



## Energieverbrauch sinkt in Deutschland im Jahr 2020 in Folge der Covid-19-Pandemie auf historisches Tief

### Inhalt

Primärenergieverbrauch insgesamt	2
Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2020	3
Abhängigkeit von Energieimporten	8
Primärenergiegewinnung in Deutschland	9
Mineralöl	10
Erdgas	14
Steinkohle	18
Braunkohle	22
Elektrizitätswirtschaft	25
Erneuerbare Energien	32
Energieeffizienz in Deutschland	36
CO <sub>2</sub> -Emissionen	42
Zusammenfassende Entwicklung	44

#### Stand: 14. März 2021

Bearbeitet von Hans Georg Buttermann (h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de)

(Der Beitrag zu den erneuerbaren Energien beruht auf Arbeiten der AGEE-Stat, Stand 1.2.2021)

#### Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin  
h.g.buttermann@ag-energiebilanzen.de

Auenheimer Straße 27, 50129 Bergheim  
u.maassen@ag-energiebilanzen.de

www.ag-energiebilanzen.de

## Primärenergieverbrauch insgesamt

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2020 insgesamt 11.784 PJ oder

402,1 Mio. t SKE; gegenüber dem Vorjahr nahm er damit um 8,0 % ab (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1

### Primärenergieverbrauch in Deutschland 2019 und 2020 <sup>1)</sup>

Energieträger	2019	2020	2019	2020	Veränderungen 2020 geg. 2019			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	Mio. t SKE	%	2019	2020
Mineralöl	4.511	3.973	153,9	135,6	- 538	- 18,4	- 11,9	35,2	33,7
Erdgas	3.214	3.136	109,7	107,0	- 78	- 2,7	- 2,4	25,1	26,6
Steinkohle	1.084	904	37,0	30,8	- 180	- 6,1	- 16,6	8,5	7,7
Braunkohle	1.164	956	39,7	32,6	- 207	- 7,1	- 17,8	9,1	8,1
Kernenergie	819	702	27,9	24,0	- 117	- 4,0	- 14,2	6,4	6,0
Erneuerbare Energien	1.904	1.961	65,0	66,9	57	1,9	3,0	14,9	16,6
Stromausgleichsbeitrag	- 118	- 72	- 4,0	- 2,5	46	1,6	-	- 0,9	- 0,6
Sonstige	228	224	7,8	7,6	- 4	- 0,1	- 1,8	1,8	1,9
<b>Insgesamt</b>	<b>12.805</b>	<b>11.784</b>	<b>436,9</b>	<b>402,1</b>	<b>- 1021</b>	<b>- 34,8</b>	<b>- 8,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

1) Alle Angaben vorläufig, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; AGEE-Stat (für erneuerbare Energien)

Das Niveau des Energieverbrauchs sowie seine Zusammensetzung (Energienmix) werden auch politisch und regulatorisch beeinflusst. Für die mittel- bis längerfristige Entwicklung sind u.a. der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022, der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung (bis Ende 2038) sowie die fortgesetzte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien bedeutsam. Auf europäischer Ebene sind u.a. die Absenkung der Emissionsobergrenze in der laufenden 3. Handelsperiode 2013 bis 2020 innerhalb des EU-ETS sowie die Zielsetzungen für den Klimaschutz im Nicht-ETS-Bereich, die Vorgaben zur Verbesserung der Energieeffizienz (z. B. EU-Energieeffizienz-Richtlinie (EED)) sowie verbindliche Ziele zum fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (Richtlinie 2009/28/EG)) von Relevanz.

Wichtigster Energieträger blieb auch 2020 das Mineralöl mit einem Anteil von 33,7 %. Es folgte das Erdgas mit einem auf 26,6 % leicht gestiegenen Anteil (2019: 25,1 %). Ihre Position an dritter Stelle konnten die erneuerbaren Energien auf 16,6 % ausweiten, 2019 waren es noch 14,9 % gewesen. Der Primärenergieverbrauch von Stein- und Braunkohle ist 2020 mit jeweils 16,6 % bzw. 17,8 % spürbar gesunken, so dass Braunkohle 2020 nur noch etwa 8,1 % und Steinkohle noch 7,7 % des Primärenergiebedarfs hierzulande deckten. Der Primärenergieverbrauch der Kernenergie ist 2020 gegenüber dem Vorjahr um 14,2 % gesunken (Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg am 31. Dezember 2019). Damit deckt die Kernenergie aktuell noch ca. 6 % des Primärenergiebedarfs. Der Überschuss bei den Stromflüssen in das Ausland hat sich 2020 weiter verringert. Infolgedessen wirkte sich der Stromaustauschsaldo auch im Jahr 2020 verbrauchsmindernd (um 0,6 Prozentpunkte) auf den Primärenergieverbrauch aus.

## Rahmenbedingungen der Verbrauchsentwicklung im Jahr 2020

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig. Dazu gehören neben Veränderungen der energiepolitischen und ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen vor allem makroökonomische und sektorale Entwicklungen (Strukturwandel), demografische Faktoren, die Energiepreise oder Temperaturschwankungen. Im Folgenden werden die Faktoren, die für den Rückgang des Primärenergieverbrauchs in den Jahren 2019/2020 eine besondere Rolle gespielt haben, im Einzelnen kurz skizziert.

### Temperatur- und Witterungseinflüsse

Für einen großen Teil des nicht-industriellen Energieverbrauchs spielt die Temperatur eine erhebliche Rolle, weil der überwiegende Teil des Energieverbrauchs in diesen Bereichen zum Beheizen privat oder gewerblich genutzter Räume bestimmt ist. Der Temperatureinfluss wird üblicherweise mit Hilfe von Gradtagzahlen gemessen; diese Maßzahl spiegelt vereinfacht gesprochen die kumulierte Anzahl der Tage wider, an denen die Durchschnittstemperatur unter ein bestimmtes Niveau (Heizgrenztemperatur, hier 15°C) fällt.<sup>1)</sup>

Im Jahr 2020 lag die Zahl der Gradtage spürbar unter dem Niveau des langjährigen Durchschnitts (arithmetisches Mittel von 1990 bis 2019 über 16 Messstationen). Die geringere Anzahl von Tagen mit einer Heizgrenztemperatur unter 15°C weist grundsätzlich auf ein höheres durchschnittliches Temperaturniveau im Berichtsjahr und eine damit verbundene

Verringerung des beobachteten Energiebedarfs (insbesondere zur Beheizung von Wohnräumen) hin.<sup>2)</sup>

Auch gegenüber dem Vorjahr hat sich die Zahl der Gradtage um 83 auf 3.136 verringert, weil es 2020 etwas wärmer war als 2019. Die Gradtagzahlen lagen 2020 um rund 2,6 % unter denen des Vorjahres (höhere Temperaturen), so dass der Energieverbrauch im Jahr 2020 auch verglichen mit dem Jahr 2019, allein aufgrund des Witterungseinflusses, gesunken sein dürfte.

Mit Blick auf die Entwicklung der Gradtagzahlen in den einzelnen Monaten fällt auf, dass das Jahr 2020 insbesondere in den Monaten März, Oktober und Dezember deutlich kühler verlief als das Vorjahr. Im Januar und September hingegen lagen die Temperaturen, gemessen an den Gradtagzahlen, deutlich höher als 2019. Verglichen mit dem langjährigen Mittel war das Jahr 2020 durchgängig (bis auf den Monat Mai, in dem die Temperaturen um 23 % über denen des langjährigen Mittels lagen) wärmer (vgl. Abbildung 1).

Der Einfluss kurzfristiger Temperatureffekte auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs wird typischerweise ausgeschaltet, indem Temperaturen wie im langjährigen Mittel<sup>3)</sup> unterstellt werden und lagerbestandsbereinigte Daten für den Mineralölverbrauch<sup>4)</sup> berücksichtigt werden. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 nicht um 8 %, sondern um 7,5 % zurückgegangen.

1) Konkret sind Gradtagzahlen (nach DIN VDI 3807) definiert als die Summe der Differenzen zwischen einer festgelegten Rauminnentemperatur (hier 20 °C) und dem Tagesmittel der Tage, an denen die Lufttemperatur unter der Heizgrenztemperatur (hier 15 °C) liegt.

2) Im Vergleich zum langjährigen Mittel (Durchschnitt der Gradtagzahlen von 1990 bis 2019) war das Jahr 2020 außerordentlich warm, die Heizperiode infolge des milden Winters folglich relativ kurz. Die Temperaturen lagen im Durchschnitt des Jahres, gemessen an den Gradtagen, um 11,8 % über den Werten des langjährigen Mittels. Konzentriert man die Betrachtung ausschließlich auf die längerfristige Perspektive, hätte der Primärenergieverbrauch sowohl 2019 als auch 2020 über dem beobachteten Niveau liegen müssen, sofern die Witterungsbedingungen in diesen Jahren denen des langfristigen Mittels entsprochen hätten. An dieser Grundeinschätzung würde im Übrigen auch die Verwendung des langjährigen Mittels der Gradtagzahlen von 1990 bis 2020 nichts ändern. Gemessen an diesen Werten, wäre das Jahr 2020 um rund 11,4 % wärmer gewesen als der langjährige Durchschnitt.

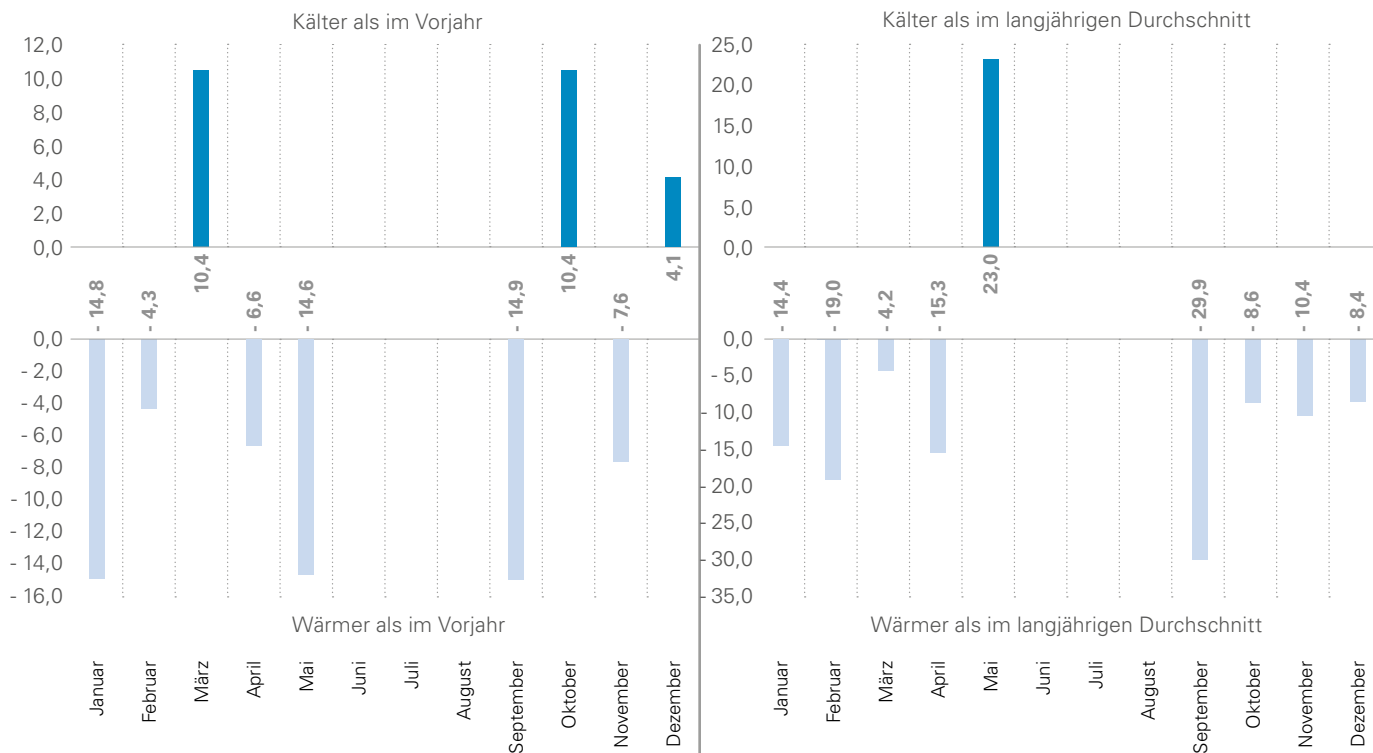
3) Zur Bewertung längerfristiger Entwicklungen des Energieverbrauchs (ab 1990) werden Temperaturbereinigungen in diesem Bericht grundsätzlich mit Hilfe des langjährigen Mittels durchgeführt (vgl. Tabelle 15, Schaubild 15 und 16). Für kurzfristige Vergleiche (z. B. mit dem Vorjahr) könnten alternativ natürlich auch die Witterungsbedingungen der Vergleichsperiode herangezogen werden. Es liegt auf der Hand, dass sowohl das Niveau des temperaturbereinigten absoluten Energieverbrauchs, als auch die Veränderungsrate zum Vorjahr von der Wahl der Bezugsperiode im Bereinigungsverfahren abhängt.

4) Die Angaben zum Mineralölverbrauch in der Energiebilanz (insbesondere leichtes Heizöl) umfassen teilweise nur Absatzzahlen. Der tatsächliche Verbrauch dieses Energieträgers kann deshalb um die jeweiligen Veränderungen der Lagerbestandshaltung von den ausgewiesenen Absatzmengen abweichen. Die Veränderungen der Lagerbestände stellt die amtliche Statistik allerdings nur für den Energiesektor und für das produzierende Gewerbe bereit, so dass diese auch nur dort für die Verbrauchsberechnung berücksichtigt werden können. Für die privaten Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen liegen keine originär statistischen Daten zu den Veränderungen der Heizölbestände vor. Um die skizzierte Lücke zu schließen, setzt die AG Energiebilanzen seit einiger Zeit ein ökonomisch gestütztes Verfahren ein, um die Lagerbestandsveränderungen für diese Sektoren empirisch zu bestimmen und auch für Mineralöle eine vollständige Verbrauchsrechnung durchführen zu können. Einzelheiten zu diesem Verfahren vgl. Umsetzung eines Verfahrens zur regelmäßigen und aktuellen Ermittlung des Energieverbrauchs in nicht von der amtlichen Statistik erfassten Bereichen (2016), Studie der AG Energiebilanzen im Auftrag des BMWi, S. 82ff. (Internet: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/umsetzung-verfahren-ermittlung-energieverbrauch-nicht-amtliche-statistik-langfassung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/umsetzung-verfahren-ermittlung-energieverbrauch-nicht-amtliche-statistik-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=7) (Abrufdatum 13.2.2021))

Abbildung 1

## Monatliche Gradtagzahlen in Deutschland 2020 (16 Messstationen)

Veränderungen 2020 gegenüber dem Vorjahr und dem langjährigen Mittel (1990-2019) in %  
wobei die Monate Juni bis August wegen begrenzter Aussagefähigkeit entfallen

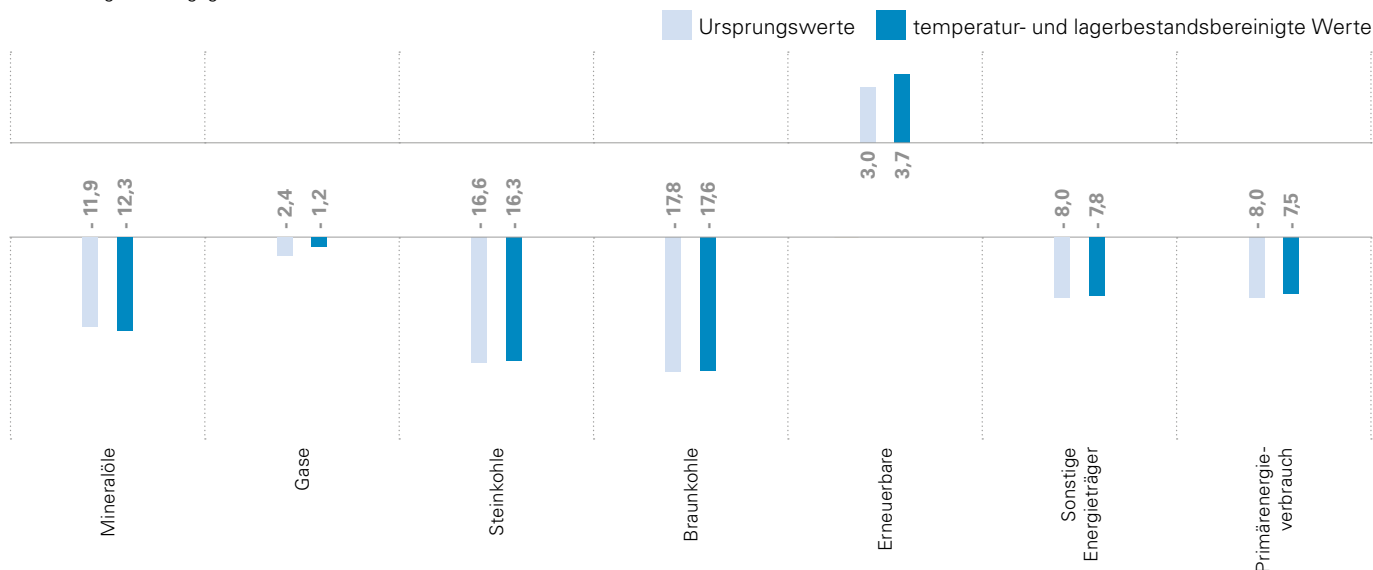


Quelle: Deutscher Wetterdienst

Abbildung 2

## Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern

Veränderungen 2020 gegenüber 2019 in %



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Deutscher Wetterdienst



Der Bereinigungseffekt hat bei den einzelnen Energieträgern, abhängig von ihrer Anwendung für Raumwärmeszwecke unterschiedliche Auswirkungen (vgl. Abbildung 2).

