Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021

ANALYSE

Agora Energiewende

*Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2020

Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020

IMPRESSUM

ANALYSE

Die Energiewende im Corona-Jahr:
Stand der Dinge 2020

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021

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
Jürgen Herreiner
Dr. Patrick Graichen
Thorsten Lenck

Kontakt:
fabian.hein@agora-energiewende.de

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

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

200/01-A-2021/DE
Version 1.0, Januar 2021

Bitte zitieren als:
Agora Energiewende (2021): *Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

das Jahr 2020 war geprägt von der Corona-Pandemie. Eine Krise von globalem Ausmaß, die uns die Verletzlichkeit der heutigen Gesellschaften vor Augen führt. Aus Klima-Perspektive kam es zu einer Rekord-Senkung der globalen, europäischen und deutschen Treibhausgasemissionen gegenüber dem Vorjahr: Weltweit verminderten sich die Emissionen um etwa sieben, in Deutschland um etwa zehn Prozent. Ursachen waren vor allem die geringere Energienachfrage, die gesunkene Industrieproduktion sowie ein deutlich reduziertes Verkehrsaufkommen.

Allerdings werden diese deutlichen, Corona-bedingten Treibhausgasminderungen die Erderhitzung bis 2050 nach Berechnungen des UN-Umweltprogramms nur um 0,01 Grad Celsius dämpfen. Nötig ist daher eine entschlossene Klimapolitik, die nachhaltig Investitionen in klimaneutrale Technologien voranbringt und so den Verbrauch von Kohle, Erdöl und Erdgas ersetzt.

Diese Auswertung beleuchtet das vergangene Klima- und Energiejahr mit einem Fokus auf die Energiewende im Stromsektor. Was von den Emissionsminderungen war Corona-bedingt, was wäre auch so passiert? Welche Trends sehen wir bei der Kohle und bei den Erneuerbaren Energien? Und wohin geht die Reise in der Klimapolitik? Diese Fragen werden auf den folgenden Seiten beantwortet.

Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1. **Die Treibhausgasemissionen sinken 2020 um gut 80 Mio. t CO_{2_eq} und liegen damit etwa 42,3 Prozent unter dem Niveau von 1990. Etwa zwei Drittel des Rückgangs ist auf die Corona-Wirtschaftskrise zurückzuführen, Corona-bereinigt lägen die Emissionen bei -37,8 Prozent.** Corona-bedingt sinken damit die Emissionen unter die 2020-Klimaziel-Marke von -40 Prozent. Hauptursachen für die geringeren Emissionen sind die Wirtschaftskrise (geringe Energienachfrage, gesunkene Industrieproduktion, Einbruch der Verkehrsnachfrage), höhere CO_2-Preise im EU-Emissionshandel sowie ein milder Winter.

2. **Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch erreicht 2020 mit 46,2 Prozent einen Höchstwert, zugleich hält die Zubaukrise bei der Windkraft weiter an.** Im Vorjahr lag der Erneuerbaren-Anteil bei 42,4 Prozent, Corona-bereinigt läge er 2020 bei etwa 44,6 Prozent. Knapp die Hälfte des höheren Erneuerbare-Energien-Anteils 2020 geht damit auf die Corona-bedingt gesunkene Stromnachfrage zurück. Im Jahr 2021 könnte der Erneuerbare-Energien-Anteil aufgrund einer sich erholenden Stromnachfrage und des aktuell unzureichenden Erneuerbaren-Ausbaus erstmals seit etwa 20 Jahren sinken.

3. **Die Kohle ist weiter im Sinkflug: Braun- und Steinkohle tragen zusammen nur noch 24 Prozent zur Stromerzeugung bei, weniger als die Windkraft (Offshore und Onshore). In den vergangenen fünf Jahren hat sich die Kohleverstromung halbiert.** Selbst das moderne Kohlekraftwerk Moorburg beteiligte sich erfolgreich an der ersten Stilllegungs-Ausschreibung und geht 2021 nach nur gut fünf Jahren Betrieb vom Netz. Steigende CO_2-Preise und niedrige Gaspreise verdrängen nicht nur Steinkohle-Kraftwerke, sondern zunehmend auch Braunkohle-Kraftwerke vom Markt.

4. **Der Europäische Rat hat im Dezember 2020 das EU-Klimaziel für 2030 auf mindestens -55 Prozent erhöht. Das bedeutet, dass auch Deutschland sein 2030-Ziel erhöhen muss: auf mindestens -65 Prozent.** Im Jahr 2021 steht daher eine erhebliche Beschleunigung der Klimapolitik an: Auf EU-Ebene wird die EU-Kommission im Juni 2021 ein Paket an Maßnahmen präsentieren. Auch in Deutschland ist in allen Bereichen – Kohleausstieg, Erneuerbare Energien, Gebäudesanierung, Verkehrswende, Industrie, Landwirtschaft – eine klimapolitische Beschleunigung erforderlich, um die 2030-Ziele zu erreichen.

Inhalt

1	Auswirkungen der Corona-Pandemie	9
2	Energie- und Stromverbrauch	13
3	Stromerzeugung	21
4	Treibhausgasemissionen	31
5	Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa	35
6	Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland	39
7	Negative Strompreise und Flexibilität	47
8	Finanzierung	53
9	Netze	59
10	Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende	65
11	Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick 2021	71
12	Referenzen	75

Das Energiejahr 2020 in zehn Punkten

1. **Corona:** Das Energiejahr 2020 war maßgeblich von der Corona-Pandemie geprägt, vor allem von März bis Juni während des nationalen Lockdowns. Das Bruttoinlandsprodukt sank um insgesamt fünf Prozent, auch die Energienachfrage, Industrieproduktion und Verkehrsleistung sanken deutlich. Als Folge einer geringeren Stromnachfrage wurden vor allem Kohlekraftwerke aus der *Merit-Order* gedrängt, was zu geringeren Börsenstrompreisen und Emissionen führte. Preise für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas sind mit dem Lockdown eingebrochen und verharrten zum Jahresende noch immer unter Vorkrisenniveau. Etwa die Hälfte des 2020 zu verzeichnenden höheren Erneuerbare-Energien-Anteils und zwei Drittel der Treibhausgasminderungen sind auf die Corona-Krise zurückzuführen.

2. **Erneuerbare Energien:** Mit 46,2 Prozent erreichte der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2020 einen neuen Höchstwert. Der Zuwachs im Vergleich zu 2019 betrug 12,3 Terawattstunden. Allein die Windenergie trug im Jahr 2020 mehr zum Strommix bei als Braun- und Steinkohle zusammen. Der hohe Anteil ist dabei auch Ergebnis des Corona-bedingt geringen Verbrauchs und täuscht über die weiter andauernde Ausbauproblematik von Windenergieanlagen an Land hinweg. Aufgrund fehlender Integration Erneuerbarer Energien in den Sektoren Gebäude und Verkehr wuchs ihr Anteil am Primärenergieverbrauch erneut nur geringfügig auf 16,8 Prozent.

3. **Konventionelle Energien:** Die Stromerzeugungsmengen aus Braun- und Steinkohle haben sich in den vergangenen fünf Jahren halbiert. Die Erzeugung aus Steinkohle verringerte sich allein im Jahr 2020 um mehr als ein Viertel, die Erzeugung aus Braunkohle um etwa ein Fünftel. Hauptgründe hierfür waren die geringe Stromnachfrage und die Verdrängung von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke (*fuel switch*) aufgrund relativ hoher CO_2- und niedriger Erdgas-Preise. Gemäß Atomausstiegsgesetz ging Ende 2019 das Atomkraftwerk Philippsburg II mit einer Leistung von rund 1,4 Gigawatt vom Netz. Die Erzeugung aus Kernkraft verminderte sich deshalb 2020 um 14 Prozent.

4. **Energie- und Stromverbrauch:** Mit knapp 551 Terawattstunden war der Stromverbrauch im Jahr 2020 der niedrigste seit der Jahrtausendwende. Dies lag im Wesentlichen an der Corona-bedingt geschwächten Konjunktur sowie dem Nachfragerückgang zwischen März und August infolge des Lockdowns. In dieser Zeit betrug der Verbrauchsrückgang beim Strom teilweise mehr als acht Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Primärenergieverbrauch sank insgesamt um knapp 9 Prozent. Am stärksten betroffen waren Braunkohle und Steinkohle mit jeweils minus 18 Prozent. Auch Kernenergie, Öl und Erdgas wurden weniger eingesetzt. Erneuerbare Energien konnten hingegen zulegen (plus 3 Prozent).

5. **Klimaschutz:** Die Treibhausgasemissionen sanken Pandemie-bedingt deutlich um 82 Millionen Tonnen CO_{2_eq} beziehungsweise zehn Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Somit lagen die Emissionen um -42,3 Prozent niedriger als 1990 und deutlich unter der 2020er Zielmarke von -40 Prozent. Ohne Corona-Krise wären die Emissionen nur um etwa 25 Millionen Tonnen beziehungsweise -37,8 Prozent gesunken. Grund für den deutlichen Rückgang waren die geringere Kohleverstromung, die rückläufige Industrieproduktion, ein deutlicher Rückgang beim Pkw- und Lkw-Verkehr sowie ein milder Winter. Mit einem Konjunktur-Aufschwung werden die Emissionen 2021 voraussichtlich entgegen dem bisherigen Trend wieder ansteigen.

6. **Stromhandel und Strompreise:** Der Exportüberschuss ging im Jahr 2020 deutlich zurück und lag bei insgesamt 18,3 Terawattstunden. Hauptgründe waren niedrige Erdgaspreise sowie CO_2-Preise auf insgesamt hohem Niveau. Gaskraftwerke im Ausland konnten dadurch günstiger Strom erzeugen und aus Deutschland importierten Kohlestrom zurückdrängen. Das Niveau der Börsenstrompreise lag insgesamt mit 30,5 Euro je Megawattstunde deutlich unter dem Wert des Vorjahres (37,6 Euro je Megawattstunde). Preise für Terminlieferungen sanken vorübergehend ebenfalls, stabilisierten sich jedoch am Jahresende zunehmend. Die Haushaltsstrompreise hingegen stiegen weiter an um vier beziehungweise zwei Prozent auf 31,8 beziehungsweise 31,0 Cent pro Kilowattstunde (abhängig von 19 oder 16 Prozent Mehrwertsteuer).

7. **Kosten:** Erstmals wird die EEG-Umlage durch Mittel aus dem Bundeshaushalt und den CO_2-Preis-Einnahmen bezuschusst, sodass sie für 2021 bei 6,5 Cent je Kilowattstunde festgesetzt wurde. Wegen des niedrigen Börsenstrompreises und der geringen Stromnachfrage drohte die Umlage auf 9,7 Cent je Kilowattstunde anzusteigen. Die Ausschreibungsergebnisse für Erneuerbare-Energien-Anlagen zeigen nach wie vor ein zwiespältiges Bild. Bei Solaranlagen gibt es ein großes Angebot, die Zuschlagshöhen lagen 2021 bei durchschnittlich 5,2 Cent pro Kilowattstunde und damit unter dem Wert von 2019 (5,5 Cent). Bei der Onshore-Windenergie waren die Ausschreibungen – mit Ausnahme der letzten – erneut massiv unterzeichnet und es wurden wieder fast ausschließlich Maximalgebote registriert. Bei den gemeinsamen Ausschreibungen wurden wie schon 2019 ausschließlich Gebote für die Photovoltaik abgegeben.

8. **Netzausbau:** Einschließlich des dritten Quartals 2020 wurden insgesamt 227 Kilometer der im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) und Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) verankerten Netzausbauprojekte realisiert. Damit erhöhte sich die Realisierungsquote von 17 auf 20 Prozent. Für die Vernetzung Deutschlands innerhalb des europäischen Verbundsystems wurden in der zweiten Jahreshälfte wichtige (HGÜ-)Interkonnektoren mit Belgien, Dänemark und Norwegen realisiert. Die Kosten aus *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Maßnahmen blieben bis Ende des dritten Quartals auf Vorjahres-Niveau.

9. **Stimmung in der Bevölkerung:** Die Energiewende genießt in der Bevölkerung weiter einen großen Rückhalt. Allerdings wächst gleichzeitig die Unzufriedenheit mit der politischen Umsetzung. Eine Mehrheit der Deutschen befürchtet, dass das Engagement für Klimaschutz in Folge der Corona-Pandemie abnehmen könnte. Gleichzeitig befürworten knapp zwei Drittel der Bürgerinnen und Bürger strengere Klimaschutz-Maßnahmen.

10. **Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick 2021**: Im Jahr 2021 wird erstmals in den Bereichen Gebäude und Verkehr ein CO_2-Preis eingeführt. Die Höhe von 25 Euro je Tonne CO_2 ist jedoch noch nicht ausreichend, um wesentliche Effekte zu erzielen. Auch die anderen 2020 beschlossenen Gesetzesänderungen – etwa im Bereich Kohleausstieg, Erneuerbare Energien, Gebäudestandards – sind kleine Schritte in die richtige Richtung, sie bleiben jedoch weit hinter dem Notwendigen zurück. Parallel wurde auf EU-Ebene Ende 2020 beschlossen, das 2030-Klimaziel auf mindestens 55 Prozent Treibhausgasreduktion anzuheben. Damit muss auch Deutschland sein 2030-Klimaziel erhöhen – auf mindestens 65 Prozent Reduktion gegenüber 1990. Klimapolitische Gesetzesinitiativen in allen Sektoren – Energie, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft – werden daher 2021 auf der Tagesordnung stehen. Dies, die Bundestagswahl, das erwartete Klimapaket der EU-Kommission, der Wiederbeitritt der USA zum Pariser Klimaabkommen und die wichtige Klimakonferenz Ende 2021 in Glasgow lassen auch 2021 wieder zu einem ereignisreichen Klimajahr werden.

Ten points on the power market in 2020

1. **Corona:** In terms of energy, the Corona pandemic significantly impacted 2020, especially from March to June during the national lockdown. Gross domestic product fell by five percent, taking along with it energy demand, industrial production, and kilometers travelled. As a result of lower power demand, coal power plants in particular were pushed out of the merit order, reducing spot electricity prices and emissions in the process. Prices for gasoline, diesel, heating oil, and natural gas fell during the lockdown and remained under the level of the previous year at the end of 2020. Roughly half of the growth in the share of renewable power resulted purely from the corona effect, as did two thirds of the reduction in greenhouse gas emissions.

2. **Renewable energy:** At 46.2 percent, the share of renewables in electricity consumption reached a new high in 2020. The increase compared to 2019 was 12.3 terawatt-hours. Wind energy alone contributed more to the electricity mix in 2020 than lignite and hard coal combined. However, the high share of electricity consumption is largely due to low consumption because of the pandemic; onshore wind farm development continues to be slow in Germany. Due to a lack of integration of renewables in buildings and transport, the share of renewables in primary energy consumption once again grew only slightly to 16.8 percent.

3. **Conventional energy:** Power production from lignite and hard coal has been cut in half over the past five years. Generation from hard coal decreased by more than a quarter in 2020; from lignite, by about a fifth. The main reasons were low demand for electricity and the displacement of coal plants by gas plants (called the "fuel switch"), with carbon prices being relatively high and natural gas prices low. In accordance with the Nuclear Phase-Out Act, the Philippsburg II nuclear reactor with a capacity of around 1.4 GW was taken off the grid at the end of 2019. Electricity from nuclear power therefore shrank by 14 percent in 2020.

4. **Energy and power consumption:** At just under 551 terawatt-hours, electricity consumption in 2020 was the lowest since the turn of the millennium. This low level mainly resulted from a Corona-related weakening of the economy and a drop in power demand as a result of the lockdown between March and August. During this period, weekly consumption was at times more than eight percent lower than in the same period of the previous year. Primary energy consumption fell by just under 9 percent overall. The hardest hit were lignite and hard coal, each down 18 percent. Nuclear energy, oil and gas were used less. Renewables, on the other hand, increased by three percent.

5. **Climate protection:** Due to the pandemic, greenhouse gas emissions fell significantly by more than 82 million tons of CO_{2_eq}, or ten percent year-over-year. Emissions were thus 42.3 percent lower than in 1990 and hence far beyond the target of 40 percent by 2020. However, the target would have been missed without the pandemic; adjusted for this one-off effect, emissions would have fallen by 25 million tons, putting the total reduction at a mere 37.8 percent. The reason for the significant drop was lower coal-fired power generation, declining industrial production, considerably fewer car and truck kilometers, and a mild winter. With a return to economic activity, emissions are expected to rise again in 2021, reversing the trend.

6. **Electricity trading and electricity prices:** The export surplus decreased significantly in 2020, falling to 19.0 terawatt-hours. The main reasons are the low price of natural gas and the hig-

her overall carbon price. Gas-fired power plants outside Germany were therefore able to generate electricity more cheaply and push back coal in Germany. At 30.5 euros per megawatt-hour, the overall level of power exchange prices was significantly lower than a year earlier (37.6 euros per megawatt-hour). Futures also fell temporarily but increasingly stabilized at the end of the year. By contrast, retail electricity prices continued to rise by four/two percent to 31.8/31.0 cents per kilowatt-hour (depending on whether the value-added tax was 19 or 16 percent).

7. **Costs:** For the first time in the history of the Renewable Energy Sources Act, the EEG surcharge was subsidized by federal funds. The surcharge was fixed at 6.5 cents per kilowatt-hour for 2021. It would otherwise have risen to 9.7 cents per kilowatt-hour due to the low spot market price and low demand. The tender results for renewable power plants continue to be mixed. Winning bids for photovoltaic plants averaged 5.2 cents per kilowatt-hour in the first six tenders, below the 2019 average of 5.5 cents per kilowatt-hour. With the exception of the last round, the tenders for onshore wind energy were also once again massively undersubscribed, and almost all of the bids were placed at the maximum price allowed. In the joint tenders, bids were submitted exclusively for photovoltaics, as in 2019.

8. **Grid expansion:** In the first three quarters of 2020, 227 kilometers of the grid expansion projects in the Federal Requirements Plan Act (BBPIG) and the Energy Line Expansion Act (EnLAG) were built. These additions increased the realization rate from 17 to 20 percent. German interconnections within the European system were also expanded, with important high-voltage direct current (HVDC) interconnects added with Belgium, Denmark and Norway. Costs from redispatches and feed-in management remained at the level of the previous year in the first three quarters of 2020.

9. **Popular sentiment:** The energy transition continues to have strong support among the population. At the same time, however, there is growing dissatisfaction with its political implementation. Most Germans fear that commitment to climate protection could decline as a result of the pandemic. At the same time, just under two-thirds of citizens are in favor of stricter climate action.

10. **Energy policy trends:** In 2021, a carbon price will be imposed in the building and transport sectors for the first time. At 25 euros per ton, however, the price is too low to have a great impact concerning climate protection. Likewise, other laws and amendments from 2020 – from the coal phaseout to the Renewable Energy Act and building standards – are a step in the right direction but do not go far enough. At the European level, the greenhouse gas reduction target was raised to at least 55 percent; this new target will require Germany to increase its ambition to at least 65 percent for 2030 (relative to 1990) from currently 55 percent. In 2021, laws will therefore need to be made stricter in all sectors, from energy to industry, buildings, mobility, and agriculture. This year will thus be eventful for the climate: Along with German parliamentary elections, the European Commission is expected to pass its climate package, the United States will rejoin the Paris Agreement, and the important climate summit will be continued in Glasgow at the end of 2021.

1 Auswirkungen der Corona-Pandemie

Die Einschnitte der Corona-Pandemie ziehen sich durch den gesamten Energiesektor. Die Einschränkungen, insbesondere während des Lockdowns im Frühjahr, haben sich direkt auf den deutschen Stromverbrauch, das Verkehrsaufkommen und die Produktion der Industrie ausgewirkt. Zusammen mit der wirtschaftlichen Rezession sanken die Treibhausgasemissionen deutlich um über 10 Prozent gegenüber 2019. Die Emissionen Deutschlands liegen aufgrund dieses Einmaleffektes um 42,3 Prozent unter dem Niveau von 1990, deutlich unter der 2020-Klimazielmarke von minus 40 Prozent Treibhausgasemission. Zwei Drittel dieser Minderungen sind Corona-bedingt, so dass ohne ein aktives Gegensteuern die Emissionen schon 2021 wieder ansteigen werden. So zeichnet sich ein *Rebound*-Effekt durch höhere Emissionen im 2. Halbjahr 2020 bereits ab.

Primärenergieverbrauch

Der Energieverbrauch in Deutschland ging als Folge der Corona-Pandemie stark zurück. Im Jahresmittel lag er knapp neun Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang war in den Monaten des Lockdowns von März bis Juli beträchtlich, normalisierte sich im Jahresverlauf jedoch zunehmend. In den einzelnen Sektoren – Strom, Verkehr, Gebäude, Industrie – war dieser Rückgang unterschiedlich stark ausgeprägt. Der Absatz von Flugkraftstoff zum Beispiel fiel um mehr als die Hälfte und verharrte auch am Ende des Jahres 2020 noch auf knapp über einem Drittel im Vergleich zum Vorjahr.

Die Industrie litt ebenso unter den Corona-Restriktionen, so wurden beispielsweise einige Anlagen zur Stahlproduktion vollständig heruntergefahren, entsprechend ging auch der Einsatz von Koks und Kohle zurück. Auch der Mineralölabsatz sank merklich. Lediglich beim leichten Heizöl kam es aufgrund der niedrigen Preise zu Absatzsteigerungen. Diese schlagen sich jedoch grundsätzlich nicht direkt im Energieverbrauch nieder, da Lagereffekte eine signifikante Rolle spielen.

Stromerzeugung und -verbrauch

Im Stromsektor hat sich die Corona-Pandemie durch eine geringere Stromnachfrage bemerkbar gemacht. So ging die wöchentliche Nachfrage im April hierzulande zeitweise um über acht Prozent zurück (ohne temperatur- und wetterbedingte Korrekturen). Die Nachfrage erholte sich ab Juli und erreichte ab August wieder Normalwerte (siehe Abbildung 1-1). Im zweiten Lockdown Mitte Dezember ging der Stromverbrauch allerdings erneut zurück. Über den Jahresverlauf ergab sich beim Stromverbrauch ein Minus von 3,5 Prozent.

Die reduzierte Stromnachfrage wirkte sich direkt auf die Stromerzeugung aus. Insbesondere die Kohleverstromung erreichte einen neuen Tiefststand seit Beginn der ganzheitlichen Aufzeichnung im Jahr 1990. Auch die Steinkohleverstromung ging deutlich zurück. Im April lag sie um über 60 Prozent unter dem Vorjahreswert. Neben der geringeren Nachfrage brachten die weniger CO_2-intensiven Gaskraftwerke die Steinkohleanlagen in Bedrängnis. Der CO_2-Preis in Kombination mit einem geringen Beschaffungspreis für Erdgas brachte jedoch auch Braunkohlekraftwerke zunehmend in Wettbewerbsschwierigkeiten gegenüber Gaskraftwerken.

Verkehr

Das innerdeutsche Verkehrsaufkommen ging ebenfalls in Folge der Pandemie zurück. So lagen Absatz und Verbrauch von Kraftstoffen durchweg unter den Vorjahreswerten. Bei den Ottokraftstoffen lag der

Absatzrückgang bei 9,4 Prozent und bei Diesel bei 7,7 Prozent. Das Minus ist sehr wahrscheinlich auf die reduzierte Mobilität und die wirtschaftliche Rezession zurückzuführen: Industriebetriebe schlossen vorübergehend oder gar dauerhaft, weniger Güter wurden transportiert, die Arbeit verlagerte sich ins *Home-Office* und Urlaube konnten aufgrund von Reisebeschränkungen nicht angetreten werden. Insbesondere internationale Reisen waren davon betroffen. Der Absatz von Flugkraftstoff stürzte um über die Hälfte des Vorjahreswertes ab. Der Rückgang der Emissionen im Verkehrssektor in dieser Größenordnung ist ein – auf den Sondereffekt der Pandemie zurückzuführendes – Novum: Seit dem Jahr 1990 gab es bis 2019 kaum Veränderungen bei den Verkehrsemissionen.

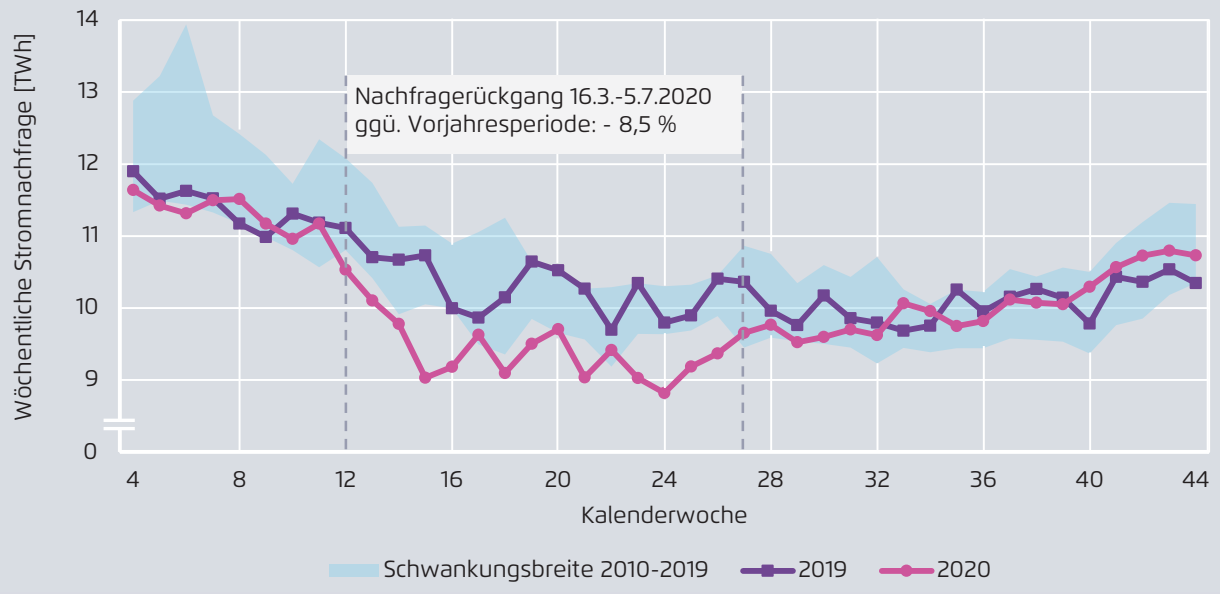
Treibhausgasemissionen

Durch den Rückgang von Primärenergieverbrauch, Industrieproduktion, Stromverbrauch und Verkehrsleistung sind die Treibhausgasemissionen 2020 deutlich niedriger ausgefallen, als sie ohne die Corona-Pandemie gewesen wären. Von den etwa 82 Millionen Tonnen CO_{2_eq} Treibhausgasemissionen, die 2020 weniger als 2019 ausgestoßen wurden, sind knapp zwei Drittel (mehr als 55 Millionen Tonnen) auf die Corona-bedingten Effekte zurückzuführen, während etwa 25 Millionen Tonnen auch ohne die Pandemie aufgrund des niedrigen Gaspreise bei einem stabilen CO_2-Preis und des milden Winters stattgefunden hätten. Die Treibhausgasemissionen 2020 hätten ohne die Pandemie somit um 37,8 Prozent unter dem Niveau von 1990 gelegen, und nicht um 42,3 Prozent, wie aktuell abgeschätzt (siehe Abbildung 1-2).

Ausblick

Ein Abklingen der Corona-Pandemie ist aufgrund der zu erwartenden Impfungen erst für das zweite

Ausgeprägter Einbruch der Stromnachfrage während des ersten Lockdowns — Abbildung 1-1

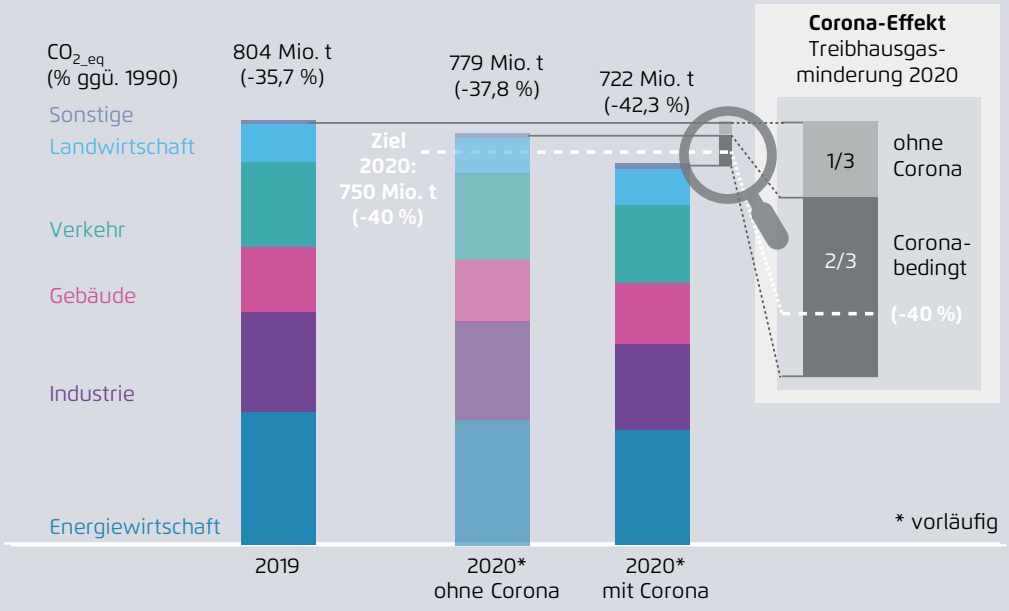


Agora Energiewende (2020a)

Halbjahr 2021 absehbar. Die wirtschaftlichen Auswirkungen sind aktuell schwer vorherzusagen: Während im zweiten Halbjahr 2020 die wirtschaftliche Wiederbelebung in gestiegenen Energie- und Stromverbräuchen zu sehen war, ist aktuell unklar, inwieweit der zweite Lockdown über den Januar 2021 hinaus verlängert werden muss. Dies könnte das wirtschaftliche Geschehen erneut deutlich beeinflussen. Insgesamt ist 2021 vermutlich noch nicht von einer vollständigen Erholung auszugehen, sodass im Jahr 2021 der Energie- und Stromverbrauch zwar gegenüber 2020 steigen, jedoch noch unter dem Niveau von 2019 verbleiben könnte.

Entscheidend für klimapolitische Erfolge sind jedoch nicht kurzfristige Emissionsrückgänge aufgrund von Wirtschaftskrisen, sondern Investitionen in neue, klimaneutrale Technologien. Nur so können dauerhafte Emissionsminderungen erreicht werden. Es ist daher zentral, dass zum einen die Corona-Wirtschaftshilfen noch stärker genutzt werden, um die Anreize in Richtung Erneuerbare Energien, energetische Sanierung, klimafreundliche Mobilität und klimaneutrale Industrie-Technologien deutlich zu verstärken. Zum anderen müssen die bestehende Regularien – wie etwa im Erneuerbare-Energien-Gesetz, in der Flächenplanung, im Genehmigungsrecht, in den Steuern, Abgaben und Umlagen und in der KfZ-Besteuerung – schnell so novelliert werden, dass Investitionen in neue, klimaschonenende Technologien angereizt werden.

Der Corona-Effekt sorgt für zwei Drittel des Emissionsrückgangs. Das Klimaziel 2020 wäre ohne Corona verfehlt worden. 2021 ist daher ein Ansteigen der Emissionen über die Minus-40-Prozent-Marke wahrscheinlich: Treibhausgasemissionen 2019 und 2020 (in Klammern: Änderung gegenüber 1990) Abbildung 1-2



UBA 2020a, Berechnungen von Agora Energiewende, *vorläufige Angaben und Schätzung von Agora Energiewende

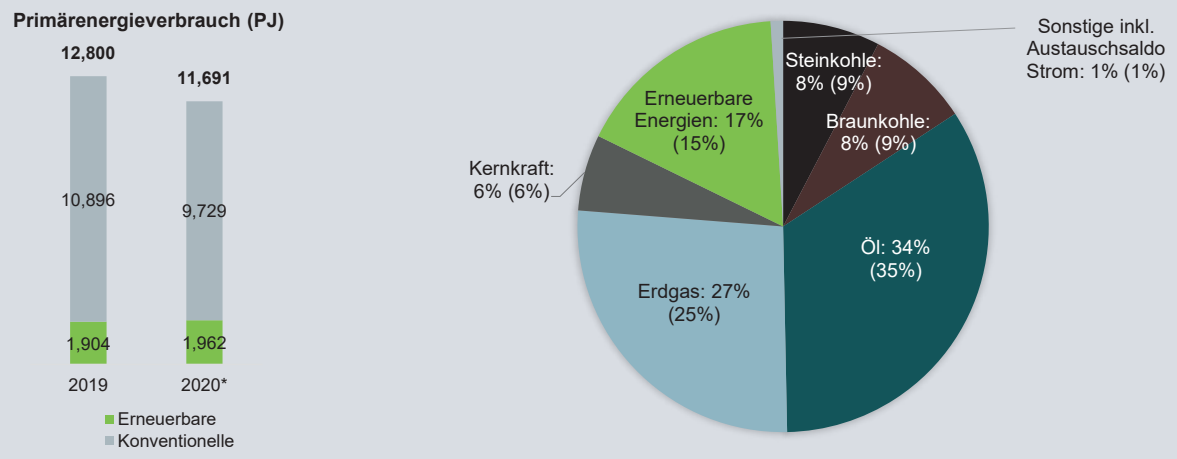
2 Energie- und Stromverbrauch

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch sank im Jahr 2020 um 8,7 Prozent beziehungsweise 1.109 Petajoule. Das ist der stärkste Rückgang seit Beginn der Zeitreihe im Jahr 1990, sogar größer als im Jahr der Weltwirtschaftskrise 2009. Insgesamt lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 bei 11.691 Petajoule. Im Vergleich mit dem Referenzjahr 1990 ist das eine Verminderung um fast 22 Prozent. Der Rückgang des vergangenen Jahres ist maßgeblich auf die Corona-Pandemie zurückzuführen. Das Effizienzziel einer Minderung des Primärenergieverbrauchs von 20 Prozent gegenüber 2008 wurde dennoch verfehlt. Neben dem Corona-Einfluss trugen der milde Winter und kontinuierliche Effizienzsteigerungen bei Gebäuden und Industrieanlagen zur Reduktion bei, auch wenn diese beiden Effekte bei weitem nicht ausgereicht haben, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen.

Beim Betrachten der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Vergleich zum Jahr 2019 fällt auf, dass die Erneuerbaren Energien den einzigen Energieträger stellen, der im Vergleich zum Vorjahr zulegen konnte. Der Zuwachs von drei Prozent vergrößerte ihren Anteil am gesamten Energieverbrauch von 14,9 Prozent in 2019 auf 16,8 Prozent im vergangenen Jahr (siehe Abbildung 2-1). Damit wuchs die Bedeutung der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch weiter. Nichtsdestotrotz bewegt sich ihr Anteil nach wie vor auf einem geringen Niveau. Ursächlich hierfür ist, dass der Zuwachs überwiegend aus dem Stromsektor kommt, während der Einsatz Erneuerbarer Energien in den anderen Sektoren nur geringfügig wuchs.

