
Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2020

ANALYSE

Agora
Energiewende



*Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2019

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019

IMPRESSUM

ANALYSE

Die Energiewende im Stromsektor:
Stand der Dinge 2019

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2020

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

Fabian Hein
Frank Peter
Dr. Patrick Graichen

Kontakt:
fabian.hein@agora-energiewende.de

Titel & Satz: Ada Rühring
Korrektur: Christoph Podewils, Janne Görlach

171/01-A-2020/DE

Version 1.1

Veröffentlichung: Januar 2020

DANKSAGUNG

Für die Unterstützung danken wir
Thorsten Lenck (Agora Energiewende),
Prof. Franz-Josef Wodopia (Verein der
Kohlenimporteure), Dr. Alice Sakhel



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

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2020): *Die Energiewende
im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick
auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Aus-
blick auf 2020.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Klimaschutz und Energiewende wurden 2019 erstmals seit dem Jahr 2000 in Umfragen zum wichtigsten Thema erklärt. Hintergrund ist sicherlich, dass die Auswirkungen des Klimawandels immer sichtbarer werden - nicht nur in Australien mit den verheerenden Waldbränden, sondern auch in Deutschland durch die immer trockener und heißer werdenden Sommer. Die *FridaysForFuture*-Klimastreiks haben es dann vermocht, die Erkenntnisse der Wissenschaft in öffentliche Aufmerksamkeit umzuwandeln und Druck auf die Politik aufzubauen - wenn auch noch mit bescheidenen Ergebnissen.

Parallel hat sich die Energiewende 2019 in vielen Bereichen positiv entwickelt: Die Kohleverstromung ist massiv zurückgegangen und hat die CO₂-Emissionen in Deutschland um über 50 Millionen Tonnen

sinken lassen - einen solchen Rückgang gab es zuletzt im Jahr der Weltwirtschaftskrise 2009. Gleichzeitig stieg die Stromerzeugung aus Erneuerbaren deutlich an, sodass Wind- und Solaranlagen mehr Strom produzierten als Braun- und Steinkohle.

Leider gibt es auch gegenläufige Tendenzen: Die CO₂-Emissionen in Verkehr und Gebäude stiegen 2019 wieder, ebenso hält der Trend zu verbrauchsstarken SUVs an. Zudem sorgt der massive Einbruch beim Bau neuer Windanlagen 2018 und 2019 dafür, dass der Aufwuchs beim grünen Strom in den kommenden Jahren deutlich langsamer erfolgen wird.

Diese und viele weitere spannende Entwicklungen des Energiejahres 2019 finden Sie in dieser Auswertung. Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sinken 2019 aufgrund eines starken Rückgangs bei Braun- und Steinkohle um über 50 Millionen Tonnen CO₂ und liegen damit etwa 35 Prozent unter dem Niveau von 1990. Demgegenüber sind die CO₂-Emissionen bei Gebäuden und im Verkehr durch mehr Erdöl- und Erdgasverbrauch angestiegen. Hauptursache des CO₂-Rückgangs sind höhere CO₂-Preise im EU-Emissionshandel, ein deutlicher Zuwachs bei den Erneuerbaren und ein gesunkener Stromverbrauch. Im Verkehr sorgte der steigende Anteil an SUVs für einen Anstieg der Emissionen.

2

Die Erneuerbaren Energien liefern 2019 mit knapp 43 Prozent des Stromverbrauchs einen neuen Rekord - aber aufgrund des Zusammenbruchs beim Windausbau auf nur noch ein Gigawatt pro Jahr startet die Energiewende in die 2020er mit einer schweren Hypothek. Während die Erneuerbaren in den letzten Jahren kontinuierlich um 15 Terawattstunden pro Jahr anwuchsen, wird der Mangel an Windflächen und -genehmigungen den weiteren Aufwuchs spürbar bremsen. Schnelles politisches Handeln ist jetzt gefragt, um die Erneuerbaren-Ziele für 2030 tatsächlich zu erreichen.

3

Bei den Kosten der Erneuerbaren Energien ist der Scheitelpunkt in Sicht: Die EEG-Umlage steigt zwar 2020 nochmal auf 6,77 Cent je Kilowattstunde, aber spätestens ab 2022 zeigen sich die gesunkenen Kosten der Erneuerbaren Energien auch in einer sinkenden EEG-Umlage. Ältere, teure Anlagen fallen dann zunehmend aus der Förderung. Zudem soll ab 2021 ein Teil der Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz zur Senkung der EEG-Umlage verwendet werden. Der Strompreis dürfte in der Folge in den 2020ern nicht mehr steigen, sondern leicht fallen.

4

Für die Bevölkerung war 2019 "Klimaschutz/Energiewende" das Top-Thema bei der Frage nach den wichtigsten Problemen - deutlich vor "Migration/Integration" (Platz 2) und "Renten" (Platz 3). Die Klima- und Energiepolitik hat dies jedoch nicht abgebildet. So reicht das im September von der Bundesregierung beschlossene Klimapaket nicht aus, um die 2030er-Klimaschutzziele zu erreichen. Insbesondere bei Verkehr, Gebäude und Industrie besteht erheblicher Nachbesserungsbedarf.

Inhalt

| | | |
|----|--|----|
| 1 | Energie- und Stromverbrauch | 11 |
| 2 | Stromerzeugung | 17 |
| 3 | Treibhausgasemissionen | 25 |
| 4 | Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa | 29 |
| 5 | Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland | 33 |
| 6 | Negative Strompreise und Flexibilität | 39 |
| 7 | Kosten | 43 |
| 8 | Netze | 53 |
| 9 | Kennzeichnende Ereignisse zur Charakterisierung des deutschen Stromsystems in 2019 | 57 |
| 10 | Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick 2020 | 65 |
| 11 | Referenzen | 69 |

Das Energiejahr 2019 in zehn Punkten

1. **Erneuerbare Energien:** Mit einem Zuwachs von 17,8 Terawattstunden wurde im Jahr 2019 so viel Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt, wie noch nie. Sie deckten rund 42,6 Prozent des Bruttostromverbrauchs und damit erstmals in etwa genauso viel wie Kernenergie, Braun- und Steinkohle zusammen. Maßgeblich hierfür war ein gutes Wind- und Sonnenjahr. Wenig Impulse gehen vom Ausbau der Erneuerbaren Energien aus. Während der Zubau bei Windenergie an Land dramatisch einbrach, lag er auch bei Photovoltaik unter dem Niveau, das für die Zielerreichung von 65 Prozent Erneuerbaren Energien am Bruttostrombedarf im Jahr 2030 notwendig ist. Der Zubau der Erneuerbaren Energien in den Sektoren Gebäude und Verkehr stagniert weiterhin. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch wächst nur geringfügig auf 14,7 Prozent.
2. **Konventionelle Energien:** Die Steinkohlenutzung setzt ihren Abwärtstrend mit einem Minus von 31 Prozent gegenüber 2018 fort. Der höhere CO₂-Preis im Vergleich zu den Vorjahren, in Kombination mit einem günstigen Preis für Erdgas führte zu einem Steinkohle-Gas-Switch in der *Merit-Order*. Im Gegenzug erhöhte sich die Nutzung von Erdgas in der Stromerzeugung um 11 Prozent. Im Gegensatz zu den Vorjahren sank 2019 auch die Braunkohle um über 30 Terawattstunden (22 Prozent) und fiel damit auf den niedrigsten Wert seit 1990. Sie gerät damit zusehends in Konkurrenz, nicht nur zu den Erneuerbaren Energien, sondern – aufgrund der höheren Kosten, die ältere Braunkohlekraftwerke für eine flexible Fahrweise haben – auch zu Gaskraftwerken. Die Stromerzeugung aus Kernenergie blieb konstant und wird erst 2020 wieder sinken, da am 31.12.2019 das Atomkraftwerk Philippsburg 2 mit einer Leistung von gut 1,4 Gigawatt gemäß Atomausstiegsgesetz vom Netz ging.
3. **Energie- und Stromverbrauch:** Der Stromverbrauch im Jahr 2019 ist mit 569 Terawattstunden der geringste der letzten 20 Jahre – sogar noch niedriger als 2009, dem Jahr der Wirtschaftskrise. Auch der Primärenergieverbrauch verzeichnet einen Rückgang von gut zwei Prozent. Der sehr niedrige Stromverbrauch dürfte vermutlich auf die mäßige Konjunktorentwicklung im Industriesektor, den warmen Winter und stetige Effizienzverbesserungen zurückzuführen sein.
4. **Klimaschutz:** Die Treibhausgasemissionen sanken stark um über 50 Millionen Tonnen CO₂ beziehungsweise gut sechs Prozent im Vergleich zum Vorjahr und liegen nun mit insgesamt 811 Millionen Tonnen CO_{2eq} etwa 35 Prozent unter dem Niveau von 1990. Diese Minderung geht vor allem auf den Stromsektor zurück, wo Braun- und Steinkohle einen deutlichen Rückgang verzeichneten. In den Sektoren Verkehr und Gebäude ist hingegen ein steigender Bedarf an Diesel, Erdgas, Benzin und Heizöl festzustellen, sodass in diesen Sektoren die Emissionen nicht gesunken und im Verkehrssektor sogar angestiegen sind. Die Lücke zur Erreichung des 2020er Klimaschutzziels (minus 40 Prozent gegenüber 1990) beträgt noch gut 65 Millionen Tonnen CO_{2eq}. Hauptursachen für die sinkenden CO₂-Emissionen waren die deutlich gestiegenen CO₂-Preise im EU-Emissionshandel, der starke Zuwachs bei den Erneuerbaren sowie der gesunkene Stromverbrauch.
5. **Stromhandel:** Beim Exportsaldo bestätigte sich die letztjährige Trendumkehr. Der Exportüberschuss im Jahr 2019 lag bei knapp 35 Terawattstunden, im Vergleich zum Vorjahr ein Rückgang um rund 12 Terawattstunden. Ursachen hierfür lagen in einem geringen Gaspreis, der die Gasstromerzeugung in den Nachbarländern stärkte und steigenden Kosten für Emissionszertifikate, die insbesondere die Kohlestromerzeugung

gung in Deutschland deutlich verteuerten. Somit sanken in der Exportbilanz im Wesentlichen CO₂-intensive Kohlestromexporte. Hauptabnehmer war mit deutlichem Abstand Österreich, gefolgt von Luxemburg und den Niederlanden.

- 6. Strompreise und Flexibilität:** Das Niveau der Börsenstrompreise ist insgesamt 2019 von 44,7 auf 37,6 Euro je Megawattstunde abgesunken. Es gab eine Zunahme negativer Stunden durch den hohen Erneuerbaren Anteil. Preisspitzen haben hingegen abgenommen. Dies deutet darauf hin, dass weiterhin keine ausgeprägte Angebotsknappheit im Großhandel vorliegt. Terminlieferungen für 2020 kosteten im Schnitt 47,7 Euro pro Megawattstunde und somit knapp 8 Prozent mehr als noch im vorherigen Jahr. Die Haushaltsstrompreise lagen im Jahr 2019 im Durchschnitt bei 30,9 Cent pro Kilowattstunde, was einem Anstieg von drei Prozent entspricht.
- 7. Kosten:** Bei den Ausschreibungsergebnissen für Erneuerbare-Energien-Anlagen zeichnet sich ein differenziertes Bild für die verschiedenen Energieträger ab. Die Zuschlagshöhen für Photovoltaik-Anlagen lagen mit 4,9 Cent pro Kilowattstunde auf dem Vorjahresniveau. Demgegenüber waren die Ausschreibungen für Onshore-Windenergie massiv unterzeichnet und es wurden fast ausschließlich Maximalgebote abgegeben. Bei der Offshore-Windenergie gab es keine Auktionen. Die EEG-Umlage für das Jahr 2020 ist um 0,35 Cent auf 6,756 Cent pro Kilowattstunde gestiegen. Hier ist allerdings eine Trendwende in Sicht, die Umlage dürfte 2021 letztmalig ansteigen.
- 8. Netzausbau:** Der Netzausbau kommt weiterhin nur schleppend voran: Von den 7.700 Kilometern zusätzlichen Übertragungsnetzen, die beschlossen sind, wurden bislang erst 1.150 Kilometer realisiert. Allerdings gab es im Jahr 2019 bedeutende Fortschritte bei der Genehmigung von zentralen Projekten: weitere 1.000 Kilometer sind genehmigt worden und können nun gebaut

werden. Zudem stehen einige Interkonnektoren vor der Fertigstellung, die weiteren Stromtausch mit den Nachbarn ermöglichen und damit die Integration der Erneuerbaren erleichtern und die Versorgungssicherheit erhöhen.

- 9. Energiepolitische Entwicklung:** Zu Beginn des Jahres legte die Kohlekommission ihre Ergebnisse vor. Das Papier sieht einen schrittweisen Kohleausstieg bis 2038 vor, die gesetzliche Umsetzung der Empfehlungen steht allerdings noch aus. Im September 2019 wurde zudem im Rahmen des Klimapakets eine Reihe von energiepolitisch relevanten Maßnahmen beschlossen, unter anderem ein Klimaschutzgesetz mit Sektorzielen bis 2030, die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems mit (niedrigen) CO₂-Festpreisen für die Sektoren Verkehr und Gebäude, sowie die steuerliche Förderung der Gebäudesanierung. Die Umsetzung dieser Maßnahmen sowie eine Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes muss im Jahr 2020 erfolgen, sodass viele energiepolitische Diskussionen zu erwarten sind.
- 10. Ausblick 2020:** Die Stromerzeugung aus Kernenergie wird 2020 abnehmen, da das Kernkraftwerk Philippsburg 2 Ende Dezember 2019 stillgelegt wurde. Die Zubaufaute der Windenergie an Land wird sich kaum verbessern (erwarteter Zubau gut 1 Gigawatt), während bei der Solarenergie ein Zubau auf ähnlichem Niveau wie 2019 (4 Gigawatt) zu erwarten ist. Die Windenergie auf See wird durch die Inbetriebnahme der neuen Windparks Ende 2019/Anfang 2020 (etwa 1 Gigawatt) ihren Beitrag zur Stromerzeugung weiter steigern können. Insgesamt sind diese Mengen jedoch nicht ausreichend, um die 2030-Erneuerbaren-Ausbauziele zu erreichen.

Ten points on the power market in 2019

- 1. Renewable energies:** 2019 saw a new record high in the generation of electricity from renewables in Germany. Generation increased by 17.8 terawatt hours to cover 42.6 per cent of gross electricity consumption. For the first time, generation from renewables was thus roughly as high as total generation from nuclear, lignite and hard coal. The record high was primarily attributable to very good meteorological conditions for wind and solar power, rather renewable capacity expansion. Onshore wind capacity growth fell dramatically, and photovoltaic growth is also below the level required to reach the government's target for 2030 (namely, a 65 per cent share of renewables in gross electricity demand). The share of renewables in the heating and transport sectors once again trended sideways in 2019. The share of renewable energy in primary energy consumption grew only slightly, reaching 14.7 per cent.
 - 2. Conventional generation:** Hard coal utilisation rates continued their downward trend, falling by 31 per cent in 2018–19. A higher CO₂ price compared to previous years, in combination with a favorable price for natural gas, caused natural gas to displace hard coal in the power-plant merit order. The use of natural gas in power generation increased by 11 per cent in 2019. In contrast to previous years, lignite-based generation also fell by more than 30 terawatt hours (22 per cent) in 2019, reaching the lowest level witnessed since 1990. Accordingly, lignite is increasingly competing not only with renewable energy but also with gas-fired power plants (due to the higher costs that older lignite plants have for flexible operation). While electricity generation from nuclear was constant in 2019, it declined at the start of 2020, as the Philippsburg 2 nuclear power plant with a capacity of 1.4 gigawatts went off the grid on 31 December 2019, in accordance with the Nuclear Phase-out Act.
 - 3. Energy and electricity consumption:** At 569 terawatt hours, electricity consumption in 2019 fell to its lowest level in the past 20 years. 2019 consumption was even lower than that of 2009, at the height of the economic crisis. Primary energy consumption also recorded a decline of two per cent. The likely drivers for such low electricity consumption are lacklustre industrial sector growth, abnormally warm weather, and continuous efficiency improvements.
 - 4. Climate protection:** Greenhouse gas emissions fell by over 50 million tonnes, or six per cent compared to the previous year, and now stand at 811 million tonnes CO_{2e}/annum, about 35 per cent below their 1990 levels. This reduction is mainly attributable to developments in the electricity sector, as lignite and hard coal generation declined significantly. In the transport and buildings sectors, on the other hand, demand for diesel, natural gas, petrol and heating oil is on the rise, such that emissions in these sectors have increased. The gap to achieving Germany's 2020 climate protection target (minus 40 per cent compared to 1990) still stands at 65 million tonnes of CO_{2e}. The main drivers of lower emissions were the significant increase in CO₂ prices in the EU emissions trading scheme, the strong increase in renewables generation and lower electricity consumption.
 - 5. Electricity trading:** The balance of trade in the power sector extended the trend reversal that started in 2018. The export surplus in 2019 was just under 35 terawatt hours, a decline of around 12 terawatt hours compared to the previous year. Low natural gas prices, which boosted gas-fired generation in neighbouring countries, and the rising cost of emission certificates, which made coal-fired electricity generation in Germany much more expensive, were the primary drivers
-

of this trend. Thus, the decline in exports primarily pertained to emissions-intensive coal-fired generation. The main consumer was Austria (by a clear margin), followed by Luxembourg and the Netherlands.

6. **Electricity prices and flexibility:** Wholesale electricity prices fell from 44.70 to 37.60 euros per megawatt hour in 2018–2019. There was an increase in the number of hours with negative prices due to high generation from renewables. At the same time, price spikes have become less common. This indicates the absence of a supply shortage in the wholesale market. 2020 forward prices stood at 47.70 euros per megawatt hour, almost 8 per cent higher than that of the previous year. Household electricity prices in 2019 averaged 30.90 cents per kilowatt hour, a YoY increase of three per cent.
7. **Costs for promoting renewables:** Under Germany's new tender system for determining the level of government support given to renewable energy projects, subsidy levels diverged significantly by energy type. The awarded subsidy level for PV was roughly unchanged at 4.90 cents per kilowatt hour. By contrast, there was a shortage of bidders for the awardance of onshore wind energy capacities, and submitted bids tended to hug the maximum allowable subsidy level. There were no auctions held for offshore wind energy. The EEG levy was increased 0.35 euro cents and now stands at 6.756 euro cents per kilowatt hour in 2020. However, a trend reversal is in sight, as the levy is likely to rise for the last time in 2021.
8. **Grid expansion:** Grid expansion continues to make slow progress: of the 7,700 kilometres of additional transmission lines that lawmakers have resolved to construct, only 1,150 km have been installed thus far. However, significant progress was made in 2019 in the awardance of permits: a further 1,000 km were approved and can now be built. In addition, a number of cross-border interconnectors are nearing completion, which will enable additional electricity exchange with neighbours, thus facilitating the integration of renewables while also augmenting security of supply.
9. **Energy policy development:** At the beginning of 2019, a commission tasked with assessing how Germany can best phase out coal power presented its findings. The commission's report envisages a gradual phase-out of coal by 2038, but the legal adoption of the recommendations is still pending. In September 2019, a number of measures relevant to energy policy were adopted as part of the Climate Package, including a climate protection law, which defines sectoral targets up to 2030; a national emissions trading system with fixed carbon prices for the transport and building sectors; and tax incentives for building refurbishment.
10. **2020 Outlook:** Electricity generation from lignite and nuclear is expected to decline further, as two lignite-fired power plants were shut down and placed on reserve status in October 2019, and the Philippsburg 2 nuclear power plant was decommissioned at the end of December 2019. The expansion of onshore wind energy is likely to remain weak (expected increase: approx. 1 gigawatt), while PV capacity is expected to expand by the amount witnessed in 2019 (4 gigawatts). New offshore wind farms representing about 1 gigawatt of generation are to be commissioned at the end of 2019/beginning of 2020. Overall, however, renewables expansion is not sufficiently rapid to meet Germany's generation targets for 2030.

Der Stromsektor 2019 auf einen Blick

| | | 1990 | 2018 | 2019 ¹⁾ | Veränderung 2018/2019 ¹⁾ | Anteil 2018 | Anteil 2019 |
|---|-------------------------|---------------|---------------|--------------------|--|-------------|-------------|
| Primärenergieverbrauch | PJ | 14.905 | 13.115 | 12.815 | -2,3% | | |
| Erneuerbare Energien | PJ | 196 | 1.805 | 1.886 | +4,5% | 13,8% | 14,7% |
| Braunkohle | PJ | 3.201 | 1.476 | 1.170 | -20,7% | 11,3% | 9,1% |
| Steinkohle | PJ | 2.306 | 1.427 | 1.134 | -20,5% | 10,9% | 8,8% |
| Mineralöl | PJ | 5.228 | 4.443 | 4.519 | +1,7% | 33,9% | 35,3% |
| Erdgas | PJ | 2.293 | 3.090 | 3.200 | +3,6% | 23,6% | 25,0% |
| Kernenergie | PJ | 1.668 | 829 | 820 | -1,1% | 6,3% | 6,4% |
| Sonstige inkl. Stromsaldo | PJ | 14 | 45 | 86 | +91,1% | 0,3% | 0,7% |
| Bruttostromerzeugung²⁾ | TWh | 549,9 | 637,3 | 605,6 | -5,0% | | |
| Erneuerbare Energien | TWh | 19,7 | 224,8 | 242,6 | +7,9% | 35,3% | 40,1% |
| Kernenergie | TWh | 152,5 | 76,0 | 75,2 | -1,1% | 11,9% | 12,4% |
| Braunkohle | TWh | 170,9 | 145,6 | 114,0 | -21,7% | 22,8% | 18,8% |
| Steinkohle | TWh | 140,8 | 82,6 | 56,9 | -31,1% | 13,0% | 9,4% |
| Erdgas | TWh | 35,9 | 82,5 | 91,3 | 10,7% | 12,9% | 15,1% |
| Mineralöl | TWh | 10,8 | 5,2 | 5,2 | 0,0% | 0,8% | 0,9% |
| Sonstige | TWh | 19,3 | 20,6 | 20,4 | -1,0% | 3,2% | 3,4% |
| Nettostromabflüsse ins Ausland | TWh | -1,0 | 48,7 | 36,6 | -24,8% | 7,6% | 6,0% |
| Bruttostromverbrauch²⁾ | TWh | 550,7 | 588,5 | 569,0 | -3,3% | | |
| Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ²⁾ | % | 3,6 | 38,2 | 42,6 | +11,6% | | |
| Stromspeicherung | | | | | | | |
| Speicherzufuhr | TWh | 5,1 | 8,4 | 8,1 | -3,6% | | |
| Speicherentnahme | TWh | -3,8 | -6,2 | -5,9 | -4,8% | | |
| Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch ³⁾ | % | k.A. | 37,7 | 42,0 | +11,6% | | |
| Treibhausgasemissionen | | | | | | | |
| Gesamt | Mio. t CO _{2e} | 1.251 | 867 | 811 | -6,5% | | |
| Emissionen der Stromerzeugung | Mio. t CO ₂ | 366 | 272 | 223 | -18,1% | | |
| CO ₂ -Intensität Strommix | g CO ₂ /kWh | 764 | 474 | 414 | -12,6% | | |
| Stromhandel (Saldo) | | | | | | | |
| Import | TWh | k.A. | 33,1 | 38,2 | 0,2 | | |
| Export | TWh | k.A. | 85,3 | 73,4 | -0,1 | | |
| Handelssaldo | TWh | k.A. | 52,2 | 35,1 | -0,3 | | |
| Preise und Kosten | | | | | | | |
| Ø Spot Base Day-ahead | ct/kWh | k.A. | 4,45 | 3,76 | -15,4% | | |
| Ø Spot Peak Day-ahead | ct/kWh | k.A. | 4,81 | 4,47 | -7,0% | | |
| Ø 500 günstigsten Stunden | ct/kWh | k.A. | 0,37 | -0,37 | -199,3% | | |
| Ø 500 teuersten Stunden | ct/kWh | k.A. | 7,93 | 6,63 | -16,4% | | |
| Ø Haushaltsstrompreise | ct/kWh | 15,0 | 29,88 | 30,85 | +3,3% | | |
| EEG-Vergütungsansprüche ⁴⁾ | Mrd. € | k.A. | 31,47 | 33,16 | +5,4% | | |
| EEG-Differenzkosten ⁵⁾ | Mrd. € | k.A. | 27,07 | 26,73 | -1,3% | | |
| EEG-Umlage | ct/kWh | k.A. | 6,79 | 6,41 | -5,6% | | |

AG Energiebilanzen 2019a/b/c/d, Öko-Institut 2017, UBA 2019a/b, ENTSO-E 2019a, BNetzA 2019a, 1) teilweise vorläufige Angaben, 2) exklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken, 3) inklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken, 4) ergibt sich aus Anlagen, die Vergütungsansprüche aus dem EEG haben, 5) Gesamtvergütungsansprüche abzüglich Börsenerlöse und der vermiedenen Netzentgelte

1 Energie- und Stromverbrauch

1.1 Primärenergieverbrauch

Wie im Jahr 2018 sank der Primärenergieverbrauch auch 2019, und zwar um 300 Petajoule beziehungsweise 2,3 Prozent auf 12.815 Petajoule. Dieser Wert liegt 14 Prozent unter dem Jahreswert von 1990 und 716 Petajoule unter dem Wert aus dem Jahr 2009, dem Jahr der Wirtschaftskrise, als der Primärenergiebedarf konjunkturbedingt deutlich gesunken war.

Der Rückgang im Jahr 2019 ist vor allem auf drei Faktoren zurückzuführen:

→ Erstens hat eine weltweite Unsicherheit aufgrund von zahlreichen Handelskonflikten die Entwicklung der Wirtschaft geprägt. Die Folge: Eine Konjunkturdelle für die stark exportorientierte deutsche Wirtschaft. Die Delle war zwar deutlich schwächer ausgeprägt als 2009, allerdings dennoch spürbar: Insbesondere die Produktionskapazitäten

der energieintensiven Grundstoffindustrien waren nicht ausgelastet.

→ Zweitens hat eine verhältnismäßig warme Witterung (2019 ist das drittwärmste Jahr seit Beginn der Wetteraufzeichnungen¹) dazu beigetragen, dass der Bedarf an Heizenergie eher gering ausfiel.

→ Und drittens sind kontinuierlich Effizienzsteigerungen bei Gebäuden und in der Industrie zu verzeichnen, wenngleich diese bei weitem nicht das Maß aufweisen, um die Effizienzziele der Bundesregierung für das Jahr 2020 zu erreichen.

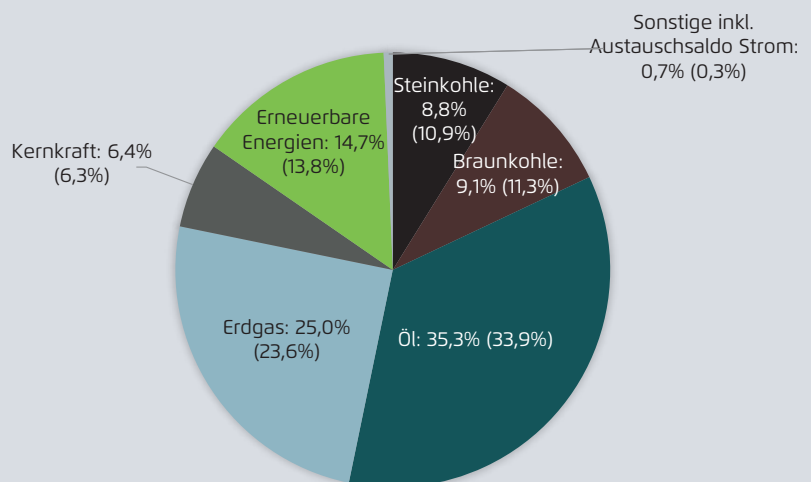
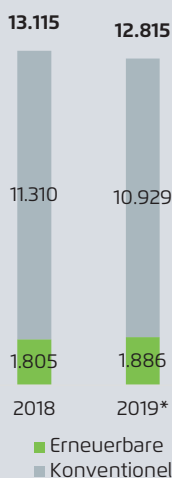
Beim Betrachten des gesamten Primärenergiemix (siehe Abbildung 1-1) ist eine Verschiebung zugunsten der Erneuerbaren Energien festzustellen. Ihr Anteil wuchs im Vergleich zum Jahr 2018 um 4,3 Prozent. Damit verzeichnen sie den größten Zuwachs im Ver-

1 Deutscher Wetterdienst (2019a)

Deutlicher Rückgang des Verbrauchs führt dazu, dass Erneuerbaren-Anteil auf 14,7 Prozent steigt: Primärenergieverbrauchsmix 2019 (Werte für 2018 in Klammern)

Abbildung 1-1

Primärenergieverbrauch (PJ)



AG Energiebilanzen (2019a/b), *vorläufige Angaben

gleich aller Energieträger. Nichtsdestotrotz blieb der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch im Jahr 2019 weiterhin verhältnismäßig gering und betrug nur 14,7 Prozent. Die starke Entwicklung im Stromsektor wird von den anderen Sektoren also bisher nicht nachvollzogen. Trotz der Zuwächse ist die Gesamtbilanz aus Klimaschutzperspektive daher unbefriedigend.