Für den Witterungseinfluss gilt im Allgemeinen, dass die temperaturbereinigten Veränderungen des Energieverbrauchs in vergleichsweise warmen Jahren kräftiger ausfallen als die Veränderungen der Ursprungswerte; entsprechend gilt, dass in kälteren Jahren der Anstieg der temperaturbereinigten Werte niedriger ausfällt als bei den Ursprungswerten. Dies wird auch an den unterschiedlichen Spreizungen der in Abbildung 2 dargestellten Energieträger sichtbar.

### *Makroökonomische und sektorale Faktoren*

Eine exportorientierte Volkswirtschaft, die einen erheblichen Teil ihres Bedarfs an Energieträgern und Rohstoffen importiert, wie dies charakteristisch für Deutschland ist, hängt selbstverständlich in vielfältiger Weise von weltwirtschaftlichen Entwicklungen ab. Die Weltwirtschaft schrumpfte 2020 vor allem in Folge der ökonomischen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie, aber auch vor dem Hintergrund zunehmender Handelsbarrieren nach Schätzung des IWF, um rund 3,5 %. Zum Vergleich: Im Jahr 2019 expandierte die Weltwirtschaft noch um 2,8 %. Allein diese Entwicklung trübte die Wachstumsperspektiven der deutschen Wirtschaft spürbar ein.

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist im Jahr 2020 um rund 5,0 % gesunken (der Konjunkturunbruch fiel damit geringer aus als zunächst erwartet, zugleich ist das BIP weniger stark eingebrochen als in der Währungs- und Finanzkrise (2009: - 5,7 %)). Im vorausgegangenen Jahr war das Bruttoinlandsprodukt noch mit 0,6 % gestiegen. Wachstumsimpulse gingen 2020 vor allem von den Konsumausgaben des Staates (2020: + 3,4 %) und den Bauinvestitionen<sup>5)</sup> (+ 1,5 %) aus. Die Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen brachen hingegen 2020 mit einem Minus von 9,9 % deutlich ein. Zugleich verringerten sich die Importe gegenüber dem Vorjahr um 8,6 %.

Insbesondere die Auswirkungen des ersten „Lockdown“ zur Bekämpfung der Covid-19-Pandemie sowie

die zeitweilige Unterbrechung von Lieferketten traf die produzierenden Bereiche der Wirtschaft mit voller Härte. Die Produktion im Produzierenden Gewerbe insgesamt ist im Jahr 2020 um - 7,8 % geschrumpft (2019: - 3,5 %), im Verarbeitenden Gewerbe ging die Produktion (ebenfalls gemessen am Produktionsindex) 2020 sogar um - 10 % (2019: - 4,5 %) zurück. Nach der im Sommer 2020 allmählich einsetzenden wirtschaftlichen Erholung traf der erneute „Lockdown“ im Rahmen der zweiten Corona-Welle (seit November 2020) vor allem den privaten Konsum und die Dienstleistungsbereiche (Hotel- und Gaststättengewerbe, Touristik).

Die Divergenzen bei den makroökonomischen Verwendungsaggregaten finden unmittelbar ihren Niederschlag in der sektoralen Produktion (und haben darüber hinaus einen wesentlichen Einfluss auf die Veränderungen des Energieverbrauchs im Berichtszeitraum): Wirtschaftszweige, die entweder selbst einen Großteil ihrer Produktion im Ausland absetzen oder als Vorleistungslieferant für exportabhängige Sektoren tätig sind, waren überdurchschnittlich hart vom Einbruch der Exporte betroffen. Konsum- oder Verbrauchsgüterproduzierende Wirtschaftszweige sowie Dienstleistungssektoren (ohne Bau) waren von den indirekten einkommensinduzierten Effekten der Covid-19-Maßnahmen (Kurzarbeitergeld, außerordentliche Wirtschaftshilfen usw.) sowie Lockdown-Maßnahmen betroffen. Lediglich Branchen, die Vorleistungen für die Bauwirtschaft herstellen, waren weniger stark von der konjunkturellen Abschwächung betroffen.

Abbildung 3 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die jährlichen Veränderungsdaten der Produktionsindizes von 2019 bis 2020 für 11 wichtige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes (aggregiert auf der Ebene von WZ-Zweistellern):

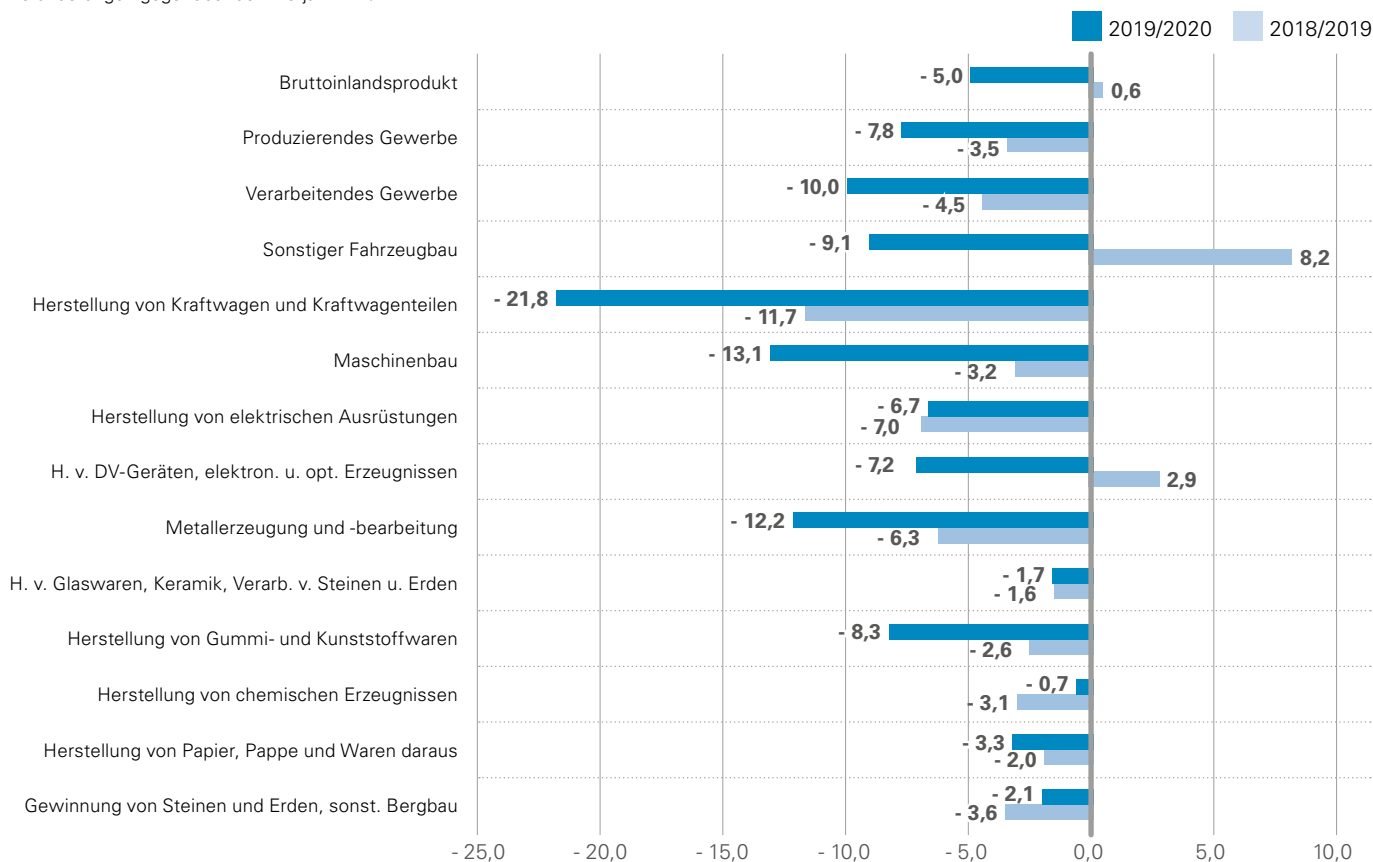
- Davon konnte 2020 kein Wirtschaftszweig Produktionszuwächse erzielen, d.h. alle Branchen des Verarbeitenden Gewerbes verzeichneten Wachstumseinbrüche.
- Gegenüber dem Verarbeitenden Gewerbe deutlich überdurchschnittliche Wachstumseinbrüche spiegelten sich in der Abnahme der Produktion in den Wirtschaftszweigen „Herstellung von Kraftwagen und

5) Wohn- und Nichtwohnbauten, darunter Hoch- und Tiefbau.

Abbildung 3

## Produktionsindex im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland von 2019 bis 2020

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: Statistisches Bundesamt

Kraftwagenteilen“ (- 21,8 %), „Maschinenbau“ (- 13,1 %) sowie in der ausgesprochen energieintensiven „Metallerzeugung und -bearbeitung“ (- 12,2 %) wider.

- Die Produktionsrückgänge der übrigen energieintensiven Branchen fielen gegenüber der Entwicklung im Verarbeitenden Gewerbe insgesamt unterdurchschnittlich aus. Die Produktion von chemischen Erzeugnissen verringerte sich 2020 um - 0,7 %, von Papier und Pappe sowie Waren daraus um - 3,3 % und die Erzeugung von Glas, Keramik sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden (zu diesem Sektor gehören auch besonders energieintensive Prozesse, wie z. B. das Brennen von Zement, Kalk oder Ziegeln) um - 1,7 %.

Als Folge der skizzierten Produktionsrückgänge in nahezu allen Branchen des Verarbeitenden Gewerbes ist für das Berichtsjahr 2020 grundsätzlich ein verbrauchsmindernder Impuls auf den Energieverbrauch zu erwarten, wenngleich in diesem Zusammenhang auch daran zu erinnern ist, dass ein Teil des konjunkturbedingten Verbrauchsrückgangs bedingt durch die damit verbundene niedrige Kapazitätsauslastung vermutlich wieder zunichte gemacht wurde.<sup>6)</sup>

### Demografische Faktoren

In der Zeit zwischen 2019 und 2020 nahm die Bevölkerung in Deutschland nur noch von 83,093 Mio. auf rund 83,158 Mio. Menschen zu, dies entspricht einem Bevölkerungswachstum von weniger als 0,1 %. Zum

6) Niedrige Kapazitätsauslastungen infolge schlechter Konjunktur führen in Anbetracht nahezu unveränderter energetischer Verluste vieler Produktionsanlagen (Trockner, Brennaggregate usw.) typischerweise zu einer Erhöhung des spezifischen Energiebedarfs. Beispielsweise werden kontinuierlich arbeitende Tunnelöfen in der Ziegelindustrie in Zeiten konjunktureller Unterauslastung zur Aufrechterhaltung der Produktion mit sog. „Blindbesatz“ betrieben, d.h. der absolute Energieverbrauch bleibt nahezu konstant oder verringert sich nur geringfügig, der auf die Tonne Ziegel bezogene (spezifische) Energieverbrauch erhöht sich hingegen.

Vergleich: im Vorjahr nahm die Bevölkerungen noch um 187.000 Menschen zu (was einer Zunahme von mehr als 0,2 % entsprach). Die Zahl der Haushalte dürfte unter diesen Prämissen (aktuelle statistische Zahlen liegen noch nicht vor) ebenfalls geringfügig weiter zunehmen. 2019 existierten in Deutschland rund 41,5 Mio. Haushalte, davon rund 42,3 % Einpersonenhaushalte.

Ursächlich für die Zunahme der Zahl der Haushalte ist nicht allein die demografische Entwicklung, sondern zugleich der bestehende Trend zu kleineren Haushalten. Gegenwärtig leben etwa 2,0 Personen in einem Haushalt.

Die demografische Entwicklung dürfte 2020 also „rein rechnerisch“ verbrauchssteigernd auf den Energieverbrauch gewirkt haben, wengleich ihr Einfluss in Anbetracht der vernachlässigbaren demografischen Entwicklung von untergeordneter Bedeutung gewesen sein dürfte.

### Energiepreise

Darüber hinaus spielen die Energiepreise für das Verbrauchsverhalten, für Effizienzsteigerungen und Substitutionen (zwischen Energie und Kapital sowie Material bzw. Rohstoffen) eine wichtige Rolle.

Grundsätzlich gilt, dass Effizienzverbesserungen und Substitutionen umso eher erfolgen, je höher Preissteigerungen bei einzelnen Energieträgern ausfallen.

Die Covid-19-Pandemie bzw. die damit verbundenen Auswirkungen auf die globale Energienachfrage hat die Verfassung der Weltenergiemärkte im Jahr 2020 erheblich beeinflusst. Die Einfuhrpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohlen sind im Durchschnitt des Jahres 2020 um 23,3 bis 34,1 % gefallen, nachdem sie bereits im Vorjahr insbesondere für Erdgas und Steinkohle spürbar nachgegeben haben (vgl. Tabelle 2). Die Importpreise auf Dollarbasis sind nicht ganz so kräftig gesunken. Die Wechselkursentwicklung (Aufwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar) haben den Preisrückgang auf dem Weltmarkt für Verbraucher in Deutschland zum Teil verstärkt.

Die Preise für inländische Verbraucher weichen von der Entwicklung der Importpreise zum Teil spürbar ab, da diese neben staatlichen Steuern und Abgaben auch Komponenten wie Transport und Verteilungskosten sowie sonstige Vertriebskosten umfassen. Die Verbraucherpreisentwicklung für spezifische Kundengruppen bzw. Endverbraucher beleuchtet der vorliegende Beitrag in den Abschnitten für die einzelnen Energieträger genauer.

Tabelle 2

### Preise ausgewählter Energieträger

2020 und 2019, Veränderungen in %						
	2019	2020				
		1. Vj.	2. Vj.	3. Vj.	4. Vj.	Durchschnitt
<b>Einfuhrpreise</b>						
Erdöl	- 2,3	- 15,5	- 56,4	- 29,4	- 33,2	- 34,1
Erdgas	- 20,6	- 33,9	- 40,0	- 24,0	- 8,4	- 27,1
Steinkohle	- 13,3	- 26,8	- 24,4	- 25,5	- 15,3	- 23,3
<b>Verbraucherpreise</b>						
Heizöl, leicht	- 2,5	- 10,2	- 26,9	- 34,6	- 32,0	- 25,9
Erdgas	3,9	2,4	1,6	- 0,9	- 1,8	0,3
Strom	3,4	4,3	4,3	2,0	1,6	3,0

Quelle: Statistisches Bundesamt



## Abhängigkeit von Energieimporten

Für die Verletzbarkeit der deutschen Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit und die damit verbundene Möglichkeit einer heimischen Gewinnung und Nutzung von Energierohstoffen eine herausragende Rolle. Grundsätzlich senkt eine höhere Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert damit die Gefahr von Angebotsstörungen oder -unterbrechungen sowie das Preisrisiko für die heimische Wirtschaft.

Vor diesem Hintergrund ist ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschlands mit Energieträgern von besonderem Interesse. Deutschland ist bei fast allen fossilen Energieträgern (also bei Steinkohle, Mineralöl und Erdgas) in erheblichem Maße Nettoimporteur. Der Primärenergieverbrauch hierzulande wurde 2019 bei den Mineralölen zu 98 % und Erdgas zu 94 % durch Einfuhren gedeckt. Die Steinkohle stammte zu 100 % aus Einfuhrquellen. Braunkohle wird hingegen zu 100 % aus heimischen Ressourcen bereitgestellt und auch die erneuerbaren Energien stammen nahezu vollständig aus der inländischen Gewinnung. Insgesamt war die deutsche Energieversorgung 2019 zu knapp 72 % auf Importe angewiesen.

Diese Situation hat sich auch 2020 grundsätzlich nicht geändert. Allerdings nahm die inländische Gewinnung fossiler Energieträger (allen voran die Braunkohle mit

einem Minus 18,2 %) weiter ab, die der erneuerbaren Energien nahm hingegen um 3 % zu. Bei der elektrischen Energie blieb der Exportüberschuss auch 2020 weiter bestehen; er reduzierte sich allerdings gegenüber dem Vorjahr um 46 PJ (bzw. rund 12,8 Mrd. kWh). Nach ersten überschlägigen Berechnungen spiegeln sich die skizzierten Veränderungen (bei insgesamt corona-bedingt stark rückläufigem Primärenergieverbrauch) in einer leichten Abnahme der Importquote (um 0,3 Prozentpunkte) wider; die Einfuhrabhängigkeit dürfte aber auch 2020 noch über 71 % liegen.