Der geringe Energieverbrauch führt dazu, dass der Erneuerbaren-Anteil auf 16,8 Prozent steigt: Primärenergieverbrauchsmix 2020 (Werte für 2019 in Klammern) — Abbildung 2-1



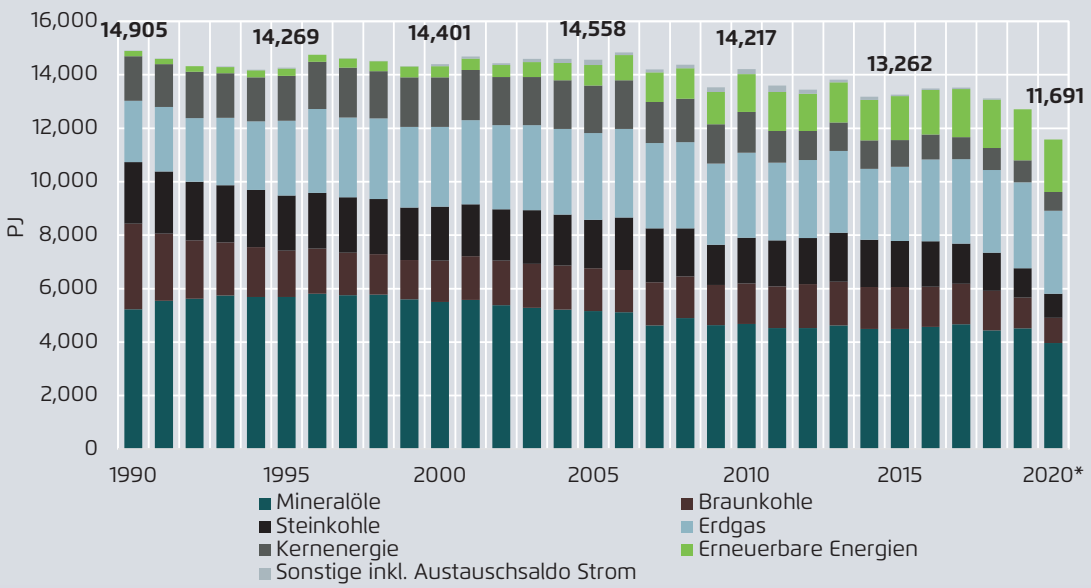
AG Energiebilanzen (2020a), *vorläufige Angaben

Die konventionellen Energieträger verzeichneten allesamt Verbrauchsrückgänge (siehe Abbildung 2-2). Während dies bei der Kernenergie an der Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg II Ende 2019 lag, waren bei den fossilen Energieträgern die Faktoren Corona und der milde Winter in Kombination mit vergleichsweise stabilen CO_2-Preisen entscheidend. Allen voran zeigte der Kohleverbrauch den deutlichsten Rückgang von mehr als 18 Prozent. Die Verbrauchsminderungen bei Öl und Erdgas fielen mit 12 und 3 Prozent geringer aus als noch im Vorjahr. Hauptgründe für die Rückgänge bei diesen beiden Energieträgern waren eine verminderte Wirtschaftsleistung in Industrie- und Gewerbebetrieben, im Handel und bei Dienstleistungen, ein geringeres Verkehrsaufkommen durch Corona sowie der reduzierte Stromverbrauch. Der Anteil der fossilen Energien am deutschen Primärenergieverbrauch blieb mit mehr als 76 Prozent trotz Einschnitten auf sehr hohem Niveau. Das liegt daran, dass in den Sektoren Verkehr und Gebäude nach wie vor fast ausschließlich fossile Energieträger verwendet werden.

Mineralölverbrauch

Der Einsatz von Mineralölprodukten sank im Jahr 2020 um 12 Prozent. Absatz- und Verbrauchsrückgänge gab es vor allem bei Kraftstoffen aufgrund des geringeren Verkehrsaufkommens. Der Absatz von Flugkraftstoff ging um über die Hälfte zurück (AG Energiebilanzen 2020d), eine Folge des Einbruchs von Fernreisen aufgrund der Corona-Pandemie. Ottokraftstoffe wiesen ein Absatzminus von 9,4 Prozent auf, Diesel von minus 7,7 Prozent (siehe Abbildung 2-3). Bei den Fahrzeugneuzulassungen verzeichneten konventionelle Antriebe deutliche Rückgänge. In den ersten zehn Monaten des Jahres 2020 wurden über ein Drittel (37 Prozent) weniger Benziner und 30 Prozent weniger Diesel-Fahrzeuge zugelassen. Von allen Segmenten lagen die Verkaufs-

Sinkender Energieverbrauch durch Corona-Effekt und milde Witterung: Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2020 — Abbildung 2-2



AG Energiebilanzen (2020a), BMWi (2020a), *vorläufige Angaben

zahlen von SUVs mit fast einer halben Millionen Zulassungen in den ersten zehn Monaten 2020 an der Spitze (Kraftfahrtbundesamt 2020a).

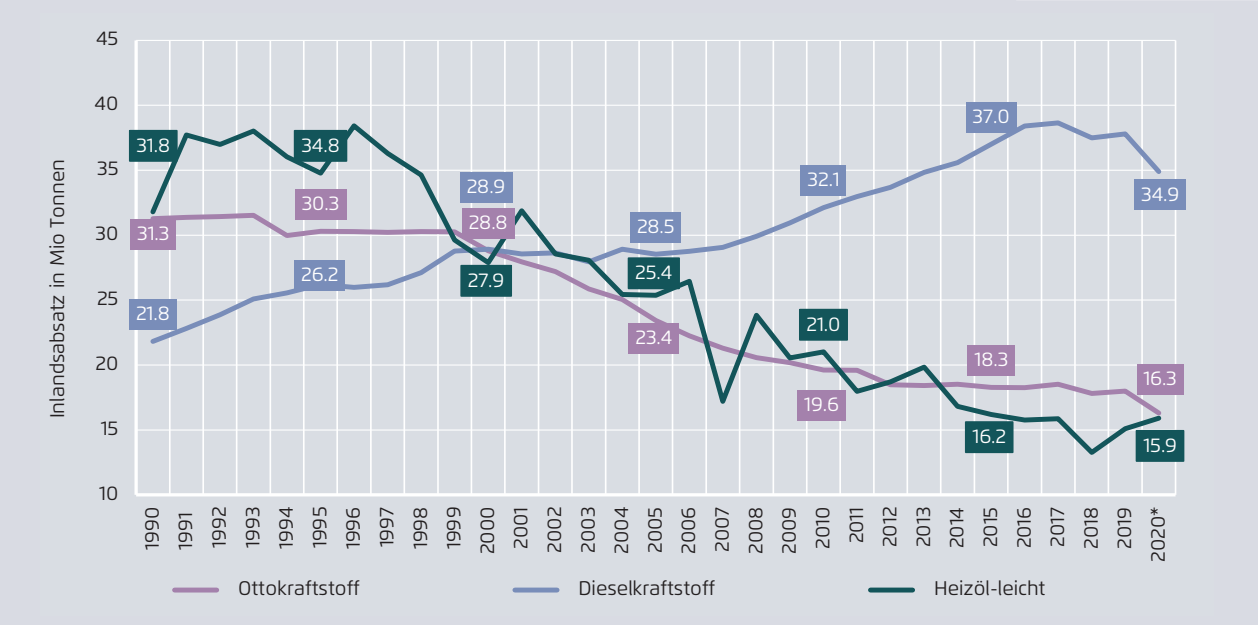
Beim leichten Heizöl kam es hingegen zu Absatzsteigerungen in Höhe von 5,5 Prozent, da die Ölpreise sehr gering waren und Verbraucher – auch aufgrund der CO_2-Preis-Einführung für Heizstoffe ab 2021 – ihre Vorräte aufstockten. Bereits im Jahr 2019 waren viele Vorräte aufgrund eines geringen Preises aufgefüllt worden. Mit den abermals gestiegenen Absätzen ist davon auszugehen, dass die meisten Lager nun gut gefüllt sind. Das Auseinanderklaffen des Öl-Angebots und der Corona-bedingt reduzierten Nachfrage war ein globales Phänomen. So rutschte auf dem US-amerikanischen Großhandelsmarkt der Ölpreis sogar erstmalig ins Negative[1]. Nichtsdestotrotz lag der Anteil von Öl am deutschen Primärenergieverbrauch weiterhin bei knapp über einem Drittel. Da sich das Verkehrsaufkommen wieder erholen dürfte und die Preise nach wie vor niedrig sind, wird der Rückgang des Mineralölabsatzes in dieser Größenordnung voraussichtlich nicht nachhaltig sein.

Kohle- und Erdgasverbrauch

Die Kohle verzeichnete im Jahr 2020 massive Einbußen: Der Verbrauch von Steinkohle sank um 18,4 Prozent, die Braunkohle liegt mit einem Minus von 18,2 Prozent nur knapp dahinter. Gründe hierfür sind der verminderte Einsatz in der Stromerzeugung sowie eine geringere Auslastung der Industrie.

1 Im April geriet ein Terminkontrakt für US-Öl der Referenzsorte West Texas Intermediate (WTI) ins Minus, ein Novum seit Beginn des Terminhandels im Jahr 1983. Ursächlich hierfür war ein signifikanter Nachfragerückgang in Kombination mit den besonderen Gegebenheiten der gehandelten Kontraktart (Redaktionsnetzwerk Deutschland 2020).

Treibstoffabsatz bricht Corona-bedingt ein, Heizöl wegen Vorzieh-Effekten leicht im Plus: Absatz von Mineralölprodukten in Deutschland 1990 bis 2020 — Abbildung 2-3



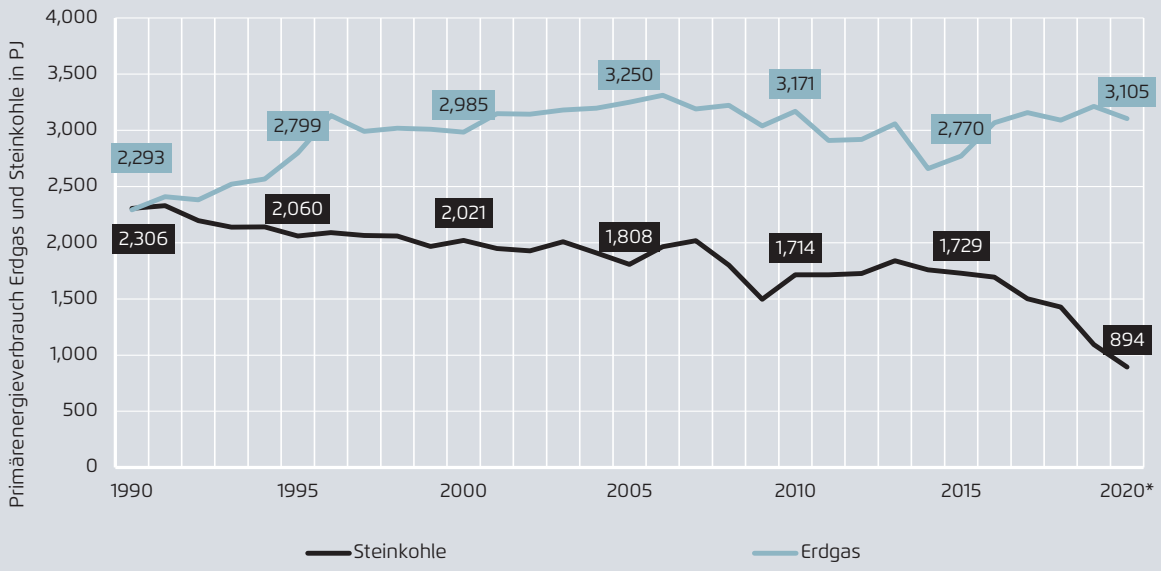
AG Energiebilanzen (2020d), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020a) *vorläufige Angaben

Zusätzlich dürfte der milde Winter und ein somit geringerer Kohleeinsatz in der Fernwärmeerzeugung eine Rolle gespielt haben. Im Stromsektor wurde die Steinkohle und in Teilen auch die Braunkohle durch Erdgaskraftwerke verdrängt. In der Industrie wurde die Produktion zum Teil deutlich heruntergefahren. So lag die Produktion in der Metallerzeugung und -bearbeitung in den ersten drei Quartalen 2020 um mehr als 17 Prozent unter dem Vorjahreswert. Ein ähnlicher Rückgang ist bei der Erzeugung von Roheisen sowie der Herstellung von Metallerzeugnissen zu verzeichnen. Die Stahlindustrie steht mit ihrem großen Bedarf an Steinkohlekoks dabei stellvertretend für die Kohlenachfrage in der Industrie.

Im Gebäude-Bereich spielt die Kohle inzwischen kaum noch eine Rolle. Der dominierende Energieträger zur Beheizung von Gebäuden bleibt Erdgas, das in knapp der Hälfte des Gebäudebestands zum Heizen verwendet wird.

Der Energieträger Erdgas behält somit seine dominierende Rolle im Wärmemarkt bei und gewinnt weiter Anteile im Stromerzeugungssektor. Dort zeigte Gas im Vergleich zur Kohle aufgrund seiner geringeren CO_2-Emissionen zwar zunehmend Wettbewerbsvorteile, die in einem gesteigerten Einsatz resultierten, dies reichte allerdings nicht aus, um den ausfallenden Einsatz in der Industrie und im verarbeitenden Gewerbe auszugleichen: Insgesamt sank der Verbrauch von Erdgas um 3,4 Prozent (siehe Abbildung 2-4). Da der Primärenergieverbrauch jedoch insgesamt zurückging, stieg der relative Anteil des Erdgases von 25,1 Prozent im Jahr 2019 auf 26,6 Prozent im Jahr 2020. Damit bleibt Erdgas nach Öl der wichtigste Energieträger in Deutschland.

Steinkohleeinsatz fällt weiter, Erdgasnutzung leicht rückläufig: Primärenergieverbrauch von Steinkohle und Erdgas 1990 bis 2020 — Abbildung 2-4



AG Energiebilanzen (2020a/e), *vorläufige Angaben

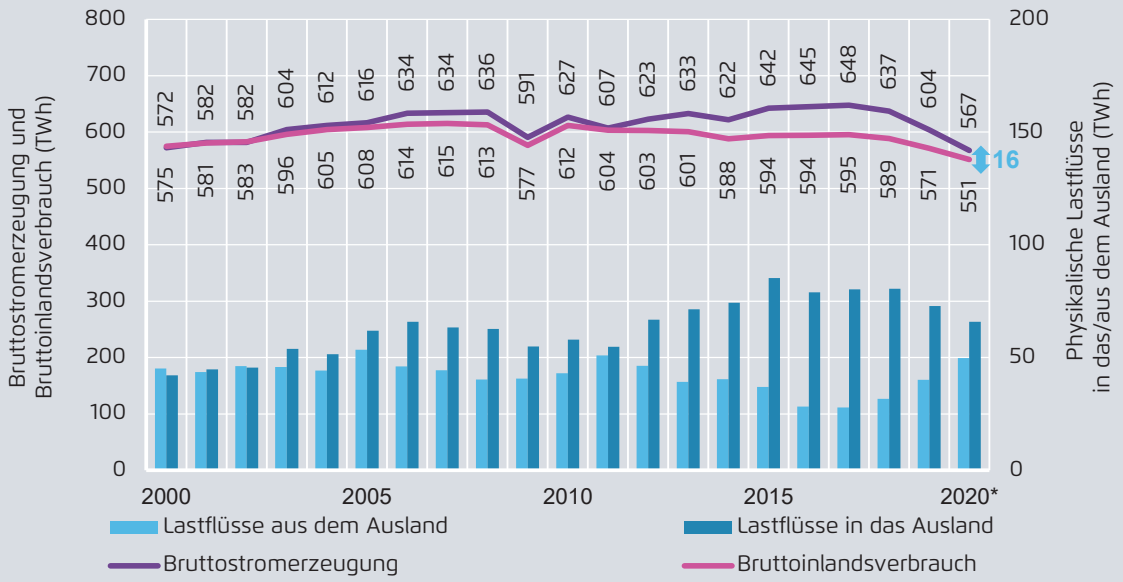
Stromverbrauch

Der Bruttoinlandsstromverbrauch lag im Jahr 2020 bei 551,3 Terawattstunden. Das Minus im Vergleich zum Vorjahr liegt bei gut 20 Terawattstunden beziehungsweise 3,5 Prozent. Der Rückgang von 17,3 Terawattstunden im Jahr 2019 war der bis dahin größte seit 2009, dem Jahr der Wirtschaftskrise (siehe Abbildung 2-5). Der Rückgang 2020 ist maßgeblich der Corona-Pandemie geschuldet, die sich in einer sinkenden Industriestromnachfrage und einem vorübergehenden Aussetzen der Freizeitaktivitäten und dem damit einhergehend geringeren Stromverbrauch äußerte.

Das Stromeffizienzziel aus dem Energiekonzept der Bundesregierung (zehn Prozent weniger Bruttostromverbrauch 2020 gegenüber 2008) wird damit erreicht (siehe Abbildung 2-6). Es ist allerdings absehbar, dass der Stromverbrauch bei Erholung der industriellen Produktion und mit zunehmender Sektorenkopplung – etwa durch mehr E-Autos oder elektrisch betriebene Wärmepumpen zum Heizen – steigen wird. Die Wirkung von Effizienzmaßnahmen wird dabei von den zusätzlichen Bedarfen aus den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie bei weitem übertroffen. Das Stromeffizienzziel berücksichtigt den steigenden Bedarf nicht und ist aus diesem Grund nicht mehr zeitgemäß, da es auf den Gesamtstromverbrauch ausgerichtet ist.

Die Stromerzeugung ist 2020 ebenfalls merklich gesunken: Von 604 Terawattstunden im Jahr 2019 auf 567 Terawattstunden. Der Unterschied zur Bilanz des Stromverbrauchs ist der Exportsaldo. Wie bereits in den Vorjahren gab es zwar auch im Jahr 2020 einen deutlichen Stromexportüberschuss. Mit 16,1 Terawattstunden fällt dieser allerdings deutlich geringer aus als der Überschuss aus dem Jahr 2019 (32,7 Terawattstunden). Dies liegt sowohl an gestie-

Ein niedriger Bedarf und sinkende Exportüberschüsse verringern Stromerzeugung: Stromerzeugung, Bruttostromverbrauch und Lastflüsse in das und aus dem Ausland von 1990 bis 2020 — Abbildung 2-5



AG Energiebilanzen (2020b), *vorläufige Angaben

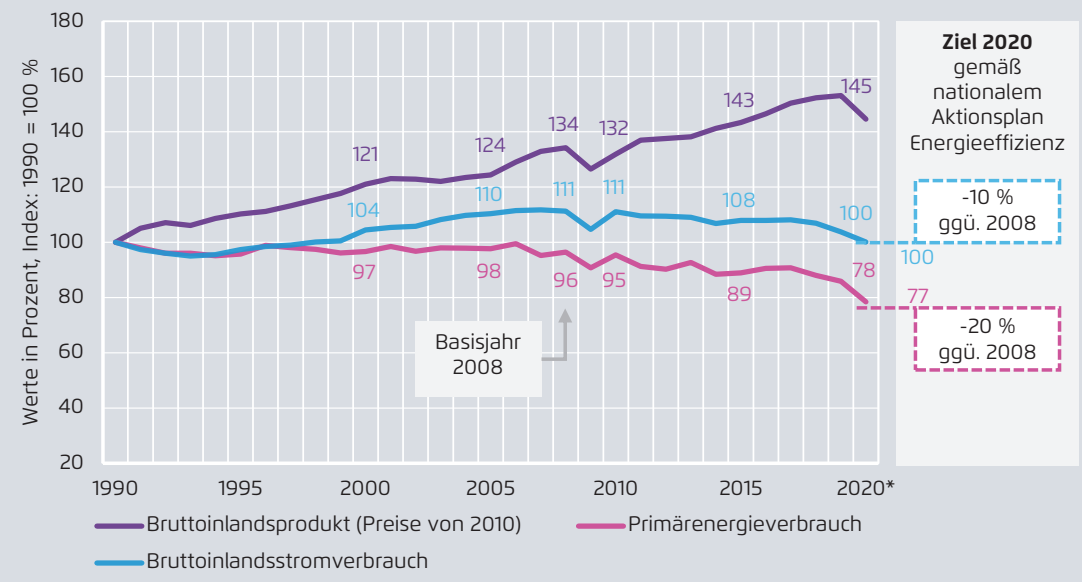
genen Importen als auch an einem Rückgang der Exporte. Zu begründen ist dies mit einem anhaltend geringen Beschaffungspreis für Erdgas. In Kombination mit dem CO_2-Preis sorgte dieser für eine höhere Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken im europäischen Strommarkt gegenüber deutschen Kohlekraftwerken. Im Wesentlichen wurde also deutscher Kohlestrom durch importierten Strom aus Gaskraftwerken ersetzt.

Sektorenkopplung

In den Bereichen Wärme und Verkehr verzeichnen Erneuerbare weiterhin keine nachhaltigen Fortschritte. Das Ziel der Bundesregierung, den Anteil Erneuerbarer Energien zum Heizen und Kühlen von Gebäuden bis 2020 auf 14 Prozent gegenüber 1990 zu erhöhen, wurde erreicht. Jedoch stagniert der Anteil seit mehreren Jahren nahezu (AGEE Stat 2020c).

Die zwei zentralen Strategien, um den Erneuerbaren-Anteil im Gebäudesektor zu erhöhen bestehen darin, mit erneuerbarem Strom betriebene Wärmepumpen und erneuerbare Fernwärme einzusetzen. Bislang ist die Umsetzung noch nicht effektiv genug: Elektro- und Wärmepumpenheizungen kommen beim Wohnungsneubau zwar auf immerhin 34 Prozent (BDEW 2020). Sie liegen damit in etwa gleichauf mit Erdgas und seit 2015 steigt der Anteil der Wärmpumpen bei Neubauten kontinuierlich (BWP 2020). In der Beheizungsstruktur des Bestands liegt der Wärmepumpenanteil allerdings weiterhin bei unter drei Prozent (AG Energibilanzen 2020e). Der Anteil der mit Fernwärme betriebenen Heizungen reduzierte sich 2020 bei den Neubauten sogar leicht. Bei der Dekarbonisierung der Fernwärmenetze verfehlt das Programm „Nutzen statt abregeln" zur Nutzung von ansonsten abgeregeltem Erneuerbaren-Strom bislang seine Wirkung. Bisher wurden nur 65 Megawatt von insgesamt 2.000 Megawatt mögli-

Corona-bedingte Rezession und milde Witterung sorgen fast für Zielerreichung: Bruttoinlandsprodukt, Primärenergie- und Bruttoinlandsstromverbrauch 1990 bis 2020 — Abbildung 2-6



AG Energiebilanzen (2020a/b), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020b),
*Angaben/Berechnungen von Agora Energiewende

cher Anlagenleistung kontrahiert, wobei bis dato noch keine Anlage innerhalb dieses Programms errichtet wurde.

Die Durchdringung der Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor nimmt langsam an Fahrt auf. Bei den 34 Marken, die beim Kraftfahrtbundesamt aufgeführt werden, zeigte nur eine einzige Marke ein Absatzplus im Vergleich zu den ersten zehn Monaten des Jahres 2019: Der Elektrowagenhersteller Tesla (Kraftfahrtbundesamt 2020b). Bei den Elektrofahrzeugen insgesamt stiegen die Neuzulassungen um 130 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum und konnten sich damit mehr als verdoppeln, bei gleichzeitig sinkenden Absatzzahlen von Verbrennungsmotoren. Allerdings stellt die Elektromobilität nur knapp über fünf Prozent der gesamten Neuzulassungen dar. Hybride Modelle sind mit einem Anteil von 16 Prozent weitaus stärker nachgefragt. Im Bestand der Personenkraftwagen liegt der Anteil reiner Elektroautos bei unter 0,3 Prozent.

Mit der Verabschiedung der nationalen Wasserstoffstrategie im Juni 2020 hat die Bundesregierung einen Fokus auf die „Zukunftsressource" Wasserstoff gelegt. Laut dem Bundesministerium für Bildung und Forschung, wurden bis jetzt nur sieben Prozent (in etwa 3,9 Terawattstunden) des aktuellen Bedarfs an Wasserstoff mit Hilfe von Elektrolyseuren hergestellt.Der Hauptteil des genutzten Wasserstoffs ist hierbei „grauer" Wasserstoff (BMBF 2020). Bis 2030 soll zusätzlich eine Kapazität von fünf Gigawatt an Erzeugungsanlagen installiert werden. Dabei sollen mindestens 14 Terawattstunden an grünem Wasserstoff produziert werden, bei einem geschätzten Gesamtbedarf von 90 bis 110 Terawattstunden (BMBF 2020). Im ersten Halbjahr 2020 waren Pilotanlagen zur Weiterentwicklung der Herstellung von grünem Wasserstoff mit einer Kapazität von 25 Megawatt in Betrieb (Redaktion energiezukunft 2020).

Aus Klimaschutzperspektive bleibt die Gesamtbilanz des Energie- und Stromverbrauchs unbefriedigend. Trotz der Zunahme der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch, bleibt die Energiewende nach wie vor eine Stromwende. Die Elektrifizierung des Energiesektors ist 2020 erneut nicht im erforderlichen Maß vorangekommen. Da insgesamt eine Erholung der wirtschaftlichen Lage angestrebt wird, ist zu erwarten, dass der Einsatz fossiler Energien mit steigender Industrietätigkeit und einem höheren Stromverbrauch im Jahr 2021 einen *Rebound*-Effekt hervorruft.

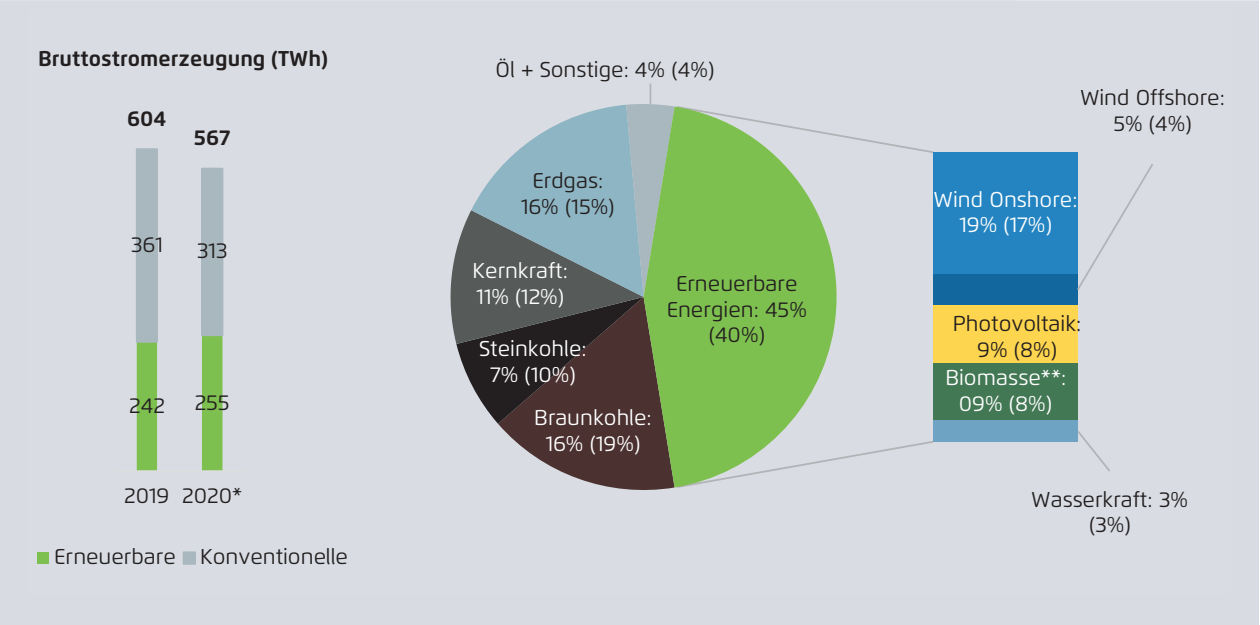
3 Stromerzeugung

Entwicklungen der Stromerzeugung – Das Gesamtbild

Im Jahr 2020 lieferten die Erneuerbaren Energien mit 254,7 Terawattstunden erstmals mehr Strom als die fossilen Energieträger Erdgas, Braun- und Steinkohle zusammen (225,8 Terawattstunden). Allein die Windenergie lieferte im Jahr 2020 mehr Strom als Braun- und Steinkohlekraftwerke zusammen. Insgesamt war die Stromerzeugung geprägt von einer geringeren Nachfrage im In- und Ausland aufgrund der Corona-Pandemie. Der Nachfragerückgang wirkte sich fast ausschließlich auf die fossile Energieerzeugung aus, da diese in der *Merit-Order* – die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke beim Verkauf von Strom an der Börse – hinter den Erneuerbaren Energien stehen und somit als erste ihre Erzeugung reduzieren. Der Trend der Verschiebung von Erzeugungsanteilen von konventionellen Erzeugern in Richtung Erneuerbarer Erzeugung wurde dadurch verstärkt. Die Erneuerbaren Energien kamen im Jahr 2020 auf einen Anteil von 44,9 Prozent an der Stromerzeugung. Das sind 4,8 Prozentpunkte mehr als im Vorjahr, entsprechend 12,3 Terawattstunden. Um die Effekte durch Corona bereinigt – unter der Annahme einer Stromerzeugungsmenge in gleicher Höhe wie 2019 – würde der Anteil der Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 bei 42,2 Prozent liegen.

Durch die geringe Nachfrage hat Corona den Strommarkt im Prinzip um einige Jahre in die Zukunft katapultiert: Hohe Anteile Erneuerbarer Energien und verhältnismäßig geringe Strommengen konventioneller Kraftwerke. Der Strompreis sank im Schnitt, übermäßige Preisspitzen blieben allerdings aus.

Erneuerbare Energien steigern Anteil wegen geringer Gesamterzeugung deutlich: Strommix im Jahr 2020 (Werte für 2019 in Klammern) — Abbildung 3-1



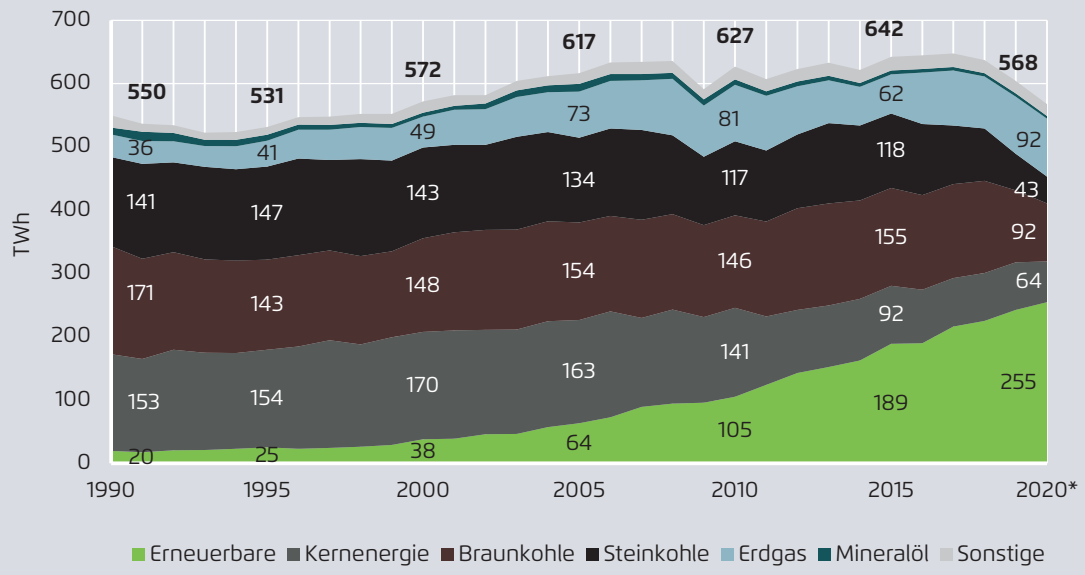
AG Energiebilanzen (2020b), *vorläufige Angaben, **inkl. biogenem Hausmüll

Die Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Quellen ist einem windreichen Jahresbeginn und überdurchschnittlich viel Sonnenschein von März bis Mai zu verdanken. Dadurch konnten sowohl die Erzeugung aus Windenergieanlagen als auch Solaranlagen deutliche Zuwächse verzeichnen. Hinzu kommt, dass die im Jahr 2019 ans Netz gegangenen Windenergieanlagen auf See erstmals über ein volles Produktionsjahr Strom lieferten. Zusätzlich profitierten auch sie von den Stürmen zu Jahresbeginn. Insgesamt konnten Offshore-Windenergieanlagen ihren Ertrag um elf Prozent steigern. Die Stromlieferungen von Biomasse- und Wasserkraftwerken lagen auf dem Niveau des Vorjahres. Somit wird der gesamte Erneuerbaren-Zuwachs durch Wind- und Solarstrom erreicht.

Der Ausbau bei der Solarenergie blieb weiterhin auf einem hohen Niveau. Die Situation für Onshore-Windenergie hat sich im Vergleich zum Jahr 2019 zwar verbessert, mit knapp 1.200 Megawatt bleibt der Zubau aber deutlich unter den Vergleichswerten der Vorjahre. Da die zugebaute Menge bereits im Jahr 2019 deutlich unter diesen Werten lag, wächst die Lücke zwischen Soll- und Ist-Zubau zunehmend. Bei einer Fortschreibung der aktuellen Ausbauzahlen kann das für 2030 gesetzte Ziel, 65 Prozent des Stromverbrauchs durch Erneuerbare Energien zu decken, nicht erreicht werden. Ursachen für den geringen Ausbau sind unter anderem die Unsicherheit bei der Flächenplanung und den Genehmigungsverfahren, wie nicht eindeutige Begriffsdefinitionen von Gebäudetypen in der Abstandsregelung.

Der Anteil der konventionelle Erzeugung am Strommix verringerte sich im Jahr 2020 weiter. Dies lag sowohl an der vermehrten Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien als auch an der geringeren Stromnachfrage durch die Corona-Pandemie. Die Steinkohleverstromung ging im Vergleich zum Vorjahr um etwa ein Viertel zurück, bei der Braunkohle ist der Rückgang mit einem Fünftel etwas

Neuer Rekord für die Erneuerbaren, Stein- und Braunkohle verlieren deutlich: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990 bis 2020 — Abbildung 3-2



AG Energiebilanzen (2020b), *vorläufige Angaben

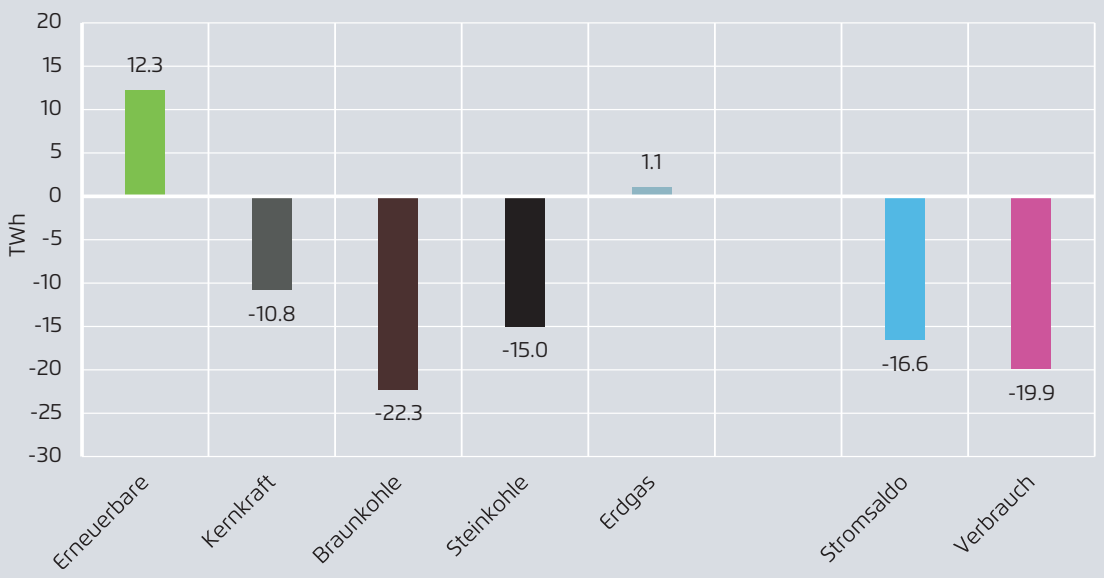
geringer. Strom aus Kohle deckte im Jahr 2020 nur noch 27,5 Prozent der gesamten Erzeugung – ein neues Rekordtief. Erwartungsgemäß verringerte sich die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken, nachdem Ende 2019 das Kraftwerk Philippsburg II vom Netz gegangen war.

Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Die Erneuerbaren Energien lieferten im Jahr 2020 mit 254,7 Terawattstunden so viel Strom wie nie zuvor. Der Zuwachs von 12,3 Terawattstunden beziehungsweise 5,1 Prozent liegt fast ein Drittel unter dem Vergleichswert von 2019 (17,6 Terawattstunden). Die höhere Erzeugungsmenge ging fast vollständig auf Windenenergie- und Photovoltaikanlagen zurück. Ein Grund für den Zuwachs lag in der überdurchschnittlich guten Wind- und Sonnensituation des Jahres 2020.

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen im Jahr 2020 lag bei 134,5 Terawattstunden, davon entfielen 107,0 Terawattstunden auf Windenergieanlagen an Land und 27,5 Terawattstunden auf Windenergieanlagen auf See. Die zusätzlichen Strommengen aus Windenergie in Höhe von 8,6 Terawattstunden kamen zu rund zwei Dritteln beziehungsweise 5,8 Terawattstunden aus OnshoreWindenergie und zu etwa einem Drittel aus Offshore-Windenergie (plus 2,8 Terawattstunden). Prozentual fiel die Ertragssteigerung bei Offshore-Windenergie mit elf Prozent jedoch höher aus als bei Onshore-Windenergie mit knapp sechs Prozent, was an der geringeren Basis der Offshore-Erzeugungsmengen im Vorjahr liegt. Stürme zu Beginn des Jahres trugen ihren Teil zum Zuwachs des Windstroms bei, wie zum Beispiel das Orkantief Sabine im Februar (Deutscher Wetterdienst 2020a). Hinzu kommen die Erträge der im Jahr 2019 installierten Anlagen, die nun erstmalig über ein volles Produktionsjahr hinweg Strom lieferten sowie die Erträge der 2020 installierten Anlagen.

Zuwachs bei Erneuerbaren sowie Verbrauchs- und Exportrückgang verdrängt Kohlestrom: Veränderung der Erzeugung nach Energieträgern 2020 zum Vorjahr 2019 — Abbildung 3-3



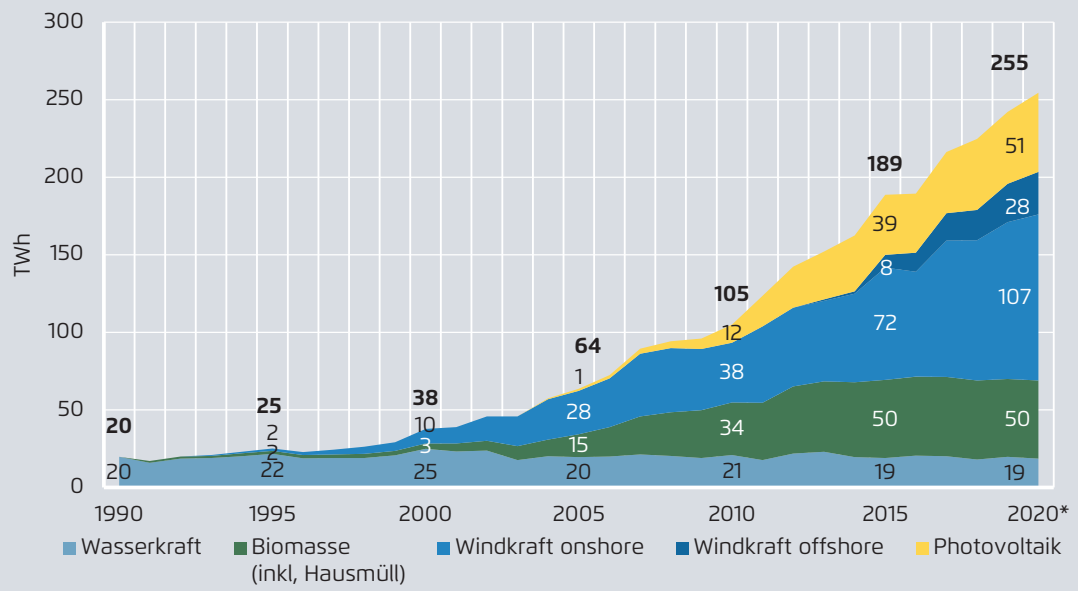
AG Energiebilanzen (2020b), vorläufige Angaben

Die Photovoltaik konnte ihren Stromertrag im Vergleich zum Jahr 2019 um rund zehn Prozent beziehungsweise 4,6 Terawattstunden steigern. Mit 51,0 Terawattstunden erzeugten Solaranlagen im Jahr 2020 mehr Strom als Steinkohlekraftwerke (42,5 Terawattstunden). Die Steigerung geht im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurück. Erstens war 2020 ein überdurchschnittlich sonniges Jahr (Deutscher Wetterdienst 2020b). Insbesondere die Monate März, April, Mai und September lagen deutlich über dem langjährigen Durchschnitt und auch über den Werten von 2019. Zweitens wurden im Jahr 2020 rund 4.400 Megawatt solare Erzeugungskapazitäten zugebaut – knapp zehn Prozent mehr als im Vorjahr (AGEE Stat 2020b).

Die Strommengen aus Wasserkraft- und Biomasseanlagen haben sich im Vergleich zum Jahr 2019 nur geringfügig verändert. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft hat ihr Ausbaupotential schon seit vielen Jahren nahezu vollständig ausgeschöpft. Dementsprechend sind auch die Erzeugungsmengen seit Jahren auf einem gleichbleibenden Niveau. Im sehr trockenen Jahr 2018 sank die Strommenge aus Wasserkraft ab und erholte sich im Jahr 2019 teilweise wieder. Im Jahr 2020 wurde eine Terawattstunde weniger erzeugt als im Jahr 2019 und die Strommenge von 18,7 Terawattstunden liegt in etwa zwischen den Werten für 2018 und 2019. Biomasse lieferte 44,4 Terawattstunden, was keine Veränderung zum Vorjahr bedeutet.

Der Zubau bei der Windenergie an Land erholte sich mit etwa 1.200 Megawatt (brutto) im Vergleich zum Vorjahr (865 Megawatt). Er liegt allerdings nach wie vor lediglich bei der Hälfte des Ausbaukorridors der Bundesregierung von 2.500 Megawatt pro Jahr und bei einem Bruchteil der durchschnittlich zugebauten Mengen in den Jahren von 2013 bis 2017 (4.200 Megawatt pro Jahr). Durch die fehlenden Zubaumengen bei der Windenergie wächst die Lücke zwischen den installierten Ist-Kapazitäten zu den

Erneuerbare dank Stürmen und viel Sonne auf Allzeithoch: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2020 — Abbildung 3-4



AG Energiebilanzen (2020b), *vorläufige Angaben

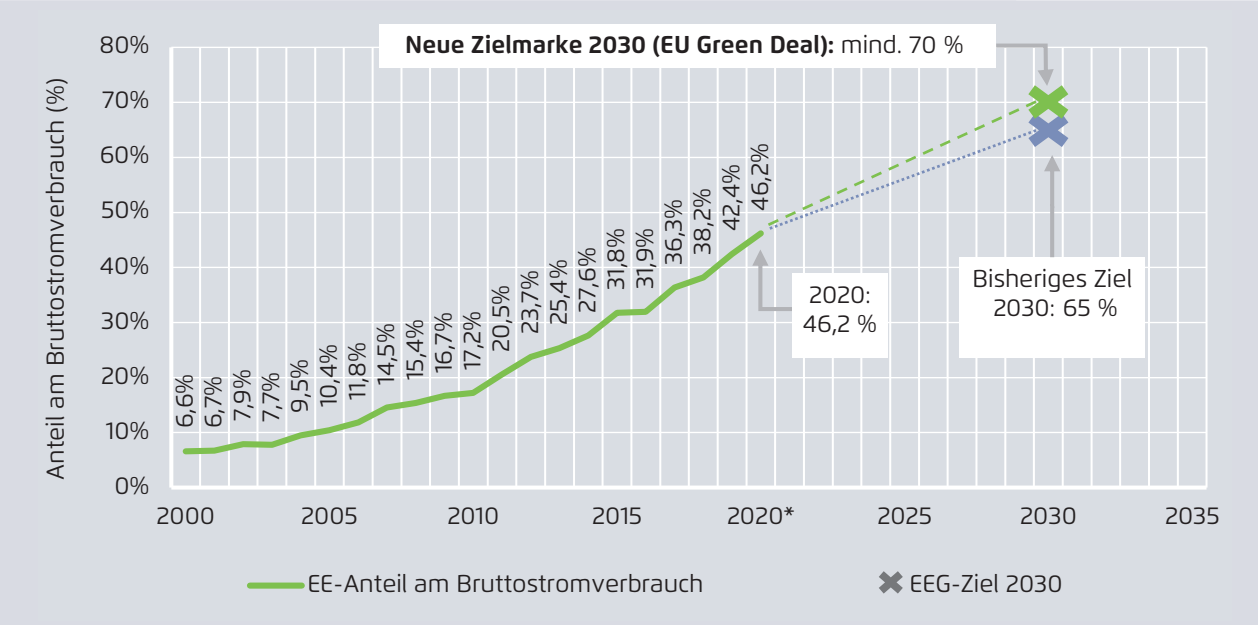
Soll-Kapazitäten des Ausbaukorridors der Bundesregierung weiter. Nach wie vor gibt es enorme Herausforderungen durch eine unzureichende Flächenkulisse, geringe Genehmigungszahlen sowie ungelöste Akzeptanzfragen. Als Folge ergeben sich sinkende Beschäftigungszahlen in der Windkraftindustrie. Auch in den Auktionen für Windenergie an Land spiegelt sich das schwierige Marktumfeld wider: So waren alle Ausschreibungen der ersten zehn Monate unterzeichnet. Nur die letzte Ausschreibung vor Verschärfung der Ausschreibungsregeln mit dem Inkrafttreten des novellierten Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2021) war mit 80 Prozent der ausgeschriebenen Menge überzeichnet. Mit Ausnahme einer weiteren Ausschreibungsrunde im Jahr 2019 lag letztmalig im August 2018 die Gebotsmenge über dem Ausschreibungsvolumen. Im Oktober 2019 wurde bei einer Ausschreibungsrunde weniger als ein Drittel des ausgeschriebenen Volumens geboten (Bundesnetzagentur 2020b).

Bei der gemeinsamen Ausschreibung mit Photovoltaikanlagen im April 2020 gab es erneut keine Gebote für Windenergieanlagen. Der ausbleibende Wettbewerb bei den Ausschreibungen sorgt außerdem dafür, dass fast ausschließlich Maximalgebote abgegeben und bezuschlagt werden, was sich wiederum in stabilen statt sinkenden Preisen widerspiegelt (siehe Kapitel 8, Kosten).

Bei der Offshore-Windenergie fanden im Jahr 2020 keine Ausschreibungen statt. Die Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf See brach im Vergleich zum Jahr 2019 ein. Während 2019 noch über 1.100 Megawatt ans Netz gingen (IWR 2020), waren es im Jahr 2020 lediglich 220 Megawatt, was einem Minus von über 80 Prozent entspricht (AGEE Stat 2020a).

Bei der Photovoltaik liegen die zugebauten Erzeugungskapazitäten über denen des Vorjahres. So wurden im Jahr 2020 etwa 4.400 Megawatt an Photovoltaikanlagen in Deutschland installiert. Das

Corona-Delle beim Stromverbrauch begünstigt starken Anstieg des Erneuerbaren-Anteils: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 2000 bis 2020 sowie Ziel für 2030 — Abbildung 3-5



AG Energiebilanzen (2020b), *vorläufige Angaben

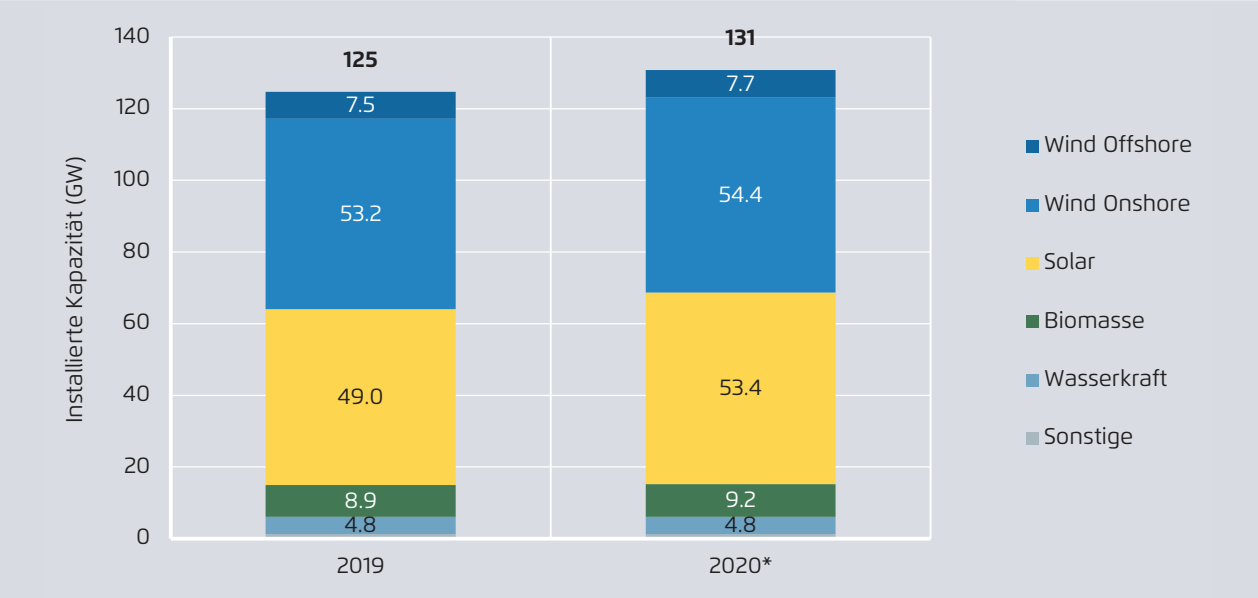
entspricht einer Steigerung des Zubaus um 600 Megawatt beziehungsweise 16 Prozent im Vergleich zum Jahr 2019. Alle Ausschreibungsrunden waren überzeichnet, in vier der sechs Ausschreibungen bis einschließlich Oktober lag das Gebotsvolumen mehr als viermal so hoch wie das Ausschreibungsvolumen. Bei Maximalwerten von 7,5 Cent je Kilowattstunde lag der mengengewichtete Durchschnittswert der einzelnen Auktionen jeweils bei weniger als 5,3 Cent je Kilowattstunde. Die deutlichen und anhaltenden Überzeichnungen weisen darauf hin, dass der Solarzubau im Sinne des Klimaschutzes schneller vonstattengehen könnte und durch die festgesetzten Ausschreibungsmengen ausgebremst wird.

Die installierte Gesamtleistung des Kraftwerksparks auf Basis Erneuerbarer Energien lag Ende 2020 bei fast 131 Gigawatt. Der Zuwachs von sechs Gigawatt im Vergleich zum Vorjahr geht mit über 70 Prozent überwiegend auf zusätzliche Erzeugungskapazitäten der Photovoltaik zurück. An zweiter Stelle steht die Windenergie an Land (17 Prozent), gefolgt von der Biomasse und der Windenergie auf See (je 4 Prozent).

Entwicklung der konventionellen Energieerzeugung

Die Stromerzeugung aus den konventionellen Energieträgern Kohle, Kernkraft, Erdgas, Erdöl und Abfall ging im Jahr 2020 insgesamt signifikant zurück. Die Erzeugungsmenge betrug 312,8 Terawattstunden, was einem Minus von fast 50 Terawattstunden beziehungsweise 14 Prozent entspricht. Der Rückgang der konventionellen Stromerzeugung hat sich damit weiter beschleunigt. Das Bild für die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien stellt sich jedoch äußerst differenziert dar: Die Strombereitstellung aus Erdgas nahm zu, während die Kohleverstromung sowie die Kernenergie große Anteile einbüßten.

Geringer Onshore-Zubau kann nur teilweise durch Solaranlagen kompensiert werden: Installierte Erneuerbare-Energien-Kapazität am Jahresende 2019 und 2020 — Abbildung 3-6



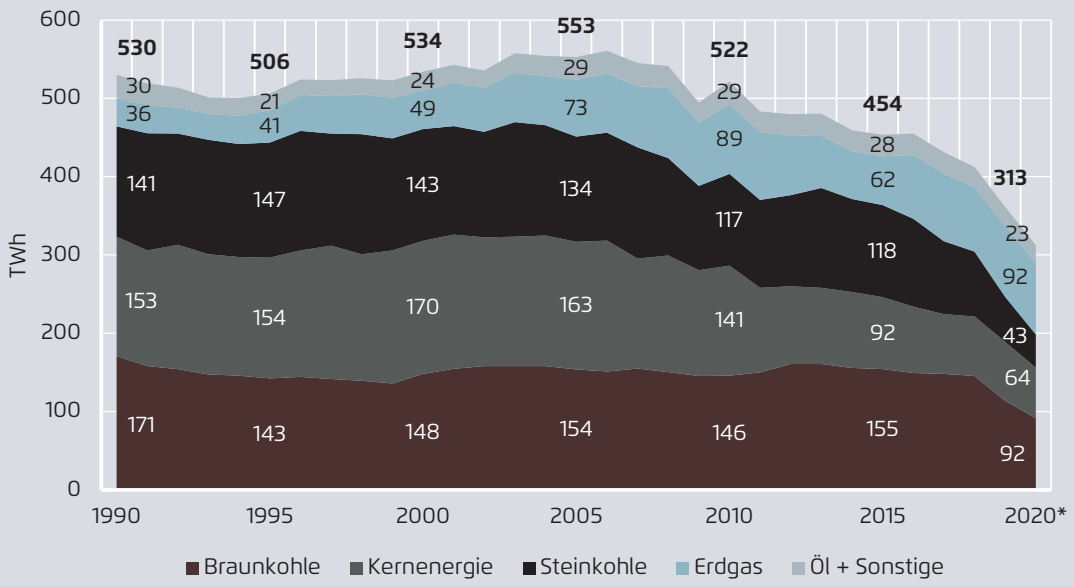
Bundesnetzagentur (2020a/e), *Schätzungen von Agora Energiewende auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2020, Stand 01.04.2020), AGEE Stat (2020a/b)

Die geringere Erzeugung aus konventionellen Anlagen geht auf drei wesentliche Faktoren zurück:

- Zum Ersten ging die Erzeugung aus Kernkraftwerken weiter zurück, weil gemäß Atomausstiegsgesetz schrittweise Kraftwerke vom Netz gehen.
- Die zweite Ursache ist der Anstieg des CO_2-Preises über die letzten Jahre in Kombination mit einem geringen Beschaffungspreis für Erdgas. Dies führte zu höheren Grenzkosten der Kohlekraftwerke und damit verbunden eine schlechtere Position in der *Merit-Order*, der Kraftwerksreihenfolge beim Verkauf von Strom an der Börse. Aufgrund der höheren Emissionen je Kilowattstunde treffen steigende Preise für Emissionszertifikate Kohlekraftwerke stärker als Gaskraftwerke. Letztere wiesen zwar traditionell höhere Grenzkosten auf, sind aber aufgrund des gegenwärtigen Verhältnisses der Beschaffungspreise für Erdgas und Steinkohle in Kombination mit dem CO_2-Preis inzwischen oft günstiger als Steinkohlekraftwerke und gelegentlich auch als Braunkohlekraftwerke. Darum konnten Erdgaskraftwerke ihre Stromerzeugung zu Lasten der Kohleverstromung erhöhen.
- Der dritte Faktor für den Rückgang der Stromerzeugung aus konventionellen Energien ist die Corona-Pandemie. Aufgrund der höheren Grenzkosten im Vergleich zu den Erneuerbaren Energien gingen mit dem Einbruch der Stromnachfrage mit dem ersten Lockdown konventionelle Energieerzeuger vom Netz, während die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht reduziert wurde. Dies betraf insbesondere die Kohleverstromung, die auch die höchsten Anteile am Strommix verlor.

So sank die Erzeugung aus Kohlekraftwerken im Vergleich zum Vorjahr um 22 Prozent (37,3 Terawattstunden). Dies betraf Steinkohlekraftwerke mit einem Minus von 26,1 Prozent deutlicher als Braunkohlekraftwerke (minus 19,6 Prozent). Im Mai war die Kohleverstromung nur noch halb so hoch wie im Vorjahr, im April sank sie sogar noch weiter ab.

Rückgang der Kohleverstromung wegen geringer Nachfrage und *fuel-switch:* Bruttostromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 1990 bis 2020 — Abbildung 3-7



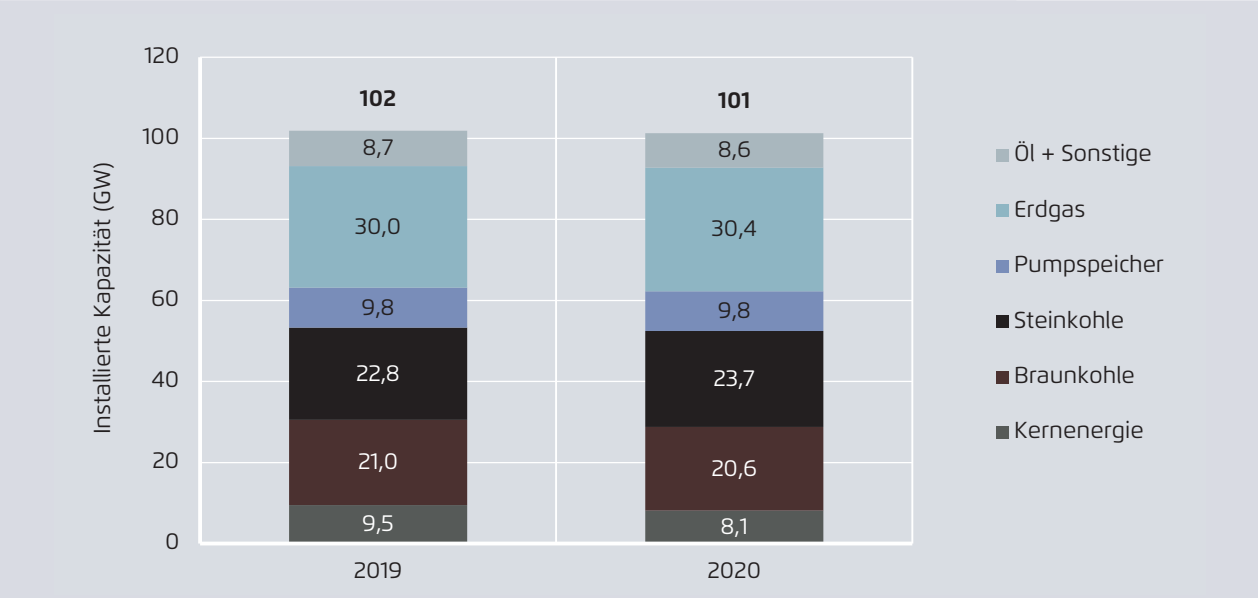
AG Energiebilanzen (2020b), *vorläufige Angaben

Historisch gesehen war die Kohleverstromung über Jahrzehnte auf einem konstant hohen Niveau. Dieses Bild hat sich in den letzten zehn Jahren deutlich verändert: Der Anteil der Kohleverstromung an der gesamten Erzeugung sank von über 45 Prozent im Jahr 2010 auf 27,5 Prozent im Jahr 2020. Die Erneuerbaren steigerten ihren Anteil im gleichen Zeitraum von weniger als 17 Prozent auf fast 45 Prozent. Damit wird deutlich, dass mit dem weiteren Zubau Erneuerbarer Energien und einem steigenden CO_2-Preis das Ende der deutschen Kohleverstromung bereits vor dem beschlossenen Kohleausstieg rein marktwirtschaftlich getrieben erfolgen könnte. Ein Beispiel ist das Kraftwerk Moorburg bei Hamburg, eines der jüngsten Steinkohlekraftwerke, das trotz hocheffizienter Technik bereits an der ersten Auktion zur Stilllegung von Kraftwerkskapazität teilgenommen hat (Bundesnetzagentur 2020c).

Die Stromerzeugung aus Kernenergie war im Jahr 2020 wie erwartet rückläufig. Sie erreichte 64,3 Terawattstunden, ein Minus von 14,4 Prozent im Vergleich zum Jahr 2019 (10,8 Terawattstunden). Dies geht im Wesentlichen auf das Ausscheiden des Kraftwerks Philippsburg II Ende 2019 zurück. Ende des Jahres 2020 ging kein Kernkraftwerk vom Netz, die nächsten Stilllegungen sind für Ende 2021 geplant.

Erdgaskraftwerke erzeugten 91,6 Terawattstunden im Jahr 2020 und damit ein Prozent mehr Strom als im Jahr 2019. Während die Kohleverstromung insbesondere in der Folge der Corona-Pandemie deutlich zurückging, konnten Gaskraftwerke trotz Rückgangs der Stromnachfrage ihren Output nochmals etwas steigern. Ursächlich hierfür war ein geringer Beschaffungspreis für Gas in Kombination mit einem sich schnell erholenden CO_2-Preis nach dem Einbruch während des ersten Lockdowns. Dadurch verbesserte sich die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgaskraftwerken gegenüber Steinkohlekraftwerken und teilweise auch gegenüber Braunkohlekraftwerken. In den Monaten des ersten Lockdowns übernahm Erdgas fast

Verfügbare Kraftwerkskapazität vor Steinkohle- und Kernkraftabschaltungen unverändert hoch: Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke zu den Jahresenden 2019 und 2020 — Abbildung 3-8



Bundesnetzagentur (2020), *Berechnungen und Schätzungen von Agora Energiewende auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2020, Stand 01.04.2020)

alle Anteile der Steinkohle. Letztere lag in diesem Zeitraum durchgehend bei unter fünf Gigawatt. Die Corona-bedingte Produktionsdrosselung in der Industrie hatte allerdings eine dämpfende Wirkung auf die Stromerzeugung aus Erdgas.

Die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken war im Vergleich zum Vorjahr erhöht und lag mit 6,2 Terawattstunden auf dem Niveau von 2018. Die Erzeugung aus Abfall lag indes auf dem Niveau des Vorjahres.

Die installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks haben sich kaum verändert (siehe Abbildung 3-8). Aktuell sind in Deutschland nach wie vor über 100 Gigawatt an konventionellen Erzeugungskapazitäten installiert. Für Diskussion sorgte die umstrittene Inbetriebnahme des Steinkohlekraftwerks Datteln 4.

Bei der Kapazitätsreserve erhielten in einer Ausschreibung im Februar 2020 fünf Erdgaskraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 1.056 Megawatt Zuschläge. Die Reserveleistung zur Absicherung der Versorgung ist für zwei Jahre zu erbringen (Beginn: Oktober 2020). Diese Kapazitäten dürfen nicht mehr am Marktgeschehen teilnehmen, um Marktverzerrung zu vermeiden und erhalten dafür eine Entschädigung. Das Braunkohlekraftwerk Buschhaus wurde nach vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft Ende September 2020 planmäßig stillgelegt. Zum Einsatz kam es in den vier Jahren nicht.

Ausblick 2021

Im Jahr 2021 ist im Bereich der Erneuerbaren Energien mit einem ähnlichen Zubau-Niveau wie 2020 zu rechnen, das heißt vier bis fünf Gigawatt Photovoltaik, und 1,5 bis 2 Gigawatt Windkraft an Land. Bei Offshore-Windkraft ist 2021 kein weiterer Zubau zu erwarten - hier tritt die aufgrund fehlender Flächenplanung erwartete mehrjährige Zubaupause ein. Wie hoch die installierte Leistung an Windkraftanlagen Ende 2021 sein wird, hängt davon ab, wie viele alte Windanlagen nach Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung im Laufe des Jahres 2021 abgeschaltet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrer Prognose vom Oktober 2020 davon aus, dass 2021 mehr Windanlagen stillgelegt als neugebaut werden — die installierte Leistung würde somit im Laufe des Jahres sinken. Inwieweit die im Dezember 2021 verabschiedete EEG-Novelle mit ihrer Übergangsregelung für Ü20-Anlagen dies ändert, bleibt abzuwarten. Insgesamt ist jedoch ein geringer Zuwachs bei der Erneuerbare-Energien-Stromproduktion 2021 zu erwarten.

Im Bereich der konventionellen Kraftwerkskapazität ist 2021 mit einem deutlichen Rückgang zu rechnen: So fand im September 2020 die erste Ausschreibung zur Stilllegung von Steinkohlekraftwerken gemäß Kohleausstiegsgesetz statt. Insgesamt erhielten Kraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 4.700 Megawatt einen Zuschlag: Sie müssen bis Mitte 2021 aus dem Markt gehen. Eine weitere Ausschreibung über 1.500 Megawatt Steinkohle findet im Januar 2021 statt, auch diese Kraftwerke werden bis Ende 2021 abgeschaltet. Hinzu kommen die Abschaltung von Braunkohlekraftwerks-Blöcken: Ende 2020 ging mit Niederaußem D ein kleiner 300-Megawatt-Braunkohle-Block vom Netz, Ende 2021 werden weitere 900 Megawatt folgen. Darüber hinaus werden im Zuge des Atomausstiegs Ende 2021 vier Gigawatt Kernkraftwerkskapazität stillgelegt.

Um trotz dieses Rückgangs der konventionellen Kraftwerkskapazität die Versorgungssicherheit jederzeit zu gewährleisten, prüft die Bundesnetzagentur die Systemrelevanz der abzuschaltenden Kohlekraftwerke. Sollten sie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sein, werden sie 2021 in die Netzreserve überführt. Das bedeutet, dass sie ihren Strom nicht mehr am Strommarkt vermarkten und in der Regel nicht zum Einsatz kommen. In kritischen Situationen können sie zur Wahrung der Netz- und/oder Systemsicherheit jedoch abgerufen werden.

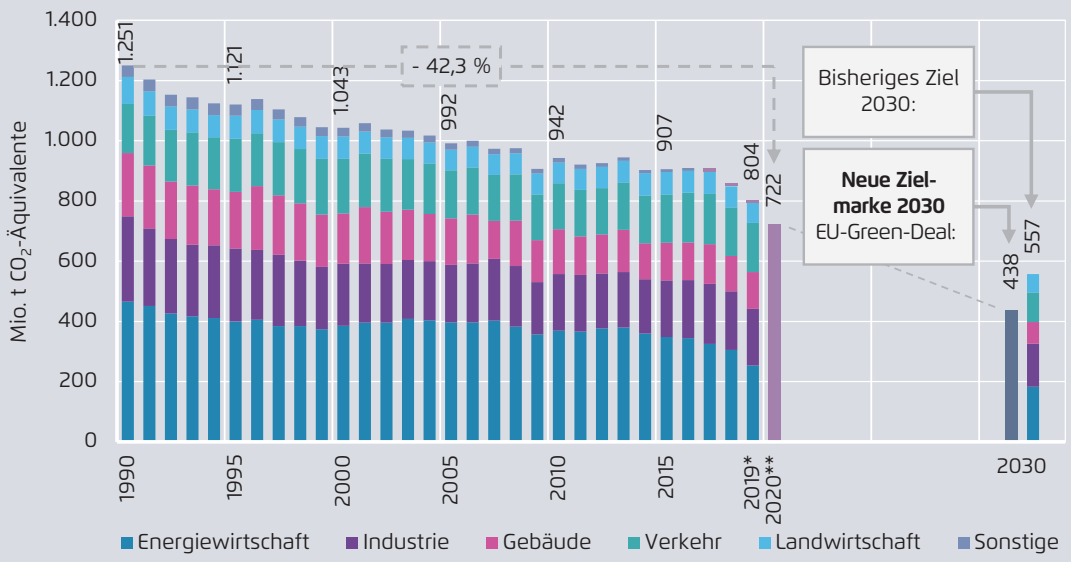
4 Treibhausgasemissionen

Gesamte Treibhausgasemissionen in Deutschland

Mit einem Rückgang der deutschen Treibhausgasemissionen von 82 Millionen Tonnen erreichte der Ausstoß klimawirksamer Gase im Jahr 2020 etwa 722 Millionen Tonnen CO_{2_eq} (siehe Abbildung 4-1). Im Vergleich zu 2019 entspricht dies einem Rückgang von zehn Prozent. Das Klimaziel der Bundesregierung lautete, die Emissionen im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 40 Prozent zu senken. Dafür hätten im Jahr 2020 maximal 750 Millionen Tonnen CO_{2_eq} anfallen dürfen. Dieses Ziel wurde erreicht. Allerdings ist der Rückgang des Jahres 2020 nicht nachhaltiger Natur. Wesentlicher Treiber war die Corona-Krise und in Folge der damit einhergehenden wirtschaftlichen Rezession eine geringere Verwendung von Kohle, Öl und Gas. Ohne diese Sondereffekte lägen die Treibhausgasemissionen 2020 bei etwa 780 Millionen Tonnen CO_{2_eq}. Dementsprechend wäre das Minderungsziel um rund 30 Millionen Tonnen verfehlt worden. Mit der Erholung der Wirtschaft ist im Jahr 2021 entgegen dem Trend der vergangenen Jahre erstmals wieder ein Anstieg der Treibhausgasemissionen absehbar. Sogar die jetzt erreichte Zielmarke könnte bei einer schnellen Erholung mit *Rebound*-Effekt wieder unterschritten werden.

Die erzielte Emissionsminderung im Jahr 2020 geht im Wesentlichen auf einen geringeren Kohleeinsatz in der Stromerzeugung, eine rückläufige Industrie-Produktion, eine reduzierte Mobilität sowie die hohe Durchschnittstemperatur und entsprechend geringerem Heizbedarf zurück.

CO_2-Emissionen sinken wegen Corona um über 80 Millionen Tonnen, 2030-Ziel vor Verschärfung: Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 bis 2020 sowie Klimaschutzziel 2030 — Abbildung 4-1



Umweltbundesamt (2020a), Berechnungen von Agora Energiewende, *vorläufige Angaben, **Schätzung von Agora Energiewende

Im Stromsektor überlagerten sich mehrere Effekte: Ein geringer Stromverbrauch, der Ersatz von Kohlestrom durch Strom aus weniger emissionsintensiven Erdgaskraftwerken im In- und Ausland sowie zusätzliche Strommengen aus Erneuerbaren Energien. Insgesamt kommen rund 40 Prozent der gesamten Emissionsminderungen 2020 aus der Stromerzeugung.

In der Industrie wurde die Produktion Corona-bedingt heruntergefahren. Die energieintensive Industrie war hiervon besonders stark betroffen, wodurch die Emissionen in diesem Sektor sanken. So lag beispielsweise die Metallerzeugung und die Erzeugung von Roheisen in den ersten neun Monaten des Jahres 2020 über 15 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Das gesamte Bruttoinlandsprodukt verminderte sich Schätzungen zufolge um etwa fünf Prozent.

Das Verkehrsaufkommen in Deutschland ist im Jahr 2020 erstmalig seit 1990 spürbar gesunken. Im Verkehrssektor, der im Vergleich zu 1990 in den Vorjahren so gut wie keine Emissionseinsparungen verzeichnet hatte, zeigten die Corona-bedingte Abnahme der Mobilität und der industriellen Produktion infolge des Rückgangs der Wirtschaftsleistung, Reisebeschränkungen sowie die Verlagerungen ins *Home-Office* einen messbaren Effekt auf den Ausstoß von Treibhausgasen. So sank der Absatz von Flugkraftstoff in 2020 um über die Hälfte im Vergleich zum Vorjahr (AG Energiebilanzen 2020d). Allerdings ist der Beitrag dieses Absatzrückgangs auf die Minderung in der deutschen Emissionsbilanz mit rund 1 Millionen Tonnen CO_2 vergleichsweise gering. Denn in der Emissionsbilanz werden nur die Emissionen der Inlandsflüge angerechnet. Zählt man die internationalen Flüge hinzu, sind die Emissionen des Flugverkehrs 2020 insgesamt um mehr als 15 Millionen Tonnen CO_2 im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Auch der Absatz von Kraftstoffen verminderte sich gegenüber dem Vorjahr merklich (zum Beispiel Ottokraftstoff knapp minus zehn Prozent und Diesel etwa minus acht Prozent gegenüber dem Vorjahr).

