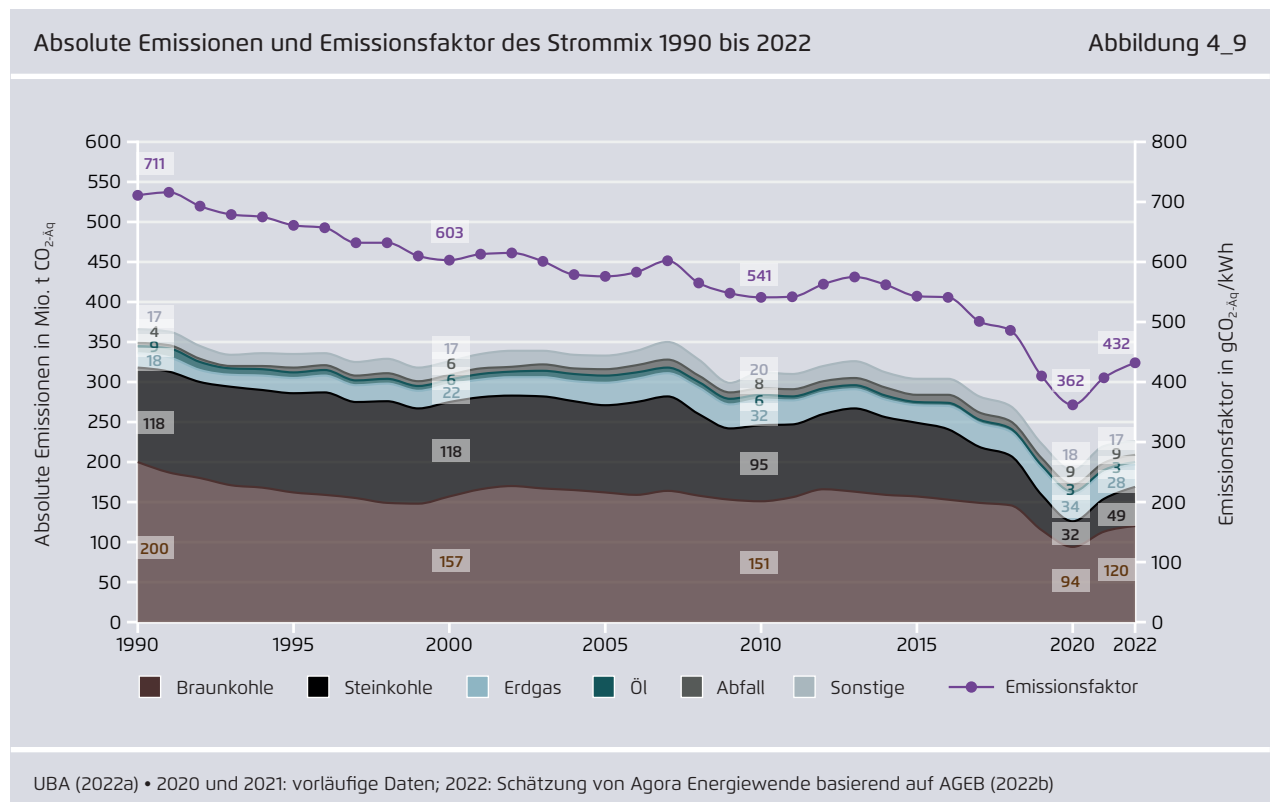
Nach der planmäßigen Abschaltung von drei Atomkraftwerken zum 31.12.2021 lag die Stromerzeugung aus Kernkraft mit 38 Terawattstunden nur noch gut halb so hoch wie im Jahr 2021. Die Kernkraft verzeichnete somit die größte Veränderung der produzierten Strommenge.



Der hohe Erdgaspreis führte über weite Teile des Jahres dazu, dass die Stromerzeugung aus Kohle günstiger war als aus Erdgas. Auch die Erzeugungskosten für Strom aus Braun- und Steinkohle stiegen, weil die Nachfrage nach Kohle als Substitut für Erdgas stieg und der CO₂-Preis im europäischen Zertifikatehandel auf hohem Niveau stagnierte. Da die Kohleverstromung deutlich emissionsintensiver ist als die Erdgasverstromung, sind Kohlekraftwerke stärker von den im Vergleich zum Vorjahr höheren CO₂-Kosten betroffen. Im Jahr 2020 hatte bereits ein niedrigerer CO₂-Preis zu einem sogenannten *fuel switch* geführt, da die Strombereitstellung aus Erdgas günstiger geworden war als aus Steinkohle. Nachdem jedoch der Erdgaspreis 2021 stärker anstieg als der CO₂-Preis, hatte sich das Verhältnis wieder umgekehrt: die Gasverstromung wurde wieder teurer als der Betrieb von Steinkohlekraftwerken. 2022 stieg der Erdgaspreis noch weiter. Erdgaskraftwerke blieben die teuersten Stromerzeuger und wurden dementsprechend seltener eingesetzt.

Zudem standen 2022 wieder mehr Kohlekraftwerke zur Verfügung, weil seit August 5,1 Gigawatt Braunkohle- und 1,9 Gigawatt Steinkohlekraftwerke zurück in den Markt geholt worden waren, die sich in der Netzreserve beziehungsweise Sicherheitsbereitschaft befunden hatten oder im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes bereits stillgelegt werden sollten. Ende 2022 waren somit 2 Gigawatt Kohlekraftwerke mehr am Markt als Ende 2021.

Aufgrund der erhöhten Kapazität und der hohen Erzeugungskosten von Erdgaskraftwerken trugen Braunkohlekraftwerke 2022 den größten Teil zur konventionellen Stromerzeugung bei: Mit 117 Terawattstunden wurde im Vergleich zum Vorjahr 6 Prozent mehr Strom aus Braunkohle erzeugt. Aus Steinkohle wurde sogar 21 Prozent mehr Strom erzeugt, sodass sie auf 66 Terawattstunden kam.



Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken erreichte mit 77 Terawattstunden dagegen ein historisches Tief. Obwohl Erdgas schon 2021 seltener zur Stromerzeugung eingesetzt worden war, betrug die Veränderung zum Vorjahr immer noch -16 Prozent.

Die Stromerzeugung aus sonstigen Anlagen, wie zum Beispiel aus der Verbrennung von Öl und nicht biogenem Abfall blieb mit 29 Terawattstunden etwa auf gleichem Niveau (-2 Prozent).

4.4 Entwicklung der Emissionen in der Stromerzeugung

Die Emissionen der Stromerzeugung sind im Jahr 2022 gestiegen. Das Plus lag bei 6 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ (2,8 Prozent): das Resultat einer höheren Kohleverstromung. Die gesteigerten Kapazitäten der Kohlekraftwerke und die hohen Erdgaspreise führten dazu, dass Kohlekraftwerke häufiger eingesetzt wurden als 2021.

Allein der Mehreinsatz von Steinkohlekraftwerken führte zu 7 Millionen Tonnen zusätzlichen $\text{CO}_2\text{-Äq}$. Durch die gestiegene Braunkohleverstromung fielen weitere 8 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ an. Dafür fielen in der Erdgasverstromung 5 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ weniger an. Sonstige Kraftwerke verursachten 2022 im Vergleich zu 2021 4 Millionen Tonnen $\text{CO}_2\text{-Äq}$ weniger Emissionen.

Im April 2023 werden die letzten vier Gigawatt Kernkraftwerkskapazität abgeschaltet. Damit die wegfallende Stromerzeugung nicht durch Kohlekraftwerke ersetzt wird, muss der Erneuerbaren Ausbau deutlich ansteigen. Nach der Reaktivierung beziehungsweise verschobenen Stilllegung von Kohlekraftwerken wird der Bedarf bei weiterhin hohen Erdgaspreisen ansonsten zunehmend aus Kohlekraftwerken gedeckt werden. Darüber hinaus wird die rechtliche Flankierung eines Kohleausstiegs bis 2030 wichtiger, da ein preisgetriebener Ausstieg schwieriger erreichbar geworden ist.

4.5 Kraftwerkspark

Der erneuerbare Kraftwerkspark in Deutschland blieb 2022 hinter dem erforderlichen Ausbau zurück: Obwohl der Zubau von Erneuerbaren Energien dynamischer verlief als in den letzten Jahren – vor allem durch den starken Ausbau von Photovoltaik. Neun von zehn Erneuerbaren-Auktionen waren unterzeichnet. Als Indikator für den zukünftigen Zubau der Erneuerbaren Energien zeichnen sich hier bereits große Herausforderungen für die Erreichung der Ausbauziele in den kommenden Jahren ab.

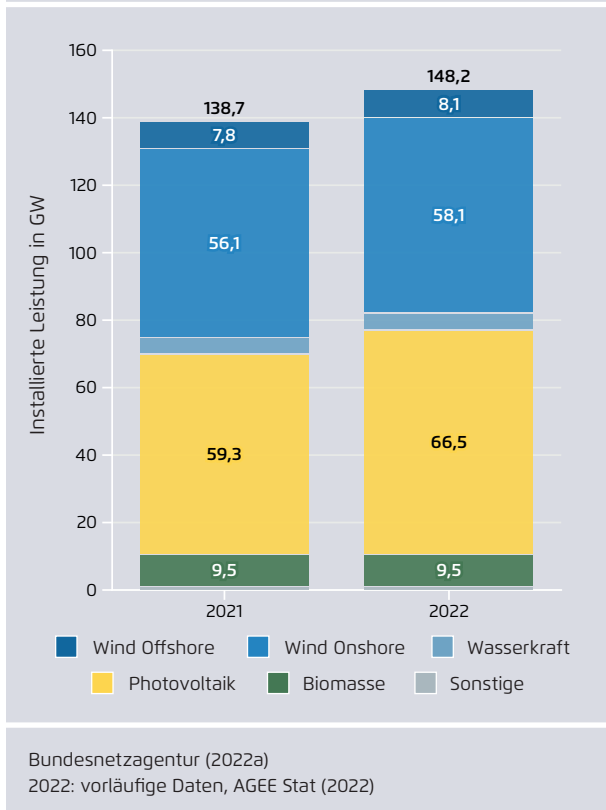
Die Veränderungen beim konventionellen Kraftwerkspark wurden maßgeblich von den Maßnahmen gegen die fossile Energiekrise und deren Auswirkungen auf den (europäischen) Strommarkt beeinflusst. Der für Ende 2022 geplante Ausstieg aus der Kernenergie wurde mit der Entscheidung für die Laufzeitverlängerungen der Kraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland auf April 2023 verschoben. Zudem wurden zur Angebotsausweitung Stein- und Braunkohlekraftwerke aus der Reserve ans Netz zurückgeholt beziehungsweise eine Stilllegung verschoben. Somit wurde 2022 weder der Ausstiegspfad für Atom- noch für Kohlekraftwerke eingehalten.

4.5.1 Erneuerbare Energien und Ausschreibungsergebnisse

Der Zubau der Erneuerbaren Energien lag mit 9,6 Gigawatt 61 Prozent über dem Wachstum im Vorjahr (6 Gigawatt). Die installierte Gesamtleistung von Erneuerbaren Energien betrug Ende 2022 148,2 Gigawatt. Bei der Photovoltaik wurde – wie in den letzten Jahren – deutlich mehr Kapazität installiert als bei der Windenergie an Land: Von insgesamt 9,6 Gigawatt zugebauter erneuerbarer Kapazität entfallen rund 75 Prozent (7,2 Gigawatt) auf die Photovoltaik. Die übrigen 2,4 Gigawatt verteilten sich insbesondere auf Windenergieanlagen an Land (2 Gigawatt) und auf See (0,35 Gigawatt).

Installierte Leistung Erneuerbarer Energien 2021 und 2022

Abb. 4_10



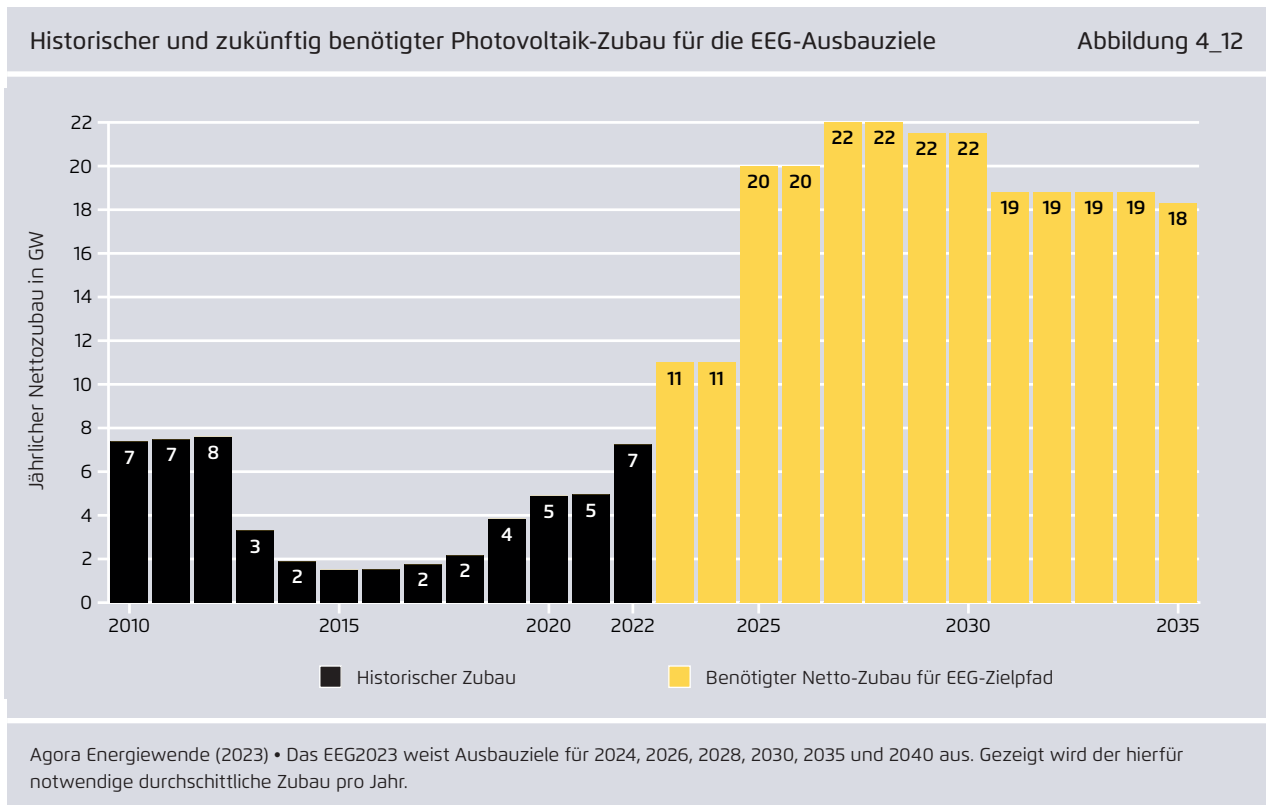
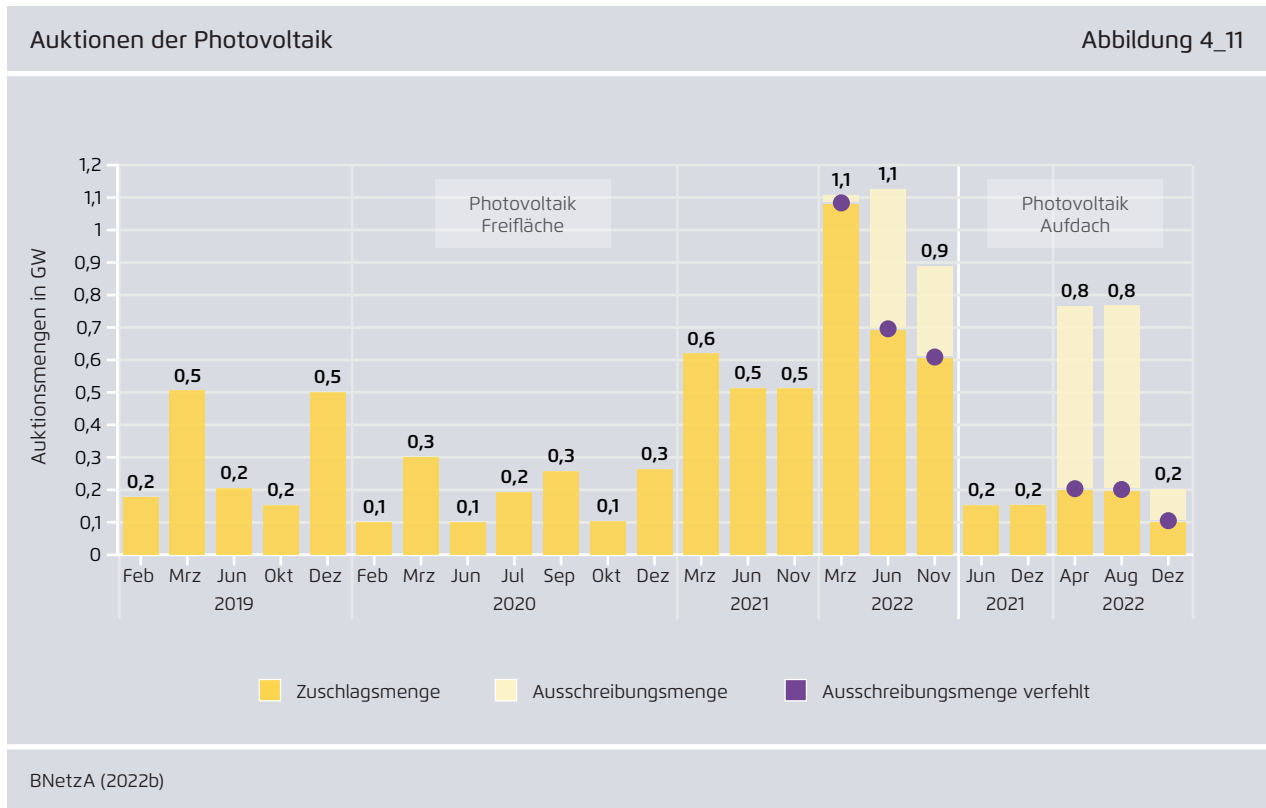
Sowohl die Photovoltaik als auch die Windenergie müssen deutlich schneller ausgebaut werden, um die deutschen Klimaziele zu erreichen. Mit der Reform des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG 2023) hat die Bundesregierung ein neues Ziel festgelegt: Bis zum Jahr 2030 sollen 80 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen, während gleichzeitig die Schätzung des zukünftigen Stromverbrauchs auf 750 Terawattstunden angehoben wurde. Mit dem neuen Zielpfad wächst einerseits die Lücke zwischen der zum Erreichen der Klimaziele notwendigen Ambition und dem tatsächlichen Ausbau. Andererseits kann Deutschland bis 2035 einen emissionsfreien Kraftwerkspark aufbauen, wenn der zur Erreichung des 2030-Ziels notwendige Erneuerbaren Ausbau umgesetzt wird.

Photovoltaik

Bei der Photovoltaik waren 2022 alle Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Über das Jahr verfehlten die Auktionen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen das Ausschreibungsziel von 3,1 Gigawatt um 0,7 Gigawatt. Die bezuschlagte Leistung für gewerbliche Aufdachanlagen betrug insgesamt 0,5 Gigawatt und lag damit 70 Prozent unter der ausgeschriebenen Menge von 1,7 Gigawatt. Dementsprechend sind bei einer durchschnittlichen Projektrealisierungszeit von 18 Monaten von Auktionszuschlag bis Anlageninbetriebnahme die 2022 unterzeichneten Auktionen ein Indikator für den Photovoltaik-Zubau in ein bis zwei Jahren.

Dass die Ausschreibungen für Photovoltaik 2022 seit 2017 erstmals unterzeichnet waren, ist insbesondere auf drei Faktoren zurückzuführen: die Ausschreibungsvolumen wurden 2022 deutlich erhöht und es gab andauernde Lieferkettenprobleme für Photovoltaik Module. Darüber hinaus wurde bereits Anfang des Jahres mit dem Osterpaket angekündigt, dass Dachanlagen bis zu einem Megawatt, statt bisher 0,75 Megawatt, im EEG 2023 unter die fixe Einspeisevergütung fallen. Die Ankündigung führte zu einer Zurückhaltung (Attentismus) auf Seiten der betroffenen Anlagen-Projektierer.

2022 wurden insgesamt 7,2 Gigawatt Photovoltaikanlagen neu in Betrieb genommen (vorläufige Daten). Im Vergleich zum Vorjahr ergibt das ein Plus von 44 Prozent. Damit erreicht der PV-Zubau fast die Werte der ausbaustarken Jahre von 2010 bis 2012: Damals wurden jährlich rund 7,5 Gigawatt installiert. Auch global war das Jahr 2022 von einem starken PV-Wachstum geprägt: Laut Analysen der Internationalen Energieagentur liegt der globale Nettozubau an PV-Kapazitäten bei rund 240 Gigawatt, was ein neues Rekordhoch markiert und einem Wachstum von 60 Prozent gegenüber 2021 entspricht (IEA 2022a). Auf Grund der weltweit gestiegenen Nachfrage könnte China seine jährliche Produktionskapazität für Solarzellen bis Ende 2022 auf 600 Gigawatt ausbauen (pv magazine 2022).



Um bis 2030 eine installierte Kapazität von 215 Gigawatt zu erreichen, ist bereits ab 2023 ein Zubau von durchschnittlich 18,6 Gigawatt pro Jahr erforderlich. Gemessen am diesjährigen Ausbau von 7,2 Gigawatt muss sich die Zubau-Geschwindigkeit also mehr als verdoppeln. Verzögert sich der Hochlauf, liegen die jährlich benötigten Ausbaumengen in den Folgejahren umso höher.

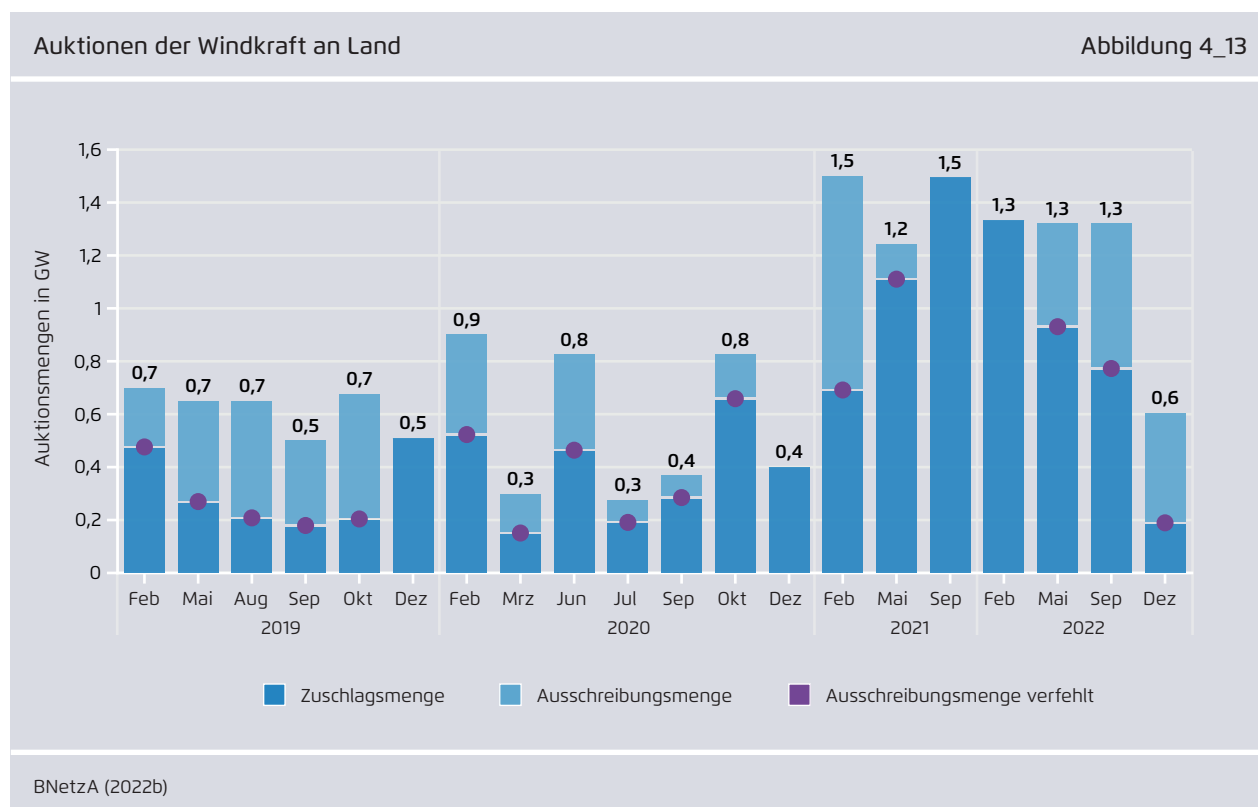
Windenergie an Land

Seit 2019 waren 16 von 20 Windenergie-an-Land-Ausschreibungen unterzeichnet. Allein 2022 verfehlten die Auktionen das Ausschreibungsziel um 1,3 Gigawatt. Seit 2019 wurden insgesamt 5,3 Gigawatt und damit 32 Prozent weniger Anlagen bezuschlagt als durch die ausgeschriebene Menge vorgesehen.

Bei einer durchschnittlichen Projektrealisierungszeit von 30 Monaten von Auktionszuschlag bis Anlage-inbetriebnahme wirken sich die historischen

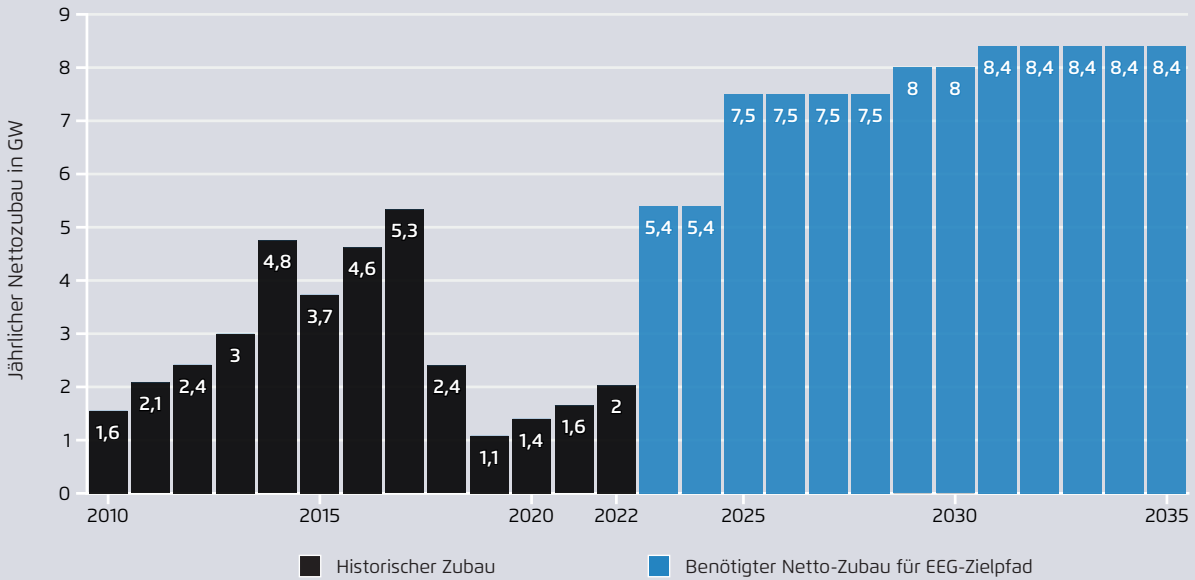
Zielverfehlungen bereits heute auf den Windkraft-Zubau aus. Die Zielverfehlungen der letzten Jahre deuten zudem auf einen schwachen Zubau in den kommenden Jahren hin.