Wesentlich geändert haben sich – wie eingangs bereits gezeigt – die Importpreise für die fossilen Energieträger. Im Ergebnis führte die Verringerung der Einfuhrpreise und -mengen dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 63 Mrd. Euro im Jahr 2019 um 20,7 Mrd. Euro bzw. um etwa ein Drittel auf 42,2 Mrd. Euro im Jahr 2020 erheblich vermindert hat.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich folgendes Bild: Der Wert der Ölimporte verringerte sich um mehr als 37 %, der der Erdgasimporte um 18,4 %. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen verringerte sich sogar um knapp 44 %.

Bei elektrischem Strom verringerte sich der Exportüberschuss um rund 44 % (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

### Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2015 bis 2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Veränderung 2020 gegenüber 2019	
							Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	4,0	3,5	5,2	5,0	4,1	2,3	- 1,8	- 43,5
Erdöl, Erdölzeugnisse und verwandte Waren	38,0	29,0	36,1	43,8	42,8	26,9	- 15,9	- 37,2
Gas <sup>1)</sup>	20,5	16,1	15,0	18,0	15,9	13,0	- 2,9	- 18,4
<b>Summe fossile Energien</b>	<b>62,5</b>	<b>48,6</b>	<b>56,3</b>	<b>66,8</b>	<b>62,9</b>	<b>42,2</b>	<b>- 20,7</b>	<b>- 32,9</b>
Elektrischer Strom	- 2,1	- 1,7	- 1,8	- 1,9	- 1,6	- 0,9	0,7	- 43,9
<b>Insgesamt</b>	<b>60,4</b>	<b>46,9</b>	<b>54,5</b>	<b>64,9</b>	<b>61,3</b>	<b>41,3</b>	<b>- 20,0</b>	<b>- 32,6</b>

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt, Fachserie 7, Reihe 1 (Werte nach Abschnitten des Internationalen Warenverzeichnis für den Außenhandel [SITC -Rev. 4]),  
Quelle ab 2017: Fachserie 7, Reihe 1 (Zusammenfassende Übersichten über den Außenhandel, Tabellen 7.2 (Importe) u. 7.1 (Exporte))

## Primärenergiegewinnung in Deutschland

Die inländische Energiegewinnung ist 2020 mit Ausnahme der erneuerbaren Energien bei allen anderen Energieträgern weiter gesunken, so dass es insgesamt zu einem Rückgang um etwa 5,2 % auf 3.425 PJ oder 116,9 Mio. t SKE gekommen ist (vgl. Tabelle 4). Am stärksten fiel dieser Rückgang mengenmäßig bei der Braunkohle mit einem Minus von rund 211 PJ (- 17,7 %) aus. Zugleich ging in den vergangenen Jahren auch die inländische Förderung von Erdöl und Erdgas aufgrund der zunehmenden Erschöpfung von Altfeldern und Lagerstätten zurück. Dieser Trend setzte sich im Berichtsjahr 2020 fort: Die Erdgas- und Erdölgasgewinnung verringerte sich 2020 gegenüber dem Vorjahr um 15,5 % (30 PJ), die inländische Erdölgewinnung hingegen hat um knapp 0,5 % (rund 1 PJ).<sup>7)</sup>

Die erneuerbaren Energieträger konnten ihre Position als bedeutsamste heimische Energiequelle vor der Braunkohle deutlich ausbauen; ihr Anteil an der gesamten inländischen Gewinnung beträgt nunmehr reichlich 57,7 %, gefolgt von der Braunkohle, auf die etwa 28,6 % der inländischen Energiegewinnung entfällt. Beide Energieträger rangieren weiter mit großem Abstand vor dem Erdgas und dem Erdöl.

Bezogen auf den Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 hat sich der Anteil der inländischen Gewinnung erhöht, und zwar von 27,5 % im Jahr 2019 auf nunmehr rund 29,1 % (vgl. Tabelle 4). Diese Entwicklung ist der Tatsache geschuldet, dass der Primärenergieverbrauch in Folge der Auswirkungen der Covid-19-Pandemie im Jahr 2020 mit 8 % deutlich kräftiger gesunken ist als die Gewinnung von Primärenergieträgern im Inland.

Tabelle 4

### Primärenergiegewinnung in Deutschland 2019 und 2020


  
 AG Energiebilanzen e.V.

	Gewinnung				Veränderungen 2020 gegenüber 2019		Anteile	
	2019	2020	2019	2020			2019	2020
	Petajoule (PJ)		Mio. t SKE		PJ	%	%	
Mineralöl	82	81	2,8	2,8	- 1	- 0,5	2,3	2,4
Erdgas, Erdölgas	194	164	6,6	5,6	- 30	- 15,5	5,4	4,8
Steinkohle	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1.190	979	40,6	33,4	- 211	- 17,7	32,9	28,5
Erneuerbare Energien	1.920	1.977	65,5	67,5	57	3,0	53,2	57,7
Übrige Energieträger	226	224	7,7	7,6	- 2	- 0,9	6,3	6,5
<b>Insgesamt</b>	<b>3.612</b>	<b>3.425</b>	<b>123,2</b>	<b>116,9</b>	<b>- 187</b>	<b>- 5,2</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
Nachrichtl.: Anteil am Primärenergieverbrauch	-	-	-	-	-	-	27,5	29,1

Angaben teilweise geschätzt, Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.; Bundesverband Erdgas, Erdöl- und Geoenergie e.V.; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

7) In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Förderung von Erdgas und Erdöl nicht nur von geophysikalisch-technischen Faktoren, sondern auch von wirtschaftlichen Randbedingungen abhängig ist. Insbesondere geht von steigenden Öl- und Gaspreisen üblicherweise ein Impuls zur Verstärkung der Explorationsanstrengung aus. Hinzu kommt, dass bei hohen Energiepreisen u.U. auch die Wiederinbetriebnahme alter Felder und der Einsatz neuer Fördertechnologien wirtschaftlich sein kann.

## Mineralöl

Der Primärenergieverbrauch von Mineralöl in Deutschland lag 2020 mit 3.973 PJ (135,6 Mio. t SKE) um 11,9 % unter dem Niveau des Vorjahres.

Mit Ausnahme von leichtem Heizöl und Rohbenzin lagen alle Produkte (Inlandsabsatz) im Minus. Dabei entwickelte

sich der Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte sehr unterschiedlich (vgl. Tabelle 5): Der Verbrauch von Dieseldieselkraftstoff nahm gegenüber dem Vorjahr um 7,1 % auf 35,2 Mio. t ab. Gleichwohl blieb der Dieseldieselverbrauch mit mehr als 35 Mio. t noch immer nahezu doppelt so hoch wie der der Ottokraftstoffe, deren Nachfrage sich

Tabelle 5

**AGEB**  
 AG Energiebilanzen e.V.

### Verbrauch und Aufkommen von Mineralöl in Deutschland 2019 und 2020

	2019	2020 <sup>1)</sup>	Veränderung
	in Mio. t	in Mio. t	in %
<b>Verbrauch insgesamt</b>	<b>107,7</b>	<b>94,9</b>	<b>- 11,9</b>
Eigenverbrauch und Verluste <sup>2)</sup>	5,6	5,3	- 4,3
Inlandsverbrauch	102,2	89,6	- 12,3
davon: Ottokraftstoff	18,0	16,2	- 9,7
Dieseldieselkraftstoff	37,8	35,2	- 7,1
Flugkraftstoffe	10,2	4,7	- 53,9
Heizöl, leicht	15,1	15,6	3,3
Heizöl, schwer <sup>3)</sup>	1,6	0,8	- 50,5
Rohbenzin	11,3	11,9	6,1
Flüssiggas	3,9	3,6	- 7,8
Schmierstoffe	1,0	0,8	- 19,4
Sonstige Produkte	10,4	10,7	2,6
Recycling (abzüglich)	- 6,3	- 5,8	- 7,4
Bio-Kraftstoffe <sup>4)</sup> (abzüglich)	- 3,4	- 4,0	18,8
<b>Aufkommen insgesamt</b>	<b>99,6</b>	<b>89,6</b>	<b>-10,0</b>
Inländische Gewinnung	1,9	1,9	- 0,5
Raffinerieerzeugung	98,7	95,0	- 3,8
aus: Rohöleinsatz	87,0	84,0	- 3,4
Produkteneinsatz	11,7	10,9	- 6,3
Außenhandel Produkte (Saldo)	20,1	12,1	-
Einfuhr	42,1	34,3	- 18,5
Ausfuhr	22,1	22,2	0,7
Ausgleich (Saldo (Bunker, Differenzen))	- 11,0	- 12,2	-
Raffineriekapazität	102,7	102,7	0,0
Auslastung der Raffineriekapazität in %	84,8	81,9	-
<b>Primärenergieverbrauch von Mineralöl (PJ)</b>	<b>4.511</b>	<b>3.973</b>	<b>- 11,9</b>

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Einschließlich Bestandsveränderungen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband e. V.

3) Einschließlich anderer schwerer Rückstände

4) Nur beigemischte Biokraftstoffe

im Jahr 2020 um 9,7 % verringerte. Der Verbrauch von Flugkraftstoffen brach in diesem Jahr verursacht durch die Folgen der Covid-19-Pandemie um fast 54 % ein. Damit ist der Absatz in diesem Segment im Jahr 2020 auf ein historisches Tief von 4,7 Mio. t gefallen (2019: 10,2 Mio. t). Insgesamt war die Nachfrage nach Kraftstoffen (2020 rund 56,1 Mio. t), die einen Anteil von rund 62,6 % am gesamten deutschen Ölverbrauch hatten, im Jahr 2020 um mehr als 15 % niedriger als 2019.

Mit einer Zunahme von 3,3 % entwickelte sich der Absatz von leichtem Heizöl leicht positiv. Dies dürfte angesichts der 2020 verglichen mit dem Vorjahr nur geringfügig milderen Witterung, gesunkenen Preisen und weiter fortschreitenden Effizienzverbesserungen (durch den Einsatz moderner Öl-Brennwertheizungen sowie schließlich die Substitution ölbefuerter Heizungsanlagen durch Wärmepumpen oder Erdgas-Brennwertgeräte), weniger auf „echte“ Verbrauchssteigerungen, sondern vor allem auf die Aufstockung der Heizölbestände bei den privaten Haushalten zurückzuführen sein.

Die Preise für leichtes Heizöl nahmen im Jahresdurchschnitt von 2019 auf 2020 von 67,3 c/Liter auf

49,9 c/Liter und damit um mehr als ein Viertel (25,9 %) ab. Angesichts der Preissenkungen in Kombination mit der milden Witterung dürfte es zu einem Aufbau der Tankbestände in einer Größenordnung von rund 3 Mio. t (bzw. 128 PJ) gekommen sein, der sich in erster Linie auf die privaten Haushalte konzentrierte. Soweit dies der Fall war, wäre der tatsächliche Verbrauch entsprechend geringer als die 2020 abgesetzte Heizölmenge.

Die Raffinerieerzeugung ging mit einem Minus von 3,8 % im Jahr 2020 auf ein Niveau von 95 Mio. t zurück. Dabei nahm die Raffinerieerzeugung aus Rohöl mit ihrem Anteil von rund 88,5 % nur um 3,4 % ab, während sich die Produktenverarbeitung sogar um 6,3 % verringerte. Die (gegenüber dem Vorjahr) erneut unveränderte Raffineriekapazität von 102,7 Mio. t wurde angesichts der rückläufigen Erzeugung im Jahr 2020 mit 81,9 % ausgelastet; 2019 betrug die Auslastung noch 84,8 %.

Der Außenhandel mit Mineralölprodukten veränderte sich 2020 deutlich. Per Saldo überwog die Einfuhr, die 2020 mit 34,3 Mio. t die Ausfuhr von 22 Mio. t nur noch um etwa 12 Mio. t übertraf.

Tabelle 6

### Rohölimporte Deutschlands 2019 und 2020 nach Ursprungsländern

Wichtige Lieferländer / Förderregionen	2019	2020	Veränderungen 2019/2020	2019	2020
	in Mio. t			Anteile in %	
	in Mio. t			in %	
Russische Föderation	27,1	28,2	3,9	31,5	33,9
Großbritannien	10,2	9,6	- 5,8	11,9	11,6
USA	5,3	9,4	76,0	6,2	11,3
Norwegen	9,7	8,2	- 15,9	11,3	9,8
Kasachstan	6,3	7,4	17,4	7,4	8,9
Nigeria	5,2	5,2	- 1,1	6,1	6,2
übrige Länder	22,1	15,1	- 31,6	25,7	18,2
<b>Insgesamt</b>	<b>86,0</b>	<b>83,0</b>	<b>- 3,4</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
OPEC	20,4	13,5	- 33,6	23,7	16,3
Nordsee <sup>1)</sup> (o. BRD)	24,6	24,5	- 0,4	28,6	29,5
Ehemalige GUS	36,1	35,7	- 1,2	42,0	43,0
Sonstige	4,9	9,3	91,2	5,7	11,2
<b>Insgesamt</b>	<b>86,0</b>	<b>83,0</b>	<b>- 3,4</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

1) Einschließlich übrige EU-Staaten.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; RohölINFO Dezember 2019

Deutschland ist wegen der sehr begrenzten einheimischen Erdölressourcen weitgehend abhängig von Rohölimporten, die 2020 mit 83 Mio. t um 3,4 % unter dem Niveau des Vorjahres lagen. Die mit Abstand wichtigsten Lieferregionen von Rohöl waren 2020 mit erneut gewachsenem Anteil Russland (33,9 %), und Großbritannien (11,6 %). Den dritten Platz der bedeutendsten Einfuhrregionen nahmen 2020 die USA ein, deren Anteil an Rohöleinfuhren um 5,1 Prozentpunkte auf 11,3 gestiegen ist. Norwegen, das im Jahr zuvor noch den dritten Platz der wichtigsten Lieferregionen belegte, rutschte 2020 mit einem Lieferanteil von 9,8 % (8,2 Mio. t) auf den vierten Platz ab. Weitere wichtige Lieferländer waren 2020 Kasachstan und Nigeria (vgl. Tabelle 6). Nach Fördergebieten untergliedert erhöhte sich der Anteil der Rohölimporte aus den Ländern der ehemaligen Sowjetunion (GUS-Staaten) im insgesamt schrumpfenden Markt, er stieg von 42 % (2019) auf 43 % im Jahr 2020. Dagegen verzeichneten die OPEC-Staaten (2019: 23,7 %) Anteilsverluste (2020: 16,3 %), während die Nordsee-Anrainerländer ihren Lieferanteil bei knapp unter 30 % nahezu halten konnten.

Die den deutschen Rohölimportpreis bestimmenden internationalen Ölpreise und der Euro-US-Dollar-Devisenkurs entwickelten sich auch 2020 volatil, d.h. mit erheblichen kurzfristigen Schwankungen (vgl. Abbildung 4).

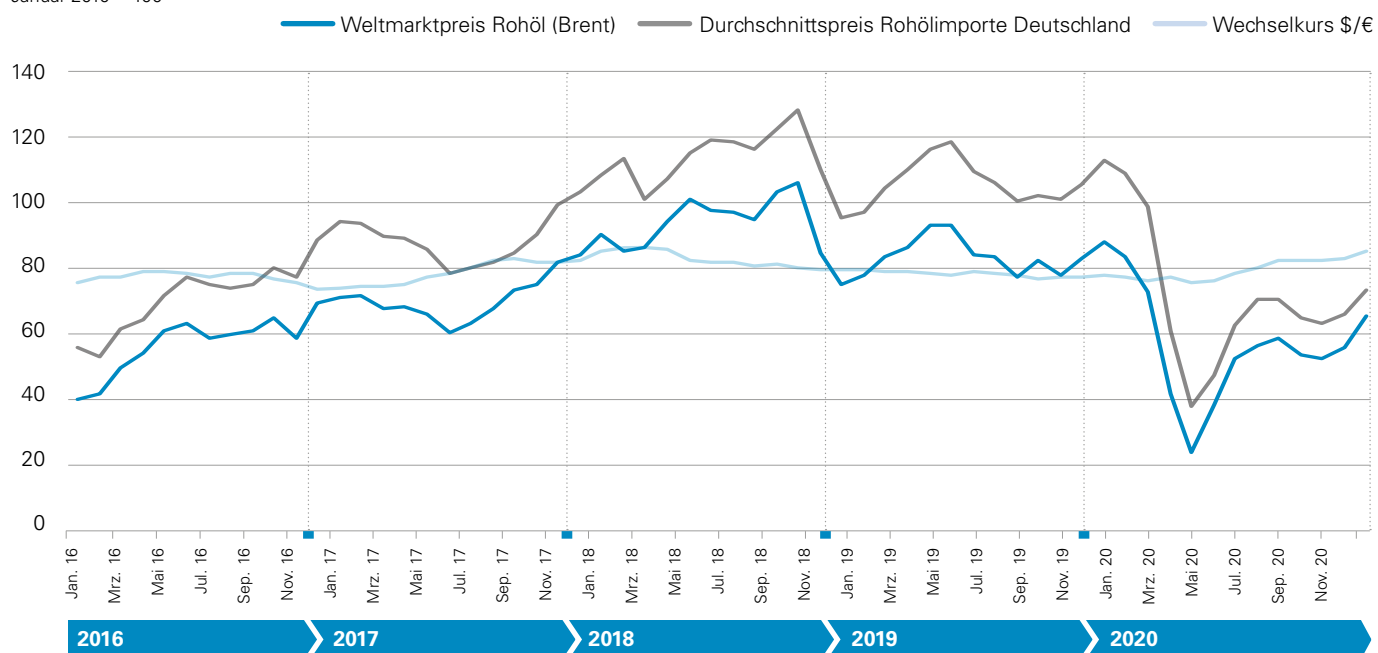
Die für Europa wichtige Rohölsorte Brent UK, die im Jahresdurchschnitt 2019 mit rund 64 US-Dollar je Barrel (US-\$/bbl; 1 barrel = 159 Liter) bereits um knapp 7 US-Dollar unter den Werten des Vorjahres jedoch nach wie vor weit von den Höchstständen der Jahre 2011/2012 (mit rund 112 US-\$/bbl) lag, verbilligte sich im Mittel des Jahres 2020 nicht zuletzt aufgrund der coronabedingten Nachfrageschwäche deutlich auf knapp 42 US-\$/bbl. Im Jahresverlauf 2020 zeigte sich der für die Corona-Krise typische U-Verlauf der Preiskurve. Der Rohölpreis nahm ausgehend vom Durchschnittsniveau des Vorjahres vom Jahresanfang an zunächst ab, erreichte seinen monatlichen Tiefstand im Mai (rund 18 US-\$/bbl) und stieg dann bis zum Jahresende wieder sukzessive auf ein Niveau von ca. 50 US-\$/bbl an.