Ein sehr milder Winter führte zu leicht fallenden Emissionen des Gebäudesektors aufgrund des geringeren Heizbedarfs. Der deutsche Wetterdienst gibt 2020 als das zweitwärmste Jahr seit Beginn der Aufzeichnung an. Es liegt mit durchschnittlich 10,4 Grad Celsius um 2,2 Grad über der international gültigen Referenzperiode 1961-1990 und nur 0,1 Grad Celsius unter dem Wert von 2018. Die letzten drei Jahre sind damit die drei wärmsten seit 1881[1] (DWD 2020c). Der Heizöl-Absatz nahm insgesamt dennoch um über fünf Prozent zu (AG Energiebilanzen 2020d). Insbesondere zwischen März und Mai, den Monaten mit starker Corona-Beeinträchtigung, lag der Absatz zwischenzeitlich fast doppelt so hoch wie in den Vorjahresmonaten. Die äußerst geringen Preise wurden genutzt, um Lagerbestände aufzustocken. Auch zum Ende des Jahres legte der Absatz zu, was auf die Einführung der neuen CO_2-Abgabe nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz ab 1. Januar 2021 zurückzuführen sein dürfte: Verbraucherinnen und Verbraucher füllten aufgrund des erwarteten Preisanstiegs ihre Heizöltanks auf.

Insgesamt wurde das Klimaziel von minus 40 Prozent zwar erreicht, ursächlich dafür waren jedoch vor allem einmalige Corona-Effekte. Sie trugen zu etwa zwei Dritteln zur Emissionsminderung 2020 bei und versprechen keinen nachhaltigen Trend. Ohne Corona wäre die Minderung der Treibhausgasemissionen um fast 60 Millionen Tonnen CO_{2_eq} geringer ausgefallen. Mit dann 37,8 Prozent Emissionsminderung gegenüber 1990 wäre die 2020-Zielmarke verfehlt worden.

Für unsere Abschätzung der Emissionsminderung ohne Corona-Einflüsse wurden die 2019er-Emissionsmengen bei Verkehr, Landwirtschaft und sonstigen Emissionen fortgeschrieben, weil keine maßgeblich neuen klimapolitischen Maßnahmen in Kraft getreten sind, die 2020 Emissionsminderungen in diesen Sektoren begründet hätten. Aufgrund der relativ konjunkturunabhängigen Energienachfrage im

1 2014 zeigte ebenso wie 2019 einen Durchschnitt von 10,3 Grad Celsius.

Gebäudesektor wurde für diesen Sektor der vorläufige Wert für 2020 auch für das Szenario ohne Corona-Effekt unverändert übernommen. Dahinter steht zudem die Annahme, dass sich im Corona-Jahr 2020 ein Mehrverbrauch bei den Haushalten durch Lockdown und *Home-Office* ausgeglichen hat mit einem Minderverbrauch bei gewerblich genutzten Gebäuden.

Bei der Industrie und im Stromsektor sind hingegen zwei Effekte auszumachen, die gegenüber 2019 zu Emissionsminderungen auch ohne Corona-Pandemie geführt hätten: Erstens der relativ hohe CO_2-Preis im europäischen Emissionshandel und zweitens der gefallene Preis für Erdgas bereits vor der Corona-Krise, wenn auch nicht so stark wie im Verlauf des Corona-Jahrs 2020. Im Industriesektor wurde daher abgeschätzt, dass die Industrieproduktion ohne Corona weitestgehend auf dem Niveau von 2019 stattgefunden hätte, es hier aufgrund von Effizienz-Verbesserungn und dem CO_2-Preis jedoch einen leichten Emissionsrückgang von 3 Millionen Tonnen CO_{2_eq} gegenüber dem Niveau von 2019 gegeben hätte. Für den Stromsektor wurde abgeschätzt, dass zwar die Steinkohle auch ohne Corona so stark abgesunken wäre, die Stromerzeugung aus Braunkohle ohne den Corona-Effekt jedoch weniger stark verdrängt worden wäre – sowohl im Inland als auch im Export. Es ist zudem davon auszugehen, dass der Stromverbrauch 2020 im Szenario ohne Corona-Pandemie im In- und Ausland etwa auf dem gleichen Niveau wie 2019 gelegen hätte. Für die Ohne-Corona-Abschätzung der 20 Terawattstunden zusätzlicher inländischer Stromverbrauch wurde davon ausgegangen, dass die zusätzlichen Strommengen zu zwei Dritteln mit Braunkohle und zu einem Drittel mit Erdgas erzeugt worden wären. Da ohne Corona auch der Braunkohlestrom-Export nicht so stark zurück gegangen wäre, wurden hier weitere 3 Terawattstunden Braunkohleverstromung angenommen. Im Ergebnis wäre der Emissionsrückgang des Stromsektors 2020 ohne Corona in Summe der betrachteten Effekte nur etwa halb so groß ausgefallen.

Das Vergleichsszenario ohne Corona-Pandemie zeigt auf, dass die im Corona-Jahr 2020 tatsächlich erzielten Emissionsminderungen überwiegend nicht nachhaltig sind. Aufgrund von zu geringer Ausbaumengen bei den Erneuerbarer Energien und der Erholung von Wirtschaft, Industrie und Verkehr sind im Jahr 2021 steigende Emissionen im Vergleich zu 2020 möglich.

CO_2-Emissionen der Stromerzeugung

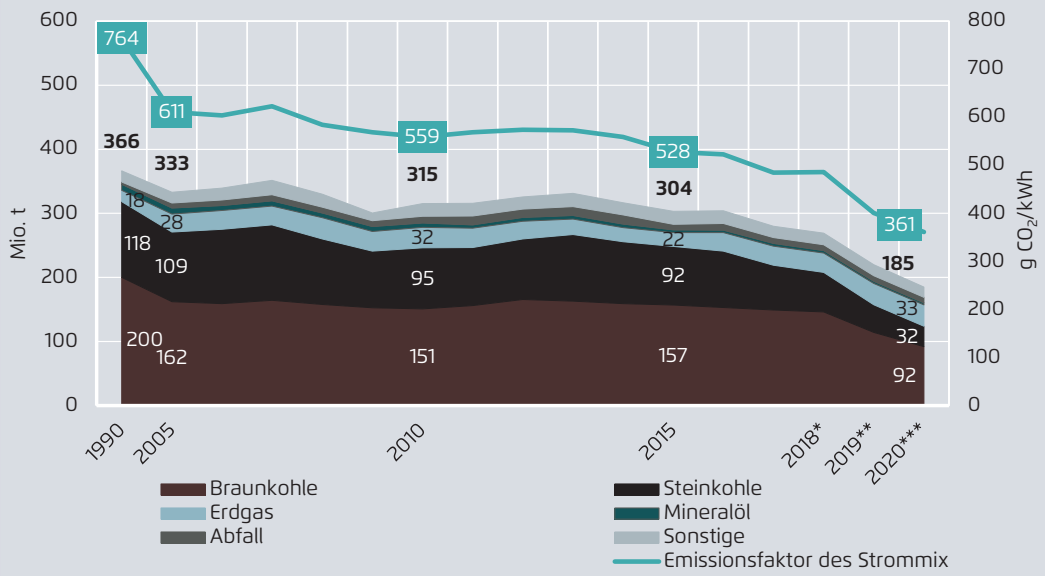
Im Jahr 2020 sanken die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung bereits zum siebten Mal in Folge. Durch eine Reduktion von 35 Millionen Tonnen im Vergleich zum Jahr 2019 wurden im Jahr 2020 185 Millionen Tonnen CO_2 ausgestoßen (siehe Abbildung 4-2). Verglichen mit 2019 ist das ein Rückgang von 16 Prozent. Gegenüber 1990 sanken die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung fast um die Hälfte. Der Emissionsfaktor der innerdeutschen Stromerzeugung fiel erstmals auf unter 400 Gramm CO_2 pro Kilowattstunde (361 Gramm pro Kilowattstunde). Die verbliebenen Treibhausgasemissionen bei der Stromerzeugung im Jahr 2020 gehen zu rund zwei Dritteln auf das Konto der Braun- und Steinkohlekraftwerke. Trotz geringerer Produktion (minus 20 Prozent in 2020) verursachten allein die Braunkohlekraftwerke noch die Hälfte der Emissionen des Stromsektors. Erdgaskraftwerke, die 2020 genauso viel Strom erzeugten wie Braunkohlekraftwerke, verantworteten 18 Prozent der Emissionen im Stromsektor. Die übrigen Emissionen gehen auf Abfall, Öl und sonstige fossile Erzeuger zurück.

Drei wesentliche Effekte waren ursächlich für die erzielte Emissionsminderung im Stromsektor: Zunächst war der Stromverbrauch deutlich geringer. Dadurch wurden die Kraftwerke, die nach der *Merit-Order* zuletzt eingesetzt werden, aus dem Markt gedrängt. Im Jahr 2020 betraf dies vor allem Steinkohle-, aber auch Braunkohlekraftwerke. Historisch waren meist Erdgaskraftwerke die Anlagen mit den höchsten Grenzkosten und standen

daher am hinteren Ende der *Merit-Order*. Zwei entscheidende Faktoren haben sich allerdings in den letzten Jahren geändert: Erstens reduzierte sich der Beschaffungspreis für Erdgas, was durch die Corona-Krise verstärkt wurde. Und zweitens hat sich der Preis für CO_2-Zertifikate in den vergangenen Jahren um ein Vielfaches erhöht. Aus diesem Grund kam es bereits im Jahr 2019 zu einer signifikante Emissionsminderung durch einen Steinkohle-Erdgas-*Switch*. Diese Entwicklung hat sich im Jahr 2020 fortgesetzt, aufgrund des Preisniveaus wurden sogar Braunkohlekraftwerke teilweise von weniger klimaschädlichen Erdgaskraftwerken abgelöst. Es kam zu einer Verschiebung von Erzeugungsmengen aus Kohle hin zu Erdgas.

Neben dem Kohle-Gas-*Switch* und einer geringen Nachfrage legte drittens auch die Erzeugung aus Erneuerbaren zu, welche konventionellen Strom ersetzte. Die Substitution emissionsintensiver Brennstoffe durch CO_2-ärmere Strommengen schreitet somit kontinuierlich voran. Der CO_2-Preis zeigte eindrücklich seine Wirkung und könnte den Kohleausstieg marktgetrieben beschleunigen. Die Strommengen der aus dem Markt scheidenden Steinkohlekraftwerke in Folge der Stilllegungs-Ausschreibungen werden in Zukunft voraussichtlich durch höhere Auslastung anderer konventioneller Kraftwerke und durch neue Kapazitäten Erneuerbarer Energien gedeckt. Die nachhaltige Verringerung der Emissionen des Stromsektors wird dabei durch den Ausbau Erneuerbarer Energien erzielt.

Rückgang bei der Kohleverstromung und geringer Stromverbrauch senken CO_2-Emissionen der Stromerzeugung deutlich: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung von 1990 bis 2020 — Abbildung 4-2



Umweltbundesamt (2020b), *vorläufige Angaben, ** Schätzung Umweltbundesamt, ***Berechnungen von Agora Energiewende

5 Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa

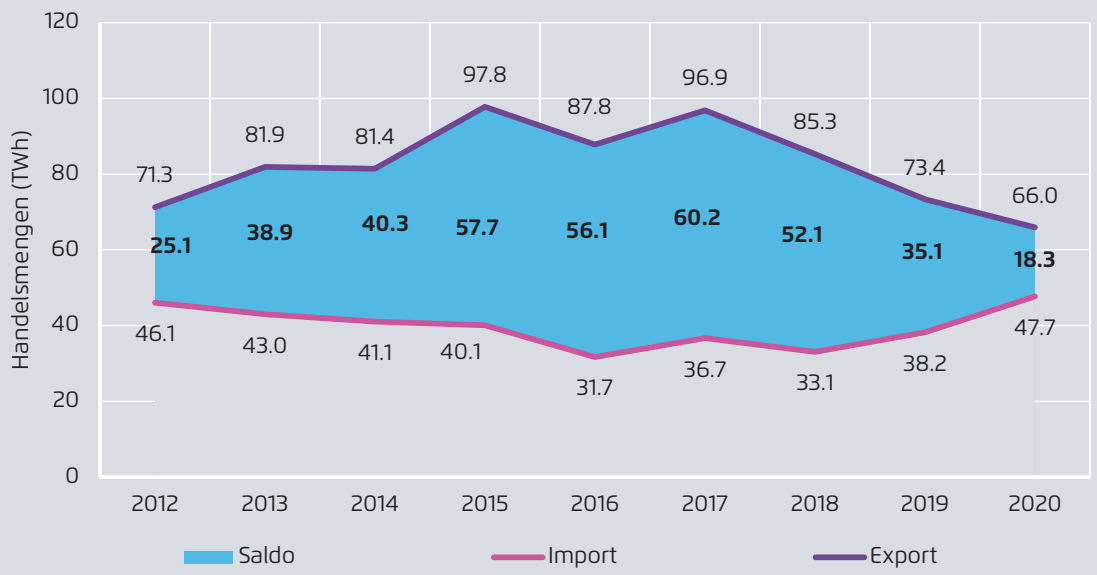
Der deutsche Exportüberschuss[1] im Stromhandel halbierte sich im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr beinahe: Von 35,1 Terawattstunden in 2019 auf rund 19,0 Terawattstunden in 2020. Dies geht auf die Senkung der Stromausfuhr bei gleichzeitiger Zunahme der Stromimporte zurück (siehe Abbildung 5-1). Mit Börsenstrompreisen der jeweiligen Stunde bewertet, überstiegen die Erlöse aus dem Export die Ausgaben für die importierten Strommengen um rund 20 Prozent. Im Jahr 2020 wurden außerdem Interkonnektoren nach Belgien und Norwegen in Betrieb genommen.

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.

Die Exportmenge verringerte sich um 6,0 Terawattstunden beziehungsweise acht Prozent auf insgesamt 67,4 Terawattstunden im Jahr 2020. Die von den deutschen Stromnachbarn zugekauften Volumina lagen insgesamt bei 48,4 Terawattstunden, was einem Anstieg von knapp 10 Terawattstunden beziehungsweise 25 Prozent entspricht. Im Wesentlichen wurde damit die Entwicklung des Jahres 2019 fortgeschrieben, was auf folgende Faktoren zurückgeht:

- Ein anhaltend niedriger Gaspreis stärkte sowohl die Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland als auch in den europäischen Nachbarländern.
- Die Preise für CO_2-Emissionszertifikate erholten sich nach dem Corona-bedingten Preisrutsch im Frühjahr rasch. Dadurch hatten Erdgaskraftwerke gegenüber Kohlekraftwerken Wettbewerbsvorteile.

Gehandelte Im- und Exportmengen nähern sich weiter an: Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Deutschland von 2012 bis 2020 — Abbildung 5-1



Berechnungen von Agora Energiewende auf Basis von ENTSO-E (2020a); es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt.

Im europäischen Verbundnetz konnte somit Strom aus Erdgas günstiger bereitgestellt werden als aus Kohlekraftwerken. Deutscher Kohlestrom wurde somit durch Strom aus Erdgaskraftwerken in Deutschland und den Nachbarländern verdrängt.

→ Eine höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Ausland verstärkte diesen Effekt. Erneuerbare senkten dort die Residuallast und verdrängten Importe aus Deutschland.

Der Exportrückgang geht vor allem auf Dänemark und die Niederlande zurück (siehe Abbildung 5-2). Beide Länder zusammen machten über 90 Prozent der reduzierten Stromexportmenge aus. Dänemark wurde nach Bilanzierung auf deutscher Seite vom Stromimporteur zum Exporteur. Das Vorzeichen drehte sich von einem Handelsvolumen von 1,9 Terawattstunden von Deutschland nach Dänemark in 2019 zu Netto-Importen aus Dänemark in Höhe von 6,8 Terawattstunden im Jahr 2020. Durch den hohen Anteil Erneuerbarer Energien im dänischen Strommix in Kombination mit einer geringen Stromnachfrage fiel der dänische Großhandelspreis im Jahr 2020 deutlich unter das Niveau deutscher Börsenpreise, was die Umkehr der Handelsströme zur Folge hatte. Der Strompreis in den Niederlanden gab im Jahr 2020 ebenfalls deutlich nach, auch hier wurde Deutschland vom Netto-Exporteur zum -Importeur.

Der Stromaustausch mit Österreich hatte sich bereits im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr deutlich verringert, im Jahr 2020 ging das Niveau nochmals leicht zurück. Österreich bleibt dennoch wichtigster Stromabnehmer von Deutschland mit 21,2 Terawatt-

Teurere Kohleverstromung und geringe Nachfrage verschieben Handelsflüsse zu Nachbarn: Der Stromaußenhandel mit den Nachbarländern in den Jahren 2019 und 2020 im Vergleich — Abbildung 5-2

	TWh 2019			TWh 2020		
	Import von	Export nach	Saldo	Import von	Export nach	Saldo
Schweden	1,3	0,6	-0,7	2,5	0,4	-2,1
Österreich	1,7	21,3	19,6	2,9	21,3	18,4
Schweiz	7,9	7,3	-0,6	8,5	7,1	-1,4
Tschechien	5,7	7,6	1,9	4,7	8,5	3,8
Dänemark	6,0	7,9	1,9	10,5	3,6	-6,9
Frankreich	11,5	14,0	2,4	11,1	12,6	1,6
Niederlande	3,7	7,7	4,0	6,9	5,2	-1,6
Polen	0,2	2,6	2,3	0,6	3,5	2,9
Luxemburg	0,2	4,4	4,2	0,2	4,0	3,8
Belgien	-	-	-	0,6	1,2	0,6
Norwegen*	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Summe	**38,2**	**73,4**	**35,1**	**48,4**	**67,4**	**19,0**

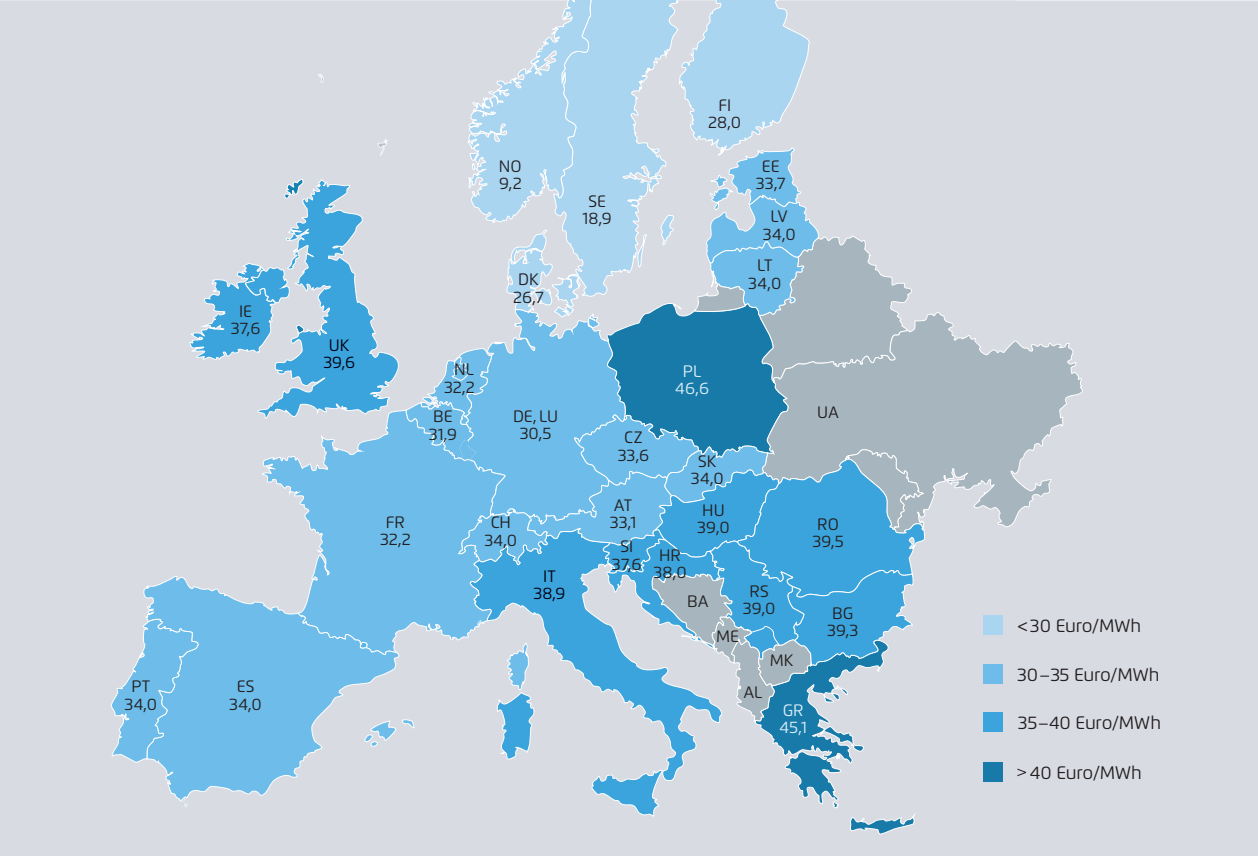
Berechnung von Agora Energiewende auf Basis von ENTSO-E (2020a); es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt,
*Null aufgrund von Abrundung

stunden importierter Strommenge. Die Handelsbilanzen mit den kohlestromintensiven Ländern Tschechien und Polen vergrößerten sich im vergangenen Jahr 2020. Die Handelssalden mit Frankreich und der Schweiz bleiben auf ähnlichem Niveau zum Vorjahr 2019 und wiesen keine ausgeprägten Veränderungen auf.

Insgesamt orientiert sich die deutsche Exportbilanz an den Börsenstrompreisen im eigenen Land und denen in den Stromnachbarländern und ist nicht auf fehlende Kraftwerkskapazitäten in Deutschland zurückzuführen. Es wurde weniger emissionsintensiver Kohlestrom ins Ausland verkauft und geringere Mengen Strom aus Ländern mit dominanten Kohleanteilen am Strommix von Deutschland zugekauft. Aufgrund der günstigeren Stromerzeugung aus Erdgas erhöhten sich tendenziell die Importe aus Ländern mit hohen Anteilen an Erdgaskraftwerken.

Aufgrund der Corona-bedingt geringen Stromnachfrage und der niedrigeren Brennstoffpreise fiel der Strompreis im Jahr 2020 europaweit geringer aus als im Jahr 2019 und folgt damit der ökonomischen Logik der *Merit-Order* des zugrundeliegenden Handels an der Strombörse. In Deutschland wurden im Jahr 2020 am *Day-ahead*-Großhandelsmarkt im Schnitt 30,5 Euro pro Megawattstunde fällig; im Vergleich zum Jahr 2019 ein Rückgang von fast 20 Prozent. In den letzten 15 Jahren lag der Strompreis lediglich

Corona-bedingt geringe Nachfrage sorgt europaweit für geringe Stromkosten: Großhandelsstrompreise (*day-ahead*) der europäischen Nachbarstaaten im Vergleich — Abbildung 5-3



Berechnung von Agora Energiewende auf Basis von ENTSO-E (2020b), Nordpool (2020), EnergyLive (2020)

zwischen 2014 und 2017 unterhalb von 35 Euro je Megawattstunde. Die Hauptursache damals waren vergleichsweise günstige Stromerzeugungskosten: Der CO_2-Preis im europäischen Emissionshandel lag in diesem Zeitraum zwischen 5 und 7 Euro je Tonne – einem Viertel bis Sechstel des heutigen Preisniveaus. Dies verbilligte die emissionsintensive Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle – bei zudem vergleichsweise günstigen Steinkohlepreisen sowie moderaten Erdgaspreisen.

In anderen europäischen Ländern war der Preisverfall 2020 noch deutlicher zu spüren. In Norwegen lag der Durchschnittspreis bei unter zehn Euro je Megawattstunde[2]; im Monatsschnitt lag der Börsenpreis zum Teil unter zwei Euro je Megawattstunde. Im Jahr 2019 wurden im nordischen System *Nordpool* noch über 38 Euro je Megawattstunde bezahlt. Auch in Griechenland gab der Strompreis um rund 20 Euro je Megawattstunde nach. Allerdings ging der reduzierte Großhandelspreis in Europa zum Teil mit heftigen Wirtschaftseinbußen einher.

Allerdings werden sinkende Großhandelsstrompreise, anders als steigende, häufig nicht an die Endverbraucherinnen und -verbraucher weitergeben. Hier schafft erst eine hohe Wechselbereitschaft zu einem günstigeren Stromanbieter den notwendigen Wettbewerbsdruck, damit Anbieter die niedrigeren Beschaffungskosten an ihre Kundinnen und Kunden weitergeben.

Neben dem Effekt der gesunkenen Stromnachfrage schlagen zusätzlich europaweit die Effekte des geringen Beschaffungspreises für Gas und des sich nach dem Corona-Einbruch schnell wieder erholenden CO_2-Preises durch. In emissionsintensiven Stromsystemen muss mehr für CO_2-Zertifikate gezahlt werden als in Systemen mit geringeren Anteilen fossiler Stromerzeugung. Im von der Kohlenutzung dominierten polnischen System traten deshalb auch im Jahr 2020 die höchsten Strompreise im europäischen Vergleich auf.

Nachdem Deutschland im Jahr 2019 die niedrigsten Börsenstrompreise im Vergleich mit den europäischen Nachbarländern aufwies, gab es im Jahr 2020 mehrere Länder, die ein geringeres Preisniveau aufwiesen. Die Strompreise sanken jedoch überall in Europa, was neben der Kraftwerksstruktur zu großen Teilen auch an der Corona-bedingt schwachen Wirtschaft und an der dadurch reduzierten Stromnachfrage lag. Insgesamt dürfte der Effekt geringerer Strompreise vor allem in jenen Ländern Bestand haben, in denen wenig fossile Brennstoffe und hohe Anteile Erneuerbarer Energien vorhanden sind oder zugebaut werden.

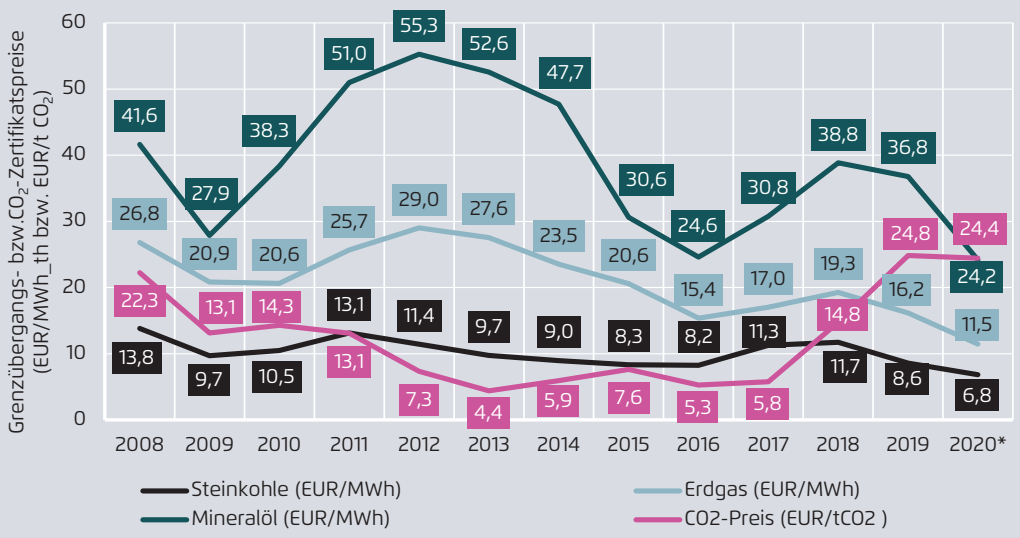
2 Durchschnitt über Monatsmittelwerte der sechs Preiszonen, keine Mengengewichtung.

6 Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland

Energiepreise auf dem Weltmarkt

Auf dem Weltmarkt für Rohöl kam es im Jahr 2020 zu einer historischen Situation: Im April rutschte ein Terminkontrakt für US-Öl der Referenzsorte West Texas Intermediate (WTI) vorübergehend ins Minus. Trotz voller Lager infolge einer Corona-bedingt geringen Nachfrage kam der Terminkontrakt zur physischen Lieferung im Mai, also bereits einige Tage später. Für die Käufer des Terminkontrakts war es offenbar günstiger, das Öl weiterzuverkaufen und Abnehmer für das Öl zu bezahlen, als aufgrund der Knappheit noch teurere Lagerkapazitäten zu beschaffen. Die Vereinigung Erdöl exportierender Staaten (OPEC) hatte mit weiteren Ölproduzenten wie Russland und den Vereinigten Staaten bereits kurz zuvor Förderkürzungen beschlossen, was das historische Ereignis aber nicht verhindern konnte (Manager Magazin 2020). Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass die globale Nachfrage im April um rund 29 Millionen Fass am Tag eingebrochen war – das entspricht etwa der durchschnittlichen täglichen Produktionsmenge der OPEC 2019 oder einem Minus von rund 40 Prozent der Weltrohölproduktion 2019 (IEA 2020). Die europäische Leitsorte Brent kostete im April nur etwa ein Drittel im Vergleich zum Vorjahr, negative Preise traten hier jedoch nicht auf (BAFA 2020c). Im weiteren Jahresverlauf erholte sich der Rohölpreis. Die für Deutschland relevante Sorte Brent notierte Mitte Dezember allerdings weiter gut 15 Prozent unter dem Vorjahrespreis. In Deutschland lag der

Die Preise von Öl, Gas und Kohle sinken weiter, CO_2-Zertifikate bleiben stabil: Importpreise für Erdgas, Steinkohle und Mineralöle sowie Emissionszertifikatspreise — Abbildung 6-1



Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018, 2020a/b), Deutsche Emissionshandelsstelle (2020), Verein der Kohlenimporteure (2020), Berechnungen von Agora Energiewende, *vorläufige Angaben

Grenzübergangspreis von Rohöl zwischen Januar und September mehr als ein Drittel unter dem Preis des Vorjahreszeitraums (siehe Abbildung 6-1). Der Verbrauchseinbruch infolge der Corona-Pandemie wirkt sich damit bisher sogar stärker auf den Ölpreis aus (Stand inklusive September: 24,2 Euro je Megawattstunde) als der Kampf der Exportländer um Marktanteile im Jahr 2016 (24,6 Euro je Megawattstunde). Mit den Tiefständen des Ölpreises in den Jahren 2016 und 2020 scheint sich ein neues Niedrigpreisniveau um 24 Euro je Megawattstunde auszuprägen. Gegenüber dem Hochpreis-Niveau zwischen 2011 und 2014 bedeutet der vorläufige Preis 2020 einen Rückgang um rund die Hälfte. Im Vergleich zu den vergangenen beiden Jahren 2018 und 2019 markiert der Niedrigpreis einen Rückgang um rund ein Drittel.

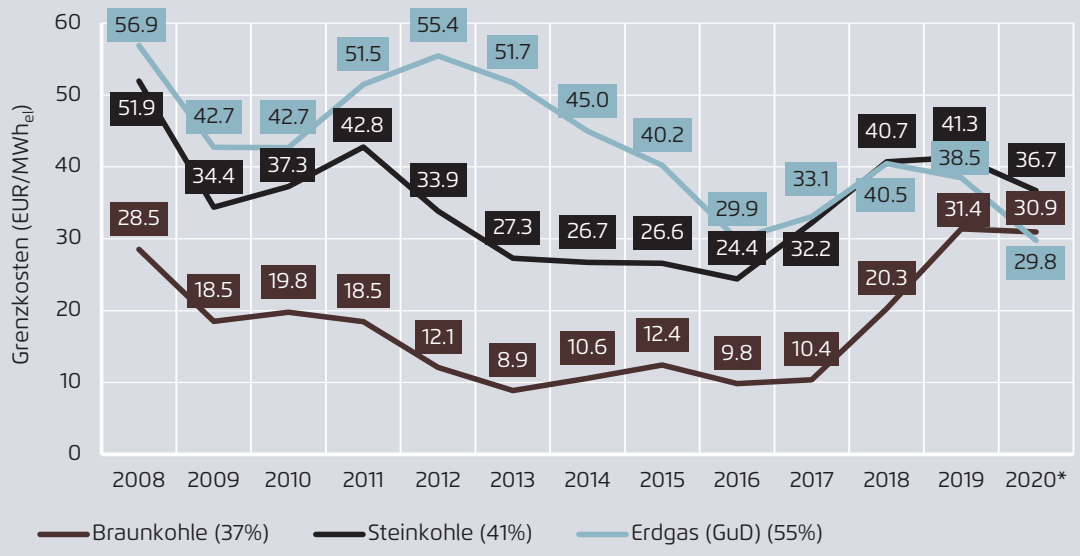
Der Absatz von Benzin ist im Vergleich zum Vorjahr um neun Prozent und der von Diesel um knapp acht Prozent gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen.

Zusammen mit den gesunkenen Preisen durch die günstigeren Öl-Importe haben die Verbraucherinnen und Verbraucher in Deutschland im Vergleich zu 2019 rund drei Milliarden Euro vor Steuern gespart.

Der Grenzübergangspreis für Erdgas in Deutschland lag in den ersten neun Monaten des Jahres 2020 mit 11,5 Euro je Megawattstunde knapp 30 Prozent unter dem Vorjahreszeitraum (BAFA 2020a). Der Erdgaspreis setzte damit seine Abwärtstendenz aus dem Vorjahr fort – verstärkt durch die Folgen der Corona-Pandemie. Von Mai bis Juli kostete Erdgas sogar weniger als 10 Euro je Megawattstunde – so wenig, wie seit Beginn des Jahrtausends nicht mehr. Von August an erholte sich der Preis und kehrte zum Beginn der Heizperiode fast auf das Preisniveau zu Beginn des Jahres zurück.

Der Importpreis für Steinkohle sank auf durchschnittlich 6,8 Euro je Megawattstunde (Januar bis September) im Vergleich zu 8,6 Euro je Megawatt-

Gaskraftwerke profitieren von geringen Beschaffungspreisen und stabilen CO_2-Preisen: Grenzkosten für Erdgas-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke — Abbildung 6-2



Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (2018, 2020a/b), Deutsche Emissionshandelsstelle (2020/2006), Öko-Institut (2017), Wirkungsgrad in Klammern, Berechnungen von Agora Energiewende, *vorläufige Angaben

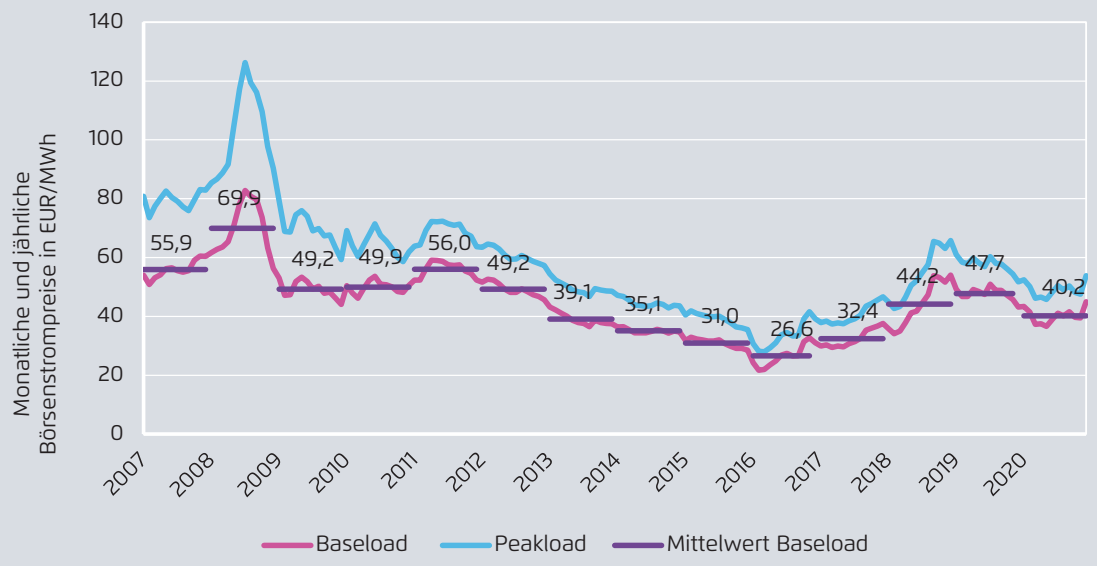
stunde im Jahr 2019; dies entspricht einem Minus von über 20 Prozent. Gestützt vom Ausbau Erneuerbarer Energien, der die Nachfrage nach Steinkohle in der Stromerzeugung dämpft, bei gleichzeitig hohen Förderkapazitäten fielen die Preise für Steinkohle das zweite Jahr in Folge. Nach einer Unterbrechung in den Jahren 2017 und 2018 setzt diese Entwicklung den seit 2012 bestehenden fallenden Preistrend weiter fort. Hinzu kam, dass der niedrige Gaspreis bei sich gleichzeitig rasch erholenden CO_2-Preisen die Kohleverstromung zusätzlich unter Druck setzte. Der Rückgang der Steinkohlenachfrage wurde durch die weltweiten Folgen der Corona-Pandemie verstärkt: Zum einen sank der Einsatz von Kraftwerkskohle aufgrund der Corona-bedingt gesunkenen Stromnachfrage. Zum anderen verringerte sich der Verbrauch von Steinkohle im Zuge des Rückgangs der Rohstahlproduktion.