Die chronisch unterzeichneten Ausschreibungen weisen auf strukturelle Probleme bei der Windenergie auf Land hin: Zum einen sind weiterhin zu wenig Flächen ausgewiesen. Bundesweit waren Ende 2021 im Durchschnitt rund ein Prozent der Fläche für Windräder ausgewiesen (BMWK 2022c). Das neue Wind-an-Land-Gesetz (WalG) sieht vor, dass die Länder bis 2032 zwei Prozent ihrer Flächen für Windenergieanlagen ausweisen müssen, mit einem Zwischenziel von 1,4 Prozent bis Ende 2027. Zum anderen verhindern lange und komplizierte Genehmigungsverfahren eine schnelle und kosteneffiziente Umsetzung von Windprojekten. Im Durchschnitt dauert die Projektlaufzeit von der Planung bis zur Strom einspeisung sieben Jahre (FA Wind 2022). Im Vergleich zum Jahr 2013, als dieser Wert noch



Historischer und zukünftig benötigter Wind-an-Land-Zubau für die EEG-Ausbauziele

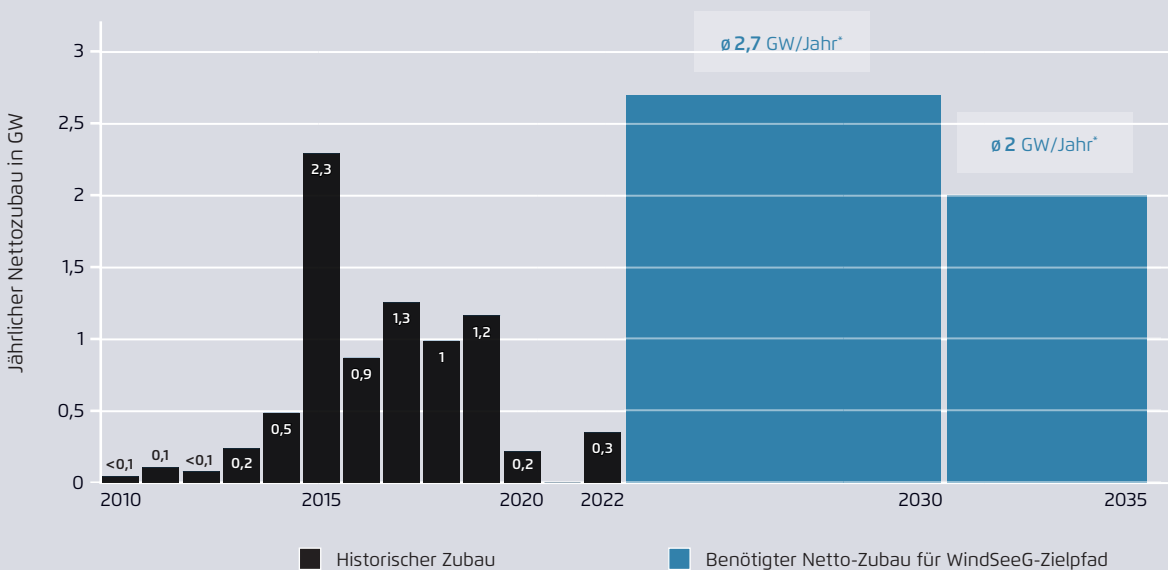
Abbildung 4_14



Agora Energiewende (2023) • Das EEG2023 weist Ausbauziele für 2024, 2026, 2028, 2030, 2035 und 2040 aus. Gezeigt wird der hierfür notwendige durchschnittliche Zubau pro Jahr

Historischer und zukünftig benötigter Wind-auf-See-Zubau für die WindSeeG-Ausbauziele

Abbildung 4_15



Klimaneutrales Stromsystem 2035, Agora Energiewende (2022) • Das WindSeeG weist Ausbauziele für 2030, 2035 und 2045 aus. *jährlicher Zubau stark zeitversetzt wegen langer Projektlaufzeit von Wind-auf-See-Anlagen und Netzanschlüssen.

4,5 Jahre betrug, ist die Projektlaufzeit deutlich länger geworden (FA Wind 2016).

Derzeit kommen noch weitere Hindernisse hinzu: Weltweit historische Preissteigerungen bei Rohstoffen, drastische Erhöhungen der Leitzinsen, andauernde Lieferengpässe und anhaltende Inflation. Die veränderten Bedingungen wurden in den gesetzlich verankerten Gebotshöchstpreisen im Jahr 2022 nicht berücksichtigt.

Der Zubau bei der Windenergie an Land lag 2022 bei 2 Gigawatt (vorläufige Daten). Das sind rund 21 Prozent mehr als 2021 (1,65 Gigawatt). Damit konnte der Zubau zwar zum dritten Jahr in Folge gesteigert werden, allerdings war das Ausgangsniveau extrem niedrig. Im Vergleich zu den Neuinstallationen zwischen 2014 und 2017 ist der aktuelle Zubau immer noch nur halb so hoch.

Um den im EEG 2023 verankerten Zielpfad für Wind Onshore von 115 Gigawatt bis 2030 zu erreichen, ist ab 2023 ein Zubau von durchschnittlich rund 7,1 Gigawatt pro Jahr erforderlich. Das entspricht mehr als einer Verdreifachung gegenüber 2022.

Windenergie auf See

Der Ausbau der Windenergie auf See ging mit 0,3 Gigawatt neuer Kapazität im Jahr 2022 weiterhin schleppend voran (vorläufige Daten). Es fehlen nach wie vor Netzleitungen, um die Offshore-Windstrommengen in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Mit der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) hat die Bundesregierung ein Ziel von 30 Gigawatt installierter Leistung für Offshore Windenergieanlagen bis 2030 verankert. Unter Berücksichtigung des geringen Zubaus in 2022 ergibt sich daraus ein jährlicher Netozubaubedarf von durchschnittlich 2,7 Gigawatt bis 2030. Damit muss der Zubau gegenüber 2022 fast um das Zehnfache steigen.

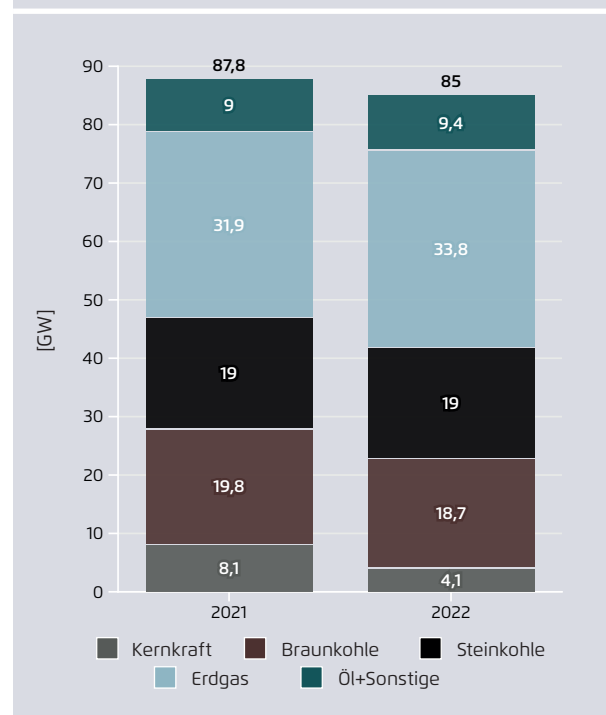
4.5.2 Konventionelle Energien

Die Kapazität des konventionellen Kraftwerksparks hat sich im Jahr 2022 um 2,8 Gigawatt auf 85 Gigawatt verringert. Zum Jahreswechsel 2021/22 gingen vier Gigawatt Kernkraftwerke vom Netz: die Kraftwerke Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen C wurden planmäßig stillgelegt. Die Laufzeit der drei verbliebenen Kernkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland wurde bis maximal 15. April 2023 verlängert.

Neu ans Netz gingen 1,9 Gigawatt Erdgaskapazitäten. Diese sind notwendig, um im Rahmen des geplanten schrittweisen Kohleausstiegs bis 2030 ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zu gewährleisten. Mittel- und langfristig müssen regelbare Kraftwerke mit emissionsfreien Brennstoffen wie erneuerbarem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten betrieben werden.

Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke 2021 und 2022

Abb. 4_16



BNetzA (2022a); inklusive Reserven; 2022: vorläufige Daten

Zur kurzfristigen Reduzierung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor wurden 5,1 Gigawatt Steinkohle- und 1,9 Gigawatt Braunkohlekraftwerke für begrenzte Zeit an den Strommarkt zurückgeholt. Darunter waren 2,1 Gigawatt Steinkohlekraftwerke, die ursprünglich im Zuge der dritten Ausschreibung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz stillgelegt werden sollten und 2,9 Gigawatt Steinkohlekraftwerke, die sich in der Netzreserve befanden. Die 1,9 Gigawatt Braunkohlekraftwerke, die zurück an den Markt geholt wurden, entsprechen der gesamten Kapazität, die sich in der Sicherheitsbereitschaft befunden hatte. Die Netzreserve reduzierte sich infolgedessen auf 4,3 Gigawatt Erzeugungskapazität. 2021 befand sich kein Kraftwerk in der Kapazitätsreserve. Ende 2022 waren es 1,2 Gigawatt Erdgaskraftwerke.

Insgesamt waren Ende 2022 3,0 Gigawatt Gesamtkraftwerkskapazität und 4,2 Gigawatt

Kohlekraftwerkskapazität weniger in allen Reservens als Ende 2021.

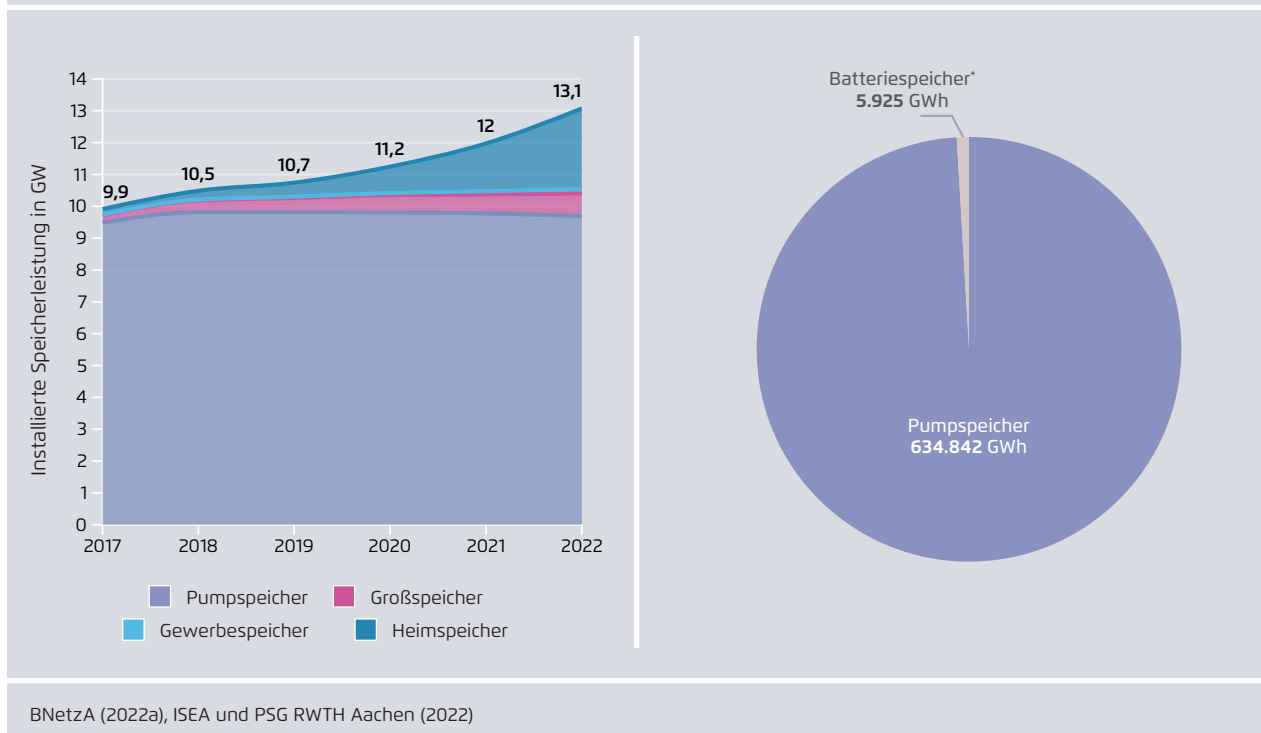
Insgesamt lag die Summe der installierten Leistung aus konventionellen Erzeugern im Jahr 2022 bei 85 Gigawatt. Obwohl vier Gigawatt Kernkraftwerke vom Netz gingen, hat sich die installierte Leistung nur um 2,8 Gigawatt reduziert. Während im Laufe des Jahres 2021 noch 6,3 Gigawatt Kohlekraftwerke stillgelegt wurden, waren Ende 2022 sogar zwei Gigawatt Kohlekapazität mehr am Markt als noch Ende 2021. Mit dem Streckbetrieb der vier Gigawatt Kernkraftwerkskapazität wurde auch der Atomausstieg ins Jahr 2023 vertagt.

4.5.3 Speicher

Bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien werden Speichertechnologien wie Batteriespeicher, Pumpspeicher oder die Umwandlung von Strom in synthetische Gase wie Wasserstoff immer wichtiger. Sie können überschüssigen Strom in Zeiten von viel

Installierte Speicherleistung 2017 bis 2022 und Speicherkapazität 2022

Abbildung 4_17



Sonne und Wind speichern und diesen in sonnen- und windarmen Zeiträumen zurück ins Netz speisen. Damit tragen sie auch dazu bei den Netzausbaubedarf zu verringern und den Netzbetrieb zu stabilisieren.

In Deutschland machen Pumpspeicher mit etwa 9,7 Gigawatt den größten Teil der installierten Speicherleistung aus; ihr Potenzial ist damit weitestgehend ausgeschöpft.

Die Anzahl von Batteriespeichern nimmt dagegen dynamisch zu. Bislang 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 der Regelleistungsbereitstellung dienen. Die dritte Klasse – Gewerbespeicher – dient sowohl der Eigenverbrauchserhöhung als auch der Lastspitzenkappung bei Gewerben oder der Schnellladung von Elektrofahrzeugen.

Die Gesamtleistung der Heim-, Groß- und Gewerbespeicher in Deutschland entsprach 2022 mit 3,4 Gigawatt etwa einem Drittel der Leistung von Pumpspeicherkraftwerken. Ihre Speicherkapazität beträgt 5,9 Gigawattstunden (ISEA und PSG RWTH Aachen 2022).

Darüber hinaus nahm auch die Anzahl von Batteriespeichern in elektrischen Fahrzeugen zu. Die Zahl neu zugelassener Elektrofahrzeuge stieg im Jahr 2022 um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 369.905 Fahrzeuge (Kraftfahrtbundesamt 2022). Damit waren Ende 2022 in Deutschland knapp eine Million reine Elektrofahrzeuge zugelassen. Einen Beitrag zur Systemstabilität können Elektrofahrzeuge bereits dann liefern, wenn sie systemdienlich geladen werden. Besonders groß wird der Mehrwert von Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen aber, wenn sie Strom nicht nur beim Laden beziehen, sondern auch zurück ins Netz speisen können und der Ein- und Ausspeicherzeitpunkt intelligent gesteuert werden kann.

Insgesamt kamen die Speichertechnologien Ende 2022 auf eine installierte Leistung von 13 Gigawatt. Die Speicher aus der Elektromobilität sind trotz ihres hohen theoretischen Potenzials in dieser Zahl nicht enthalten.

Neben der Leistungskapazität der Speicher (Gigawatt) ist die eingespeicherte Strommenge eine wichtige Kenngröße (Gigawattstunden), da die Leistungskapazität alleine keine Informationen liefert, wie lange diese Leistung abgerufen werden kann. Außerdem muss zwischen theoretischer und tatsächlicher Speichermenge unterschieden werden. Denn viele Batteriespeicher werden im Regelbetrieb nicht vollständig entladen. Diese Kenngrößen werden derzeit leider nur unzureichend erfasst. Klar ist aber, dass Pumpspeicher derzeit noch etwa 99 Prozent der Speicherkapazität in Deutschland stellen, während sie einen geringeren Anteil von 74 Prozent an der Speicherleistung haben.

4.6 Stromnetze

4.6.1 Netzausbau

Der Netzausbau stellt nach wie vor einen Grundpfeiler der Energiewende dar. Denn ohne die erforderlichen Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten kann der Strom aus Erneuerbaren Energien nicht aus den Regionen mit großen Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung in die Regionen mit hohem Strombedarf transportiert werden. Von den geplanten Vorhaben im Umfang von 12.234 Kilometern mit geplanten Inbetriebnahmen zumeist vor, vereinzelt jedoch erst nach 2030 wurden 2.134 Kilometer bis Ende des zweiten Quartals 2022 fertiggestellt (BMWK 2022d). Witterungs- und naturschutzbedingt kann der Großteil der Arbeiten am Stromnetz nur in den ersten beiden Quartalen stattfinden. In der ersten Jahreshälfte 2022 wurden 200 Kilometer neue Leitungsvorhaben fertiggestellt. Im gleichen Zeitraum der Jahre 2020 und 2021 wurden durchschnittlich 154 Kilometer neue Leitungen realisiert.

Bis Ende 2022 wurden 17 Anbindungssysteme für Offshore-Windparks in Ost- und Nordsee mit einer Gesamtleistung von 8,2 Gigawatt realisiert. In Bauvorbereitung oder im Bau sind weitere 2,6 Gigawatt (Bauabschluss bis 2025). In der ersten Jahreshälfte 2022 kam in der Ostsee das Projekt Ost-2-4 mit einer Anschlussleistung von einem Gigawatt hinzu. Um die beschriebenen Ausbauziele bis 2030 bzw. 2045 zu erreichen, muss die Anzahl an Anbindungssystemen weiter steigen (BMWK 2022d).

Neben den Ausbauprojekten im Übertragungsnetz ist aufgrund der steigenden Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie des Umbaus hin zu einem smarten Netzbetrieb auch eine Verstärkung und Modernisierung des Verteilnetzes notwendig.

4.6.2 Netzbetrieb Volumen für Maßnahmen in der Netzsystemführung

Die 200 Kilometer neuer Leitungen, die im ersten Halbjahr 2022 in Betrieb genommen wurden, werden sich positiv auf den grenzüberschreitenden Handel und die Versorgungssicherheit Deutschlands auswirken. Strukturelle Netzengpässe vor allem in Nord-Süd-Richtung bleiben jedoch bestehen, solange die geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen nicht fertiggestellt sind.

2022 waren mehr Eingriffe durch die Netzbetreiber notwendig, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen und um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Die Eingriffe der Netzbetreiber im sogenannten Netzengpassmanagement lassen sich vier Maßnahmen zuordnen: Redispatch (Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken), Countertrading (grenzüberschreitende Handelsgeschäfte zur Reduzierung von Netzengpässen), Netzreserve (Kraftwerke außerhalb des Strommarktes, die ausschließlich zur Netzstabilisierung eingesetzt werden) und Einspeisemanagement (Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen).

Das Maßnahmenvolumen für das Netzengpassmanagement ist in der ersten Jahreshälfte 2022 auf rund 20,8 Terawattstunden angestiegen. Im Vorjahreszeitraum lag dieser Wert noch bei 12,3 Terawattstunden, was einem Anstieg von 69 Prozent entspricht. Die angeforderte Menge für Einspeiserhöhung und -reduzierung inklusive Countertrading stieg um 4,5 Terawattstunden auf 13,1 Terawattstunden an. 5,4 Terawattstunden Erneuerbare Energien wurden im ersten Halbjahr 2022 abgeregelt; das entspricht zwei Prozent der erneuerbar erzeugten Jahresstrommenge. Im Vorjahreszeitraum waren es 3,5 Terawattstunden. Rund 70 Prozent der Maßnahmen fielen dabei im Übertragungsnetz an. Die verbleibenden 2,3 Terawattstunden wurden durch Abrufe von Kraftwerken in der Netzreserve erbracht. Dieser Wert entspricht einer mehr als Versiebenfachung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

Durch zunehmende dezentrale Stromeinspeisung ist auch zukünftig mit einem steigendem Maßnahmenvolumen im Verteilnetz zu rechnen. Schon in den letzten Jahren nahmen die Netzengpässe im Verteilnetz stetig zu: lag ihr Anteil im Jahr 2017 noch bei rund 11 Prozent, ist er in der ersten Jahreshälfte 2022 auf 30 Prozent angestiegen. Insgesamt entfällt der Großteil der Abregelungen auf die Bundesländer Niedersachsen (58 Prozent), Schleswig-Holstein (16 Prozent) und Brandenburg (13 Prozent).

Für die Zunahme der Maßnahmen im Netzengpassmanagement waren insbesondere drei Faktoren ursächlich: Erstens schränkten die niedrigen Pegelstände im Rhein den Kohletransport und im Sommer die Kühlwasserverfügbarkeit ein. In der Folge waren Kraftwerke im Süden nicht verfügbar, was zu einer stärkeren Nord-Süd-Auslastung der Transportleitungen führte. Zweitens verschärfte die geringere Stromproduktion aus französischen Kernkraftwerken die Ost-West-Lastflüsse. Und drittens erhöhte die starke Erzeugung aus Windkraftanlagen im ersten Halbjahr bei weiterhin schleppendem Netzausbau die allgemeine Netzbelastung.

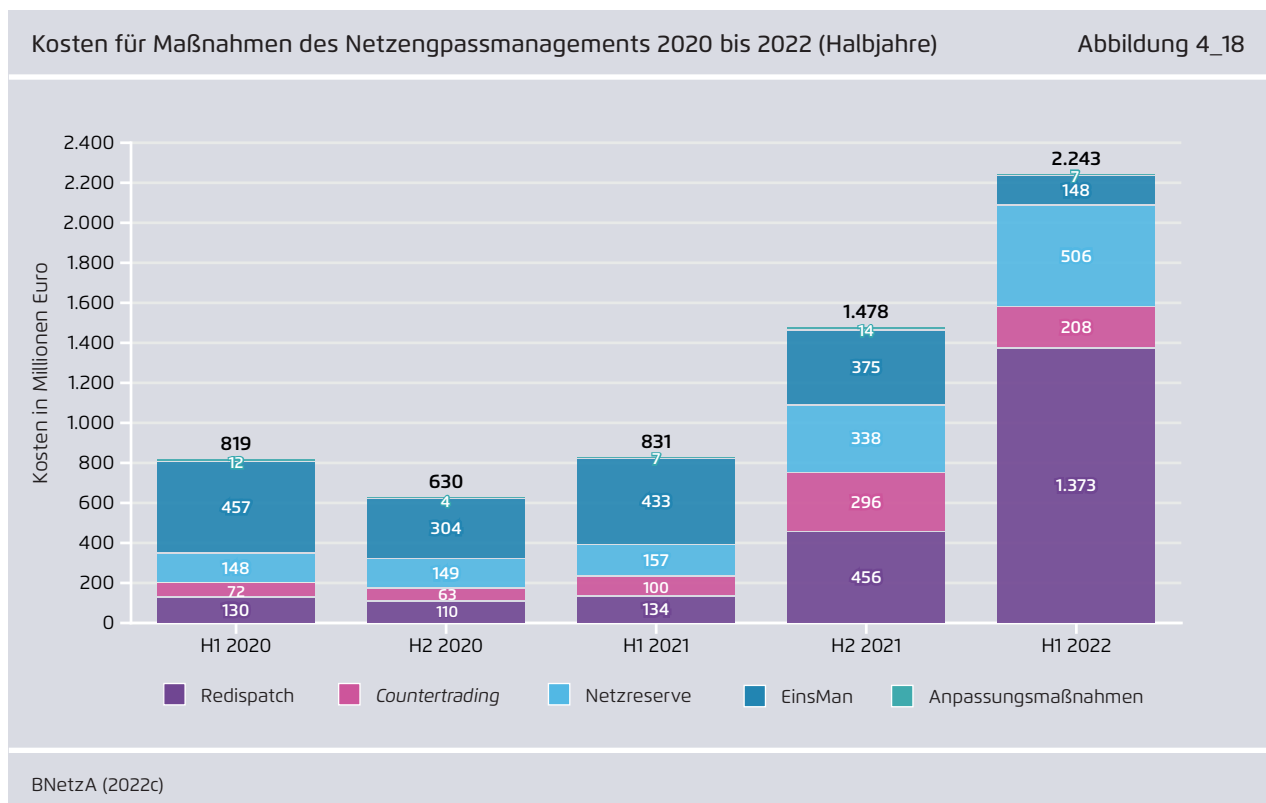
Kosten für Maßnahmen in der Netzsystemführung

Die vorläufigen Kosten für das Netzengpassmanagement sind im ersten Halbjahr 2022 auf rund 2,2 Milliarden Euro und damit um 171 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau gestiegen. Der starke Kostenzuwachs ist vor allem auf die deutlich gestiegenen Börsenstrompreise zurückzuführen.

1,4 Milliarden Euro der Kosten für das Netzengpassmanagement entfielen auf den Redispatch, was einer Verzehnfachung der Kosten für diese Maßnahme entspricht (1. Halbjahr 2021: 134 Millionen Euro). Die hohen Börsenstrompreise führten auch zu einer Verdopplung der Countertrading-Kosten auf 208 Millionen Euro. Die Abrufkosten der Netzreservekraftwerke haben sich versiebenfacht und lagen im ersten Halbjahr 2022 bei rund 367 Millionen Euro. Zusammen mit den Vorhaltungskosten für die Netzreservekraftwerke summieren sich die Kosten der Netzreserve auf 506 Millionen Euro.