Die deutschen Rohölimportpreise entwickelten sich weitgehend parallel zu den internationalen Preisen. Unterschiede werden wesentlich von den

Abbildung 4

## Weltmarktpreise für Rohöl (Brent)<sup>1)</sup>, Grenzübergangspreise für deutsche Rohölimporte<sup>2)</sup> und Wechselkurse von 2016 bis 2020

Januar 2010 = 100



1) Ursprungswerte in US-Dollar je Barrel

2) Ursprungswerte in Euro je Tonne

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Deutsche Bundesbank; Mineralölwirtschaftsverband e.V.

Veränderungen der Wechselkurse des Euro (gegen US-\$) beeinflusst. Seit Anfang 2020 hatte der Euro gegenüber dem US-\$ zugelegt (Aufwertung) und der Wechselkurs ist bis zum Jahresende auf rund 1,22 €/US\$-(Dezember 2020) gestiegen. Im Vergleich zum Januar 2020 (1,11 €/US-\$ je Euro) erhöhte sich der Wechselkurs bis zum Jahresende um fast 10 %. Die Aufwertung des Euro gegenüber dem US-Dollar hat den Preisanstieg für Rohöl auf dem Weltmarkt für deutsche Verbraucher insbesondere im Verlauf der zweiten Jahreshälfte abgefedert. Im Ergebnis verringerten sich die deutschen Rohölimportpreise (auf Jahresbasis und in Euro/bbl gerechnet) von 2019 auf 2020 etwas kräftiger (- 34,9 %) als die Weltmarktpreise für Rohöl (- 33,7 %).

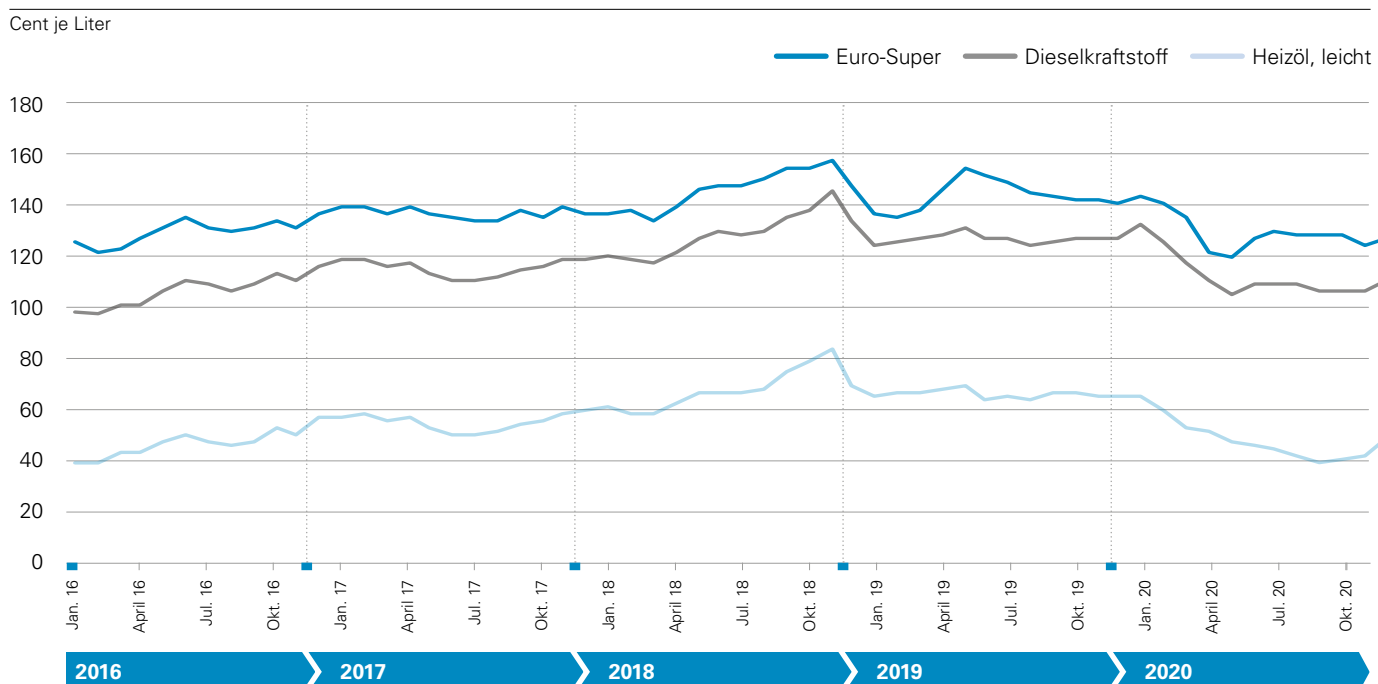
In Euro und auf Tonne gerechnet sanken die deutschen Rohölimportpreise von 428 €/t im Jahresdurchschnitt 2019 auf 278 €/t im Jahr 2020. Angesichts der im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um knapp 3,4 % verringerten Einfuhrmengen, bei im gleichen Zeitraum um fast 35 % gesunkenen Rohölpreisen für deutschen Verbraucher, nahmen die Gesamtkosten für die Rohölimporte um mehr als 37 % von 36,8 Mrd. € auf 23,1 Mrd. € kräftig ab.

Die Preise für Ölprodukte in Deutschland folgten weitgehend den Veränderungen der Rohölkosten und der internationalen Produktnotierungen, allerdings mit unterschiedlichen Raten (vgl. Abbildung 5). Nachdem die Preise für Superbenzin, Dieseldieselkraftstoff und leichtes Heizöl im Jahresdurchschnitt von 2018 auf 2019 bereits leicht nachgegeben haben, kam es 2020 vor allem aufgrund der konjunkturellen und sektoralen Auswirkungen der Corona-Krise zu weiteren spürbaren Preisrückgängen: Im Jahresdurchschnitt gaben die Preise für Superbenzin um 9,7 %, für Dieseldieselkraftstoff um 11,3 % und für leichtes Heizöl sogar 25,9 % nach.

Allerdings zeigten sich im Jahresverlauf 2020 bei allen drei Produkten wieder steigende Tendenzen, so dass die Preise im Dezember 2020 durchweg über dem Niveau lagen, das noch (je nach Produkt) im Frühjahr oder Sommer des Jahres zu beobachten war. Bis zum Jahresende 2020 zogen vor allem die Preise für leichtes Heizöl wieder an und erreichten im Dezember des Jahres wieder ein Niveau von ca. 51 Cent je Liter (gegenüber Januar 2020 entspricht dies immer noch einem Preisrückgang um 23,7 %). Gemessen am Erzeugerpreis-Index waren Mineralölzeugnisse insgesamt in Deutschland im Jahresdurchschnitt 2020 um 14,5 % preiswerter als 2019.

Abbildung 5

## Preise für Kraftstoffe und leichtes Heizöl in Deutschland 2016 bis 2020



Quellen: Mineralölwirtschaftsverband e.V.; Statistisches Bundesamt



## Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Deutschland nahm 2020 nach vorläufigen Daten um 2,4 % auf rund 965 Mrd. kWh ab.

Die inländische Förderung von Erdgas nahm im Laufe des Berichtsjahres um voraussichtlich knapp 16 % auf rund 50 Mrd. kWh ab. Eine Ursache für den kräftigen Rückgang lag in der neunwöchigen Revision einer Erdgasaufbereitungsanlage im zweiten Halbjahr 2020. Inspektions- und Wartungsarbeiten in diesem Umfang kommen nur ca. alle 10 Jahre vor. Die heimische Förderung von Erdgas deckte 2020 nur rund 5,2 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland ab. Etwa 95 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases wurden importiert.

Die Daten zur Entwicklung der Ein- und Ausfuhren von Erdgas enthalten seit dem Berichtsjahr 2018 sämtliche Transitmengen, die über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland an unsere Nachbarstaaten durchgeleitet werden. Aus diesem Grund wird hier nur der Saldo des Außenhandels (Netto-Importe) näher betrachtet. Die in Deutschland verbleibende Erdgaseinfuhrmenge (Einfuhr minus Ausfuhr) betrug im Jahr 2020 rund 859 Mrd. kWh. Die Nettoeinfuhrmenge nahm damit gegenüber dem Vorjahr spürbar, nämlich um 12,2 %, ab.

Nachdem die ans deutsche Erdgasnetz angeschlossenen Untergrundspeicher gegen Ende des Jahres 2019 nahezu zu 100 % gefüllt waren, startete das Jahr 2020 nach einem eher milden Winter mit entsprechend hohen Speicherfüllständen. In der zweiten Jahreshälfte führten u. a. die Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt zu einer vermehrten Ausspeicherung. Am 31. Dezember 2020 waren die Erdgasspeicher hierzu-lande zu 73,1 % gefüllt. Per Saldo wurden 2020 rund 56 Mrd. kWh Erdgas ausgespeichert. Zum Vergleich: 2019 wurden noch 48 Mrd. kWh eingespeichert.

Bei der Verwendung von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren zeichnen sich für 2020 heterogene Entwicklungen ab (vgl. Tabelle 7):

- Bedingt durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie, aber auch aufgrund der bereits seit dem 3. Quartal 2018 eingetrübten Konjunktur, zeigte sich die Nachfrage der Industrie nach Erdgas 2020 spürbar rückläufig. Nach bislang vorliegenden

Daten ging der Erdgasverbrauch des Industriesektors (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschließlich der von diesen Unternehmen selbst betriebenen Kraftwerke) um ca. 4 % zurück.

- Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen verringerte sich ebenfalls sichtbar. Das sich bisher abzeichnende Verbrauchsminus von mehr als 5 % ist zum allergrößten Teil auf die Schließungen des Einzelhandels, des Gaststätten- und Hotelgewerbes sowie körpernaher Dienstleistungen im Frühjahr und dem Herunterfahren des öffentlichen Lebens im 4. Quartal 2020 zurückzuführen.
- Hingegen ist der Absatz an private Haushalte (und die sie versorgenden Wohnungsgesellschaften), da sich die Menschen dieses Jahr aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Covid-19-Pandemie („Lockdown“) zwangsläufig mehr zuhause aufhalten, voraussichtlich um 2,5 % gestiegen. Verstärkt wird der Zuwachs durch einen weiterhin hohen Zubau an erdgasbeheizten Wohnungen. Etwas gedämpft wird das erwartete Verbrauchsplus durch die im Vorjahresvergleich mildere Witterung 2020.
- Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorgung nahm 2020 zu. Lediglich im Oktober sorgten starke Windstromeinspeisungen für eine deutlich geringere Erzeugung der Gaskraftwerke. In Summe wurden in den Kraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken sonstiger Stromerzeuger im Jahr 2020 rund 92 Mrd. kWh Strom erzeugt. Das entspricht einem Zuwachs von 2,1 % verglichen mit dem Vorjahr. Während jedoch die Stromerzeugung der Industriekraftwerke rückläufig war, erzeugten die Anlagen der allgemeinen Stromversorgung 6,8 % mehr Strom.
- Für die Wärmeerzeugung bei den Fernwärmever sorgern wurde ebenfalls mehr Erdgas eingesetzt. Vorläufige Zahlen zeigen ein Plus von 4,8 % beim Brennstoffeinsatz von Erdgas in den Heiz- und Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung ( $\geq 1 \text{ MW}_{el}$ ).

Tabelle 7

**Erdgasaufkommen und -verwendung in Deutschland 2019 und 2020**

	Einheit	2019	2020 <sup>1)</sup>	Veränderung in %
Inländische Förderung	Mrd. kWh	59,6	50,3	- 15,6
Einfuhr <sup>2)</sup>	Mrd. kWh	1.714,8	1.684,9	- 1,7
Summe Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1.774,4	1.735,3	- 2,2
Ausfuhr <sup>2)</sup>	Mrd. kWh	736,9	826,0	12,1
Speichersaldo <sup>3)</sup>	Mrd. kWh	- 48,2	56,0	-
<b>Erdgasabsatz im Inland</b>	<b>Mrd. kWh</b>	<b>989,2</b>	<b>965,3</b>	<b>- 2,4</b>
<b>Primärenergieverbrauch</b>	<b>Mrd. kWh (Hs)</b>	<b>989,2</b>	<b>965,3</b>	<b>- 2,4</b>
	<b>Petajoule (Hi)</b>	<b>3.213,6</b>	<b>3.136,0</b>	<b>- 2,4</b>
	<b>Mio. t SKE (Hi)</b>	<b>109,7</b>	<b>107,0</b>	<b>- 2,4</b>
<b>Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunft</b>				
Inländische Förderung <sup>4)</sup>	%	6,0	5,2	
Importquote	%	94,0	94,8	
<b>Struktur des Erdgasverbrauchs nach Verbrauchsbereichen</b>				
Industrie (einschl. Industriekraftwerke)	Mrd. kWh	359,4	345,0	- 4,0
Stromversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	124,8	129,0	3,3
Fernwärme-/Kälteversorgung (einschl. BHKW)	Mrd. kWh	63,1	63,2	0,1
Private Haushalte	Mrd. kWh	284,8	292,0	2,5
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	120,6	114,3	- 5,3
Verkehr	Mrd. kWh	1,8	1,8	1,1
<b>Erdgasabsatz insgesamt</b>	<b>Mrd. kWh</b>	<b>954,6</b>	<b>945,3</b>	<b>- 1,0</b>
Eigenverbrauch und statistische Differenzen	Mrd. kWh	34,6	20,0	- 42,2
<b>Primärenergieverbrauch</b>	<b>Mrd. kWh (Hs)</b>	<b>989,2</b>	<b>965,3</b>	<b>- 2,4</b>

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

2) Import- und Exportmengen einschließlich sämtlicher Transitmengen

3) Minus = Einspeicherung; Plus = Ausspeicherung

4) Anteil am inländischen Erdgasaufkommen

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quelle: Statistisches Bundesamt, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG), BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Der Anteil von Erdgas am gesamten Primärenergieverbrauch nahm verglichen mit 2019 um 1,5 Prozentpunkte auf 26,6 % im Jahr 2020 zu.

Ersten Zahlen zufolge wurden 2020 rund 9,9 Mrd. kWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist. Davon gingen knapp

8 Mrd. kWh in die gekoppelte Stromerzeugung. Rund 1,0 Mrd. kWh wurden als Kraftstoff eingesetzt, weitere rund 0,5 Mrd. kWh fanden im Wärmemarkt (Raumwärme, Warmwasser) Absatz. Die restlichen Mengen wurden z. B. stofflich genutzt, exportiert oder fanden sonstigen Einsatz. Entsprechend dem Bilanzierungsschema der AG Energiebilanzen werden

diese Mengen sowohl auf der Aufkommens- als auch auf der Verbrauchsseite unter Erneuerbaren Energien und nicht unter Erdgas erfasst.

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Gaswirtschaft aktiv sind, stieg weiter. Ende 2019 gab es 1.320 Unternehmen, Ende 2020 waren es bereits 1.343. Im Detail waren von diesen Unternehmen sieben als Erdgasfördergesellschaften, 30 als Speicherbetreiber, 65 als reine Großhändler, 15 als Ferngasnetzbetreiber, 722 als Gasverteilnetzbetreiber und 1.049 als Vertriebsgesellschaften im Endkundengeschäft tätig.<sup>8)</sup> Die Zahl der in der Gaswirtschaft Beschäftigten nahm leicht um 2,4 % auf 40.160 per Ende 2020 zu.

Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An diesen virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und somit auch deutschen Markt. Mit zunehmender Bedeutung des kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und anderen Handelsplätzen gibt es

seit 2010 zwischenzeitlich einen immer größer werdenden Preis-Spread zwischen den Grenzübergangspreisen für Rohöl und Erdgas, der in der Abbildung 6 gut erkennbar ist. Die Entwicklung der Ölpreise spielt inzwischen für die Entwicklung der Gasbeschaffungskosten keine entscheidende Rolle mehr.

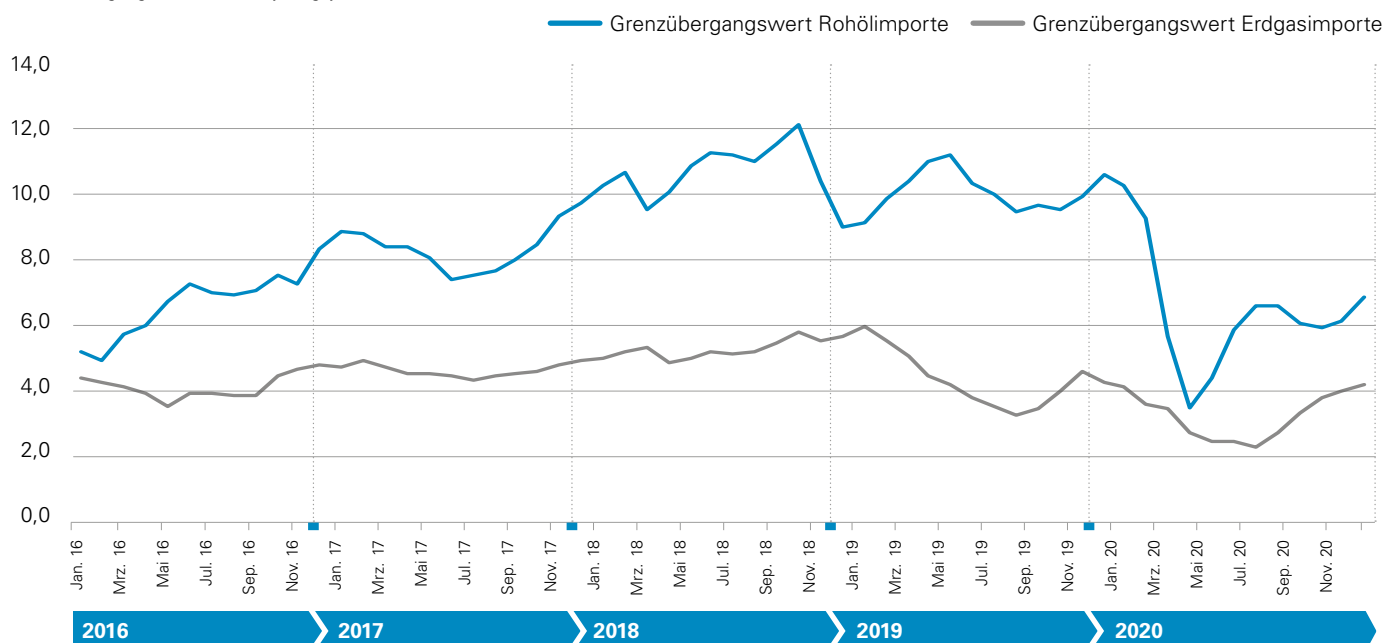
Im Verlauf des Jahres 2020 haben die Importpreise zunächst bis Jahresmitte sichtbar nachgegeben, bevor sie dann in der zweiten Jahreshälfte wieder angestiegen sind und im Dezember wieder in etwa den Stand von Januar 2020 erreicht haben. Im Jahresdurchschnitt lag der Grenzübergangspreis bei 1,22 ct/kWh. Das entspricht gegenüber 2019 einem Rückgang von fast 24 %. Insgesamt liegen die Einfuhrpreise für Erdgas im Berichtsjahr weiterhin deutlich unter dem Niveau der Höchststände, die z. B. im Jahr 2012 zu beobachten waren.

Die Entwicklung der Importpreise wirkt sich unterschiedlich auf die inländischen Abgabepreise aus (vgl. Abbildung 7). Infolge unterschiedlicher Beschaffungszeiträume für verschiedene Kundengruppen kommt es zu differenzierten Preisentwicklungen.

Abbildung 6

## Monatliche Grenzübergangswerte für Rohöl und Erdgas von 2016 bis 2020

Grenzübergangswerte in Euro je Gigajoule



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

8) Eine Addition der Unternehmenszahlen ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.

Zudem fallen die relativen Preisänderungen bei Großverbrauchern aufgrund des insgesamt geringeren Preisniveaus höher aus. Parallel zu den Erdgasimportpreisen sank das Preisniveau für Erdgas an der Börse, allerdings reduzierte sich der Großhandelspreis nur um etwa 2,1 %, die Abgabepreise an Kraftwerke gingen um 19,2 % zurück. Für große industrielle Abnehmer (Jahresabgabe größer 500 GWh) reduzierten sich die Preise aufgrund der kurzfristigeren Beschaffung um mehr als 23 % gegenüber dem Vorjahr, für kleine industrielle Gasverbraucher (Abgabe 11,63 GWh/a) waren es rund 10 % weniger. Aufgrund frühzeitiger Beschaffung steigen die Gaspreise für die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie für Haushalte um rund 1,9 %. Für die Privaten Haushalte war 2020 im Vergleich zum Vorjahr im Durchschnitt eine Preiserhöhung von etwa 1,6 % zu beobachten.

Die unterschiedliche Entwicklung von Börsen- und Vertriebspreisen für verschiedene Kundengruppen hängt mit der Zusammensetzung der Endkundenpreise und unterschiedlich langen Vertragslaufzeiten zusammen. Die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt bilden nur einen Teil des Endkundenpreises ab.

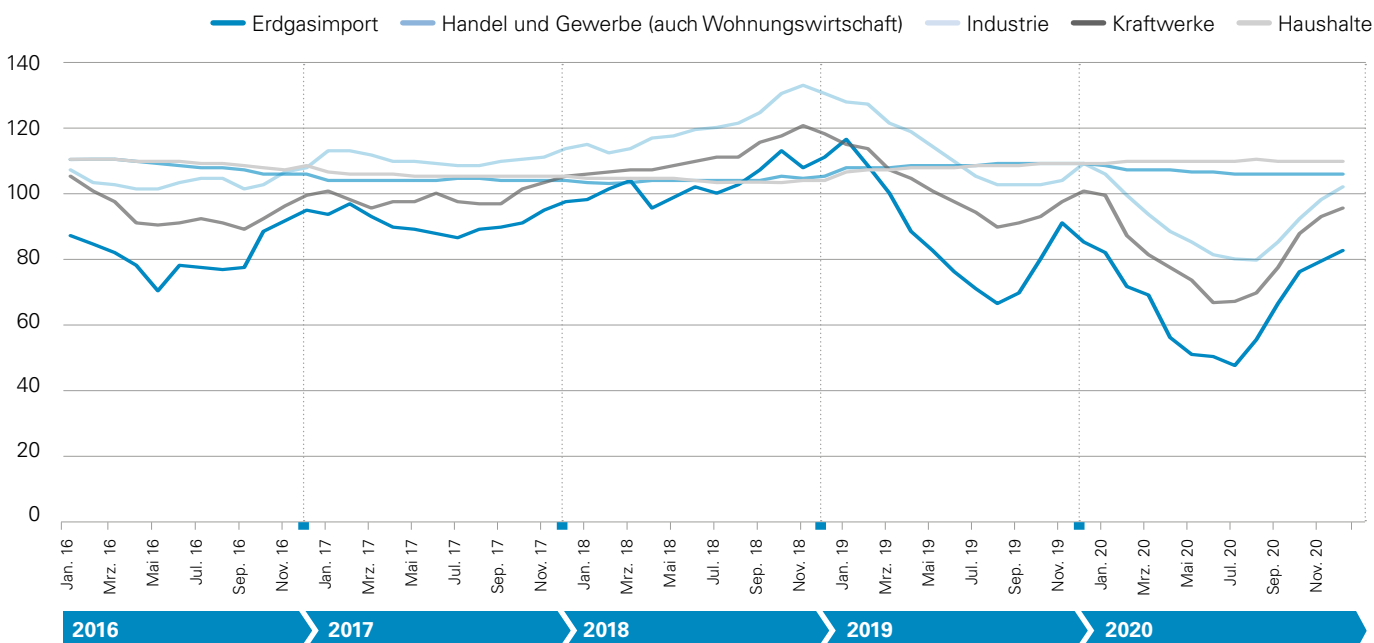
Hinzu kommen Netzentgelte für die Finanzierung der Netzinfrastruktur sowie Steuern und Abgaben, die nur gering schwanken, d. h. die Preisentwicklung an der Börse wirkt sich nur in abgeschwächter Form auf die Veränderung der Endkundenpreise aus.

Die differenzierten Preisentwicklungen bei verschiedenen Kundengruppen sind aber hauptsächlich eine Folge unterschiedlich langer Vertragslaufzeiten. Bei längeren Vertragslaufzeiten werden schon zu Beginn der Vertragslaufzeit Gasmengen am Terminmarkt im Voraus beschafft, um die Lieferverpflichtung über die Laufzeit zu erfüllen („back-to-back-Beschaffung“). In der Regel sind die Beschaffungszeiträume, aber auch die Vertragslaufzeiten für große Verbraucher kürzer, für Haushaltskunden und Kleingewerbe länger. Eine längere Vertragslaufzeit bedeutet in der Praxis, dass kurzfristige Schwankungen der Einkaufspreise geglättet und damit bei sinkenden Marktpreisen verzögert auf die Endkundenpreise wirken. Dies gilt im umgekehrten Fall aber auch für steigende Einkaufspreise, die sich ebenfalls in geringerem Umfang und verzögert auf den Endkundenpreis auswirken.

Abbildung 7

## Monatliche Preise für Erdgasimporte und -absatz in Deutschland von 2016 bis 2020

Januar 2010 = 100 (Basis der Erzeugerpreisindizes 2015 = 100)



Quellen: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; Statistisches Bundesamt

## Steinkohle

Nach vorläufigen Schätzungen hat sich der Primärenergieverbrauch von Steinkohle im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr weiter verringert – um 16,6 % auf 904 PJ (30,8 Mio. t SKE). Somit war erneut der niedrigste Jahresverbrauch an Steinkohle in der Nachkriegszeit zu verzeichnen (vgl. Tabelle 8).

Der nunmehr seit sieben Jahren stetig verlaufende Abwärtstrend ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass zum einen immer mehr Steinkohlekraftwerkskapazitäten aus dem Markt genommen und dass zum anderen regenerative Energien im Stromsektor, insbesondere Windkraft und Photovoltaik, kräftig ausgebaut und in der Einsatzreihenfolge bevorrangt wurden. Steinkohle wird somit zunehmend aus der Mittellast verdrängt, auch zugunsten von Erdgas, welches im Betrachtungszeitraum zunächst von einem relativ niedrigen Preisniveau profitierte und durch kräftig gestiegene CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise gegenüber Steinkohle begünstigt wurde. Mit dem Inkrafttreten des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) im vergangenen Jahr und den ersten Auktionen zur Kraftwerksstilllegung werden sich die Kapazitätseffekte zulasten der Steinkohle in Deutschland in den nächsten Jahren weiter verstärken.

Die Entwicklung in allen drei Steinkohleeinsatzsektoren (Kraftwerke, Stahlindustrie und Wärmemarkt) zeigte sich im vergangenen Jahr stark – mit jeweils zweistelligen Prozentwerten – rückläufig gegenüber dem Vorjahr. So ist der Steinkohleeinsatz in Form von Koks- und Koks in der Stahlindustrie um mehr als 12 % auf 443 PJ (15,1 Mio. t SKE) zurückgegangen. Maßgeblich dafür war insbesondere eine geringere Roheisenerzeugung, die sich im Jahr 2020 um ebenfalls 12 % auf gut 22 Mio. t verringerte.

Der Steinkohleeinsatz in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung gab erneut erheblich stärker nach und sank um mehr als 26 % auf 413 PJ (14,1 Mio. t SKE). Im Jahresverlauf waren die monatlichen Veränderungsraten der Steinkohleverstromung in der Mehrheit zweistellig negativ. Nur im September und Dezember waren Zuwächse zu verzeichnen. Somit wurde der Kraftwerkssektor als wichtigster Einsatzbereich von Steinkohle in Deutschland nach jahrzehntelanger Dominanz nun erstmalig durch den Stahlsektor überboten. Der drastische Rückgang von Steinkohle im Kraftwerkseinsatz ist neben den erwähnten strukturellen Entwicklungen u. a. auf die wirtschaftlichen Folgen der Covid-19-Pandemie zurückzuführen, die den Stromverbrauch insgesamt auf ein niedrigeres Niveau senkten.

Tabelle 8

### Aufkommen und Verwendung von Steinkohle in Deutschland 2019 und 2020

	2019		2020 <sup>1)</sup>		Veränderung in %
	PJ	Mio. t SKE	PJ	Mio. t SKE	
<b>Primärenergieverbrauch</b>	<b>1.095</b>	<b>37,4</b>	<b>904</b>	<b>30,8</b>	<b>- 17,4</b>
Kraft- und Heizkraftwerke	561	19,1	413	14,1	- 26,2
Stahlindustrie	504	17,2	443	15,1	- 12,1
Wärmemarkt	54	1,8	48	1,6	- 10,5
Einfuhr von Steinkohle und Koks <sup>2)</sup>	1.179	40,2	870	29,7	- 26,2
<b>Steinkohleförderung</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>

1) Vorläufige Angaben

2) Koks in Kohle umgerechnet

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Gesamtverband Steinkohle e.V.

Tabelle 9

## Deutsche Steinkohleeinfuhren<sup>1)</sup> nach Lieferländern 2019 und 2020 (Januar bis November)

	2019	2020 <sup>2)</sup>	Veränderung	2019	2020
	in Mio. t			Anteile in %	
			in %		
Polen	1,3	1,1	- 15,8	3,3	3,9
Tschechische Republik	0,3	0,2	- 39,4	0,7	0,6
Russland	17,5	12,5	- 28,4	44,8	45,2
Südafrika	0,7	0,3	- 58,3	1,9	1,1
Vereinigte Staaten	7,8	4,9	- 37,5	20,1	17,7
Kanada	1,2	1,2	- 3,4	3,1	4,3
Kolumbien	1,6	1,7	6,3	4,1	6,2
Australien	4,4	3,4	- 22,9	11,2	12,2
Sonstige <sup>3)</sup>	4,2	2,4	- 41,3	10,8	8,8
<b>Gesamteinfuhren</b>	<b>39,0</b>	<b>27,7</b>	<b>- 29,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Gesamtjahr (Hochrechnung), in Mio. t SKE<sup>4)</sup></b>	<b>40,2</b>	<b>29,73</b>	<b>- 26,2</b>		

1) Einschließlich Koksimporte, Koks in Kohle umgerechnet.

2) vorläufig

3) Einschließlich Transitmengen aus Drittländern über belgische und niederländische Häfen.

4) Istwerte für 2019, hochgerechnete Werte für 2020 auf Basis der Importe im aufgelaufenen Zeitraum.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Verein der Kohlenimporteure e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Statistisches Bundesamt

Deutlich höhere Einspeisungen regenerativer Energieträger – vor allem aus Photovoltaik-Anlagen – sowie ein leicht höherer Erdgaseinsatz gingen zulasten der Steinkohle, die durch ungünstige Marktconstellationen aus Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Stromgroßhandelspreisen insbesondere gegenüber Erdgas in der Kraftwerkseinsatzreihenfolge („Merit order“) benachteiligt war. Zwar gab der Jahresdurchschnittspreis für Kraftwerkskohle frei nordwest-europäische Häfen (ARA – Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam) in 2020 gegenüber dem Vorjahr um knapp 18 % auf 50,53 US-\$/t cif ARA nach. Dies wog die Nachteile gegenüber Erdgas indes nicht auf. Zudem zogen die Preise für Kraftwerkskohle im vierten Quartal 2020 wieder an und notierten im Durchschnitt auf 58,53 US-\$/t cif ARA. Die Stilllegung von Steinkohlekraftwerkskapazitäten war hingegen von untergeordneter Bedeutung. Nach Angaben der Bundesnetzagentur gingen im Jahr 2019 zwar knapp 1,15 GW Nettoleistung endgültig vom Netz. Im Folgejahr 2020 war der Kapazitätsrückbau in Höhe von 0,017 GW aber kaum erwähnenswert.

Der Wärmemarkt, der den Steinkohleverbrauch zur Wärmeerzeugung in Industrie, Fernheizwerken, Kleingewerbe und privaten Haushalten umfasst, spielte größtenteils eine geringere Rolle. Der entsprechende Einsatz ging um 10,5 % auf 48 PJ (1,6 Mio. t SKE) zurück.