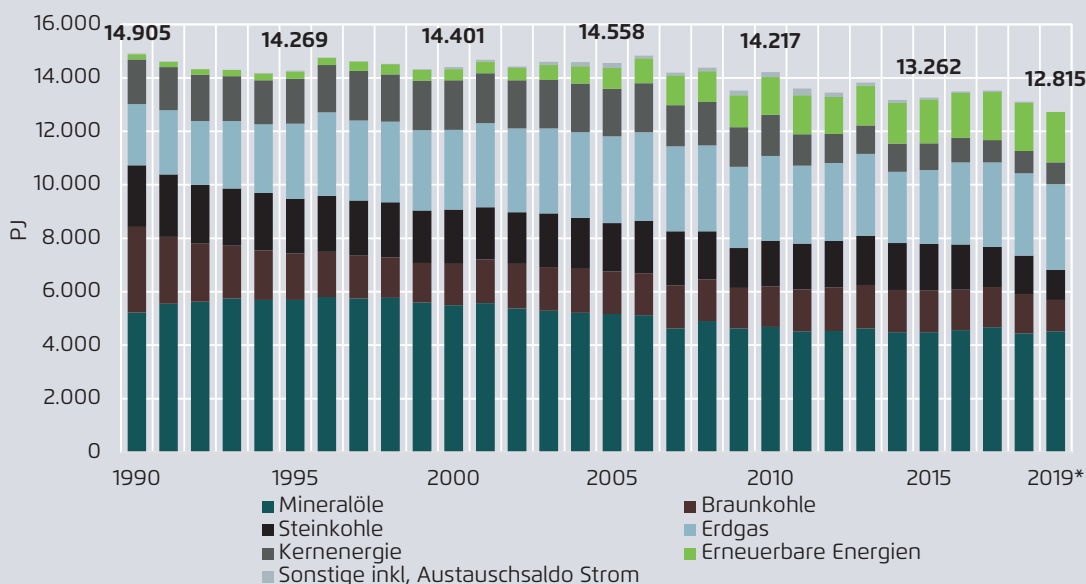
Die fossilen Energien deckten damit 2019 weiterhin den Großteil des Primärenergieverbrauchs ab (rund 80 Prozent). Dabei unterscheiden sich die Entwicklungen der einzelnen Energieträger innerhalb der Sektoren. Neben den Erneuerbaren Energien stieg 2019 auch der Anteil von Erdgas und Mineralöl am Primärenergieverbrauch. Im Stromsektor wurde deutlich weniger Kohle, dafür mehr Erneuerbare Energie und etwas mehr Gas eingesetzt. Der Anteil der Braunkohle am Primärenergieverbrauch verringerte sich um 20,1 Prozent. Auch die Steinkohle trat Anteile ab, das Minus liegt hier bei 12,8 Prozent. Gas ersetzte

im Stromsektor vor allem Braun- und Steinkohle, sein Anteil am Primärenergieverbrauch wuchs auf 25 Prozent, auch aufgrund der weiterhin großen Rolle bei der Wärmeerzeugung.

In den Sektoren Verkehr und Gebäude werden immer noch fast ausschließlich fossile Energieträger genutzt, was sich auch in der Gesamtbilanz widerspiegelt. Mineralöl deckte im Jahr 2019 über ein Drittel des deutschen Primärenergieverbrauchs ab. Sein Anteil stieg auf 35,3 Prozent, als Resultat eines höheren Absatzes bei Gebäuden und im Verkehr einerseits und eines geringeren Gesamtenergieverbrauchs andererseits. Der geringere Primärenergieverbrauch geht damit ausschließlich auf den gesunkenen Einsatz der fossilen Energieträger im Stromsektor zurück. Die Verschiebung des Primärenergieverbrauchs in Richtung der Erneuerbaren Energien kommt folglich im Verkehrssektor und bei den Gebäuden sehr langsam voran. Damit ist die Energiewende Ende 2019 weiterhin vor allem eine Stromwende. Für eine umfassende Transformation müssen auch die Sektoren Verkehr

Sinkender Energieverbrauch durch schwache Konjunktur und milde Witterung: Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2019

Abbildung 1-2



AG Energiebilanzen (2019a), *vorläufige Angaben

und Gebäude zielkonforme Maßnahmen umsetzen. Auch die Industrie befindet sich bisher noch nicht auf dem Pfad hin zur Klimaneutralität. Das Wirtschaftswachstum 2019 lag Schätzungen zufolge mit 0,5 Prozent deutlich unter den Werten der Vorjahre, – ebenfalls eine Erklärung für den niedrigen Primärenergieverbrauch. Hinweise auf eine generelle Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch gibt es bisher nicht. Das Ziel der Bundesregierung, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent gegenüber 2008 zu mindern, ist mit 11 Prozent im Jahr 2019 nicht in Sicht. Die Umsetzung effektiver Klimaschutzmaßnahmen in der Industrie, im Verkehr und bei Gebäuden ist notwendig, um die Versäumnisse bei den Effizienzzielen aufzuholen.

1.2 Mineralölverbrauch

Bei Mineralölprodukten setzte sich der im Jahr 2018 beobachtete Verbrauchsrückgang nicht fort. Statt-

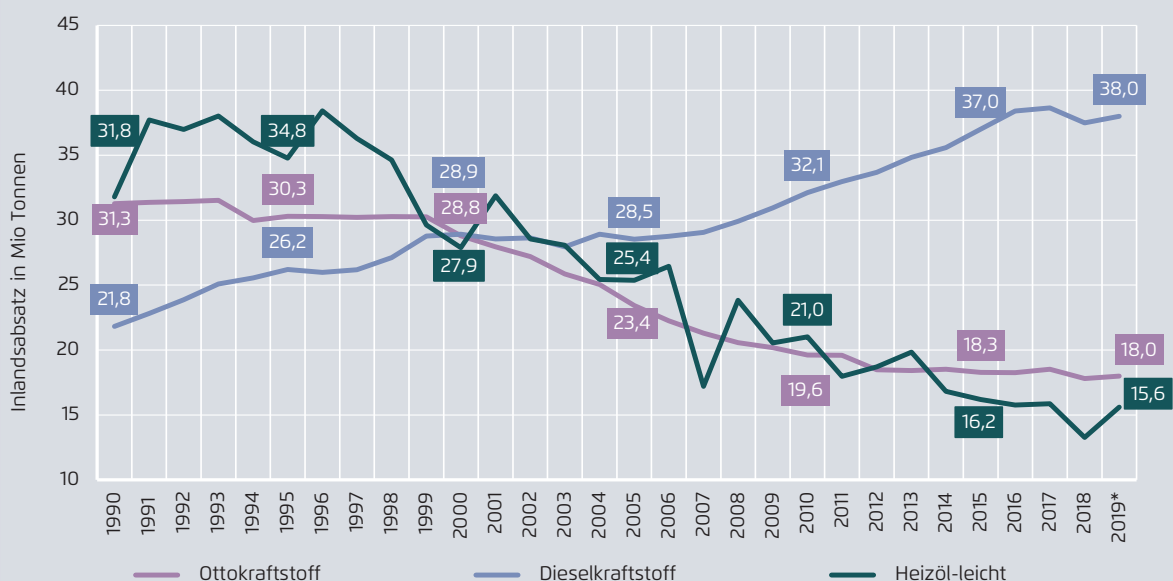
dessen wuchsen die Absätze von Heizöl und Diesel im Jahr 2019 wieder (siehe Abbildung 1-3). So lag der Dieselsabsatz in den ersten drei Quartalen rund ein Prozent über dem Vorjahreswert. Bei Heizöl war ein Anstieg des Absatzes von mehr als 20 Prozent im Vergleich zu den ersten neun Monaten 2018 zu verzeichnen. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erwartet für das Gesamtjahr einen Anstieg des Absatzes von leichtem Heizöl von etwa 17 Prozent gegenüber dem Vorjahr². Der letztjährige Rückgang bei Heizöl war, wie in unserer Jahresauswertung 2018 vermutet, zu einem großen Teil auf die Veränderungen der Lagerbestände zurückzuführen. Der Austausch von alten Ölheizungen blieb weiterhin auf niedrigem Niveau und auch die Sanierung von Bestandsgebäuden nahm kaum zu.

Der Absatz von Ottokraftstoff stagnierte im Jahresvergleich. Die Entwicklung bei Benzin und Diesel

² AG Energiebilanzen (2019e)

Neuerlicher Anstieg bei Heizöl und Diesel treibt Mineralölabsatz:
Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 1990 bis 2019

Abbildung 1-3



AG Energiebilanzen (2019e), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019a) *vorläufige Angaben

korrespondierte mit der Entwicklung des Fahrzeugbestands in Deutschland, der weiter zunahm. Auch die Zahl der Neuzulassungen nahm im Jahr 2019 bis einschließlich November zu: Das Kraftfahrt-Bundesamt vermeldete einen Anstieg der Zulassungszahlen um 3,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Hierbei haben alternative Antriebe zwar aufgeholt, dennoch hatten Diesel- und Benzinfahrzeuge weiterhin einen Marktanteil von 90 Prozent. Der Trend hin zu SUVs hat sich weiter verstetigt. Sie kennzeichneten das mit Abstand am stärksten wachsende Marktsegment bei den Fahrzeugklassen³. Dadurch wurden Effizienzfortschritte in der Motorentechnik aufgezehrt. Eine Reduktion des Treibstoffbedarfs und der Emissionen blieb folglich aus. Es wird deutlich, dass sowohl im Verkehr als auch bei den Gebäuden die Trendumkehr zur Erreichung der Klimaschutzziele noch nicht stattgefunden hat. Im Gegenteil, die Emissionen stei-

3 Kraftfahrt-Bundesamt (2019a/b)

gen in beiden Sektoren und die 2030er-Ziele rücken in immer weitere Ferne.

1.3 Steinkohle- und Erdgasverbrauch

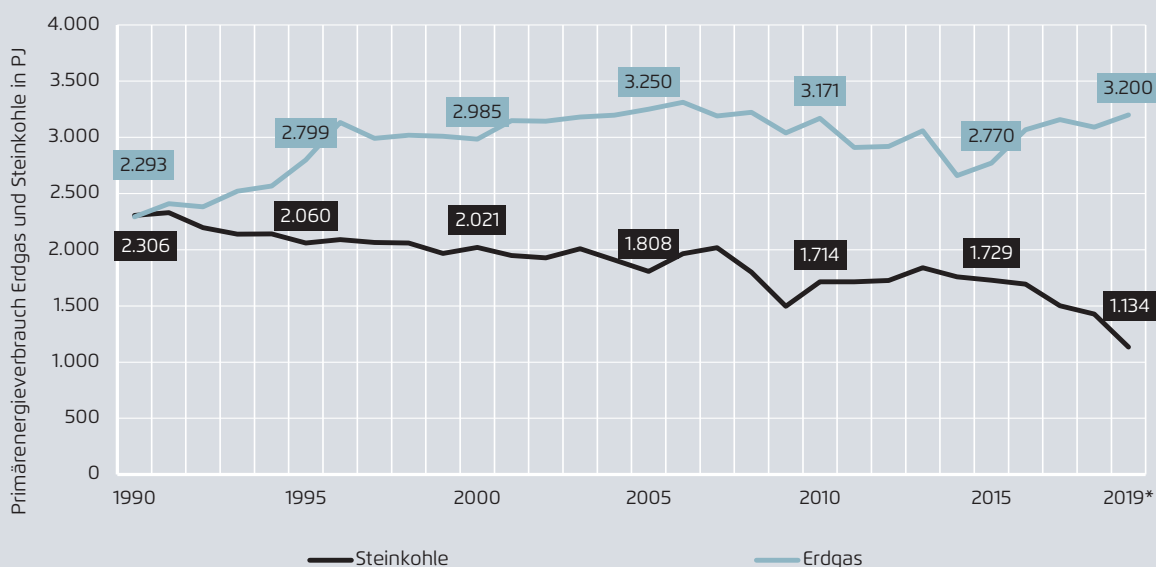
Der Absatz von Erdgas legte mit einem Plus von 3,6 Prozent im Jahr 2019 deutlich zu⁴ (siehe Abbildung 1-4). Neben einem verstärkten Einsatz in der Stromerzeugung hat Erdgas auch seine dominierende Rolle im Wärmemarkt behalten. Auch hier dürfte der Absatz 2019 zugelegt haben. Von den 40,6 Millionen Wohnungen in Deutschland sind 2019 knapp 50 Prozent mit Erdgas beheizt worden⁵. Auch im Neubau ist Gas der dominierende Energieträger, gut 41 Prozent der neuerrichteten Wohnungen

4 AG Energiebilanzen (2019f)

5 BDEW (2019)

Erdgas ersetzt zunehmend den Einsatz von Steinkohle in der Energieversorgung:
Primärenergieverbrauch von Steinkohle und Erdgas 1990 bis 2019

Abbildung 1-4



AG Energiebilanzen (2019a/f), *vorläufige Angaben

wurden 2018 mit Erdgasheizungen ausgestattet⁶. In der Industrie ist der Absatz von Erdgas vermutlich nahezu gleich geblieben. Einem stärkeren Einsatz infolge von Energieträgerwechseln stand 2019 eine niedrigere Auslastung in den Grundstoffindustrien gegenüber.

Der Rückgang des Steinkohleeinsatzes geht vor allem auf die deutlich verringerte Verwendung in der Strom- und Fernwärmeerzeugung zurück. Die Stahlindustrie verzeichnet ebenfalls konjunkturbedingt eine geringere Auslastung der Hochöfen und damit einen Rückgang im Einsatz von Steinkohlekoks. In allen anderen Bereichen spielt die Kohle als Energieträger kaum noch eine Rolle. So sank deutschlandweit der Kohle-Anteil bei den Heizungssystemen auf unter drei Prozent. Insgesamt hat sich in den vergangenen fünf Jahren die Reduktion der Nutzung von Steinkohle nochmals deutlich beschleunigt. Umge-

kehrt hat Erdgas in der gleichen Zeit in ähnlichem Maße zugelegt.

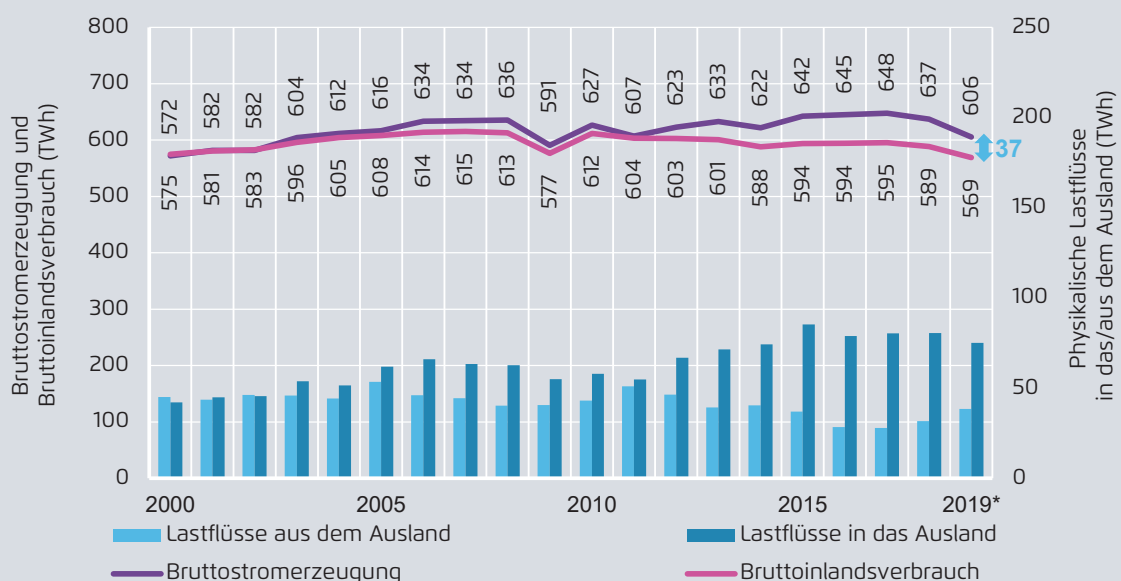
1.4 Stromverbrauch

Der Bruttoinlandsstromverbrauch sank im Jahr 2019 um knapp 20 Terawattstunden auf 569 Terawattstunden. Dieser Rückgang ist zunächst technischer Natur: Denn in der vorliegenden Jahresauswertung werden Speicher erstmals nicht in der Bruttostromerzeugung und im Bruttostromverbrauch abgebildet, sondern unabhängig ausgewiesen. Wird die Speichierzufuhr wie bisher zum Bruttostromverbrauch addiert, ergibt sich ein Wert von 574,9 Terawattstunden. Der Bedarfsrückgang 2019 ist gleichwohl der größte der vergangenen 30 Jahre, mit Ausnahme von 2009, dem Jahr der Wirtschaftskrise. Nach 2015 stieg der Stromverbrauch nur noch geringfügig und sank im Jahr 2018 erstmals leicht.

6 Statistisches Bundesamt (2019b)

Sinkende Exportüberschüsse und ein rückläufiger Bedarf verringern Stromerzeugung: Bruttostromerzeugung, Bruttostromverbrauch und Lastflüsse in das/aus dem Ausland von 1990 bis 2019

Abbildung 1-5



AG Energiebilanzen (2019c/d), *vorläufige Angaben

Im Jahr 2019 lag der Rückgang bei 3,3 Prozent. Es bleibt abzuwarten, ob diese Entwicklung mit zunehmender Sektorkopplung und einem stärkeren Einsatz von Strom im Gebäude- und Verkehrssektor den Beginn eines langfristigen Trend markiert.

Der Rückgang des Stromverbrauchs dürfte das Ergebnis einer Überlagerung mehrerer Effekte sein:

- Das nur moderate Wirtschaftswachstum: Im Vorjahr war das Bruttoinlandsprodukt noch um 1,8 Prozent gewachsen, 2019 lag der Zuwachs nur noch bei 0,5 Prozent⁷.
- Die Einwohnerzahl Deutschlands ist im Jahr 2019 leicht gestiegen⁸ und lag Mitte des Jahres erstmals bei mehr als 83 Millionen⁹.
- Die milde Witterung verursachte beim Strom einen niedrigen Bedarf im Wärmesektor.

→ Darüber hinaus führte der reduzierte Einsatz von konventionellen Kraftwerken im Stromsektor zu einem Wegfall von Kraftwerkseigenverbrauch. Das im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehene Stromeffizienzziel für 2020 (minus 10 Prozent Bruttostromverbrauch gegenüber 2008) scheint erreichbar (siehe Abbildung 1-6). Jedoch ist dieses Ziel aufgrund der sich abzeichnenden stärkeren Sektorkopplung und der stärkeren Elektrifizierung nicht mehr zeitgemäß.

Noch deutlicher als der Stromverbrauch sank die Bruttostromerzeugung: Von 635,7 Terawattstunden in 2018 auf nunmehr 607,0 Terawattstunden im Jahr 2019. Der stärkere Rückgang im Vergleich zum Bruttostromverbrauch hat seinen Ursprung in einer veränderten Exportbilanz. Der Stromexportsaldo sank auf 36,6 Terawattstunden. Die Reduzierung zum Vorjahreswert um gut 15 Terawattstunden ist insbesondere auf das Minus im Export zurückzuführen (siehe Kapitel 4).

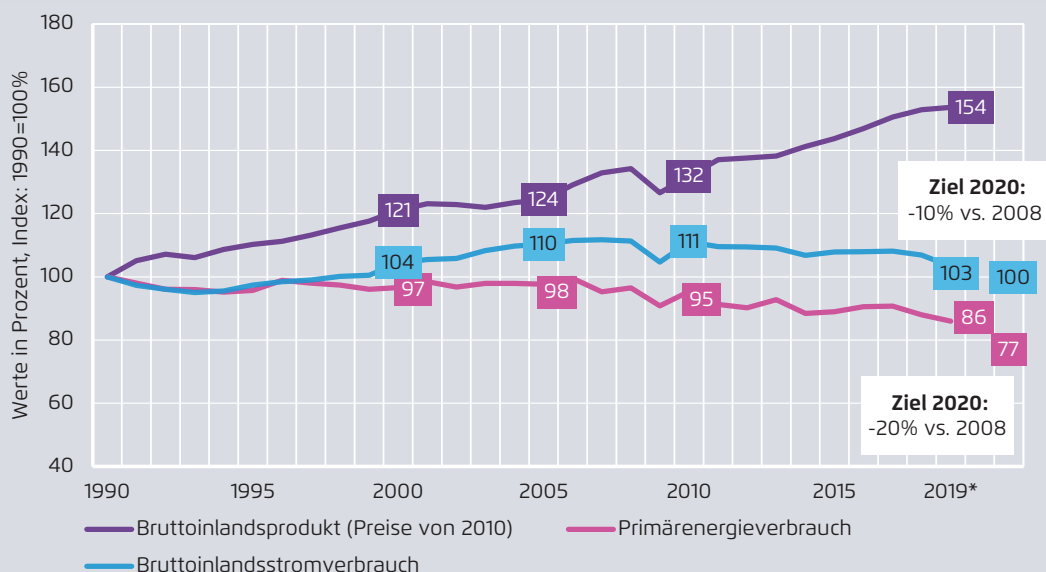
7 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b)

8 AG Energiebilanzen (2019b)

9 Statistisches Bundesamt (2019a)

Milde Witterung, moderates BIP-Wachstum und Effizienz lassen Energiebedarf sinken: Bruttoinlandsprodukt, Primärenergie- und Bruttoinlandsstromverbrauch 1990 bis 2019

Abbildung 1-6



AG Energiebilanzen (2019a/c), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b),

*vorläufige Angaben/eigene Berechnungen

2 Stromerzeugung

2.1 Entwicklungen der Stromerzeugung – Das Gesamtbild

Im Jahr 2019 lieferten die Erneuerbaren Energien mit 243 Terawattstunden erstmals etwa gleich viel Strom wie die Kernenergie, die Steinkohle und die Braunkohle zusammen (246 Terawattstunden). Zudem war die Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik in Deutschland erstmals höher als die Erzeugung aus Kohlekraftwerken (171 Terawattstunden). Damit deckten die Erneuerbaren Energien rund 40 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung ab – ebenfalls ein neuer Höchstwert (siehe Abbildung 2-1). Der Produktionszuwachs gegenüber 2018 betrug 17,8 Terawattstunden beziehungsweise 7,9 Prozent; Ein mehr als doppelt so großer Zuwachs als im Vorjahr (8,5 Terawattstunden beziehungsweise 4 Prozent). Aufgrund der gleichzeitig gesun-

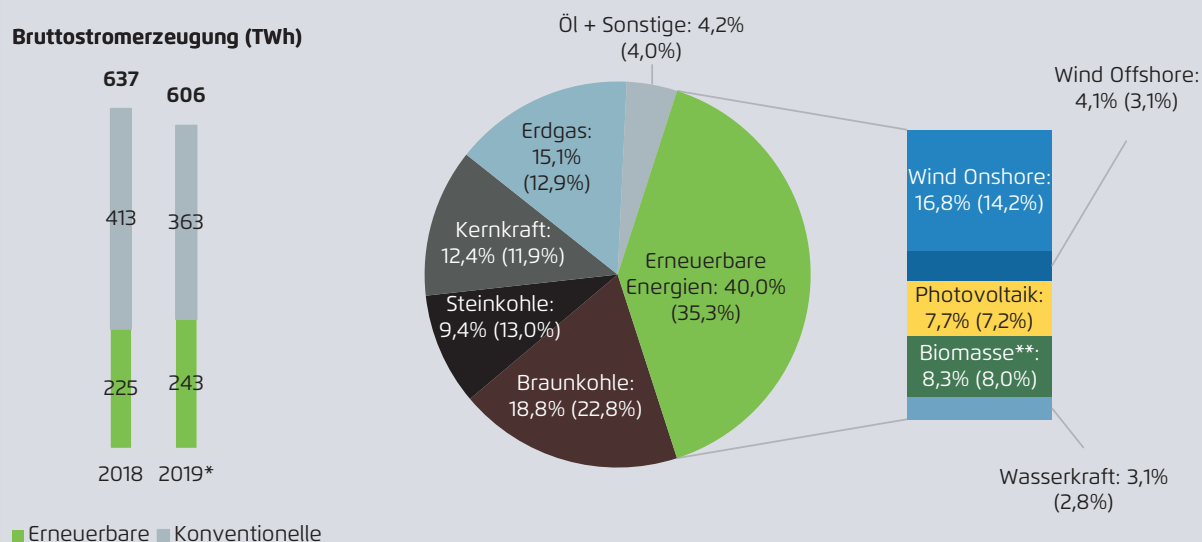
kenen Nachfrage führt dies zu einem ausgeprägten relativen Zuwachs des Anteils Erneuerbaren Energien am Strommix von 4,8 Prozentpunkten (2018: plus 1,9 Prozentpunkte).

Die Steigerung der Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien geht zu einem großen Teil auf ein gutes Wind- und Solarjahr zurück. Insbesondere die Windenergie konnte sowohl an Land als auch auf See ein deutliches Plus verbuchen. Hierzu trägt auch bei, dass die im Jahr 2018 installierten Anlagen 2019 erstmals über ein volles Produktionsjahr geliefert haben. Bei der Offshore-Windenergie sind darüber hinaus auch 2019 noch neue Anlagen in Betrieb gegangen. Solarstrom, Bioenergie und Wasserkraft konnten jeweils leicht zulegen. Bei der Photovoltaik war der Zuwachs getrieben durch Neuinstallationen: Denn das Sonnenjahr 2019 war zwar überdurch-

Erneuerbare Energien erstmals gleich auf mit Kohle und Kernkraft in Summe: Strommix im Jahr 2019 (Werte für 2018 in Klammern)

Abbildung 2-1

Bruttostromerzeugung (TWh)



AG Energiebilanzen (2019c), *vorläufige Angaben, **inkl. biogenem Hausmüll

schnittlich, fiel aber insgesamt etwas schwächer als das Rekordjahr 2018.

Während der Ausbau bei Photovoltaik-Anlagen stetig vorankommt und im Vergleich zum Vorjahr deutlich zugelegt hat, ist der Ausbau bei Windenergieanlagen an Land im vergangenen Jahr nahezu zum Erliegen gekommen. Insgesamt sind im Jahr 2019 nur Anlagen mit einer Gesamtleistung von 700 Megawatt ans Netz gegangen.

Das liegt einerseits deutlich unter dem Zubaukorridor der Bundesregierung von 2.500 Megawatt pro Jahr und andererseits auch deutlich unter den historischen Zubauraten von 2013 bis 2017 (durchschnittlich 4.200 Megawatt pro Jahr). Ursächlich hierfür ist ein Rückgang bei den Genehmigungen für neue Anlagen, die sich in den Ausschreibungen um den Marktzutritt bewerben können. Die politische Diskussion um bundeseinheitliche Abstandsregeln vergrößerte die Unsicherheit bei der Flächenpla-

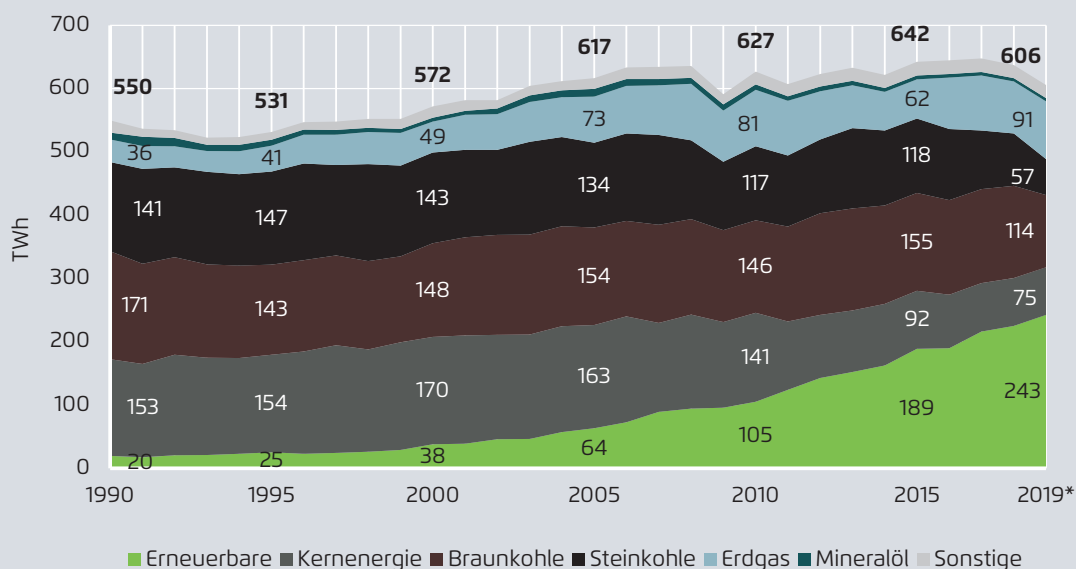
nung und den Genehmigungsverfahren zusätzlich, was bereits Ende 2019 auf einen schwachen Ausbau Anfang der 2020er-Jahre hindeutet.