Die Kompensationsansprüche für Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien im Einspeisemanagement sind hingegen deutlich zurückgegangen und sanken von 433 Millionen Euro im ersten Halbjahr 2021 auf 148 Millionen Euro 2022. Dass die Entschädigungszahlungen trotz der gestiegenen abgeregelten Mengen gesunken sind, liegt an der Umsetzung des sogenannten Redispatch 2.0 im Oktober 2021: Während den Anlagenbetreibern bis dahin die entgangenen Einnahmen für den Verkauf des Stroms am Markt ausgezahlt wurden, wird der abgeregelte erneuerbare Strom seitdem mit der sogenannten Marktprämie vergütet. Die Marktprämie lag 2022 meist weit unter den Börsenstrompreisen.

Zwar wurden die Zahlen für das zweite Halbjahr 2022 noch nicht veröffentlicht, allerdings sind weiter steigende Kosten allein schon aufgrund der gestiegenen Börsenstrompreise wahrscheinlich: Der durchschnittliche Börsenstrompreis ist vom ersten Halbjahr 2022 von 186 EUR/MWh um 53 Prozent auf



284 EUR/MWh im zweiten Halbjahr angestiegen. Ausgehend von einem gleichen Mengenbedarf wie im Vorjahreszeitraum (konservative Schätzung) und einer ähnlichen Kostensteigerung wie an der Strombörse (angesichts der stärker gestiegenen Stromerzeugungskosten aus Steinkohle und Erdgas ebenfalls eine konservative Schätzung) ist eine Steigerung der Kosten im Netzengpassmanagement in der zweiten Jahreshälfte auf 3,4 Milliarden Euro von 2,4 Milliarden Euro im zweiten Halbjahr 2021 zu erwarten. Für das Gesamtjahr wäre somit eine Kostensteigerung um 146 Prozent auf 5,6 Milliarden Euro möglich.

Die Kostensteigerungen für Netzengpassmanagement sind demnach zum einen auf eine höhere Anzahl von notwendigen Maßnahmen zurückzuführen, die zum anderen von deutlich höheren Kosten für die einzelnen Maßnahmen verstärkt wurden.

Zügiger Netzausbau und rasche Netzverstärkung sowie der Ausbau Erneuerbarer Energien „hinter“ den Netzengpässen sind strukturelle Maßnahmen, um die Mengen und Kosten des Netzengpassmanagements zu senken. Darüber hinaus können vorhandene, aber noch 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, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu heben, bedarf es einer systemdienlichen Einbindung dieser Anlagen ins Stromsystem durch zeitlich und lokal differenzierte Preissignale. Dazu muss das aus dem letzten Jahrhundert stammende System der Netzentgelte zügig reformiert werden.

4.6.3 Netzentgelte

Die Netzentgelte eines Netzbetreibers setzen sich aus den genehmigten Erlösobergrenzen (EOG), aus der Anzahl der Kund:innen und deren Verbrauchsmengen zusammen. Die vorläufigen Netzentgelte werden jeweils am 15. Oktober für das nächste Jahr und die endgültigen Netzentgelte am 01. Januar für das laufende Jahr bekanntgegeben.

Netzentgelte		Tabelle 4_2
Regelzone	2022 [ct/kWh]	2023 [ct/kWh]
50Hertz	3,04	3,12
Amprion	2,94	3,12
TenneT	3,29	3,12
TransnetBW	3,03	3,12
Amprion (2022)		

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

Das NEMoG (Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur) regelt die schrittweise Anpassung der Übertragungsnetzentgelte. Zielsetzung ist unter anderem eine faire und transparente Verteilung der Netzkosten über die Regelzonen hinweg zu gewährleisten. Die Angleichung der Netzentgelte erfolgt stufenweise seit 2019 und wird im Jahr 2023 vollendet.

Durch die bundesweite Angleichung der Netzentgelte sinken die vorläufigen Netzentgelte in der Regelzone von TenneT 2023 um fünf Prozent im Vergleich zu 2022. In den anderen Regelzonen steigen die vorläufigen Netzentgelte zwischen 3 (50Hertz, TransnetBW) und 6 Prozent (Amprion) an. Um einen weiteren Anstieg der Entgelte zu verhindern, wurde ein Bundeszuschuss in Höhe von 13 Milliarden Euro aus dem EEG-Konto zu den Übertragungsnetzentgelten beschlossen. Auf dem EEG-Konto war aufgrund der hohen Strompreise und dementsprechend geringen Zahlungen an Erneuerbare-Energien-Anlagen ein Überschuss von 18 Milliarden Euro entstanden.

Verteilnetzentgelte

Die bundesdurchschnittlichen Entgelte für die Nutzung der Stromverteilnetze für einen Haushalt im Standardlastprofil mit einem Jahres-

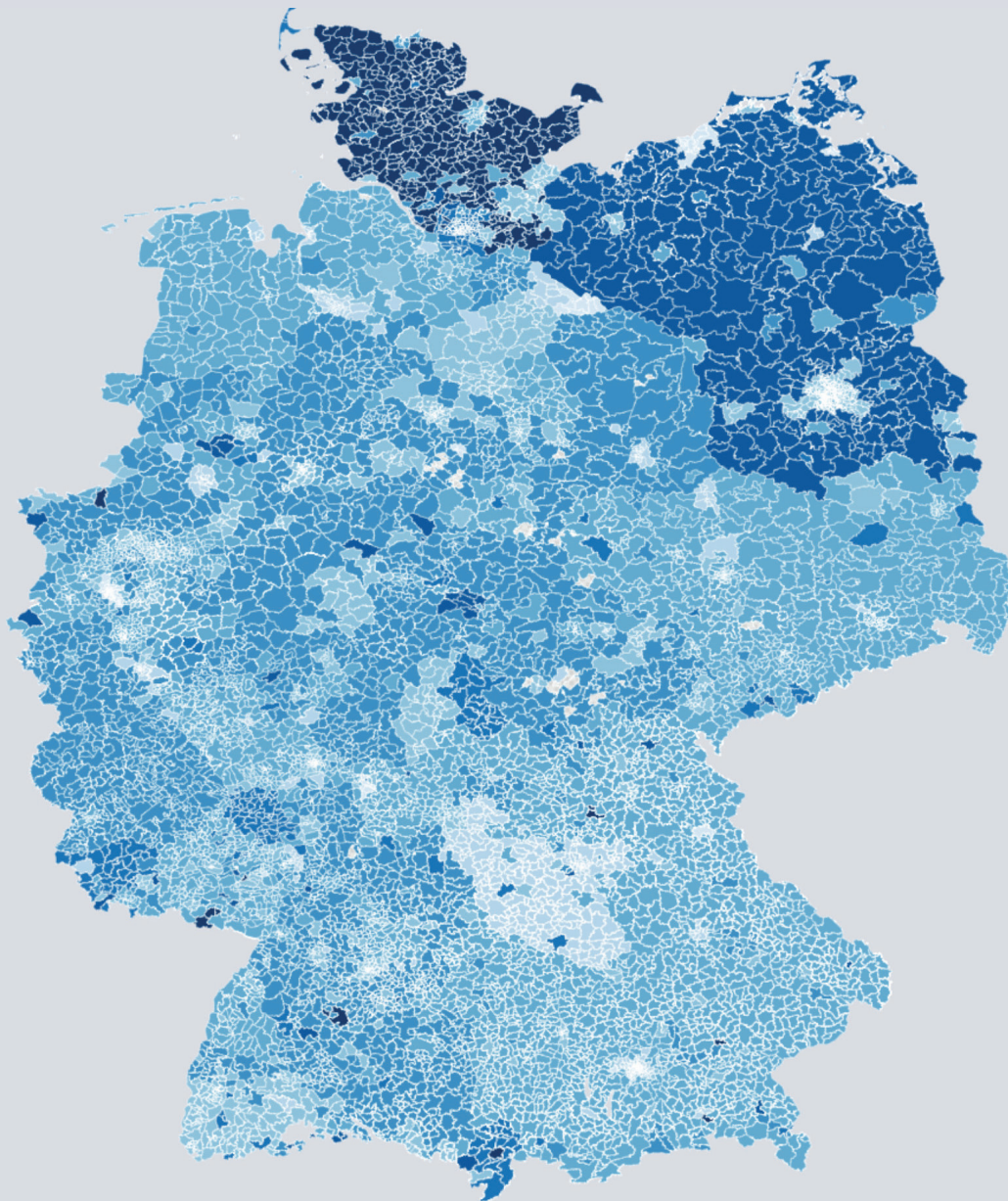
verbrauch von 2 500 Kilowattstunden stiegen im Jahr 2022 um 3,62 Prozent gegenüber 2021 an. Den größten Anstieg gab es mit sechs bis sieben Prozent im Flächenbundesland Schleswig-Holstein sowie den norddeutschen Stadtstaaten Bremen und Hamburg.

Ein Kostentreiber dürften die stark gestiegenen Ausgaben für das Einspeisemanagement im Jahr 2021 gewesen sein. Diese hatten bei 807 Millionen Euro gelegen und wurden 2022 auf die Nutzer:innen umgelegt. Laut Bundesnetzagentur entfielen 21,1 Prozent der Entschädigungsansprüche auf die Verteilnetzebene. Durch die gestiegenen Gesamtkosten für Netzengpassmaßnahmen dürfte diese Entwicklung im Jahr 2023 noch stärker ausfallen. Eine Auswertung der vorläufigen Preisblätter des Vergleichsportals *Check 24* prognostiziert einen bundesweiten Anstieg um 20 Prozent (Tagespiegel Background 2022).

Bei der Integration Erneuerbarer Energien in einem Netzgebiet fallen dort nicht nur Kosten für das Einspeisemanagement an, sondern auch für den Ausbau der Netzleitungen und -anschlüsse. Ein starker Ausbau von Erneuerbaren Energien in einem Netzgebiet führt daher dazu, dass die Kosten in diesem Netzgebiet stärker steigen. Wenn in diesem Netzgebiet außerdem wenig Stromabnehmer:innen angesiedelt sind, verstärkt sich der Effekt. Infolgedessen sind auch im Jahr 2022 insbesondere die nördlichen Bundesländer mit einem starken Zubau der Erneuerbaren Energien wie Schleswig-Holstein (302 Euro), Mecklenburg-Vorpommern (265 Euro) und Brandenburg (252 Euro) von hohen durchschnittlichen Verteilnetzentgelten betroffen. Bayern (207 Euro) und Nordrhein-Westfalen (213 Euro) verzeichnen als Flächenländer mit hoher Abnahmedichte und geringeren Windeinspeisungen und -ausbaukosten die niedrigsten Entgelte im Vergleich der Flächenstaaten.

Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden
in Deutschland im Jahr 2022

Abbildung 4_19



Nettonetzentgelte
Angaben in Euro pro Jahr

geringer als 150€	von 200€ bis unter 225€	von 275€ bis unter 300€
von 150€ bis unter 175€	von 225€ bis unter 250€	von 300€ bis unter 325€
von 175€ bis unter 200€	von 250€ bis unter 275€	über 325€

Agora Energiewende auf Basis von Cockpit der GET AG (2022), Abnahmefall Haushalt mit 2.500 kWh Jahresverbrauch, Niederspannung, ohne Leistungsmessung im Standardlastprofil (SLP)

5 Nachfragesektoren

5.1 Industrie

Steigende Energiekosten prägen das Jahr 2022 für die Industrie

Für die Industrie war das Jahr 2022 geprägt von sich überlagernden Krisen, die sich sämtlich auf den Energieverbrauch auswirkten. Zunächst waren Lieferketten aus Asien infolge der Coronakrise weiter erheblich gestört, was zu einer Dämpfung der Industrieproduktion beitrug. Auch die lange Dürre im Sommer hatte einen erheblichen Einfluss auf die Lieferketten vor allem für Industriestandorte, die sowohl Vorprodukte als auch ihre eigenen Endprodukte zentral über deutsche Binnenhäfen abwickeln. Hohe Frachtraten haben Energie- und Rohstofftransporte zudem über mehrere Monate erheblich verteuert.

Alle diese Faktoren erwiesen sich jedoch als nachrangig im Vergleich zu den Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine. Der größte Effekt ergab sich aus den massiv steigenden Energiekosten infolge der dominanten Stellung Russlands als Handelspartner nicht nur beim Erdgas, sondern bei allen fossilen Energieträgern und darüber hinaus vielen Rohstoffen für die Industrie. Während sich bezogen auf Ölprodukte und Kohle die Lage erwartungsgemäß im Jahresverlauf teilweise entspannte, spitzte sich die Situation in der Erdgasversorgung weiter zu, bis schließlich die Sabotage der Pipelines in der Ostsee und der Exportstopp seitens Russlands die Versorgung mit Pipeline-Gas nahezu vollständig lahmlegte.

Erdgasabsatz an die Industrie geht durchschnittlich um 14 Prozent zurück

Mit einem Verbrauch von 245 Terawattstunden (bezogen auf den unteren Heizwert H_u) im Jahr 2021 gingen knapp 30 Prozent des in Deutschland eingesetzten Erdgases in die Industrie. Der Großteil, etwa 85 Prozent des Erdgases, wurde unmittelbar energie-

tisch zur Produktion von Prozesswärme verwendet. Die verbleibende Menge wurden stofflich genutzt, insbesondere in der chemischen Industrie, zur Produktion von Ammoniak, Methanol und in Raffinerien (Agora Energiewende 2022b). Das hohe Energiepreisniveau traf die Industrie kurzfristiger als Privathaushalte oder Handel und Gewerbe. Denn anders als diese decken Industrieunternehmen ihren Energiebedarf in einer Mischung aus längerfristigen Verträgen und kurzfristiger Beschaffung an der Börse. Dadurch wirken die gestiegenen Preise unmittelbarer als bei Privathaushalten und Gewerbetreibenden. Bereits seit Sommer 2021 konnte eine leichte Abnahme des Erdgasverbrauchs in der Industrie verzeichnet werden – vermutlich infolge einer ersten Reduktion der Erdgasflüsse aus Russland und damit verbundener Preissteigerungen in Kombination mit durch die Corona-Pandemie gestörten Lieferketten. Seit Jahresbeginn 2022 setzte sich der Trend eines sinkenden Erdgasverbrauchs in der Industrie fort. Der substantielle Rückgang ab Juli 2022 war eine Folge der drastischen Reduktion von Gaslieferungen aus Russland seit Mitte Juni und der angeblichen oder tatsächlichen Wartungsarbeiten an Nord Stream 1 ab dem 11. Juli 2022.

Im Durchschnitt ging der Erdgasabsatz an die Industrie im gesamten Jahr 2022 um 14 Prozent zurück (bdew 2021 und bdew 2022c).

Umgang mit geringerem Erdgasverbrauch: Fuel switch, Energieeffizienz, Importe und Produktionsminderung

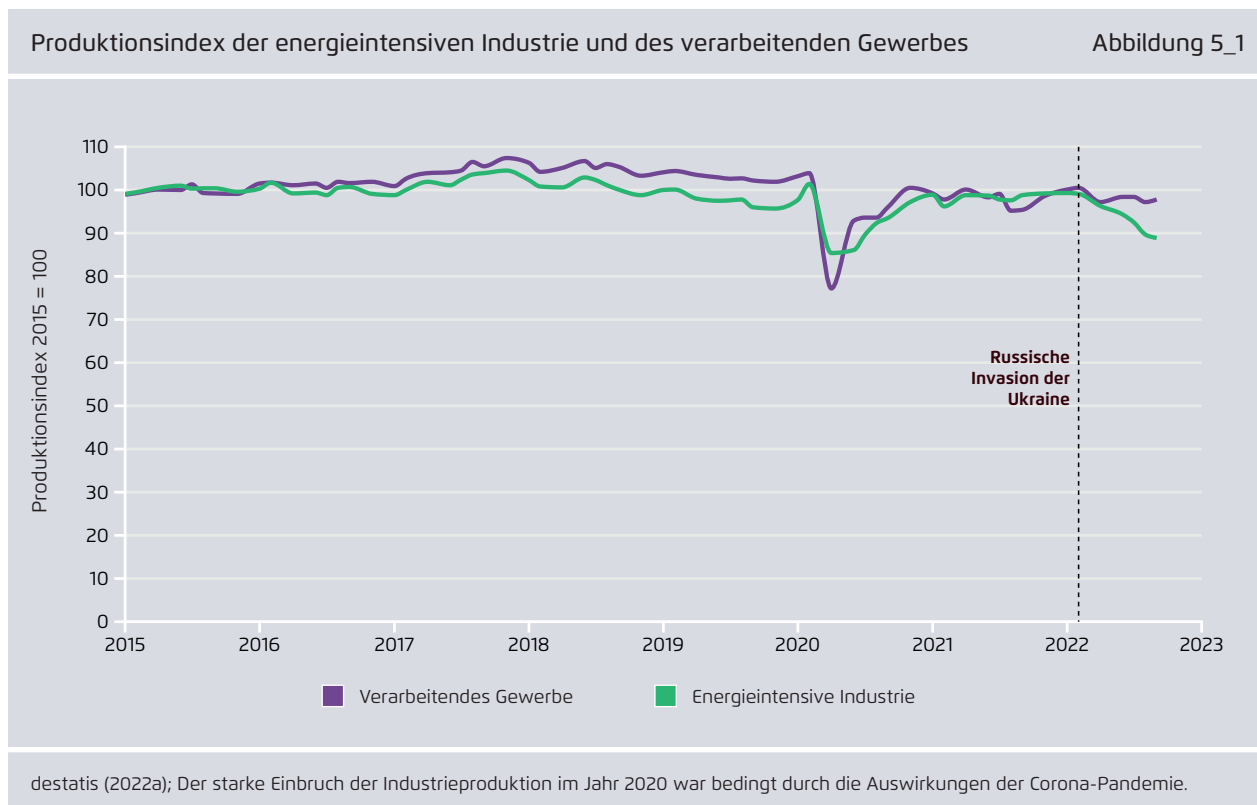
Abbildung 5_1 zeigt, dass die Senkung des industriellen Gasverbrauchs gesamtwirtschaftlich nicht mit einem drastischen Produktionseinbruch einherging. Unternehmen haben sich offenbar schon früh erfolgreich bemüht, die Reduktion des Erdgasangebots über Einsparstrategien zu kompensieren. Dies deckt sich auch mit Umfrageergebnissen. Laut einer Ende November 2022 veröffentlichten Umfrage des

ifo Instituts gaben fast 90 Prozent der Unternehmen, die Erdgas im Produktionsprozess nutzen an, bereits Maßnahmen zur Einsparung ergriffen zu haben. Drei Viertel der befragten Unternehmen erklärten, dies sei ohne eine Drosselung der Produktion gelungen.

Unternehmen, die Erdgas energetisch nutzen, reagierten, wo dies technisch möglich war, durch einen Energieträgerwechsel (*fuel switch*). Erdgas zur Erzeugung von Prozesswärme wurde hier kurzfristig durch Heizöl, Kohle, Biomasse oder Ersatzbrennstoffe substituiert. Um diese kurzfristige Umstellung rechtlich abzusichern, hat die Bundesregierung im Laufe des Jahres entsprechende Änderungen im Genehmigungsrahmen der Unternehmen vorgenommen. Wie in Kapitel 1 ausgeführt, hat der *fuel switch* tendenziell zu höheren Emissionen geführt, da sowohl Öl als auch Kohle höhere spezifische Emissionen aufweisen als fossiles Gas. Eine kurzfristige Umstellung von Erdgas auf strombasierte Technologien – was mit Blick auf die Emissionsintensität und die

Effizienz vorzugswürdig wäre – war binnen weniger Monate in vielen Fällen nicht möglich. Laut einer BDI-Umfrage unter Unternehmen des industriellen Mittelstands gaben im Sommer 2022 10 Prozent der Befragten an, von Erdgas auf Öl umzustellen, 5 Prozent von Erdgas auf Strom, 28 Prozent planten mittelfristig einen Brennstoffwechsel. 37 Prozent gaben an, vorerst keinen Brennstoffwechsel vornehmen zu können (BDI 2022).

Es ist davon auszugehen, dass ein Teil der Unternehmen auf höhere Preise auch mit einer gesteigerten Produktionseffizienz reagierte, sodass hier ein geringerer Erdgasverbrauch nicht mit substantiellen Produktionseinbußen einherging. Darüber hinaus wurden jedoch auch manche energieintensive Güter nicht mehr oder weniger im Inland produziert und stattdessen vorübergehend importiert. So kompensierten Importe von Ammoniak einen Teil der Inlandsproduktion, die nachgelagerte Düngemittel-



produktion in Deutschland blieb zunächst, bis zum Frühjahr 2022, relativ stabil (Ruhnau et al. 2022).

Produktionsrückgänge insbesondere bei energieintensiven Industrien

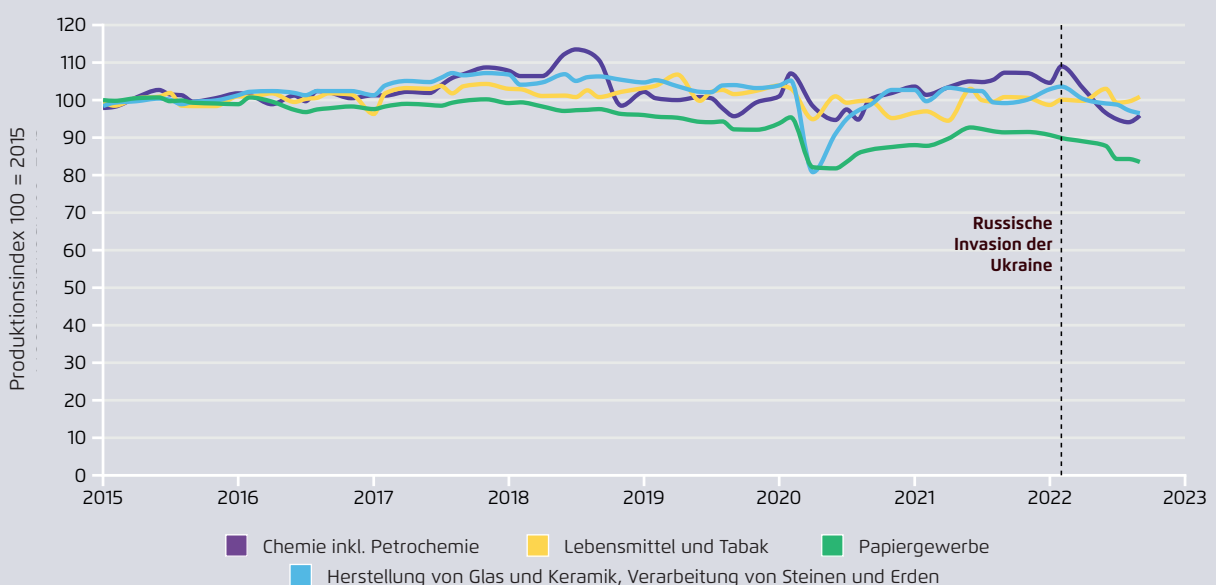
Ein gesonderter Blick auf die energieintensive Industrie in Abbildung 5_1 zeigt jedoch ein deutlich differenzierteres Bild. Zu den energieintensiven Industrien gehören vor allem die Chemie- und Metallindustrie, aber auch die Kokereien und die Mineralölverarbeitung sowie die Herstellung von Glas, Keramik, Papier und Pappe. Die fünf Industriebranchen mit dem höchsten spezifischen Energieverbrauch beanspruchen allein etwa drei Viertel des gesamten industriellen Energieverbrauchs für sich. Ihr Anteil an der industriellen Bruttowertschöpfung beträgt nur etwa ein Fünftel. Die Produkte dieser Unternehmen sind jedoch Ausgangspunkt für zahlreiche nachgelagerte Wertschöpfungsstufen (destatis 2022). Wie Abbildung 5_2 zeigt, brach die Produktion in diesen energieintensiven Industrie-

zweigen ab Februar 2022 deutlich ein und liegt seit Mai 2022 unter dem Niveau der Gesamtindustrie. Hohe Opportunitätskosten für die Nutzung von Gas haben zu einer deutlichen Einsparung geführt und zu einem Produktionsrückgang. Energieintensive (Vor-)Produkte wurden teilweise importiert und dann in die nachgelagerten Wertschöpfungsketten oder den Handel gebracht. Über temporäre Stilllegungen von Produktionslinien wurde insbesondere bei der Herstellung von Ammoniak oder Aluminium berichtet.

Unter den Grundstoffindustrien sind die chemische Industrie, das Ernährungsgewerbe, die Metallherzeugung und die Papierindustrie die größten Einzelverbraucher von Erdgas. Während die chemische Industrie, die Metallherzeugung und das Papiergewerbe im vergangenen Jahr auf den Rückgang des Erdgasangebots und die gestiegenen Preise mit einem Produktionsrückgang reagierten, trifft dies auf das Ernährungsgewerbe nicht zu. Wie sensibel die

Monatlicher Produktionsindex nach Wirtschaftszweigen

Abbildung 5_2



destatis (2022a); Der starke Einbruch der Industrieproduktion im Jahr 2020 war bedingt durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie.

industrielle Produktion auf gestiegene Energiekosten reagiert, hängt zum einen davon ab, wie gut Unternehmen mit Langfristverträgen zur Energiebeschaffung abgesichert sind und wie stark ein Preisanstieg die Unternehmen in der Folge unmittelbar trifft. Zum anderen spielt es eine wesentliche Rolle, wie gut eine Branche oder ein Unternehmen die gestiegenen Energiekosten an die Abnehmer durchreichen kann. In einigen Bereichen kam es durch die gestörten Lieferketten aus Asien und einer nachfolgenden Angebotsknappheit insgesamt zu steigenden Preisen, sodass Unternehmen hier eher die Möglichkeit hatten, gestiegene Energiekosten in Teilen an die Kunden weiterzureichen.