Die Aufkommenseite des deutschen Steinkohlemarktes wird nach der Beendigung des heimischen Steinkohlebergbaus zum Ende 2018 nur noch durch Importe und Lagerbestände gespeist. Nach vorläufigen Daten aus der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes sind die deutschen Steinkohleimporte in den ersten elf Monaten des Jahres 2020 im Vergleich zum Vorjahr um gut 26 % auf 27,7 Mio. t gesunken. Davon entfielen auf Kraftwerkskohle 60,3 % (16,7 Mio. t), auf Koks 32,1 % (8,9 Mio. t), auf Anthrazit und Briketts 2,6 % (0,7 Mio. t) sowie auf Koks rd. 5 % (1,4 Mio. t). Hochgerechnet auf das Jahr sind damit im Jahr 2020 Steinkohleimporte in Höhe von umgerechnet knapp 30 Mio. t SKE wahrscheinlich. Gegenüber dem Vorjahr wäre dies ein Rückgang um mehr als 26 %.



Im Betrachtungszeitraum von Januar bis November 2020 war erneut Russland mit einem Anteil von 45 % an den deutschen Steinkohle-Gesamtimporten die bedeutendste Provenienz (vgl. Tabelle 9). In absoluten Zahlen gemessen, gingen die Importe aus Russland dabei um 28 % auf 12,5 Mio. t zurück. Mit einem Anteil von 18 % (4,9 Mio. t) blieben die Vereinigten Staaten das zweitwichtigste Herkunftsland, trotz eines Rückgangs von 38 %. Nach der sektoralen Aufteilung nach Kohlesorten war Russland bei Kraftwerkskohle mit einem Anteil von 67 % das mit Abstand bedeutendste Lieferland. Bei den Koksimporte dominierte Australien mit 38 %. Und die Koksimporte kamen in der Hauptsache aus Polen (66 %).

Vor allem bedingt durch die weltweite Covid-19-Pandemie ist die globale Steinkohleförderung im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr nach Einschätzung des Vereins der Kohlenimporteure e. V. um rd. 185 Mio. t (- 2,6 %) auf rd. 7 Mrd. t gesunken. Dabei waren China und Indien die einzigen Produktionsländer, die mit jeweils + 3 % überhaupt Zuwächse zu verzeichnen hatten. Die Steinkohleförderung aller anderen Provenienzen war zum Teil stark rückläufig, insbesondere jene der Vereinigten Staaten (- 25 %) und Kanadas (- 26 %). Im letzten Quartal 2020 waren jedoch schon erste Anzeichen einer Erholung des Weltmarktes zu beobachten. Bedeutendstes Förderland war erneut China mit einer Produktion von 3,8 Mrd. t. Dies entsprach einem Anteil an der globalen Förderung in Höhe von 54,2 %.

Rund 15 % der Weltförderung gelangte in den Seehandel, der Großteil wurde in den Produzentländern

verbraucht. Ein geringerer Teil entfiel zudem auf den Binnenhandel mit Nachbarländern und umfasst den grenzüberschreitenden Transport über Binnenschiffe und/oder via Schienenverkehr. Der Seehandel verringerte sich gegenüber Vorjahr um knapp 11 % auf 1,1 Mrd. t. Ursächlich dafür waren auch hierbei insbesondere die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie. Bedeutendste Exportländer im Seehandel waren Australien mit 372 Mio. t, Indonesien mit 329 Mio. t und Russland mit 156 Mio. t. Zusammen kamen diese Länder auf einen Anteil von rd. 78 % am gesamten globalen seewärtigen Steinkohlehandel. Die höchsten Exportrückgänge im Seehandel 2020 gegenüber dem Vorjahr entfielen auf Indonesien (- 44 %), Kolumbien (- 25 %) sowie Australien und die Vereinigten Staaten (jeweils - 23 %).

Einen Eindruck von der längerfristigen Entwicklung der Preise für Kraftwerkskohle auch im Vergleich zu den Veränderungen beim Rohöl vermittelt Abbildung 8. Der Importpreis für Kesselkohle verringerte sich von rund 72 US-\$/t SKE (Jahresdurchschnitt 2019) auf etwa 59 US-\$/t SKE im Jahr 2020. Nachdem im Mai des Jahres 2020 bei einem Preisniveau von rund 44 US-\$/t SKE noch ein Tiefstand zu beobachten war, erhöhte sich der Einfuhrpreis für Kesselkohle bis Dezember 2020 auf über 72 US-\$/t SKE.

Abbildung 9 stellt die Importpreise für Steinkohlekoks und Drittlandskohle (Kraftwerke und Stahlzeuger) dar. Insgesamt zeigt sich, dass die Einfuhrpreise für Kessel- und Kraftwerkskohle im Vergleich zu 2019 im Jahresverlauf 2020 weiter nachgegeben haben.



## Braunkohle

Die Braunkohleförderung lag im Jahr 2020 mit rund 107,4 Mio. t insgesamt um 18,2 % unter dem Vorjahresergebnis. Dabei war der Rückgang in den einzelnen Revieren unterschiedlich stark: Im Rheinland

(- 21 %) war der Rückgang besonders hoch, aber auch in der Lausitz (- 17 %) und in Mitteldeutschland (- 12 %) war die Veränderungsrate zweistellig.

Tabelle 10

### Aufkommen und Verwendung von Braunkohle in Deutschland 2019 und 2020

		2019	2020 <sup>1)</sup>	Veränderung
	Einheit			in %
<b>1. Rohbraunkohle Inland</b>				
<b>Braunkohleförderung insgesamt</b>	Mio. t	131,3	107,4	- 18,2
	Mio. t SKE	40,6	33,4	- 17,7
	PJ	1.189,9	979,2	- 17,7
<b>2. Außenhandel</b>				
Einfuhren insgesamt	1.000 t SKE	25,5	29,1	14,3
Ausfuhren insgesamt	1.000 t SKE	969,9	787,4	- 18,8
Außenhandelssaldo insgesamt	1.000 t SKE	- 944,4	- 758,3	-
<b>3. Primärenergieverbrauch</b>				
	Mio. t SKE	39,7	32,6	- 17,8
	PJ	1.164	956	- 17,8
<b>4. Absatz</b>				
<b>Absatz insgesamt</b>	<b>Mio. t</b>	<b>115,8</b>	<b>93,8</b>	<b>- 19,0</b>
an Kraftwerke der allg. Versorgung	Mio. t	115,0	93,1	- 19,1
an sonstige Abnehmer	Mio. t	0,7	0,7	- 2,9
Einsatz zur Veredlung	Mio. t	13,2	11,5	- 12,7
Einsatz in KW des Braunkohlebergbaus	Mio. t	2,5	2,1	- 16,1
Bestandsveränderung	Mio. t	- 0,1	0,0	-
<b>5. Stromerzeugung aus Braunkohle</b>				
Kraftwerke der allg. Versorgung	Mrd. kWh	110,7	89,4	- 19,3
Industriekraftwerke	Mrd. kWh	3,3	2,54	- 22,1
<b>Stromerzeugung aus Braunkohle insgesamt</b>	<b>Mrd. kWh</b>	<b>114,0</b>	<b>91,9</b>	<b>- 19,4</b>

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Diese Veränderung entspricht weitgehend der Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 93,1 Mio. t, - 19,1 %), an die knapp 90 % der Förderung gehen.

Ursachen sind der pandemiebedingte Stromverbrauchsrückgang, die witterungsbedingt gestiegene Stromproduktion aus Wind- und PV-Anlagen, die Überführung weiterer Kraftwerksblöcke in die Sicherheitsbereitschaft, ungeplante Kraftwerksausfälle sowie durch niedrige Erdgas- und hohe CO<sub>2</sub>-Preise bedingte Verschiebungen der Wettbewerbssituation auf dem nationalen und europäischen Strommarkt. Diese Faktoren wirkten in den einzelnen Monaten unterschiedlich. Während in den Monaten Februar bis August die Zahlen z.T. deutlich unter den jeweiligen Vorjahresmonaten lagen, war ab September eine deutliche Erholung zu verzeichnen und die Vorjahreswerte wurden erreicht oder überschritten.

Insgesamt war die Stromerzeugung aus Braunkohle daher mit rund 91,9 TWh erneut niedriger als im Vorjahr. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung ist auf rund 16 % (Vorjahr 18,7 %) gesunken. Nicht nur in Zeiten niedriger Wind- und Solarstromerzeugung leisteten die Braunkohlekraftwerke jedoch einen unverzichtbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Die Herstellung von Veredelungsprodukten aus Braunkohle ist insgesamt um etwa 12 % auf gut 5 Mio. t zurückgegangen. Die Rückgänge betragen bei Brikett (- 13 %), bei Staub (- 9 %), bei Wirbelschichtkohle (- 49 %) und bei Koks (- 8 %).

Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit 33,4 Mio. t SKE (979 PJ) um rund 17,8 % unter dem Vorjahresergebnis. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung liegt bei rund 28,6 %. Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger.

Tabelle 11

### Braunkohlen-Bilanz für Deutschland 2019 und 2020

In 1.000 t SKE

	2019	2020 <sup>1)</sup>	Veränderung
			in %
Gewinnung Inland	40.600	33.412	- 17,7
+ Einfuhr	28	29	3,6
<b>= Aufkommen</b>	<b>40.628</b>	<b>33.441</b>	<b>- 17,7</b>
+/- Bestandsveränderung (Abbau: +, Aufbau: -)	29	- 29	-
- Ausfuhr	1036	787	- 24,0
<b>= Primärenergieverbrauch</b>	<b>39.621</b>	<b>32.625</b>	<b>- 17,7</b>
- Einsatz in Kraftwerken	36.383	29.850	- 18,0
- Sonst. Umwandlungseinsatz	4.329	3.770	- 12,9
+ Umwandlungsausstoß	4.317	3.800	- 12,0
- Verbrauch bei Gewinnung und Umwandlung sowie nichtenergetischer Verbrauch	367	350	- 4,6
<b>= Endenergieverbrauch</b>	<b>2.859</b>	<b>2.455</b>	<b>- 14,1</b>
Industrie	2.447	2.085	- 14,8
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Deputate	412	370	- 10,2

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Mit 32,6 Mio. t SKE (956 PJ) war der Primärenergieverbrauch Braunkohle um rund 17,8 % niedriger als im Vorjahr. Damit deckte sie etwa 8 % des gesamten inländischen Energiebedarfs (vgl. Tabelle 1).

Die Endenergiesektoren verbrauchten 2020 mit rund 2,4 Mio. t SKE insgesamt weniger Braunkohle und Braunkohleprodukte als im Jahr zuvor (- 14 %) (vgl. Tabelle 11). In der Industrie nahm der Braunkohleeinsatz um etwa 14,8 % ab, bei den privaten Haushalten (inkl. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) war der Absatzrückgang kleiner (- 10 %).

Die Zahl der Beschäftigten lag Ende 2020 in der deutschen Braunkohleindustrie bei knapp 19.500. In dieser Zahl sind etwa 1.260 Auszubildende und rund 4.600 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohleunternehmen arbeiten. Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 9.418 Mitarbeiter aus. Für die Lausitz 7.822 und für Mitteldeutschland 2.190. Im Helmstedter Revier waren nach dem Ende der Kohlegewinnung und dem Ende der Sicherheitsbereitschaft des Kraftwerks Buschhaus noch rund 50 Mitarbeiter für die Braunkohleindustrie tätig.

## Elektrizitätswirtschaft

2020 wurden nach vorläufigen Zahlen in Deutschland brutto 572,2 Mrd. kWh Strom erzeugt. Damit ging die Stromproduktion gegenüber ihrem Vorjahreswert um 6,1 % zurück. Die Stromerzeugung aus den einzelnen Energieträgern entwickelte sich jedoch uneinheitlich. Aus erneuerbaren Energien insgesamt sowie aus Erdgas wurde 2020 mehr Strom gewonnen als im Vorjahr. Die Stromerzeugung der Kohlekraftwerke hingegen war stark rückläufig. Der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland ging um 14,2 % zurück. Der Bruttostromverbrauch nahm nach vorläufigen Schätzungen der AG Energiebilanzen für das Berichtsjahr um 4,3 % auf 552,2 Mrd. kWh ab (2019: 576,7 Mrd. kWh) (vgl. Tabelle 12).

Die Braunkohlekraftwerke erzeugten 2020 knapp 92 Mrd. kWh Strom. Das entspricht einem Rückgang von 19,4 %, nachdem die Erzeugung bereits 2019 um mehr als ein Fünftel zurückgegangen war. Am Jahresende war nach vorläufigen Daten eine Netto-Kraftwerksleistung von 20.709 MW installiert; davon befanden sich allerdings 2.378 MW in der Braunkohlensicherheitsbereitschaft und damit nicht mehr im Markt. Weitere 297 MW werden zum 31.12.2020 gemäß den Vereinbarungen zum Kohleausstieg stillgelegt. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke zur Bruttostromerzeugung betrug 16,1 %.

Aus Erdgas erzeugen Kraftwerke der Stromversorger, der Industriebetriebe und Blockheizkraftwerke sonstiger Stromerzeuger voraussichtlich 91,9 Mrd. kWh Strom. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke steigt damit trotz insgesamt geringerer Stromerzeugung um 2,1 % an. Insbesondere unterjährig deutlich gesunkene Spotmarkt-Preise für Gas sowie ein anhaltend hohes Preisniveau für CO<sub>2</sub>-Zertifikate stärkten ihre Wettbewerbsposition gegenüber Kohlekraftwerken, sodass sich Gaskraftwerke besser im Markt behaupten konnten. Die installierte Leistung (netto) ist im Vergleich zum Vorjahr leicht auf 30.158 MW angestiegen. Davon befinden sich derzeit allerdings 2.747 MW in der Netzreserve. Weitere 1.262 MW wurden für die seit 1. Oktober 2020 bestehende Kapazitätsreserve bezuschlagt und nehmen daher ebenfalls nicht am Markt teil.

Die Steinkohlekraftwerke lieferten 2020 mit 43,2 Mrd. kWh ebenfalls erneut weniger Strom als im vorangegangenen Jahr. Ihre Stromerzeugung ging 2020 um weitere 24,8 % zurück, nachdem diese bereits im Vorjahr um über 30 % gesunken war. Zum Jahresende betrug die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke 23.957 MW. Der Anstieg der installierten Leistung resultiert vor allem aus der Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4. Allerdings werden zum Jahresende 4.788 MW aus dem Markt genommen, da diese Kraftwerke in der ersten Ausschreibung zum Kohleausstieg einen Zuschlag erhalten haben. Weitere 2.734 MW befinden sich derzeit in der Netzreserve, sodass zum Jahresbeginn 2021 lediglich gut 16.400 MW im Markt agieren. Der Anteil der Steinkohle am Energieträgermix der Stromversorgung betrug damit 11,3 %.

Die Kernkraftwerke in Deutschland erzeugten im Berichtsjahr 64,4 Mrd. kWh Strom und damit 14,2 % weniger als im vergangenen Jahr. Der Rückgang ist überwiegend auf die Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 zum 31. Dezember 2019 zurückzuführen. Damit reduzierte sich die installierte Leistung zum Jahresbeginn 2020 um 1.402 MW auf nunmehr 8.113 MW.

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 2020 rund 251 Mrd. kWh Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Bruttostromverbrauchs belief sich 2020 somit auf 43,9 % (2019: 39,8 %).

Die Windenergie konnte ihre Vorrangstellung als bedeutendste erneuerbare Energiequelle 2020 weiter ausbauen. Die Onshore-Windkraftanlagen produzierten mit 103,7 Mrd. kWh rund 2,5 % mehr Strom als 2019. Auch die Offshore-Anlagen lieferten mit 27,3 Mrd. kWh mehr Strom als noch im Vorjahr (+ 10,3 %). Zuwachsraten in dieser Größenordnung sind in den nächsten Jahren allerdings nicht mehr zu erwarten, da substantielle Kapazitätswachse bei Windenergie auf See erst wieder in den Jahren 2023 bis 2025 anstehen. Die installierte Leistung der Windenergie an Land stieg 2020 um knapp 1.800 MW auf nunmehr 55.100 MW; auf See wurden gut 200 MW neu ans Netz angeschlossen. Damit beträgt die installierte Offshore-Windleistung in Deutschland inzwischen 7.725 MW.