Im Gegensatz zu Erneuerbaren Energien ist die Bedeutung der konventionellen Erzeugung im Jahr 2019 insgesamt deutlich gesunken. Ihr Anteil an der Strombereitstellung sank um etwa 50 Terawattstunden beziehungsweise 5,2 Prozentpunkte im Vergleich zu 2018. Der deutliche Rückgang der Kohleverstromung (minus 57 Terawattstunden) konnte durch den Zuwachs bei Gas (plus 8,8 Terawattstunden) nicht ausgeglichen werden.

Im Vergleich zu den Vorjahren, als die gesunkene Kohleverstromung fast ausschließlich auf das Konto der Steinkohle ging, verzeichnete die Braunkohleverstromung im Jahr 2019 erstmalig einen substantiellen Rückgang von über 30 Terawattstunden. Hauptgründe für die Entwicklungen liegen in einem gestiegenen CO₂-Preis, günstigen Beschaffungsprei-

Neuer Rekord für die Erneuerbaren, Stein- und Braunkohle verlieren deutlich:
Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990 bis 2019

Abbildung 2-2



AG Energiebilanzen (2019c/d), *vorläufige Angaben

sen für Gas und einer deutlichen Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Gesamt Europa, die die deutschen Exportüberschüsse aus Kohlestrom reduziert hat.

Als Folge dessen liefern Wind- und Solaranlagen zusammen erstmals mehr Strom (173,1 Terawattstunden) als Kohlekraftwerke (170,9 Terawattstunden). Die Stromerzeugung aus Kernenergie ging geringfügig zurück (minus 0,8 Terawattstunden). Da am 31.12.2019 das Kernkraftwerk Philippsburg 2 vom Netz ging, wird sich die Erzeugung 2020 weiter verringern.

Der Zuwachs bei Erneuerbaren Energien (plus 17,8 Terawattstunden) führte dazu, dass diese erstmals in der Geschichte der Bundesrepublik einen Anteil von über 40 Prozent an der deutschen Bruttostromerzeugung verzeichneten, wie in Abbildung 2-2 gut zu sehen ist. Sie traf wie im Vorjahr auf eine insgesamt rückläufige Stromerzeugung. Dafür war neben geringeren Exporten auch ein Rückgang des Bedarfs ursächlich. So hatte neben der milden Wit-

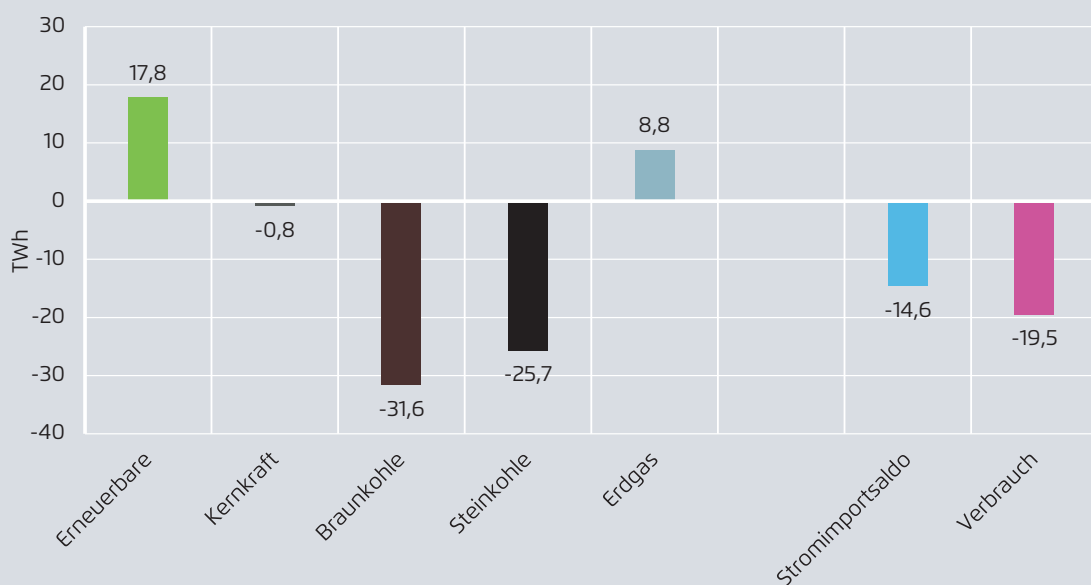
terung eine weniger starke wirtschaftliche Entwicklung die Stromnachfrage um 19,5 Terawattstunden sinken lassen (siehe Abbildung 2-3).

2.2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Der Zubau von Wind- und Solaranlagen in den vergangenen Jahren und die gute Witterung ließen die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2019 erneut deutlich zulegen. Sie lieferten 242,6 Terawattstunden Strom, was einem Wachstum von 7,9 Prozent gegenüber 2018 entspricht. Der Zuwachs von 17,8 Terawattstunden liegt deutlich über dem Vorjahreswert von 8,5 Terawattstunden, bleibt allerdings unter dem Plus aus dem Jahr 2017 (26,4 Terawattstunden). Das im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) formulierte Ziel von 40 bis 45 Prozent Erneuerbare Energien im Jahr 2025 wurde somit im Jahr 2019 frühzeitig erreicht.

Zuwachs bei Erneuerbaren und Erdgas sowie Verbrauchs- und Exportrückgang verdrängt Kohlestrom: Veränderung der Erzeugung nach Energieträgern 2019 zum Vorjahr 2018

Abbildung 2-3



AG Energiebilanzen (2019c/d), vorläufige Angaben

Die Stromerzeugung von Solaranlagen konnte im Vergleich zu 2018, das durch einen langen, sonnenreichen Sommer geprägt war, nochmals leicht um 0,9 Terawattstunden (entsprechend 2 Prozent) zulegen. Dieser Zuwachs wurde erreicht, obwohl die Anzahl der Sonnenstunden 2019 im Vergleich zum vorherigen Rekordjahr zurückging, Maßgeblich für den Zuwachs ist hier der Zubau an Erzeugungskapazitäten.

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen verzeichnete mit insgesamt 126,4 Terawattstunden eine Steigerung von 14,9 Prozent im Vergleich zu 2018. Dieses Plus geht mit 11,3 Terawattstunden zu etwa zwei Dritteln auf die Windenergie an Land zurück, welche von einem guten Windjahr profitierte. Die Offshore-Windenergie konnte ihren Ertrag um 26,1 Prozent auf den Rekordwert von 24,6 Terawattstunden steigern. Der Zuwachs lag mit 5,1 Terawattstunden deutlich über dem Wert aus dem Vorjahr (1,8 Terawattstunden). Ursächlich hierfür sind

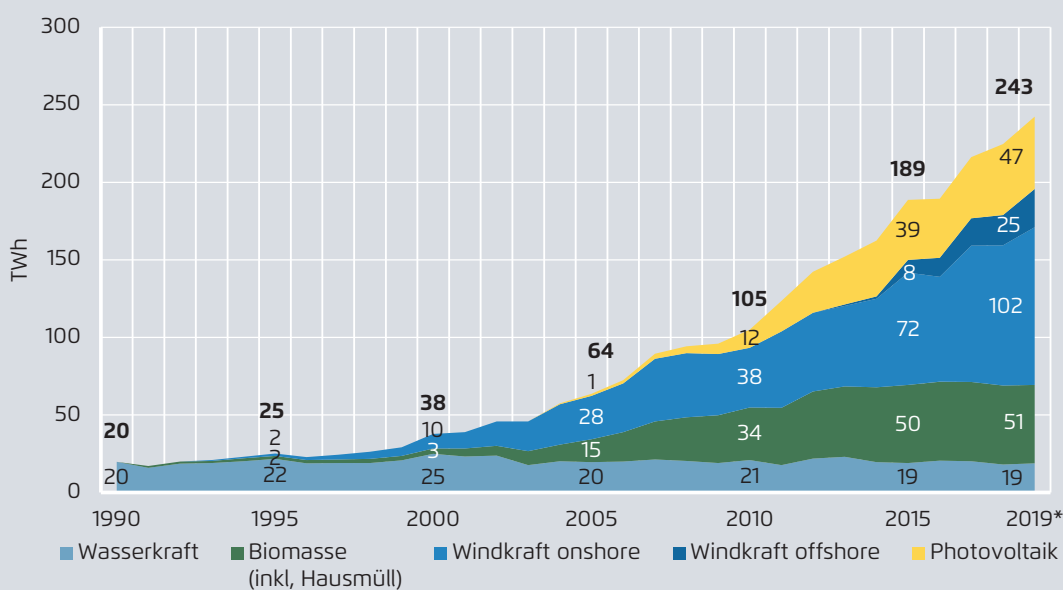
Windparks in Nord- und Ostsee, die 2019 erstmalig Strom ins Netz einspeisten.

Die von Wasserkraft- und Biomasseanlagen gelieferten Strommengen haben sich im Vergleich zu 2018 nur geringfügig geändert. Die im Vergleich zu 2017 um 2,2 Terawattstunden gesunkene Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2018, die maßgeblich auf die Trockenheit zurückzuführen war, konnte im Jahr 2019 nur teilweise wieder ausgeglichen werden. Der Zuwachs betrug 0,8 Terawattstunden. Die Biomasse erzeugte mit 44,8 Terawattstunden genauso viel Strom wie im Vorjahr.

Die gestiegene Stromproduktion von Windenergieanlagen war Folge eines guten Windjahrs, sie täuscht damit über den schwachen Zubau von Windenergieanlagen an Land hinweg. Dieser betrug im Jahr 2019 lediglich rund 700 Megawatt. Das entspricht einem Rückgang um mehr als 80 Prozent im Vergleich zu den durchschnittlichen jährlichen Zubaumengen

Wind- und Solarstromerzeugung auf Rekordniveau bestimmen die Erzeugung bei den Erneuerbaren: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2019

Abbildung 2-4



AG Energiebilanzen (2019c), *vorläufige Angaben

von 2013 bis 2017, als der Zubau bei durchschnittlich rund 4.200 Megawatt im Jahr lag. Ursache für den schwachen Zubau sind stark gesunkene Genehmigungszahlen sowie eine unzureichende Flächenkulisse. Eine Folge hiervon sind auch sinkende Beschäftigungszahlen in der Windkraftindustrie. Das schwierige Marktumfeld lässt sich auch in den Auktionen für Windenergie an Land beobachten, welche maßgebend für die Inbetriebnahmen neuer Windenergieanlagen in den kommenden Jahren sind. In fünf Ausschreibungen mit einem Volumen von insgesamt 3,7 Gigawatt wurden im Jahr 2019 lediglich 2,1 Gigawatt geboten, wovon 1,8 Gigawatt den Zuschuss erhielten. Fast alle Ausschreibungen waren deutlich unterzeichnet; die meisten formell korrekten Gebote erhielten daher Zuschläge und zwar nahezu ausschließlich in Höhe der Maximalgebote. Wegen des fehlenden Wettbewerbs bei den Auktionen sinken die Kosten für Windenergie derzeit nicht auf das technisch mögliche Niveau. Bei den gemeinsamen Ausschreibungsrunden für Solar- und Windkraft-

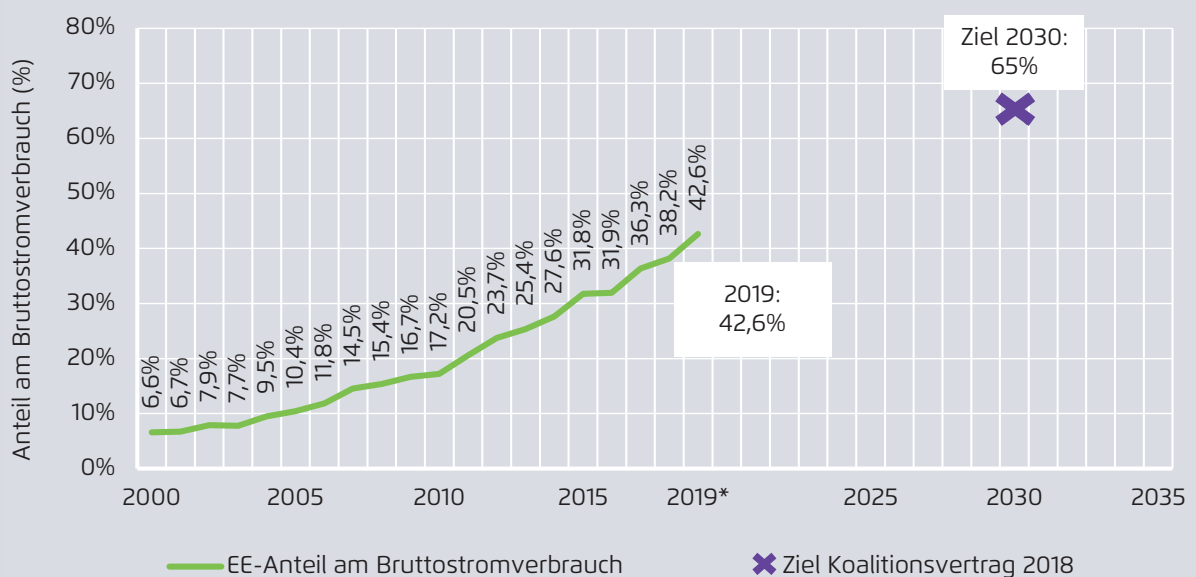
anlagen wurden zum Teil gar keine Gebote für die Windkraft abgegeben. Durch die fehlenden Kapazitäten in den Ausschreibungen rückt darüber hinaus das 2030er-Ziel der Bundesregierung – ein Anteil von 65 Prozent Erneuerbare Energien – in weite Ferne. Die im Jahr 2019 nicht bezuschlagten Anlagen können in den Folgejahren auch nicht gebaut werden. Folglich wird sich der Windzubau auch Anfang der 2020er Jahre auf dem aktuellen Niveau bewegen.

Bei Photovoltaik-Anlagen war ein anderes Bild zu sehen: Alle Ausschreibungen waren überzeichnet, inklusive der Sonderausschreibungen und der gemeinsamen Ausschreibung für Wind- und Solarenergie. Es herrscht Wettbewerb, der zu ähnlichen Resultaten bei den Zuschlägen der Ausschreibungen wie schon 2018 führte.

Bei der Offshore-Windenergie fanden im Jahr 2019 keine Ausschreibungen statt. Am Netz gegangen sind gut 250 Megawatt des Nordsee-Wind-

Sinkender Stromverbrauch begünstigt starken Anstieg des Erneuerbaren-Anteils: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 2000 bis 2019 sowie Ziel für 2030

Abbildung 2-5



AG Energiebilanzen (2019c/d), *vorläufige Angaben

parks Merkur, der nun mit einer Gesamtkapazität von 396 Megawatt vollständig am Netz ist. Ebenso erfolgte die Inbetriebnahme des Ostsee-Windparks Arkona mit einer Nennleistung von insgesamt 385 Megawatt. Darüber hinaus sind weitere vier Windparks im Bau beziehungsweise in Teilbetrieb mit einer Nennleistung von insgesamt mehr als 1.000 Megawatt. Die Gesamtleistung des Kraftwerkspark auf Basis Erneuerbarer Energien lag Ende 2019 bei gut 125 Gigawatt (siehe Abbildung 2-6). Der Zuwachs um 7 Gigawatt geht zum Großteil auf den Zubau von Solaranlagen (knapp 4 Gigawatt) zurück, gefolgt von Windenergie (an Land und auf See jeweils gut 1 Gigawatt).

2.3 Entwicklung der konventionellen Energieerzeugung

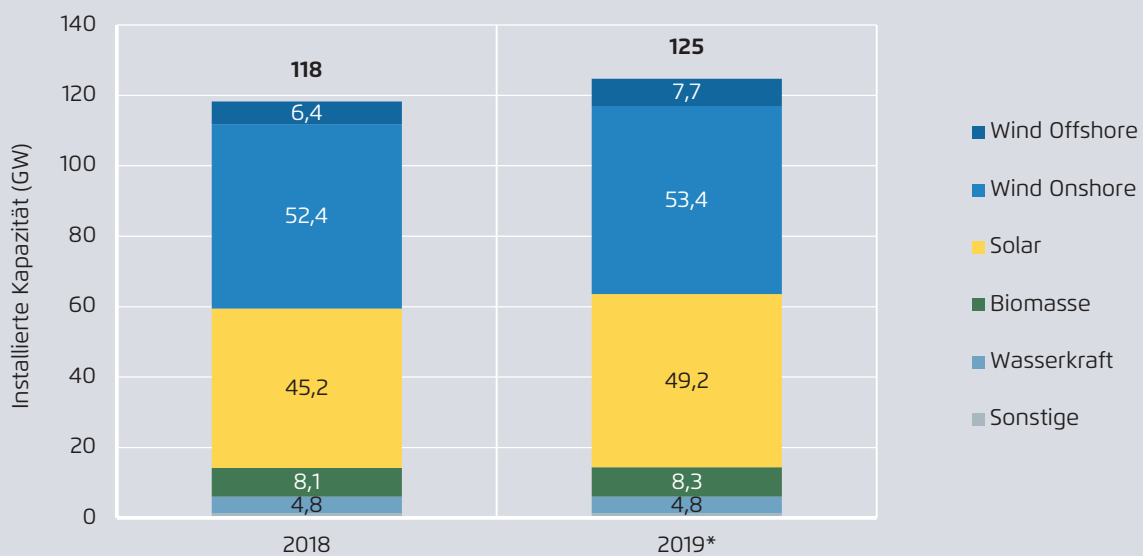
Wie in den Jahren zuvor war die Stromerzeugung aus den konventionellen Energieträgern Kohle, Kern-

kraft, Erdgas, Erdöl und Müll im Jahr 2019 rückläufig: Von 412,5 Terawattstunden im Jahr 2018 auf 363,0 Terawattstunden im Jahr 2019. Dies entspricht einem Rückgang von 12 Prozent. Darüber hinaus haben konventionelle Kraftwerke in Deutschland seit Beginn der gesamtheitlichen Aufzeichnung im Jahr 1990 noch niemals weniger Strom produziert. Die Steinkohleverstromung verzeichnete abermals einen großen Verlust von knapp 26 Terawattstunden, was gut 30 Prozent entspricht. Der seit 2013 anhaltende Abwärtstrend der Steinkohle setzt sich somit fort. Der deutliche Rückgang liegt vor allem an gestiegenen Preisen für CO₂-Zertifikate und einem geringen Beschaffungspreis für Gas.

Die Stromgewinnung aus Braunkohle sank durch die gestiegenen Zertifikatspreise und den Zuwachs der Erneuerbaren Energien auf einen historischen Tiefststand: So wenig Strom aus Braunkohle wie im Jahr 2019 gab es in Deutschland zuletzt im Jahr 1970. Das zeigt: Nach der Steinkohle wird zunehmend auch

Einbruch beim Onshore-Zubau kann nur teilweise durch Solar und Offshore kompensiert werden: Installierte Erneuerbare-Energien-Kapazität am Jahresende 2018 und 2019

Abbildung 2-6



Bundesnetzagentur (2019b), *eigene Schätzungen auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2019b, Stand 11.11.2019), Fachagentur Windenergie an Land (2019), Netztransparenz (2019), Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (2019)

die Braunkohle von Erneuerbaren Energien unter Druck gesetzt. Vor allem ältere, weniger effiziente Kraftwerke sind hiervon betroffen, da sie verhältnismäßig mehr Emissionen ausstoßen für die Zertifikate beschafft werden müssen. Der Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland ist über die drei Braunkohlereviere nicht gleich verteilt. Eine vertiefte Analyse der ENTSO-E-Daten aus den ersten drei Quartalen 2019 zeigt, dass die Auslastung der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier im Westen des Landes um mehr als acht Prozent geringer ausfiel, als die der Blöcke im Osten des Landes¹. Eine Ursache hierfür ist, dass in den Ostdeutschen Revieren in der Lausitz und in Mitteldeutschland jüngere Anlagen mit im Schnitt höheren Wirkungsgraden installiert sind. Bei diesen fallen die höheren CO₂-Preise weniger stark ins Gewicht als bei älteren, weniger effizienten Anlagen. Zudem waren im Rheinland im Jahr 2019 überdurchschnittlich

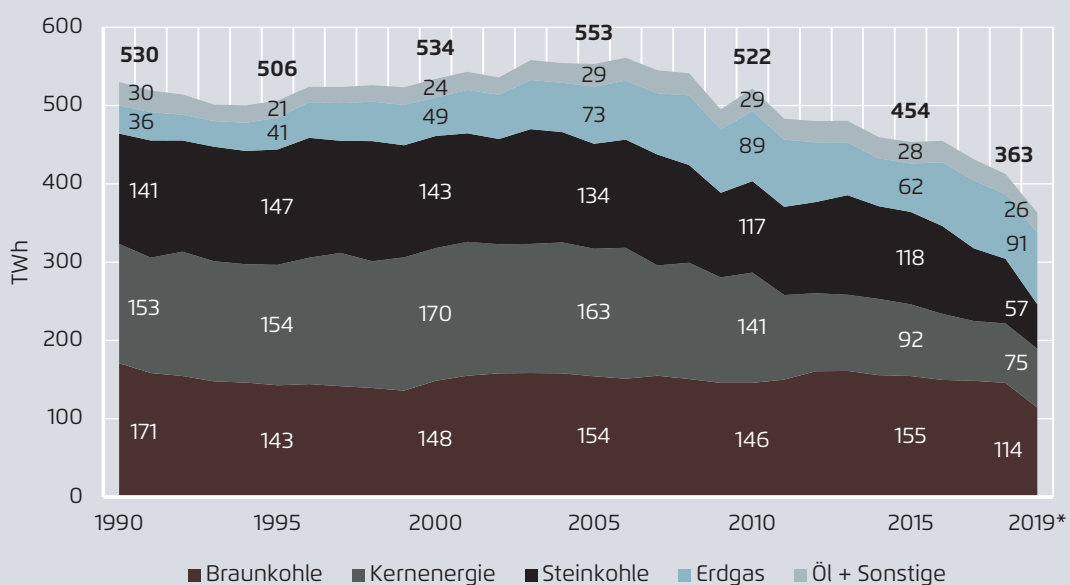
viele Anlagen in Revision, was die Verfügbarkeit der Kraftwerke senkte. Die sinkende Auslastung bei den Braunkohlekraftwerken hat bisher nicht dazu geführt, dass Anlagen marktgetrieben stillgelegt wurden. Im Gegensatz zur Steinkohle, wo in den vergangenen zehn Jahren substanziell Kapazitäten zurückgebaut wurden, ist ein möglicher Rückgang der Braunkohleerzeugung alleine abhängig vom zukünftigen Marktumfeld. Das geplante Kohleausstiegsgesetz der Bundesregierung sollte daher konkrete Ziele zur Reduktion der Braunkohlekapazitäten enthalten, um mittel- und langfristige Klimaziele einhalten zu können und die Marktentwicklung abzusichern.

Die Kernenergie hielt beinahe das Niveau des Vorjahrs; sie verzeichnete 2019 nur einen leichten Rückgang von 0,8 Terawattstunden auf 75,2 Terawattstunden. Die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B zum Jahresende 2017, welche im Jahr 2018 durch höhere Auslastungen der übrigen Anlagen kaum zu Veränderungen führte, ist 2019

1 ENTSO-E (2019c)

Rückläufige Kohlestromerzeugung betrifft neben Steinkohle erstmals auch Braunkohle: Bruttostromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 1990 bis 2019

Abbildung 2-7



AG Energiebilanzen (2019c/d), *vorläufige Angaben

klarer zu erkennen. Ende 2019 ging außerdem das Atomkraftwerk Philippsburg 2 vom Netz, wodurch sich die Stromerzeugung durch Kernenergie in Zukunft weiter verringern wird.

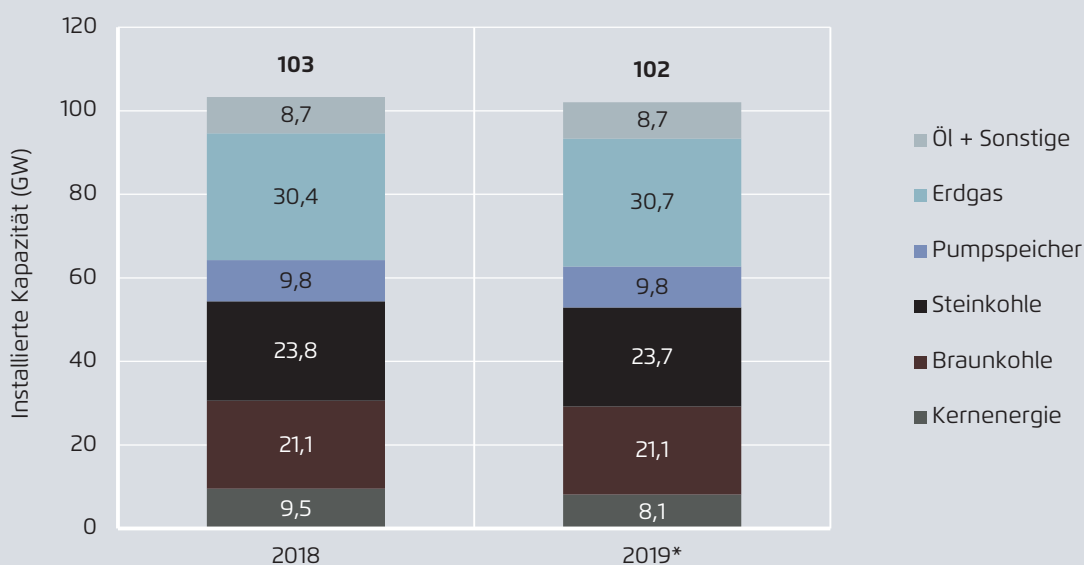
Erdgas wurde im Jahr 2019 als einziger der konventionellen Energieträger in einem größeren Maß für die Stromerzeugung genutzt als im Jahr 2018. Das Plus betrug knapp neun Terawattstunden beziehungsweise 11 Prozent. Besonders in den Sommermonaten profitierten Gaskraftwerksbetreiber von geringen Beschaffungspreisen für Erdgas und höheren CO₂-Preisen, wodurch sich ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken verbesserte. Die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken und aus der Müllverbrennung war leicht rückläufig. Sie beliefen sich auf 5,9 Terawattstunden (Pumpspeicher) beziehungsweise 5,8 Terawattstunden (Müll), was einem Minus von je fünf bis sechs Prozent entspricht. Ausschlaggebend hierfür waren bei den Pumpspeicherkraftwerken unter anderem sinkende

Spreads im Großhandel zwischen teuren und billigen Stunden, die die Erzeugung wirtschaftlich weniger attraktiv machten.

Die Gesamtkapazität des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland lag mit 102 Gigawatt in Summe erneut leicht unter dem Wert des Vorjahres 2018 (103 Gigawatt). Die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks hat sich nur geringfügig verändert (siehe Abbildung 2-8). Zwei Braunkohleblöcke wurden im Oktober in die Sicherheitsbereitschaft überführt, ein Steinkohleblock stillgelegt und ein erdgasbetriebenes BHKW-Kraftwerk zugebaut². Die geringe marktgetriebene Veränderung ist derzeit auch ein Resultat der fehlenden rechtlichen Umsetzung des Kohlekompromisses. Erst wenn hier die Rahmenbedingungen endgültig geklärt sind, werden Restrukturierungen des Kraftwerksparks durch die Betreiber eingeleitet werden.