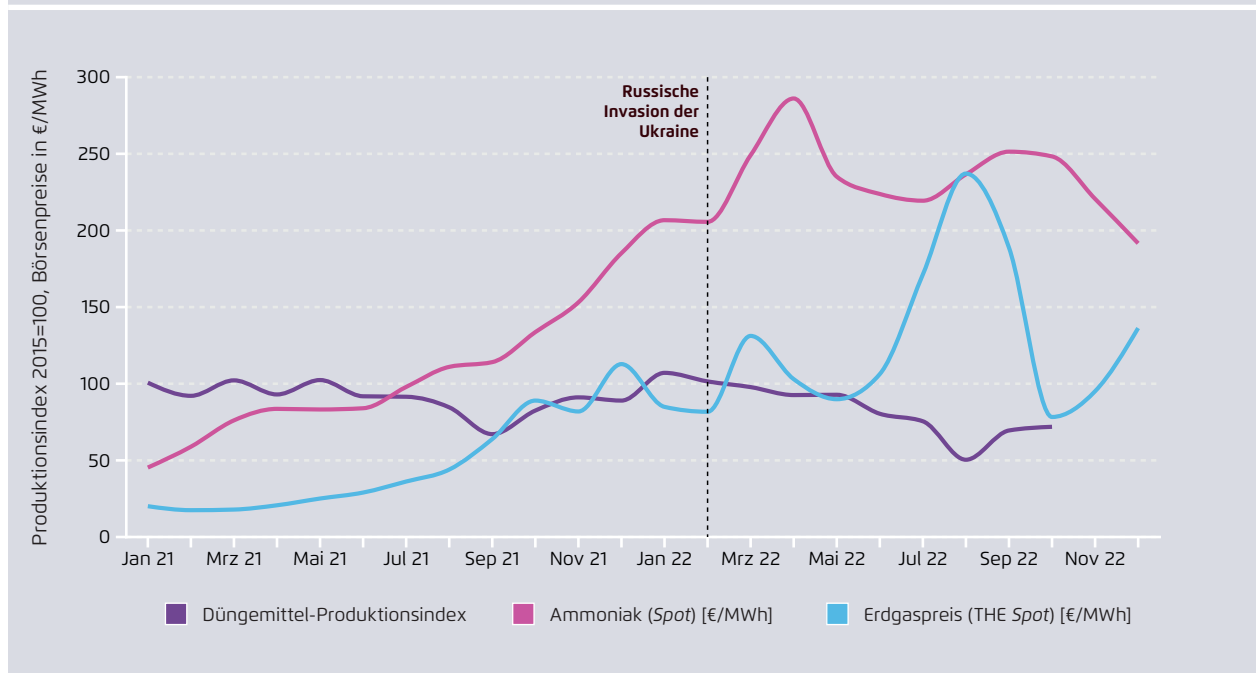
**Beispiel Düngemittelproduktion:
Zusammenspiel von Erdgas- und
Ammoniakpreisen**

Für die Düngemittelproduktion, die auf erdgasbasiertem Ammoniak beruht, ist das

Zusammenspiel zwischen Erdgas- und Ammoniakpreisen entscheidend (Abbildung 5_3). Während im Jahr 2021 noch eine deutliche Korrelation zwischen Erdgas- und Ammoniakpreisen zu erkennen ist, war das Jahr 2022 turbulenter, was die angespannte Situation der Düngemittelproduktion auf den Weltmärkten im vergangenen Jahr widerspiegelt. Hier kann man ab Frühjahr 2022 eine gewisse Entkopplung der Preise feststellen. Unter anderem weil Russland ein weltweit führender Hersteller von Düngemitteln war, hat der Krieg auch zu einem sprunghaften Anstieg der Preise für Stickstoffdünger geführt. Preise konnten teilweise weitergegeben werden, teilweise waren Hersteller auch abgesichert. Stark gestiegene Erdgaspreise über den Sommer haben dann aber doch zu einem deutlichen Rückgang der Düngemittelproduktion geführt, weil die Erlöse aus dem Gasverkauf auf dem Spotmarkt höher lagen als die Erlöse aus der Produktion von Düngemitteln.

Entwicklung von Düngemittel-Produktionsindex, Ammoniakpreis und Erdgaspreis 2021 und 2022

Abbildung 5_3



destatis (2022a) und Bloomberg (2022)

In der Düngemittelproduktion wird Erdgas neben der energetischen Nutzung auch stofflich genutzt. Während die energetische Verwendung von Erdgas als Brennstoff teilweise durch Alternativbrennstoffe ersetzt werden kann (siehe oben), kann es in der stofflichen Nutzung nicht ohne Weiteres durch alternative Rohstoffe ersetzt werden. Wie Abbildung 5_3 zeigt, wurde die stoffliche Erdgasnutzung preisbedingt zurückgefahren. Bei Ammoniak und Dünger war die Einsparung von Erdgas im Gegenzug an einen Anstieg der Importe von Ammoniak und Dünger gekoppelt (s.o.), damit nachgelagerte Produktionsschritte und Lieferketten in Deutschland am Laufen gehalten werden konnten.

Hohe Erdgaspreise lassen einen längerfristigen Rückgang des Erdgasverbrauchs in der Industrie erwarten

Kapitel 2 hat gezeigt, dass auch für die kommenden Jahre mit einem hohen Preisniveau für Erdgas zu rechnen ist. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Auswirkungen dies auf den künftigen Erdgasbedarf der Industrie hat. Zum einen ist offen, inwieweit sich die Herstellung von erdgasintensiven Produkten, die im vergangenen Jahr teilweise durch Importe ersetzt wurde, künftig in Deutschland wieder lohnt. Hohe Preise für fossil erzeugte Produkte könnten auch dazu führen, dass der Import von grünen Alternativen schneller wettbewerbsfähig wird. Zum anderen haben in diesem Jahr Unternehmen begonnen, einen Wechsel weg von erdgas- hin zu strombasierten Produkten einzuleiten. Insbesondere ein solcher Trend würde, wenn er sich verfestigt, einen Strukturwandel einleiten und bestenfalls dazu führen, dass die im Jahr 2022 beobachtete Reduktion des Gasverbrauchs in der Industrie von Dauer wäre. Dies könnte wiederum eine stärkere Berücksichtigung des sich abzeichnenden Rückgangs des Gasverbrauchs in den energiewirtschaftlichen Planungen der Bundesregierung ermöglichen. So könnte der Import von grünem Ammoniak perspektivisch stärker in den Fokus rücken, zu Lasten der Schaffung neuer Infrastrukturen zur Fortsetzung des fossilen Erdgaspfades.

5.2 Gebäude

Schlechte Datenlage

Anders als für den Stromsektor sind die für den Gebäudesektor vorliegenden Daten gekennzeichnet durch

- eine lückenhafte Abdeckung; so fehlen beispielsweise Daten über den Zustand der Wärmenetze oder die energetische Qualität des Bestands an Nichtwohngebäuden
- einen geringen Detaillierungsgrad (Granularität); hier mangelt es insbesondere an gebäudescharfen Daten zu Anlagentechnik und Sanierungsstand
- mangelnde Validität, da einheitliche Verfahren zur Datenerfassung und -verarbeitung fehlen, Datensätze auf Stichproben beruhen und Daten und Methodiken zur Datenverarbeitung nicht öffentlich zugänglich sind
- fehlende Aktualität, da viele Daten nur einmal jährlich oder sogar seltener und zudem deutlich zeitverzögert veröffentlicht werden.

Bei Nichtwohngebäuden (NWG) fällt die Datenlage noch schlechter aus als bei Wohngebäuden, denn bei NWG fehlt eine vollständige amtliche Statistik. Hier hat ein Forschungskonsortium für das Jahr 2019 aufwändig Erhebungen und Hochrechnungen durchgeführt.¹ Da diese Daten jedoch nicht fortlaufend aktualisiert werden, beschränkt sich die nachfolgende Betrachtung weitgehend auf Wohngebäude.

Die schlechte Datenlage im Gebäudesektor ist ein ernstzunehmender Missstand, denn verlässliche Daten bilden eine Kernvoraussetzung, um zielgerichtete Politikinstrumente für die Dekarbonisierung des Gebäude- und Wärmesektors abzuleiten, den Fortschritt der Transformation sicherzustellen und um Hauseigentümer:innen und Mieter:innen bei ihren Verhaltens- und Investitionsentscheidungen zu unterstützen. Die vorhandenen Daten ermöglichen dennoch einen ersten Einblick in die Wärmeversor-

1 Siehe IWU et al. 2021 (Projekt ENOB.dataNWG)

gung im Gebäudesektor und zeigen den politischen Handlungsbedarf klar auf.

Gebäude in Deutschland: Ein- und Zweifamilienhäuser überwiegen, Wohnflächen wachsen ungebrems

Von den rund 21,4 Millionen öffentlich erfassten Gebäuden in Deutschland entfallen etwa 19,4 Millionen auf Wohngebäude, rund 2,0 Millionen sind beheizte Nichtwohngebäude (dena 2022). Bei den Wohngebäuden handelt es sich zu 83 Prozent um Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH): sie beanspruchen rund 60 Prozent der Wohnfläche, stellen aber nur 45 Prozent der Wohneinheiten.

Über die letzten Jahrzehnte ist die Anzahl an Wohneinheiten trotz gleichbleibender Bevölkerungszahlen stetig gestiegen und hat mit 43,1 Millionen Wohneinheiten 2021 einen neuen Höchststand erreicht (destatis 2022e). In den letzten Jahren kamen jährlich rund 250.000 neue Wohneinheiten hinzu, davon die Mehrheit in Mehrfamilienhäusern (destatis 2022e). Parallel dazu steigt die bewohnte Wohnfläche pro Person stetig an: Während eine Person 1990 noch auf durchschnittlich 35 Quadratmetern Wohnfläche gewohnt hat, waren es 2021 schon knapp 48 Quadratmeter pro Person (destatis 2022f).

Um der Wohnungsknappheit im urbanen Raum zu begegnen, strebt die Bundesregierung an, jährlich 400.000 neue Wohneinheiten zu schaffen. Allein der bislang realisierte Zubau neuer Wohneinheiten trägt allerdings maßgeblich zur jährlichen Bodenversiegelung von rund 92 km² bei (Umweltbundesamt 2022c), und erschwert damit die Klimafolgenanpassung. Ein Großteil der neuen Wohneinheiten findet sich im Neubau, der schon in der Bauphase etwa die Hälfte der Treibhausgasemissionen eines Lebenszyklus von 50 Jahren verursacht.

Heizenergiebedarf weiterhin auf hohem Niveau

In privaten Haushalten entfällt der weit überwiegende Teil der eingesetzten Energie auf Raumwärme (68 Prozent) und Warmwasser (16 Prozent) (AGEB

2022e). Maßgeblich beeinflusst wird der Raumwärmebedarf von gebäudespezifischen Faktoren, wie dem energetischen Zustand oder der Wohnfläche, der Außentemperatur, sowie dem individuellen Heiz- und Lüftungsverhalten.

Der Endenergieverbrauch des Gebäudebestands reduzierte sich zwischen 2002 und 2010 um rund 20 Prozent, stagnierte seitdem aber nahezu unverändert auf hohem Niveau (dena 2019, DIW 2022). Der flächenbezogene Heizenergieverbrauch war zwischen 2015 und 2018 sogar gestiegen. 2021 betrug der durchschnittliche Heizenergieverbrauch immer noch rund 130 kWh pro Quadratmeter beheizter Wohnfläche (DIW 2022).

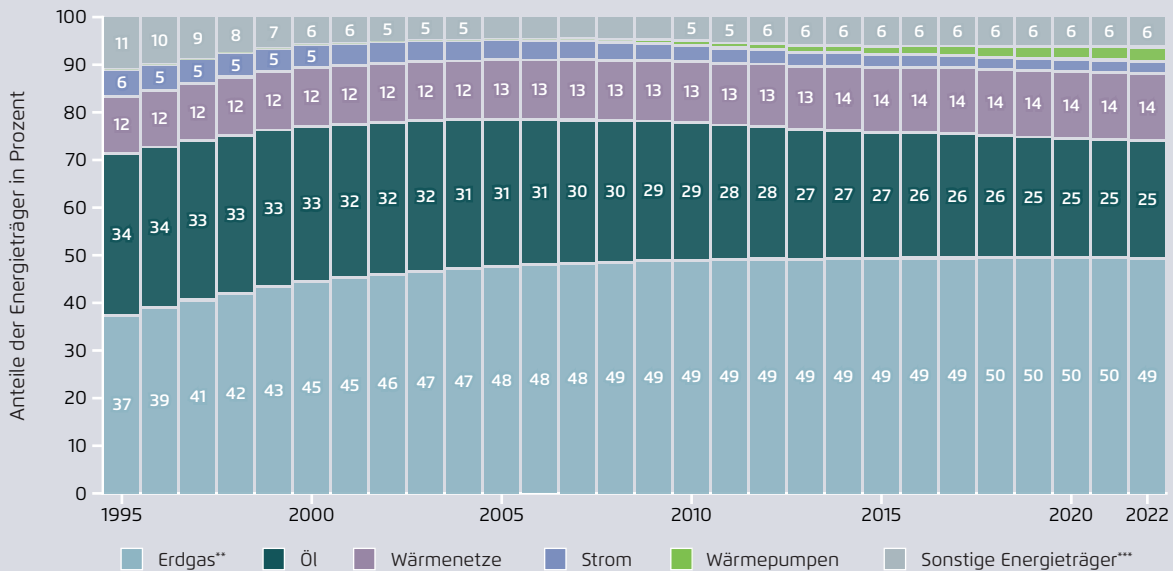
2021 war die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser verantwortlich für einen Gasverbrauch von 362 Terawattstunden und damit fast 60 Prozent des gesamten deutschen Erdgas-Endenergieverbrauchs (AGEB 2022e). Die fossile Energiekrise führte im Herbst und Winter 2022 dazu, dass der Gasverbrauch der Haushalts- und Gewerbekunden deutlich – im Durchschnitt um etwa 15 Prozent – hinter den Durchschnittsverbräuchen der Vorjahre zurückblieb (BNetzA 2022; bdew 2022c). Zu diesen Einsparungen trug auch das warme Wetter im Herbst bei. Der Einspareffekt aufgrund von Verhaltensänderungen wird auf 8 Prozent geschätzt (bdew 2022c).

Beheizungsstruktur von Wohngebäuden: Öl und Gas dominieren nach wie vor

Der Wohnungsbestand in Deutschland wurde im Jahr 2022 noch zu 73 Prozent mit fossilen Energieträgern beheizt (exklusive Fernwärme) (bdew 2022c). Fossiles Gas dominiert im Heizungskeller seit Jahren; der Erdgas-Anteil nahm hier seit 1995 stetig zu und betrug im Jahr 2021 knapp 50 Prozent (bdew 2022d). Im Jahr 2022 ist der Erdgas-Anteil zum ersten Mal leicht gesunken und liegt nun bei schätzungsweise 49,3 Prozent (bdew 2022c). Der Anteil von Heizöl sank ebenfalls, allerdings wurden auch 2022 noch knapp 25 Prozent der Wohnungen mit Heizöl beheizt (bdew 2022c; bdew 2022d). Der Anteil der Erneuer-

Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes* 1995 bis 2022

Abbildung 5_4



bdew (2022c); bdew (2022d); 2022: Schätzung basierend auf bdew (2022c)

*Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden **einschließlich Bioerdmethan und Flüssiggas ***Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

baren Energien an der Heizungsstruktur des Wohnungsbestandes stieg nur äußerst langsam an. So wurden 2022 etwa 3 Prozent der Wohneinheiten mit Wärmepumpen versorgt. Die Anzahl an Wohneinheiten, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, nimmt ebenfalls langsam zu. Allerdings werden die Wärmenetze zum größten Teil noch mit fossilen Brennstoffen versorgt.

Der Neubau erreicht dagegen einen erheblich höheren Anteil an erneuerbaren Wärmeerzeugern. 2021 wurden in über 50 Prozent der neu fertiggestellten Gebäude Wärmepumpen eingesetzt (Umweltthermie und Geothermie) (destatis 2022g). Allerdings wurden auch in neuen Gebäuden noch knapp 35 Prozent Gasheizungen eingebaut (destatis 2022g). Die Statistik der erteilten Baugenehmigungen zeigt, dass sich der Trend im Jahr 2022 teilweise fortgesetzt hat. Mehr als die Hälfte der Wohnungen, die Baugenehmigungen im Zeitraum Januar bis September erhalten

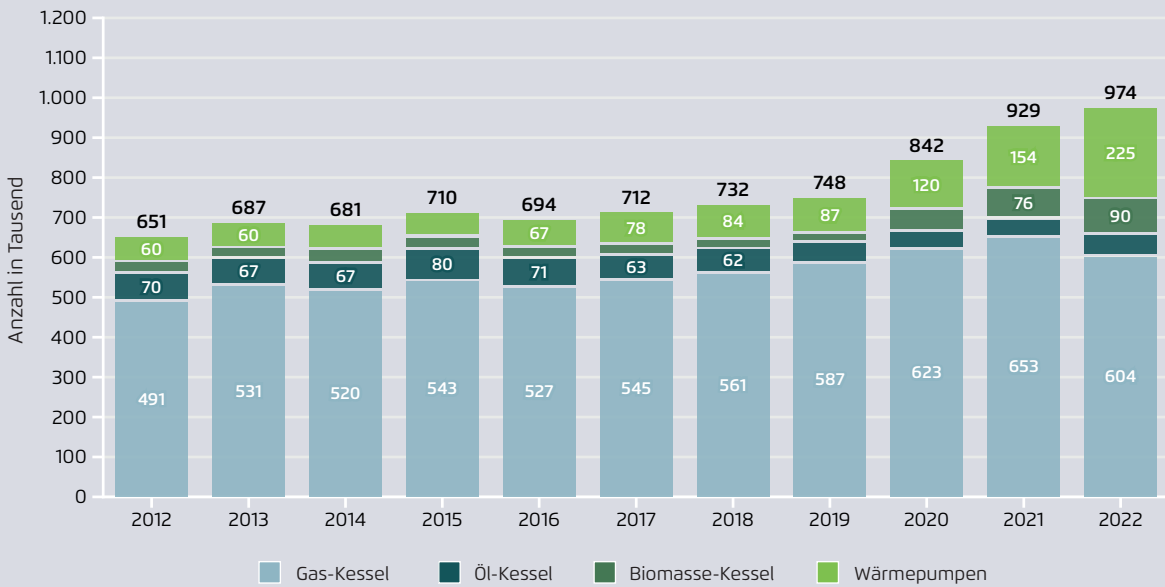
haben, sollen mit Wärmepumpen ausgestattet werden (bdew 2022c). Außerdem sollen 23 Prozent der beantragten Wohnungsneubauten an ein Wärmenetz angeschlossen werden. Der Anteil an beantragten Erdgas- und Biomethanheizungen ist leicht rückläufig und beträgt rund 18 Prozent zwischen Januar und September 2022 (bdew 2022c).

Trotz Aufstieg der Wärmepumpe: Erdgaskessel prägen 2022 den Absatzmarkt für neue Heizungen

Der Absatzmarkt für Wärmeerzeuger sowohl im Bestand als auch im Neubau bleibt weiterhin hinter der für die Erreichung der Klimaziele dringend erforderlichen Dynamik zurück. Von rund 920.000 neuen Heizanlagen, die 2021 verkauft wurden, waren rund 700.000 Öl- und Gaskessel (BDH 2022). Und auch im Jahr 2022 wurden schätzungsweise noch über 600.000 Gas- sowie 50.000 Ölkessel abgesetzt (eigene Schätzung basierend auf BDH 2022).

Absatzstruktur Wärmeerzeuger 2012 bis 2022

Abbildung 5_5



BDH (2022)

2022: Schätzung basierend auf BDH (2022)

Absatz von Wärmepumpen 2012 bis 2022

Abbildung 5_6



BDH (2022) und BWP (2022); Ziel: Durchschnittliches jährliches Ausbauziel der Bundesregierung ab 2024

2022: Schätzung von Agora Energiewende basierend auf BWP (2022)

Obwohl dies immerhin einen Absatzrückgang von ca. 8 Prozent für Gaskessel darstellt, nehmen diese mit über 60 Prozent der verkauften Wärmeerzeuger immer noch den größten Posten ein. Der Absatz an Ölkesseln nahm gegenüber dem Vorjahr sogar wieder leicht zu. Bei üblichen Lebensdauern von 20 bis 30 Jahren wären viele dieser Kessel somit auch 2045 noch in Betrieb – ein Widerspruch zu den Klimazielen Deutschlands. Aber auch der Aufwuchs an holzbasierten Systemen, vor allem an Pelletkesseln, stellt eine Herausforderung dar. So wurden im Jahr 2022 etwa 90.000 Biomasse-Kessel verkauft, rund 18 Prozent mehr als im Vorjahr, obwohl der Ausbau holzbasierter Heizungen nicht zu einer nachhaltigen Dekarbonisierung des Gebäudesektors führt.² Die Schlüsseltechnologie Wärmepumpe stellte im Jahr 2022 mit knapp 23 Prozent der verkauften Wärmeerzeuger nur eine Minderheit unter den neuen Heizungen.

Im Jahr 2022 wurden knapp 230.000 Wärmepumpen verkauft, der Großteil davon waren Luft-Wasser-Wärmepumpen, gefolgt von Sole-Wasser-Wärmepumpen und Wasser-Wasser-Wärmepumpe (Grundwasser, Abwasser) (eigene Schätzung basierend auf BWP). Der Wärmepumpenmarkt hat somit vor allem in den letzten drei Jahren erheblich an Dynamik gewonnen und konnte Absatzerhöhungen von gut 40 Prozent zwischen 2021 und 2022 verzeichnen. Dieser Trend muss sich jedoch noch deutlich verstärken, um den Zielwert von 500.000 Wärmepumpen pro Jahr ab 2024 zu erreichen. Die hohen Antragszahlen für Wärmepumpen innerhalb der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) lassen ein reges Interesse für den Wärmepumpeneinbau erkennen: bis Ende November waren ca. 330.000 Anträge für Wärmepumpen eingegangen (BAFA 2022c).

Um das von der Bundesregierung postulierte Ziel von 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 zu erreichen, müssen Wärmepumpen auch Bestandsgebäude

durchdringen. Hier geht der Trend in die richtige Richtung: Während 2019 noch mehr als die Hälfte der Wärmepumpen in Neubauten eingesetzt wurden, wurden 2021 fast zwei Drittel der verkauften Wärmepumpen in Bestandsgebäuden installiert (Öko-Institut und Fraunhofer ISE 2022).

Gebäudeeffizienz: schlechteste Effizienzklasse H am häufigsten

Die energetische Qualität des Wohngebäudebestands ist nach wie vor überwiegend mangelhaft. 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 (Öko-Institut et al. 2022). Bei den Ein- und Zweifamilienhäusern sind es sogar 40 Prozent.

Das Interesse für Energieberatungen für Wohngebäude stieg seit dem sprunghaften Anstieg der Energiepreise und durch höhere Förderanreize deutlich an. Beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gingen im Jahr 2022 monatlich bis zu zehnmal mehr Anträge ein als noch im Jahr 2020 (BAFA 2022d). Insgesamt wurden bis einschließlich November 2022 bereits über 127.000 Anträge für Energieberatungen eingereicht, während 2020 nur knapp 25.000 Anträge gestellt wurden. Das Interesse an Energieberatungen für Nichtwohngebäude erhöhte sich ebenfalls stark, wenn auch nicht so ausgeprägt wie bei Wohngebäuden (BAFA 2022e).

Grundsätzlich bleiben tatsächlich durchgeführte Maßnahmen zur Verbesserung der energetischen Qualität eines Gebäudes jedoch weit hinter dem bekundeten Interesse zurück. 2020 waren immer noch 36 Prozent aller Wohngebäude komplett unsaniert, weitere 50 Prozent nur teilsaniert (wohngebaeude.info n.d.).

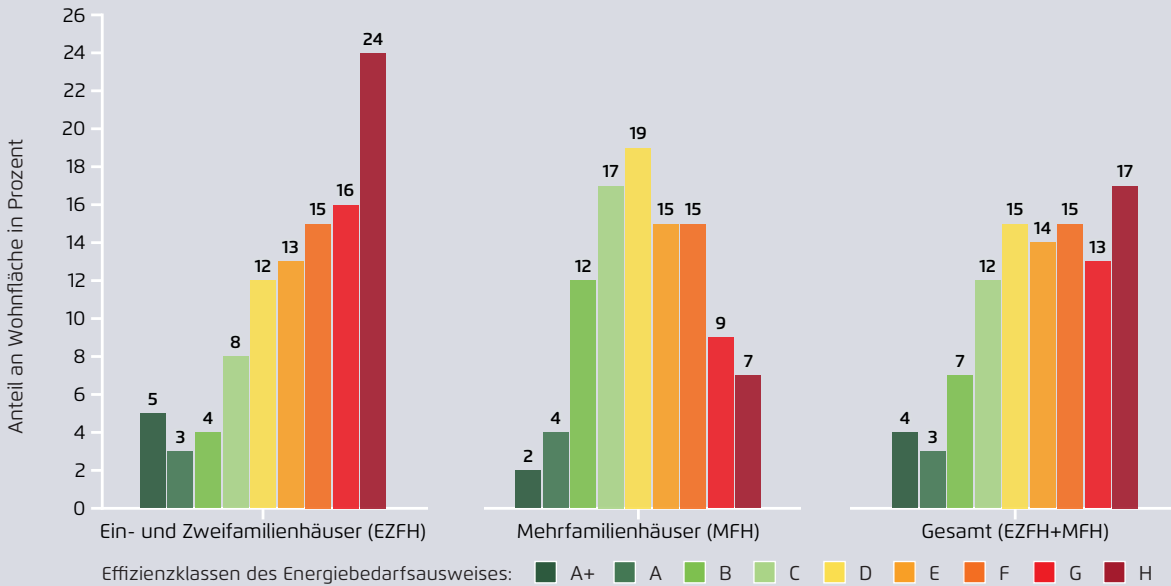
Wärmenetze mit konstantem Versorgungsanteil, erneuerbare Wärme stark ausbaufähig

Im Jahr 2022 wurden ca. 14,2 Prozent der Wohnungen durch Nah- oder Fernwärme versorgt (bdew 2022c).

² Siehe zum Beispiel Öko-Institut. (2022), Umweltbundesamt (2019).