Der Preis für CO_2-Emissionszertifikate lag im Durchschnitt mit etwa 24 Euro je Tonne CO_2 auf dem gleichen Niveau wie 2019. Zu Beginn des Jahres lag er bei rund 25 Euro. Im März sackte er auf etwa 15 Euro ab, da die Corona-Pandemie die Nachfrage reduzierte. Bis Anfang Juli folgte eine rasche Erholung auf 30 Euro je Tonne CO_2. Bis Ende November pendelte der Zertifikatspreis auf einem Niveau zwischen 25 und 30 Euro mit einem Ausreißer nach unten auf 23 Euro Ende Oktober. Im Dezember knackte der Preis zuletzt die Marke von 30 Euro je Tonne und hielt sich stabil auf diesem Niveau. Treiber des Anstiegs zu Jahresende dürfte die europäische Erhöhung des Klimaziels für 2030 von 40 auf 55 Prozent Treibhausgasemissionsminderung im Vergleich zu 1990 gewesen sein.

Strompreis-Entwicklung

Der Strompreis in Deutschland (*day-ahead*) lag im Jahr 2020 bei 30,47 Euro je Megawattstunde, knapp 20 Prozent unter dem Preis des Jahres 2019. Dies ist

Corona-bedingt sinken die Terminmarkt-Börsenstrompreise im Mittel des Handelsjahres 2020, erholen sich jedoch zum Jahresende: Rollierender Frontjahresfuture 2007 bis 2020 — Abbildung 6-3



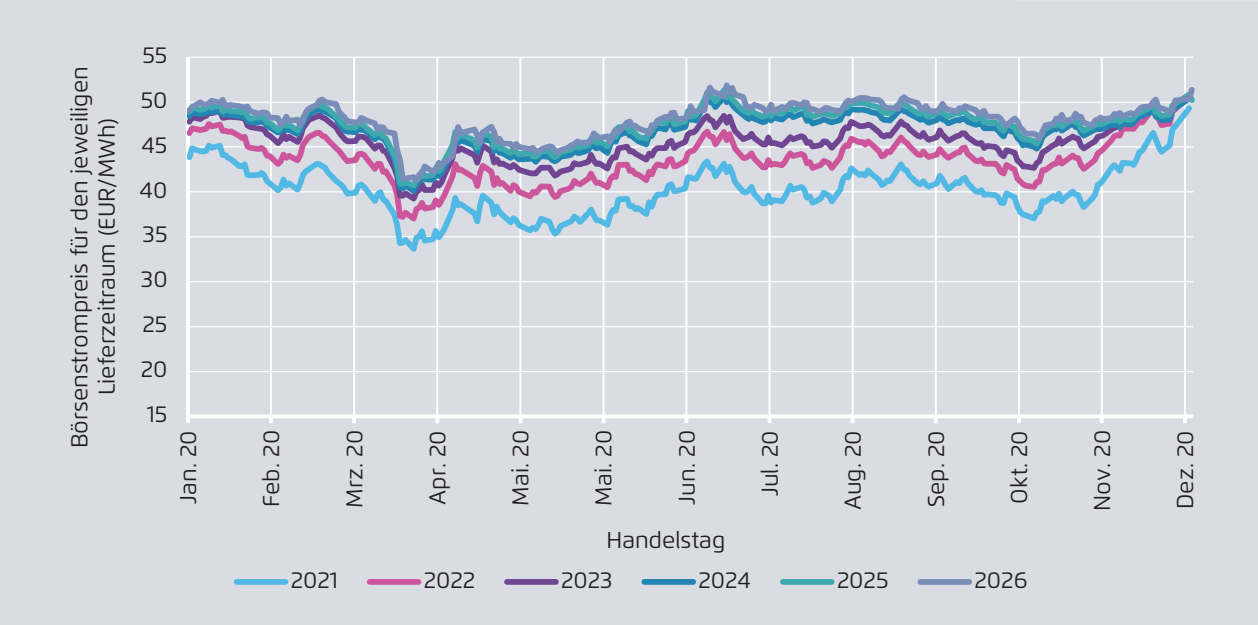
Berechnung von Agora Energiewende auf Basis von EEX (2020, Stand 30.12.2020)

auf eine geringe Nachfrage durch Corona bei gleichzeitig hohe Stromproduktion der Erneuerbaren Energien und niedrigen Preisen für Erdgas und Kohle zurückzuführen. Insbesondere während des ersten Lockdowns ab März ging die Stromnachfrage deutlich zurück, da vor allem die energieintensive Industrie die Produktion drosselte. Dies führte entsprechend der *Merit-Order*, der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken beim Verkauf von Strom an der Börse, zu sinkenden Großhandelsstrompreisen. Ein windreicher Jahresbeginn und überdurchschnittlich viel Sonnenschein sorgten für erhebliche Mengen zusätzlicher Erzeugung aus Erneuerbaren Anlagen. Da diese kurzfristige Grenzkosten nahe null aufweisen, drückten die hohen Strommengen aus Erneuerbaren Anlagen den Strompreis weiter.

Bei den fossilen Kraftwerken kam es bereits im Jahr 2019 zu einem *Fuel Switch* von Steinkohle zu Erdgas. Aufgrund der in 2019 gestiegenen und in 2020 überwiegend stabilen Preisen für CO_2-Zertifkate verteuerte sich die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken, während Erdgaskraftwerke aufgrund der geringen Beschaffungspreise für Erdgas wettbewerbsfähiger wurden. Grund dafür ist, dass alte Steinkohlekraftwerke mehr als doppelt so viel CO_2 je Kilowattstunde ausstoßen wie moderne Gaskraftwerke und dementsprechend mehr Zertifikate zukaufen müssen. Der zusätzlich geringe Gaspreis verminderte die Wirtschaftlichkeit der Steinkohlekraftwerke zugunsten von Erdgaskraftwerken.

Das Novum im vergangenen Jahr 2020 war der Braunkohle-Gas-*Switch*. Braunkohle emittiert je Kilowattstunde im Vergleich zur Steinkohle zwar mehr CO_2, der Energieträger Braunkohle ist aber deutlich preisgünstiger als Erdgas und unterliegt aufgrund des heimischen Abbaus im Tagebau keinen Weltmarktschwankungen. Aus diesem Grund konnten Braunkohleanlagen auch bei einem Zertifikatspreis von 30 Euro je Tonne CO_2 teilweise noch kostengünstiger betrieben werden als Steinkohleanlagen.

Die Terminmärkte geben zu Beginn der Lockdowns nach, erholen sich aber zum Jahresende: Future-Preise im Handelsjahr 2020 für die Jahre von 2021 bis 2026 — Abbildung 6-4



EEX (2020, Stand 30.12.20)

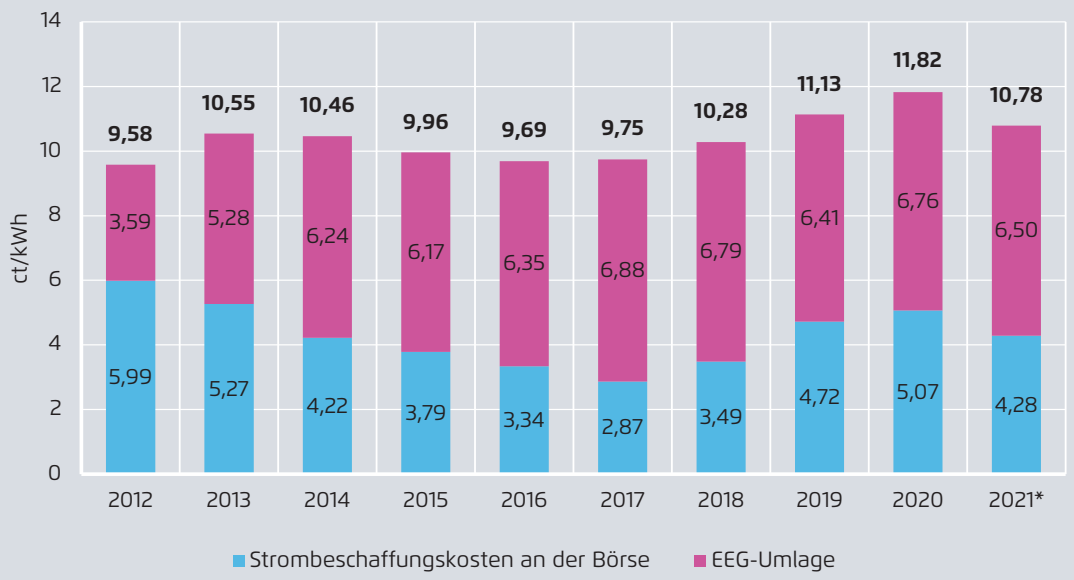
Moderne Gaskraftanlagen konnten bereits im Jahr 2019 beinahe mit älteren Braunkohlekraftwerken konkurrieren. Im vergangenen Jahr 2020 verbesserte der geringe Preis für Erdgas die Wirtschaftlichkeit der Erdgaskraftwerke weiter, wodurch diese sich in der *Merit-Order* nun zusehends an Braunkohlekraftwerken vorbeischoben. Die Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken erhöhten sich im Vergleich zu 2019 zwar kaum, in den beiden Jahren zuvor hatten sie sich jedoch infolge des Anstiegs des CO_2-Preise bereits verdreifacht. Erdgaskraftwerke hingegen konnten ihre Grenzkosten weiter senken.

Der Effekt des Kohle-Gas-*Switches* ist innerhalb Deutschlands durch die verfügbaren Kapazitäten an Erdgaskraftwerken begrenzt. Da sich Deutschland aber im europäischen Verbundnetz befindet und über Interkonnektoren gut mit den Nachbarländern vernetzt ist, wurde heimischer Braunkohlestrom auch durch Gaskraftwerke in den Nachbarländern ersetzt. Diese Grenzkostenbetrachtung lässt keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die Gewinne und Verluste der Kraftwerksbetreiber zu. Denn über das sogenannte *Hedging* können Preisentwicklungen beispielsweise von CO_2-Zertifikaten und den zu verkaufenden Strommengen längerfristig abgesichert werden. Nichtsdestotrotz war die Verschiebung der Strommengen von Braunkohleanlagen hin zu Erdgaskraftwerken im Jahr 2020 in den Bilanzierungen einiger Unternehmen deutlich sichtbar.

Der mit der deutschen Stromnachfrage gewichtete Börsenstrompreis ist 2020 im Vorjahresvergleich um 19 Prozent gesunken und liegt bei 31,52 Euro pro Megawattstunde. Zusammen mit dem Verbrauchsrückgang hat sich der Wert der Stromnachfrage für die deutschen Verbraucherinnen und Verbraucher insgesamt um über vier Milliarden Euro vor Abgaben, Umlagen und Steuern verringert.

Am langfristigen Terminmarkt für Strom kam es ebenfalls zu Corona-Einflüssen. Der Preis orientiert

Rückgang der Strombeschaffungskosten und der EEG-Umlage machen Strom etwas günstiger: Abbildung 6-5
Strombeschaffungskosten und EEG-Umlage in den Jahren 2012 bis 2021



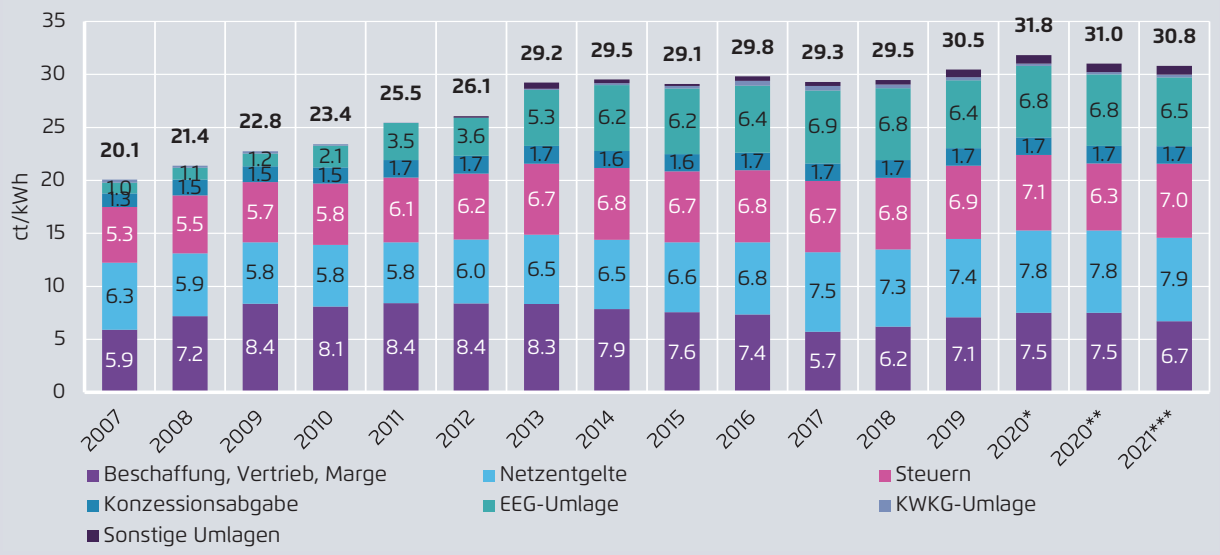
EEX (2020), Bundesnetzagentur (2020e), *Schätzung: 70 % Frontjahresfuture (Base), 30 % Frontjahresfuture (Peak) (Stand 30.12.20)

sich hier zwar an mittel- bis langfristigen Preiserwartungen, diese wurden durch die Corona-Krise jedoch gesenkt. Im März gab der Preis für das Produkt „Lieferung eines Baseload-Strombandes im folgenden Jahr" schlagartig innerhalb weniger Tage um den Beginn des ersten Lockdowns um rund 20 Prozent nach. Ausgehend von einem Preisniveau um 40 Euro je Megawattstunde erreichte dieses Produkt mit 33,65 Euro je Megawattstunde am 23. März den Tiefststand im Jahr 2020. Die weitere Preisentwicklung blieb stark geprägt von den Erwartungen zum Verlauf der Corona-Pandemie. Zwei kurzfristige Preiserholungen bereits im April waren nicht nachhaltig; erst mit den Lockerungen Mitte Juni kehrte der Preis für die Jahreslieferung 2021 auf das Ausgangsniveau des Frühjahrs zurück. Mit dem Anstieg der Infektionszahlen im Oktober setzte dann ein erneuter Preisverfall ein, der mit rund 10 Prozent jedoch nicht mehr so stark ausgeprägt war wie im März. Mit den Ankündigungen der baldigen Zulassung von Impfstoffen gegen SARS-CoV-2 und dem raschen Beginn der Massenimpfungen wurde ab Anfang November die Jahresendrally eingeleitet. In diesem Zuge kletterte der Terminpreis mit 49,32 Euro je Megawattstunde sogar über die Werte zu Jahresbeginn hinaus und erreichte den Höchststand am 28. Dezember 2020.

Mit einem Preis von 40,17 Euro je Megawattstunde war die Strombeschaffung für das Jahr 2021 im Jahr 2020 im Schnitt um 15 Prozent günstiger als noch 2019. Mit einer geeigneten Beschaffungsstrategie konnte der Durchschnittspreis sogar noch weiter unterboten werden. Stromverbraucher können 2021 von der Preisentwicklung im Vorjahr profitieren, falls ihre Lieferanten diese Corona-bedingt günstigen Beschaffungspreise zum Beispiel mit einer entsprechenden Tarifsenkung an sie weiterreichen.

Die Marktteilnehmer rechnen in den kommenden Jahren mit steigenden Strompreisen. Denn die Terminpreise für Stromlieferungen in den darauffolgenden Jahren 2022 bis 2025 konnten den ausge-

Stromkosten für private Haushalte könnten in 2021 um rund drei Prozent sinken: Haushaltsstrompreise für die Jahre von 2007 bis 2021 — Abbildung 6-6



Bundesnetzagentur (2020d), BDEW (2020)
*Mit 19% Mehrwertsteuer, **Mit 16% MWSt, ***Schätzung von Agora Energiewende auf Basis von Netztransparenz (2020)

prägten Contango weitestgehend das ganze Jahr 2020 über halten: Zukünftige Stromlieferungen wurden von Jahr zu Jahr höher bepreist, was zum einen auf die Erwartung steigender Brennstoff- und CO_2-Preise und zum anderen auf den Rückbau von Kraftwerkskapazitäten (Abschaltung der letzten Kernkraftwerke Ende 2021 und 2022 und Fortsetzung des Kohleausstiegs) zurückzuführen ist. Weite Teile des Jahres verlief die Preisbewegung der Terminkontrakte für die Jahre 2022 bis 2025 parallel zur beschriebenen Preisbewegung für den Frontjahreskontrakt 2021. In der Jahresendrally war der Preisanstieg der Stromlieferungen 2022 und 2023 jedoch ausgeprägter, weswegen sich deren preislicher Abstand zum langen Ende hin zu einem Preisniveau von 50 Euro je Megawattstunde verkleinert hat.

Einfluss auf Beschaffungskosten und Endkundenpreise

Die EEG-Umlage im Jahr 2021 wurde mit Hilfe von Bundeshaushaltsmitteln auf 6,5 Cent je Kilowattstunde festgelegt. Gegenüber dem vergangenen Jahr sinkt sie somit um rund 0,3 Cent je Kilowattstunde. Die Strombeschaffungskosten an der Börse für das Jahr 2021 lagen im gewichteten Mittel von 70 Prozent des *Future-Base*-Preises und 30 Prozent für die Lieferung Peak (montags bis freitags zwischen 8 und 20 Uhr) bei 4,3 Cent je Kilowattstunde. Damit ergeben sich in Summe 10,8 Cent je Kilowattstunde, im Vergleich zum Vorjahr ein Minus von knapp 9 Prozent (siehe Abbildung 6-5). Erstmals seit 2016 sinkt 2021 somit die Summe aus Beschaffungskosten und EEG-Umlage. Sollten die Terminpreise nicht über das Niveau steigen, wie zuletzt 2020 gehandelt, könnte die politisch vereinbarte Absenkung der EEG-Umlage 2022 auf 6,9 Cent je Kilowattstunde insgesamt erneut zu einer leichten Absenkung dieser beiden Strompreiskomponenten führen.

Einem weiterhin steigenden Trend folgen indes die Netzentgelte; allerdings fällt deren Anstieg 2021 mit durchschnittlich einem Prozent (Check24 2020, Verivox 2020) geringer aus als im Mittel der Vorjahre. Bei den 903 Stromnetzbetreibern (BDEW 2020) in Deutschland gibt es jedoch regional starke Unterschiede hinsichtlich der Entwicklung der Erlösobergrenzen, die den Netzentgelten zugrunde liegen. Aufgrund der weiterhin herrschenden Intransparenz bei den (nicht) veröffentlichten Daten zu den Netzentgelten sind die Netzentgelterhöhungen im Einzelnen – trotz sichtlicher Bemühungen der Bundesnetzagentur mehr Transparenz zu schaffen - weiterhin nicht nachvollziehbar. Hier bedarf es gesetzlicher Vorgaben hinsichtlich der Veröffentlichungspflichten.

Zudem kann es auch innerhalb eines Netzgebietes zu nicht nachprüfbaren Entgeltverschiebungen zwischen Netzkunden unterschiedlicher Tarife kommen. Diese individuellen Entwicklungen entscheiden, ob der Strompreis 2021 effektiv für Verbraucher im jeweiligen Netzgebiet steigt oder fällt – sofern die Kostenentwicklung von den Lieferanten an die Verbraucher weitergereicht werden. Wenn die Veränderungen bei den Beschaffungskosten und bei den Abgaben, Umlagen und Netzentgelten an die Stromverbraucher durchgereicht werden, könnten die Strompreise im statistischen Mittel 2021 um knapp ein Prozent fallen. Über ein Jahr gerechnet sinkt die Stromrechnung für eine Haushalt mit einem Stromverbrauch von 2.500 Kilowattstunden dadurch um 5 Euro im Vergleich zu 2020. Für den Durchschnittshaushalt sollten sich demzufolge der Strompreis 2021 stabilisieren.

Auch wenn viele Marktakteure schon seit vielen Jahren darauf warten und eine Reihe ausgearbeiteter Reformvorschläge auf dem Tisch liegen, fand im Jahr 2020 keine grundlegende Überarbeitung des Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems statt.

Nach wie vor ist die staatliche Belastung von Strom im Vergleich zu Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas um ein Vielfaches höher. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz ist ein erster Schritt diese Schieflage zu vermindern. Allerdings entwickelt sich das jetzige

System zunehmend zu einem Hindernis für die Sektorenkopplung von Strom, Verkehr, Industrie und Gebäuden. Um die Transformation von der Stromwende zur Energiewende zu ermöglichen, ist eine Reform dringend notwendig, welche die Durchdringung Erneuerbaren Stroms in die anderen Sektoren vereinfacht und somit die Weichen stellt für die nächste Phase der Energiewende.

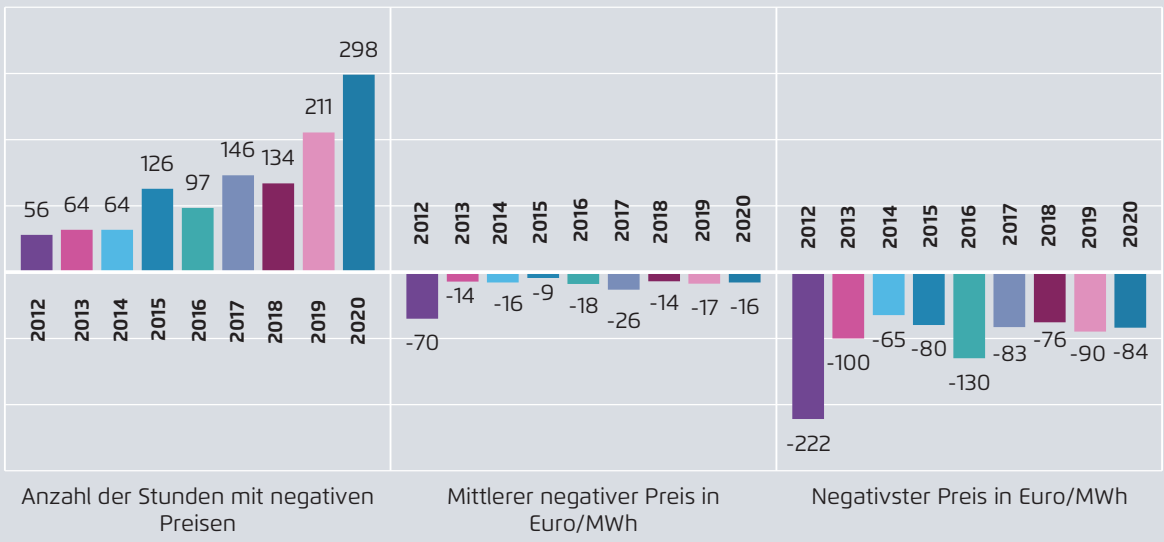
7 Negative Strompreise und Flexibilität

Die Anzahl der Stunden mit negativen Strombörsenpreisen erreicht 2020 mit 298 Stunden den bisherigen Höchststand. Hauptgründe sind der erneute Rekord der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien und eine niedrige Stromnachfrage in Folge der Corona-Pandemie (siehe Abbildung 7-1). Jedoch fiel der mittlere negative Preis mit minus 15,5 Euro je Megawattstunde weniger stark negativ aus als im Vorjahr. Dafür lassen sich mehrere Gründe aufführen.

Ein Grund waren weniger inflexible thermische Kraftwerke am Markt. Thermische Kraftwerke produzieren zu Zeiten negativer Strompreise weiterhin Strom und fahren ihre Leistung nicht herunter, wenn das Wiederanfahren der Kraftwerke teurer ist als den produzierten Stroms zu negativen Strompreisen zu bezahlen. Wenn die Kraftwerke nicht herunterfahren, verschärfen sie das (vermeintliche) Überangebot an Strom und die negativen Strompreise. Aufgrund der generell geringeren Nachfrage im Jahr 2020 waren in den betroffenen Stunden von vornherein weniger Großkraftwerke am Markt und somit auch in den Zeiten negativer Strompreise. Als ein zweiter Grund kam der Preisverfall der Rohstoffe hinzu. Niedrigere Preise vor allem für Mineralöle ließen die Wiederanfahrkosten fossiler Kraftwerke sinken. Das erhöhte deren Bereitschaft, bereits bei moderateren negativen Preisen abzuschalten.

Als dritter Grund ist der sogenannte *Fuel Switch* von Kohle zu Erdgas zu nennen. Durch den Erdgaspreisverfall bei einem sich vergleichsweise schnell erholenden CO_2-Preis im europäischen Emissionshandel konnten (neuere) Gaskraftwerke Strom zu niedrigeren Preisen anbieten als (ältere) Kohlekraftwerke (vergleiche Kapitel 6). Durch die Corona-

Die Zahl negativer Preise klettert auf neuen Rekord, Tiefst- und Mittelwert stagnieren: Auswertung der Stunden mit negativen Strompreisen 2012 bis 2020 — Abbildung 7-1



EPEX-Spot (2018), ENTSO-E (2020b)

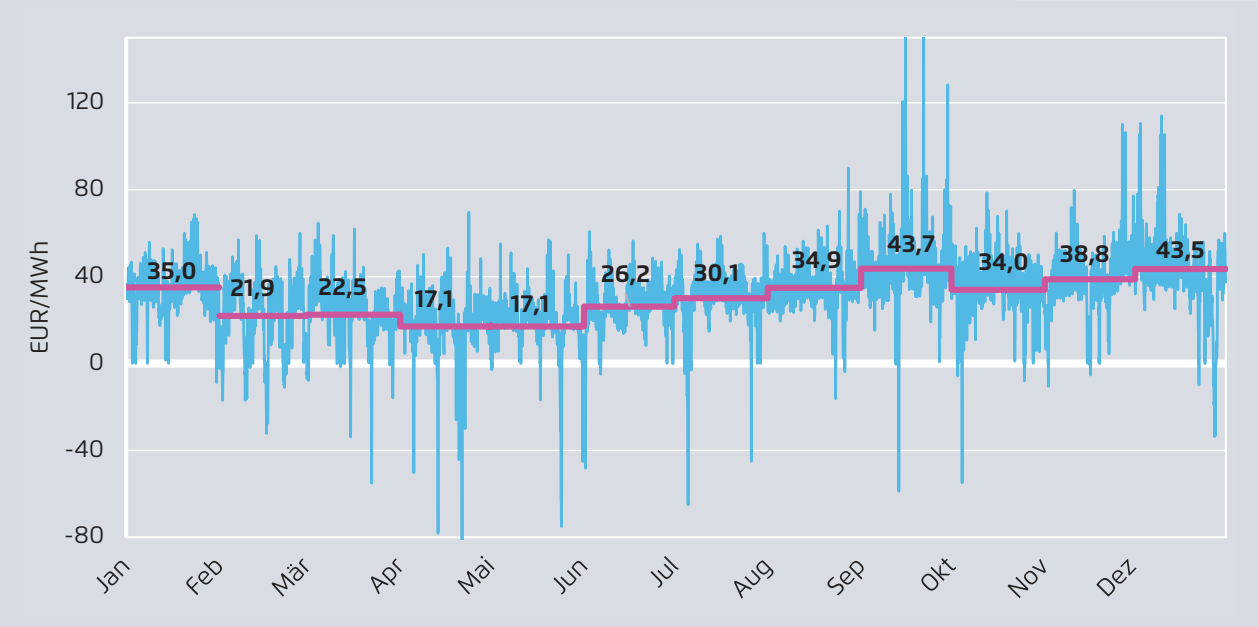
bedingt niedrige Stromnachfrage wurden dadurch vermehrt inflexiblere Kohlekraftwerke aus dem Markt gedrängt. Die verbleibenden Kraftwerke konnten flexibler auf die negativen Strompreise reagieren und ihre Stromeinspeisung reduzieren, was den Druck auf die negativen Strompreise gesenkt hat.

Gleichzeitig kam die Sechs-Stunden-Regel häufiger zum Tragen – mit insgesamt 192 Stunden. Einen Extremfall stellt dabei der 16. Februar dar, ein windreicher und (aufgrund eher warmer Witterung) lastarmer Sonntag. An diesem Tag war der *Day-ahead*-Preis an 23 von 24 Stunden negativ, 22 Stunden davon am Stück.

Die Sechs-Stunden-Regel des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) führt dazu, das große Erneuerbare-Energien-Anlagen nach sechs Stunden negativer Preise am Stück ihren Vergütungsanspruch verlieren. Danach richten, falls es die Anlagentechnik und die Anfahrkosten erlauben, Betreiber und Vermarkter ihre Einsatzstrategie aus und regeln in den betroffenen Stunden die Anlagen ab.

Mit dem EEG 2021 wird aus der Sechs-Stunden-Regel eine Vier-Stunden-Regel, wobei die Stunden mit Vergütungsausfall dann auf die maximale Förderungsdauer angerechnet werden. Hätte die Vier-Stunden-Regel bereits im Jahr 2020 gegolten, hätte sich die Anzahl der betroffenen Stunden um mehr als ein Viertel auf 245 erhöht. Mit der Reduzierung der Stundenzahl von sechs auf vier treibt das Bundeswirtschaftsministerium die Flexibilisierung der Angebotsseite voran. Dadurch werden die Erneuerbaren-Energien-Anlangen in nachfrageschwachen Zeiten noch früher vom Netz gehen. So sinkt der Druck für thermische Kraftwerke, ihre Einspeisung stattdessen zu reduzieren und ihre Brennstoffe zu sparen. Eine Alternative, welche die Abschaltung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen und damit einen Anstieg der CO_2-Emissionen vermeidet, wären Anreize für eine stärkere Sekto-

Geringe Stromnachfrage und niedriger Erdgaspreis senken den Börsenstromreis für Lieferungen am nächsten Tag: Stündliche Börsenstrompreise *(Day-ahead)* für 2020 — Abbildung 7-2



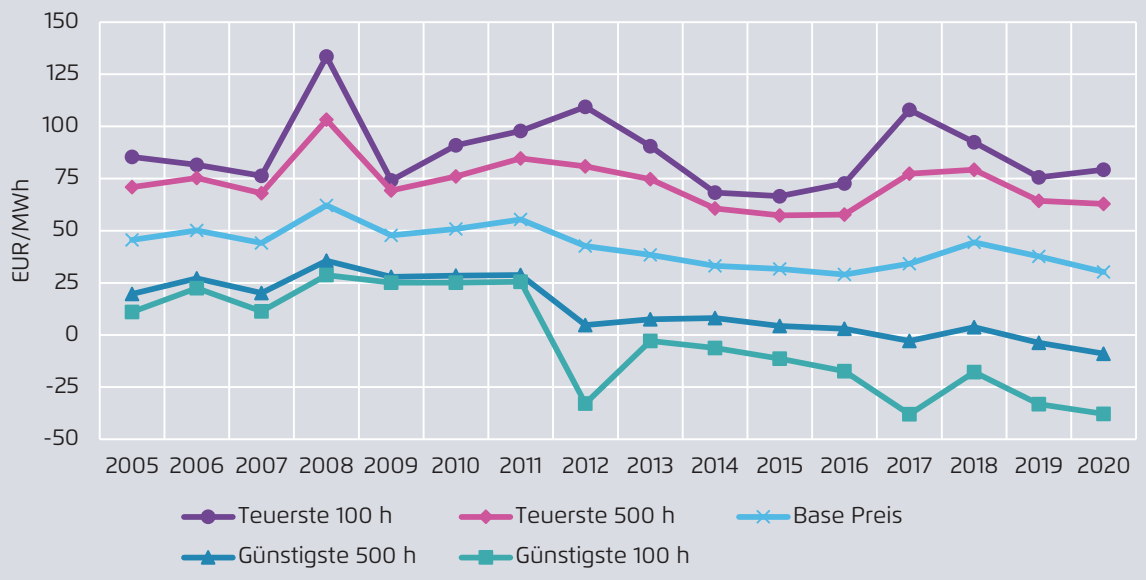
ENTSO-E (2020b)

renkopplung und für die Flexibilisierung der Nachfrageseite. Mit einer von vielen Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmern schon lange geforderten Reform der Abgaben, Umlagen und Steuern auf Energie sowie der Netzentgelte könnten Hemmnisse dafür beseitigt und gezielte Anreize für eine klimaschonende Sektorenkopplung geschaffen werden. Viele Vorschläge für eine solche Reform liegen seit mehreren Jahren auf dem Tisch. Bisher fehlte den Entscheidungsträgern jedoch offenbar die Kraft für eine Umsetzung.

Die billigste Stunde im Jahr 2020 im *Day-ahead*-Markt trat mit rund minus 84 Euro je Megawattstunde zwischen 13 und 14 Uhr am 21. April während des ersten Lockdowns auf. In dieser Stunde waren Wind und Sonne für rund 82 Prozent der Stromproduktion verantwortlich. Sechs Prozent der Gesamtproduktion wurde in Nachbarländer exportiert. Der Absolutwert liegt damit über dem Vorjahreswert von minus 90 Euro je Megawattstunde. 2019 wurden am 8. Juni in der Stunde von 14 bis 15 Uhr 80 Prozent der Stromproduktion mit Erneuerbaren Energien abgedeckt und 10 Prozent des Stroms exportiert.

Hohe Anteile Erneuerbarer Energien und eine geringe Nachfrage sorgen allgemein für moderate Preise im Großhandel (*day-ahead*), so dass im Jahr 2020 mit 30,47 Euro je Megawattstunde die Preise aus 2019 (37,68 Euro je Megawattstunde) im Mittel um rund 20 Prozent unterschritten wurden. Die Auswirkungen des Lockdown-bedingten Nachfragerückgangs lassen sich vor allem an den Durchschnittspreisen der Monate März bis Juli mit Werten zwischen 17,1 bis 30,1 Euro je Megawattstunde ablesen (siehe Abbildung 7-2). 2019 lagen die durchschnittlichen Preise in diesem Zeitraum zwischen 30,6 und 39,7 Euro je Megawattstunde. Nur in den Monaten September (43,8 €/MWh in 2020 vs. 35,7 €/MWh in 2019) und Dezember (43,5 €/MWh in 2020 vs. 32 €/MWh in 2019) lag der Durchschnittspreis über dem Vorjahresniveau. Im September war der Anteil

2020 sind Preisspitzen etwas teurer als 2019, Preise insgesamt aber niedriger: Teuerste und billigste Stunden an der Strombörse 2020 (*Day-ahead*-Preise) — Abbildung 7-3



EPEX-SPOT (2018), ENTSO-E (2020b)

der Stromproduktion aus Wind gegenüber dem Vorjahr gering, weswegen elf Prozent der Produktion von teureren Steinkohlekraftwerken gedeckt wurde (Jahresdurchschnitt 2020: 7 Prozent). Ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken in Frankreich, die länger als geplant in Revision blieben, und daraus resultierende Preisaufschläge auf der Nachfrageseite verstärkten den Effekt.