Tabelle 12

## Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2020 nach Energieträgern

	1990	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2019 bis 2020	1990 bis 2020
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						Jahresdurchschnitt- liche Veränderung in %		
Braunkohle	170,9	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0	91,9	- 19,4	- 2,0
Steinkohle	140,8	117,7	112,2	92,9	82,6	57,5	43,2	- 24,8	- 3,9
Kernenergie	152,5	91,8	84,6	76,3	76,0	75,1	64,4	- 14,2	- 2,8
Erdgas	35,9	61,5	80,6	86,0	81,6	90,0	91,9	2,1	3,2
Mineralöl	10,8	6,1	5,7	5,5	5,1	4,8	4,3	- 9,9	- 3,0
Erneuerbare	19,7	188,8	189,7	216,3	224,5	242,4	251,0	3,5	8,9
Sonstige	19,3	27,3	27,3	27,5	27,6	25,7	25,5	- 0,8	0,9
<b>Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt</b>	<b>549,9</b>	<b>647,6</b>	<b>649,7</b>	<b>652,9</b>	<b>642,9</b>	<b>609,4</b>	<b>572,2</b>	<b>- 6,1</b>	<b>0,1</b>
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	37,0	28,3	27,8	31,7	40,1	47,1	17,4	1,3
Stromflüsse in das Ausland	31,1	85,3	78,9	80,3	80,5	72,8	67,1	- 7,8	2,6
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	- 48,3	- 50,5	- 52,5	- 48,7	- 32,7	- 20,0	- 38,7	-
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>550,7</b>	<b>599,3</b>	<b>599,1</b>	<b>600,5</b>	<b>594,2</b>	<b>576,7</b>	<b>552,2</b>	<b>- 4,3</b>	<b>0,0</b>
Veränderung gegenüber Vorjahr in %		1,0	0,0	0,2	- 1,1	- 3,0	- 4,1		
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %								
Braunkohle	31,1	23,9	23,0	22,7	22,6	18,7	16,1		
Steinkohle	27,7	18,2	17,3	14,2	12,8	9,4	7,6		
Kernenergie	25,6	14,2	13,0	11,7	11,8	12,3	11,3		
Erdgas	6,5	9,5	12,4	13,2	12,7	14,8	16,1		
Mineralöl <sup>1)</sup>	2,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8		
Erneuerbare Energien	3,6	29,2	29,2	33,1	34,9	39,8	43,9		
Sonstige	3,5	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2	4,5		
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>		

1) Vorläufige Angaben, z. T. geschätzt

Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; AG Energiebilanzen e.V.; Statistisches Bundesamt, AGEE-Stat (für erneuerbare Energien)

Photovoltaikanlagen lieferten 2020 mit 50,6 Mrd. kWh rund 9,1 % mehr Strom als noch 2019. Diese Strommenge beinhaltet nicht nur die Einspeisungen in das Netz der allgemeinen Versorgung, sondern auch den Selbstverbrauch aus Eigenanlagen vor Ort, unabhängig davon, ob dieser EEG-vergütet wird oder nicht. Im Jahr 2020 wurden rund 4.400 MWp Photovoltaikleistung hinzugebaut, am Jahresende waren damit 53.300 MWp installiert.

Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) wurden 44,9 Mrd. kWh Strom im Jahr 2020 gewonnen und damit geringfügig mehr als im Vorjahr (+ 1 %). Ihr Anteil am Energieträgermix der deutschen Stromerzeuger betrug damit insgesamt 7,8 %.

Aufgrund geringer Niederschlagsmengen im 1. Halbjahr 2020 sank die Stromerzeugung aus Wasserkraft 2020 gegenüber dem Vorjahr um 5,6 % auf 18,6 Mrd. kWh.

Stromspeicher (ab 1 MW Nettonennleistung bzw. 1 MWh Speicherkapazität) nahmen 2020 voraus-

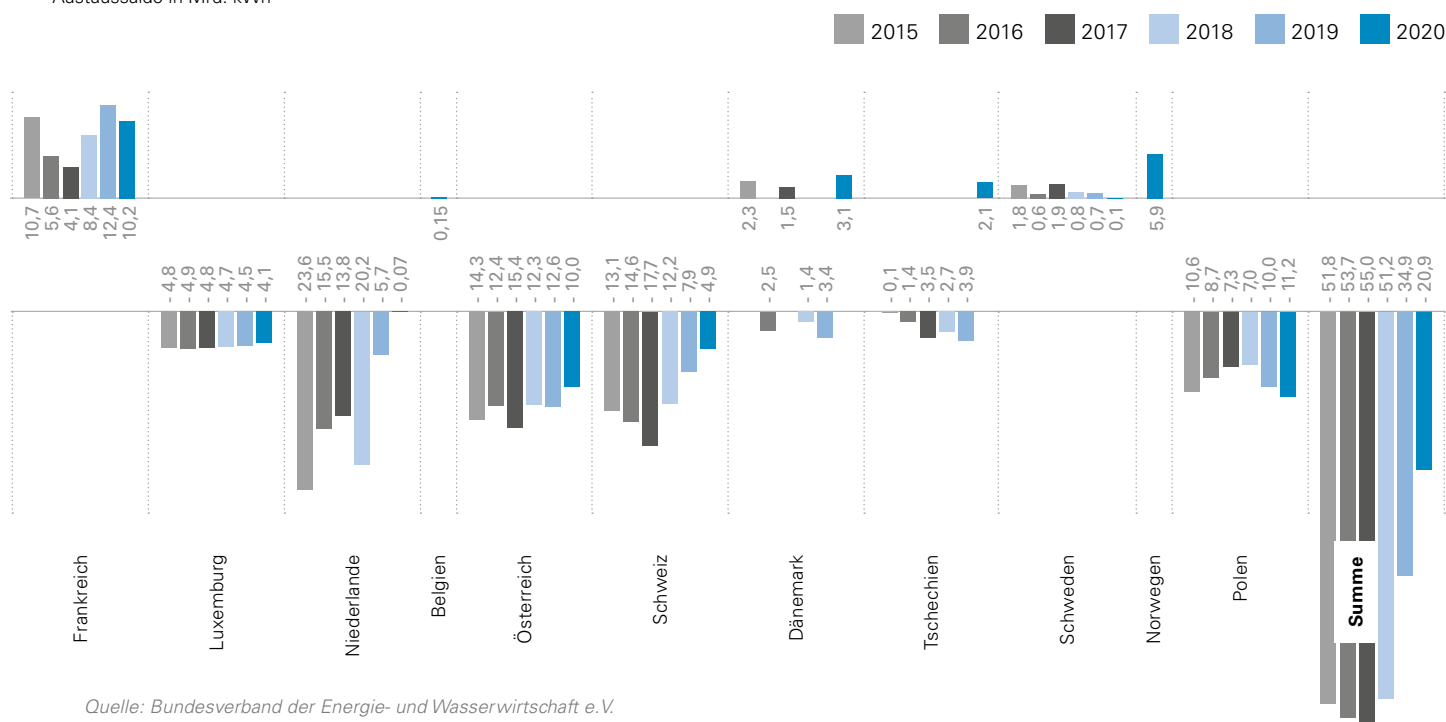
sichtlich in Summe 8,9 Mrd. kWh Strom auf und gaben 6,6 Mrd. kWh wieder ab. Den größten Anteil haben daran bisher die Pumpspeicher. Einer Pumparbeit von 8,0 Mrd. kWh stand eine Ausspeisung von 6,1 Mrd. kWh gegenüber. Die Ausspeiseleistung dieser Speichereinrichtungen beträgt insgesamt 6,8 GW, darunter 6,5 GW Pumpspeicherwerke.

Der Trend der stetigen Zunahme des negativen Stromaustauschsaldos Deutschlands ist seit 2018 gebrochen. Nach Angaben des BDEW, dessen Daten eine leicht abweichende Abgrenzung im Vergleich zu den Daten des Statistischen Bundesamtes haben, lag der Saldo 2020 mit einem Ausfuhrüberschuss von 21 Mrd. kWh erneut unter dem Vorjahreswert (2019: 34,9 Mrd. kWh) (vgl. Abbildung 10). Die größten Stromexporte flossen Richtung Österreich, gefolgt von der Schweiz und Polen (Österreich: 15,2 Mrd. kWh, Schweiz: 12,3 Mrd. kWh, Polen: 11,2 Mrd. kWh). Die größten Stromimportmengen kamen 2020 aus Frankreich nach Deutschland, gefolgt von den Niederlanden und der Schweiz (Frankreich 13 Mrd. kWh, Niederlande 8,7 Mrd. kWh, Schweiz 7,4 Mrd. kWh).

Abbildung 10

## Entwicklung des Stromaustauschsaldos mit Partnerländern von 2015 bis 2020

Austauschsaldo in Mrd. kWh



Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Insgesamt flossen aus deutschen Stromnetzen 68,6 Mrd. kWh ins Ausland (2019: 74,5 Mrd. kWh), aus dem Ausland bezog Deutschland 47,6 Mrd. kWh (2019: 39,6 Mrd. kWh). Zu bemerken ist, dass es sich bei einem großen Teil der grenzüberschreitenden Stromflüsse nicht um vertraglich vereinbarte Lieferungen handelt, sondern um Transitmengen und Ringflüsse. So geht ein Teil der Stromflüsse von Deutschland nach den Niederlanden weiter in Richtung Belgien und Großbritannien. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass in der zweiten Jahreshälfte zwei neue Leitungen in Betrieb genommen wurden. So tauscht Deutschland nunmehr auch Strom mit Norwegen und Belgien direkt aus.

Der Stromverbrauch im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe (ohne den Einsatz von Strommengen, die in der Energiebilanz dem Umwandlungssektor zugerechnet werden, wie z. B. Raffinerien oder Kokereien u.a.) ging nach ersten Abschätzungen 2020 in erster

Linie verursacht durch den Konjunkturabschwung im Gefolge der Covid-19-Pandemie von 218,4 Mrd. kWh im Vorjahr um 7,2 % auf 202,6 Mrd. kWh zurück. Insbesondere Wirtschaftszweige wie der Fahrzeugbau (- 27,7 %), der Maschinenbau (- 12,9 %) und die Metallbearbeitung (- 12,7 %) weisen hohe zweistellige prozentuale Verbrauchsrückgänge (verglichen mit dem Vorjahr) auf. Hingegen nahm der Stromverbrauch in den Sektoren „Verarbeitung von Steinen und Erden“ sowie „Ernährung und Tabak“ um 3,6 bzw. 3,2 % gegenüber 2019 zu. Für den Sektor der privaten Haushalte ergeben erste Zahlen im Vergleich zum Vorjahr einen leichten Verbrauchsanstieg von 0,9 % auf ca. 126,8 Mrd. kWh (2020). Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen deuten erste Zahlen hingegen auf einen spürbaren Rückgang des Stromverbrauchs um rund 5,6 % auf 136,2 Mrd. kWh hin. Der Verbrauch im Verkehr lag ebenfalls leicht über dem im Vorjahr.

Tabelle 13

### Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2018 bis 2020

	2018	2019	2020 <sup>1)</sup>	Veränderungen 2019/2020
	Mrd. kWh			Veränderung in %
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>642,9</b>	<b>609,4</b>	<b>572,2</b>	<b>- 6,1</b>
Kraftwerkseigenverbrauch	- 33,4	- 30,1	- 28,5	- 5,3
<b>Nettostromerzeugung</b>	<b>609,5</b>	<b>579,3</b>	<b>543,7</b>	<b>- 6,1</b>
Stromflüsse aus dem Ausland	31,7	40,1	47,1	17,4
Stromflüsse in das Ausland	80,5	72,8	67,1	- 7,8
<b>Nettostromaufkommen für Inland</b>	<b>560,8</b>	<b>546,6</b>	<b>523,7</b>	<b>- 4,2</b>
Pumparbeit	8,3	8,1	8,84	9,5
Netzverluste und Nichterfasstes	26,8	27,5	27,1	- 1,5
<b>Nettostromverbrauch</b>	<b>525,6</b>	<b>511,1</b>	<b>487,7</b>	<b>- 4,6</b>
davon:				
Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	226,1	218,4	202,6	- 7,2
Haushalte	126,6	125,7	126,8	0,9
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	149,0	144,3	136,2	- 5,6
Verkehr	11,7	11,7	11,8	0,9
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	12,3	11,0	10,3	- 6,4
<b>Bruttoinlandsstromverbrauch</b>	<b>594,2</b>	<b>576,7</b>	<b>552,2</b>	<b>- 4,3</b>

1) Angaben z.T. vorläufig und geschätzt

Quelle: AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Im Ergebnis errechnet sich aus alledem für das Berichtsjahr 2020 ein Nettostromverbrauch in Deutschland in Höhe von 487,7 TWh. 2019 lag der Nettostromverbrauch noch bei 511,1 TWh (dies entspricht einem Minus von 4,6 % (vgl. Tabelle 13).

Die Anzahl der Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, steigt seit Beginn der Liberalisierung 1998 kontinuierlich. Ende Dezember 2019 waren 1.952 Unternehmen mit der Stromversorgung befasst, bis zum Jahresende 2020 nahm die Zahl der Unternehmen auf 1.978 zu. Im Detail waren von den Unternehmen, die 2020 im Elektrizitätsmarkt aktiv waren, 96 als Erzeugergesellschaften mit einem Kraftwerkspark größer 100 MW, 903 als Stromverteilnetzbetreiber, vier als Übertragungsnetzbetreiber, 123 als Betreiber von Stromspeichern, 60 als Stromgroßhändler und 1.350 als Vertriebsgesellschaften im Letztverbrauchergeschäft tätig. (Eine Addition ist nicht möglich, da viele der Unternehmen auf mehreren Wertschöpfungsstufen tätig sind und somit mehrfach erfasst wurden.)

Die Zahl der Beschäftigten in den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft stieg 2020 im Vergleich zum Vorjahr mit 139.900 leicht an (+ 0,3 %).

Die Strompreise für Industriekunden (Versorgung in der Mittelspannung, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh) nahmen, vor allem bedingt durch die Verringerung der Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Netznutzung um etwa 10 %, insgesamt um rund 3,6 % ab. Gleichzeitig erhöhten sich die Belastungen der Industrie durch Steuern, Abgaben und Umlagen im Jahr 2020 um etwa 3,7 %. Im Ergebnis erhöhte sich der Anteil der staatlichen Belastungen am Strompreis für Industriekunden 2020 auf rund 52 % gegenüber noch 48,6 % im Jahr 2019 (inkl. Stromsteuer).

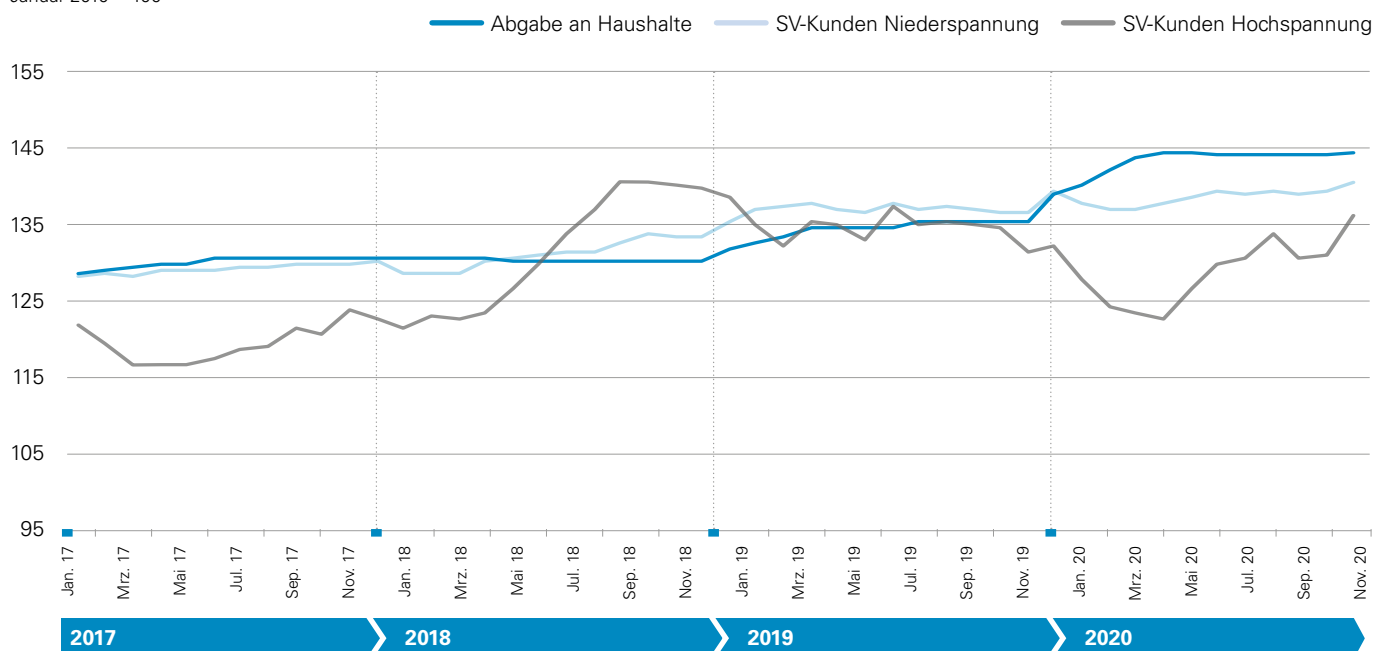
Die Strompreise für Haushalte stiegen 2020 um 6,3 % an. Grund dafür waren die gestiegenen Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt sowie der Anstieg der Netznutzungsentgelte. Der Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis der Haushalte sank 2020 auf 52 % (auch aufgrund der temporären Absenkung der Mehrwertsteuer) gegenüber noch 53 % im Vorjahr. Dennoch bildet diese Position 2020 aber weiterhin den größten Posten auf der Kundenrechnung (vgl. Abbildung 11).