Effizienz des Gebäudebestands nach Energiebedarfsausweisen

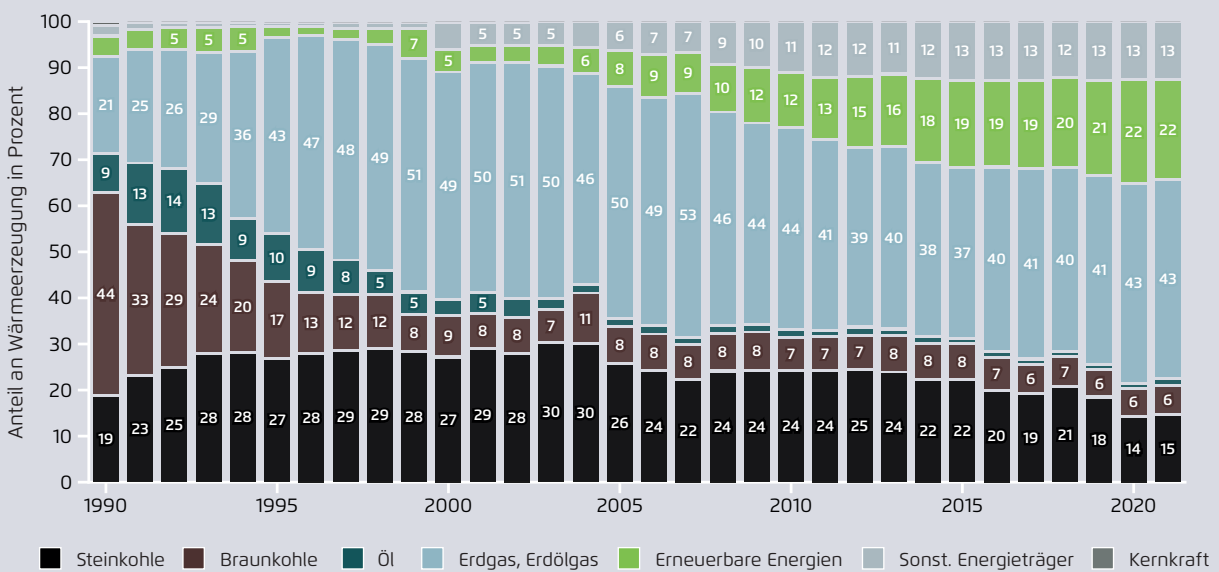
Abbildung 5_7



Öko-Institut et al. (2022)

Energieträger-Mix der Wärmenetze 1990 bis 2021

Abbildung 5_8



AGEB (2022a)

Wärmenetze sollen in Zukunft jedoch einen größeren Teil der Wärmeversorgung übernehmen. Das Szenario KNDE45 geht davon aus, dass bis 2030 jährlich 220.000 Neuanschlüsse an Wärmenetze notwendig sind, und im Zeitraum 2030 bis 2045 durchschnittlich rund 340.000 Neuanschlüsse pro Jahr, um das Ziel eines klimaneutralen Gebäudesektors zu erreichen (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021). Verlässliche Zahlen zum Umfang und zum Zustand der Netze liegen derzeit öffentlich nicht vor.

Die Dekarbonisierung der Wärmenetze in Deutschland geht nur langsam voran. Erdgas machte 2021 mit 43 Prozent den größten Teil des Energieträgermixes aus. Stein- und Braunkohle lieferten immer noch über 20 Prozent der Wärme, wobei dieser Anteil seit ein paar Jahren stetig abnimmt (AGEB 2022e).

Insgesamt erzeugen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) ca. 86 Prozent der Wärmemenge, die in Wärmenetze eingespeist wird (AGFW 2021; Zahl für 2020). Innerhalb der KWK werden knapp 50 Prozent der Kraftwerke mit fossilem Gas befeuert, weitere 22 Prozent mit Stein- und Braunkohle (2020; AGFW 2021). Die KWKG-Förderung ist ein wichtiger Grund für den weiterhin hohen Anteil an Gas und Kohle in Wärmenetzen, weil sie Investitionen in fossile KWK sowie deren Weiterbetrieb attraktiv macht. Die Förderung erneuerbarer Wärmeherzeugung steht somit in Konkurrenz zum KWKG.

Erneuerbare Energien haben in den letzten Jahren leicht zugenommen, kommen 2021 allerdings nur auf 22 Prozent des Energieträgermixes der Wärmenetze (AGEB 2022e). Potenziale zur Nutzung von industrieller Abwärme sowie von Geothermie und Solarthermie durch den Einsatz von Großwärmepumpen werden bisher nicht ausgeschöpft. Um die Dekarbonisierung und den Ausbau der Wärmenetze zu fördern, trat im September 2022 die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) in Kraft. Es ist jedoch absehbar, dass der Bedarf an Fördermitteln über das derzeit festgelegte Fördervolumen hinausgehen wird.

5.3 Verkehr

Die Verkehrswende ist mehr als eine Antriebswende

Der Verkehr ist der einzige Sektor in Deutschland, der seit 1990 seine Treibhausgasemissionen kaum gesenkt hat. Um das Klimaschutzziel für den Verkehrssektor von 85 Millionen Tonnen CO₂-Äq im Jahr 2030 erreichen zu können und auf den Pfad zur Klimaneutralität 2045 zu gelangen, braucht es die Verkehrswende. Hierbei kann zwischen der Mobilitätswende und der Energiewende im Verkehr unterschieden werden (Agora Verkehrswende 2017). Mobilitätswende bedeutet, die Mobilität von Menschen und die Logistik von Gütern mit weniger Verkehr und weniger negativen Effekten des Verkehrs zu ermöglichen. Hierzu bedarf es im Personenverkehr eines so genannten *modal shifts* von privaten Pkw hin zu Rad-, Fuß-, Öffentlichem Verkehr und geteilter Mobilität (u.a. *ride-pooling*); und im Güterverkehr einer Verlagerung von Transporten von der Straße auf die Schiene. Energiewende im Verkehr bedeutet, fossiles Öl und in geringen Mengen auch fossiles Gas durch Erneuerbare Energien zu ersetzen. Aufgrund des limitierten Mengenpotenzials nachhaltiger Biomasse ist der Energieträger eines klimaneutralen Verkehrssektors in erster Linie Strom aus Erneuerbaren Energien. Im bodengebundenen Verkehr lässt er sich mit der Elektromobilität am effizientesten direkt nutzen. Selbst große Lkw im Fernverkehr werden voraussichtlich hauptsächlich batterieelektrisch fahren (Agora Verkehrswende, Transport & Environment 2022). Grüner Wasserstoff wird vermutlich nur in einigen Nischen v.a. beim Lkw Verwendung finden, wo eine direkte Elektrifizierung weniger geeignet ist. Synthetische Kraftstoffe auf der Basis von Wasserstoff werden für den Langstreckenluft- und -schiffsverkehr benötigt sowie für die letzten Verbrennerfahrzeuge im Bestand auf dem Weg zur Klimaneutralität (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021).

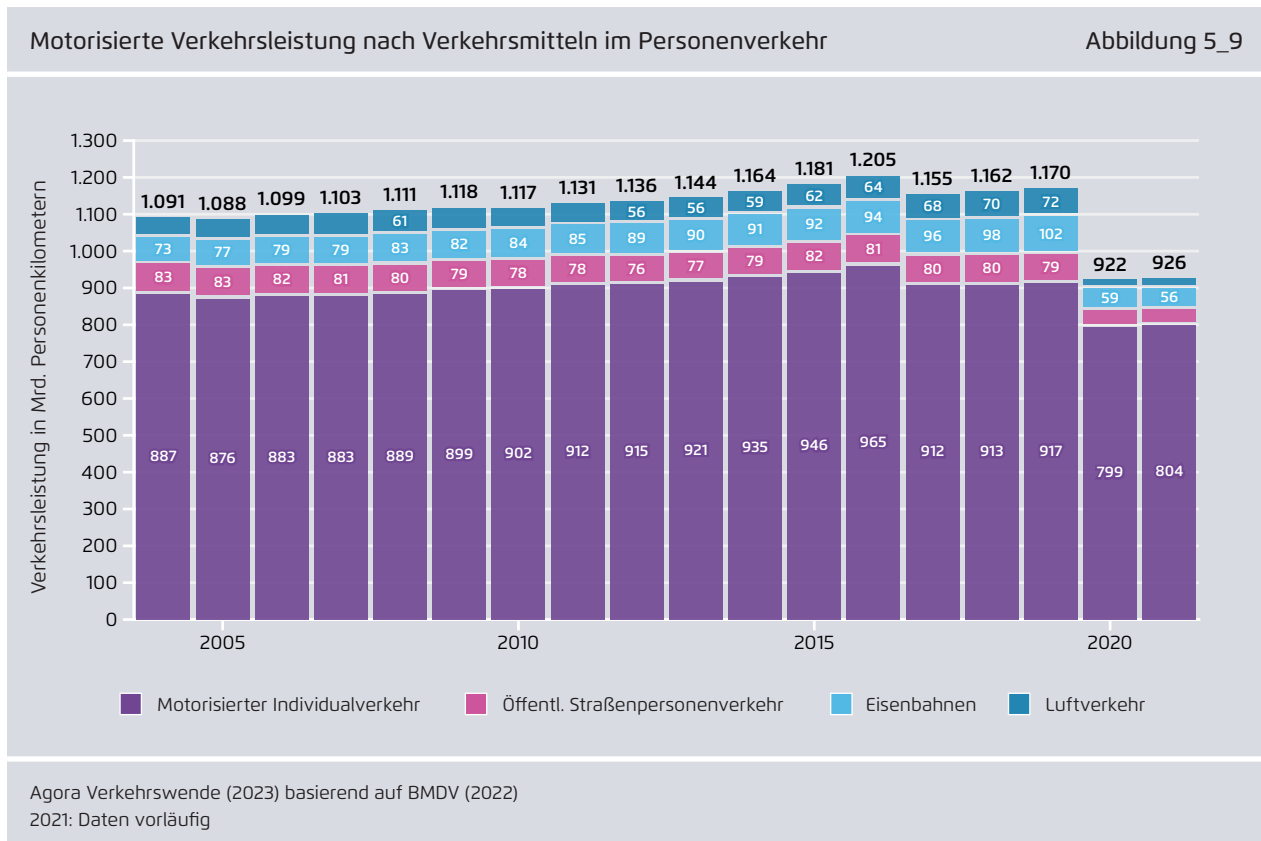
Die Verlagerung auf klimafreundliche Verkehrsträger findet bisher nicht statt

Der Stand der Mobilitätswende für Personen und Güter lässt sich am besten anhand der Verkehrsleistung nach Verkehrsmitteln beschreiben. Weder im Personen- noch im Güterverkehr hat sich die Aufteilung auf die verschiedenen Verkehrsträger (*modal split*) grundlegend verändert. In beiden Fällen ist die Verkehrsleistung bis zum Beginn der Corona-Pandemie sogar gestiegen.

Abbildungen 5_9 und 5_10 zeigen, dass der Straßenverkehr sowohl beim Personen- als auch beim Güterverkehr den mit Abstand größten Anteil an der Verkehrsleistung ausmacht. Dies zeigt sich auch anhand der Treibhausgasemissionen der Verkehrsmittel seit 1990.

Die meisten Emissionen lassen sich mit Elektrifizierung von Autos einsparen

Da rund zwei Drittel der Treibhausgasemissionen des Verkehrs durch Pkw entstehen, 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 (Agora Verkehrswende 2022b).



Bei der Betrachtung der Zulassungszahlen von Pkw ist zu erkennen, dass sich der Anteil reiner E-Autos und Plug-in-Hybride am Pkw-Absatz in Deutschland insbesondere seit 2020 deutlich erhöht hat. Der Anstieg lässt sich mit politischen Maßnahmen begründen: insbesondere mit der Absenkung der Flottengrenzwerte der EU, der Absenkung der Dienstwagenbesteuerung für Elektro-Pkw und der Erhöhung von Kaufzuschüssen für diese Fahrzeuge.

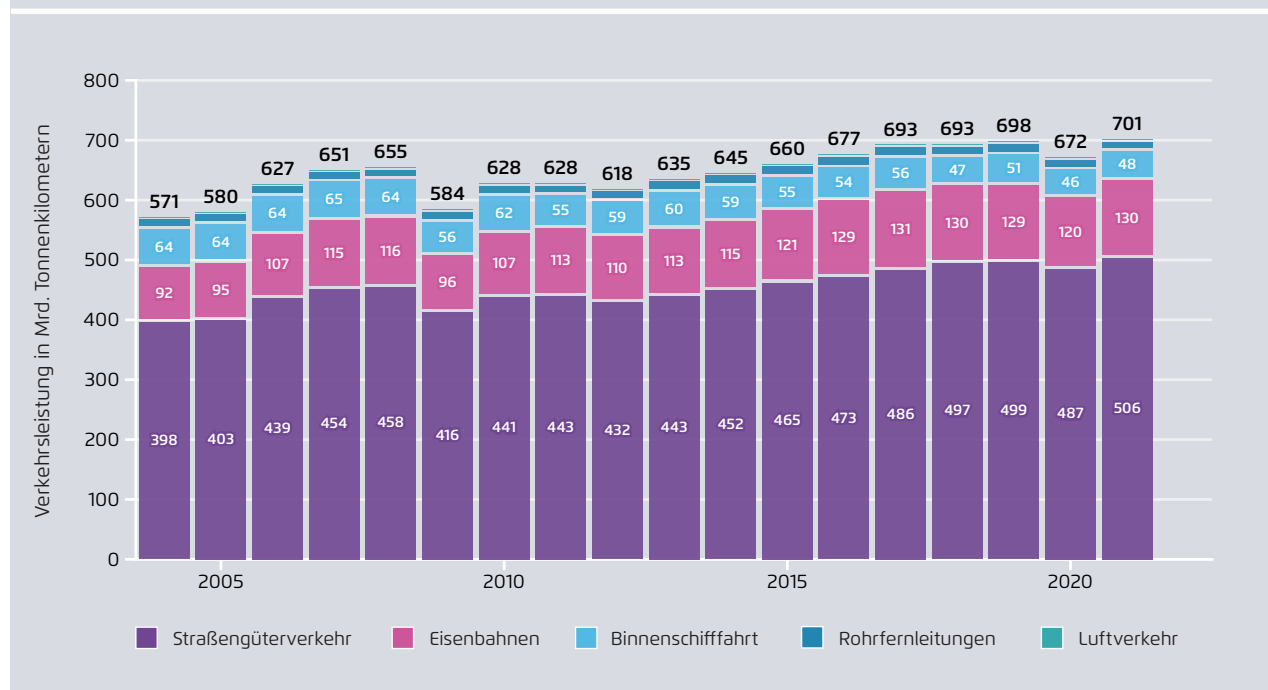
Bezogen auf den inzwischen auf 48,5 Millionen Pkw angewachsenen Gesamtbestand nehmen Elektrofahrzeuge aber immer noch einen sehr kleinen Anteil ein. Zu Beginn des Jahres 2022 waren es 618.460 reine Elektrofahrzeuge (1,3 Prozent) und 565.956 Plug-in-Hybride (1,2 Prozent).

Sowohl die Zahl als auch die gesamte elektrische Leistung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge steigen – sowohl im privaten als auch im öffentlichen

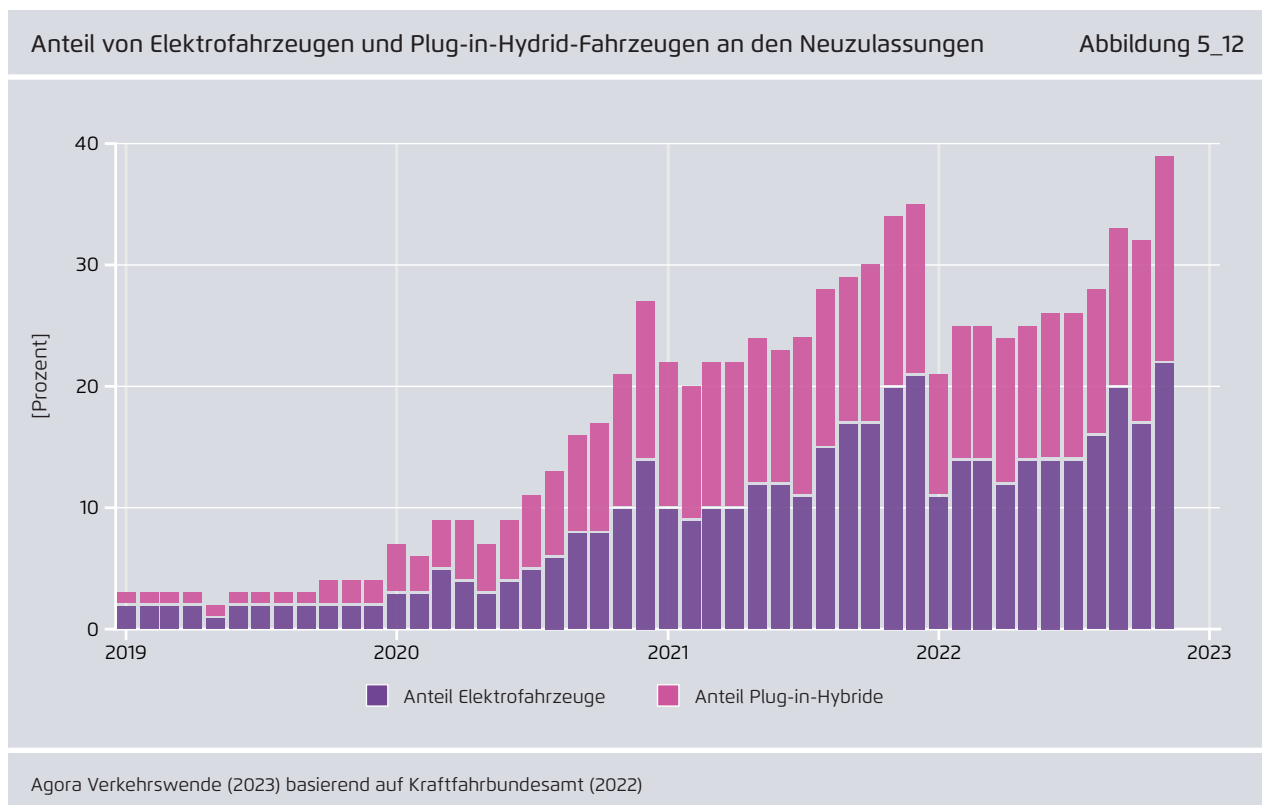
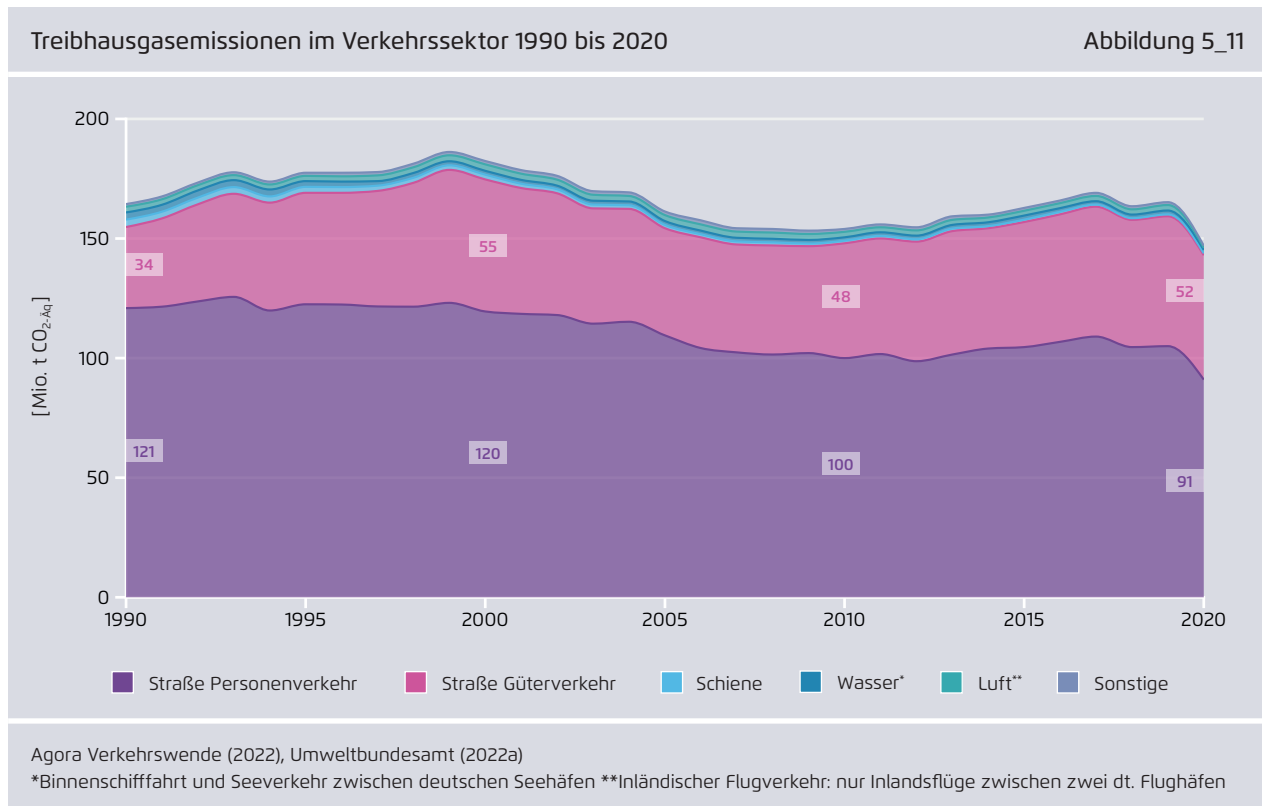
Bereich. Privates Laden und Laden beim Arbeitgeber sind relevant für gesteuertes Laden, weil die Fahrzeuge hier längere Zeit stehen. Allerdings gibt es für diesen Bereich nur Schätzungen. Öffentliche Ladepunkte hingegen sind bei der Bundesnetzagentur gemeldet. Am 1. Oktober 2022 waren es 59.228 Normalladepunkte und 11.523 Schnellladepunkte (Bundesnetzagentur 2022e). Die absoluten Zahlen der Ladepunkte sind dabei weniger entscheidend. Wichtig ist vor allem, dass sich der Anteil öffentlicher Schnell- und Hochleistungsladepunkte erhöht. Das größte Wachstum verzeichnet die Zahl der Hochleistungsladepunkte von 150 bis über 300 kW Leistung. Ihr Anteil an allen öffentlichen Ladepunkten erhöhte sich von 0,3 Prozent 2017 auf 6,7 Prozent 2022. Der Anteil von Hochleistungsladepunkten und Schnellladepunkten von 150 bis 300 kW Leistung wuchs zusammengenommen im gleichen Zeitraum von 5 Prozent auf 13 Prozent.

Verkehrsleistung nach Verkehrsmitteln im Güterverkehr

Abbildung 5_10

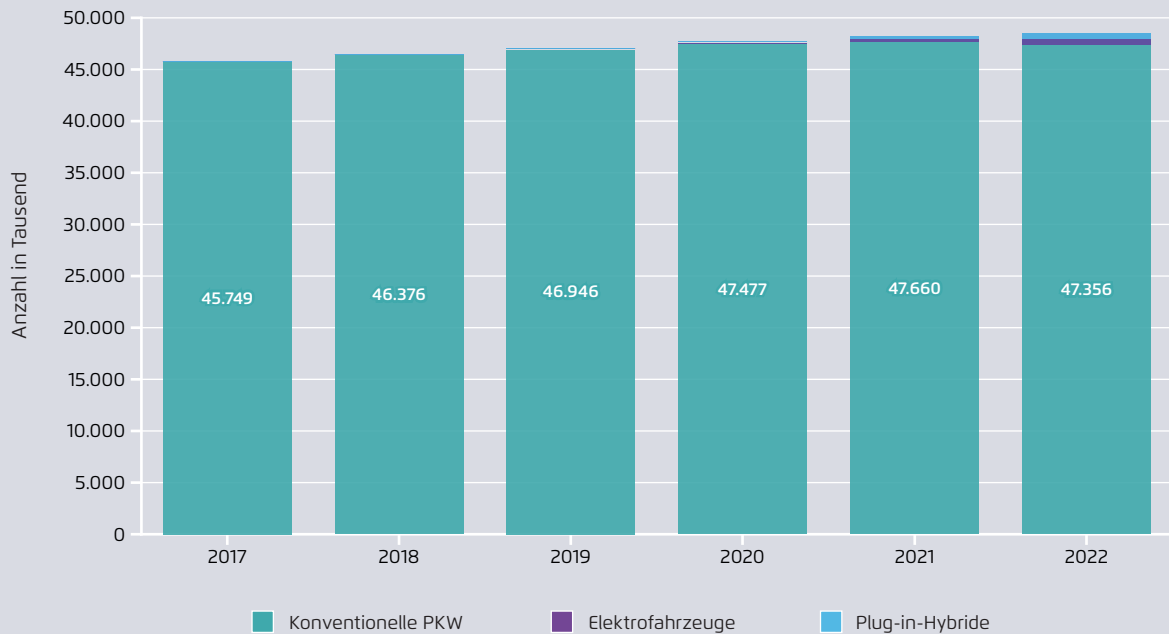


Agora Verkehrswende (2023) basierend auf BMDV (2022)
2021: Daten vorläufig



Anzahl Elektrofahrzeuge und Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge im Bestand

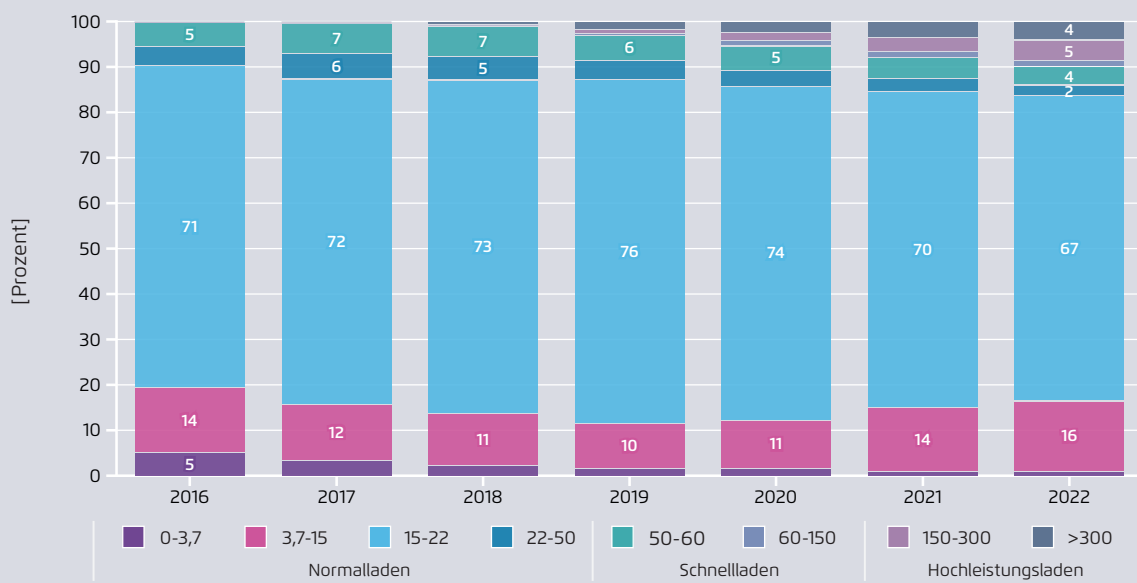
Abbildung 5_13



Agora Verkehrswende basierend auf Kraftfahrbundesamt (2022)

Anteil von Leistungsklassen an öffentlichen Ladepunkten in kW

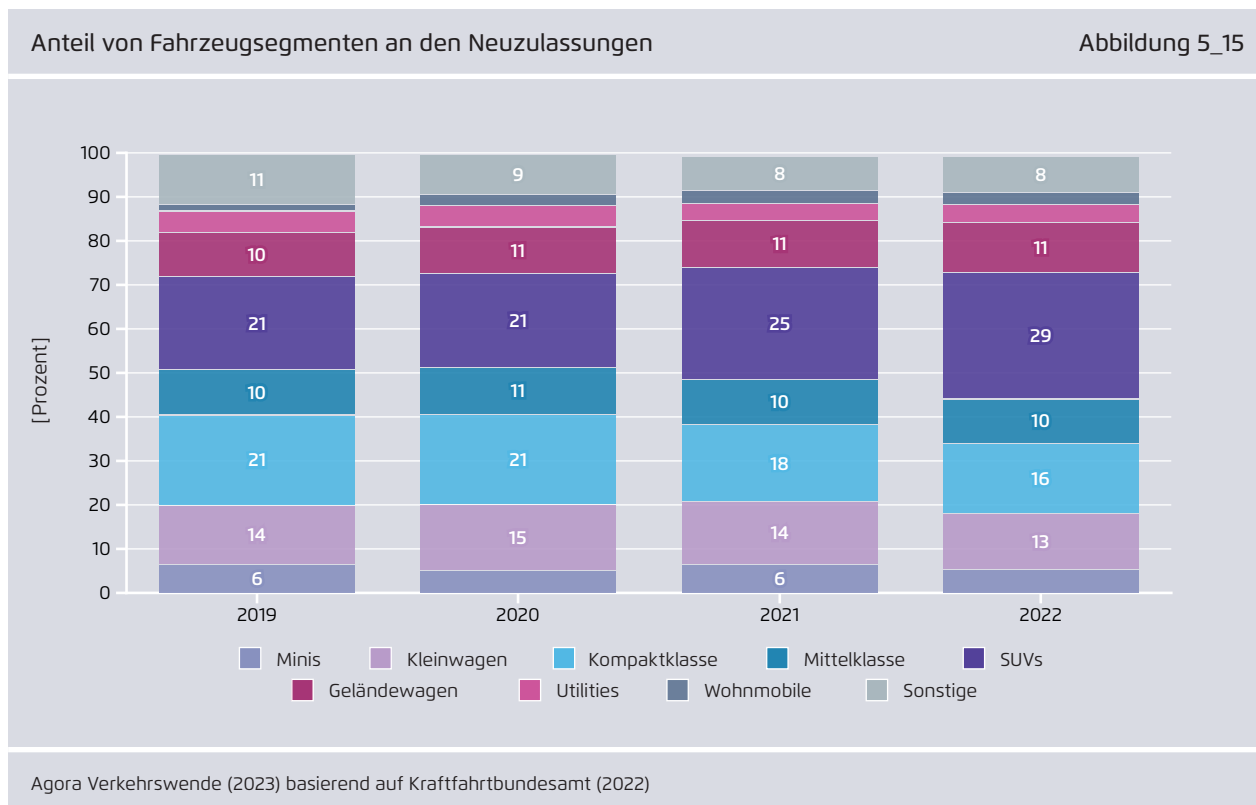
Abbildung 5_14



Agora Verkehrswende (2023) basierend auf BNetzA (2022e)

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 2022a). 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.