Neben den Durchschnittswerten verminderte sich auch die Preisspanne im Großhandel (*day-ahead*) im Jahr 2020 wiederholt. In der Spitze lag der höchste Tagesmittelpreis am deutschen Strommarkt am 9. Dezember bei 75 Euro je Megawattstunde und damit 14 Prozentpunkte unterhalb des Vorjahreswerts von 86 Euro je Megawattstunde. Demgegenüber wies der günstigste Tag des Jahres am 24. Mai einen Strompreis von rund minus 26 Euro je Megawattstunde auf (2019: -42 Euro je Megawattstunde). Der Rückgang der Preisspitzen im Tagesmittel ist auf die gesunkene Nachfrage und Brennstoffkosten mit dem Wechsel in der *Merit-Order* hin zu Gaskraftwerken zurückzuführen. Darüber hinaus hat der erhöhte Anteil Erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung in Deutschland und Europa in Kombination mit einem vergleichsweise milden Winter einen positiven Einfluss.

Im Hinblick auf den Brennstoffwechsel und den hohen Anteil Erneuerbarer Energien als Resultat des Nachfragerückgangs lässt sich die Frage stellen, ob das Jahr 2020 einen Blick auf des Stromsystem der kommenden Jahre erlaubt: Das Maß an negativen Stunden in seiner Anzahl und Ausprägung verdeutlicht, dass das Stromsystem mit einem Erneuerbare-Energien-Anteil in eine Phase eintritt, in der Flexibilität immer wichtiger wird.

Dabei gilt es sowohl die Befähigung der Angebots- als auch die Anreizung der Nachfrageseite zu fokussieren. Mit der Einführung des Regelarbeitsmarkts am 2. November wurde im Jahr 2020 vor allem bei der Flexibilisierung der Angebotsseite ein regulatorischer Fortschritt erzielt. Der Mechanismus zur Ausschreibung und Auktion von Regelenergie dient als erste Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und damit der Aufrechterhaltung einer stabilen Frequenz von 50 Hertz. Der Regelarbeitsmarkt ermöglicht aktuell Anbietern von Sekundär- und Tertiärreserve das Einreichen von Geboten „*intraday*" bis eine Stunde vor Handelsschluss. Da das Prognoserisiko für Anbieter sinkt, soll die Liquidität des Marktes erhöht und ein Anreiz für Wind- und perspektivisch für Solar-Anlagen geschaffen werden an den Auktionen teilzunehmen. Beide Faktoren sollen die Systemeffizienz erhöhen. Der Markt für Regelenergie ist bis jetzt immer noch ein Markt mit nahezu ausschließlicher Beteiligung von fossilen Kraftwerken und Wasserkraftwerken. Mit dem Ende der Pilotphase Regelenergie am 31. Dezember 2019 und der Aktualisierung der Präqualifikationsbedingungen im zweiten Quartal 2020 dürfen Windenergieanlagen offiziell an den Auktionen für Sekundär- und Tertiärreserve teilnehmen. Laut Brancheninformationen werden bereits Windenergieanlagen bezuschlagt und abgerufen, jedoch ist der Anteil zu vernachlässigen.

Insbesondere in Zeiten mit niedrigen Preisen gibt es noch Potenzial für eine stärkere Nutzung von Strom. Anstatt neuer Anreize zur Abregelung der Erneuerbaren auf der Angebotsseite zu setzen, sollte das Potenzial auf der Nachfrageseite gehoben werden. Dafür sind variable Stromtarife notwendig. Zudem bedarf es einer Reform des Systems von Abgaben, Umlagen und Netzentgelten, so dass die Ausschläge der Großhandelsstrompreise nicht mehr von diesen Aufschlägen überdeckt und somit für die Stromverbraucher sichtbar werden. Mit der Zunahme der Elektromobilität und der stärkeren Nutzung von Strom in der Wärmebereitstellung kommen neue Verbraucher hinzu, welche die notwendige Flexibilität mitbringen, sich an solchen Strompreissignalen orientieren zu können.

Ein Blick auf die teuersten und günstigsten Stunden der vergangenen Stromjahre (siehe Abbildung 7-3) zeigt, dass die Flexibilitätsanforderungen insbeson-

dere in Zeiten niedriger Preise steigen. Im Jahr 2020 fielen die Preise in den günstigsten Stunden weiter. Der Nachfragerückgang während der Lockdown-Monate hatte jedoch keinen Einfluss auf die teuersten Stunden im *Day-ahead*-Handel. Diese teuersten Stunden sind hauptsächlich im September (200,0 Euro je Megawattstunde) und in der ersten Dezemberhälfte (114,0 Euro je Megawattstunde) aufgetreten. Nur einmal lag der Preis im Vorjahr über 100 Euro je Megawattstunde, im Jahr 2020 war das 25 Mal der Fall. Niedrigere als prognostizierte Windstromeinspeisung, eine höhere, aber nicht ausreichende Flexibilität aus Gaskraftwerken und Nichtverfügbarkeiten in Frankreich bei Kraft-Wärme-Kopplungs- und Kernkraftkraftwerken führte zu der Preisspitze im *Day-ahead*-Handel von 200 Euro je Megawattstunde. Die Knappheit wurde in diesem Fall am 21. September von 19 bis 20 Uhr eingepreist. Zu diesem Zeitpunkt lag die Importleistung bei rund fünf Gigawatt.

Dementsprechend muss auch die Nachfrageflexibilität zu Zeiten hoher Preise wieder in den Fokus rücken. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und der Kohleausstieg werden mittelfristig die regelbare Erzeugungsleistung reduzieren. Eine mögliche Übergangslösung stellen Stromspeicher dar, die überschüssigen Strom laden: Sie könnten den trotz Anreizen inflexiblen Teil der Nachfrage decken. Eine Anpassung des regulatorischen Rahmens ist auch hierfür notwendig.

8 Finanzierung

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

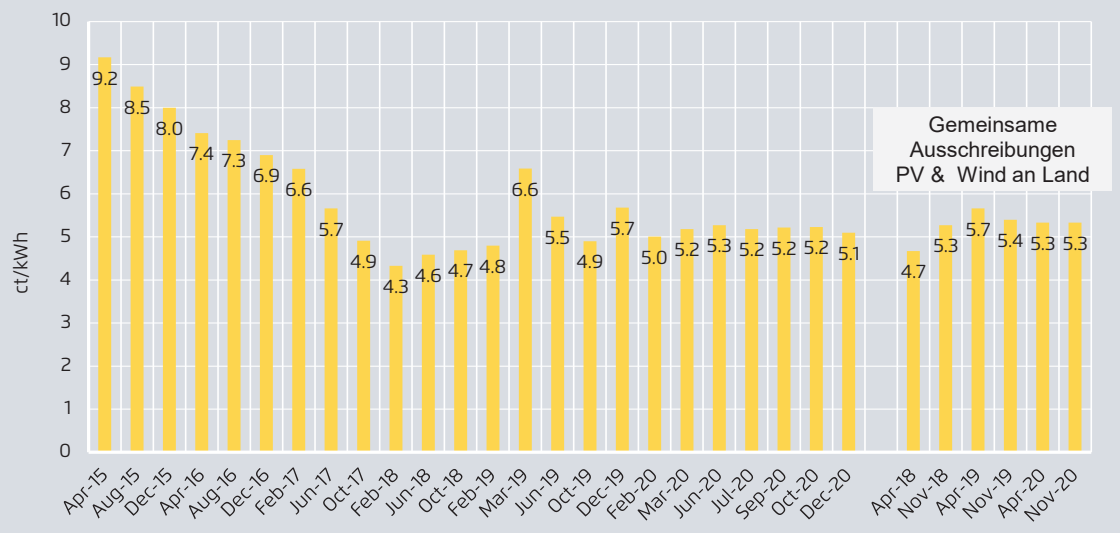
Die in Auktionen ermittelten Förderhöhen für Strom aus Erneuerbaren Energien lagen im Jahr 2020 im Mittel unter den Werten von 2019. Sie fielen je nach Technologie allerdings sehr unterschiedlich aus.

Bei der Photovoltaik waren alle Ausschreibungsrunden überzeichnet. Der Durchschnittswert über alle Ausschreibungsrunden (nicht mengengewichtet) lag bei 5,18 Cent je Kilowattstunde mit geringen Schwankungen (siehe Abbildung 8-1) und damit knapp sechs Prozent unter dem Vorjahreswert.

Bei der Windenergie an Land hingegen waren, wie schon im Vorjahr, alle Ausschreibungen der ersten zehn Monate unterzeichnet. Nur die letzte Auktion vor Verschärfung der Ausschreibungsregeln mit dem Inkrafttreten des novellierten Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2021) war mit 80 Prozent der ausgeschriebenen Menge überzeichnet. Der durchschnittliche Zuschlagswert bei allen Auktionen lag, bedingt durch den geringen Wettbewerbsdruck, mit 6,14 Cent je Kilowattstunde nur geringfügig unter dem maximal zulässigen Gebot von 6,2 Cent je Kilowattstunde und nur 0,8 Prozent unter dem Vorjahresdurchschnitt. Etwaige Kosteneinsparungen bei Windprojekten schlugen sich somit nur sehr geringfügig in den Förderhöhen nieder.

Auktionen für Strom aus Windenergieanlagen auf See fanden 2020 nicht statt. Bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land gab es erneut keine Zuschläge für Windenergieanlagen.

Vergütungen für Solarstrom insgesamt leicht unten den Vorjahreswerten: Durchschnittliche Auktionsergebnisse aller Photovoltaik-Ausschreibungen 2015 bis 2020 — Abbildung 8-1



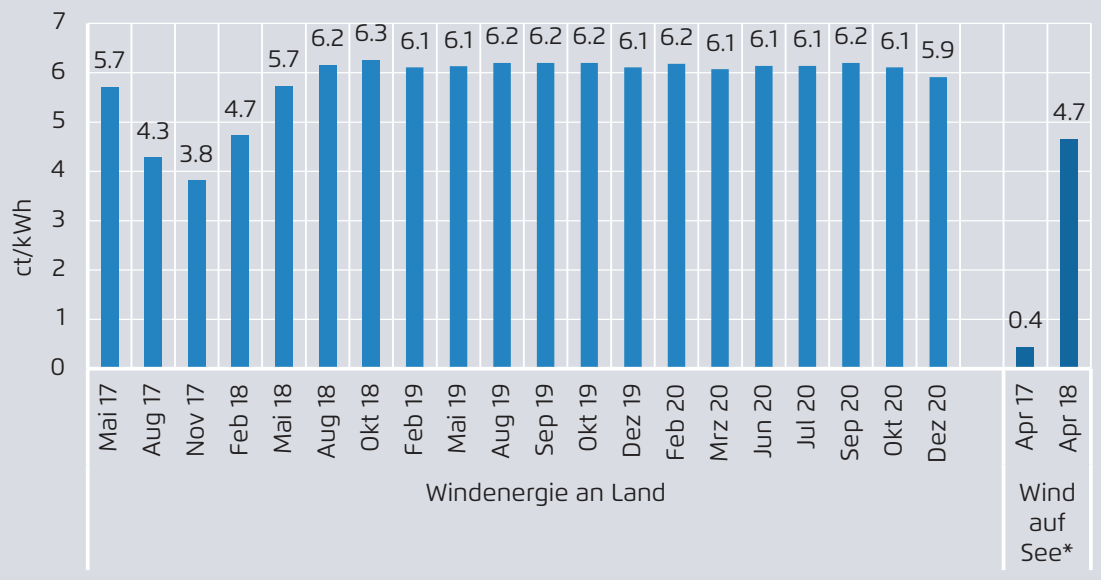
Bundesnetzagentur (2020b)

Bei der Photovoltaik wurden im Jahr 2020 insgesamt gut 1.300 Megawatt in sieben Auktionen im *pay-as-bid*-Verfahren – bei erfolgreichem Gebot entspricht der Zuschlag der gebotenen Förderhöhe – vergeben. Dabei lagen die Kapazitäten der eingereichten Gebote zum Teil fünf Mal höher als die ausgeschriebene Kapazitäten. Aufgrund des Wettbewerbs lagen die mengengewichteten Zuschlagswerte bei jeder Auktion deutlich unterhalb der oberen Gebotsgrenze. Das höchste bezuschlagte Gebot aller Auktionen betrug 5,4 Cent je Kilowattstunde, während in dieser Auktion 7,49 Cent je Kilowattstunde erlaubt gewesen wären. Die Varianz der mengengewichteten Zuschlagswerte aller Auktionen in 2020 war gering.

Bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land wurden wie bereits in den Vorjahren ausschließlich Zuschläge für Gebote für Solaranlagen verzeichnet. Außerdem kam es wie bereits 2019 zu dem Fall, dass überhaupt keine Gebote von Windenergieanlagenbetreibern abgegeben wurden. 2020 fanden zwei solcher gemeinsamen Ausschreibungen mit einem Volumen von jeweils 200 Megawatt statt. Die Zuschlagswerte lagen etwas unterhalb des Niveaus von 2019 und auf dem gleichen Niveau wie die Ergebnisse der ausschließlichen Ausschreibungen für Solaranlagen.

Die 2020 bezuschlagte Leistung für Windenergieanlagen an Land betrug 2.672 Megawatt in sieben Auktionen und lag damit 30 Prozent unter der ausgeschriebenen Menge. Das Preisniveau der Zuschlagswerte lag wegen des fehlenden Wettbewerbs mit 6,14 Cent je Kilowattstunde nur geringfügig unterhalb des zulässigen Maximalgebots von 6,2 Cent je Kilowattstunde (siehe Abbildung 8-2). Im November 2017 betrug der bisher niedrigste Zuschlagswert 3,82 Cent je Kilowattstunde. Seit August 2018 wurden jedoch in allen Ausschreibungsrunden für Windkraft an Land die Zuschläge im Durchschnitt mit mehr als 6 Cent je Kilowattstunde erteilt.

Wie schon 2019 kam es auch in 2020 fast ausschließlich zu Maximalgeboten: Durchschnittliche Auktionsergebnisse aller Ausschreibungen für Windstrom 2017 bis 2020 — Abbildung 8-2



Bundesnetzagentur (2020b), *exklusive Netzanschlusskosten (ca. 3 ct/kWh)

Dem ausgeschriebenen Volumen von 3.860 Megawatt Windenergieleistung standen eingereichte Gebote in Höhe von 3.116 Megawatt gegenüber. Im Mittel waren die Auktionen somit zu 20 Prozent unterzeichnet. Einzig die letzte Ausschreibung im Dezember, vor dem Inkrafttreten der Gesetzesänderung ab 2021, war nicht unterzeichnet. Wird diese letzte Ausschreibung nicht betrachtet, so standen 3.493 Megawatt ausgeschriebener Leistung einer Gebotsmenge von 2.457 Megawatt gegenüber. Diese sechs Ausschreibungen waren im Mittel sogar zu 30 Prozent unterzeichnet.

Die Zuschlagsmenge fiel aufgrund einiger Gebotsausschlüsse sogar noch geringer aus. Somit wurden im Jahr 2020 insgesamt rund 1.200 Megawatt an Windkraftleistung nicht vergeben. Diese fehlenden Vergabemengen kündigen an, dass die Ausbauflaute bei der Windkraft auch in den kommenden Jahren anhalten wird. Bereits 2019 konnten rund 1.800 Megawatt an Leistung nicht vergeben werden.

Die Situation für Windenergie an Land ist deshalb nach wie vor prekär und gefährdet nicht nur das Erneuerbaren-Energien-Ziel der Bundesregierung für 2030, sondern verdrängt auch die Windindustrie weiter aus Deutschland. So waren im Jahr 2016 noch mehr als 163.000 Menschen in dieser Industrie tätig, davon 133.000 im Onshore-Bereich. Das war beinahe eine Verdreifachung im Vergleich zum Jahr 2000.

Im Jahr 2017 begann der Einbruch: Innerhalb eines Jahres fielen allein im Onshore-Bereich mehr als 21.000 Arbeitsplätze weg. Im darauffolgenden Jahr waren es noch einmal mehr als 17.000 Stellen (Statista 2020). Diese Entwicklung hatte sich angekündigt und es ist zu erwarten, dass sie sich weiter fortsetzt. Schließlich fehlen nach wie vor wegweisende Lösungen für die Probleme der Flächenkulisse, der Begriffsdefinition im Baugesetz zur Abstandsregelung von Windrädern und der lokalen Teilhabe von Kommunen. Damit nimmt die Bundesregierung die Abwanderung einer Industrie mit großem Zukunfts- und Wachstumspotenzial bewusst in Kauf, indem sie ihr den heimischen Markt wegschneidet.

Kostenoptimaler Weg zur Klimaneutralität

Die Erneuerbaren Energien sind die Grundpfeiler für die Energiewende, da der erneuerbar produzierte Strom nicht nur den Stromsektor dekarbonisiert, sondern über die Elektrifizierung wesentlich ist für Sektoren wie Gebäude (vor allem über Wärmepumpen), Verkehr (E-Mobilität) und Industrie (beispielsweise bei der elektrischen Wärmebereitstellung). Es ist daher nicht verwunderlich, dass eine gesamtvolkswirtschaftliche Optimierung zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland im Ergebnis den Ausbau Erneuerbarer Energien in den Mittelpunkt rückt. Die erforderlichen, jährlichen Zubaumengen mögen mit 10 Gigawatt pro Jahr bei der Photovoltaik beziehungsweise 5,5 Gigawatt pro Jahr bei der Windenergie an Land hoch erscheinen, die dafür notwendigen Installationsraten wurden in der Vergangenheit aber sowohl beim Wind als auch der Photovoltaik erreicht. So wurden bei der Photovoltaik zwischen 2010 und 2012 im Schnitt zwar nur 7,5 Gigawatt pro Jahr zugebaut, bevor der Ausbau einbrach.

Berücksichtigt man jedoch, dass in den Jahren danach die Wirkungsgrade von Solarmodulen um rund 30 Prozent zugelegt haben, so würde die gleiche Anzahl von Modulen im Jahr 2021 eine Leistung von knapp 10 Gigawatt aufweisen. Eine Erholung findet momentan zwar statt, der im EEG 2021 angedachte Ausbaupfad bremst den Ausbau jedoch auf rund vier bis fünf Gigawatt pro Jahr in den kommenden Jahren aus, anstatt die Erholung zu beschleunigen (siehe Abbildung 8-3). Nötig wäre eine jährliche Zubaumenge von zehn Gigawatt bei der Photovoltaik pro Jahr ab 2022, um auf den kostenoptimalen Pfad Richtung Klimaneutralität zu kommen.

Die Windenergie an Land erreichte ihre zubaustärksten Jahre nach der Photovoltaik. Zwischen 2013 und 2017 wurden im Schnitt jährlich mehr als 4,5 Gigawatt zugebaut, im Jahr 2017 sogar 5,3 Gigawatt. Im Anschluss brach der Ausbau jedoch zusammen und lag in den Jahren 2019 und 2020 nur geringfügig über der Leistung von einem Gigawatt. Erforderlich wären

hier jährlich 5,5 Gigawatt, also lediglich 0,2 Gigawatt pro Jahr mehr als vor drei Jahren erreicht wurde (siehe Abbildung 8-4).

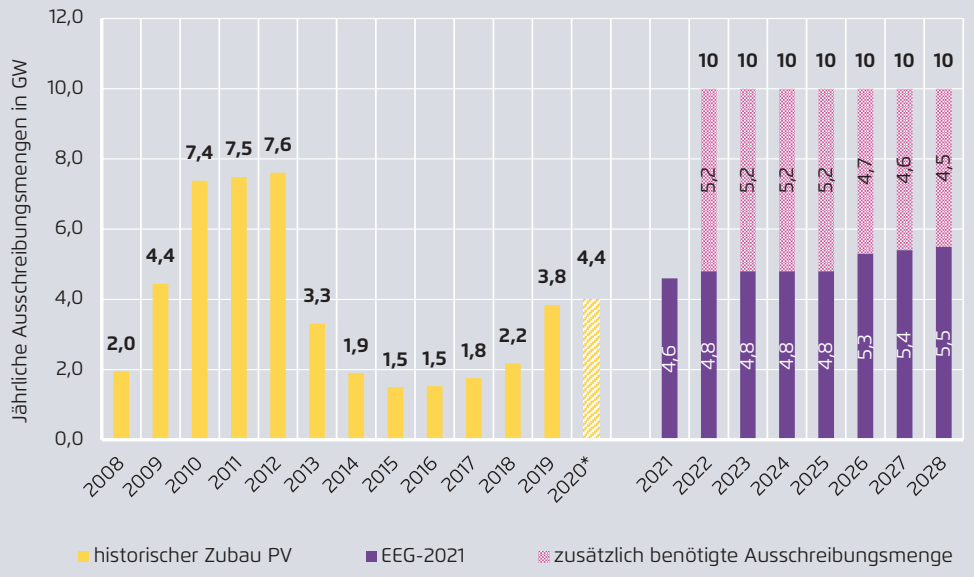
Der aufgezeigte Weg ist nur einer von vielen möglichen Optionen; ihm liegt im Kern eine volkswirtschaftliche Optimierung zu Grunde. Andere Studien zeigen jedoch übereinstimmend, dass eine Beschleunigung des Zubaus Erneuerbarer Energien in allen Szenarien Eckpfeiler für ein klimaneutrales Deutschland ist.

Gesamtkosten geförderter Erneuerbarer Energien

Die Gesamtkosten für geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beliefen sich im Jahr 2020 auf 33,3 Milliarden Euro. Dies ist eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr von 0,3 Milliarden Euro. Die Summe setzt sich zusammen aus den Erlösen aus der Vermarktung des Stroms und den Förderkosten gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Neue Anlagen sind inzwischen sehr günstig: Auf sie entfielen im Jahr 2020 lediglich 0,6 Prozent der gesamten EEG-Förderkosten. Vom Jahr 2021 an entfällt außerdem die hohe Fixvergütung für die ersten in den Nuller-Jahren errichteten EEG-Anlagen nach dem Ende ihrer 20-jährigen Förderdauer. In den nächsten Jahren ist eine weitestgehend stabile Bewegung der gesamten Kosten mit einem leichten Rückgang zu erwarten, bevor die Kosten in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre – analog zum hohen

Für eine volkswirtschaftlich optimierte Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland ist ein Zubau von 10 Gigawatt Photovoltaik pro Jahr erforderlich. Abbildung 8-3



Agora Energiewende (2020b), * vorläufige Werte

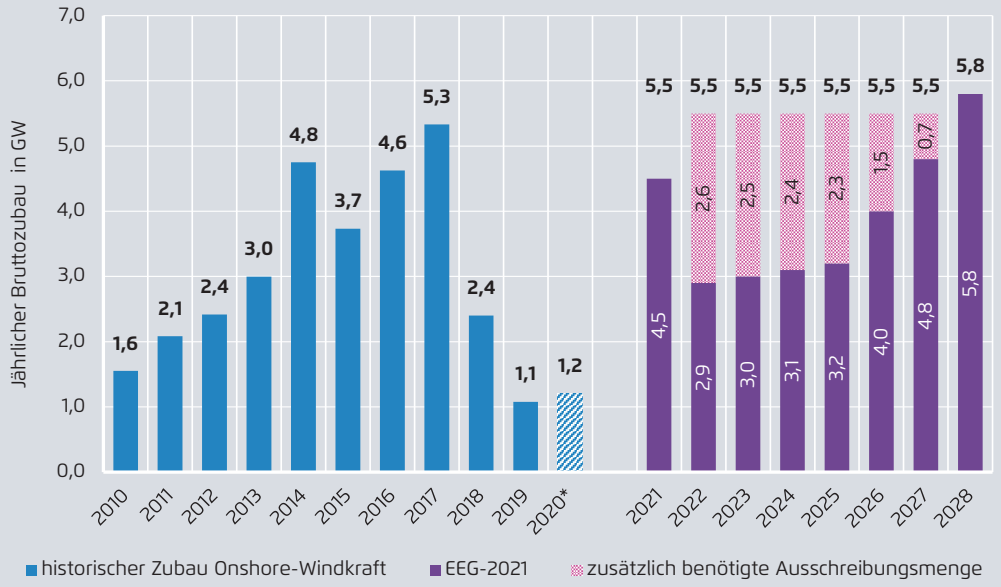
Zubau 20 Jahre zuvor – stärker zurückgehen werden. Der Scheitelpunkt der Kosten Erneuerbarer Energien ist somit bereits erreicht.

Der Corona-bedingt geringe Stromverbrauch in Kombination mit dem günstigen Börsenstrompreis sorgte im Jahr 2020 dafür, dass sich die Einnahmen aus der EEG-Umlage, die für jede Kilowattstunde verbrauchten Stroms gezahlt wird, entgegen der Prognose aus 2019 verringerten. Gleichzeitig erhöhten sich durch die niedrigen Börsenstrompreise die EEG-Förderausgaben. Das EEG-Konto, über das diese Zahlungen verrechnet werden, rutschte in der Folge ab März ins Minus. Bis September vergrößerte sich das Minus weiter auf vier Milliarden Euro[1]. Weil der Kontosaldo aus September mit der EEG-Umlage im folgenden Jahr verrechnet wird, drohte die Umlage 2021 auf ein Rekordniveau von 9,7 Cent je Kilowattstunde zu steigen. Erstmalig in der Geschichte wird die Umlage 2021 durch Bundesmittel bezuschusst, um den drohenden Anstieg abzuwenden und die Umlage auf vorgegebene Werte zu begrenzen. Die EEG-Umlage sinkt im Jahr 2021 somit auf 6,5 Cent je Kilowattstunde von 6,756 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2020. Die maximal angesetzten Mittel aus dem Bundeshaushalt in Höhe von 10,8 Milliarden Euro werden dabei vollständig ausgeschöpft. Im Jahr 2022 soll die EEG-Umlage dann auf 6,0 Cent je Kilowattstunde festgelegt werden. Durch den zusätzlichen Zuschuss aus den Einnahmen aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz wird die Absenkung der Umlage weiter beschleunigt.

Ein sprunghafter Anstieg der EEG-Umlage als Folge von Einmaleffekten durch die Corona-Pandemie wurde abgewendet. Die Windenergie an Land bleibt wegen des schleppenden Zubaus ein Sorgenkind der

1 Auch nach der Bekanntgabe wuchs das Minus weiter. Laut der aktuellsten Veröffentlichung vom Dezember wurde im November ein Tiefststand von minus 4,4 Milliarden Euro erreicht.

Der Ausbau von Windenergieanlagen an Land muss für einen kostenoptimalen Ausbaupfad zur Klimaneutralität leicht über das Niveau von 2017 ansteigen. Abbildung 8-4



Agora Energiewende (2020b), *vorläufige Werte

Energiewende im Stromsektor. Wie bereits im Jahr 2019 haben fehlende Flächenkulissen und regulatorische Hemmnisse zu ausbleibendem Wettbewerb und hohen Zuschlagswerten der Ausschreibungen geführt. Die ausgeschriebenen Mengen, welche für sich genommen schon zu niedrig sind für die Zielerreichung von 65 Prozent Erneuerbaren bis 2030, können aus Mangel an Windenergieprojekten nicht ausgeschöpft werden. Darüber hinaus dürfte dieses Ziel – als Reaktion auf das angehobene Treibhausgas-Minderungsziel der EU – angehoben werden. Eine zügige Erholung der Windkraft, die mit der Solarstromerzeugung die wichtigste Säule für ein klimaneutrales Stromsystem ist, ist aktuell nicht in Sicht.

Green Power-Purchase-Agreements (PPA) in Deutschland

Der Verkauf von grünem Strom außerhalb des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes erfolgt bislang über bilaterale Verträge. Die erneuerbare Stromqualität kann separat mit Grünstromzertifikaten, sogenannten Herkunftsnachweisen, zertifiziert werden. Aufgrund des Doppelvermarktungsverbots ist dies allerdings Betreibern Erneuerbarer-Energien-Anlagen vorbehalten, die keine Förderung über das EEG erhalten.

In Deutschland wird so vor allem Strom aus Wasserkraftanlagen vermarktet. Die Zertifikate sind ab Ausstellung maximal ein Jahr gültig. Da die innerdeutsche Nachfrage nach Grünstromzertifikaten das Angebot deutlich übersteigt, wurde sie zu weiten Teilen mit Zertifikaten von Biomasse- und Wasserkraftanlagen aus dem europäischen Ausland gedeckt. Der Anteil importierter Zertifikate an der Gesamtmenge Deutschlands lag 2019 bei rund 90 Prozent (96 Terawattstunden). Bis Ende November 2020 belief sich die Gesamtmenge der Import-Zertifikate auf 91 Terawattsunden (AIB 2020). Aufgrund des grenzüberschreitenden bilateralen Handels gibt es keine einheitliche und transparente Preisübersicht Die niedrigsten Preise werden jedoch in der Regel von skandinavischer Wasserkraft gesetzt und liegen aktuell bei 0,03 Cent je Kilowattstunde. Für den Preis sind letztendlich Qualitätskriterien wie Anlagenalter, Energiequelle und Herkunftsland entscheidend.

Grünstromzertifikate bieten daher auch Anlagen eine zusätzliche Erlösmöglichkeit, die das Ende ihrer 20-jährigen Förderdauer nach dem EEG erreicht haben. Dies wird 2021 erstmalig für Betreiber von Anlagen relevant werden, die dann ans Ende der EEG-Förderung gekommen sind. Inwiefern die Anschlussregelung im EEG 2021 mit dem Doppelvermarktungsverbot im Einklang steht, bleibt abzuwarten.

Die Herkunftsnachweise werden in Deutschland zunehmend in langfristige, bilaterale Stromlieferverträge integriert, welche die gesamte Vermarktung des Stroms regeln, sogenannte *Power-Purchase-Agreements* (PPAs), beziehungsweise bei der Grünstromvermarktung *green PPAs*. Diese ermöglichen zum Teil höhere Erlöse, als es über die Vermarktung an der Strombörse ohne Grünstromzertifizierung möglich wäre. Darüber hinaus wird durch die integrierte Vermarktung der Herkunftsnachweise in die *PPAs* die Möglichkeit zum sogenannten *Greenwashing* reduziert: Viele Stromanbieter beziehen ihren Strom weiterhin auf Basis des deutschen Strommix und decken sich zur Vermarktung des eigenen Stromangebots als Ökostrom mit den erforderlichen, günstigen Zertifikaten ein. Diese führen aber nur teilweise zu heimischem Zubau von Erneuerbarer Energien. Einige Grünstrom-Anbieter weisen daher zusätzliche Qualitätsmerkmale aus, wie zum Beispiel Investitionen in Neuanlagen.

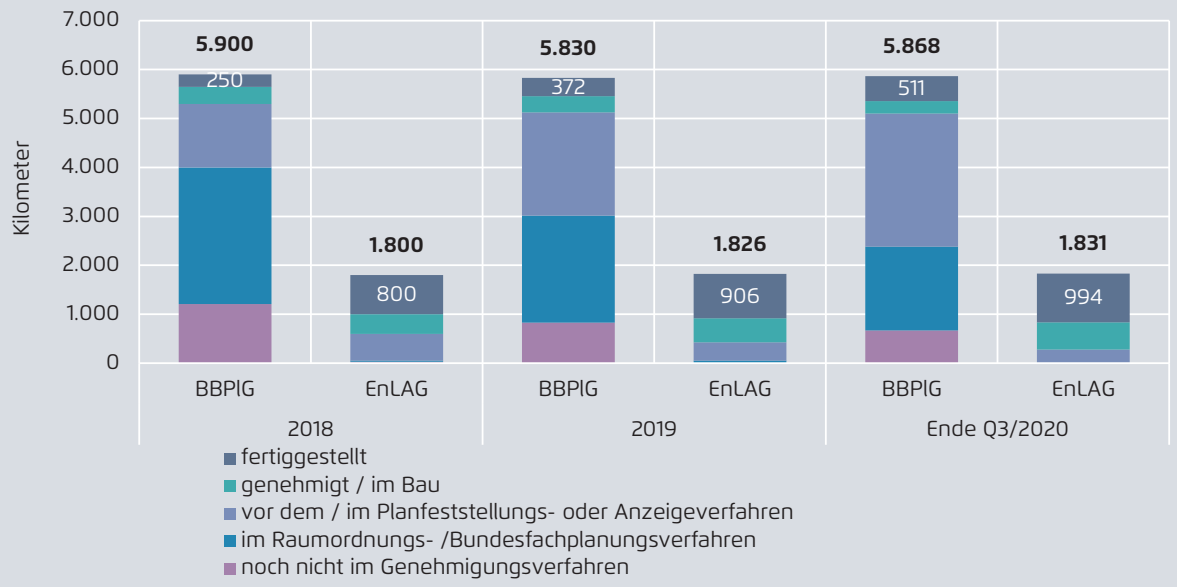
Seit 2019 werden solche Verträge vermehrt öffentlichkeitswirksam abgeschlossen. Im Jahr 2020 lag das Marktvolumen an *PPA*-Projekten mit Realisierung im selben Jahr bei schätzungsweise 300 Megawatt. Noch einmal so viele Projekte sind bereits vertraglich geregelt und sollten mehrheitlich im Jahr 2021 realisiert werden (PV-Magazine 2020).

9 Netze

Bei den Übertragungsnetzbetreibern bleibt der Netzausbau auch 2020 mühsam, allerdings und trotz Corona-Pandemie auf ähnlichem Niveau wie 2019. Mit 227 Kilometern neu fertiggestellter Leitungsvorhaben bis Ende des dritten Quartals 2020 wurden nunmehr 1.505 Kilometer, also ein Fünftel der insgesamt geplanten 7.699 Kilometer realisiert (siehe Abbildung 9-1). Die Corona-Krise verschärfte die Herausforderungen des Netzausbaus und -betriebs zusätzlich. Neben digitalen Antragskonferenzen zeigte dies vor allem der gestiegene spannungsbedingte *Redispatch* – also Eingriffe zur Steuerung der Erzeugungsleistung von Kraftwerken um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten – aufgrund der reduzierten Nachfrage. Im Vergleich zur Vorjahresperiode und jeweils inklusive *Countertrading* – dem kurzfristigen Handel von Strom an der Börse als *Redispatch*-Maßnahme von Übertragungsnetzbetreibern – erhöhten sich die *Redispatch*-Mengen in den ersten drei Quartalen 2020 um rund zehn Prozent; die *Redispatch*-Kosten stiegen dagegen weniger stark um vier Prozent auf 236,7 Millionen Euro.