² Bundesnetzagentur (2019b)

Ausstehende Umsetzung des Kohlekompromisses bremst Veränderung des Kraftwerksparks: Abbildung 2-8
Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke zu den Jahresenden 2018 und 2019



Bundesnetzagentur (2019b/f), *eigene Schätzungen auf Basis der Veröffentlichung des Zu- und Rückbaus der Bundesnetzagentur (2019b, Stand 11.11.2018)

3 Treibhausgasemissionen

3.1 Gesamte Treibhausgasemissionen in Deutschland

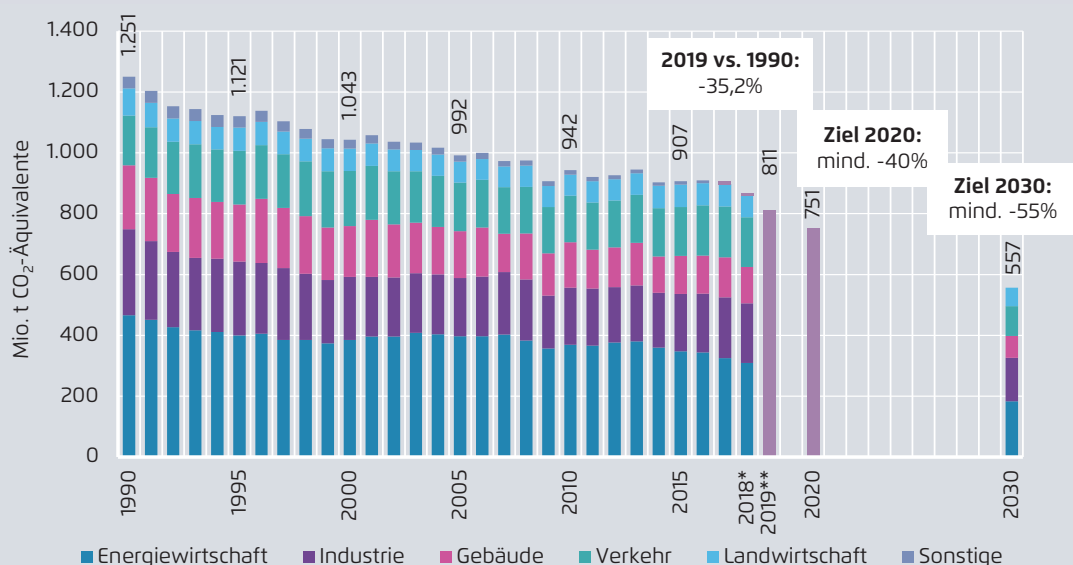
Im Jahr 2019 betrug die Treibhausgasemissionen in Deutschland schätzungsweise etwa 811 Millionen Tonnen CO_{2eq}. Sie sind damit gegenüber 2018 um mehr als 50 Millionen Tonnen zurückgegangen (siehe Abbildung 3-1). Damit fällt die Treibhausgasminde- rung im Jahr 2019 voraussichtlich noch einmal stärker aus als im Jahr 2018. Nur im Jahr 2009 (dem Jahr der Wirtschaftskrise) ist der Rückgang der Treibhaus- gasemissionen in den vergangenen 25 Jahren stärker ausgefallen. Die gesamten Treibhausgasemissionen lagen im Jahr 2019 somit um gut 35 Prozent unter dem Niveau von 1990, das als Basisjahr der internationa- len Klimaabkommen herangezogen wird. Für den Kli- maschutz ist das eine erfreuliche Nachricht.

Die Minderung der Emissionen geht fast ausschließ- lich auf den Stromsektor zurück, in den Bereichen Verkehr und Gebäude hingegen nahmen die Emisso- nen teilweise sogar wieder zu. Im Stromsektor konnte durch den Rückgang der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ein deutliches Minus von knapp 50 Millionen Tonnen erzielt werden. Die Verdrängung von Stein- und auch Braunkohlekraftwerken in der *Merit-Order* durch Gaskraftwerke war begünstigt durch den hohen CO₂-Zertifikatepreis in Kombina- tion mit einem geringen Beschaffungspreis für Gas. Sollten die Brennstoffpreise für Kohle sinken, die Gaspreise anziehen oder der CO₂-Preis wieder nach- geben, könnten die Emissionen im Stromsektor auch wieder ansteigen.

Die Überführung von zwei Braunkohle-Kraftwerks- blöcken in die Sicherheitsbereitschaft Ende 2019,

CO₂-Emissionen sinken um über 50 Millionen Tonnen, Zielerreichung 2020 unwahrscheinlich: Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 bis 2019 sowie Klimaschutzziele 2020 und 2030

Abbildung 3-1



Umweltbundesamt (2019a), eigene Berechnungen, *vorläufige Angaben, **eigene Schätzung

sowie der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien werden weiterhin zur Senkung der Emissionen beitragen. Umgekehrt stärkt der Atomausstieg bis Ende 2022 die Marktposition von Kohlekraftwerken, wodurch höhere Emissionen wieder begünstigt werden.

Neben dem Stromsektor war auch die milde Witterung für die Verminderung des Primärenergieverbrauchs, des Stromverbrauchs und der Emissionen ursächlich. Im langjährigen Durchschnitt war lediglich der Mai kälter als üblich, alle anderen Monate wiesen eine höhere Durchschnittstemperatur auf als im langjährigen Mittel. Insbesondere die Monate Februar und Juni lagen weit oberhalb des Durchschnitts. Im Juni wurde mit 42,6 Grad Celsius sogar eine neue Höchsttemperatur für die Bundesrepublik Deutschland gemessen¹.

Darüber hinaus trug auch das mit 0,5 Prozent eher verhaltene Wirtschaftswachstum zu einer Minderung der Treibhausgasemissionen bei. Es liegt deutlich unter dem Wirtschaftswachstum von 1,5 Prozent im Jahr 2018². Weil Emissionsminderungen aufgrund von Witterungs- und Konjunkturreffekten keine nachhaltige Wirkung hat, kann daraus kein Trend abgeleitet werden. Der treibhausgasmindernde Effekt dieser beiden Variablen könnte sich also bereits im folgenden Jahr umkehren und die Entwicklung konterkarieren.

Das von der Bundesregierung formulierte Klimaschutzziel für 2020 (40 Prozent Emissionsminderung gegenüber 1990) wird voraussichtlich trotz der erheblichen Minderung im Jahr 2019 nicht erreicht werden. Der Abstand zur Zielerreichung fällt allerdings aufgrund der moderaten Konjunktur und der hohen Minderung im Stromsektor geringer aus, als zunächst von der Bundesregierung projiziert (8 Prozentpunkte). Der Absatz von Diesel und Benzin legt nahe, dass insbesondere im Verkehrssektor noch keine Trendwende in Sicht ist.

¹ Deutscher Wetterdienst (2019b)

² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b)

3.2 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Bereits zum sechsten Mal in Folge sanken die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und zwar um 49 Millionen auf 223 Millionen Tonnen CO₂ (siehe Abbildung 3-2). Der Rückgang beträgt 18 Prozent im Vergleich zum Vorjahr und beläuft sich auf ein Minus von 39 Prozent im Vergleich zum Niveau von 1990. Der CO₂-Emissionsfaktor des Strommix der gesamten innerdeutschen Stromerzeugung ist folgerichtig ebenfalls gesunken, um knapp 13 Prozent auf 413 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde. Die Substitution emissionsintensiver Brennstoffe durch CO₂-ärmere Energieträger schreitet kontinuierlich voran.

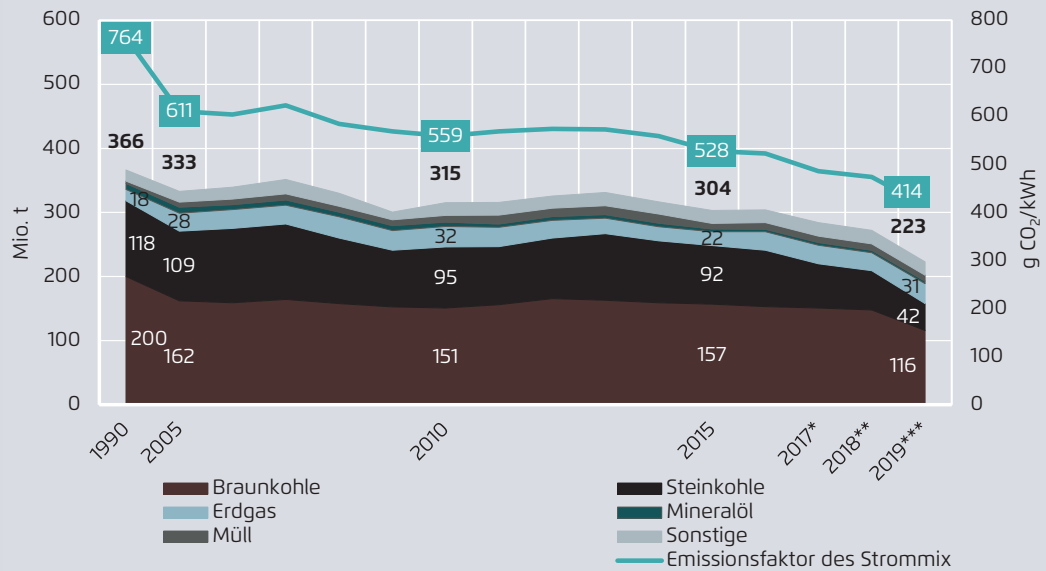
Die Verringerung geht im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurück:

1. Einem Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.
2. Dem Ersatz von Kohlestrommengen durch erdgasbetriebene Kraftwerke (Gas weist geringere spezifische CO₂-Emissionen auf als Kohle) und Erneuerbare Energien.

Die zusätzliche Erzeugung aus Erneuerbaren Energien verdrängt fossile Stromerzeugung. Insbesondere alte Kohlekraftwerke werden in Verbindung mit einem höheren CO₂-Preis zunehmend aus dem Markt gedrängt. Der gestiegene Preis für Emissionszertifikate in Kombination mit einem günstigen Beschaffungspreis für Gas führte auch dazu, dass Gaskraftwerke geringere Grenzkosten aufwiesen als Steinkohle- und auch als ältere, weniger effiziente Braunkohlekraftwerke. Gaskraftwerke konnten sich somit am Markt durchsetzen und wurden bevorzugt eingesetzt. Bereits in der Vergangenheit kam es vereinzelt zum Tausch von Steinkohle und Gas in der *Merit-Order*. Neu und bemerkenswert ist, dass in diesem Jahr auch die Braunkohle im Markt stärker verdrängt wurde. Dies führte zu einem deutlichen Rückgang der Emissionen, da Braunkohle höhere spezifische Emissionen aufweist als Steinkohle oder Erdgas. Niedrige Verfügbarkeiten bei den Braunkoh-

Rückgang bei der Kohleverstromung senkt CO₂-Emissionen der Stromerzeugung deutlich:
CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von 1990 bis 2019

Abbildung 3-2



Umweltbundesamt (2019b), *vorläufige Angaben, ** Schätzung Umweltbundesamt, ***eigene Berechnungen

lekraftwerken durch zahlreiche umfassende Revisionen haben zu der Entwicklung beigetragen.

Der hohe CO₂-Preis hat im vergangenen Jahr eine deutliche Wirkung gezeigt. Hohe CO₂-Preise können den, in Deutschland von der Kohlekommission beschlossenen, Ausstieg aus der Kohle beschleunigen. Sie haben außerdem unmittelbar Auswirkungen auf die Erlöse von Kohlekraftwerken. Diese Entwicklung wirkt sich damit auch auf die Höhe der notwendigen Entschädigungen für Kraftwerksbetreiber aus.

4 Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa

Der deutsche Stromexportsaldo im Jahr 2019 war mit etwa 35 Terawattstunden Exportüberschuss im langfristigen Vergleich wieder sehr hoch (siehe Abbildung 4-1). Im Vergleich zum Vorjahr ist der Handelsaldo jedoch um knapp ein Drittel beziehungsweise 17 Terawattstunden zurückgegangen. Der Handelsbilanzüberschuss von 2019 hatte bei einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von 37,6 Euro pro Megawattstunde einen Wert von 1,3 Milliarden Euro. Der Wert der Importe lag bei 1,4 Milliarden Euro und der Exporte bei rund 2,7 Milliarden Euro. Im Vergleich zum Vorjahr ist dieser Stromexportsaldo damit um 0,7 Milliarden Euro zurückgegangen. Er liegt damit auf dem gleichen Niveau wie 2017.

Die Abnahme des Exportmengensaldos ist auf die Senkung der Stromausfuhr bei gleichzeitiger Zunahme der Stromimporte zurückzuführen.

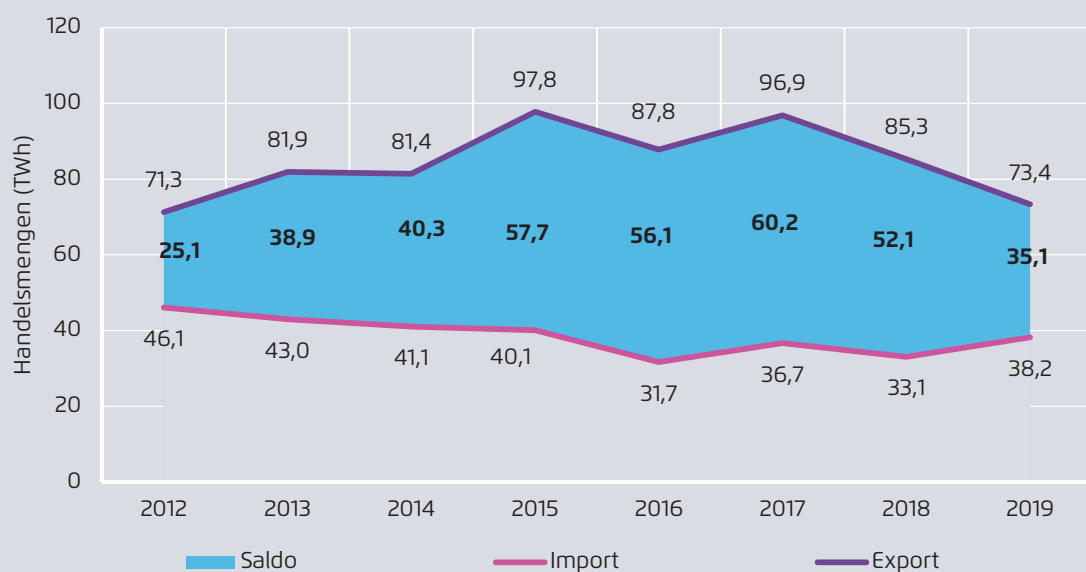
Der gesamte Export lag bei 73,4 Terawattstunden, ein Minus von rund 12 Terawattstunden im Vergleich zum Vorjahr. Der Stromimport stieg um knapp 5 Terawattstunden.

Diese Entwicklungen lassen sich im Wesentlichen auf drei Faktoren zurückführen:

- Ein geringer Gaspreis stärkte sowohl die inländische Stromerzeugung aus Erdgas als auch die in den Nachbarländern.
- Eine höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Ausland verringerte dort den Strombezug aus Deutschland.
- Die gestiegenen Kosten für CO₂-Emissionszertifikate haben insbesondere die Kohlestromerzeugung deutlich verteuert und damit die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Kohle- gegenüber der

Deutschland bleibt Stromexporteur, aber auf niedrigerem Niveau als in den Vorjahren:
Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Deutschland von 2012 bis 2019

Abbildung 4-1



Eigene Berechnungen auf Basis von ENTSO-E (2019b); es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

Gasverstromung in Europa verringert. Die Erzeugungsmenge aus Kohle in Deutschland sank in 2019 um mehr als 55 Terawattstunden.

Besonders deutlich war der Exportrückgang von knapp 14 Terawattstunden beziehungsweise fast 40 Prozent beim Handel mit Österreich (siehe Abbildung 4-2)¹. Der Import sank ebenfalls deutlich und zwar um 8,4 Terawattstunden. Mit einem Saldo von 19,6 Terawattstunden entfiel 2019 mehr als die Hälfte des gesamten deutschen Stromhandels auf Österreich.

Das Vorzeichen des Handelssaldo mit der Schweiz hat sich im Vergleich zum Vorjahr umgedreht. Anders als noch 2018 hat Deutschland im Jahr 2019 unter dem Strich etwas mehr Strom aus der Schweiz importiert als dorthin exportiert, was vor allem am gestiegenen

Import liegt. Neben der Schweiz und Österreich ging auch der Export in die Niederlande deutlich zurück. Er reduzierte sich um fünf Terawattstunden beziehungsweise 40 Prozent. Per Saldo verminderte sich der Handel mit den Niederlanden aufgrund gesteigener Importe sogar um zwei Drittel.

Die Handelsbilanz mit Tschechien, Schweden, Dänemark Polen und Luxemburg verbesserte sich jeweils leicht im Vergleich zum Vorjahr. Dänemark importierte im Jahr 2019 per Saldo etwa zwei Terawattstunden, im Vorjahr hatte Deutschland noch mehr Strom von Dänemark abgenommen.

Insgesamt stechen zwei Dinge hervor: Der Stromhandel mit Österreich ist sowohl auf der Import- als auch auf der Exportseite spürbar zurückgegangen, das Nachbarland bleibt jedoch Hauptabnehmer für Strom aus Deutschland. Außerdem wurde weniger emissionsintensiver Kohlestrom ins Ausland verkauft und auch weniger Strom aus Ländern mit einer

¹ Es ergeben sich Abweichungen zu den Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, da an dieser Stelle die tatsächlichen Handelsflüsse auf Basis von ENTSO-E abgebildet werden und nicht die physikalischen Lastflüsse.

Teurere Kohleverstromung in Deutschland verschiebt Handelsflüsse zu Nachbarn: Der Stromaußenhandel mit den Nachbarländern in den Jahren 2018 und 2019 im Vergleich

Abbildung 4-2

| | TWh 2018 | | | TWh 2019 | | |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | Import von | Export nach | Saldo | Import von | Export nach | Saldo |
| Schweden | 1,2 | 0,3 | -0,9 | 1,3 | 0,6 | -0,7 |
| Österreich | 10,1 | 35,0 | 25,0 | 1,7 | 21,3 | 19,6 |
| Schweiz | 4,8 | 8,8 | 4,0 | 7,9 | 7,3 | -0,6 |
| Tschechien | 6,5 | 4,9 | -1,5 | 5,7 | 7,6 | 1,9 |
| Dänemark | 5,6 | 5,2 | -0,4 | 6,0 | 7,9 | 1,9 |
| Frankreich | 3,8 | 12,7 | 8,9 | 11,5 | 14,0 | 2,4 |
| Niederlande | 0,4 | 13,0 | 12,5 | 3,7 | 7,7 | 4,0 |
| Polen | 0,6 | 1,4 | 0,9 | 0,2 | 2,6 | 2,3 |
| Luxemburg | 0,2 | 3,8 | 3,7 | 0,2 | 4,4 | 4,2 |
| Summe | 33,1 | 85,3 | 52,1 | 38,2 | 73,4 | 35,1 |

Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2019b); es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

dominanten Stromerzeugung aus Kohle von Deutschland zugekauft. Gleichzeitig wurde mehr Strom aus weniger Ländern mit weniger emissionsintensiven Stromsystemen zugekauft. Dies schlägt sich in der europäischen Emissionsbilanz nieder.

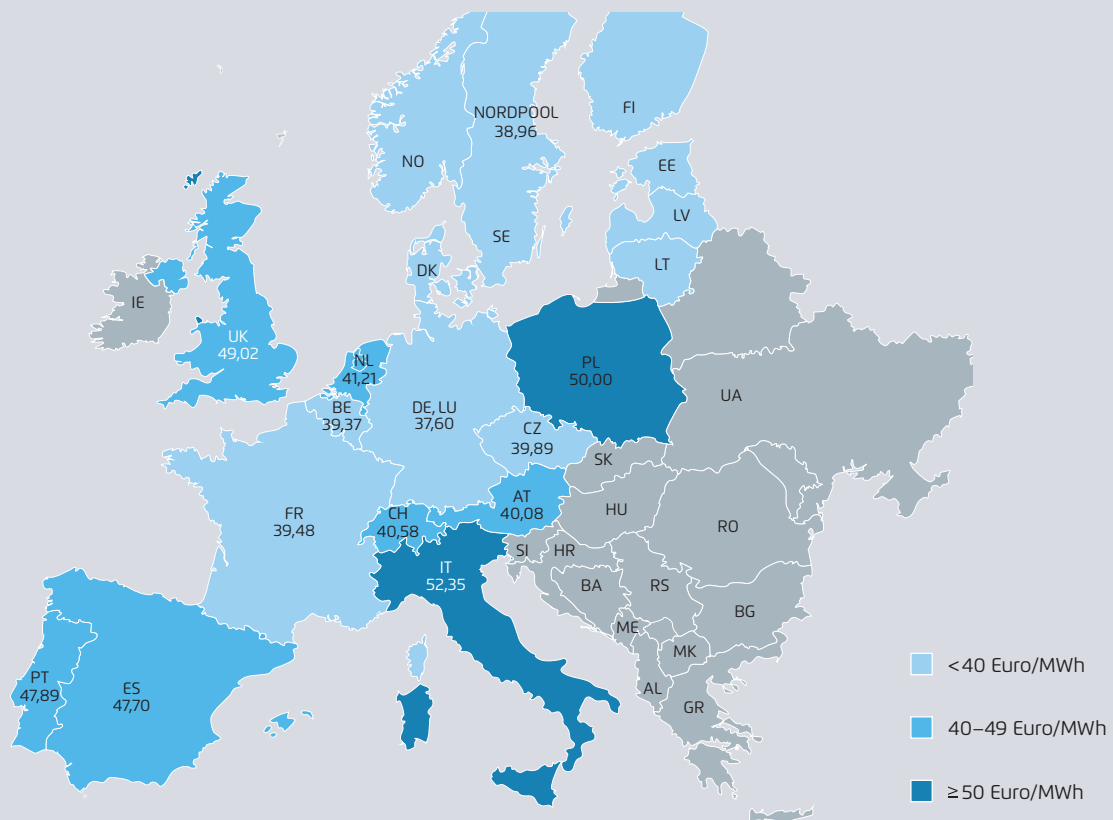
Beim Blick auf die verschiedenen europäischen Börsen fällt auf, dass die Großhandelspreise im vortägigen Handel in Europa insgesamt gesunken sind – mit Ausnahme von Polen. Die Gebotszone Deutschland-Luxemburg weist mit 37,60 Euro pro Megawattstunden im Jahresmittel die geringsten Großhandelsstrompreise im Vergleich mit den deutschen Nachbarländern auf.

Im skandinavischen Markt Nordpool kostete Strom im Durchschnitt 38,96 Euro pro Megawattstunde. Im Durchschnitt kam Nordpool somit dem deutschen Preisniveau am nächsten, wobei dieses System durch einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien geprägt ist und mehrere Gebotszonen vereint. Am höchsten waren die Preise in Italien (52,35 Euro pro Megawattstunde) und in Polen (50,00 Euro pro Megawattstunde).

Im europäischen Vergleich hat Polen mit lediglich 13 Prozent den geringsten Anteil Erneuerbarer Energien² im Stromsystem und verfügt darüber hinaus

² Im Jahr 2018 betrug der Anteil Erneuerbarer Energien rund 70 Prozent (siehe Eurostat 2019)

Deutschland hat durch hohe Erneuerbaren-Erzeugung die niedrigsten Börsenstrompreise in Europa: Großhandelsstrompreise (*day ahead*) der europäischen Nachbarstaaten im Vergleich Abbildung 4-3



Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2019a), Mercato Elettrico (2019), Nordpool (2019), TGE (2019), OTE (2019), Stand 30.12.19

weiterhin über einen Kraftwerkspark, der von der Kohlenutzung dominiert wird. Infolgedessen schlagen die gestiegenen CO₂-Preise im europäischen Handel stark auf die dortigen Großhandelsstrompreise durch. Italien hat zwar einen deutlich höheren Erneuerbaren-Energien-Anteil als Polen, besitzt aber ein Stromsystem, das ansonsten stark von der Gasverstromung geprägt ist. Da Italien eher über ältere Anlagen im Kraftwerkspark mit geringeren Wirkungsgraden verfügt, die regionalen Gaspreise in Italien im Mittel höher als in Nordwesteuropa sind und Italien nur geringe Handelskapazitäten zu Nachbarländern hat, blieben die Strompreise in Italien höher als diejenigen an den nordwesteuropäischen Börsen.

In vielen Ländern Europas fiel 2019 der Großhandelsstrompreis um etwa 10 bis 15 Euro pro Megawattstunde im Vergleich zum Vorjahr. Gestiegene Anteile Erneuerbarer Energien in Verbindung mit günstigen Gaspreisen waren die Hauptursache dafür. Sie kompensierten die höheren CO₂-Preise in vielen Marktgebieten.

5 Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland

5.1 Energiepreise auf dem Weltmarkt

Der Preis für Rohöl auf dem Weltmarkt gab 2019 im Jahresdurchschnitt im Vergleich zu 2018 etwas nach. Im Jahresmittel lagen die Importpreise frei deutsche Grenze bei knapp 37 Euro je Megawattstunde und damit etwa 5 Prozent unter dem Durchschnitt des Vorjahres.

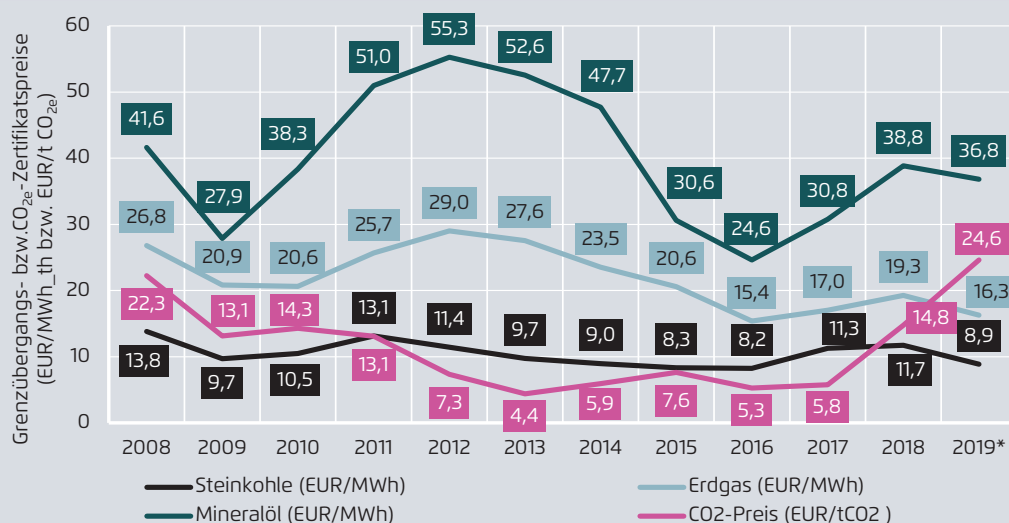
Durch einen im Vergleich zum US-Dollar schwächeren Euro, sanken die Rohölpreise im Euroraum in geringerem Maße. Insgesamt haben sich die Ölpreise damit, wie zuletzt 2010, auf einem mittleren Niveau bewegt – zwischen dem Hochpreis-Niveau der Jahre von 2011 bis 2014 und den Niedrigpreisen der Jahre von 2015 bis 2017.

Die Ursache dieser Preisentwicklung liegt in zwei gegenläufigen Effekten: Politisch angespannte Situationen im Nahen Osten und in Venezuela, die das Angebot eher verknappen, trafen auf eine eher schwache Entwicklung der weltweiten Nachfrage. Diese wurde durch eine deutlich schwächere weltweite Konjunktur gebremst, die auf Handelskonflikte sowie regionale Konflikte zurückgeht. So geht die Weltbank davon aus, dass das globale Wachstum 2019 bei 2,6 Prozent liegt, ein Rückgang von 0,4 Prozentpunkten im Vergleich zu 2018.

Die Erdgaspreise in Europa sind im Jahresvergleich ebenfalls gesunken und zwar um knapp 15 Prozent (siehe Abbildung 5-1). Der Importpreis für Steinkohle gab im Jahr 2019 um etwa ein Viertel gegenüber

Die Preise von Öl, Gas und Kohle sinken, CO₂-Zertifikate werden jedoch deutlich teurer: Importpreise für Erdgas, Steinkohle und Mineralöle sowie Emissionszertifikatspreise

Abbildung 5-1



Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018, 2019a/b), Deutsche Emissionshandelsstelle (2019), Verein der Kohlenimporteure (2019), eigene Berechnungen, *vorläufige Angaben

dem Vorjahr nach. Ursache hierfür war die schwache Konjunktur und der weltweit anziehende Ausbau der Erneuerbaren Energien, der die Nachfrage nach Steinkohle in der Stromerzeugung gedämpft hat. Zusammen mit der Ausweitung der Förderkapazitäten für Steinkohle in den vergangenen Jahren ergibt sich eine entspannte Versorgungssituation. Sinkende Preise sind die Folge.

Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate sind im Jahr 2019 weiter gestiegen. Mit knapp 25 Euro je Tonne haben sie im europäischen Emissionshandel (ETS) ein Allzeithoch im Jahresdurchschnitt erreicht.

Die derzeitige Diskussion um eine europäische Zielverschärfung für die Klimaziele im Jahr 2030, die mit einer weiteren ETS-Reform einhergehen würde, stützt derzeit den Aufwärtstrend bei den Emissionszertifikaten, obwohl im europäischen Handel weiterhin strukturelle Überschüsse an Zertifikaten bestehen.

5.2 Strompreis-Entwicklung

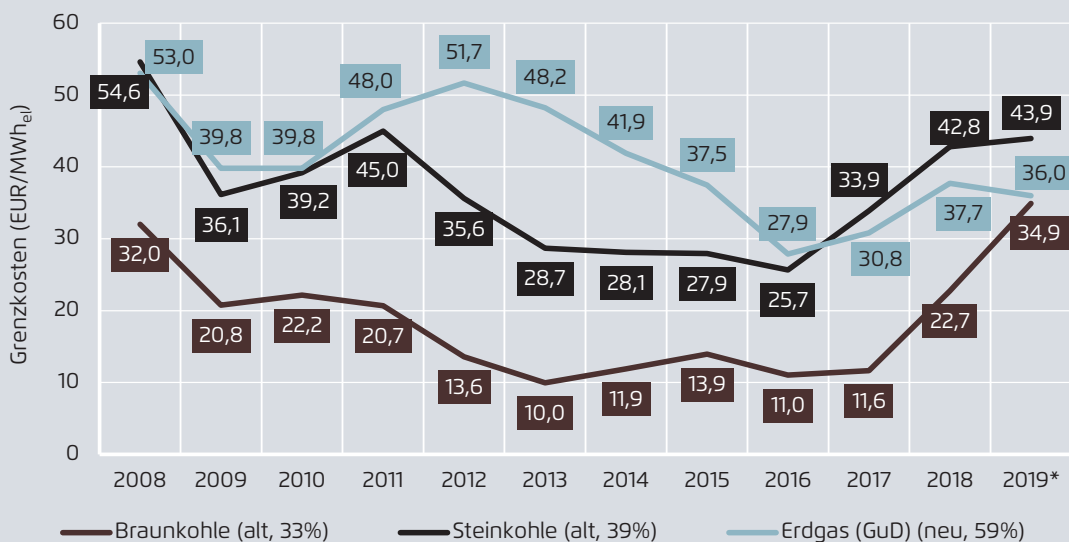
Der Anstieg der CO₂-Preise verteuerte im Jahr 2019 die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern im Vergleich zu 2018. Trotz eines deutlich gesunkenen Steinkohlepreises blieb die Stromerzeugung mit alten Steinkohlekraftwerken aufgrund der CO₂-Kosten teurer als die Verstromung von Gas in modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerken, siehe Abbildung 5-2).

Der Grund dafür ist, dass alte Steinkohlekraftwerke mehr als doppelt so viel CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde ausstoßen wie moderne Gaskraftwerke. In der Konsequenz werden vor allem ältere Steinkohlekraftwerke deutlich weniger eingesetzt und der Rückgang der Steinkohlestromerzeugung hält weiter an (vergleiche Kapitel 1).

Braunkohle ist der einzige konventionelle Energieträger, der keinen Weltmarktschwankungen unter-

Gaskraftwerke schließen durch CO₂-Preise die Lücke zu alten Braunkohlekraftwerken: Grenzkosten für neue Erdgas-, alte Braunkohle- und alte Steinkohlekraftwerke

Abbildung 5-2



Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (2018, 2019a/b), Deutsche Emissionshandelsstelle (2019/2006), Öko-Institut (2017), Wirkungsgrad in Klammern, eigene Berechnungen, *vorläufige Angaben

worfen ist. Die Brennstoffkosten sind lediglich abhängig von den Förderkosten der Braunkohle im Tagebauverbund mit den Kraftwerken. Die Grenzkosten für die Verstromung von Braunkohle als CO₂-intensivstem Energieträger sind 2019 dennoch am stärksten gestiegen – gegenüber dem Vorjahr haben sie sich aufgrund der Preisentwicklung bei den CO₂-Zertifikaten um 50 Prozent erhöht. Somit dürfte sich auch die wirtschaftliche Situation der Braunkohlekraftwerke weiter verschlechtert haben.

Der Vorteil, den alte Braunkohlekraftwerke bei den Grenzkosten gegenüber neuen Gaskraftwerken bislang hatten, ist 2019 fast dahingeschmolzen: Während die Grenzkosten der Stromerzeugung eines neuen Gaskraftwerks 2019 bei rund 36 Euro je Megawattstunde lagen, beliefen sie sich bei einem alten Braunkohlekraftwerk auf knapp 35 Euro pro Megawattstunde (siehe Abbildung 5-2). Eine Reduktion der Braunkohlestromerzeugung war die Folge.

Diese erfolgte vor allem dann, wenn hohe Anteile Wind- und Solarstrom im Markt verfügbar waren.

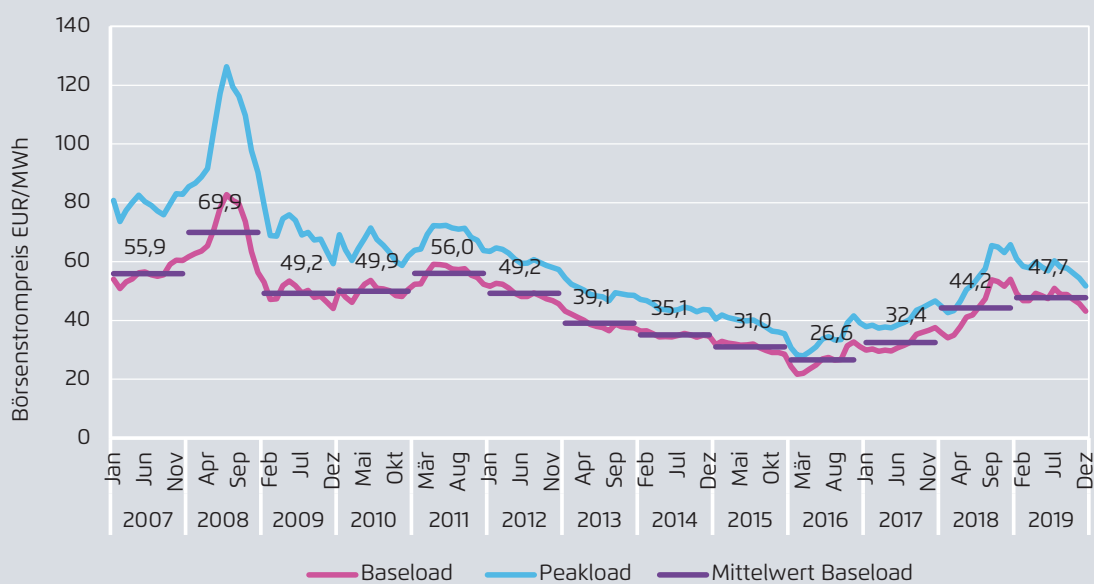
Der gestiegene Preis für CO₂ ist auch die Hauptursache für den leichten Anstieg der Strompreise auf dem Terminmarkt¹. Die Strompreise für das Produkt „Lieferung eines Baseload-Strombands im jeweils nächsten Jahr“ sind im Jahr 2019 im Vergleich zu 2018 um gut 3 Euro auf etwa 47,7 Euro je Megawattstunde gestiegen. Damit hat sich der Trend der steigenden Terminmarktpreise – wie von vielen Marktakteuren vorhergesagt – fortgesetzt.

Der Strom kostete 2019 im Terminhandel somit mehr als in den vergangenen fünf Jahren – höher als 2019

1 Im Gegensatz zum Intraday-Markt und zum Day-ahead-Handel, wo Strom noch am selben Tag oder am darauffolgenden Tag geliefert wird, werden auf dem Terminmarkt Strommengen gehandelt, deren Lieferung erst zu einem festgelegten späteren Zeitraum (Monat, Quartal, Jahr) in der Zukunft erfolgt. Unternehmen nutzen Terminmärkte zumeist um sich gegen Preisrisiken abzusichern.

Trotz sinkender Energiepreise steigen die Terminmarkt-Börsenstrompreise im Handelsjahr 2019 aufgrund gestiegener CO₂-Preise: Rollierender Jahresfuture für die Jahre 2007 bis 2019

Abbildung 5-3



Eigene Berechnung auf Basis von EEX (2019, Stand 30.12.19)

waren die entsprechenden Börsenstrompreise nur vor 2012.

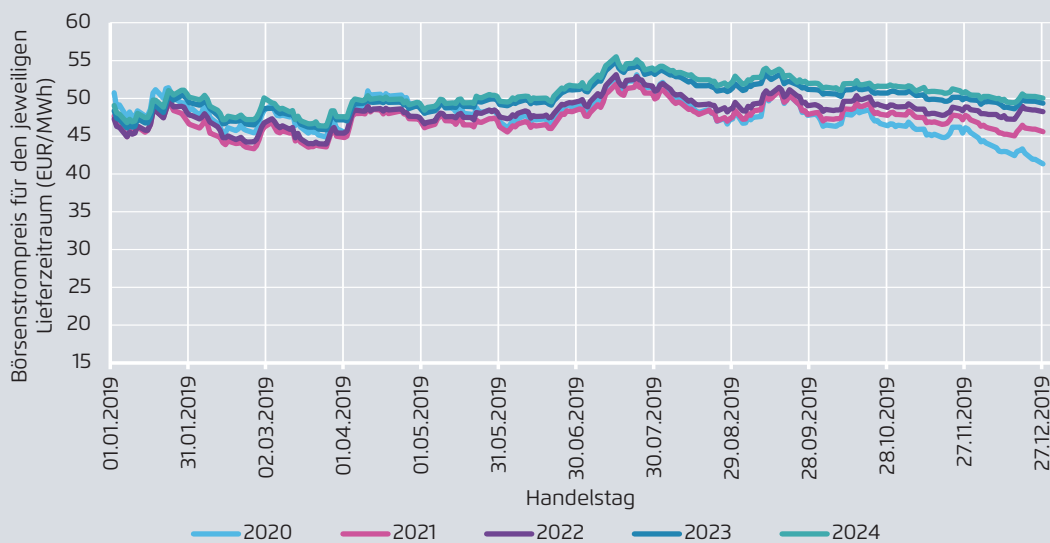
Im Jahresverlauf 2019 bewegten sich die Preise für das Lieferjahr 2020 seitwärts. Ausschlaggebend war, dass bei der Verfügbarkeit von Kernkraftwerken für 2020 kaum Einschränkungen erwartet wurden und die CO₂-Terminpreise zudem nur wenig schwankten. Zum Jahresende sanken die Preise für Stromlieferungen 2020 noch einmal deutlich. Ergiebige Niederschläge im Herbst normalisierten die für das nächste Jahr erwartete Erzeugung aus Wasserkraft. Auch die erwarteten Verfügbarkeiten anderer Kraftwerke waren hoch und geplante Revisionen sollen sich im Jahr 2020 im üblichen Maß bewegen.

Der Trend bei den CO₂-Preisen prägte auch die Entwicklung der Strompreise für Lieferjahre bis 2024. Hier folgten die Notierungen der Entwicklung der CO₂-Preise im Jahresverlauf. Die Marktteilnehmer rechneten dabei im vierten Quartal mit steigen-

den Strompreisen in den kommenden Jahren (siehe Abbildung 5-4) – so wurde Strom Ende 2019 für 2020 mit 43 Euro je Megawattstunde gehandelt, während Händler für Stromlieferungen in den Folgejahren bis zu 50 Euro je Megawattstunde zahlen mussten.

Im Vergleich zu den Vorjahren ist hier eine Veränderung sichtbar. Der stockende Ausbau bei der Windenergie, der beginnende Kohleausstieg und der Atomausstieg deuten auf eine Verknappung des Marktes hin, die zu leicht steigenden Preisen für spätere Lieferjahre führt. Studien, die den Effekt der reduzierten Kohleverstromung hinsichtlich seiner Wirkung auf die Preise bewerten, geben mehrheitlich eine Größenordnung zwischen drei und fünf Euro je Megawattstunde an. Dieser Preiseffekt kann jedoch durch einen stärkeren Erneuerbaren Ausbau, so wie ihn die Kohlekommission vorgeschlagen hat, überkompensiert werden. Bleibt der Erneubaren Zubau jedoch hinter dem notwendigen Maß zurück, kommen Preissteigerungen im Großhandel zustande.

Der schleppende Ausbau der Erneuerbaren Energien macht Strom in Zukunft an der Börse teurer: Future-Preise im Handelsjahr 2019 für die Jahre von 2020 bis 2024 Abbildung 5-4



EEX (2018, Stand 30.12.19)

Eine deutlich größere, unmittelbare Wirkung auf den Strompreis im Großhandel haben jedoch Veränderungen bei der CO₂-Preisentwicklung. Noch immer setzen fossile Kraftwerke in Zentraleuropa in nahezu jeder Stunde eines Jahres die Strompreise. Deswegen haben Änderungen beim CO₂-Preis eine deutlich größere Wirkung als die Stilllegung einzelner Kraftwerke.

5.3 Einfluss auf Beschaffungskosten und Endkundenpreise

Die Summe aus Strombeschaffungskosten und der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) ist im Jahr 2019 für das Jahr 2020 abermals leicht gestiegen (siehe Abbildung 5-5). Die Beschaffungskosten werden dabei vereinfacht als Mittelwert der im Jahr 2019 gehandelten *Futures* für die Stromlieferung im Jahr 2020 abgebildet. Dabei werden für die Berechnung 70 Prozent des *Futures* für Base (täglich 0 bis 24 Uhr) und 30 Prozent für die

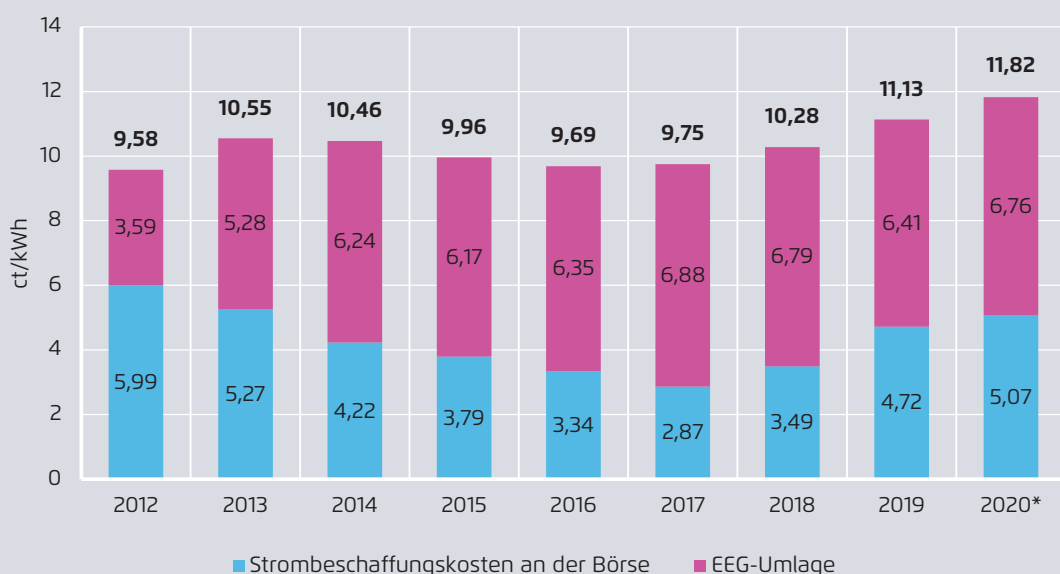
Lieferung Peak (werktags 8 bis 20 Uhr) angesetzt. Die Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage steigt folglich 2020 im Vergleich zum Vorjahr an.

Der Strompreisanstieg im Großhandel wird dabei durch eine im Jahr 2020 nochmals steigende EEG-Umlage verstärkt. Die Preise für Strom im Großhandel für 2020 sind um gut 0,35 Cent je Kilowattstunde gestiegen. Zusammen mit der um 0,3 Cent je Kilowattstunde gestiegenen EEG-Umlage ergibt sich damit ein Anstieg um mehr als 0,6 Cent je Kilowattstunde auf in Summe rund 11,8 Cent pro Kilowattstunde (siehe Abbildung 5-5).

Die Haushaltsstrompreise steigen im Jahr 2020 aufgrund der beschriebenen Entwicklung um etwa drei Prozent an (siehe Abbildung 5-6). Damit übersteigen sie im Mittel die Marke von 31 Cent je Kilowattstunde deutlich (siehe Abbildung 5-6). Ein Vier-Personen-Haushalt mit einem jährlichen Strombedarf von

Anstieg der Strombeschaffungskosten und der EEG-Umlage machen Strom etwas teurer:
Strombeschaffungskosten und EEG-Umlage in den Jahren 2011 bis 2020

Abbildung 5-5



EEX (2019), Bundesnetzagentur (2019c), *Schätzung: 70 Prozent Frontjahresfuture (Base), 30 Prozent Frontjahresfuture (Peak) (Stand 30.12.19)

3.500 Kilowattstunden wird daher im Jahr 2020 etwa 30 Euro mehr für Strom ausgeben müssen als 2019.

Neben den gestiegenen Strombeschaffungskosten legen 2020 auch die Netzentgelte im Durchschnitt um etwa fünf Prozent zu. Bei den Netzentgelten führen insbesondere höhere Ausgaben für den Netzausbau und für die Betriebsmittel zur Integration der Erneuerbaren Stromerzeugung seit zehn Jahren zu kontinuierlichen leichten Kostensteigerungen.

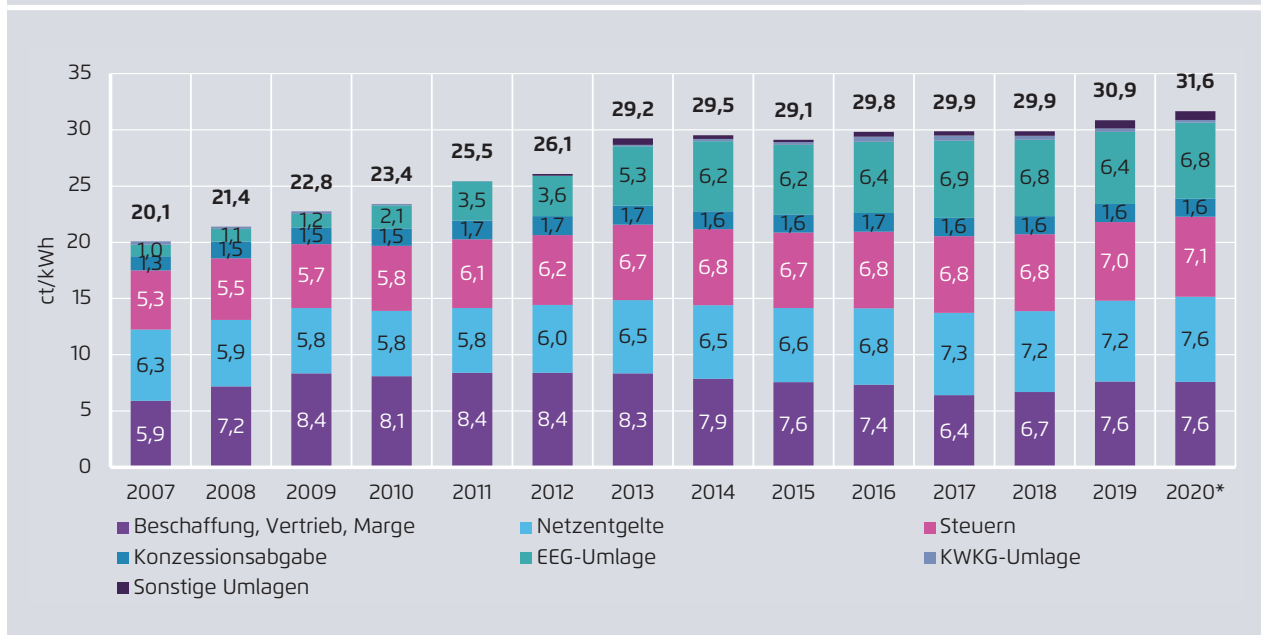
Die Haftungsumlage für die Offshore-Windenergie, über die auch die Netzanbindungskosten für die Offshore-Anlagen gewälzt werden, bleibt konstant. Auch alle anderen Preisbestandteile wie die Kraft-Wärme-Kopplungs-Umlage (KWK-Umlage), Konzessionsabgaben und Stromsteuer bleiben weitgehend unverändert.

Die Verteuerung der Haushaltsstrompreise verdeutlicht abermals, dass ohne eine grundlegende Verän-

derung der Bepreisung von Energie die stärkere Nutzung von Strom im Rahmen der Sektorkopplung im Verkehr oder zur Wärmeerzeugung in Industrie und Gebäuden sowie zur Herstellung von grünen, synthetischen Brennstoffen (*Power-to-Gas* beziehungsweise *Power-to-Liquid*) nicht erfolgreich sein wird. Eine Reform der Systematik der Umlagen, Steuern und Netzentgelte ist notwendig, um die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien und die Flexibilisierung des Stromverbrauchs für die nächste Phase der Energiewende sicherzustellen.

Stromkosten für private Haushalte steigen weiter um 2,6 Prozent:
Haushaltsstrompreise für die Jahre von 2007 bis 2020

Abbildung 5-6



Bundesnetzagentur (2019c), *eigene Schätzung auf Basis von Netztransparenz (2019)

6 Negative Strompreise und Flexibilität

Die Strompreise im Großhandel (*Day-Ahead*) waren im Jahr 2019 weniger volatil als im Jahr zuvor. In der Spitze lag der höchste Preis am deutschen Strommarkt im Tagesmittel bei rund 86 Euro je Megawattstunde (am 24. Januar), wohingegen der günstigste Tag des Jahres am 8. Juni einen Strompreis von rund minus 42 Euro je Megawattstunde aufwies (siehe Abbildung 6-1). Die niedrigen Preisspitzen sind darauf zurückzuführen, dass es nur wenige Zeiten in Deutschland und Europa gab, in denen geringe Anteile von Erneuerbaren Energien, niedrige Temperaturen und Kraftwerksausfälle zusammenfielen. Was beispielsweise bei der Strompreisspitze im Januar 2017 der Fall war.

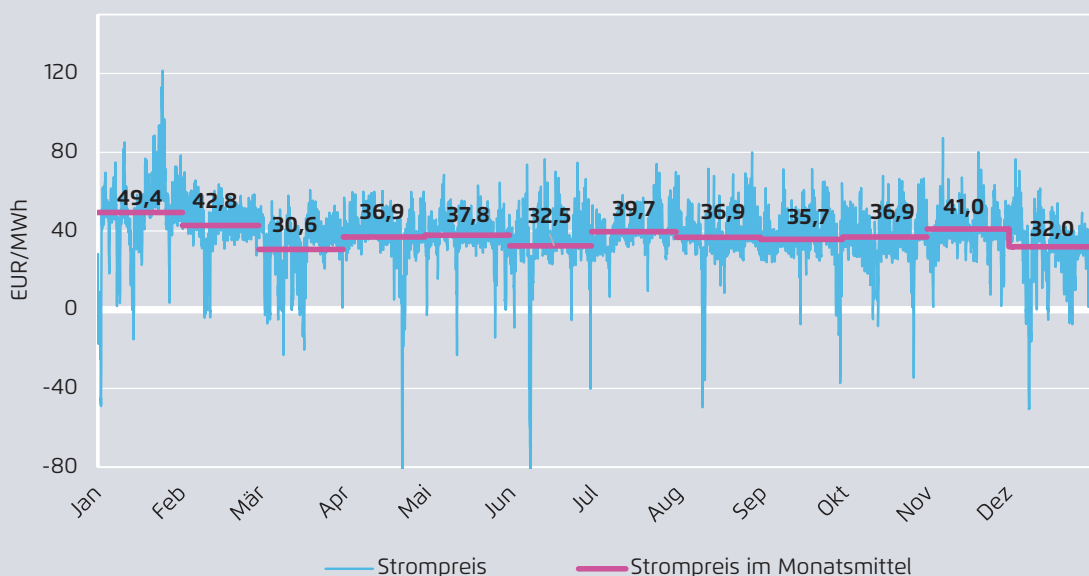
Die Ausschläge bei den negativen Strompreisen fielen im Jahr 2019 höher aus als 2018. Zwar war es für Kohlekraftwerke wegen hoher CO₂-Preise weni-

ger attraktiv, in Situationen mit hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien noch Strom zu vermarkten. Allerdings waren die Spitzen der Stromerzeugung aus Wind und Sonne im Jahr 2019 deutlich ausgeprägter. In der Folge kamen 2019 häufiger negative Preise zustande als in den Jahren zuvor.

Der Durchschnitt der negativen Preise stieg allerdings weniger stark. Hierzu trägt neben den hohen CO₂-Preisen auch die Sechs-Stunden-Regel innerhalb des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) bei, wonach große Erneuerbare-Energien-Anlagen nach sechs Stunden negativer Preise ihren Vergütungsanspruch verlieren. Hohe Anteile Erneuerbarer Energien sorgten ganzjährig für moderate Preise im Großhandel, so dass im Jahr 2019 mit 37,7 Euro je Megawattstunden die Preise aus 2018 (44,5 Euro pro Megawattstunden) um 15 Prozent unterschritten wurden.

Hohe EE-Anteile senken den Börsenstrompreis für Lieferungen am nächsten Tag trotz gestiegener Erzeugungskosten: Stündliche Börsenstrompreise (*Day-ahead*) für 2019

Abbildung 6-1



ENTSO-E (2019a, Stand 30.12.19)

Der Rekord der Erneuerbaren-Erzeugung im Jahr 2019 trug dazu bei, dass die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen mit deutlich über 200 Stunden bisher am höchsten liegt (siehe Abbildung 6-2). Der mittlere Wert der negativen Strompreise sank im Jahr 2019 auf minus 17,3 Euro je Megawattstunde ab. In Anbetracht des Anstiegs der Zahl der Stunden mit negativen Preisen ist diese Absenkung jedoch moderat. Auch hierzu trägt die Sechs-Stunden-Regel innerhalb des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) bei. Der niedrigste Preis des Jahres war mit minus 90 Euro je Megawattstunde auch etwas stärker ausgeprägt als im Vorjahr.

Der höchste Monatsmittelwert war im Januar 2019 mit 49,4 Euro je Megawattstunde zu verzeichnen, als hohe CO₂-Preise auf eine vergleichsweise kalte Witterung und die damit verbundene hohe Stromnachfrage trafen. Der Monat August wies mit knapp 40 Euro je Megawattstunde im Monatsmittel hohe Strompreise im Vergleich zu seinen Nachbarmonaten

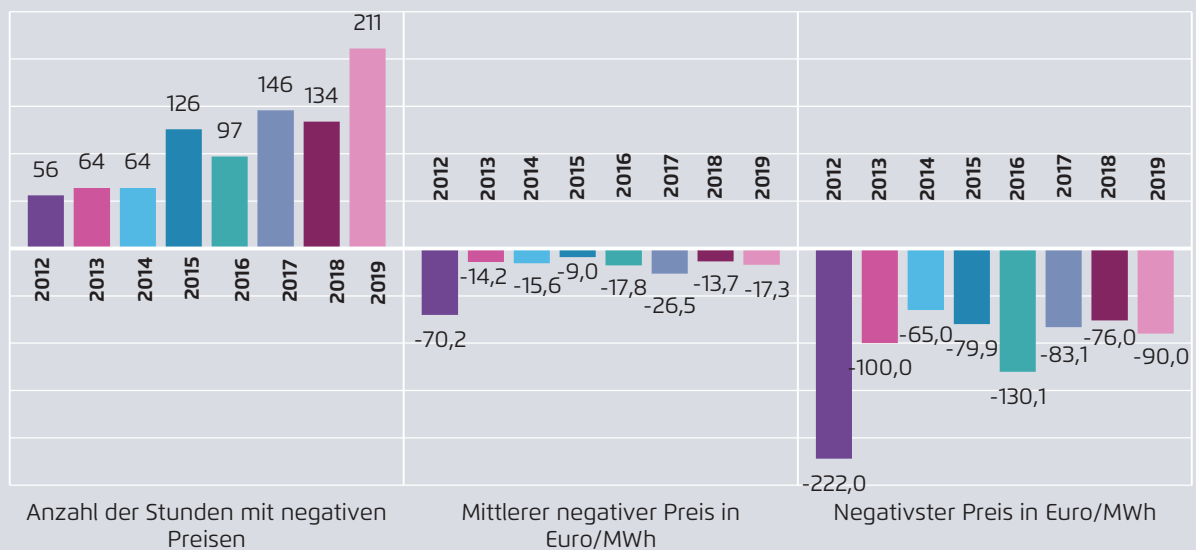
auf: Die anhaltende Hitze in Europa zog Kühlwasserprobleme und Leistungseinbußen bei konventionellen Kraftwerken mit Flusswasserkühlung nach sich. Zudem waren viele konventionelle Anlagen über den Sommer in Revision.