Unabhängig vom Antrieb sollten Pkw effizient sein. Kleinere und leichtere Pkw benötigen weniger Energie als größere und schwerere Fahrzeuge. Abbildung 5_15 zeigt allerdings, dass im Zeitraum 2019 bis 2022 SUV von 21 Prozent Marktanteil auf 29 Prozent gestiegen sind, während sich der Anteil von Fahrzeugen der Kompaktklasse von 21 auf 16 Prozent verringerte.



6 Stimmung in der Bevölkerung

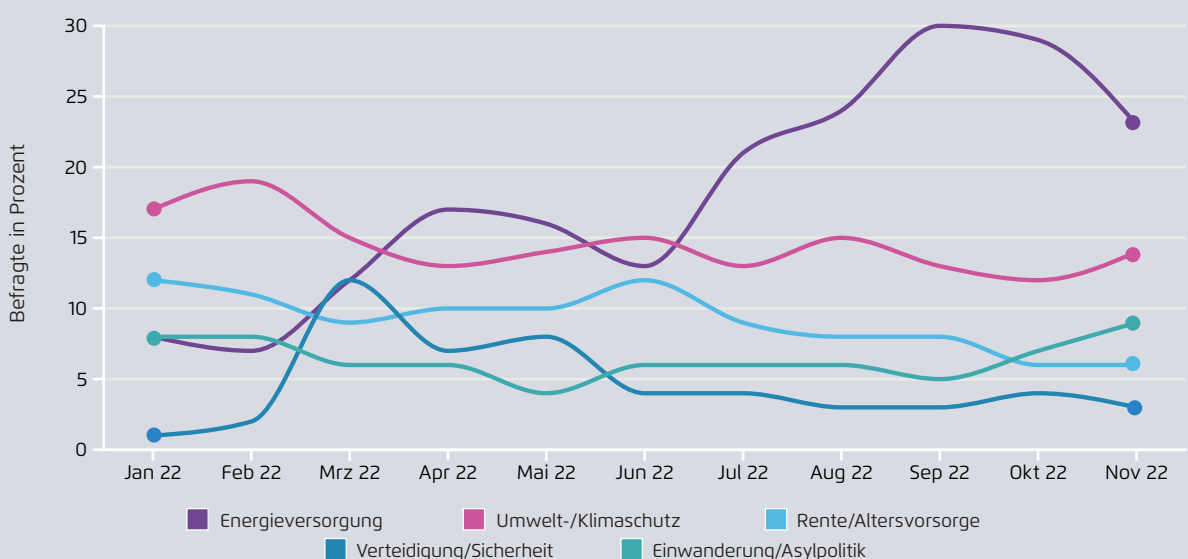
6.1 Bewertung der Klimakrise während der Energiepreiskrise

Die Energie- und Klimapolitik blieb in dem von multiplen Krisen geprägten Jahr 2022 ein zentrales Thema. Eine monatliche Umfrage von YouGov zeigt: Klima- und Umweltschutz gehörten in jedem Monat zu den beiden wichtigsten Themen für die Menschen in Deutschland. Insbesondere in der zweiten Jahreshälfte rückten Fragen der Energieversorgung mit Abstand an die erste Stelle der Aufmerksamkeitskala. Interessanterweise ging diese Dominanz jedoch kaum zu Lasten von Klima- und Umweltschutz, die bei fast konstantem Niveau den zweiten Platz hielten (Abbildung 6_1).

Rund vier von fünf Deutschen geben an, die Auswirkungen der Klimakrise bereits in ihrem täglichen Leben zu spüren (79 Prozent, EIB 2022). Eine ähnlich große Mehrheit macht sich Sorgen wegen der Folgen der Klimakrise (78 Prozent, More In Common 2022a). In Übereinstimmung mit diesen Ergebnissen sieht eine überwältigende Mehrheit von 82 Prozent der Deutschen einen großen oder sehr großen Handlungsbedarf beim Klimaschutz (Infratest dimap 2022).

Klima- und Umweltschutz gehörten 2022 in jedem Monat zu den beiden wichtigsten Themen für die Menschen in Deutschland

Abbildung 6_1



YouGov (2022); Frage: Welches der folgenden Themen ist Ihrer Meinung nach das wichtigste Thema, um das sich Politikerinnen und Politiker in Deutschland kümmern sollten? Dargestellt werden die im Jahresverlauf fünf wichtigsten Themen.

6.2 Die Energiewende und deren Umsetzung in Zeiten der Energiepreiskrise

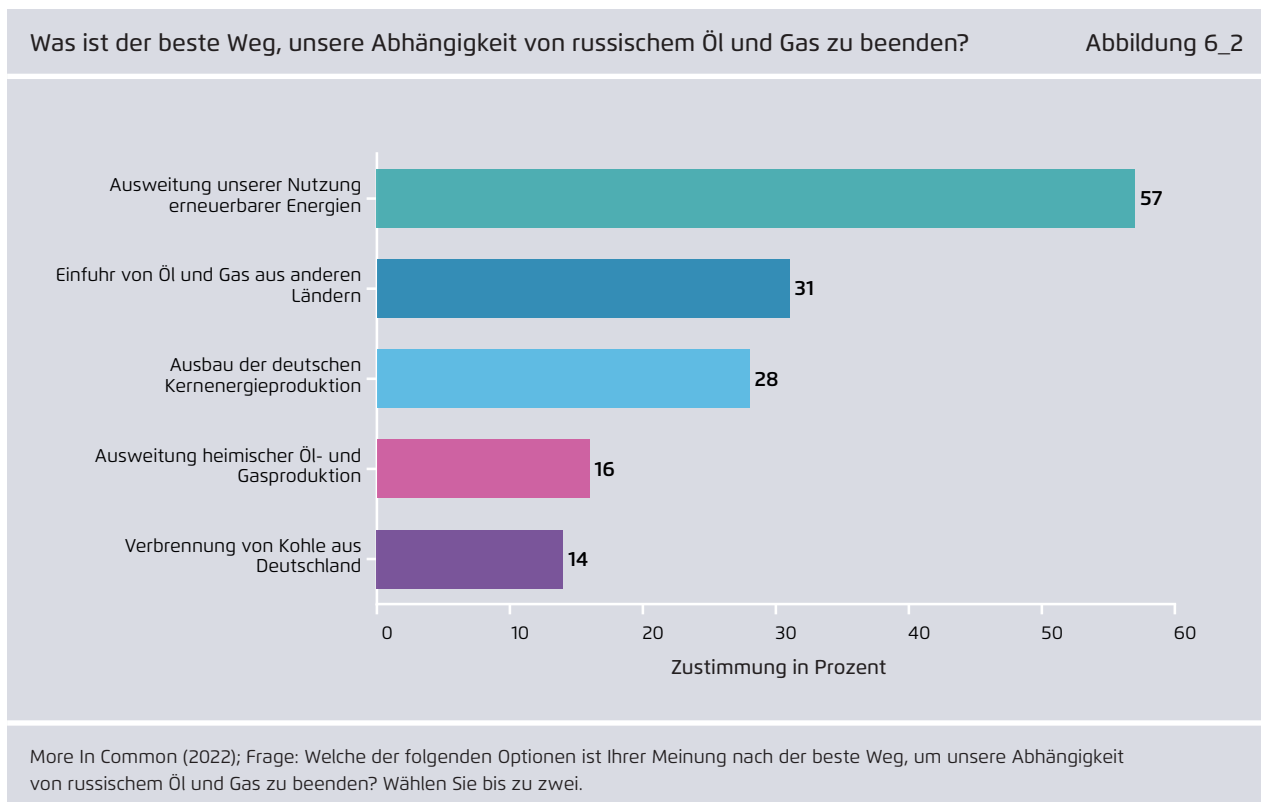
Eine beindruckend große Mehrheit der Deutschen ist der Meinung, dass Energiewende und Klimaschutz aktuell zu langsam umgesetzt werden (84 Prozent, EIB 2022). Die Dringlichkeit der Energiewende hat sich infolge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine in den Augen der Bürger:innen noch einmal verschärft. Drei Viertel der Deutschen sehen den beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien als bestes Gegenmittel für die aktuelle Krise (70 Prozent). Erst mit deutlichem Abstand folgen die Diversifizierung der Erdgasimporte (53 Prozent), die Unterstützung von Energiesparmaßnahmen (43 Prozent) und die Laufzeitverlängerung von Kern- (40 Prozent) oder Kohlekraftwerken (19 Prozent) (IASS 2022).

Eine Umfrage im Auftrag von More In Common (2022b) bestätigt diese Ergebnisse. So sieht mehr

als die Hälfte der Befragten die Ausweitung der Nutzung Erneuerbarer Energien als beste Option, um die Abhängigkeit von Energieimporten aus Russland zu senken (57 Prozent). Damit liegt diese Option auch hier deutlich vor Alternativen wie mehr Öl- und Gasimporte aus anderen Ländern (31 Prozent), höhere Stromerzeugung in Kernkraftwerken (28 Prozent), mehr inländische Förderung von Öl und Gas (16 Prozent) oder einen stärkeren Einsatz von Kohlekraftwerken (14 Prozent).¹

Insgesamt nahm auch die Unterstützung der Energiewende im Jahr 2022 weiter zu. Drei von vier befragten Personen gaben an, die Energiewende zu befürworten (IASS 2022, 74 Prozent). Dies bedeutet einen Zuwachs von fünf Prozentpunkten im Vergleich zum Vorjahr 2021. Das Interesse an der Energiewende ist

¹ Die niedrigen absoluten Werte sind zum Teil Resultat des Umfragedesigns, welches bei More In Common (2022) lediglich die Auswahl von zwei Themen zuließ, bei IASS (2022) dagegen die Auswahl von drei Themen.



stabil auf einem enorm hohen Niveau: 86 Prozent der Befragten äußerten sich in diesem Sinn (IASS 2022).

Gleichzeitig ist aufgrund der Energiepreiskrise jede:r zweite Deutsche in Sorge, dass die Heizkosten in den kommenden fünf Jahren für sie untragbar werden könnten (51 Prozent, 2021: 37 Prozent). 45 Prozent der Bürger:innen fürchten, dass die Stromkosten für ihren Haushalt zu hoch werden könnten (2021: 36 Prozent) (IASS 2022).

6.3 Akzeptanz Erneuerbarer Energien

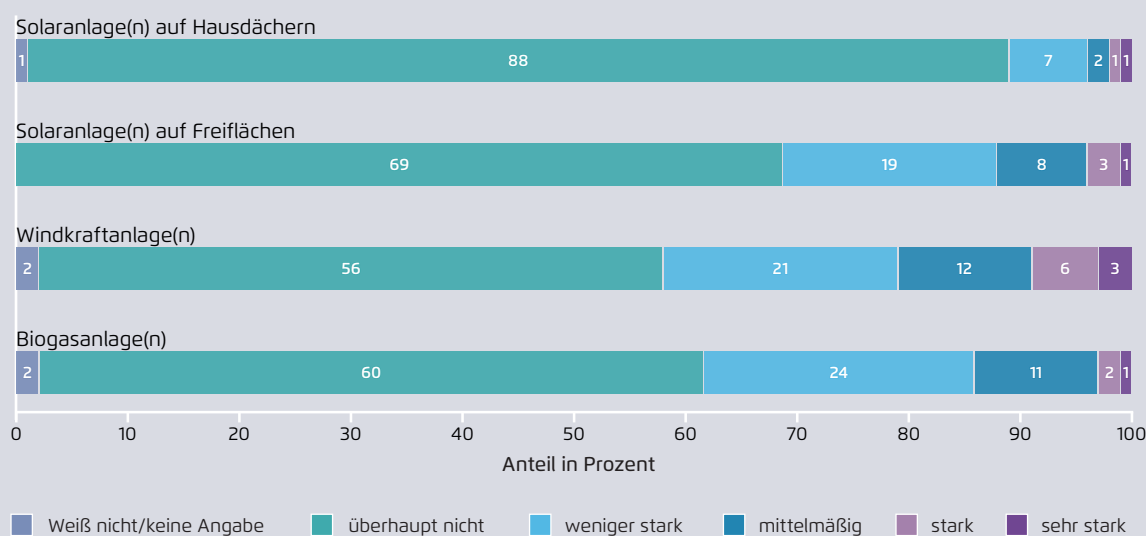
Die Akzeptanz Erneuerbarer Energien bleibt weiter auf sehr hohem Niveau. Eine Mehrheit der Deutschen ist mit der Entwicklung von Solar- oder Windenergieanlagen in ihrem Umfeld einverstanden. Die Zustimmungswerte für Solarenergieanlagen

(71 Prozent) liegen dabei über denen von Windenergieanlagen (60 Prozent). Die Zustimmung zum Neubau von Anlagen im eigenen Wohnumfeld ist sogar gestiegen: im Vorjahr lag die Zustimmung bei 67 Prozent für Solaranlagen und 55 Prozent für Windenergieanlagen (IASS 2022).

Bemerkenswert ist, dass Bürger:innen, die in der Nachbarschaft Erneuerbarer Energie-Anlagen wohnen, weniger Vorbehalte gegen diese haben. 87 Prozent der Anwohner:innen, die in der Nähe von Freiflächen-Solaranlagen wohnen, fühlen sich durch diese nicht oder nur geringfügig beeinträchtigt, bei Windenergieanlagen beträgt der Anteil 77 Prozent. Die Gegner:innen von Erneuerbare-Energien-Anlagen bleiben eine kleine, aber lautstarke Minderheit. Lediglich zwei Prozent der Befragten gaben an, schon einmal an einer Protestaktion oder Demonstration teilgenommen zu haben (IASS 2022).

Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Nachbarschaft führen kaum zu wahrgenommenen Beeinträchtigungen

Abbildung 6_3



IASS (2022); Frage: Wie stark fühlen Sie sich durch die Erneuerbare-Energien-Anlagen in Ihrer Wohnumgebung in Ihrer Lebensqualität/ Gesundheit beeinträchtigt? Befragt wurden ausschließlich Personen, die angegeben haben, den entsprechenden Anlagentyp in ihrer Wohnumgebung zu haben.

6.4 Ausblick

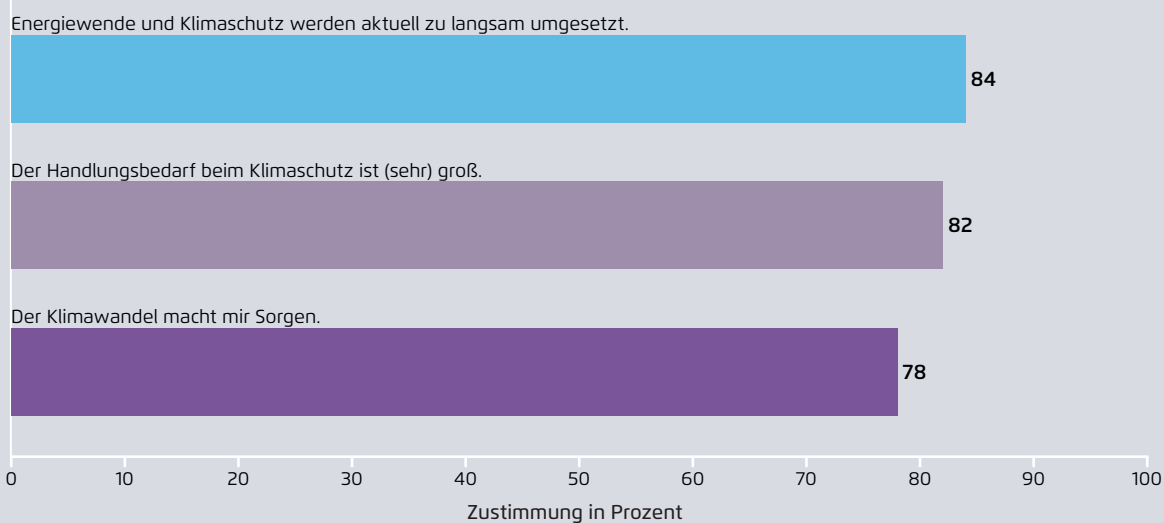
Insgesamt bewertet eine große Mehrheit der deutschen Gesellschaft Klimaschutz als dringliches Anliegen. Die Akzeptanz Erneuerbarer Energien ist hoch und nahm 2022 offenbar unter dem Eindruck des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine und der resultierenden Energiepreiskrise weiter zu. Demgegenüber herrscht eine erkennbar große Skepsis, wenn die Menschen nach den Erfolgsaussichten der Energiewende gefragt werden.

Nur ein Viertel der Bevölkerung glaubt, dass Deutschland seine Emissionen bis 2030 substanziell verringern kann (27 Prozent, EIB 2022). Deutlich über die

Hälfte der Deutschen glaubt nicht daran, dass die Ausbauziele für Erneuerbare Energien oder der Kohleausstieg bis 2030 erreicht werden können (60 Prozent, IASS 2022). Weitgehende Einigkeit herrscht indes in puncto Handlungsbedarf: über alle demokratischen Parteipräferenzen hinweg stimmen über 80 Prozent der Deutschen zu, dass der Handlungsbedarf beim Klimaschutz groß oder sehr groß ist (Infratest dimap 2022).

Drei verschiedene Umfragen bestätigen: eine große Mehrheit der Deutschen macht sich Sorgen über die Klimakrise und sieht großen Handlungsbedarf. Die bisher beschlossenen Maßnahmen werden weithin als nicht ausreichend angesehen.

Abbildung 6_4



EIB (2022), Infratest dimap (2022), More In Common (2022)

7 Energiepolitische Entwicklung und Ausblick

Das Jahr 2022 war in Deutschland und Europa auch energiepolitisch durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine geprägt. Weltweit verschärfte sich zudem die Klimakrise in Gestalt zahlreicher Extremwetterereignisse mit häufig dramatischen Folgen für Mensch und Umwelt. Kriegsbedingt war die Energie- und Klimapolitik 2022 von Notmaßnahmen zur kurz- und mittelfristigen Krisenbewältigung dominiert, die teilweise zu Lasten der zuvor geplanten klimapolitischen Vorhaben gingen.

Andererseits wuchs in der Mitte der Gesellschaft die Erkenntnis, dass gegen energiewirtschaftliche Abhängigkeiten, wie die von russischem Erdgas, vor allem ein effizienterer Energieeinsatz und der beschleunigte Ausbau heimischer Erneuerbarer Energien nachhaltig helfen können. Die Chancen für die Politik, nach dem Krisenjahr 2022 eine strategisch beschleunigte Energiewende voranzutreiben und dafür gesellschaftliche Mehrheiten zu mobilisieren, stehen deshalb insgesamt besser denn je.

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über wesentliche energie- und klimapolitische Entwicklungen im Krisenjahr 2022.

7.1 Krisenmanagement

Die Auswirkungen des russischen Angriffskriegs auf Energieversorgung und Preise waren das beherrschende energiepolitische Thema des Jahres 2022. Vor Kriegsbeginn war Deutschland bei allen fossilen Energieträgern signifikant von Importen aus Russland abhängig, mit Ausnahme der Braunkohle. Importe aus Russland bedienten etwa 35 Prozent des Ölverbrauchs, rund 50 Prozent des Steinkohle- verbrauchs und 55 Prozent des Erdgasverbrauchs (BMWK 2022e). Insbesondere im Bereich der Erdgasversorgung bestand eine kritische Abhängigkeit, da pipelinegebundene Gasimporte ungleich schwieriger

mit Importen über den Seeweg oder die Schiene zu ersetzen sind.

Nach Kriegsausbruch entwickelte sich eine kontroverse Debatte über die Frage, ob Deutschland und Europa diese Importe sofort einstellen sollten und welche wirtschaftlichen Auswirkungen dies hätte. In den Fokus der Auseinandersetzung rückte die Frage, wie schnell eine Unabhängigkeit von russischen Erdgasimporten möglich und sinnvoll sei. Letztlich entschieden sich die europäischen Regierungen für einen Mittelweg. Kohleimporte wurden ab August 2022 und Rohölimporte ab Dezember 2022 mit einem Embargo belegt. Importe verarbeiteter Ölprodukte sind ab Februar 2023 sanktioniert (Europäischer Rat 2022). Pipelinegebundene Ölimporte sind hiervon ausgenommen, die Bundesregierung setzte allerdings einen Stopp auch dieser Importe zum Jahresende 2022 um.

Erdgasimporte wurden nicht mit einem Embargo belegt. Stattdessen präsentierte die Kommission mit ihrem *REPowerEU*-Plan für europäische Energiesouveränität ein Maßnahmenpaket, das die Abhängigkeit von russischem Gas schnellstmöglich, spätestens jedoch bis 2027, beenden soll. Bereits zum Jahresende 2022 sollte ein Rückgang um zwei Drittel ermöglicht werden (Europäische Kommission 2022).

Vor allem im Gassektor beschleunigten politisch motivierte Lieferkürzungen und schließlich die weitgehende Einstellung von direkten Erdgas-Lieferungen aus Russland an zahlreiche EU-Mitgliedstaaten die energiewirtschaftlichen Entwicklungen deutlich. Russland verschärfte damit den strategischen Einsatz seiner Energielieferungen, der schon deutlich vor Kriegsbeginn begonnen hatte.

Bereits in der Heizperiode 2021/2022 exportierte Russland beinahe 25 Prozent weniger Pipelinegas nach Europa als im Vorjahreszeitraum. Kurzfristige

Verkäufe wurden signifikant eingeschränkt und Gasauktionen schon ab Oktober 2021 eingestellt (IEA 2022b). Außerdem wurden Speicher künstlich leergehalten. Nach Kriegsbeginn verschärfte Russland seine Verknappungsstrategie: in den ersten acht Monaten des Jahres 2022, also noch vor der Zerstörung der *Nord Stream*-Pipelines am 26. September, exportierte Russland 45 Prozent weniger Erdgas in die Europäische Union als im Vorjahreszeitraum (IEA 2022c). Die Exporte in einige europäische Staaten wurden komplett eingestellt, am 31. August floss das letzte Mal Erdgas direkt über Pipelines aus Russland nach Deutschland (Bundesnetzagentur 2022d).

Aufgrund von Importen in und über andere EU-Staaten sowie LNG-Exporten aus Russland befinden sich dennoch reduzierte Mengen russischen Erdgases im europäischen Pipelinennetz. Insgesamt fielen die aus Russland importierten Gasmengen im Jahresverlauf deutlich stärker als im Rahmen der deutschen Krisenstrategie angestrebt, mit entsprechenden Auswirkungen auf Preise und Versorgungssicherheit.