Für den Handel und die Versorgungssicherheit verzeichnete das Jahr 2020 positive Entwicklungen: Mit der Anbindung von Belgien und Norwegen durch neue Grenzkuppelleitungen erhöht sich die Anzahl der elektrischen Nachbarn Deutschlands von neun auf elf. Die Projekte ALLEGrO und NordLink stellen gemeinsam mit der ebenfalls neuen Leitung *Combined Grid Solution* 2.800 Megawatt an neuer Interkonnektor-Übertragungsleistung zur Verfügung. Zusätzlich zum bekannten Ausbaubedarf der Übertragungsnetzbetreiber rückt der Verstärkungs- und Ausbaubedarf bei den Verteilnetzbetreibern immer stärker in den Fokus. In ihren Bilanzberichten hatten

Trotz Corona schreitet der Netzausbau mit ähnlicher Geschwindigkeit voran wie 2019: Stand des Netzausbaus in Deutschland nach dem dritten Quartal 2020 — Abbildung 9-1



Bundesnetzagentur (2020f)

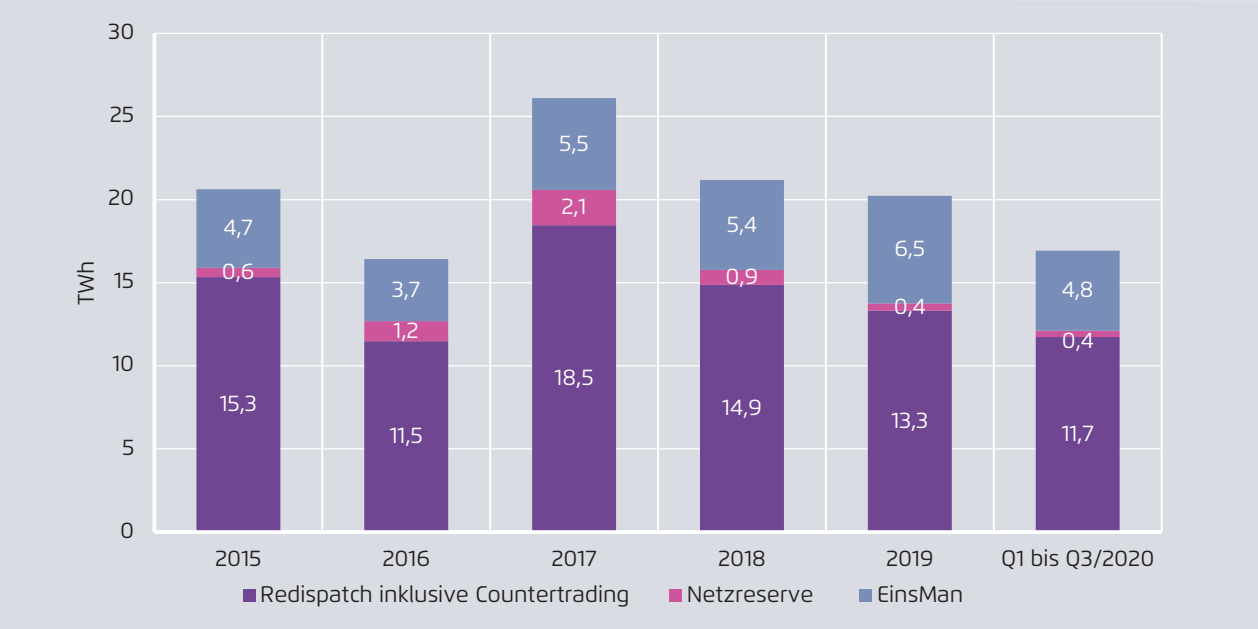
sie für 2020 Investitionen in Höhe von 4,7 Milliarden Euro vorgesehen.

Der Netzausbau stellt nach wie vor einen Grundpfeiler der Energiewende dar, denn ohne die erforderlichen Übertragungsnetzkapazitäten kann der Strom aus Erneuerbaren Energien nicht aus den Regionen mit großen Mengen an Stromerzeugung in die Regionen mit hohem Strombedarf transportiert werden. Neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge lenken den Blick zudem vermehrt auf einen smarteren Betrieb der Verteilnetze und, wo dies nicht ausreicht, auf die Verstärkung der Verteilnetze.

Der Ausbau der Interkonnektoren mit anderen europäischen Ländern ermöglicht Synergien und wirkt sich positiv auf die Versorgungssicherheit aus. Im Jahr 2020 konnten wichtige Leitungen in Betrieb genommen werden. Durch den Austausch einer 220-Kilovolt- durch eine 380-Kilovolt-Leitung kann über die Mittelachse in Schleswig-Holstein künftig bis zu sieben mal mehr (erneuerbarer) Strom von und nach Dänemark transportiert werden (Tennet 2020a). Mit der *Combined Grid Solution* ging der erste Hybrid-Interkonnektor ans Netz. Mit ihm wird gleichzeitig der Offshore-Windpark Kriegers-Flak angeschlossen und eine weitere 400-Megawatt-Verbindung zwischen Dänemark und Deutschland geschaffen (50Hertz 2020). Dieses Projekt lässt zukünftig auf eine kosteneffiziente Anbindung von Windparks hoffen.

Mit dem Interkonnektor ALLEGrO wurde der erste Interkonnektor nach Belgien als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit rund 1.000 Megawatt Transportkapazität in Form eines Erdkabels umgesetzt (Amprion 2020). Der Interkonnektor NordLink befindet sich nach erfolgreicher Inbetriebnahme Ende 2020/Anfang 2021 noch im Test und wird nach vollständiger Aktivierung im ersten Quartal 2021 mit einer Kapazität von 1.400 Megawatt

Systemführung 2020: Abgerufene Mengen an *Redispatch*, Netzreserve und Einspeise-Management befanden sich im Corona-Jahr nach dem dritten Quartal über dem Vorjahreszeitraum — Abbildung 9-2



Bundesnetzagentur (2020g)

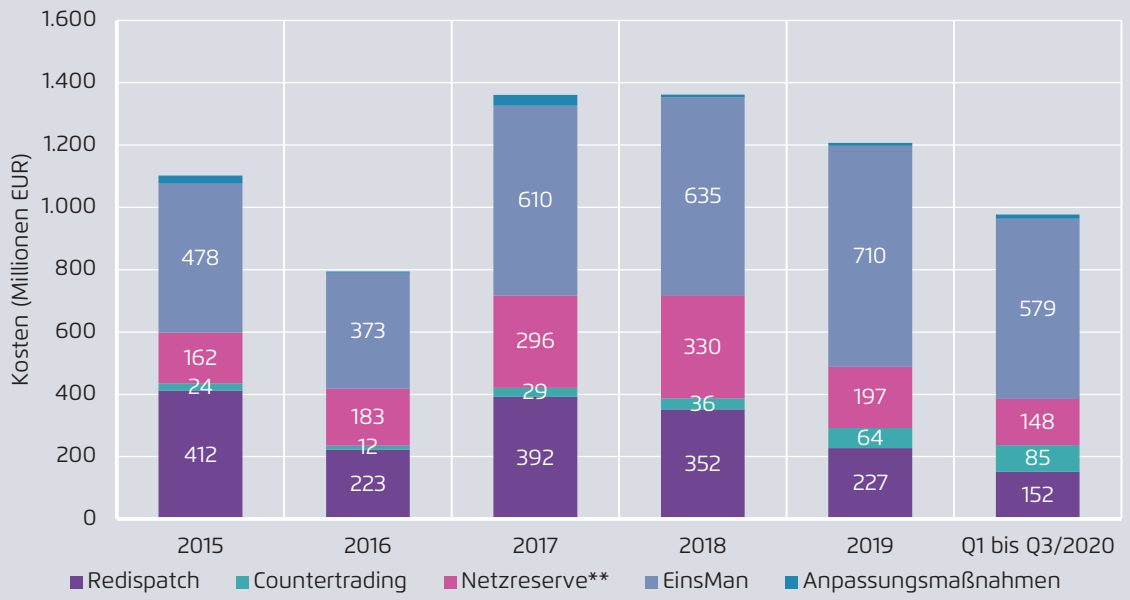
die erste direkte Verbindung mit Norwegen bilden. Insbesondere bindet er die dortige Flexibilität aus Wasserkraftwerken an das deutsche Stromnetz an (Tennet 2020b). Damit hat Deutschland Ende 2020 insgesamt elf statt bisher neun elektrischer Nachbarn (50Hertz 2020, Amprion 2020).

Eine weitere Erhöhung der inländischen Übertragungskapazität konnte in Niedersachsen mit der 380-Kilovolt-Leitung zwischen Wilhelmshaven und Conneforde realisiert werden (Tennet 2020c). Weitere Inbetriebnahmen von kompletten Leitungsprojekten waren laut Bundeswirtschaftsministerium für das Jahr 2020 nicht geplant (BMWi 2019).

Die Inbetriebnahme der genannten Leitungen wird sich vor allem positiv auf den Handel und die Versorgungssicherheit Deutschlands auswirken. Die Effekte auf den *Redispatch* sind jedoch beschränkt, da die großen Leitungsprojekte zur Behebung der innerdeutschen Engpässe erst in den kommenden Jahren in Betrieb gehen sollen. Nach den bisher vorliegenden Zahlen der Bundesnetzagentur bis einschließlich Oktober 2020 ist die Summe der reduzierten und erhöhten Menge an *Redispatch* inklusive *Countertrading* auf 11,7 Terawattstunden gestiegen; gegenüber dem Vorjahreszeitraum 2019 mit 10,5 Terawattstunden bedeutet dies einen Anstieg um elf Prozent (siehe Abbildung 9-2).

Der Hauptgrund für die Zunahme sind laut Bundesnetzagentur die spannungsbedingten *Redispatch*-Maßnahmen durch die niedrige Stromnachfrage ab März 2020 in Folge der Corona-Krise. Im dritten Quartal 2020, in dem sich auch die Nachfrage wieder erholte, war dieser Effekt nicht mehr zu spüren; die *Redispatch*-Menge war sogar um mehr als eine Terawattstunde geringer als im Vorjahres-Quartal. Die *Redispatch*-Kosten inklusive *Countertrading* beliefen sich in den ersten drei Quartalen 2020 auf 236,7 Millionen Euro.

Systemführung 2020: Kosten für Maßnahmen der Systemführung lagen nach dem dritten Quartal rund sechs Prozent über dem Vorjahreszeitraum — Abbildung 9-3



Bundesnetzagentur (2020g)

Die Kosten für *Redispatch* und *Countertrading* sind im Vergleich zum Vorjahreszeit weniger stark gestiegen als die Mengen, nämlich um rund 4 Prozent (siehe Abbildung 9-3). Das ist vermutlich auf die niedrigeren Stromerzeugungskosten durch die Corona-bedingt gefallenen Brennstoffpreise zurückzuführen sowie auf die insgesamt niedrigeren Strompreise im Inland und in den Nachbarstaaten. Auffällig bei den *Redispatch*-Zahlen sind vor allem die höheren Mengen- und Kostenanteile für das *Countertrading*, die am Ende des dritten Quartals mit 85,1 Millionen Euro bereits über den Kosten des vorherigen Jahres lagen. Im Gegensatz zum *Redispatch* werden beim *Countertrading* keine Kraftwerke direkt angewiesen, ihre Einspeisung zu verändern, sondern die Übertragungsnetzbetreiber kaufen und verkaufen Strommengen in Nachbarländern im *Intraday*-Handel, um Netzengpässe überwiegend im Norden Deutschlands zu beheben.

In der ersten Jahreshälfte lagen die Börsenstrompreise in Dänemark und Schweden weit unterhalb der Strompreise in Deutschland, wodurch in diesem Zeitraum rund 64 Prozent mehr Strom aus den beiden Ländern importiert wurde. Durch einen besseren Stromabtransport innerhalb Deutschlands von Norden nach Süden durch die Umsetzung der geplanten Leitungsvorhaben, ist mit einem Rückgang des *Countertradings* zu rechnen.

Trotz der anhaltenden Zubaukrise bei Windkraft an Land wird eine Steigerung der Windstromerzeugung in den ersten drei Quartalen 2020 um knapp zwölf Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum verzeichnet. Hauptgrund hierfür ist viel Wind im Februar. Die Kosten für das Einspeisemanagement (EinsMan) bis einschließlich des dritten Quartals bleiben mit 579 Millionen Euro dennoch auf dem Niveau des Vorjahres. Sobald die Daten für das vierte Quartal 2020 vorliegen, wird Klarheit darüber herrschen, ob das Jahr 2019 mit den höchsten EinsMan-Kosten Rekordhalter bleibt oder vom Jahr 2020 überboten wird.

Im Hinblick auf die Einführung des *Redispatch* 2.0 im Oktober 2021 stellt 2020 das letzte Jahr dar, in dem die Einspeisemanagement-Regelung nach § 13 EnWG vollständig anwendbar ist. Mit der Neufassung des § 13a EnWG können Erneuerbare Energien und KWK-Anlagen abgeschaltet werden, falls ihre Wirksamkeit auf einen Netzengpass mindestens um den Faktor 10 beziehungsweise 5 höher ist als die eines alternativen konventionellen Kraftwerks. Durch die Abregelung Erneuerbarer Energien werden um bis zu drei Prozent höhere CO_2-Emissionen in Kauf genommen.

Abhilfe kann dabei nur ein voranschreitender Netzausbau schaffen, der im Wesentlichen durch zwei Gesetze geregelt wird: Zum ersten das im Jahr 2009 verabschiedete Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), welches mittlerweile 22 Ausbauprojekte, ausschließlich 380-Kilovolt-Drehstrom-Leitungen, umfasst.

Zum zweiten das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), das seit 2013 Rahmenbedingungen und technische Vorgaben für den Bau von aktuell 43 Höchstspannungsleitungen festlegt. Neben dem Pilotprojekt zum Test von Hochtemperaturleiterseilen, werden zwei Vorhaben des EnLAGs und zehn Vorhaben des BBPIG ebenfalls unter Berücksichtigung dieser Technologie geplant. Mit der Vergabe von kunststoffisolierten Gleichstrom-Erdkabeln für eine Spannung von 525 Kilovolt, deren Verwendung momentan für drei der BBPlG-Vorhaben geplant ist, wurde 2020 die Grundlage für die Einführung einer neuen Spannungsebene in Deutschland gelegt. Die dadurch höhere übertragbare Leistung im Vergleich zu herkömmlichen Leitungen soll den Platzbedarf verringern und damit zur Akzeptanzsteigerung des Netzausbaus beitragen.

Von den insgesamt 7.669 Kilometer umfassenden geplanten Vorhaben wurden bis zum Ende des dritten Quartals 2020 1.505 Kilometer fertiggestellt (siehe Abbildung 9-1). Dies entspricht einer Realisierungsquote von 20 Prozent. Am Ende des Vorjahres lag die Realisierungsquote mit 1.278 Kilometern bei

17 Prozent. Bei den Arbeiten in der Fläche konnten somit in den ersten drei Quartalen mit rund 230 Kilometern bereits genauso viele Kilometer fertiggestellt werden, wie im gesamten Vorjahr – trotz des Corona-Lockdowns. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass der Großteil der Arbeiten witterungs- und naturschutzbedingt nur in den Quartalen zwei und drei stattfinden kann.

Weiterhin berichten Stimmen aus der Branche von schnelleren Genehmigungsverfahren nach der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) im Jahr 2018. Die Auswirkungen der Corona-Pandemie scheinen diese zwischenzeitlichen Fortschritte jedoch wieder zunichtezumachen: Es gibt einen Genehmigungsstau. Im Vergleich des BNetzA-Monitoringberichts mit dem BMWi-Controlling fällt auf, dass ein Großteil der Projekte ein halbes Jahr im Rückstand liegt. Zukünftig sollte beachtet werden, wie die durch die Pandemie notwendig gewordene Digitalisierung der Konferenzen und Öffentlichkeitsbeteiligung für eine Beschleunigung der Prozesse eingesetzt werden kann – unter Einhaltung und Berücksichtigung sämtlicher Verfahren zur Beteiligung.

Von den im EnLAG geplanten 1.831 Kilometern wurden bis Ende des dritten Quartals mehr als die Hälfte, nämlich 994 Kilometer realisiert. Weitere 558 Kilometer wurden bereits genehmigt. Die verbliebenen gut 279 Kilometer befinden sich noch im Genehmigungsverfahren. Über 90 Prozent der EnLAG-Projekte sollen bis Anfang 2024 in Betrieb sein. Die vollständige Umsetzung wird nach aktuellem Planungsstand Ende 2026 erwartet (BMWi 2019). Von den Vorhaben mit zusammen 5.868 Kilometern im BBPlG waren im September 2020, etwa sieben Jahre nach dem Beschluss des Gesetzes, lediglich 511 Kilometer realisiert, wobei noch keine Leitung vollständig in Betrieb ist. Dies entspricht einer Realisierungsquote von neun Prozent. Weitere 254 Trassenkilometer wurden bereits genehmigt; dies bedeutet im Umkehrschluss jedoch auch, dass die übrigen rund 5.000 Kilometer dieses Stadium noch nicht erreicht haben. Bis Ende 2025 sollen nach derzeitiger Planung mehr als 3.000 Kilometer umgesetzt sein; die letzten Vorhaben sollen bis 2031 realisiert werden (BMWi 2019).

Mit der Genehmigung des Szenario-Rahmens für den Netzentwicklungsplan 2035 durch die Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber einen wichtigen Meilenstein im Jahr 2020 erreicht. Der Szenario-Rahmen bildet die Grundlage für die Berechnungen des kommenden Netzentwicklungsplans, der neben dem Jahr 2035 auch die Entwicklungen bis ins Jahr 2040 berücksichtigt. Anfang des Jahres 2021 wird die Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes erwartet. Damit werden Netzausbauprojekte aus dem letzten Netzentwicklungsplan 2030, der Ende des Jahres 2019 genehmigt wurde, gesetzlich verankert.

Mit neuen klimaschonenden Stromverbrauchern in den Sektoren Wärme und Verkehr im Zuge der Sektorenkopplung und dem weiteren Ausbau dezentraler Erneuerbarer Energien, speziell der Photovoltaik, gewinnen die Verteilnetze zunehmend an Bedeutung. Während der Erneuerbaren-Energien-Strom von Nord- nach Süddeutschland in den Hochspannungsebenen transportiert wird, sind die meisten Verbraucherinnen und Verbraucher an die Verteilnetze angeschlossen. Die Verteilnetze werden eine steigende Zahl elektrisch betriebener Fahrzeuge und Wärmepumpen mit Strom beliefern, hinzu kommen eine zunehmende Anzahl an *Prosumern*, also Verbraucherinnen und Verbrauchern, die beispielsweise über Dach-Solaranlagen ins Netz einspeisen. Die Investitionen ins Verteilnetz steigen seit 2017 kontinuierlich und wurden von der Bundesnetzagentur für 2020 auf ungefähr 4,7 Milliarden Euro geschätzt (basierend auf Angaben der Verteilnetzbetreiber in den Bilanzberichten; Deutscher Bundestag 2020). Dabei ist jedoch zu beachten, dass jeder einzelne der insgesamt 903 Verteilnetzbetreiber sich unterschiedlichen Herausforderungen ausgesetzt sieht, weshalb sich die bisher getroffenen und geplanten Maßnahmen stark

unterscheiden. Bei einer Umfrage, die 2020 unter 59 Verteilnetzbetreibern durchgeführt wurde, gaben 90 Prozent an, dass sie zumindest Kenntnisse über den Zustand ihrer Netze auf Mittelspannungsebene haben. *Prosumer* sind jedoch in der Regel an der Niederspannungsebene angeschlossen. Hier besteht zukünftig weiterer Bedarf für ein detaillierteres Monitoring des Netzzustands zur Gewährleistung eines bedarfsgerechten Netzausbaus.

Um die Anforderungen an den Netzausbau auf Verteil- und Übertragungsnetzebene zu bewältigen und gleichzeitig hohe Ausbaukosten zu vermeiden, ist eine frühzeitige, strategische Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Dazu gehört eine umfassende Reform des derzeitigen und weitgehend noch aus dem letzten Jahrtausend stammenden Netzentgeltsystems. Ziel einer solchen Reform ist die Neuausrichtung der Netzentgelte hin zu einem System, das den Weg für die Klimaneutralität Deutschlands bis spätestens 2050 bereitet. Mit flächendeckenden, zeitlich variablen Netzentgelten können dabei für Verbraucherinnen und Verbraucher Anreize gesetzt werden, ihre Stromnachfrage netz- und damit systemdienlich anzupassen. Mit dem richtigen Netzentgeltsystem können Netzausbaubedarfe vermieden und die Netzkosten reduziert werden. Neben wirtschaftlichen Vorteilen kann dies zugleich mehr Akzeptanz schaffen.

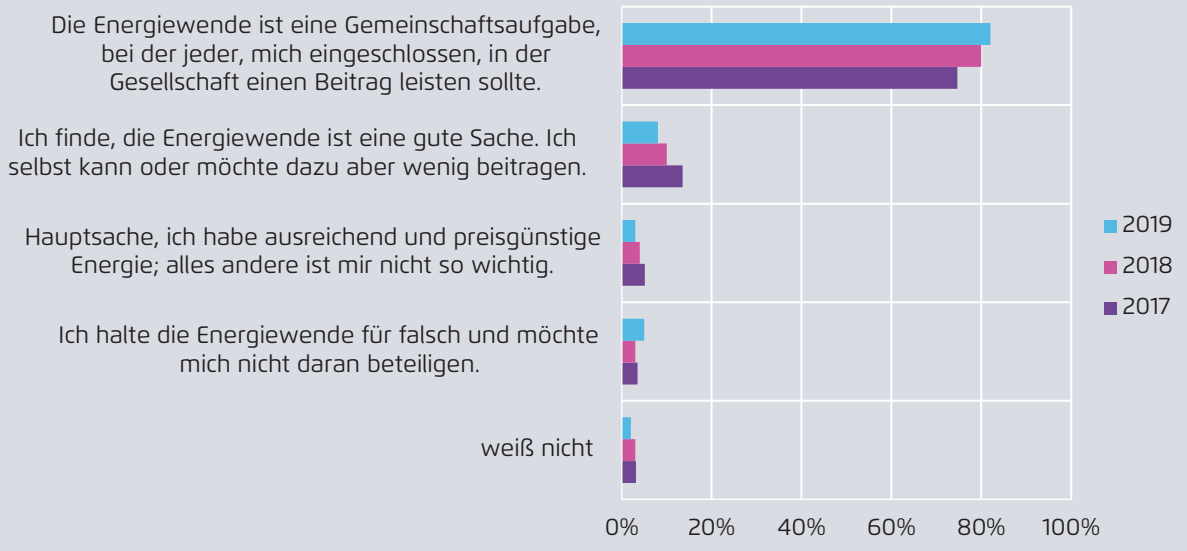
10 Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende

Von 2017 bis 2019 führte das *Institute for Advanced Sustainability Studies* (IASS) jährliche, repräsentative Erhebungen durch, um die Stimmung der Bevölkerung bezüglich der Energiewende zu erforschen. Hierfür wurden im Jahr 2019 knapp 6.500 Personen nach ihrer Einstellung zu verschiedenen Aspekten der Energiewende befragt, also vor der Corona-Pandemie. Die Ergebnisse wurden jedoch erst im Jahr 2020 veröffentlicht. Die Stimmung der Bevölkerung hinsichtlich der Energiewende unter dem Eindruck der Corona-Krise wird in diesem Kapitel anhand der Ergebnisse zweier weiterer Erhebungen aus dem Jahr 2020 wiedergegeben.

Wesentliches Ergebnis der IASS-Studie aus 2019 ist: Die Energiewende genießt einen anhaltend hohen Rückhalt in der deutschen Bevölkerung. Mehr als 80 Prozent der Befragten gaben an, die Energiewende als Gemeinschaftsaufgabe zu verstehen, bei der jede und jeder einen Beitrag leisten sollte, die eigene Verantwortung explizit eingeschlossen (Abbildung 10-1). Dies ist gegenüber dem hohen Wert aus 2017 nochmal eine Steigerung um sieben Prozentpunkten. Der Anteil derer, welche die Energiewende für falsch halten, stieg im Vergleich zu 2017 lediglich leicht an. Im Schnitt gab eine von zwanzig Personen diese Antwort (fünf Prozent 2019 gegenüber drei Prozent 2017) (IASS 2020).

Während ein Großteil der Gesellschaft die Energiewende befürwortet und dieser Anteil zunimmt, wächst gleichzeitig der Anteil derer, die mit der politischen Umsetzung der Energiewende unzufrieden sind. Im Jahr 2017 gaben noch knapp die Hälfte (49 Prozent) der befragten Personen an „eher unzufrieden" oder „sehr unzufrieden" mit der Politik der

Über 80 Prozent sehen die Energiewende als Gemeinschaftsaufgabe, in der auch die eigene Verantwortung zählt — Abbildung 10-1



IASS 2020

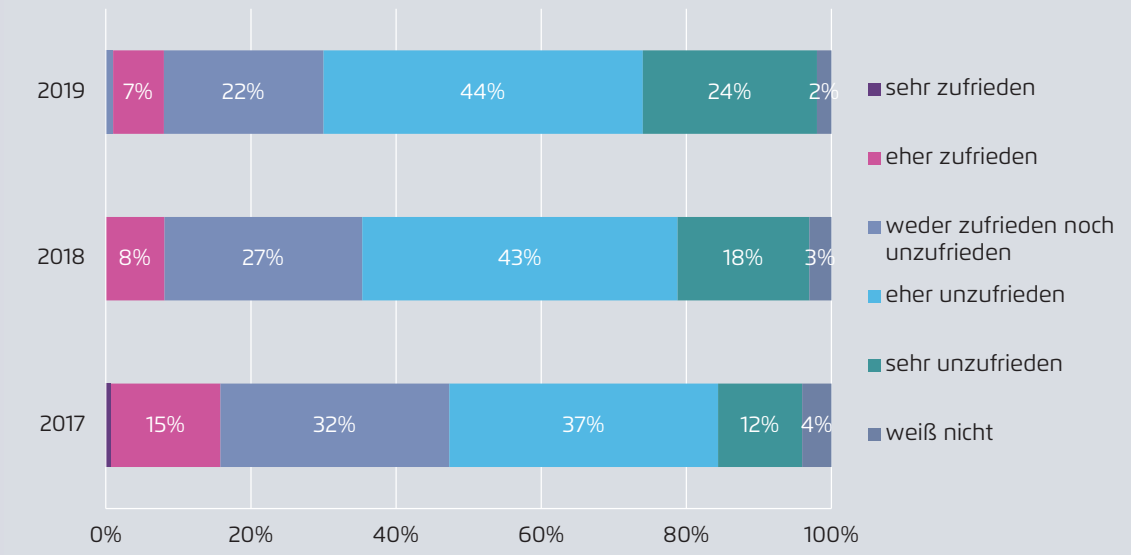
Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende zu sein. 2019 waren es schon mehr als zwei Drittel (68 Prozent). Dagegen gaben lediglich acht Prozent im Jahr 2019 an mit der Politik der Bundesregierung in Sachen Energiewende zufrieden zu sein (siehe Abbildung 10-2). Im Vergleich zu den Vorjahren wird die Energiewende zudem vermehrt als „teuer", „chaotisch", „ungerecht", „elitär" und „schlecht" befunden (IASS 2020).

Bei der Frage, welche energiepolitischen Zielsetzungen befürwortet werden, steht an erster Stelle der Ausbau Erneuerbarer Energien mit über 80 Prozent Zuspruch. Fast gleichauf steht die Steigerung der Energieeffizienz sowie die Senkung des Energieverbrauchs. Den Ausstieg aus der Kohle befürworten knapp zwei Drittel (64 Prozent) und damit mehr Menschen als den Ausstieg aus der Kernenergie mit 56 Prozent (siehe Abbildung 10-3; IASS 2020).

Die Erneuerbaren Energien erhalten insgesamt deutlichen Zuspruch, allerdings variiert die Sympathie je nach Technologie. Die Meinungen hierzu haben sich seit 2017 verstärkt. Den höchsten Zuspruch bei der Frage nach den unterschiedlichen Technologien erhält der Ausbau von Solaranlagen auf Hausdächern. Im Jahr 2017 nannten 80 Prozent der Befragten auf einer Skala von 1 („lehne ich strikt ab") bis 5 („befürworte ich stark") eine der beiden befürwortenden Möglichkeiten 4 oder 5. Zwei Jahre später lag der Anteil bei 85 Prozent. Auch die Nutzung der Erdwärme erhielt hohen und weiter ansteigenden Zuspruch von 73 Prozent 2017 auf 78 Prozent 2019.

Die Befürwortung der Photovoltaik-Freiflächenanlagen stieg am deutlichsten, von 44 Prozent im Jahr 2017 auf 63 Prozent in 2019. Der Zuspruch für Biomasseanlagen vergrößerte sich von 47 auf 54 Prozent. Die Zustimmung für Windenergieanlagen nahm hingegen ab. Der Ausbau von Windkraft an Land wurde im Jahr 2017 noch von zwei Dritteln der

Wachsender Anteil ist mit der politischen Umsetzung der Energiewende unzufrieden: Zufriedenheit mit der Bundesregierung bei der Umsetzung der Energiewende — Abbildung 10-2



IASS 2020

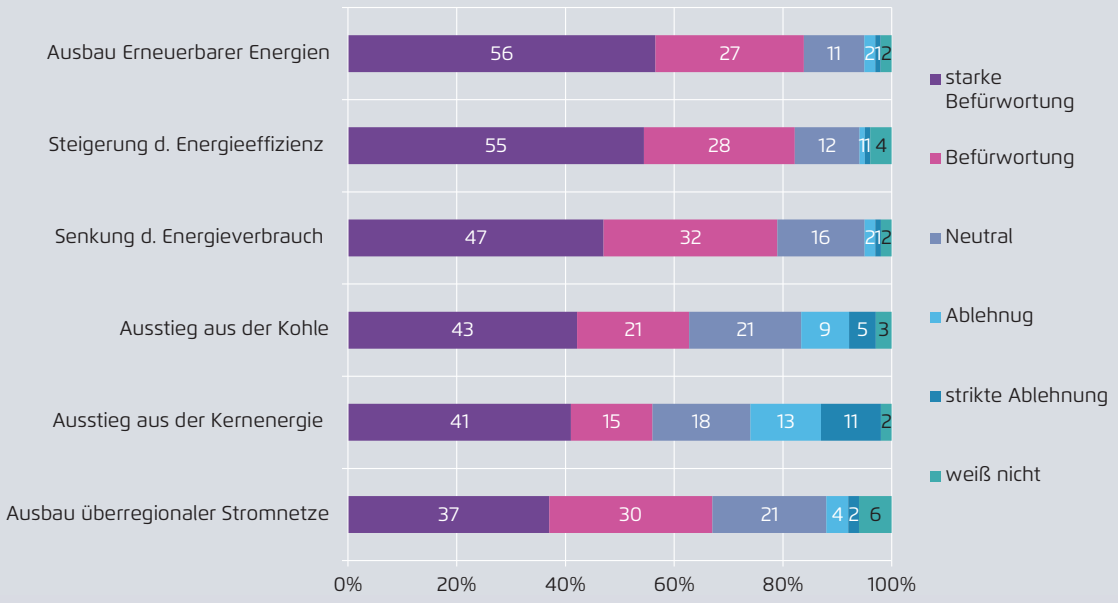
Befragten befürwortet (66 Prozent), im Jahr 2019 sank die Zustimmung auf 51 Prozent und stößt damit auf die geringste Akzeptanz unter den aufgeführten klimafreundlichen Technologien. Den Ausbau von Windenergie auf See befürworteten im Jahr 2017 78 Prozent – ein ähnliche hoher Wert wir für Solaranlagen auf Hausdächern im selben Jahr. Im Jahr 2019 sank die Zahl der Befürworterinnen und Befürworter allerdings um knapp 10 Prozentpunkte (69 Prozent) (IASS 2020).

Insgesamt erhalten die erneuerbaren Technologien somit andauernd hohen Zuspruch. Solaranlagen auf Hausdächern erfahren die größte Beliebtheit. Windenergieanlagen auf See werden gegenüber den Windenergieanlagen an Land bevorzugt (siehe Abbildung 10-4).

Auf die Frage wie die Akzeptanz der Windenergie an Land zu steigern sei, gaben zwei Drittel der Befragten (66 Prozent) eine Gewinnbeteiligung durch Investitionsmöglichkeiten als zielführend an. Umsatzabhängige Abgaben an Gemeinden wurden ähnlich häufig als förderlich genannt (65 Prozent).

Einen standortspezifischen Mindestabstand befürworten 62 Prozent der Befragten. Für einen pauschalen, höhenbezogenen Mindestabstand kommt mit 45 Prozent Zustimmung hingegen keine Mehrheit zusammen. Eine Befragung von gut 1.000 Personen durch die Fachagentur Windenergie ergab zudem, dass fast 80 Prozent der Menschen die Nutzung und den Ausbau von Wind an Land als wichtig oder sehr wichtig erachten (FA Wind 2020). Unter den Befragten, in deren Umfeld sich eine Windkraftanlage befindet, sind 83 Prozent damit „voll und ganz" oder „eher" einverstanden. Lediglich 5 Prozent gaben an, damit überhaupt nicht einverstanden zu sein (FA Wind 2020). Bei Personen ohne Windkrafträder im näheren Umfeld, hat eine deutliche Mehrheit von knapp 80 Prozent „gar keine" oder „weniger große" Bedenken. Demnach sind die Bedenken im Vorfeld

Unterstützung für Ausbau Erneuerbarer Energie, Energieeffizienz, Ausstieg aus Kohle- und Kernenergie: Übereinstimmung der Bevölkerung mit ausgewählten energiepolitischen Zielen — Abbildung 10-3



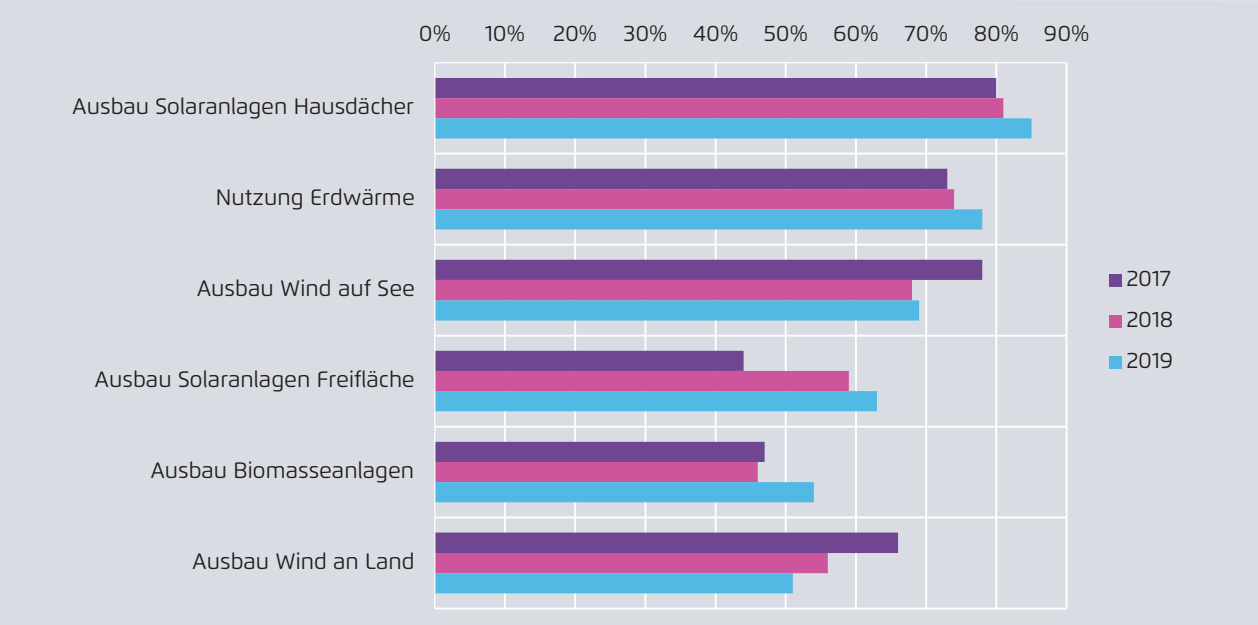
IASS 2020

der Planung von Anlagen größer als der tatsächliche Unmut über existierende Anlagen. Die Befragung ergab auch, dass der Anteil der mit Windenergieanlagen unzufriedenen Personen grundsätzlich deutlich überschätzt wird. So ist der tatsächliche Anteil jener Personen, die große oder sehr große Bedenken bezüglich Windkraftanlagen haben über die Hälfte geringer als der geschätzte Anteil. Dies verdeutlicht nochmals, dass die Bedenken bei existierenden Anlagen geringer ausfallen als bei geplanten Anlagen.