Systematische Versorgungsengpässe waren im Jahr 2019 nicht zu verzeichnen. Nur einmal im Januar erreichten die stündlichen Preise das Niveau von über 100 Euro je Megawattstunde. Insgesamt war das Strompreisniveau im Jahr 2019 durch die hohe Produktion Erneuerbarer Energien, gesunkene Brennstoffpreise (siehe Kapitel 5) und hohe Kraftwerksverfügbarkeiten niedriger als 2018.

Mai und Dezember, die Monate mit den niedrigsten monatlichen Strompreisen, waren gekennzeichnet durch hohe Anteile Erneuerbarer Energien an der Erzeugung. Der Dezember wies darüber hinaus aufgrund der milden Temperaturen ungewöhnlich niedrige saisonale Strompreise auf.

Hohe Anteile Erneuerbarer lassen Anzahl negativer Stunden steigen und zeigen deutlich Potenzial für Flexibilität: Auswertung der Stunden mit negativen Strompreisen 2019

Abbildung 6-2



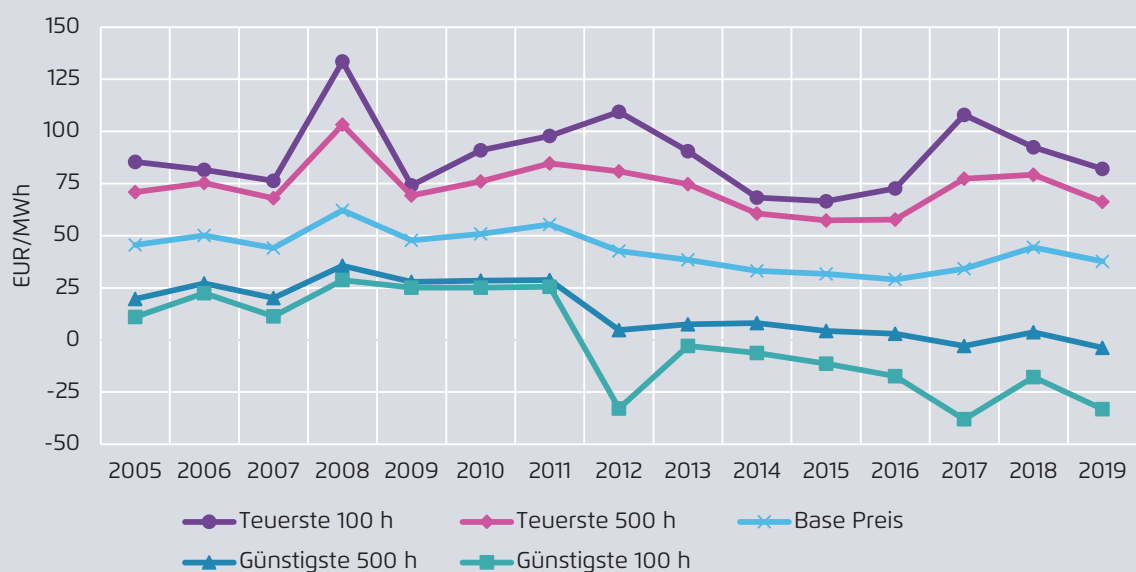
EPEX-SPOT (2018), ENTSO-E (2019a, Stand 30.12.19)

Das Maß an negativen Stunden in seiner Anzahl und Ausprägung verdeutlicht, dass das Stromsystem mit einem Erneuerbare-Energien-Anteil von inzwischen mehr als 40 Prozent in eine Phase eintritt, in der Flexibilität immer wichtiger wird. Insbesondere in Zeiten mit niedrigen Preisen gibt es noch Potenzial für eine stärkere Nutzung von Strom. Um dieses Potenzial zu heben, sind variable Stromtarife notwendig. Zudem bedarf es einer Reform der Abgaben-, Umlagen- und Netzentgelte, so dass die Ausschläge der Großhandelsstrompreise nicht mehr von diesen Aufschlägen überdeckt und entsprechend für die Stromverbraucher sichtbar werden. Mit der absehbaren Zunahme der Elektromobilität und der stärkeren Nutzung von Strom in der Wärmebereitstellung existieren auch Verbraucher, welche die notwendige Flexibilität mitbringen, sich an solchen Strompreissignalen orientieren zu können.

Ein Blick auf die teuersten und günstigsten Stunden der Stromjahre der vergangenen Jahre zeigt (siehe

Abbildung 6-3), dass die Flexibilitätsanforderungen insbesondere in Zeiten niedriger Preise steigen. Während im Jahr 2019 die Extremereignisse ausgeblieben sind und somit die teuersten Stunden im Vergleich zu den Vorjahren günstiger wurden, verfielen die Preise an den billigsten Stunden im Jahr 2019 weiter. Das darf jedoch nicht den Blick dafür verstellen, dass auch die Nachfrageflexibilität zu Zeiten hoher Preise rasch wieder in den Fokus rücken kann. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und die Umsetzung des Kohlekompromisses werden mittelfristig dafür sorgen, dass auch Flexibilität auf der anderen Seite der *Merit-Order* benötigt wird. Eine Anpassung des regulativen Rahmens ist auch hierfür notwendig.

2019 traten kaum Situationen mit Knappheit am Strommarkt auf, Preisspitzen sind gesunken: Abbildung 6-3
Teuerste und billigste Stunden an der Strombörse 2019 (*day ahead* Preise)



EPEX-SPOT (2018), ENTSO-E (2019a, Stand 30.12.19)

7 Kosten

7.1 Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Die Zuschläge bei den Ausschreibungen für Erneuerbare Energien lagen im Jahr 2019 insgesamt auf einem höheren Niveau als 2017 und 2018. Dabei fielen die Ausschreibungen je nach Technologie sehr unterschiedlich aus: Bei den Solaranlagen egalisierte sich eine Preisspitze in der Ausschreibungsrunde vom März zum Jahresende wieder (siehe Abbildung 7-1). Die Ausschreibung im Oktober lag auf dem Preisniveau der letzten Ausschreibung im Jahr 2018.

Bei der Windenergie an Land waren bis auf die Dezemberrunde alle Ausschreibungen deutlich unterzeichnet und es wurden daher fast ausschließlich Gebote in Höhe der oberen Gebotsgrenze verzeichnet.

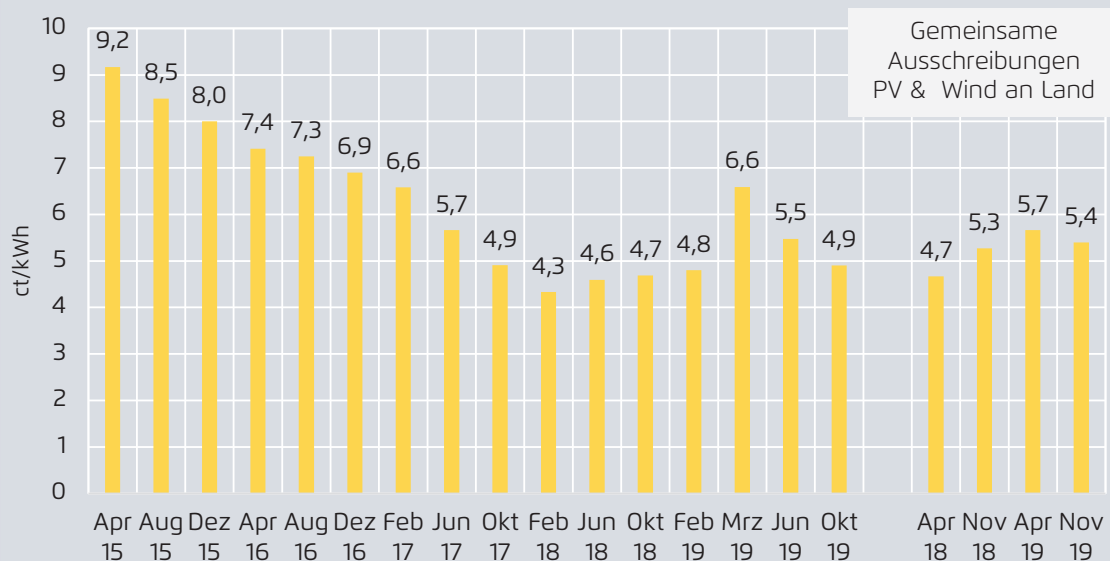
Bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land erhielten ausschließlich Solaranlagen Zuschüsse. Die Ausschreibungsergebnisse lagen dabei über den entsprechenden Ausschreibungen im Vorjahr. Zwar wurden bereits in der Vergangenheit bei solchen gemeinsamen Ausschreibungen alle Zuschläge für Solaranlagen vergeben, im Jahr 2019 wurde jedoch erstmalig nicht einmal ein Gebot von Windanlagenbetreibern registriert.

Für Windenergieanlagen auf See gab es 2019 keine Ausschreibungen.

Bei den Solaranlagen wurden im Jahr 2019 für insgesamt 1.475 Megawatt in fünf Ausschreibungsrunden die Zuschlagswerte im *pay-as-bid* Verfahren ermittelt. Die mit den eingereichten Geboten verbundene Solarleistung überstieg die ausgeschriebene Leis-

Vergütungen für Solarstrom sinken nach Spitze bei Märzauktion wieder deutlich:
Durchschnittliche Auktionsergebnisse aller Photovoltaik-Ausschreibungen 2015 bis 2019

Abbildung 7-1



Bundesnetzagentur (2019d)

tung (meist) mindestens um den Faktor zwei. In der Ausschreibungsrunde vom März mit 500 Megawatt zu vergebender Leistung wurde ein mengengewichteter Zuschlagswert von 6,59 Cent pro Kilowattstunde erreicht, was deutlich über dem Preisniveau der vorherigen Ausschreibungen lag. Die folgenden Gebotsrunden endeten wieder mit geringeren Zuschlagswerten; diese lagen im Bereich der Ausschreibungsrunden von Ende 2017 bis Anfang 2019. Damit liegen die Vergütungen für Solarstrom knapp 50 Prozent unter dem Wert aus 2016.

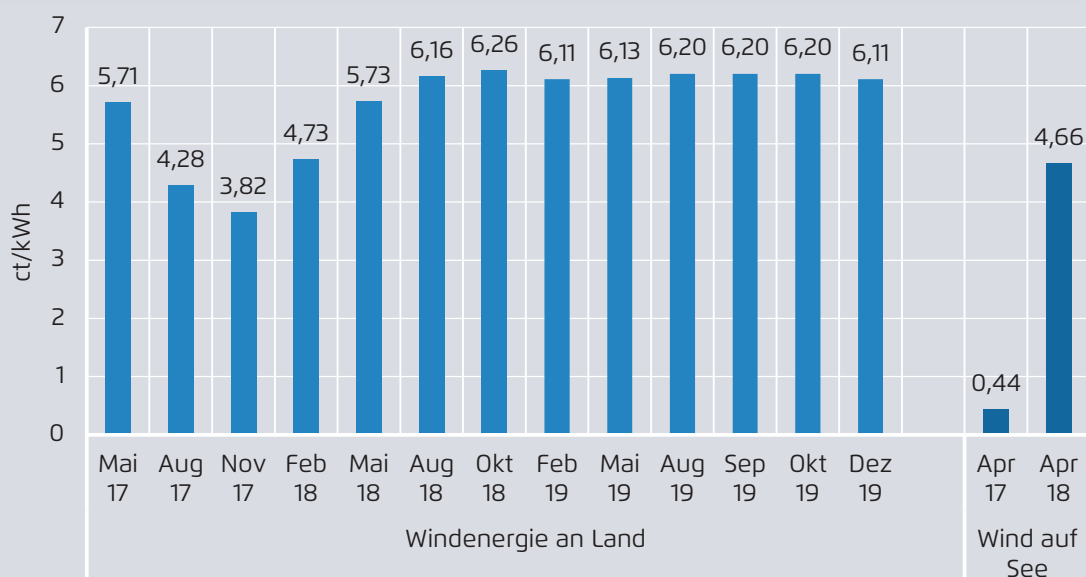
Die Zuschläge für die Solaranlagen mit einer Leistung von 400 Megawatt aus der gemeinsamen Ausschreibung mit Windenergieanlagen lagen geringfügig über dem Niveau des Vorjahres. Ungeachtet der fehlenden Gebote für Windkraftanlagen waren diese Ausschreibungsrunden um den Faktor 2,5 beziehungsweise 3,5 überzeichnet.

Ein vollkommen anderes Bild zeigt sich bei den Ausschreibungsergebnissen für Windenergieanlagen an Land. In keiner der ersten fünf Ausschreibungsrunden im Jahr 2019 wurde die Ausschreibungsmenge erreicht. Bei vier dieser Ausschreibungen lag die Leistung der eingereichten Gebote sogar bei weniger als der Hälfte der ausgeschriebenen Leistung. Jedes formal zulässige Maximalgebot erhielt daher einen Zuschlag; die Ausschreibungen in den Monaten August, September und Oktober endeten in der Folge mit mengengewichteten Zuschlagswerten in Höhe der maximal zulässigen Gebote (siehe Abbildung 7-2).

Ausgeschrieben wurden 2019 insgesamt eine Windenergieleistung von 3.175 Megawatt. Dieser standen Gebote mit einer Leistung von 1.425 Megawatt gegenüber. Die nicht vergebene Leistung bei Windenergie an Land beläuft sich 2019 in Summe somit auf rund 1.800 Megawatt.

Maximalgebote bei Windausschreibungen verdeutlichen schwierige Marktsituation:
Durchschnittliche Auktionsergebnisse aller Ausschreibungen für Windstrom 2017 bis 2019

Abbildung 7-2



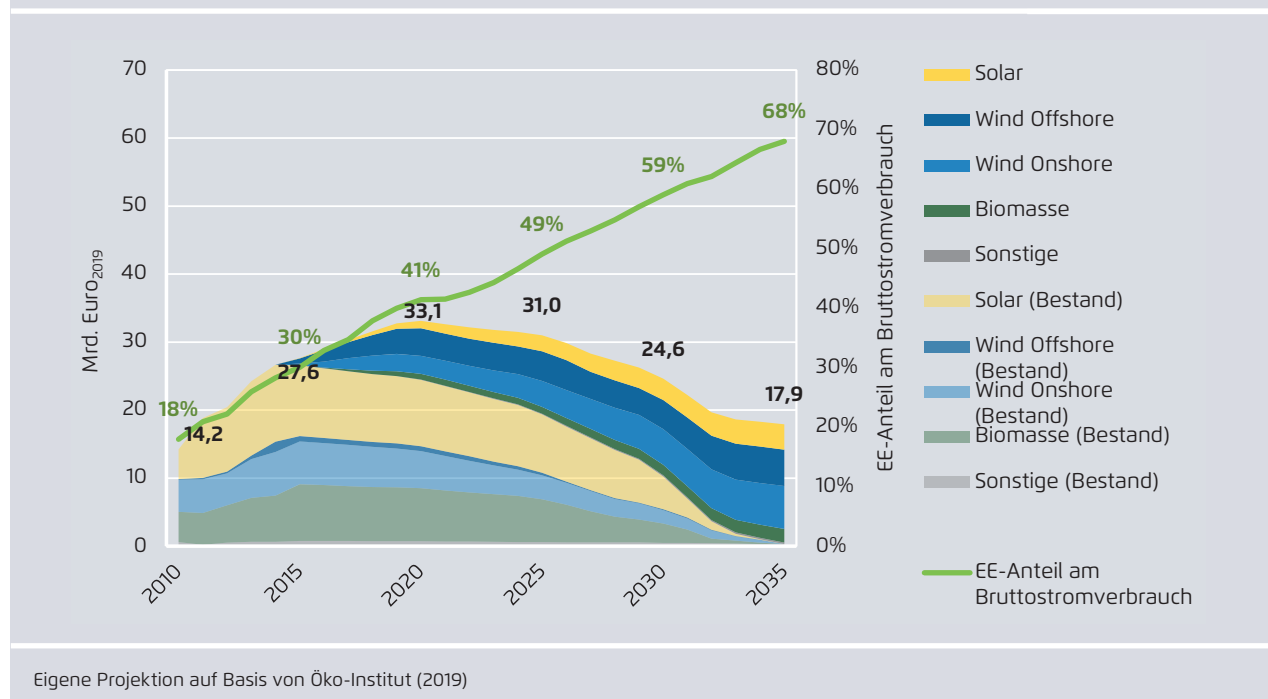
Bundesnetzagentur (2019d), *exklusive Netzanschlusskosten (ca. 3 ct/kWh)

Die prekäre Situation für Windenergie an Land gefährdet das Erneuerbare-Energien-Ziel der Bundesregierung, das für 2030 bei einem Anteil von 65 Prozent Erneuerbare Energien am Stromverbrauch liegt. Um die, infolge der Unterzeichnungen im Jahr 2019, fehlenden Strommengen in Höhe von 3,6 Tera-wattstunden jährlich mittelfristig zu kompensieren, müssten Windkraftanlagen auf See mit einer Leistung von etwa 900 Megawatt oder PV-Freiflächenanlagen mit einer Leistung von etwa 3.600 Megawatt zusätzlich ausgeschrieben werden.

Die im letzten Quartal 2019 diskutierte Mindestabstandsregelung von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung schafft weitere Unsicherheit und hat das Potenzial, den unzureichenden Zubau der Windenergie an Land bis Mitte der 2020er-Jahre zu verlängern. Diese Unsicherheit addiert sich zu den absehbar weiterhin niedrigen Zubauzahlen zu Beginn der 2020er-Jahre, die aus den niedrigen Gebotsmengen 2019 resultieren.

Der Kostenscheitelpunkt ist erreicht, ab Anfang der 2020er Jahre werden die Zahlungen für Erneuerbare sinken: Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber 2010 bis 2035

Abbildung 7-3



7.2 Green Power-Purchase-Agreements in Deutschland

Die Vermarktung von grünen Strommengen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes ist bislang über Grünstromzertifikate geregelt. Diese können von Verbrauchern beziehungsweise Stromvertrieben erworben werden, um eine Abnahme von Grünstrom nachzuweisen. Vor allem Wasserkraftwerke nutzen bislang diese Möglichkeit, um ihren Grünstrom zu kennzeichnen und diese Kennzeichnung gesondert zu vermarkten. Die Nachweise sind auch interessant für Stromlieferungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht oder nicht mehr über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden.¹

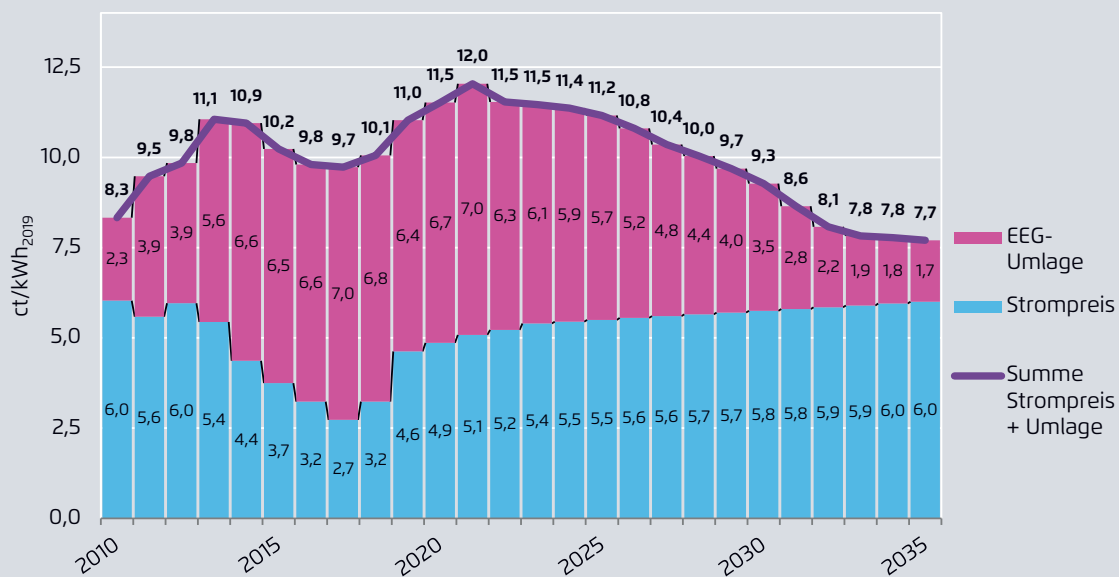
¹ Anlagen, die gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert werden, dürfen keine zusätzlichen Erlöse aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten erzielen, um nicht unter eine verbotene Doppelvermarktung zu fallen.

Die gegenwärtige Nachfrage nach PPA in Deutschland wird vor allem von Wasserkraftwerken und Biomasseanlagen im Ausland gedeckt, da die inländische Nachfrage das inländische Angebot deutlich übersteigt. Grünstromzertifikate sind daher umstritten, weil fraglich ist, ob sie einen Anreiz bieten, dass zusätzlicher Strom aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt wird.

Von 2020 an werden jedoch zunehmend Windkraft- und später auch Solarstromanlagen aus der 20-jährigen Förderperiode des EEG fallen. Der von ihnen produzierte Strom kann dann ebenfalls mit einer Grünstromeigenschaft versehen werden. Zusätzlich stellt sich die Frage nach der Vermarktung des Stroms selbst. Diese kann über sogenannte *Power-Purchase-Agreements* (PPAs) erfolgen, also langfristig angelegte Stromlieferverträge, die höhere Erlöse ermöglichen, als es über die Vermarktung des Stroms an der Strombörse möglich wäre.

Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage erreicht Anfang der 2020er Jahre den Gipfel: Strompreis (rollierender Jahresfuture Base) und EEG-Umlage 2010 bis 2035

Abbildung 7-4



Eigene Projektion auf Basis von Öko-Institut (2019)

Auch der Neubau von Anlagen, die ausschließlich über PPA refinanziert werden, ist inzwischen absehbar: Ende 2019 ist der bis dato größte PPA für Offshore-Windstrom abgeschlossen worden: Der Windpark Borkum Riffgrund 3 wird den mit einer Leistung von 100 Megawatt produziertem Strom über eine Laufzeit von zehn Jahren an einen Chemiekonzern liefern. Der Betreiber der Anlage hatte in den Ausschreibungsrunden für bestehende Offshore-Windparks null Cent pro Kilowattstunde geboten und fällt damit de facto nicht unter die Förderung durch das EEG. Der Betreiber plant insgesamt 900 Megawatt Offshore-Leistung im Seegebiet bei Borkum zu installieren. Bereits im September hatte die Deutsche Bahn einen PPA-Vertrag mit dem Betreiber des Windparks Nordsee-Ost über 25 Megawatt und fünf Jahre Laufzeit geschlossen. Betreiber kündigten zudem an, erste Solarstromparks ohne das EEG komplett über PPAs zu finanzieren (PV Magazin 2019).

7.3 Gesamtkosten für die Förderung Erneuerbarer Energien

Die gesamten Vergütungsansprüche Erneuerbarer Energien beliefen sich im Jahr 2019 auf 33,16 Milliarden Euro. Dies entspricht einer Steigerung um 1,7 Milliarden Euro beziehungsweise rund fünf Prozent gegenüber dem Vorjahr. Damit hat der Anstieg erneut leicht an Tempo verloren und liegt unterhalb des Durchschnitts seit 2015. Die tatsächlichen Förderkosten nach Abzügen von Börsenerlösen und vermiedenen Netzentgelten sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Dies spiegelt einerseits die Kostendegression von Erneuerbaren Energien und andererseits das gestiegene Strompreisniveau an den Börsen, maßgeblich ausgelöst durch den Emissionshandel, wider. Den größten Anteil an der gesamten Förderung hatte im Jahr 2019 die Solarenergie mit etwa 10,7 Milliarden Euro. Strom von Windenergieanlagen an Land wurde mit insgesamt 8,3 Milliarden Euro gefördert.

Im Jahr 2020 ist letztmalig eine geringfügige Steigerung der Förderkosten um knapp 0,4 Milliarden

Euro zu erwarten. Im Jahr 2021 folgt dann voraussichtlich eine Trendumkehr (siehe Abbildung 7-3). Die Förderung der Erneuerbaren Energien hat damit beinahe den Scheitelpunkt erreicht, größere Steigerungen sind nicht mehr zu erwarten. Dies liegt an den durchschnittlich sinkenden Kosten für neue Anlagen und dem gleichzeitigen Auslaufen der Förderung von alten Anlagen mit hohen Fixvergütungen.

Die geplante Senkung der Umlage über den Bundeshaushalt ist in unserer Analyse nicht abgebildet. Das Klimapaket, so wie es Ende 2019 im Vermittlungsausschuss beraten wurde, sieht eine Absenkung der Umlage in Höhe von 1,75 Cent pro Kilowattstunde ab 2021 vor. Dies hätte eine deutliche Absenkung der EEG-Umlage zur Folge. Bei Redaktionsschluss ist jedoch offen, wie die genaue beihilferechtlich konforme Ausgestaltung am Ende aussehen wird. Außerdem führt der vermutete Anstieg des Börsenstrompreises (siehe unten) zu einer geringeren EEG-Umlage, da diese eben genau die Deckungslücke zwischen Börsenstrompreis und Förderhöhe beschreibt.

Auch die Summe aus EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis steht voraussichtlich kurz vor dem Scheitelpunkt ihrer Entwicklung. Da der Börsenstrompreis jedoch eher noch etwas ansteigen wird (aufgrund des Rückgangs der Kohleverstromung sowie steigenden CO₂-Preisen), wird die Trendumkehr hier etwa ein bis zwei Jahre später erfolgen (siehe Abbildung 7-4). Voraussetzung dafür ist jedoch, dass ausreichend kostengünstiger Grünstrom in den Markt kommt, denn Erneuerbare Energien mit niedrigen Grenzkosten haben einen dämpfenden Effekt auf den Börsenstrompreis.

Das voraussichtliche Maximum von 12 Cent pro Kilowattstunde wird zudem durch die Neuregelung im Klimapaket von 2021 an über den Bundeshaushalt um 1,75 Cent pro Kilowattstunde abgesenkt. Sollte es keine rechtlichen Bedenken geben, so dürfte die Spitze bei der Summe aus EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis ebenfalls bereits in diesem Jahr erreicht werden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Zunahme der Vergütungsansprüche durch Erneuerbare Energien moderat ausfällt, die gesamten Förderkosten sogar sinken. Der Anstieg des Börsenstrompreises geht auf die fossilen Energieträger und nicht die Erneuerbaren Energien zurück. Letztere senken den Großhandelsstrompreis (sogenannter Merit-Order-Effekt). Das Kostenmaximum ist bald erreicht und eine Trendwende kommt in Sichtweite. Sorgen macht die Situation der Windenergie an Land, bei der fraglich ist, ob der notwendigen Ausbau realisiert wird. Hier führte die geringe Menge an Geboten zu einer Steigerung der Zuschlagswerte.

8 Netze

Der Netzausbau bleibt nach wie vor ein Grundpfeiler der Energiewende, denn ohne die erforderlichen Transportkapazitäten kann der Strom aus Erneuerbaren Energien nicht aus Regionen mit großen Mengen an Stromerzeugung in die Regionen mit hohem Strombedarf transportiert werden. Dabei verlief der Netzausbau in den vergangenen Jahren deutlich schleppender als der Zubau Erneuerbarer Energien. Dies führte zu Netzengpässen und diese wiederum zu steigenden Kosten.