Fossile Diversifizierung und finanzielle Entlastungen prägen die Krisenreaktion

Die Krisenreaktion der Bundesregierung war von fossiler Diversifizierung und finanziellen Entlastungen geprägt. Im Laufe des Jahres beschloss die Regierung drei Entlastungspakete mit einem Volumen von insgesamt 95 Milliarden Euro sowie ein Sondervermögen in Höhe von 200 Milliarden Euro für einen „Abwehrschirm gegen die Folgen des russischen Angriffskriegs“ unter dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF). Der Beschluss eines ersten Entlastungspakets am 23. Februar, also am Tag vor Kriegsbeginn, unterstreicht, dass die Preisentwicklung bereits früh als sehr angespannt wahrgenommen wurde.

Kernstück der Ausgleichsmaßnahmen ist der „Abwehrschirm“, der im Wesentlichen Vorschläge einer mit Expert:innen und Interessenvertreter:innen besetzten Gaskommission umsetzt. Im Jahr 2023 wird

für private Endkund:innen sowie kleine und mittlere Unternehmen der Preis für 80 Prozent ihres Gasverbrauchs, basierend auf der Prognose aus dem September 2022, bei 12 Cent je Kilowattstunde (Erdgas) beziehungsweise 9,5 Cent je Kilowattstunde (Fernwärme) begrenzt. Im Ergebnis entspricht dies einer Direktzahlung, Sparanreize bleiben voll erhalten.¹ Der Bund übernimmt außerdem die Abschlagszahlungen für den Dezember 2022. Für große Industriekund:innen wird der Preis für 70 Prozent des Verbrauchs ab Januar 2023 bei 7 Cent je Kilowattstunde (Erdgas) beziehungsweise 7,5 Cent je Kilowattstunde (Fernwärme) begrenzt. Auch hier wirkt das Instrument wie eine Barzahlung; ein Weiterverkauf von Gas ist erlaubt und mindert die Zahlungen nicht.

Für den Stromverbrauch greift die Kostenbegrenzung für Haushalte und Kleingewerbe bei einem Preis von 40 Cent je Kilowattstunde für 80 Prozent des Vorjahresverbrauchs, und für große Gewerbekunden bei einem Preis von 13 Cent je Kilowattstunde für 70 Prozent des Vorjahresverbrauchs. Diese Maßnahmen werden aus dem WSF sowie der Abschöpfung von Zufallsgewinnen bei Stromerzeugern ab dem 1. Dezember 2022 finanziert.

Parallel zu diesen Entlastungsmaßnahmen hat die Bundesregierung erhebliche Anstrengungen zur Diversifizierung der fossilen Rohstoffimporte unternommen. Die Steinkohlelieferungen aus Russland wurden seit dem 10. August 2022 vollständig ersetzt. Beim Rohöl zeichnet sich ein vollständiger Ersatz der russischen Importe zum Jahreswechsel ab, ermöglicht insbesondere durch die verbesserte Anbindung der Raffinerien in Schwedt und Leuna vor allem an Häfen in Rostock und Danzig. Die Nutzung der besonders treibhausgasintensiven heimischen Braunkohle wurde ausgeweitet, einige Braun- und Steinkohleblöcke wurden reaktiviert beziehungsweise geplante Abschaltungen verschoben. Außer-

1 Die Gaspreisbremse tritt zum 1. März 2023 in Kraft, mit Rückwirkung zum 1. Januar 2023. Dies gilt auch für den Strompreisdeckel.

dem wurde die Laufzeit der drei verbleibenden Kernkraftwerke bis in den April 2023 verlängert.

Zentrales Element der kurzfristigen Versorgungssicherung war zunächst die Befüllung der Gasspeicher in Deutschland. Ermöglicht wurde sie vor allem durch den Ankauf signifikanter zusätzlicher Mengen an Flüssigerdgas (LNG) auf Kurzfristmärkten. Die stark gestiegene LNG-Nachfrage aus Europa hatte spürbare Effekte auf den Weltmarkt und führte teils zu Lieferengpässen in anderen Staaten, die sich bei einer wieder steigenden Nachfrage vor allem aus China erneut verschärfen könnten. In Deutschland wurde das gesetzliche Ziel eines Füllstands von 95 Prozent zum Winterbeginn übertroffen (siehe Kapitel 2.2).

Mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz aus dem Mai 2022 wurde der Bau von mobilen und festen LNG-Terminals per Gesetz forciert, das erste mobile Terminal (*Floating Storage and Regasification Unit*, FSRU) nahm im Dezember 2022 bei Wilhelmshaven den Betrieb auf. Die Bundesregierung hat außerdem zwei Verordnungen für kurz- und mittelfristig wirksame Energiesparmaßnahmen erlassen, die unter anderem niedrigere Mindestraumtemperaturen, eine Einschränkung der Außenbeleuchtung sowie verpflichtende Heizungsoptimierungen für große Wohngebäude, Firmen und öffentliche Gebäude mit einer Gas-Zentralheizung festschreiben.

7.2 Strukturelle Reformen für das Erreichen der klimapolitischen Ziele

Mit dem Koalitionsvertrag sowie der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des Bundeswirtschaftsministeriums existierte vor Kriegsbeginn ein umfassender klimapolitischer Fahrplan für das Jahr. Gemessen an diesen selbstgesetzten Zielen blieb die Klimapolitik im von der fossilen Energiekrise dominierten Jahr 2022 hinter den Erwartungen zurück.

Die wichtigste Neuerung stellt das „Osterpaket“ für Erneuerbare Energien dar, das Anfang April vorgelegt und im Juli im parlamentarischen Verfahren beschlossen wurde. Das Paket beinhaltet Änderungen an einer Vielzahl von Gesetzen² mit dem Ziel, bis 2030 einen Anteil von 80 Prozent Erneuerbarer Energien an einem auf 750 Terawattstunden gestiegenen Stromverbrauch in Deutschland zu erreichen.

Die Errichtung und der Betrieb Erneuerbarer-Energien-Anlagen wurden als Schutzgüter „im überragenden öffentlichen Interesse“ eingestuft (§ 2 EEG 2023) und die Ausbauziele für Windenergie- und Photovoltaikanlagen erhöht. Die installierte Leistung von Windkraft an Land soll bis 2030 auf 115 Gigawatt nahezu verdoppelt, die Leistung von Solaranlagen auf 215 Gigawatt mehr als verdreifacht (§ 4 EEG 2023) und die Leistung von Windkraft auf See bis 2030 auf 30 Gigawatt ebenfalls mehr als verdreifacht werden (§ 1 WindSeeG 2023; alle Angaben relativ zur installierten Kapazität zum Jahresende 2022).

Darüber hinaus wurde das Ziel, zwei Prozent der Landesfläche für Windenergie an Land bereitzustellen, zum Stichjahr 2032 gesetzlich festgeschrieben. Der Fortschritt wird erstmals 2027 überprüft (WindBG). Außerdem wurden die Vorgaben für Artenschutz beim Windausbau an Land neu geregelt, das Ausschreibungssystem für Windenergie auf See geändert, Maßnahmen zur Beschleunigung des Stromnetzausbau beschlossen und die Stromnetzplanung an das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 angepasst. Darüber hinaus soll im Jahr 2023 eine Expert:innen-Gruppe Vorschläge für ein Markt-

2 Unter anderem dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) und dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG). Außerdem wurde das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) neu eingeführt.

design für ein klimaneutrales Stromsystem ausarbeiten (Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“).

Außerdem einigten sich die Bundesregierung, die Landesregierung Nordrhein-Westfalens und das Energieunternehmen RWE im Oktober auf einen auf das Jahr 2030 vorgezogenen Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier bei gleichzeitiger Verlängerung der Betriebszeit der Braunkohle-Kraftwerksblöcke Neurath D und E bis zum Frühjahr 2024 sowie der Ankündigung politischer Maßnahmen für einen zusätzlichen Markthochlauf von Gaskraftwerken.

Im Gebäudesektor wurden bisher trotz seines großen Anteils am Erdgasverbrauch und des wiederholten Nichteinhaltens der Sektorziele aus dem Klimaschutzgesetz kaum strukturelle Reformmaßnahmen auf den Weg gebracht. Erfolgt ist eine Neuordnung der Förderlandschaft für Gebäude und Wärmenetze mit einem stärkeren Fokus auf die Gebäudesanierung, die Beendigung der direkten und steuerlichen Förderung von Gasheizungen und eine begrenzte ordnungsrechtliche Verschärfung der Neubaustandards durch eine kleine Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), welche die Anforderungen an den Primärenergieverbrauch neuer Gebäude auf das Niveau des Effizienzhausstandards 55 anhebt.

Außerdem trat das schon vor der Krise geplante Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze (BEW) im September 2022 in Kraft, ausgestattet mit knapp drei Milliarden Euro bis 2030. Es fördert die Umstellung von Wärmenetzen auf Erneuerbare Energien und Abwärme sowie den Neubau von Wärmenetzen mit mindestens 75 Prozent Einspeisung aus erneuerbarer Wärme und unvermeidbarer Abwärme.

Eine Reihe politischer Ankündigungen, wie die Anforderung, dass neue Heizungen mindestens 65 Prozent Erneuerbare Energien nutzen müssen, wurden bisher noch nicht als Gesetzesvorschläge vorgelegt. Auch der Prozess zum Beschluss eines Effizienzgesetzes verzögerte sich immer wieder.

Für die Transformation der Industrie wurden kaum bindende Maßnahmen beschlossen. Eine Ausnahme stellt die Anforderung dar, dass im Rahmen von Energieaudits identifizierte Einsparmaßnahmen umgesetzt werden müssen (§ 4 EnSimiMaV). Im Dezember wurde bekannt, wie das Bundeswirtschaftsministerium die Einführung von Klimaschutzverträgen für die Dekarbonisierung plant, außerdem stellt der Bundeshaushalt für 2023 Mittel zur Elektrifizierung in kleinen und mittleren Unternehmen bereit.

Trotz dieser Fortschritte bleiben große Leerstellen. Insbesondere der Koalitionsbeschluss bis Ende 2022 ein „Klimaschutzsofortprogramm mit allen notwendigen Gesetzen und Vorhaben“ auf den Weg zu bringen und abzuschließen wurde von der Koalition 2022 nicht umgesetzt (Koalitionsvertrag 2021–2025). Auch das angekündigte „Sommerpaket“ mit mittelfristig wirksamen Maßnahmen zur Beschleunigung der Energiewende wurde nur in Teilen vorgelegt und beschlossen (BMWK 2022f). Somit besteht zwischen Zielen und Maßnahmen auch am Ende des Jahres 2022 eine signifikante Lücke.

7.3 Auswirkungen der Klimakrise

Die unmittelbaren, physikalischen Auswirkungen der Klimakrise haben die angespannte Lage im Krisenjahr 2022 zusätzlich verschärft – in Deutschland und mehr noch in andere Regionen Europas und der Welt. Hitze und Trockenheit standen dabei im Vordergrund: 2022 war in Deutschland mit einer Durchschnittstemperatur von 10,5 Grad Celsius eines der zwei heißesten und das sonnigste Jahr seit Beginn der Wetteraufzeichnungen im Jahr 1881. Die Durchschnittstemperatur ist seitdem um 1,7 Grad gestiegen (DWD 2022a).

Im Sommer 2022 fiel knapp 40 Prozent weniger Regen als im historischen Mittel (DWD 2022b). Die Hitze des Sommers verursachte allein in Deutschland 4.500 vorzeitige Todesfälle (RKI 2022). Bis Mitte

August brannten 55.000 Hektar Fläche, inklusive Waldbrände (BMEL 2022).

In vielen anderen Staaten in Europa und weltweit war und ist die Lage noch deutlich dramatischer. Europaweit war der Sommer 2022 der heißeste je registrierte Sommer (Copernicus 2022), weltweit waren die Jahre von 2015 bis 2022 voraussichtlich die acht heißesten seit Beginn der Aufzeichnungen. Im östlichen Afrika sind schätzungsweise 19 Millionen Menschen von einer Nahrungskrise betroffen, nach der vierten außergewöhnlich trockenen Regensaison in Folge.

Nie zuvor beobachtete Regenfälle verursachten Fluten, die in Pakistan 33 Millionen Menschen betrafen. In der Schweiz verloren die Gletscher mit 6 Prozent mehr Eis als jemals zuvor innerhalb eines Jahres. China litt unter der intensivsten und längsten Hitzewelle seit Beginn der nationalen Aufzeichnungen, im Vereinigten Königreich überschritten die Temperaturen erstmals die Marke von 40 Grad Celsius (WMO 2022).

In Deutschland und Europa stand das Energiesystem inmitten der Krise durch die außergewöhnliche Trockenheit vor zusätzlichen Herausforderungen. Extremes Niedrigwasser in vielen Gewässern führte bei Großkraftwerken teils zu Kühlwasserproblemen und somit zu Erzeugungsrückgängen. Dies trug auch einen Teil zur Krise der französischen Kernkraft bei, welche die Notwendigkeit für Stromexporte aus Deutschland nach Frankreich erhöhte. Außerdem erzwangen niedrige Pegel auf wichtigen Transportflüssen wie dem Rhein eine signifikante Drosselung der Transportmengen in der Binnenschifffahrt. Insbesondere die Belieferung von Steinkohlekraftwerken in West- und Süddeutschland litt hierunter.

Auch die Stromerzeugung aus Wasserkraft ging auf Grund der Dürre in Deutschland und Europa deutlich zurück. In Deutschland wurden 2022 13 Prozent weniger Strom aus Wasserkraft erzeugt als im Vorjahreszeitraum, auch in wichtigen Exportländern

wie Norwegen fiel die Produktion deutlich. Außergerwöhnlich niedrige Speicherstände veranlassten die norwegische Regierung, für die Zukunft mögliche Exportbeschränkungen anzudenken (Reuters 2022).

7.4 Entwicklungen auf europäischer und internationaler Ebene

Der russische Angriffskrieg hat auch den politischen und wirtschaftlichen Kontext des *European Green Deal* grundlegend verändert. Einige Maßnahmen, etwa die Beendigung fossiler Subventionen aus EU-Geldern, wurden vorerst unterbrochen. Der Kohleausstieg wurde in mehreren EU-Staaten verschoben und in einigen sogar rückgängig gemacht.

Die europäischen Institutionen brachten mehrere Gesetzesvorhaben auf den Weg mit dem Ziel, die fossile Abhängigkeit von Russland zu beenden. Im Mai 2022 stellte die Europäische Kommission das *REPowerEU*-Paket vor, das den *European Green Deal* in Teilen ergänzt und die Klimaschutz-Ambitionen verstärkt. Ende des Jahres wurde eine Einigung zur Finanzierung zusätzlicher Ausgaben mit Geldern aus der Aufbau- und Resilienzfazilität erzielt. Im Jahr 2023 werden zudem höhere Ziele für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien bis 2030 sowie neue Regelungen für die Genehmigung von Erneuerbaren als Teil der Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verhandelt.

Darüber hinaus wurden bei den außerordentlichen Gipfeln – neben mehreren Sanktionspaketen gegen Russland (siehe Kapitel 7.1) – kurzfristige EU-weite Notfallmaßnahmen zur Reaktion auf die fossile Energiekrise verabschiedet. Dazu gehören Mindestfüllmengen für Gasspeicher, Einsparverpflichtungen für fossiles Gas und Strom, eine Obergrenze für die Markterlöse inframarginaler Erzeuger bei 180 Euro je Megawattstunde und eine einmalige Übergewinnsteuer für fossile Unternehmen in Höhe von 33 Prozent. Außerdem wurde, trotz erheblicher Bedenken, ein dynamischer Gaspreisdeckel („Markt-

korrekturmechanismus“) für alle Großhandelsplätze beschlossen. Dieser greift, wenn der *month ahead*-Preis am wichtigsten EU-Handelsplatz TTF an drei Werktagen über 180 Euro je Megawattstunde und gleichzeitig mindestens 35 Euro über dem Weltmarktpreis für Flüssigerdgas liegt.

Die europäische Diskussion wird zusätzlich durch den US-Amerikanischen *Inflation Reduction Act* (IRA) befeuert. Der IRA ist ein umfassendes Infrastruktur- und Investitionspaket, mit klimarelevanten Ausgaben in Höhe von 369 Milliarden US-Dollar, mit dem die USA eine Führungsrolle bei der Skalierung von Energiewendetechnologien übernehmen und ihre nationalen Emissionen deutlich reduzieren wollen. Einzelne protektionistische Elemente des IRA, vor allem *Local-Content*-Anforderungen, wonach geförderte Produkte auch in den USA produziert werden müssen, sorgen für Spannung in den transatlantischen Handelsbeziehungen.

Neben den Notfallmaßnahmen zum Abmildern der fossilen Energiekrise haben die europäischen Institutionen die Arbeit am *Fit for 55*-Klimaschutzpaket fortgesetzt. Mittlerweile wurde die Hälfte der insgesamt neunzehn Energie- und Klimagesetze aus dem Paket abgeschlossen.³

Wichtige Meilensteine sind:

→ Ab 2035 werden aufgrund verschärfter CO₂-Grenzwerte keine Pkw und leichten Nutzfahrzeuge mit fossilem Verbrennungsmotor mehr zugelassen;

3 Die Verordnung über CO₂-Standards für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge; die Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF)-Verordnung; die Lastenteilungs-Verordnung; die Richtlinie zum Emissionshandelssystem für Luftfahrzeugbetreiber; die Verordnung zur Einführung eines CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM); die EU-Emissionshandelsrichtlinie (EU ETS); die Marktstabilitätsreserve (MSR); und die Verordnung für einen Klimasozialfonds (SCF).

→ Mit der erstmaligen Schaffung eines Kohlenstoff-senkenziels von -310 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2030 wird das europäische Klimaziel für 2030 de facto von minus 55 Prozent auf minus 57 Prozent Treibhausgasreduzierungen gegenüber 1990 verschärft;

→ Das EU-Emissionshandelssystem wird verschärft, sodass die Treibhausgasemissionen in den geregelten Sektoren bis 2030 um insgesamt 62 Prozent statt bisher 43 Prozent sinken müssen; gleichzeitig werden die Regeln für die Marktstabilitätsreserve angepasst, um den Abbau des historisch entwickelten strukturellen Überschusses an Zertifikaten zu verstetigen;

→ Das EU-Emissionshandelssystem wird um mehrere Sektoren (z.B. Schifffahrt und Müllverbrennungsanlagen) und Emissionskategorien (z.B. Nicht-CO₂-Emissionen des Luftverkehrs) ausgeweitet;

→ Die freie Zuteilung von Zertifikaten im EU-Emissionshandelssystem für Flugverkehr und die energieintensive Industrie läuft bis 2034 aus; parallel dazu wird ein neuer Grenzausgleichsmechanismus für bestimmte CO₂-intensive Güter (Eisen und Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium, Elektrizität und Wasserstoff), Vorprodukte und nachgelagerte Produkte eingeführt, um möglichen Wettbewerbsnachteilen durch die CO₂-Bepreisung Rechnung zu tragen;

→ Das EU-Ziel zur Minderung der Treibhausgasemissionen 2030 für die Nicht-ETS Sektoren wird von minus 30 Prozent auf minus 40 Prozent gegenüber 2005 erhöht;

→ Ab 2027 wird ein neues, separates EU-Emissionshandelssystem für den Straßenverkehr, Gebäude und kleine Industrieanlagen eingeführt. Hierdurch wird die CO₂-Bepreisung auf diese Sektoren ausgeweitet, gleichzeitig werden Einnahmen für Investitionen in die Transformation dieser Sektoren generiert. Um negative soziale Auswirkungen abzufedern, soll ab 2026 ein Teil dieser Einnahmen über den neuen EU-Klimasozialfonds gezielt besonders bedürftige Haushalte und

Unternehmen bei der Mobilitäts- und Wärme-wende unterstützen.

Aktuell verhandelt werden die Richtlinie zur Energieeffizienz, die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und das Gas- und Wasserstoff-Dekarbonisierungspaket. Letzteres wurde zwei Monate vor dem russischen Überfall auf die Ukraine von der Europäischen Kommission vorgeschlagen und basiert somit auf veralteten Annahmen zur Verfügbarkeit von fossilem Gas. Die Bundesregierung hat hier die Chance, durch eine proaktive Beteiligung an den Verhandlungen einen Rahmen mitzugestalten, der die dauerhafte Verringerung der Gasnutzung und die damit einhergehende revidierte Planung relevanter Infrastrukturen festschreibt.

Anfang 2023 ist außerdem ein Kommissionsvorschlag für Anpassungen des europäischen Strommarktdesigns angekündigt. Hierbei ist vor allem wichtig, dass kurzfristig notwendige Entlastungsmaßnahmen für Stromkund:innen nicht auf Dauer die notwendigen marktbasieren Investitions- und Flexibilitätsanreize für ein klimaneutrales und modernes Stromsystem untergraben.

Auf globaler Ebene endeten die 27. UN-Klimaverhandlungen (COP27) im November 2022 mit einem gemischten Ergebnis. Ein großer Erfolg war die Schaffung eines seit Jahrzehnten geforderten Fonds zur Kompensation von Schäden und Verlusten, dessen Ausgestaltung jedoch noch nicht feststeht. Ungeklärt und höchst umstritten bleibt die Frage, ob China sich ab 2025 an der internationalen Klimafinanzierung beteiligen wird. Zudem wurden in puncto Emissionsreduktionen keine weiteren Fortschritte vereinbart. Zum Beispiel konnten sich die Vertragsstaaten weder auf einen generellen Ausstieg aus fossilen Energien noch auf das Jahr 2025 als Höchststand der weltweiten Emissionen verständigen. Die Weltgemeinschaft ist somit weiterhin nicht auf einem 1,5-Grad-kompatiblen Pfad.

7.5 Fossile Energiekrise und Energiewende – Booster oder Bremse?

Die Vorstellung des „Osterpakets“ der Bundesregierung zum beschleunigten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik am 6. April 2022 stand bereits unter dem Vorzeichen der sich verschärfenden fossilen Energiekrise nach dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Die Erneuerbaren Energien wurden nach Überzeugung der Bundesregierung zu einer Frage der nationalen Sicherheit, der Bundesfinanzminister prägte den Begriff der „Freiheitsenergien“, die „Zeitenwende“, die der Bundeskanzler mit dem Beginn des russischen Angriffskriegs identifiziert hatte, fand auch Eingang in den energiepolitischen Diskurs des Jahres 2022.

Mit der sukzessiven Reduzierung der kostengünstigen Pipeline-Gaslieferungen aus Russland, den enormen Preisausschlägen und der Sorge vor einer akuten Gasmangellage trat die Verletzlichkeit der deutschen Volkswirtschaft infolge der Abhängigkeit von fossilen Rohstoffimporten schmerzhaft zu Tage. Gleichzeitig entwickelte sich jedoch auch ein Bewusstsein für die Chancen, die Wind und Solarenergie zur strukturellen Lösung dieser und künftiger Krisen bieten: Dreiviertel der Deutschen sehen den beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien als die vorrangigste Reaktion auf die aktuelle Krise (siehe Kapitel 6).

Tatsächlich markiert das Jahr 2022 eine Zäsur für die deutsche Energiepolitik: In den vergangenen Jahren hatte sich bereits die Erkenntnis durchgesetzt, dass Energieeffizienz, Windenergie und Photovoltaik nicht nur entscheidend für die Entwicklung eines umweltverträglichen und klimafreundlichen Energiesystems sind. Erneuerbare Energien aus Wind und Sonne erwiesen sich auch in Deutschland mehr und mehr als die günstigsten Stromerzeugungstechnologien. Seit diesem Jahr ist deutlich geworden, dass Erneuerbare Energien auch eine wesentliche Rolle für die dritte Stoßrichtung des energiepolitischen

Zieldreiecks, die Versorgungssicherheit, einnehmen, indem sie das deutsche Energiesystem resilienter und unabhängiger von fossilen Preisschocks und geopolitischen Entwicklungen machen.

Die hohen Gas- und Strompreise haben zu einem regelrechten Nachfrageboom nach Wärmepumpen und PV-Dachanlagen geführt. Limitierender Faktor sind hier vor allem Lieferengpässe und die Verfügbarkeit von Fachkräften für Einbau und Installation. Die Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen und Einsparungen nimmt infolge der hohen Verbraucherpreise für Haushalte und Industrie weiter zu.

Andererseits hat das Krisenmanagement im abgelaufenen Jahr erhebliche Ressourcen in Politik und Verwaltung gebunden, die zu Verzögerungen in wichtigen Bereichen der Energiewende führten: So haben die Maßnahmen des „Osterpakets“ bislang nicht zu einer Beschleunigung des Ausbaus der Windkraft geführt. Unzureichende Flächen, lange

Genehmigungsprozesse und neue Unsicherheiten angesichts der Diskussion zu Eingriffen in das Strommarktdesign hemmen die erforderlichen Investitionen. So blieben die Wind- und Solar-Ausschreibungen 2022 stark unterzeichnet. Wichtige politische Prozesse, die die Ampelkoalition für 2022 angekündigt hatte, haben sich verzögert – wie die Ausarbeitung einer Systementwicklungsstrategie für den Aus- und Umbau der Infrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff sowie die Diskussion um ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign.

Auch im kommenden Jahr werden die Herausforderungen der fossilen Energiekrise fortbestehen. Entscheidend wird sein, dass die Regierung neben dem akuten Krisenmanagement ihren Gestaltungsauftrag annimmt und strukturelle Maßnahmen zur Lösung der Krise in den Mittelpunkt ihrer Politik in Deutschland und auf Ebene der EU stellt, um den dringend erforderlichen Booster für die Energiewende zu zünden.

8 Ausblick auf das Jahr 2023

Der folgende Überblick über die Sektoren fasst zusammen, welche Prozesse und Gesetzgebungsverfahren 2023 anstehen und welche Impulse und Beschlüsse darüber hinaus erforderlich sind, um die gemeinsamen Ursachen von Energie- und Klimakrise zu überwinden.

Energiewirtschaft

2023 werden zentrale Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Energiewende verhandelt. Dazu zählt ein dem klimaneutralen Zielsystem verpflichtetes Strommarktdesign, mit dem sich die eigens hierfür einzurichtende Stakeholder-Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ befassen wird. Außerdem wird die nationale Wasserstoffstrategie aktualisiert und eine Systementwicklungsstrategie für eine energieträgerübergreifende Planung der künftigen Energieinfrastruktur ausgearbeitet. Alle diese Prozesse sollen bis zum Jahresende 2023 wesentliche Fortschritte erzielen.