In puncto Kosten der Energiewende befürwortet der Großteil der Befragten das Verursacherprinzip. Demnach sollen diejenigen mehr zahlen, die auch mehr verbrauchen. Diese Antwort wurde von Anhängerinnen und Anhängern aller Parteien am häufigsten genannt (IASS 2020). Am zweithäufigsten bejahten Wählerinnen und Wähler aller Parteien mit Ausnahme von CDU/CSU und FDP, dass jene mit einem höheren Einkommen auch einen höheren finanziellen Anteil an der Energiewende leisten sollen. Mit Blick auf die ab 2021 geltende CO_2-Bepreisung signalisierten von der einkommensreichen Schicht auch fast drei Viertel (73 Prozent) ihre Bereitschaft, klimaschutzbedingte Mehrkosten für Benzin und Heizöl beziehungsweise Erdgas zu tragen (IASS 2020). Der Anteil der Bereitwilligen nimmt mit geringerem Einkommen ab, wobei immer noch 40 Prozent der Einkommensarmen bereit sind für solche Mehrkosten aufzukommen.

Mit Aussicht auf eine Rückverteilung der Einnahmen durch die CO_2-Bepreisung wird der Ausbau eines klimafreundlichen Verkehrssystems besonders stark unterstützt. Knapp drei Viertel (73 Prozent) der Befragten sprachen sich dafür aus. Ebenfalls großen Zuspruch (70 Prozent) erfährt der Ausbau Erneuerbarer Energien. Rückzahlungen an die Bürgerinnen und Bürger sowie eine Unterstützung von Haushalten mit niedrigem Einkommen beziehungsweise mit besonderer Belastung wird tendenziell befürwortet. Eine klare Ablehnung gibt es dafür, die Einnahmen aus der

Hohe Zustimmung für alle erneuerbaren Technologien, Solaranlagen vor Windenergie: Befürwortung unterschiedlicher Technologien — Abbildung 10-4



IASS 2020

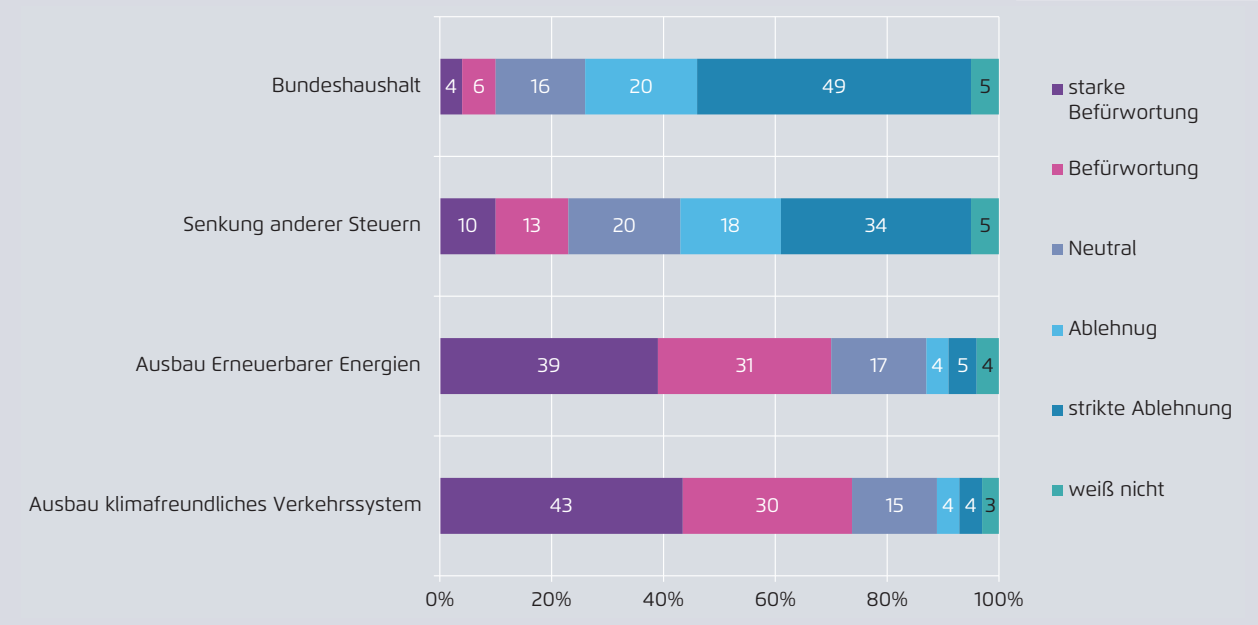
CO_2-Bepreisung zur Aufstockung des Bundeshaushalts zu verwenden, oder andere Steuern zu senken (siehe Abbildung 10-5).

In Sachen Verkehrswende fällt die Sympathie für unterschiedliche Maßnahmen differenziert aus: Besonders großen Zuspruch von über 90 Prozent erhält der Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs. An zweiter Stelle steht der Ausbau des Fernverkehrs der Bahn (87 Prozent). Auch der Ausbau des Radverkehrs wird von der überwiegenden Mehrheit (73 Prozent) befürwortet. Verbote von Fahrzeugen mit konventionellem Verbrennungsmotor ab 2030, Zufahrtsbeschränkungen für Verbrennerfahrzeuge in Innenstädten sowie innerdeutsche Flugverbote lehnt die Mehrheit hingegen ab (IASS 2020).

Das Stimmungsbild der Gesellschaft im Zeichen der Corona-Pandemie hat eine Studie der Organisation *More in common* untersucht. Auf die Frage „Wie sollte Deutschland werden?", mit einer breiten Palette an Antwortmöglichkeiten, wurde „umweltfreundlicher" am häufigsten genannt (More in Common 2020a). Drei Viertel der Befragten stimmten außerdem zu, dass die Corona-Krise zeige, dass eine Minderung von Emissionen möglich ist, wenn sie wirklich gewollt ist. Dieser Wert war in den fünf Ländern, in denen die Studie ebenfalls durchgeführt wurde, ohne Ausnahme sehr hoch (mindestens 74 Prozent). Hilfspakete sollten außerdem an Verpflichtungen zur Minderung von Emissionen geknüpft sein, fanden 85 Prozent der Befragten in Deutschland (More in Common 2020b). Auch die Umfrage der Forschungsgruppe Wahlen ergab, dass das Thema „Klimaschutz/Energiewende" nach Corona weiterhin das drängendste Thema für die deutsche Bevölkerung ist (Forschungsgruppe Wahlen 2020).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das Stimmungsbild der Gesellschaft zur Energiewende in Deutschland insgesamt äußerst positiv ist. Auch die häufig zur Diskussion stehende Windenergie an Land

Klimafreundliches Verkehrssystem und Ausbau Erneuerbarer Energien bevorzugt: Befürwortung und Ablehnung von Maßnahmen durch die Mehreinnahmen der CO_2-Steuer. Abbildung 10-5



IASS 2020

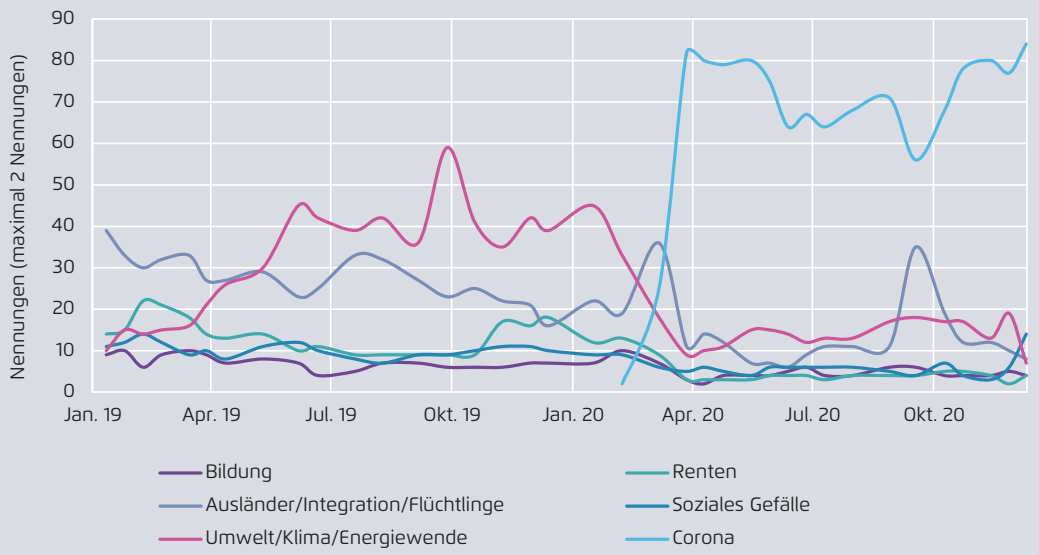
wird vom Großteil der Bevölkerung befürwortet. Der lauten Minderheit gegen Windenergie steht eine breite Mehrheit stiller Befürworterinnen und Befürworter gegenüber. Dies beeinflusst die Wahrnehmung des Stimmungsbildes zu Gunsten der Windkraft-Gegnerinnen und -Gegner. Die Menschen halten die Energiewende insgesamt für richtig und sind auch bereit Mehrkosten zu tragen. Es wächst jedoch die Unzufriedenheit über die politische Umsetzung der Energiewende.

11 Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick 2021

Das dominierende Thema in der Öffentlichkeit wie auch im politischen Diskurs im Jahr 2020 war die Corona-Pandemie. Ihre wirtschaftlichen Effekte in Deutschland, Europa und global hatten unmittelbare Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen: Diese sind in vielen Ländern, auch in Deutschland, 2020 deutlich zurückgegangen. Das Erreichen einer Treibhausgasminderung von 42 Prozent im Vergleich mit 1990 kann angesichts der damit verbundenen wirtschaftlichen Einbußen jedoch nicht wirklich als Erfolg verbucht werden. Denn diese Minderungen sind zum überwiegenden Teil nicht das Ergebnis von klimapolitischen Fortschritten, sondern die Folge von drastischen Einbrüchen in der Wirtschaft. Entscheidend wird daher die erwartete wirtschaftliche Erholung 2021: Sofern diese nicht klimafreundlich verläuft, wird es 2021 zum einen zu *Rebound*-Effekten kommen – wie 2010, als nach der Finanz- und Bankenkrise die Emissionen wieder deutlich stiegen. Zum anderen wären Fehlinvestitionen in fossile Technologien die Folge, die entweder klimapolitische *Lock-ins* für Jahrzehnte schaffen oder im Lauf der nächsten Jahre zu Investitionsruinen werden. Die klimapolitische Entwicklung 2021 ist daher entscheidend für den künftigen Pfad in Richtung Klimaneutralität.

Relevant für den klimapolitischen Diskurs ist, dass Klima- und Energiewendethemen, die bereits 2019 die dominierenden Themen in der öffentlichen Diskussion waren, auch 2020 – hinter dem Thema „Corona" natürlich – den zweiten Platz in der öffentlichen Diskussion gehalten haben (siehe Abbildung 12-1). Das Thema Klimaschutz hat sich

Klimaschutz und Energiewende bleiben auch 2020 – nach Corona – wichtigstes Thema: Die Top 6 politischen Probleme in Deutschland 2019–2020 — Abbildung 11-1



Forschungsgruppe Wahlen (2020): Politbarometer (Erhebungszeitraum 1/2019 – 12/2020, ausgewählt wurden die sechs meistgenannten aus 12 möglichen Themen).

damit, vor allem aufgrund der Proteste von *Fridays for Future* und der damit einhergehenden Aufmerksamkeit für die Klimakrise, fest in der öffentlichen Debatte etabliert. Dies hat Wirkung gezeigt: So hätte vermutlich weder der Beschluss der EU vom Dezember 2019, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden, noch der Beschluss der EU-Staats- und Regierungschefs vom Dezember 2020, das EU-Klimaziel für 2030 zu erhöhen (von bisher minus 40 auf jetzt minus 55 Prozent Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 gegenüber 1990) ohne die *Fridays-for-Future*-Bewegung stattgefunden.

Die nationale Klimapolitik blieb indes auch im Jahr 2020 blass. In allen zentralen Bereichen – Kohleausstieg, Erneuerbare Energien, CO_2-Bepreisung, Gebäudeeffizienz – blieb die Beschlusslage deutlich hinter dem Notwendigen zurück. Einzig im Bereich der Förderpolitik wurde – auch aufgrund des Corona-Konjunkturpakets – deutlich aufgestockt. So etwa in der neuen Bundesförderung für effiziente Gebäude und im Bereich der Wasserstoff-Förderung. Förderungen aus dem Bundeshaushalt allein reichen jedoch nicht, um die Klimaziele zu erreichen. Hierfür ist ein breiter Instrumentenmix nötig, der höhere CO_2-Preise und ordnungsrechtliche Vorgaben mit den Förderungen kombiniert.

Die zentralen klima- und energiepolitischen Entwicklungen des Jahres 2020 und was im Jahr 2021 zu erwarten ist, lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

→ **Klimaschutzgesetz**: Das Ende 2019 in Kraft getretene deutsche Klimaschutzgesetz ist durch den Beschluss des Europäischen Rats vom Dezember 2020 für ein höheres EU-Klimaziel 2030 schon wieder überholt. So entspricht das von -40 auf -55 Prozent Treibhausgasreduktion erhöhte EU-2030-Ziel etwa einer deutschen Treibhausgasminderung um mindestens 65 Prozent bis 2030 gegenüber dem Referenzjahr 1990 — und damit deutlich mehr als das aktuelle nationale -55 Prozent-Ziel. Eine Debatte über die Anpassung der Sektorziele und eine Beschleunigung der Maßnahmen steht insofern 2021 an.

→ **Kohleausstieg**: Im Juli 2020 wurde das Kohleausstiegsgesetz förmlich beschlossen. Doch nur der Steinkohle-Teil des Gesetzes trat auch bereits in Kraft. Denn zugleich meldete die EU-Kommission beihilferechtliche Bedenken gegen die sehr üppigen Entschädigungen im Braunkohlebereich an. Viele Expertinnen und Experten haben insbesondere die Stilllegungsprämien für die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke und -tagebaue als deutlich überhöht kritisiert. Im Dezember 2020 wurden dann die Ergebnisse der ersten Steinkohle-Stilllegungs-Ausschreibungen bekannt gegeben. So werden bis Juni 2021 4,7 Gigawatt Steinkohlekapazität stillgelegt, eine weitere Ausschreibung über 1,5 Gigawatt Stilllegungen bis Ende 2021 findet im Januar 2021 statt. Die Ausschreibungsergebnisse offenbaren die schlechte Wirtschaftlichkeit der Steinkohle: Viele der bezuschlagten Anlagen haben aufgrund der geringen Nachfrage, dem niedrigen Gaspreis und dem vergleichsweise hohen CO_2-Preis 2020 vermutlich ohnehin nur Verluste generiert. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang das erst 2015 in Betrieb genommene Kohlekraftwerk Hamburg-Moorburg, das einen Zuschlag erhielt und nach nur gut fünf Jahren Betriebsdauer nun stillgelegt wird. Darüber hinaus wurde zu Ende 2020 ein kleiner Braunkohleblock von 300 Megawatt Leistung abgeschaltet, weitere 900 Megawatt sollen Ende 2021 folgen.

Insgesamt ist daher auch 2021 von einer sinkenden Kohleverstromung und damit einem sinkenden Stromexportüberschuss auszugehen. Sollte der CO_2-Preis auch 2021 weiter steigen – was angesichts der Ankündigung der EU-Kommission, die EU-Emissionshandelsrichtlinie im Zuge der Umsetzung des höheren EU-2030-Klimaziels zu novellieren, wahrscheinlich ist – dürfte die Kohleverstromung in Deutschland allein aufgrund der Marktsituation in den nächsten Jahren weiter deutlich zurückgehen. Das im Zuge des höheren

EU-2030-Klimaziels notwendige Vorziehen des Kohleausstiegs von 2038 auf 2030 rückt damit in greifbare Nähe.

→ **CO_2-Bepreisung für Gebäude und Verkehr:** Im Januar 2021 wird erstmals ein CO_2-Preis für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas für Gebäudewärme und Verkehr eingeführt. Der Einstiegspreis nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz beträgt 25 Euro je Tonne CO_2. Das entspricht etwa 7,0 Cent je Liter Benzin, 7,9 Cent je Liter Diesel und Heizöl sowie 0,6 Cent je Kilowattstunde für Erdgas jeweils bereits inklusive Mehrwertsteuer. Die Einnahmen werden teilweise zur Finanzierung von Klimaschutz-Maßnahmen über den Energie- und Klimafonds der Bundesregierung verwendet, zu anderen Teilen zur Stabilisierung der EEG-Umlage. Die mit den 25 Euro pro Tonne CO_2 verbundenen Klimaschutz-Effekte dürften überschaubar sein. Auch die geplante Erhöhung um jeweils 5 Euro in den kommenden Jahren ändert daran wenig. Für einen wirksamen Klimaschutz wäre ein deutlich höherer CO_2-Preis, verbunden mit einer Rückverteilung der Einnahmen über eine stärkere Senkung des Strompreises dringend erforderlich.

→ **Erneuerbare Energien**: Die im Dezember 2020 beschlossene Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes hat zwar kleinere Fortschritte erzielt, etwa im Bereich der Anschlussregelungen für die Wind- und Solaranlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen. Einen wesentlichen Zubauschub im Bereich der Erneuerbaren im Jahr 2021 wird sie jedoch kaum bewirken. Der Zubau an Erneuerbaren Energien wird damit 2021 auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie 2020 bleiben – wobei noch unklar ist, wie viele der vor dem Jahr 2020 installierten Windkraftanlagen abgeschaltet oder weiter betrieben werden. Es ist insofern fraglich, ob das für 2021 aufgrund einer wieder anziehenden Wirtschaft zu erwartende Plus beim Stromverbrauch durch neue Erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

Zentrales Thema der Politik 2021 im Bereich der Erneuerbaren Energien wird sein, wie der Zubau von Wind- und Solaranlagen beschleunigt werden kann. Die EEG-Novelle 2020 hat hier kaum Verbesserungen gebracht: So wurde die Stromverbrauchsprognose nicht an die höheren Bedarfe durch Elektromobilität, Wärmepumpen und Wasserstoffproduktion im Zuge der Sektorkopplung angepasst, die Ausschreibungsmengen für die nächsten Jahre nicht entsprechend erhöht und das höhere EU-Klimaziel 2030 nicht berücksichtigt. Nach der EEG-Novelle ist daher vor der EEG-Novelle. Entweder schon 2021 (wie von den Koalitionsfraktionen per Entschließung angekündigt) oder spätestens Anfang 2022 (nach der Bundestagswahl durch eine neue Koalition) dürfte daher erneut eine Novelle des Gesetzes anstehen.

→ **Atomausstieg**: Ende 2021 steht der nächste und vorletzte Schritt des Atomausstiegs an. Die Kernkraftwerke Grohnde, Brokdorf und Gundremmingen C mit einer Leistung von insgesamt 4 Gigawatt werden zum Jahresende 2021 abgeschaltet. Die verbleibenden drei Atomkraftwerke (Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland) folgen dann Ende 2022.

→ **Versorgungssicherheit**: Damit die Versorgungssicherheit trotz Atom- und Kohleausstiegs gewährleistet bleibt, wird die Bundesnetzagentur gegebenenfalls einige der zur Stilllegung vorgesehenen Steinkohlekraftwerke in die Netzreserve überführen. Diese Kraftwerke agieren dann nicht mehr am Strommarkt, sondern kommen nur in den seltenen Fällen zum Einsatz, in denen sie zur Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität benötigt werden.

→ **Gebäude**: Das im Juni 2020 beschlossene Gebäudeenergiegesetz hat die bestehenden Regelungen zusammengefasst, ohne jedoch den heute schon technisch-wirtschaftlichen Standard der Klimaneutralität für neue Gebäude festzuschreiben: Mit Blick auf die Notwendigkeit eines klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 ein

erheblicher Fehler. Demgegenüber wurden die Fördermaßnahmen deutlich verstärkt. So wurden sowohl die steuerliche Förderung der Gebäudesanierung eingeführt als auch die Förderprogramme deutlich aufgestockt. Dies zeigt Wirkung: So erwartet das Bundesamt für Wirtschaft, dass sich im Jahr 2020 die Anzahl der Förderanträge im Bereich „Heizen mit Erneuerbaren Energien" gegenüber 2019 verdreifacht hat. Dennoch sind erhebliche weitere Maßnahmen erforderlich, um die Emissionen im Gebäudesektor bis 2030 so weit zu senken, wie dies aufgrund des neuen EU-Klimaziels für 2030 nötig wäre.

→ **Europäische Klimapolitik**: Im Juni 2021 wird die EU-Kommission ihr Richtlinien- und Verordnungspaket zur Umsetzung des höheren EU-2030-Klimaziels vorlegen. Es wird für alle wesentlichen energie- und klimapolitischen Regelwerke – wie etwa den EU-Emissionshandel, die EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die EU-Energieeffizienz-Richtlinie, die EU-CO_2-PKW-Verordnung oder die EU-CO_2-LKW-Verordnung – Novellen beinhalten, die dem höheren klimapolitischen Ambitionsniveau entsprechen. Anschließend werden sie von den EU-Mitgliedstaaten und dem EU-Parlament verhandelt und könnten 2023 in Kraft treten. Erste Effekte dieser Novellen dürften sich beim CO_2-Preis im EU-Emissionshandel schon 2021 zeigen, wenn eine ab 2023 eintretende Knappheit der Zertifikate durch die Händler antizipiert wird.

→ **Internationale Klimapolitik**: Die 26. Internationale Klimakonferenz in Glasgow wurde Corona-bedingt von November 2020 auf November 2021 verschoben. Die Verschiebung könnte sich sogar positiv für die Klimapolitik erweisen, denn die Bereitschaft zu höheren 2030-Klimazielen der Vertragsstaaten dürfte im Laufe des Jahres 2021 weiter wachsen. So haben sich 2020 nicht nur die Europäische Union und Großbritannien, sondern auch Japan, Südkorea, Kanada sowie der designierte US-Präsident Joe Biden zum Ziel der Klimaneutralität 2050 bekannt. China, als Land mit dem größten Treibhausgasausstoß weltweit, strebt Klimaneutralität „vor 2060" an. Nachdem die EU ihr Vorhaben mit einem höheren 2030-Klimaziel untermauert hat, ist es nun an den anderen Vertragsstaaten, ebenfalls ehrgeizigere 2030-Ziele bis zur Klimakonferenz in Glasgow zu formulieren. Zudem setzen sich immer mehr globale Unternehmen eigene Klimaneutralitäts-Ziele. Der globale Wettlauf um zügige Klimaneutralität ist in vollem Gange und wird begleitet vom Wettlauf der Energiewende-Technologien.

→ **Ausblick Bundestagswahl**: Am 26. September 2021 steht in Deutschland die Bundestagswahl an. Neben der Bewältigung der Folgen der CoronaPandemie zeichnet sich ab, dass Klimaschutz zu einem zentralen Thema im Wahlkampf wird. Die Umsetzung des höheren EU-2030-Klimaziels von 55 Prozent Treibhausgasminderungen bedeutet, dass auch das deutsche 2030-Klimaziel angehoben werden muss – auf mindestens 65 Prozent Treibhausgasminderung gegenüber 1990. Dies hat Folgen für die deutsche Klimapolitik: Eine Beschleunigung der bisherigen Entwicklungen bei Kohleausstieg, Ausbau der Erneuerbaren Energien, CO_2-Bepreisung, energetischer Sanierung, Markthochlauf von Elektromobilität, Wärmepumpen, Wasserstoff und CO_2-neutralen Industrie-Technologien ist unabdingbar. Spätestens unmittelbar nach der Bundestagswahl ist daher ein Klima-Sofortprogramm nötig, das in allen Bereichen – Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft – schnelle Treibhausgasminderungen zur Folge hat. Welche Instrumente hierfür am geeignetsten sind und wie die Minderungen am sinnvollsten erreicht werden, wäre eine lohnende Diskussion für die anstehende Wahl-Auseinandersetzung.

12 Referenzen

50Hertz (2020): *Combined Grid Solution.*
Abrufbar unter: https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/CombinedGridSolutionKriegersFlakCGS/

AG Energiebilanzen (2020a): *Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland.*
Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_07_2020.pdf

AG Energiebilanzen (2020b): *Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2020 (in TWh) Deutschland insgesamt.*
Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausdruck_strerz_abgabe_dez2020_anteile_.pdf

AG Energiebilanzen (2020c): Pressemitteilung 07-2020: *"Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief"*.
Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_07_2020.pdf

AG Energiebilanzen (2020d): *Mineralöldaten Jahr 2020 (vorläufig).*
Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=oel_201215_mwv_q1-q4_2020.pdf

AG Energiebilanzen (2020e): *Entwicklungen in der deutschen Erdgaswirtschaft 2020.*
Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=erdgas_ageb-tagung_dez2020.pdf

AG Energiebilanzen (2020f): *Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1. bis 3. Quartal 2020.*
Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_05_2020.pdf

AGEE Stat (2020a): *Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland.*
Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/12-2020_agee-stat_monatsbericht.pdf

AGEE Stat (2020b): *Aktuelle Schätzung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2020.*

AGEE Stat (2020c): *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in den ersten drei Quartalen 2020.*
Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_quartalsbericht_q3-2020.pdf

Agora Energiewende (2020a): *Agorameter.*
Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter

Agora Energiewende (2020b): *"Klimaneutrales Deutschland".*
Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland/

Amprion (2020): *ALEGRO.*
Abrufbar unter: https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGrO-Deutschland-Belgien/

Association of Issuing Bodies (AIB) (2020): *AIB Quarterly Statistics.*
Abrufbar unter: https://www.aib-net.org/activity-statistics-all-aib-members

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

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2020a): *Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991.*
Abrufbar unter: https://www.bafa.de/DE/Ener-gie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2020b): *Entwicklung Rohöleinfuhr.*
Abrufbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2020c): *Amtliche Mineralöldaten April 2020.*
Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/Mineraloel/moel_amtliche_daten_2020_april.html

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2020): *Die Nationale Wasserstoffstrategie.*
Abrufbar unter: https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020a): *Energiedaten: Gesamtausgabe.*
Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020b): *Wirtschaftliche Entwicklung: Herbstprojektion 2020.*
Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/Projektionen-der-Bundesregierung/projektionen-der-bundesregierung-herbst-2020.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020c): *Ein Stromnetz für die Energiewende.*
Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html

Bundesnetzagentur (2020a): *Kraftwerksliste und Zu- und Rückbau von Kraftwerken.*
Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Bundesnetzagentur (2020b): *Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen, Windanlagen an Land, Windanlagen auf See und gemeinsame Ausschreibungen von Solar- und Windanlagen 2020.*
Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html

Bundesnetzagentur (2020c): *Ausschreibung nach dem KVBG / Gebotstermin 1. September 2020.*
Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/0109_2020/Termin01092020_node.html

Bundesnetzagentur (2020d): *Informationen zu Strom- und Gaspreisen für Haushaltskunden.*
Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/preiseundRechnungen-node.html

Bundesnetzagentur (2020e):
EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze.
Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#doc732052bodyText4

Bundesnetzagentur (2020f):
Netz- und Systemsicherheit.
Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html

Bundesnetzagentur (2020g): *Leitungsvorhaben.* Abrufbar unter: https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2020): *Die Energieversorgung 2020.*

Bundesverband Wärmepumpe (BWP) (2020): Pressemitteilung zum Wärmepumpenabsatz 2019. Abrufbar unter: https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpen-absatz-2019-leichtes-wachstum-bei-schwungvollem-start-und-zunehmender-zurueckhaltung/#content

Check24 (2020): *"Netznutzungsentgelte für Strom steigen 2021 um ein Prozent"*. Vom 10.11.2020. Abrufbar unter: https://www.check24.de/unternehmen/presse/pressemitteilungen/update%3a-netznutzungsentgelte-fuer-strom-steigen-2021-um-ein-prozent-1519/%20%20/

Deutsche Emissionshandelsstelle (2006): *Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte.*

Deutsche Emissionshandelsstelle (2020): *Auktionierung. Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen.* Periodischer Bericht: November 2020. Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2020/2020_Bericht_11.html

Deutscher Bundestag (2020): *Status quo und Zukunft der Verteilnetze in Deutschland.* Abrufbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/19/245/1924576.pdf

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2020a): *"Orkantief SABINE löst am 9./10. Februar 2020 eine schwere Sturmlage über Europa aus".* Vom 13.02.2020. Abrufbar unter: https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/stuerme/20200213_orkantief_sabine_europa.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2020b): *Jahresgang der Globalstrahlung 2020 im Vergleich zum langjährigen Mittel 1981 bis 2010.* Abrufbar unter: https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download/aktueller_jahresgang_einstrahlung.pdf?view=nasPublication&nn=18320

Deutscher Wetterdienst (DWD) (2020c): *"Deutschlandwetter im Jahr 2020"*. Vom 30.12.2020. Abrufbar unter: https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2020/20201230_deutschlandwetter_jahr_2020_news.html?nn=16210

EEX (2020): *Future Prices.*

EnergyLive (2020): *Day-ahead Market Maps.*

ENTSO-E (2020a): *Scheduled Commercial Exchanges.*

ENTSO-E (2020b): *Day-ahead prices.*

EPEX Spot (2018): *Day-ahead Prices.*

Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) (2020): *Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land Herbst 2020.* Abrufbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Akzeptanz/FA_Wind_Umfrageergebnisse_Herbst_2020.pdf#page=4

Forschungsgruppe Wahlen (2020): *Politbarometer* (Erhebungszeitraum 1/2018 – 12/2020, ausgewählt wurden die sechs meistgenannten aus 12 möglichen Themen).

Institut für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS) (2020): *Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019.* Abrufbar unter: https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/2020-12/IASS_N-barometer_21x21cm_DE_201207.pdf

Internationale Energie Agentur (IEA) (2020): *Oil Market Report – April 2020.* Abrufbar unter: https://www.iea.org/reports/oil-market-report-april-2020

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) GmbH (2020): *"Windenergie-Zubau 2020 – Negativtrend verschärft sich im dritten Quartal"*. Vom 06.10.2020. Abrufbar unter: https://www.windbranche.de/news/nachrichten/artikel-37001-windenergie-zubau-2020-negativtrend-verschrft-sich-im-dritten-quartal

Kraftfahrtbundesamt (2020a): *Neuzulassungsbarometer im Oktober 2020.*

Kraftfahrtbundesamt (2020b): Pressemitteilung Nr.26/2020: *Fahrzeugzulassungen im Oktober.* Abrufbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/pm_26_2020_fahrzeugzulassungen_10_2020_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Manager Magazin (2020): *"Absturz am Ölmarkt, Kaufe ein Fass Öl, bekomme 30 Dollar dazu"*. Vom 21.04.2020. Abrufbar unter: https://www.manager-magazin.de/finanzen/boerse/oelpreis-fuer-wti-kollabiert-sorge-vor-ueberfuellten-lagern-a-1306409.html

More in Common (2020a): *"Vertrauen, Demokratie, Zusammenhalt: wie unterschiedlich Menschen in Deutschland die Corona-Pandemie erleben".* Abrufbar unter: https://www.moreincommon.de/media/a1hjp1zz/more-in-common_studie-corona-zusammenhalt.pdf

More in Common (2020b): *"The New Normal? A 7-country comparative study on the impacts of COVID-19 on trust, social cohesion, democracy and expectations for an uncertain future".* Abrufbar unter: https://www.moreincommon.com/media/bfwlsrxu/more-in-common-the-new-normal-comparative-7-country-en.pdf

Netztransparenz (2020): Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/

Nordpool (2020): *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.* Abrufbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft-Praes.pdf

Öko-Institut (2020): *EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.*

PV-Magazine (2020): *"Enervis erwartet PPA-Photovoltaik-Markt 2020 in Deutschland bei rund 300 Megawatt"*. Vom 14.10.2020. Abrufbar unter: https://www.pv-magazine.de/2020/10/14/enervis-erwartet-ppa-photovoltaik-markt-2020-in-deutschland-bei-rund-300-megawatt/

Redaktion energiezukunft (2020): *"Grüner Wasserstoff"*. Vom 25.05.2020. Abrufbar unter: https://www.energiezukunft.eu/wirtschaft/power-to-x-raus-aus-der-nische/

Redaktionsnetzwerk Deutschland (2020): *"Negativer Future auf US-Ölpreis: Das passiert gerade am Ölmarkt"*. Vom 21.04.2020. Abrufbar unter: https://www.rnd.de/wirtschaft/negativer-us-olpreis-das-passiert-gerade-am-olmarkt-I3I7ZPFWNK5Y7DFWSA3USTA2Q4.html

TenneT (2020a): *TenneT nimmt wichtige Stromleitung „Mittelachse" in Schleswig-Holstein in Betrieb.* Abrufbar unter: https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-nimmt-wichtige-stromleitung-mittelachse-in-schleswig-holstein-in-betrieb/

TenneT (2020b): *TenneT startet Probebetrieb von NordLink.*
Abrufbar unter: https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-startet-probebetrieb-von-nordlink/

TenneT (2020c): *Wilhelmshaven-Conneferde.*
Abrufbar unter: https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/wilhelmshaven-conneforde/

Statista (2020): *Windenergie – Beschäftigtenzahl Off- und Onshore in Deutschland bis 2018.*
Abrufbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/271271/umfrage/beschaeftigtenzahl-in-der-deutschen-windenergiebranche/

Umweltbundesamt 2020a: *Nationale Trendtabellen für die Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes.*
Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/dokument/trendtabelle-sektoren-vorlaeufige-thg-daten-2019

Umweltbundesamt 2020b: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 –2019.*
Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-6

Verein der Kohlenimporteure (2020): *Kesselkohlepreis Außenhandelsstatistik.*

Verivox (2020): *"Stromnetzgebühren steigen 2021 auf ein neues Rekordhoch".* Vom 23.10.2020.
Abrufbar unter: https://www.verivox.de/strom/nachrichten/stromnetzgebuehren-steigen-2021-auf-ein-neues-rekordhoch-1117585/

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Sofortprogramm Windenergie an Land
Was jetzt zu tun ist, um die Blockaden zu überwinden

Klimaneutrales Deutschland (Vollversion)
In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals

Wie passen Mieterschutz und Klimaschutz unter einen Hut?

Wie weiter nach der EEG-Förderung?
Solaranlagen zwischen Eigenverbrauch und Volleinspeisung

Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende
Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik

Zwischen Rekordhoch und Abschaffung: Die EEG-Umlage 2021 in Zeiten der Corona-Krise

Der Doppelte Booster
Vorschlag für ein zielgerichtetes 100-Milliarden-Wachstums- und Investitionsprogramm

Auswirkungen der Corona-Krise auf die Klimabilanz Deutschlands
Eine Abschätzung der Emissionen 2020

Die Ökostromlücke, ihre Strommarkteffekte und wie die Lücke gestopft werden kann
Effekte der Windkraftkrise auf Strompreise und CO2-Emissionen sowie Optionen, um das 65-Prozent-Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019
Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020

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

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

#2 COVID-19 China Energy Impact Tracker
How is China's energy sector faring in the economic recovery?

Minimizing the cost of integrating wind and solar power in Japan
Insights for Japanese power system transformation up to 2030

Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe (Summary)
Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition

A Clean Industry Package for the EU
Making sure the European Green Deal kick-starts the transition to climate-neutral industry

Towards a Climate-Neutral Germany (Executive Summary)
Three Steps for Achieving Climate Neutrality by 2050 and an Intermediate Target of -65% in 2030 as Part of the EU Green Deal

#1 COVID-19 China Energy Impact Tracker
How is the pandemic reshaping China's energy sector?

How to Raise Europe's Climate Ambitions for 2030
Implementing a -55% Target in EU Policy Architecture

Recovering Better!
Climate Safeguards for the proposed EU's Proposed 1.85 trillion Euro 85-Trillion-Euro Budget

EU-China Dialogue on Green Stimulus Packages
Summary of a High-Level Discussion on 23 June 2020

Dual-Benefit Stimulus for Germany
A Proposal for a Targeted 100 Billion Euro Growth and Investment Initiative

Making the Most of Offshore Wind
Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea

Supporting the Energy Transition in the Western Balkans

The German Power Market: State of Affairs in 2019
State of Affairs in 2019

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

200/01-A-2021/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

Agora Energiewende

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.