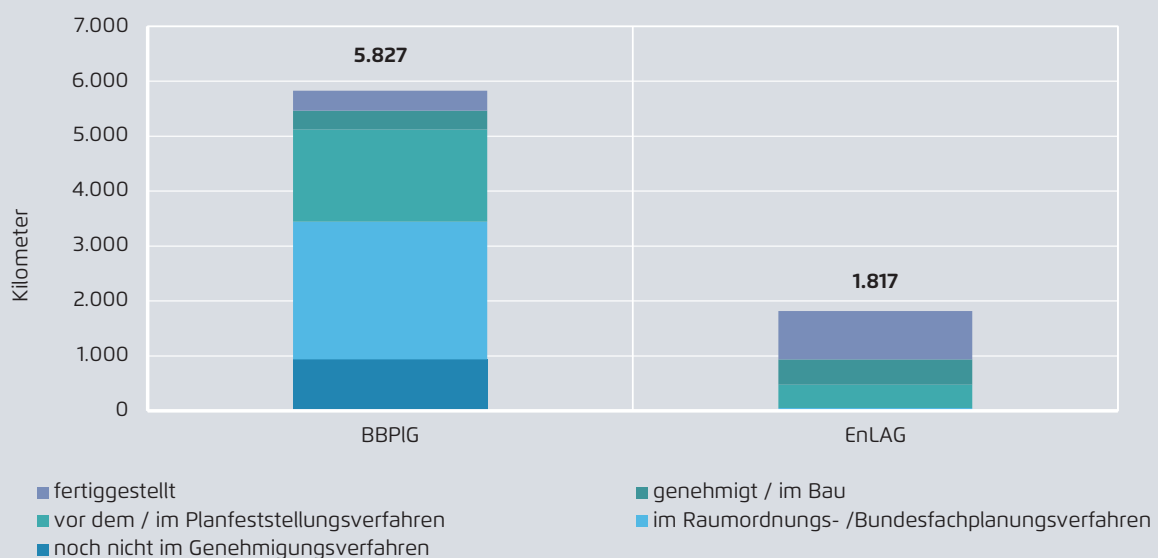
So betragen im Jahr 2017 die Kosten für die Drosselung von Windkraftanlagen und Redispatch-Maßnahmen zur Wahrung der einheitlichen Strompreiszone insgesamt rund eine Milliarde Euro. Im ersten Quartal 2019 lagen die Redispatch-Kosten bei rund 89,6 Millionen Euro, einem Anstieg gegenüber den 76 Millionen Euro, die im ersten Quartal 2018 fällig

wurden. Insgesamt betragen die Einspeisereduzierungen und -erhöhung rund 5.032 Gigawattstunden, der Vorjahreswert lag bei 3.227 Gigawattstunden. Das gute Jahr für die Erneuerbaren Energien spiegelt sich also negativ beim Einspeisemanagement wider, weil es beim Netzausbau kaum Fortschritte gibt.

Der Ausbau der Stromübertragungsnetze wird im Wesentlichen durch zwei Gesetze geregelt: Zum ersten das im Jahr 2009 verabschiedete Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), welches 24 Ausbauprojekte, ausschließlich 380-kV-Drehstrom-Leitungen, umfasst. Zum zweiten das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), das seit 2013 Rahmenbedingungen und technische Vorgaben für den Bau von 43 Höchstspannungsleitungen festlegt. Hierzu gehören auch die vier sogenannten „Stromautobahnen“, Gleich-

2019 vor allem positive Nachrichten bei der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren:
Stand des Netzausbaus in Deutschland nach dem dritten Quartal 2019

Abbildung 8-1



Bundesnetzagentur (2019e)

strom-Trassen, die Windstrom von Nord- nach Süd-deutschland transportieren sollen.

Von denen im EnLAG geplanten 1.800 Kilometern sind im Jahr 2019, also gut zehn Jahre nach Gesetzesbeschluss, etwa die Hälfte, nämlich 850 Kilometer, realisiert. Weitere 400 Kilometer wurden bereits genehmigt. Die verbliebenen gut 550 Kilometer befinden sich noch im Genehmigungsverfahren. Bis zur vollständigen Umsetzung wird es somit noch einige Jahre dauern.

Von den Vorhaben im BBPlG waren im November 2019, etwa sechs Jahre nach Beschluss des Gesetzes, lediglich 300 Kilometer realisiert worden. Dies entspricht einer Realisierungsquote von fünf Prozent. Weitere 600 Trassenkilometer wurden bereits genehmigt¹, dies bedeutet im Umkehrschluss jedoch auch, dass die übrigen knapp 5.000 Kilometer dieses Stadium noch nicht erreicht haben.

Von den in beiden Gesetzen geplanten 7.700 Kilometern fehlen also noch gut 6.550 Kilometer (siehe Abbildung 8-1); 85 Prozent der Vorhaben sind also noch nicht realisiert.

Im September 2018 haben sich Bund und Länder, nach der Vorstellung des „Aktionsplans Stromnetz“² im Vormonat, auf eine Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) geeinigt. Die Erneuerung vereinfacht und verkürzt insbesondere die Bundesfachplanung und das Planfeststellungsverfahren. Ferner verknüpft es die verschiedenen Planungs- und Genehmigungsverfahrensstufen enger miteinander.

Bislang sind die Erfolge dieser Novelle an der Realisierungsquote nicht abzulesen, sie beschleunigt aber die vorangestellten Schritte. Mittelfristig dürften das novellierte NABEG daher den Netzausbau beschleunigen und somit Netzeingriffe zukünftig vermindern. Das zeigt sich daran, dass zentrale Vorhaben

des BBPlG im Jahr 2019 wichtige Meilensteine in den Genehmigungsverfahren erreicht haben (BNetzA 2019g). So fanden etliche Antragskonferenzen statt, Planungsunterlagen wurden eingereicht, Erörterungstermine wurden absolviert und auch Beschlüsse nach §12 NABEG wurden gefällt.

Trotz des nur geringen Baufortschritts kann 2019 deshalb als gutes Jahr für den Übertragungsnetzausbau in Deutschland angesehen werden. Die NABEG-Novelle zeigt augenscheinlich Wirkung.

Fortschritt gibt es auch beim Ausbau des grenzüberschreitenden Stromhandels, einem weiteren Eckpfeiler zur europäischen Integration großer Mengen Wind- und Solarstromerzeugung. Der Bau des Nord-Link-Seekabels zwischen Norwegen und Deutschland mit einer Übertragungskapazität von 1.400 Megawatt hat erhebliche Fortschritte gemacht und steht vor der Vollendung. Die Inbetriebnahme des Gleichstromkabels ist für das Jahr 2020 geplant³.

Mit dem Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (ALEGrO) befindet sich eine weitere Gleichstromübertragung im Bau, die ebenfalls eine wichtige Funktion im europäischen Kontext einnimmt. Das in Erdverkabelung realisierte Projekt soll 2020 in Betrieb gehen und einen Beitrag zur weiteren Integration Belgiens in den europäischen Strommarkt sichern⁴ sowie zur Versorgungssicherheit in dem Nachbarland beitragen – Störfälle in den belgischen Kernkraftwerken hatten in der Vergangenheit vielfach die Versorgungssicherheit des Landes an ihre Grenzen gebracht.

Zukünftig wird es auch erforderlich sein, ein größeres Augenmerk auf die Verteilnetze zu legen. Während der Transport von Erneuerbaren-Energien-Strom von Nord- nach Süddeutschland in den Hochspannungsebenen angeordnet ist, sind die meisten Verbraucher an die Verteilnetze angeschlossen. Hier ist in Zukunft mit einer Vergrößerung der elektrisch

1 Bunesnetzagentur (2019g)

2 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019c)

3 Tennet, (2019)

4 Amprion (2019)

betriebenen Fahrzeugflotte sowie einer zunehmenden Anzahl an Prosumern – also Verbraucher, die beispielsweise über Dach-Solaranlagen auch ins Netz einspeisen – zu rechnen. Um die daraus resultierenden Anforderungen zu bewältigen und gleichzeitig hohe Ausbaurkosten zu vermeiden, ist eine frühzeitige, strategische Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Diese könnte zum Beispiel in der Einführung von flächendeckenden, zeitvariablen Netzentgelten bestehen.

9 Kennzeichnende Ereignisse zur Charakterisierung des deutschen Stromsystems in 2019

9.1 Geringster Erneuerbaren Anteil

Im Jahr 2019 kam es zu keiner sogenannten „kalten Dunkelflaute“, also ein Zeitraum von mehreren Tagen, in dem kalte Temperaturen herrschen und zugleich wenig Strom aus Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Solaranlagen, erzeugt wird.

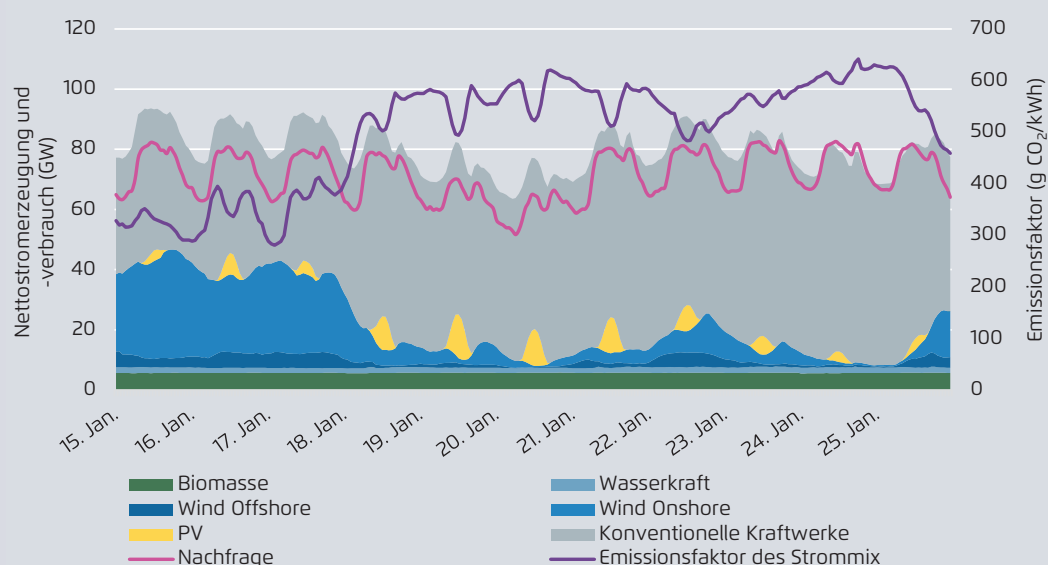
Die Stunde mit dem geringsten Ertrag aus Erneuerbaren Energien anteilig an der Nachfrage lag im Januar, genauer am 24. Januar zwischen 16 und 24 Uhr. Der Anteil der Erneuerbaren Energien betrug zu diesem Zeitpunkt weniger als zwölf Prozent. Der Strombedarf in diesem Zeitraum lag zwischen 67 und 82 Gigawatt. Kohle- und Gaskraftwerke stellten in diesem Zeitraum den überwiegenden Teil des Strombedarfs bereit. Die Erneuerbare-Energien-Leistung entfiel

zu mehr als 80 Prozent auf Biomasse- und Wasserkraftwerken. Der 24. Januar 2019 war folgerichtig auch der Tag mit dem höchsten Börsenstrompreis (siehe Kapitel 6).

Der 24. Januar 2019 liegt in einem Zeitraum, in der die Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen insgesamt gering ausfiel, nämlich die Woche vom 19. Januar bis zum 26. Januar (siehe Abbildung 9-1). In dieser Woche wurde der Großteil des Stroms mit konventionellen Anlagen erzeugt, während die Erneuerbaren Energien verhältnismäßig wenig Strom bereitstellten (siehe Abbildung 9-2). Zu keinem Zeitpunkt in dieser Woche bestand jedoch eine kritische Engpasssituation für Deutschland. Der Strompreis am *Day-Ahead*-Spotmarkt erreichte in dieser Woche den Jahreshöchstwert von 121,5 Euro

Niedrige Anteile Erneuerbarer Energien verursachen im Januar hohe spezifische Emissionen: Stromerzeugung, Verbrauch und spez. Emissionen vom 15. bis 25. Januar 2019

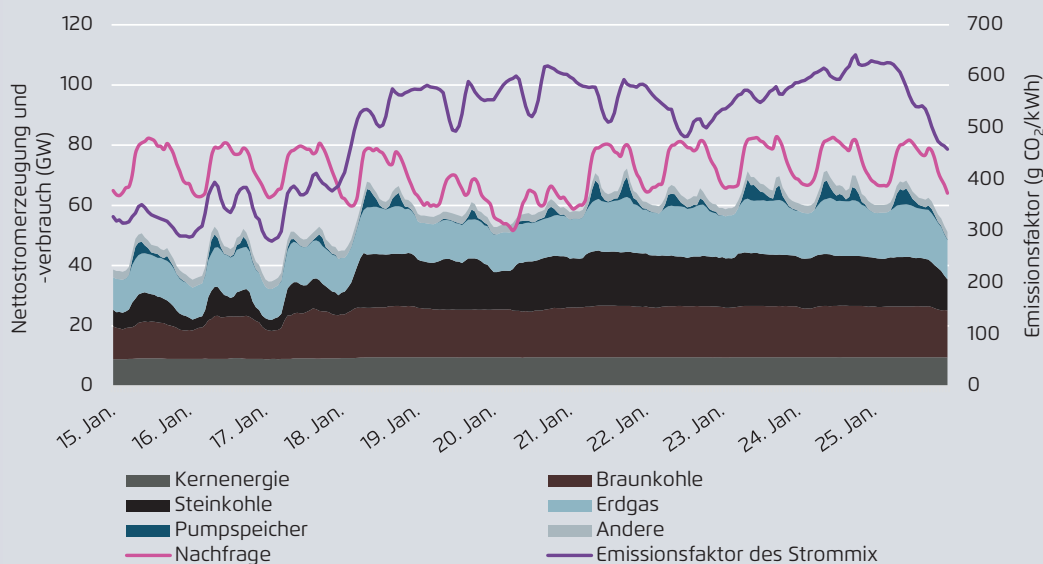
Abbildung 9-1



Agora Energiewende (2019)

Die konventionelle Erzeugung gleicht den rückläufigen Erneuerbaren-Anteil aus:
Konventionelle Stromerzeugung, Verbrauch und Emissionen vom 15. bis 25. Januar 2019

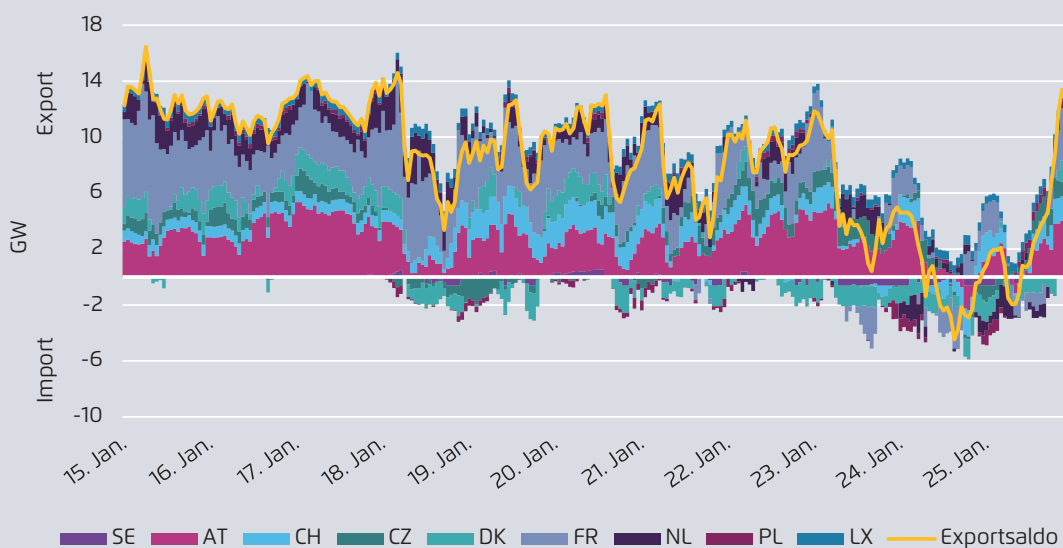
Abbildung 9-2



Agora Energiewende (2019)

Trotz niedrigen Anteilen Erneuerbarer exportiert Deutschland mehrheitlich Strom zu den
Nachbarn: Handelsbilanzen und Exportsaldo vom 15. bis 25. Januar 2019

Abbildung 9-3



Agora Energiewende (2019)

pro Megawattstunde und lag im Wochenverlauf an insgesamt sieben Stunden bei mehr als 100 Euro pro Megawattstunde. Diese Werte deuten nicht auf eine signifikante Knappheit hin. Zudem wurde während dieser Woche durchgehend viel Strom exportiert: Mindestens 3,1 Gigawatt pro Stunde wurden ins Ausland exportiert, der Durchschnitt über den gesamten Zeitraum lag sogar bei etwa elf Gigawatt Strom pro Stunde (siehe Abbildung 9-3). Die Hauptexportländer waren Frankreich und Österreich.

9.2 Höchster Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch

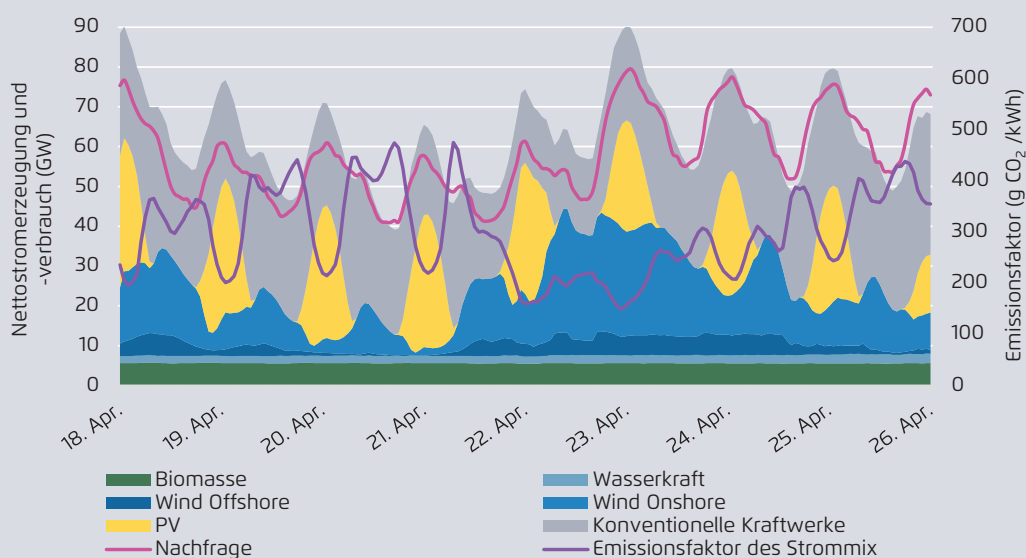
Den höchsten Anteil an der Nachfrage hatten die Erneuerbaren Energien am Ostermontag, 22. April 2019, um 15 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt lieferten sie mehr als 92 Prozent des Stromverbrauchs (siehe Abbildung 9-4). Dazu kam es, weil sich die zur Mittagszeit hohe Stromerzeugung von Photovoltaik-An-

lagen mit einer hohen Stromerzeugung aus Windkraft auf dem Land und auf See überlagerte. Gleichwohl lag die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Nachmittag dieses Ostermontags mit 51,4 Gigawatt deutlich unter der absoluten Spitzenerzeugung des Jahres 2019 von 66,6 Gigawatt am darauffolgenden Tag. Erst in Kombination mit einer geringen Nachfrage führte die an sich nicht außergewöhnliche Erzeugungsleistung zu dem Spitzenwert.

Bei den konventionellen Energien drosselten zu diesem Zeitpunkt alle Kraftwerksarten ihre Erzeugung deutlich (siehe Abbildung 9-5). Steinkohleanlagen speisten nur noch mit einer Leistung von 1,6 Gigawatt ein, was weniger als einem Drittel des Jahresdurchschnitts entspricht. Auch die Braunkohle trug mit 4,3 Gigawatt nur etwa ein Drittel des Jahresmittels (12,3 Gigawatt) bei. Ebenso reduzierten die Atomkraftwerke, die sonst nahezu ausschließlich Grundlast bereitstellen, ihre Erzeugung um gut die Hälfte. Der Strompreis fiel auf minus 80 Euro pro Megawatt-

Hohe Anteile Erneuerbarer Energien senken im April die spezifischen Emissionen:
Stromerzeugung, Verbrauch und spez. Emissionen vom 18. bis 26. April 2019

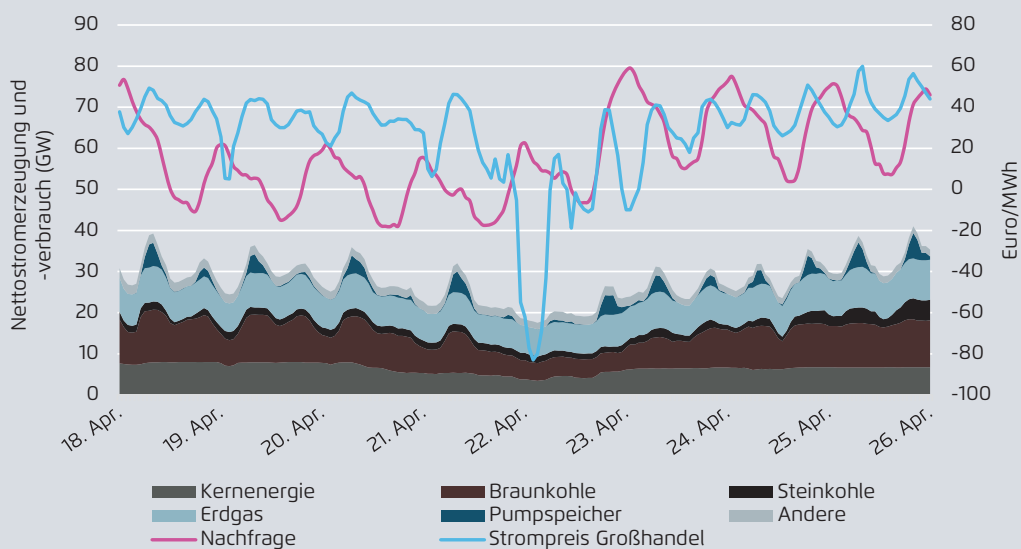
Abbildung 9-4



Agora Energiewende (2019)

Die konventionellen Erzeuger reduzieren ihre Leistung aufgrund hoher Erneuerbarer Erzeugung: Konventionelle Stromerzeugung, Verbrauch und Strompreis vom 18. bis 26. April

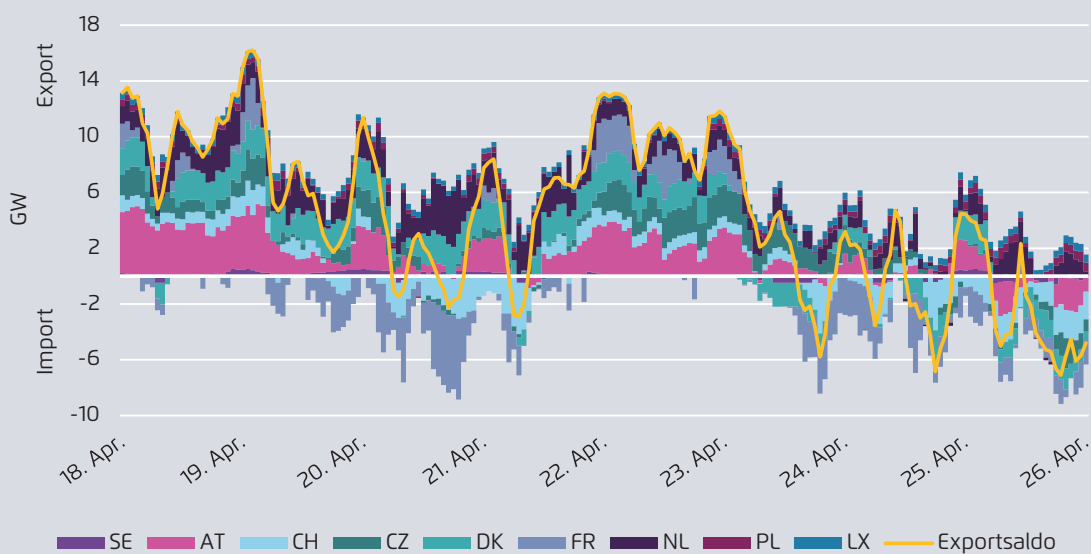
Abbildung 9-5



Agora Energiewende (2019)

Im Zeitraum hoher Anteile Erneuerbarer Energien exportiert Deutschland viel Strom ins Ausland: Handelsbilanzen und Exportsaldo vom 18. bis 26. April 2019

Abbildung 9-6



Agora Energiewende (2019)

stunde, der Export markierte mit 13,1 Gigawatt einen hohen Wert (siehe Abbildung 9-6).

Das Maximum beim Stromexport lag 2019 mit 16,6 Gigawatt jedoch an einem anderen Tag, nämlich am 12. Januar.

Insgesamt verdeutlichen diese Beispiele, dass das deutsche Stromsystem sehr gut mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien zurechtkommt. Die konventionellen Stromerzeuger wurden zu Zeiten hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung deutlich flexibler eingesetzt als in der Vergangenheit, wie in Abbildung 9-5 gut zu erkennen ist. Dennoch besteht bei der Flexibilität noch Steigerungspotenzial – darauf deutet das Zustandekommen negativer Strompreise hin. Insbesondere die Nachfrage nach Systemdienstleistungen und gekoppelter Wärmeerzeugung muss zukünftig von anderen Erzeugern gedeckt werden können, um weiter steigende Anteile Erneuerbarer Energien zu integrieren. Dadurch kann die Abregelung insbesondere von Windkraftanlagen sowie

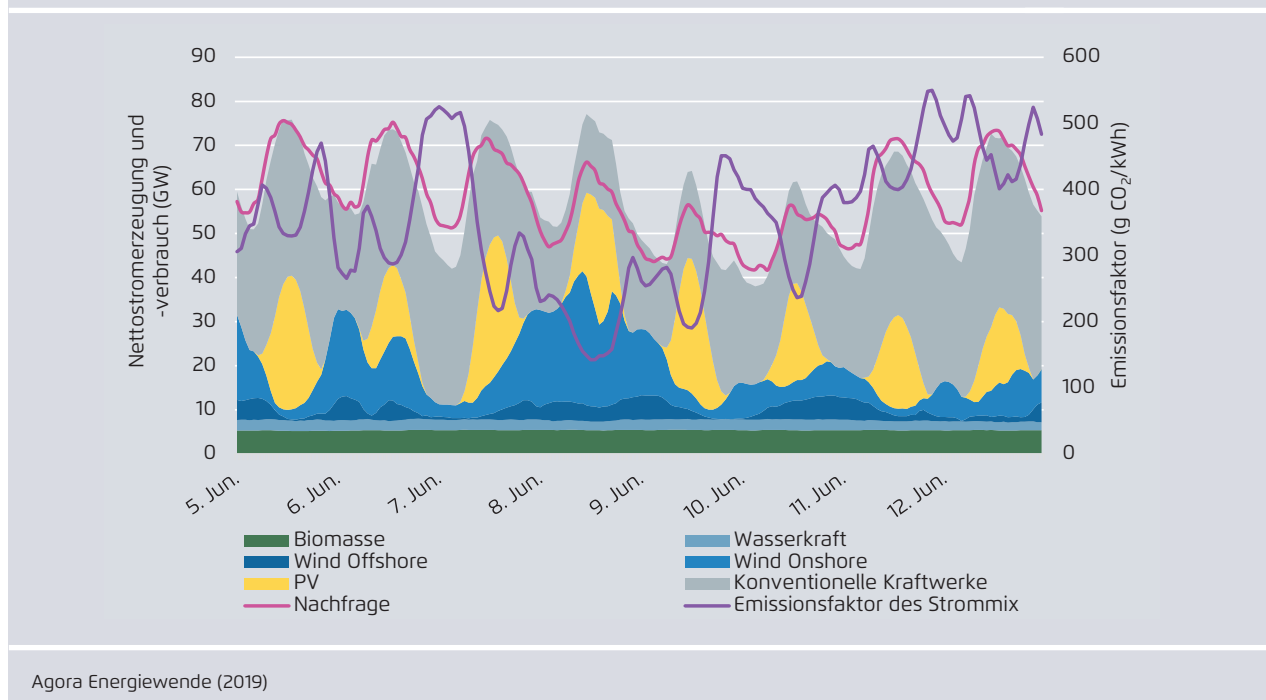
der Verkauf von Strom zu negativen Preisen minimiert werden. Die mengenmäßig größte Erzeugung über einen längeren Zeitraum fand 2019 nur einen Tag später, am 23. April statt. In der Zeit zwischen 10 und 15 Uhr wurden von den Erneuerbaren Energien durchgehend mehr als 63 Gigawatt elektrische Leistung bereitgestellt. Mit 66,6 Gigawatt wurde das Maximum um 12 Uhr erreicht. Erneuerbare Energien deckten über diese fünf Stunden hinweg durchgehend mehr als 80 Prozent der Stromnachfrage.