In Anbetracht der begrenzten Zeit, die für die Transformation bleibt, müssen diese Prozesse insgesamt die Erfordernisse eines klimaneutralen Energiesystems konsequent mitdenken. Dies beinhaltet für das Strommarktdesign unter anderem einen starken Fokus auf systemdienliche Preissignale, eine umfassende Digitalisierung der Verteilnetze als Grundlage für eine aktive Steuerung von Angebot und Nachfrage und die Neuausrichtung von Entgelten und Umlagen, um Hemmnisse für flexiblen Stromverbrauch zu beseitigen (Agora Energiewende 2022b). Gleichzeitig muss die Ausarbeitung der Vorschläge zum Strommarktdesign laufende Diskussionen auf der europäischen Ebene berücksichtigen und sich mit diesen abstimmen.

Die Ausarbeitung der Systementwicklungsstrategie kann genutzt werden, um die Bereitstellung von Erzeugungs- und Importinfrastrukturen im Einklang mit den Klimazielen sicherzustellen. Besondere

Herausforderungen stellen sich bei der Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung sowie der erforderlichen Importkapazitäten, bei gleichzeitiger Vermeidung von kurzfristig motivierten Überinvestitionen in fossile Infrastruktur.

Die fundamentale Grundlage für das Gelingen der Transformation und der Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten ist der beschleunigte Zubau von Wind- und Solarenergie. Aktuell bleiben der Zubau von Wind- und Solaranlagen selbst, aber auch die Verfügbarkeit der dazu notwendigen Produktionskapazitäten für Erneuerbare-Energien-Anlagen, noch weit hinter den Erfordernissen zurück.

Um den Zielpfad zu erreichen ist es dementsprechend unerlässlich, alle kurz- und mittelfristig wirksamen Maßnahmen zur Ermöglichung und Beschleunigung des Ausbaus umzusetzen, wie ursprünglich für den Sommer 2022 angekündigt. Insbesondere in den Bereichen Flächenbereitstellung, Artenschutz und Fertigung von Erneuerbare-Energien-Anlagen besteht weitergehender Handlungsbedarf.

Industrie

Um einen Rahmen für die Transformation der Industrie zu schaffen, müssen im neuen Jahr die von der Bundesregierung angekündigten Strategien für grüne Leitmärkte, Carbon Management und Kreislaufwirtschaft auf den Weg gebracht werden. Im Dezember 2022 konkretisierten sich außerdem die Pläne des Bundeswirtschaftsministeriums für die Einführung von Klimaschutzverträgen für die Industrietransformation. Die Umsetzung dieses für die Dekarbonisierung der Industrie zentralen Instruments wird im Jahr 2023 von großer Wichtigkeit sein.

Gleichzeitig ist es notwendig, die Transformation der Industrie zunehmend mit einem umfassenden Instrumentenkasten zu begleiten. Eine Reihe weiterer Finanzierungsinstrumente ist bereits in der Diskus-

sion oder beschlossen, unter anderem Gelder für die Elektrifizierung kleiner und mittlerer Unternehmen aus dem Bundeshaushalt sowie die Einführung von Superabschreibungen für Investitionen in klimaneutrale Technologien. Auch eine Netzentgeltreform im Kontext des oben genannten Prozesses zum künftigen Strommarktdesign wird für die Transformation der Industrie entscheidend sein.

Neben der Bereitstellung von Finanzmitteln zählen auch ordnungsrechtliche Vorgaben zum notwendigen Instrumentenmix, um grüne Leitmärkte anzureizen. Hierzu gehören unter anderem Standards für klimaneutrale Grundstoffe im Beschaffungswesen oder Standards bei der Prozesswärme, die den Umstieg auf direktelektrische und andere klimaneutrale Technologien befördern. Aktuelle Entwicklungen wie der zunehmende Druck auf internationale Lieferketten und der US-Beschluss signifikanter Investitionen in Klimaschutztechnologien durch den *Inflation Reduction Act* erhöhen die Dringlichkeit, aber auch den Wert all dieser Maßnahmen.

Gebäude und Wärme

Im Bereich Gebäude und Wärme muss eine Reihe politischer Ankündigungen legislativ und regulatorisch umgesetzt werden. Dazu zählen die Anforderung, dass neue Heizungen ab 2024 mit mindestens 65 Prozent Erneuerbaren Energien betrieben werden müssen, die Anhebung des Neubaustandards auf den Effizienzhausstandard 40 ab 2025, die kommunale Wärmeplanung, das Energieeffizienzgesetz, eine umfassende Novelle des Gebäudeenergiegesetzes inklusive einer Umsetzung der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EPBD) und von Mindesteffizienzstandards für Bestandsgebäude.

Diese Maßnahmen sind aber noch nicht ausreichend. So bestehen beim Ausbau und der Dekarbonisierung von Wärmenetzen nach wie vor erhebliche Regulierungslücken – sowohl, was den Weg zur Klimaneutralität angeht, als auch mit Blick auf den Schutz von Verbraucher:innen. Darüber hinaus sollte eine

belastbare Datengrundlage geschaffen werden, die den Fortschritt der Wärmewende sichtbar macht und einen schlanken Vollzug ordnungsrechtlicher Anforderungen ermöglicht.

Gleichzeitig muss die Wärmewende stärker industrie- und sozialpolitisch gedacht werden. Insbesondere die energetische Sanierung von Millionen von Gebäuden erfordert eine Transformation der Bauwirtschaft, mit neuen Chancen durch Digitalisierung und Modularisierung. Um den Fachkräftemangel im Gebäudesektor zu beheben, braucht es neben Produktivitätssteigerungen und Prozessoptimierungen weitere große Anstrengungen. Die soziale Ausgestaltung der Wärmewende erfordert darüber hinaus eine bedarfsgerechte finanzielle Förderung sowie verbesserten Schutz von Mieter:innen.

Verkehr

Für den Verkehrssektor will die Bundesregierung im Frühjahr 2023 bekanntgeben, mit welchen weiterführenden Maßnahmen das Klimaschutzziel 2030 erreicht werden kann. So steht es in einem Eckpunkte-Entwurf für ein sektorübergreifendes Klimaschutz-Sofortprogramm. Mit den bisher beschlossenen oder angedachten Maßnahmen würde die Bundesregierung nach eigenen Berechnungen aus dem Eckpunkte-Entwurf das Klimaziel 2030 im Verkehr um kumuliert 118 bis 175 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} verfehlen (Handelsblatt 2022). Nach dem Projektionsbericht der Bundesregierung von 2021 würden zwischen 2022 und 2030 sogar Mehremissionen von 271 Millionen Tonnen CO_{2-Äq} entstehen.

Erforderlich ist eine grundsätzliche Neuausrichtung der Klimapolitik im Verkehr. Die Anforderungen des Klimaschutzgesetzes können nicht erfüllt werden, wenn die Bundesregierung sich weiterhin überwiegend auf Anreize etwa für Ladeinfrastruktur, Radverkehr und ÖPNV beschränkt, Fehlanreize für den fossilen Autoverkehr aber unangetastet lässt und zudem auf schnell wirksame und kostengünstige Instrumente zur Minderung von Emissionen und Kraftstoffverbrauch wie ein allgemeines Tempolimit auf

Autobahnen verzichtet. Marktkräfte können nur dann zugunsten von Klimaschutz und sozialer Ausgewogenheit wirken, wenn die Politik den Rahmen dafür schafft.

Notwendig sind insbesondere faire Preise im Straßenverkehr mittels einer am Klimaschutz ausgerichteten Kfz- und Dienstwagenbesteuerung, einer ambitionierten CO₂-Bepreisung inklusive sozialer Einnahmenrückverteilung und mittelfristig einer fahrleistungsabhängigen Pkw-Maut. So können überholte Privilegien und Subventionen des Autoverkehrs abgebaut werden.

Darüber hinaus ist es unerlässlich, neben der Einführung des Deutschlandtickets langfristig Mittel für den Ausbau des öffentlichen Verkehrs zu garantieren und die Bundesverkehrswegeplanung im Rahmen der 2023 anstehenden Bedarfsplanüberprüfung kurzfristig an die Anforderungen des Klimaschutzes anzupassen, d.h. auf Straßenneubau weitestgehend zu verzichten und sich stattdessen auf den zügigen Ausbau der Schienenwege zu fokussieren. Schließlich sollten Kommunen über die 2023 erwartete Reform des Straßenverkehrsrechts den Gestaltungsspielraum erhalten, den sie brauchen, um Alternativen zum privaten Pkw zu stärken, den Parkraum effektiver zu managen und Tempo 30 innerorts als Höchstgeschwindigkeit anzuordnen.

Fazit

2023 birgt die Chance, die fossile Energiekrise strukturell zu überwinden und die Transformation zur Klimaneutralität auf Kurs zu bringen. Angesichts der sich verschärfenden Klimakrise sind die Entscheidungen, die 2023 getroffen werden, von hoher Bedeutung.

Um die Transformation in allen Sektoren zu ermöglichen und auch kleinteilige Hemmnisse zu beseitigen, müssen politische Maßnahmen jetzt in die Breite und in die Tiefe gehen. Hierfür braucht es umfassende Maßnahmenpakete für alle Sektoren, welche die oben aufgeführten Handlungsnotwendigkeiten berücksichtigen, sowie das längst überfällige Klimaschutzsofortprogramm.

Bei der Umsetzung all dieser Maßnahmen kann die Politik auf eine hohe Bereitschaft in Wirtschaft und Bevölkerung setzen, die Transformation aktiv mitzugestalten – kombiniert mit der immer stärkeren Wirtschaftlichkeit von Energiewendetechnologien. Die Ausgestaltung politischen Handelns entlang des Transformationspfads zur klimaneutralen Volkswirtschaft ist unerlässlich, um den Wohlstand Deutschlands und Europas im 21. Jahrhundert zu sichern, die Klimakrise einzudämmen und die strukturelle Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und somit auch die Energiekrise zu beenden.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2022a): *Volle Leistung aus der Energiekrise. Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen.* Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/volle-leistung-aus-der-energiekrise/>

Agora Energiewende (2022b): *Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen.* Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiesicherheit-und-klimaschutz-vereinen/>

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

Agora Verkehrswende (2017): *Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende.* Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/12-thesen/>

Agora Verkehrswende (2019): *Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial.* Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimabilanz-von-elektroautos/>

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

Agora Verkehrswende (2022a): *Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken. Finanzierungsmodelle für den Aufbau von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw.* Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/schnellladen-foerdern-wettbewerb-staerken/>

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

Agora Verkehrswende, Transport & Environment (2022): *Elektro-Lkw schneller auf die Straße bringen.* Abrufbar unter: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/elektro-lkw-schneller-auf-die-strasse-bringen/>

Amprion (2022): *Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten vorläufige Netzentgelte für 2023.* Abrufbar unter: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_46272.html

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2022a): *Primärenergieverbrauch.* Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/>

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2022b): *Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2021 (in TWh) Deutschland insgesamt.* Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/09/STRERZ22_Abgabe-12-2022_inkl-Rev-EE.pdf

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2022c): *Erdgasdaten 2022.* Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/11/02-Gas_2022.pdf

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2022d): *Mineralöldata 2022.* Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/12/01-Mineraloel_2022.pdf

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2022e): *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland.* Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (2022): *Monatsbericht-PLUS*. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_monatsbericht_plus_2022-q4_final.pdf

AGFW (2021): *AGFW – Hauptbericht 2020*. Abrufbar unter: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>

Bloomberg Finance L.P. (Bloomberg) (2022): Abgerufen von der Bloomberg-Datenbank.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2018): *Drittlandskohlepreis*. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2020): *Merkmale zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs*. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ea_ermittlung_gesamtenergieverbrauch.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022a): *Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991*. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022b): *Entwicklung Rohöleinfuhr*. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022c): *Monatsstatistik – Bundesförderung für effiziente Gebäude 2022*. Twittermeldung. Abrufbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1602251974413623301?s=20&t=bgk5L_kkB-w0cMZ1k1Z9fjA

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022d): *Monatsstatistik – Energieberatung für Wohngebäude*. Twittermeldung. Abrufbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1602976750312587264

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2022e): *Monatsstatistik – Energieberatung für Nichtwohngebäude, Anlagen und Systeme*. Twittermeldung. Abrufbar unter: https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1603701531135676416

Bundesbank (2022): *EZB Zinssätze*. Abrufbar unter: <https://www.bundesbank.de/de/statistiken/geld-und-kapitalmaerkte/zinssaetze-und-renditen/ezb-zinssaetze-607806>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (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 (bdew) (2022a): *bdew-Gaspreisanalyse Dezember 2022*. Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdew) (2022b): *bdew-Strompreisanalyse Dezember 2022*. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/221208_BDEW-Strompreisanalyse_Dez2022_08.12.2022_korr_vx5gByn.pdf

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

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdew) (2022d): *Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland.* Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>

Bundesverband der Deutschen Heizungsinstitute (BDH) (2022): *Marktentwicklung Wärmemarkt 2022-10.* Abrufbar unter: <https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemeldungen/artikel/bdh-wachsen-der-markt-im-herbst-trotz-schwierigem-umfeld>

Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) (2022): *BDI-Blitzumfrage zum Lagebild im industriellen Mittelstand.* Abrufbar unter: <https://bdi.eu/artikel/news/bdi-blitzumfrage-zum-lagebild-im-industriellen-mittelstand/>

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

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) (2022): *Erntebericht 2022.* Abrufbar unter: <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/pflanzenbau/ackerbau/ernte-2022.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022a): *65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024.* Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6

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

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022c): *Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses.* Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2022/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022d): *Monitoring des Stromnetzausbaus Zweites Quartal 2022.* Abrufbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022e): *Erster Fortschrittsbericht Energiesicherheit.* Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/O325_fortschrittsbericht_energiesicherheit.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022f): *Eröffnungsbilanz Klimaschutz.* Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Reden/2022/20220111-habeck-rede-eroeffnungsbilanz-klimaschutz.html>

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022a): *Kraftwerksliste.* Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/fachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022b): *Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen.* Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022c): *Netzengpassmanagement Zweites Quartal 2022.* Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/QuartalszahlenQ2in2022.pdf;jsessionid=BF7CFB342DED1276FF4B8703EBB67B21?__blob=publicationFile&v=4

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022d): *Aktuelle Lage der Gasversorgung in Deutschland.* Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2022e): *Ladeinfrastruktur in Zahlen.* Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>

Bundesverband Wärmepumpen (BWP) (2022): *Vorläufige Absatzzahlen Wärmepumpen 2022.*

Climate Data Center DE (CDC) (2022): *Hourly air temperature.* Abrufbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/air_temperature/recent/

Copernicus (2022): *Summer 2022 Europe's hottest on record.* Abrufbar unter: <https://climate.copernicus.eu/copernicus-summer-2022-europes-hottest-record>

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2019): *dena-Gebäudereport kompakt 2019, Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand.* Abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-GEBAEUDEREPORT_KOMPAKT_2019.pdf

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2022): *dena-Gebäudereport 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand.* Abrufbar unter: <https://www.gebaeudeforum.de/wissen/zahlen-daten/>

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2022): *DIW Wochenbericht 43, Wärmemonitor 2020 und 2021: Heizenergiebedarf leicht gesunken, Klimaziele aber verfehlt.* Abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.857082.de/22-43-1.pdf

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2022a): *Deutschlandwetter im Jahr 2022.* Abrufbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2022/20221230_deutschlandwetter_jahr2022_news.html

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2022b): *Deutschlandwetter im Sommer 2022.* Abrufbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2022/20220830_deutschlandwetter_sommer2022_news.html?nn=495078

Energate (2022): *Gashandel: Kurzfristpreise im Sinkflug.* Abrufbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/227579/gashandel-kurzfristpreise-im-sinkflug>

Europäische Investitionsbank (EIB) (2022): *Majority of Germans say the war in Ukraine and high energy prices should accelerate the green transition.* Abrufbar unter: <https://www.eib.org/en/press/all/2022-429-majority-of-germans-say-the-war-in-ukraine-and-high-energy-prices-should-accelerate-the-green-transition.htm>

Europäische Kommission (2022): *REPowerEU.* Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_22_3131

Europäischer Rat (2022): *Restriktive Maßnahmen der EU gegen Russland aufgrund der Krise in der Ukraine.* Abrufbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/sanctions/restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/history-restrictive-measures-against-russia-over-ukraine/>

Europäische Zentralbank (EZB) (2022a): *Key ECB interest rates.* Abrufbar unter: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/key_ecb_interest_rates/html/index.de.html

Europäische Zentralbank (EZB) (2022b): *Monetary policy decisions*. Abrufbar unter: <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.mp221027-df1d778b84.en.html>

Europäische Zentralbank (EZB) (2022c): *The ECB Survey of Professional Forecasters*. Abrufbar unter: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/ecb.spf2022q4-eb4b9aa2c2.de.html

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2022a): *Day-ahead prices*. Abrufbar unter: <https://transparency.entsoe.eu>

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2022b): *Actual generation per production type*. Abrufbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>

Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2016): *Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2015*. Abrufbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Zubauanalyse_WindanLand_Gesamtjahr2015.pdf

Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2022): *Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2021*. Abrufbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2021.pdf

Federal Reserve Bank of New York (New York FED) (2022): *Global Supply Chain Pressure Index (GSCPI)*. Abrufbar unter: <https://www.newyorkfed.org/research/policy/gscpi#/interactive>

GET AG (2022): *Cockpit*. Abrufbar unter: <https://www.get-ag.com/produkte/cockpit/>

Handelsblatt (2022): *Verkehrssektor verfehlt Klimaschutz-Ziele deutlich – Eckpunkte für Klima-Sofortprogramm stehen*. Abrufbar unter: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaschutz-verkehrssektor-verfehlt-klimaschutz-ziele-deutlich-eckpunkte-fuer-klima-sofortprogramm-stehen/28779546.html>

Heizspiegel (2022): *Heizkostenabrechnung: Tipps für Mieter*innen*. Abrufbar unter: <https://www.heizspiegel.de/heizkosten-verstehen/heizkostenabrechnung/>

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

Infratest dimap (2022): *ARD-DeutschlandTREND Dezember 2022*. Abrufbar unter: <https://www.infratest-dimap.de/umfragen-analysen/bundesweit/ard-deutschlandtrend/2022/dezember/>

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, Institute for Power Generation and Storage Systems (ISEA und PSG RWTH Aachen University) (2022): *Battery charts*. Abrufbar unter: <https://www.battery-charts.de/>

Internationaler Währungsfonds (IWF) (2022): *Wage-Price Spiral Risks Appear Contained Despite High Inflation*. Abrufbar unter: <https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/10/05/wage-price-spiral-risks-appear-contained-despite-high-inflation>

International Energy Agency (IEA) (2022a): *Renewables Data Explorer*. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer>

International Energy Agency (IEA) (2022b): *Gas Market Report, Q2-2022*. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2022>

International Energy Agency (IEA) (2022c): *Gas Market Report, Q4-2022*. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q4-2022>

International Energy Agency (IEA) (2022d): *How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023*. Abrufbar unter: <https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023>

Institut Wohnen und Umwelt (IWU) et al. (2021): *Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude (ENOB: dataNWG)*. Abrufbar unter: <https://www.datanwg.de/forschungsdatenbank/>

Kraftfahrtbundesamt (2022): *Fahrzeuge*. Abrufbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html

More In Common (2022a): *Navigieren im Ungewissen: Impulse zur Zukunft der Gesellschaft. #2: Was wünschen sich die Menschen für die Zukunft und ihr Land?* Abrufbar unter: <https://www.moreincommon.de/unsere-arbeit/navigierenimungewissen-1-1/>

More In Common (2022b): *Navigieren im Ungewissen: Zusammenhalt in der Preiskrise*. Abrufbar unter: <https://www.moreincommon.de/zusammenhaltpreiskrise/>

Öko-Institut (2022): *The role of biomass in the decarbonisation of the heating sector*. Abrufbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/role-of-biomass-in-decarbonisation-of-heating-sector.pdf>

Öko-Institut et al. (2022): *Mindestvorgaben für die Gesamteffizienz von Bestandsgebäuden. Einsparwirkungen und rechtliche Realisierbarkeit verschiedener Ausgestaltungsvarianten*. Abrufbar unter: https://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Effizienzpolitik/ww_vorgaben_bestandsgebaeude_bericht.html

Öko-Institut und Fraunhofer ISE (2022): *Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. Abrufbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/durchbruch-fuer-die-waermepumpe/>

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-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>

pv magazine (2022): *China's solar cell production capacity may reach 600 GW by year-end*. Abrufbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2022/10/24/chinas-solar-cell-production-capacity-may-reach-600-gw-by-year-end/>

Reuters (2022): *Norway eyes new rules to protect hydropower supply in spring, says energy minister*. Abrufbar unter: <https://www.reuters.com/business/energy/norway-eyes-new-rules-protect-hydropower-supply-spring-says-energy-minister-2022-10-20/>

Robert-Koch Institut (RKI) (2022): *Hitzebedingte Mortalität in Deutschland 2022*. Abrufbar unter: https://www.rki.de/DE/Content/Infekt/EpidBull/Archiv/2022/42/Art_01.html

Ruhnau et al. (2022): *Gas demand in times of crisis: energy savings by consumer group in Germany*. Abrufbar unter: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/265522/1/Ruhnau%20et%20al.%202022.%20Gas%20demand%20in%20times%20of%20crisis.%20Working%20Paper%20Oct%202022.pdf>

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) (2022): *Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten.* Abrufbar unter: https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223_Gesamtausgabe.pdf

Schmidt et al. (2019): *Adverse effects of rising interest rates on sustainable energy transitions.* Abrufbar unter: <https://www.nature.com/articles/s41893-019-0375-2>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022a): *Produktionsindex für die energieintensive Industrie und das verarbeitende Gewerbe.* Abrufbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022b): *Mobilitätsindikatoren auf Basis von Mobilfunkdaten.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Service/EXDAT/Datensaetze/mobilitaetsindikatoren-mobilfunkdaten.html>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022c): *Presse – Inflationsrate im November 2022 voraussichtlich +10,0 % – zum Vormonat leicht gesunken.* Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/11/PD22_499_611.html

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022d): *Verbraucherpreisindex: Sondergliederungen. Tabellen mit Jahresdurchschnitten und Monatswerten, Indizes und Veränderungsraten.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/Tabellen/Verbraucherpreise-Sondergliederungen.html#242164>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022e): *Wohnungsbestand im Zeitvergleich; Wohnungsbestand in Deutschland.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/liste-wohnungsbestand.html#115202>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022f): *Gebäude und Wohnungen: Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden, Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihen ab 1969–2021.* Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36495/umfrage/wohnflaeche-je-einwohner-in-deutschland-von-1989-bis-2004/>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022g): *Genesis-Online 31121-0004: Baufertigstellungen neuer Gebäude: Deutschland, Jahre, Gebäudeart, Energieverwendung, Energieart.* Abrufbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>

Statistisches Bundesamt (destatis) (2022h): *Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland.* Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>

Tagesschau (2022): *LNG-Schiffe stauen sich vor spanischer Küste.* Abrufbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/lng-fluesiges-erdgas-spanien-wilhelmshaven-midcat-101.html>

Tagesspiegel Background Energie und Klima (2022): *Asymmetrische Verteilnetzentgelte.* Abrufbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/asymmetrische-verteilnetzentgelte>

Umweltbundesamt (UBA) (2019): *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE – Studie.* Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf

Umweltbundesamt (UBA) (2022a): *Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2021.* Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#nationale-und-europaische-klimaziele>

Umweltbundesamt (UBA) (2022b): *Verkehr – Entwicklung von quartalsbezogenen Indikatoren zu den Emissionen des Verkehrs im Jahr 2022.* Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/dokumente/q12-22_quartalsbezogene_indikatoren_thg-emissionen_strassenverkehr_uba.pdf

Umweltbundesamt (UBA) (2022c): *Bodenversiegelung.* Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/boden/bodenversiegelung#was-ist-bodenversiegelung>

Verein der Kohlenimporteure (VdKI) (2022): *Kesselkohlepreis Außenhandelsstatistik.*

Weltorganisation für Meteorologie (WMO) (2022): *Provisional State of the Global Climate in 2022.* Abrufbar unter: <https://public.wmo.int/en/our-mandate/climate/wmo-statement-state-of-global-climate>

Wetterkontor (2022): *Monats- und Jahreswerte.* Abrufbar unter: <https://www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/monatswerte-station.asp>

Wirtschaftsverband Fuels und Energie (en2x): *Verbraucherpreise.* Abrufbar unter: <https://en2x.de/service/statistiken/verbraucherpreise/>

Wohngebaudeinfo.info (n.d.): *Wohnen und Sanieren; Wohngebäude-Statistiken 2002 bis heute.* Abrufbar unter: <https://www.wohngebaude.info/daten/#/sanieren/bundesweit>

YouGov (2022): *Sonntagsfrage November 2022 / Unzufriedenheit mit der Regierung bleibt hoch.* Abrufbar unter: <https://yougov.de/news/2022/11/11/sonntagsfrage-november-2022-unzufriedenheit-mit-de/>

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Volle Leistung aus der Energiekrise

Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen

Durchbruch für die Wärmepumpe

Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand

Power-2-Heat

Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

Schutz in der fossilen Energiekrise

Optionen für Ausgleich und Entlastung

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update

Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaneutrales Stromsystem 2035

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)

Analyse zur Zementbranche

12 Thesen zu Wasserstoff

Mobilisierung der Kreislaufwirtschaft für energieintensive Materialien (Zusammenfassung)

Wie Europa den Übergang zu einer fossilfreien, energieeffizienten und energieunabhängigen industriellen Produktion vollziehen kann

Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen

Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Gesamtstudie)

Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022

Öffentliche Finanzierung von Klima- und anderen Zukunftsinvestitionen

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

Transforming industry through carbon contracts (Steel)

Analysis of the German steel sector

The driving forces behind the green transition in Europe and South Korea

A comparison between the European Green Deal and the Korean Green New Deal

#1 Overview of China's Energy Transition 2022

Chapter on Natural Gas

Coal Phase-Out in Germany

The Multi-Stakeholder Commission as a Policy Tool

Powering the Future of the Western Balkans with Renewables

Climate-neutral power system 2035

How the German power sector can become climate-neutral by 2035

International climate cooperation for energy-intensive industry

A (realistic) proposal

Promoting regional coal just transitions in China, Europe and beyond

Europe - China dialogues on a just coal transition in 2021

Coal Phase-Out in Germany

The Role of Coal Exit Auctions

Delivering RePowerEU

A solidarity-based proposal for financing additional green investment needs

Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Study)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

Regaining Europe's Energy Sovereignty

15 Priority Actions for RePowerEU

Getting the Transition to CBAM Right

Finding pragmatic solutions to key implementation questions

The EU's Carbon Border Adjustment Mechanism

Challenges and Opportunities for the Western Balkan Countries

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

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Wege, damit die Energiewende gelingt – in Deutschland, Europa und im Rest der Welt. Die Organisation agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.



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

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de