9.3 Günstigster Tag des Jahres

Der Tag mit dem günstigsten Strompreis des Jahres 2018 war der 8. Juni. Im Tagesdurchschnitt lag der *Day-Ahead*-Preis bei minus 42,2 Euro pro Megawattstunde. Lediglich in den Abendstunden musste im Großhandel für die Stromabnahme gezahlt werden, an den übrigen Stunden des Tages lag der Preis im

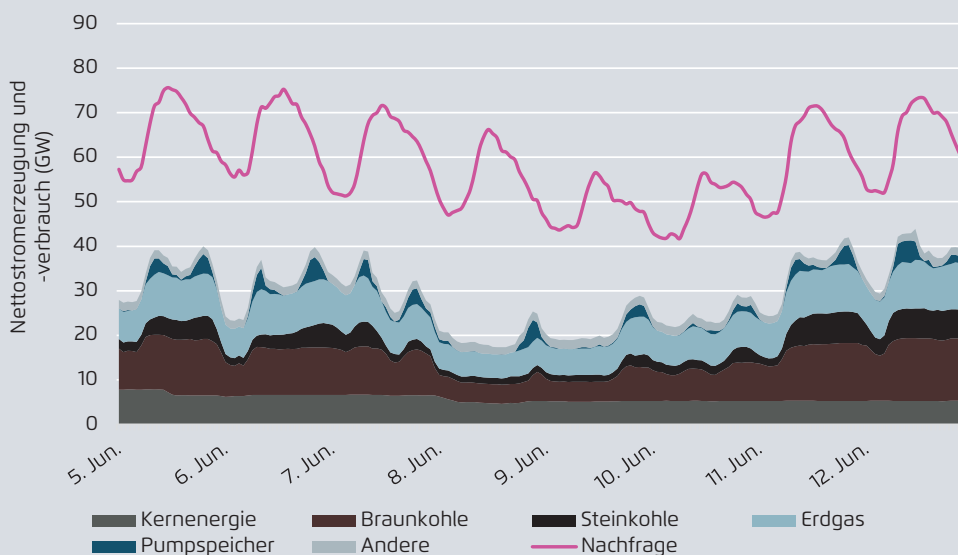
Hohe Erzeugung Erneuerbarer und eine geringe Nachfrage haben hohe Anteile EE-Stroms zur Folge: Stromerzeugung, Verbrauch und spez. Emissionen vom 05. bis 12. Juni 2019

Abbildung 9-7



Eine geringe Nachfrage und hohe Erneuerbaren Erzeugung führt zu geringer Erzeugung aus Konventionellen: Konventionelle Stromerzeugung, Verbrauch vom 05. bis 12. Juni 2019

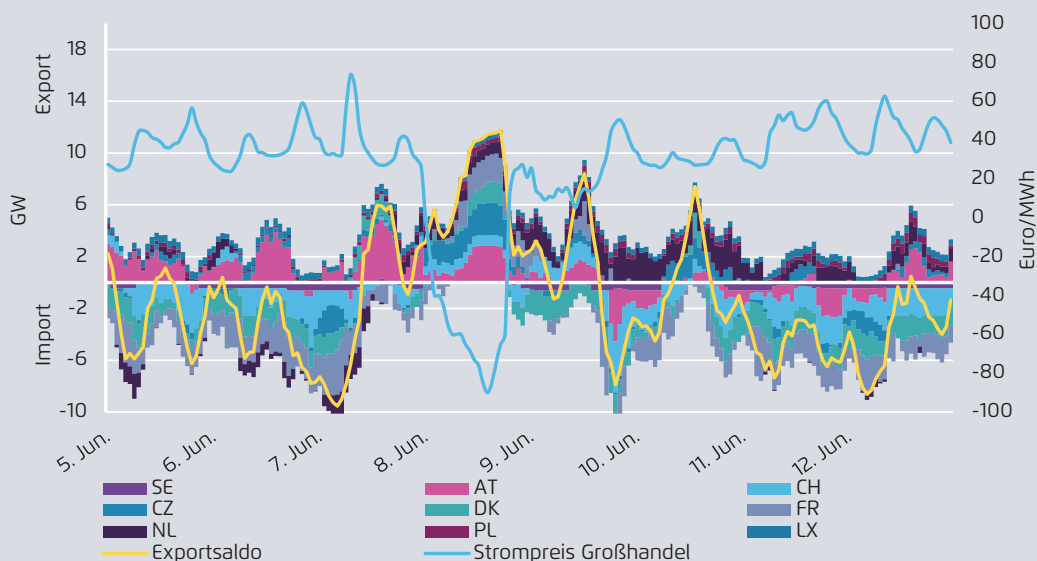
Abbildung 9-8



Agora Energiewende (2019)

Ein hoher Anteil Erneuerbarer Energien und ein negativer Strompreis führen zu hohen Exporten: Handelsbilanzen, Strompreis und Exportsaldo vom 05. bis 12. Juni 2019

Abbildung 9-9



Forschungsgruppe Wahlen (2019): Politbarometer (Erhebungszeitraum 1/2018 – 12/2019, ausgewählt wurden die fünf meistgenannten aus 12 möglichen Themen).

Negativen (siehe Abbildung 9-9). Die restliche Woche über war der Strompreis zu jedem Zeitpunkt positiv. Der Exportsaldo war an diesem Tag hoch, er lag bei maximal 11,6 Gigawatt. Im Vergleich zu der restlichen Woche war der durchgehend positive Exportsaldo über den ganzen Tag eine Ausnahme.

Der niedrige Strompreis ging einher mit einer überdurchschnittlichen Erneuerbare-Energien-Erzeugung von 42,6 Gigawatt bei einer mäßiger Nachfrage von durchschnittlich 55,3 Gigawatt (siehe Abbildung 9-7). Die konventionellen Energieträger konnten die durch diese Situation entstandenen Flexibilitätsanforderungen nur teilweise erfüllen. Die Steinkohleverstromung sank auf im Durchschnitt lediglich knapp 1,5 Gigawatt. Auch Braunkohle- und Atomkraftwerke drosselten ihre Leistung deutlich. Erdgaskraftwerke stellten mit durchschnittlich 5,6 Gigawatt die größte Leistung unter den Konventionellen bereit (siehe Abbildung 9-8). Die gekoppelte Wärmeerzeugung in der Industrie war hierfür der ausschlaggebende Grund.

10 Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick 2020

Klimaschutz und Energiewende wurden 2019 erstmals seit dem Jahr 2000 in Umfragen zum wichtigsten Thema der Deutschen erklärt. Während von 2015 bis 2018 der Themenkomplex "Ausländer/Integration/Flüchtlinge" im Politbarometer der Forschungsgruppe Wahlen immer an Platz 1 stand, hat sich dies im Jahr 2019 verschoben (vgl. Abbildung 10-1). Ab Januar 2019 wurde das Thema immer prominenter, bis es ab Mai 2019 das neue Top-Thema in der Bevölkerung wurde und dies bis zum Jahresende geblieben ist.

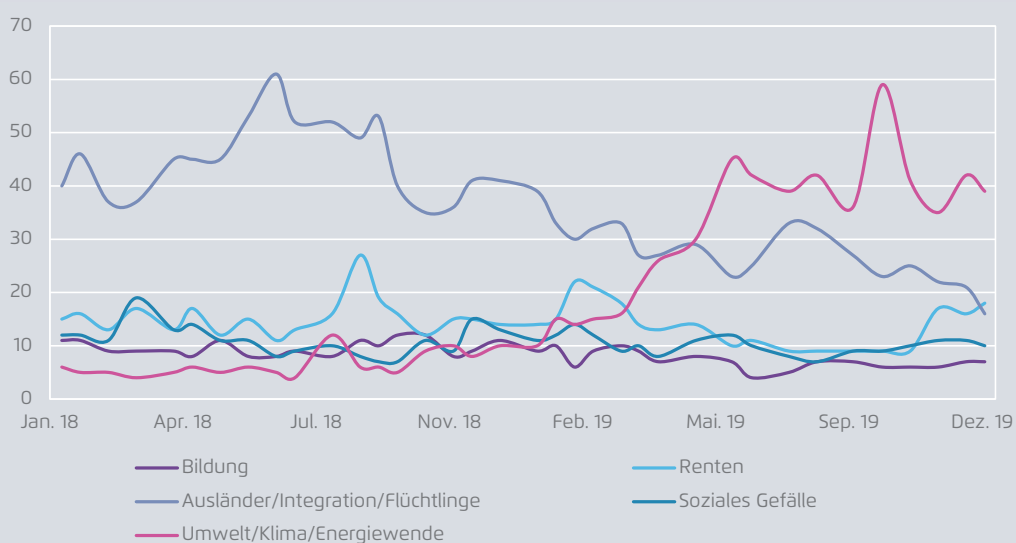
Hintergrund ist sicherlich, dass die Auswirkungen des Klimawandels immer sichtbarer werden – nicht nur aktuell in Australien mit den verheerenden Waldbränden, sondern auch in Deutschland durch die immer trockener und heißer werdenden Sommer. Die

FridaysForFuture-Klimastreiks haben es dann vermocht, die Erkenntnisse der Wissenschaft in öffentliche Aufmerksamkeit umzuwandeln und Druck auf die Politik aufzubauen. Herausragend hierbei war der September – sowohl in der öffentlichen Wahrnehmung (vgl. Abbildung) als auch in der Politik, da parallel zum globalen Klimastreik am 20.9.2019 die Bundesregierung ihr Klimapaket verabschiedete. Dies enthält 62 Maßnahmen, von denen allerdings nur ein kleiner Teil CO₂-Minderungen in nennenswerten Größenordnungen zur Folge haben wird. Zudem harren die allermeisten davon nach wie vor der Umsetzung, auch im Bereich der Energiepolitik.

Die zentralen energiepolitischen Entwicklungen des Jahres 2019 und was 2020 zu erwarten ist, lassen

Klimaschutz und Energiewende wurden 2019 erstmals seit dem Jahr 2000 in Umfragen zum wichtigsten Thema erklärt: Die Top 5 politischen Probleme in Deutschland 2018–2019

Abbildung 10-1



Forschungsgruppe Wahlen (2019): Politbarometer (Erhebungszeitraum 1/2018 – 12/2019, ausgewählt wurden die fünf meistgenannten aus 12 möglichen Themen).

sich vor diesem Hintergrund zusammenfassend wie folgt beschreiben:

→ **Kohleausstieg:** Im Januar 2019 hat nach einem halben Jahr Arbeit die Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (kurz: Kohlekommission) ihren Abschlussbericht vorgelegt. Am Schluss trugen 27 der 28 Mitglieder (von Umweltverbänden über die Gewerkschaften bis hin zum Bundesverband der Industrie) den Kompromiss mit. Er sieht einen kontinuierlichen Kohleausstiegspfad bis spätestens 2038 vor, wobei bis 2022 die ersten 7 Gigawatt Kohlekraftwerke stillgelegt werden sollen. Gleichzeitig sollen die betroffenen Regionen in den kommenden 20 Jahren Strukturhilfen in Höhe von 40 Milliarden Euro erhalten, und auch die Kraftwerksbetreiber in den 2020er Jahren Entschädigungen für die abzuschaltenden Kraftwerke erhalten.

Während die Bundesregierung bei der Übergabe des Berichts noch eine 1:1 Umsetzung der Empfehlungen versprach, ließ sie sich anschließend mit der Umsetzung viel Zeit. Erst Ende August wurde vom Bundeskabinett der Entwurf eines Strukturhilfegesetzes beschlossen, der nun von Bundestag und Bundesrat beraten wird. Ein Gesetzentwurf für das Kohleausstiegsgesetz ist nach wie vor noch nicht beschlossen; lediglich für den Bereich der Steinkohlekraftwerke liegt ein Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vor.

Für 2020 steht insofern die gesetzliche Umsetzung des Kohleausstiegs auf der Tagesordnung. Insbesondere die Höhe der Entschädigungen wird angesichts der Tatsache, dass schon der gestiegene CO₂-Preis für einen starken Rückgang der Kohlelieferstromung gesorgt hat, sicherlich erneut für Diskussionen sorgen. Diese Aussicht auf mögliche Entschädigungen wird zudem dazu führen, dass im Jahr 2020 keinerlei Kohlekraftwerke stillgelegt werden. Ihre Auslastung und damit die Höhe der CO₂-Emissionen wird von der Entwicklung der Kohle-, Gas- und CO₂-Preise sowie den Windver-

hältnissen abhängen – zum jetzigen Zeitpunkt sind hierzu keine verlässlichen Aussagen möglich.

→ **Klimaschutzgesetz:** Im Februar 2019 hat das Bundesumweltministerium einen Gesetzentwurf für das Klimaschutzgesetz vorgelegt. Nachdem das Gesetzgebungsverfahren lange auf Eis lag, wurde es im Zuge des Klimapakets im September 2019 vom Kabinett verabschiedet und im November 2019 vom Bundestag beschlossen. Das Gesetz legt die Klimaschutzziele von 2020 bis 2030 auf Sektorebene (Energie, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft sowie Sonstige, inkl. Abfall) fest und definiert Verfahren, wie die Bundesregierung die Erreichung der Ziele sicherstellen soll. Darüber hinaus wird als langfristiges Ziel die Treibhausgasneutralität bis 2050 formuliert.

Für 2020 stehen im Rahmen des Klimaschutzgesetzes, außer der Einrichtung des Unabhängigen Expertenrats für Klimaschutz, keine zentralen politischen Entscheidungen an. Mitte März 2021 wird erstmals über die Erreichung der Sektorziele des Jahres 2020 berichtet; nach aktuellem Stand dürfte der Verkehrssektor der Sektor sein, der seine Ziele verfehlt und laut Gesetz im Sommer 2021 ein Sofortprogramm zur Klimapolitik im Verkehr vorlegen muss.

→ **CO₂-Bepreisung für Gebäude und Verkehr:** Nachdem es in den letzten Jahren eine intensive Diskussion über die Notwendigkeit eines CO₂-Preises für die Sektoren Gebäude und Verkehr gegeben hatte, haben Bundesregierung und Bundestag im Rahmen des Klimapakets nun einen ersten Schritt beschlossen. Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz wird ab 2021 ein nationaler Emissionshandel für diese beiden Sektoren eingeführt. Der CO₂-Preis bildet sich jedoch nicht, wie beim EU-Emissionshandel, am Markt, sondern wird im Zeitraum 2021-2025 per Festpreis festgelegt. Laut Beschluss des Bundestags soll dieser im Jahr 2021 bei 10 Euro beginnen und bis 2025 sukzessive auf 35 Euro anwachsen; im Vermittlungsausschuss haben

sich im Dezember 2019 Vertreter von Bundestag und Bundesrat darauf verständigt, dass diese Werte erhöht werden sollen. Nun soll der CO₂-Preis 2021 bei 25 Euro starten und bis 2025 auf 55 Euro anwachsen. Diese Erhöhung muss 2020 jedoch noch im Rahmen eines neuen Gesetzgebungsverfahrens beschlossen werden.

→ **Erneuerbare Energien:** Die Bundesregierung hat im Rahmen des Klimapakets einander widersprüchliche Ziele im Bereich der Erneuerbaren Energien beschlossen: Zum einen soll der Ausbaupfad im Erneuerbaren-Energien-Gesetz angehoben werden, um bis 2030 einen Anteil von 65 Prozent Erneuerbaren an der Stromversorgung zu erreichen. Zum anderen wurde aber beschlossen, dass alle neuen Windanlagen mindestens 1.000 Meter Abstand zur Wohnbebauung haben sollen. Ein vom Bundeswirtschaftsministerium im November 2019 vorgelegter Gesetzentwurf hat dies so konkretisiert, dass dieser Abstand von jeder Ansammlung von 5 Häusern einzuhalten ist. Dies würde dazu führen, dass die verfügbaren Flächen für Windkraftanlagen drastisch eingeschränkt würden und somit die Erneuerbaren-Energien-Ziele deutlich verfehlt werden.

Für 2020 sind daher erhebliche energiepolitische Auseinandersetzungen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Windabstandsregelungen zu erwarten. Diese finden statt vor dem Hintergrund, dass die Flaute bei der Windenergie sich kaum verbessern dürfte und auch 2020 der Zubau bei nur 1 Gigawatt liegen dürfte. Auch ein erwarteter Zubau bei der Solarenergie auf ähnlichem Niveau wie 2019 (4 Gigawatt) und die Fertigstellung der derzeit im Bau befindlichen Wind-Offshore-Parks (etwa 1 Gigawatt bis Mitte 2020) kann dies nicht kompensieren. Im Ergebnis dürfte daher der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 deutlich geringer ausfallen als 2019.

→ **Kraft-Wärme-Kopplung/grüne Fernwärme:** Im Klimapaket wurde vereinbart, dass es eine Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes geben soll, die den Umstieg von Kohle-KWK-Anlagen auf Gas sowie den Umbau der Fernwärmenetze in Richtung Erneuerbare Energien fördern soll. Auch hierzu hat das Bundeswirtschaftsministerium im November 2019 Vorschläge vorgelegt, die jedoch – als Teil der Gesamtdiskussionen zu Kohle und Erneuerbaren Energien – ebenfalls in das Jahr 2020 verschoben wurden.

→ **Steuerliche Förderung der Gebäudesanierung und Gebäudeenergiestandards:** Im Klimapaket wurde vereinbart, dass Eigenheimbesitzer, statt der bisherigen KfW-Programme, in Zukunft die Sanierung ihrer Gebäude auch steuerlich fördern lassen können. Das entsprechende Gesetz wurde noch vor Jahresende von Bundestag und Bundesrat beschlossen; bis zu 20 Prozent der Kosten der energetischen Sanierung (maximal 40.000 Euro) können ab 2021 von der Steuerschuld abgezogen werden. Parallel hat das Bundeskabinett einen Gesetzentwurf für das Gebäudeenergiegesetz beschlossen, der jedoch explizit keine Verschärfung der Energiestandards für Neu- oder Bestandsbauten vorsieht. Für den Austausch von Ölheizkesseln durch ein klimafreundlicheres Gerät wurde zudem eine 40-Prozent-Förderung vereinbart. Insgesamt ist jedoch nicht zu erwarten, dass diese Maßnahmen zu einer deutlich erhöhten Gebäudesanierung führen, wie dies für die Erreichung der 2030-Gebäudesektorziele notwendig wäre.

→ **Klima- und Energiepolitik in Europa:** Parallel zu den Diskussionen in Deutschland hat im zweiten Halbjahr 2019 eine intensive Diskussion über die künftige Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union stattgefunden. So haben die Staats- und Regierungschefs im Dezember 2019 beschlossen, dass Europa bis 2050 zu einem klimaneutralen Kontinent werden soll – nachdem ein erster Anlauf im Juni 2019 noch am Widerstand einiger osteuropäischer Staaten gescheitert war. Zudem hat die

neue EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen im Dezember 2019 eine Strategie für einen „European Green Deal“ vorgelegt, der Europa in Richtung Klimaschutz und Energiewende umsteuern soll. So schlägt die EU-Kommission vor, das EU-Klimaschutzziel für 2030, das aktuell eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 40 Prozent unter das Niveau von 1990 vorsieht, auf minus 50 bis minus 55 Prozent zu erhöhen. Hierzu soll bis März 2020 ein Gesetzentwurf für ein europäisches Klimaschutzgesetz vorgelegt werden, zudem sollen zwischen Sommer 2020 und Sommer 2021 Novellen für alle relevanten EU-Richtlinien und -Verordnungen (u.a. zum EU-Emissionshandel, zum Klimaschutz in den Nicht-Emissionshandelssektoren, zu Erneuerbaren Energien, zu Energieeffizienz sowie zur CO₂-Regulierung bei PKW und LKW) vorgelegt werden, um diese an die erhöhten Klimaschutzziele anzupassen. Eine Entscheidung über das erhöhte EU-Klimaziel soll von den EU-Staats- und Regierungschefs möglichst im Sommer 2020 getroffen werden.

→ **Internationale Klimakonferenz im November**

2020 in Glasgow: Im Jahr 2020 findet die nächste wichtige Klimakonferenz statt. Auf der Klimakonferenz 2015, bei der das Pariser Klimaschutzabkommen vereinbart wurde, wurde beschlossen, dass die Vertragsstaaten alle fünf Jahre ihre Klimaschutzverpflichtungen überprüfen und erhöhen. Denn nur so ist das Ziel des Abkommens, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, tatsächlich zu erreichen – die bisher versprochenen Klimaschutzbeiträge führen eher zu einer Erderhitzung von 3 Grad Celsius bis zum Jahr 2100, was katastrophale Auswirkungen auf das Klima hätte. Diese Klimakonferenz findet in Glasgow statt, d.h. Europa wird – auch wenn Großbritannien dann nicht mehr Teil der Europäischen Union ist – in einer Gastgeberrolle auftreten und maßgeblich für den Erfolg der Konferenz verantwortlich sein. In diesem Kontext ist auch die Diskussion über die EU-2030-Zielerhöhung zu sehen, die deutlich vor der Klimakonferenz beschlossen

werden soll, um andere Staaten zur Kooperation zu bewegen. Da Deutschland die EU-Ratspräsidentschaft im 2. Halbjahr 2020 innehat, kommt der Bundesregierung eine wesentliche Rolle für den Erfolg dieser internationalen Klimakonferenz zu.

11 Referenzen

AG Energiebilanzen (2019a): Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Stand 19.12.2019.

AG Energiebilanzen (2019b): Pressemitteilung 05-2018: Energieverbrauch in Deutschland gesunken. Abrufbar unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_presse-dienst_08_2019.pdf

AG Energiebilanzen (2019c): Bruttostromerzeugung in Deutschland. Stand 19.12.2019.

AG Energiebilanzen (2019d): Stromaufkommen und -verbrauch in Deutschland. Stand 19.12.2019.

AG Energiebilanzen (2019e): Mineralölkosten 2019 (vorläufig). Abrufbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>

AG Energiebilanzen (2019f): Entwicklungen in der deutschen Erdgaswirtschaft 2019. Abrufbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>

Agora Energiewende (2019): Agorameter. Abrufbar unter www.agora-energiewende.de/service/agorameter.

Amprion GmbH (2019): Projektbeschreibung Alegro. Abrufbar unter <https://www.amprion.net/Netzsausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGrO-Deutschland-Belgien/>

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

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019a): Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Abrufbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019b): Entwicklung Rohöleinfuhr (2018-2019). Abrufbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019b): Wirtschaftliche Entwicklung und Konjunktur. Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wirtschaftliche-entwicklung.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019c): Aktionsplan Stromnetz. Abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Bundesnetzagentur (2019a): Monitoringbericht 2019.

Bundesnetzagentur (2019b): Kraftwerkliste und Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste_node.html

Bundesnetzagentur (2019c): EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze.

Bundesnetzagentur (2019d): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen, Windanlagen an Land, Windanlagen auf See und gemeinsame Ausschreibungen von Solar- und Windanlagen 2018. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html

Bundesnetzagentur (2019e): Leitungsvorhaben. Abrufbar unter https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=2

Bundesnetzagentur (2019f): Kraftwerksstilllegungsanzeige. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.

Bundesnetzagentur (2019g): BBPlG, Vorhaben 2: Osterath - Philippsburg (Ultranet). Abrufbar unter https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/bbplg/02/de.html?cms_vhTab=2

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2019): "Wie heizt Deutschland?" (2019) - Studie zum Heizungsmarkt. Abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_final_30.09.2019_3ihF1yL.pdf

Deutsche Emissionshandelsstelle (2006): Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte.

Deutsche Emissionshandelsstelle (2019): Auktionierung. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Periodischer Bericht: November 2019. Abrufbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2019/2019_Bericht_11.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Deutscher Wetterdienst (2019a): Deutschlandwetter im Jahr 2019.

Deutscher Wetterdienst (2019b): Hitzewelle 2019 in Westeuropa - neuer nationaler Rekord in Deutschland. Abrufbar unter https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/temperatur/20190801_hitzerekord_juli2019.html

EEX (2019): Future Prices.

ENTSO-E (2019a): Day-ahead Prices.

ENTSO-E (2019b): Scheduled Commercial Exchanges.

ENTSO-E (2019c): Actual Generation per Generation Unit.

EPEX Spot (2018): Day ahead Prices.

Eurostat (2019): Shares. Abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

Fachagentur Windenergie an Land (2019): Ausbau-situation der Windenergie an Land im Herbst 2019. Abrufbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Herbst_2019.pdf

Forschungsgruppe Wahlen (2019): Politbarometer (Erhebungszeitraum 1/2018 - 12/2019, ausgewählt wurden die fünf meistgenannten aus 12 möglichen Themen).

Kraftfahrt-Bundesamt (2019a): Pressemitteilung Nr. 5/2019 - Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2019. Abrufbar unter https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/Fahrzeugbestand/pm05_fz_bestand_pm_komplett.html?nn=2141712

Kraftfahrt-Bundesamt (2019b): Pressemitteilung Nr. 26/2019 - Fahrzeugzulassungen im November 2019. Abrufbar unter https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/Fahrzeugzulassungen/pm26_2019_n_11_19_pm_komplett.html?nn=2141748

Mercato Elettrico (2019): Day-ahead Prices.

Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (2019): Abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2020-2024>

Netztransparenz (2019): Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/>.

Nordpool (2019): Day-ahead Prices.

Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.

Öko-Institut (2019): EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

OTE (2019): Day-ahead Prices.

PV Magazin (2019): EnBW macht Weg frei für Baustart des 175 Megawatt Solarparks ohne EEG Förderung. Abrufbar unter <https://www.pv-magazine.de/2019/10/16/enbw-macht-weg-frei-fuer-baustart-des-175-megawatt-solarparks-ohne-eeg-foerderung/>

Statista (2019): Durchschnittliche Sonnenscheindauer pro Monat in Deutschland von November 2018 bis November 2019 (in Stunden). Abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/5578/umfrage/durchschnittliche-monatliche-sonnenscheindauer-in-deutschland/>

Statistisches Bundesamt (2019a): Bevölkerungsstand. Abrufbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/_inhalt.html#sprg233974

Statistisches Bundesamt (2019b): Bautätigkeit und Wohnungen. Abrufbar unter https://www.destatis.de/DE/Service/Bibliothek/_publikationen-fachserienliste-5.html

TenneT TSO GmbH 2019: NordLink. Abrufbar unter <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>

TGE (2019): Day-ahead Prices.

Umweltbundesamt (2019a): Entwicklung der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen nach Quellgruppen.

Umweltbundesamt (2019b): Entwicklung der Kohlendioxid-Emissionen der fossilen Stromerzeugung nach eingesetzten Energieträgern.

Verein der Kohlenimporteure (2019): Kesselkohlepreis Außenhandelsstatistik.

Windguard (2019): Windenergie-Statistik: 1. Halbjahr 2019. Abrufbar unter <https://www.windguard.de/statistik-1-halbjahr-2019.html>

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Klimaneutrale Industrie

Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Dialog „Energiewende und Industriepolitik“

Abschlussbericht

Flex-Efficiency

Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Vom Wasserbett zur Badewanne

Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren

Die Kohlekommission

Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030

65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg

Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel

15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz

Verteilnetzausbau für die Energiewende

Elektromobilität im Fokus

Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030

Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

Die Kosten von unterlassendem Klimaschutz für den Bundeshaushalt

Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung

Klimaschutz auf Kurs bringen

Wie eine CO₂-Bepreisung sozial ausgewogen wirkt

Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr

Optionen für eine aufkommensneutrale CO₂-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch

Publikationen von Agora Energiewende

Ein Emissionshandelssystem für die nicht vom EU-ETS erfassten Bereiche

Praktische Umsetzungsthemen und zeitliche Erfordernisse

Die Gelbwesten-Proteste

Eine (Fehler-)Analyse der französischen CO₂-Preispolitik

Eine französisch-deutsche Agenda für die Energiewende in Europa

Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung

Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec

AUF ENGLISCH

European Energy Transition 2030: The Big Picture

Ten Priorities for the next European Commission to meet the EU's 2030 targets and accelerate towards 2050

Unlocking Low Cost Renewables in South East Europe

Case Studies on De-risking Onshore Wind Investment

Cross-Border Renewables Cooperation

The impact of national policies and regulation on the cost of onshore wind across the PENTA region and priorities for cooperation

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task - illustrated by the German case

The Southeast European power system in 2030

Flexibility challenges and regional cooperation benefits

Integrating renewables into the Japanese power grid by 2030

A frequency stability and load flow analysis of the Japanese system in response to high renewables penetration levels

A Star for China's Energy Transition

Five Golden Rules for an Efficient Transformation of China's Energy System

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

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



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