Verfolgt man die monatliche Entwicklung der Börsenpreise für Strom seit 2009, so zeigt sich nach einem

Abbildung 11

## Strom-Erzeugerpreisindex für Sondervertragskunden und Abgabe an Haushalte in Deutschland von 2017 bis 2020

Januar 2010 = 100

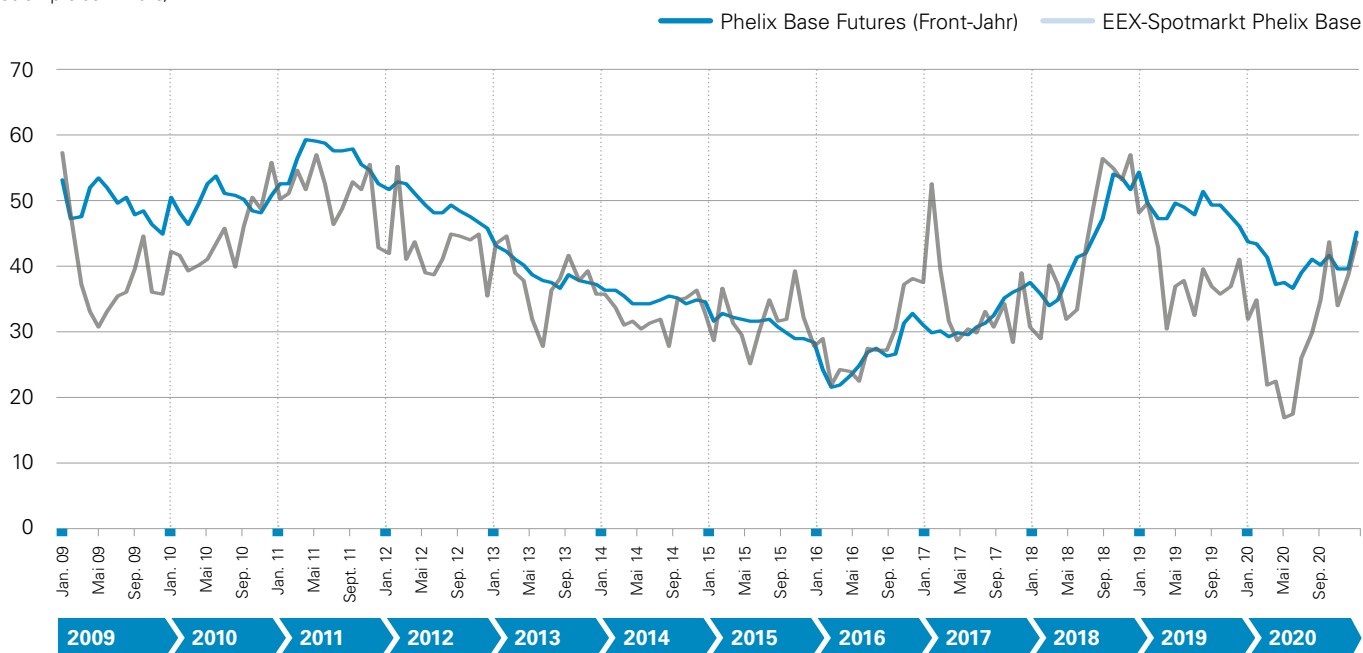


Quellen: Statistisches Bundesamt

Abbildung 12

## Entwicklung der Strompreise auf dem EEX-Spotmarkt und -Terminmarkt (Front-Jahr) von 2009 bis 2020

Strompreise in Euro/MWh



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Zwischenhoch im Anfang 2011 zunächst ein trendmäßiger Rückgang bis etwa Februar 2016, wo die Beschaffungskosten unter die Marke von 25 €/MWh gefallen sind. Im Anschluss an diese Preissenkungstendenz ist ein vorübergehender Anstieg des Börsenpreises zu beobachten, der seinen Höhepunkt bei einem Preis von 54 €/MWh im Dezember 2018 erreichte. Seither sind die Großhandelspreise unter Schwankungen bis Mai 2020 wieder auf eine Größenordnung knapp unter 37 €/MWh gefallen. Allerdings zeigten sich in der zweiten Hälfte des Berichtsjahres 2020 wieder deutliche Preissteigerungstendenzen, so dass der Großhandelspreis im Dezember 2020 wieder die Grenze von 44 €/MWh übertraf (vgl. Abbildung 12).

Für die Elektrizitätswirtschaft, immerhin die mit Abstand größte Emittentengruppe in Deutschland, spielt die Entwicklung der Zertifikatspreise für CO<sub>2</sub>, die sich im Rahmen des europäischen Emissionshandels bilden, eine bedeute Rolle. Hohe CO<sub>2</sub>-Preise fördern die Wettbewerbsfähigkeit moderner und emissionsarmer Gas- und Dampfkraftwerke und verdrängen kohlenstoffintensive bzw. weniger effiziente Kraftwerke aus der Erzeugung. Inzwischen liegt eine geschlossene Zeitreihe der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise für die zweite

Handelsperiode von 2008 bis 2012 und nun auch für die dritte Handelsperiode von 2013 bis 2020 vor.

Mit Inkrafttreten der Novelle des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes im April 2018 hat Deutschland die neue Emissionshandelsrichtlinie (diese dient der Neuregelung des EU-Emissionshandels für die 4. Handelsperiode, also ab 2021) umgesetzt. Die wichtigsten Elemente der Neuregelung betreffen die Einrichtung einer Marktstabilitätsreserve (soll Anpassungen der jährlichen Auktionsmenge auslösen, sofern die im Umlauf befindliche Menge an Zertifikaten außerhalb einer vordefinierten Bandbreite liegt) und das Emissionsbudget sinkt in Zukunft schneller als zuvor (und zwar um 2,2 % p.a. anstatt wie in der 3. Handelsperiode mit 1,7 % p.a.). Eine weitere Neuregelung gibt Mitgliedstaaten die Möglichkeit durch Kraftwerkstilllegungen verursachte CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu löschen, damit die frei werden Emissionsrechte nicht an anderer Stelle genutzt werden können und auf diese Weise Emissionsminderungen zunichtemachen würden.

Nach Beschluss der skizzierten Strukturreform des Emissionshandels im April 2018 hat sich der Preis für Emissionszertifikate von durchschnittlich 5 Euro je

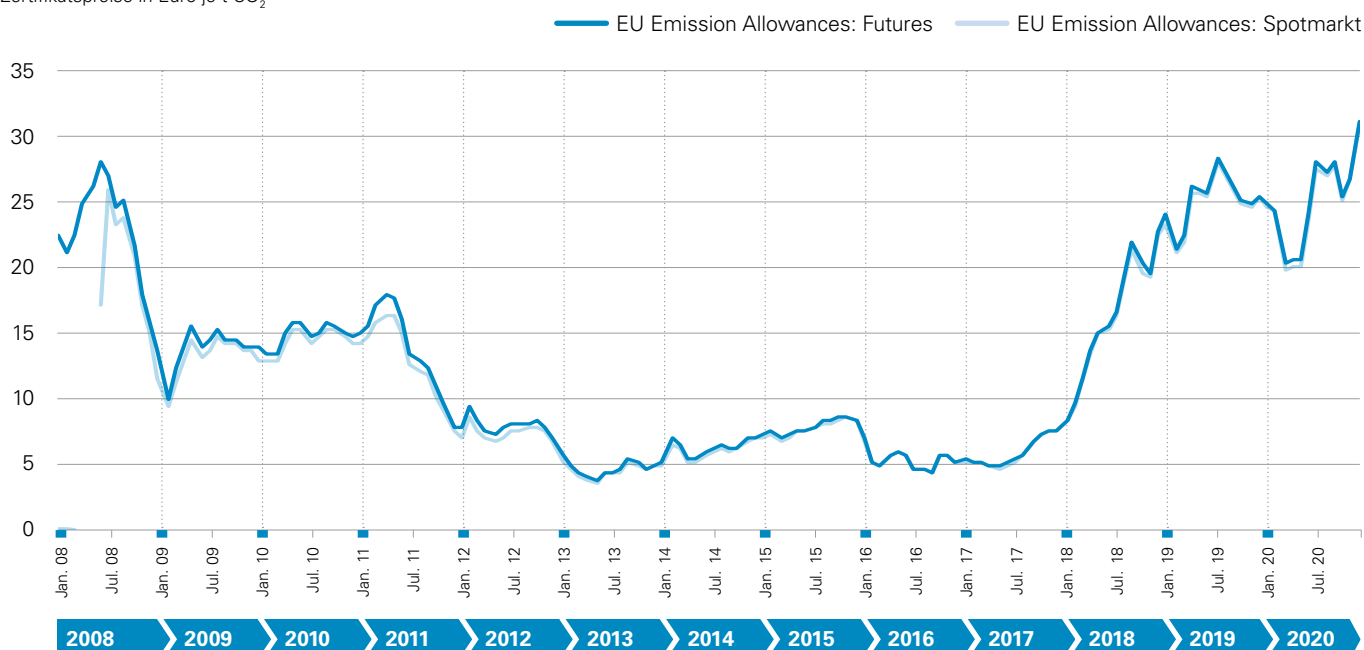
Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2017 zunächst auf 15 Euro im Jahr 2018 verdreifacht. Zum Jahresbeginn 2019 ist der Preis weiter angestiegen und bewegte sich zwischen 20 und 26 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. Dieses vergleichsweise hohe Niveau hat der CO<sub>2</sub>-Preis unter Schwankungen bis Ende 2019 beibehalten (den Höchststand 2019 erreichte der CO<sub>2</sub>-Preis mit mehr als 28 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Juli des Jahres). Das Jahr 2020 war zunächst geprägt durch

einen kräftigen Rückgang des CO<sub>2</sub>-Preises, der in den Monaten März, April und Mai sicherlich auch unter dem Eindruck der konjunkturellen Auswirkungen der Maßnahmen zur Einschränkung der Covid-19-Pandemie auf Werte um 20 Euro je Tonne gesunken ist. Seit Juni 2020 ziehen die Preise für Emissionsrechte wieder an; sie erreichten im Dezember 2020 mit 31 Euro je Tonne einen Höchststand (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13

## EU Emission Allowances auf dem EEX-Spotmarkt von 2008 bis 2020

Zertifikatspreise in Euro je t CO<sub>2</sub>



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

## Erneuerbare Energien<sup>9</sup>

Der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger betrug im Jahr 2020 insgesamt 1.961 PJ (vgl. Tabelle 14). Im Vergleich zum Vorjahr (1.904 PJ) entsprach dies einer Steigerung um 3,0 % oder absolut 57 PJ. Die wesentlichen Treiber waren ein Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und eine höhere Beimischung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor im Rahmen der Treibhausgas-Minderungsquote.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien übertraf 2020 – auch infolge der Auswirkungen der Covid-19-Pandemie – erstmals die Stromerzeugung aus den fossilen Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralöl. Insgesamt wurden 904 PJ bzw. 251,0 Milliarden Kilowattstunden Strom erzeugt. Gegenüber dem Vorjahr (242,4 Mrd. kWh) entsprach dies einer Steigerung von 3,5 %.

Die Windenergie steuerte wieder gut die Hälfte des erneuerbaren Stroms bei. Zugleich erzeugte sie fast so viel Strom wie alle Kohlekraftwerke zusammen. Etwa vier Fünftel des Windstroms stammte von Windkraftanlagen an Land (103,7 Mrd. kWh, + 2,5 % gegenüber 2019), ein weiteres Fünftel lieferten Windparks auf See (27,3 Mrd. kWh, + 10,3 % gegenüber 2019). Aufgrund insgesamt ähnlicher Witterungsbedingungen wie im Vorjahr entsprach der Zuwachs der Stromerzeugung (+ 5,1 Mrd. kWh) rein rechnerisch in etwa dem Erzeugungspotenzial der im Jahr 2019 netto zugebauten Windleistung an Land und auf See. Dies ist insofern bemerkenswert, als sich die Ausbaudynamik der Windenergie im Jahr 2020 weiter abschwächte: Zwar hat der Ausbau an Land mit rund 1.250 MW netto zugebauter Leistung die Talsohle des Vorjahres (865 MW) durchschritten. Auf See jedoch hat abgesehen von wenigen Leistungserhöhungen und letzten Ergänzungen in 2020 (+ 219 MW gegenüber 1.135 MW in 2019) eine mehrjährige Ausbau-Pause begonnen, bis neue Netzanschlusskapazitäten errichtet und voraussichtlich ab 2023 neue Windparks in Betrieb genommen werden.

Die Bruttostromerzeugung aus Photovoltaik stieg im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr um etwa

4,2 Milliarden kWh auf 50,6 Milliarden kWh an. Dies entspricht einem Zuwachs von 9 %. Neben der neu installierten Erzeugungskapazität im Vorjahr war dies insbesondere auf die im Frühjahr weit überdurchschnittliche Globalstrahlung zurückzuführen. Der Netto-Zubau neuer Photovoltaikanlagen legte zudem gegenüber dem Vorjahr um 22 % zu (rd. 4.750 MW gegenüber rd. 3.900 MW in 2019). Gegen Ende des Jahres nahmen außerdem die ersten PV-Freiflächenanlagen, die über langjährige Stromabnahmeverträge finanziert werden, den regulären Betrieb auf.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ging 2020 leicht um eine Milliarde kWh zurück, während die Stromerzeugung aus Biomasse einschließlich biogenem Abfall leicht um 0,4 Milliarden kWh anstieg. An dieser Stelle ist auf die internationale energiestatistische Konvention des Wirkungsgradprinzips hinzuweisen, nach der ein fiktiver Wirkungsgrad von 100 % bei den Energieträgern Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik unterstellt wird. Das Wirkungsgradprinzip hat daher zur Folge, dass der primärenergetische Beitrag der Stromerzeugung dieser Energieträger im Vergleich zur Stromerzeugung aus biogenen und fossilen Brennstoffen, deren Umwandlungseffizienz aus dem Heizwert des Brennstoffs abgeleitet werden kann, systematisch geringer ausgewiesen wird.

Der Primärenergieverbrauch an Biomasse und biogenen Abfällen nahm im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr leicht um 2,2 % auf 1.136 PJ zu. Damit entfielen etwa 58 % des gesamten Primärenergieverbrauchs erneuerbarer Energie auf die diversen biogenen Energieträger, die im Folgenden sowohl nach ihren sektoralen Verbrauchsschwerpunkten als auch nach Aggregatzustand näher betrachtet werden:

Etwa 43 % der biogenen Energieträger wurden 2020 im Umwandlungssektor, im Wesentlichen zur Strom- und Fernwärmeerzeugung einschließlich der Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen, eingesetzt. Gegenüber dem Vorjahr nahm sowohl der Einsatz fester als auch der Einsatz gasförmiger

9) Dieser Text beruht auf den Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand 1.2.2021. Weitere Informationen zur Entwicklung erneuerbarer Energien im Jahr 2020 können dem UBA-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2020“ entnommen werden: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2020>



Tabelle 14

**Erneuerbare Energien in Deutschland 2019 und 2020 nach Verwendung und Energiequellen**

	Wasserkraft		Windenergie (an Land und auf See)		Solarenergie		Geothermie		Biomasse		Abfälle		Summe							
	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020						
	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule	Petajoule					
Gewinnung im Inland	71	67	453	471	198	214	8	67	73	8	1.002	1.025	2	129	128	-1	1.920	1.977	3	
Außenhandelsaldo																				
<b>Primärenergie- verbrauch</b>	<b>71</b>	<b>67</b>	<b>453</b>	<b>471</b>	<b>198</b>	<b>214</b>	<b>8</b>	<b>67</b>	<b>73</b>	<b>8</b>	<b>987</b>	<b>1.008</b>	<b>2</b>	<b>129</b>	<b>128</b>	<b>-1</b>	<b>1.904</b>	<b>1.961</b>	<b>3</b>	
Einsatz in Kraftwerken (Strom)	71	67	453	471	167	182	9	7	8	10	331	335	1	58	58	0	1.087	1.122	3	
Einsatz in Kraft- und Heizwerken (Wärme)					0	0	0	3	3	0	45	46	1	48	47	-2	97	96	-1	
<b>Verbrauch bei Umwandlung, Verluste</b>											24	24	-1	0	0	0	25	24	-1	
<b>Endenergie- verbrauch</b>					<b>31</b>	<b>31</b>	<b>3</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>8</b>	<b>586</b>	<b>603</b>	<b>3</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>696</b>	<b>719</b>	<b>3</b>	
Industrie					0	0	0	0	0	0	90	90	0	23	23	0	113	113	0	
Verkehr											112	140	24				112	140	24	
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen					31	31	3	56	61	8	385	374	-3				471	467	-1	

Alle Werte vorläufig (Stand Februar 2021)

Quelle: AGEE-Stat

biogener Brennstoffe zur Stromerzeugung leicht zu. Auf die Endenergiesektoren entfiel 2020 ca. 55 % des biogenen Primärenergieverbrauchs. Absolut stieg der Endenergieverbrauch biogener Energieträger 2020 um 17 PJ (+ 2,8 %) auf 626 PJ. Hiervon entfielen rund 60 % auf die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, während der Anteil des Verkehrssektor bei 22 % und der Anteil des Industriesektors bei rund 18 % lag. Im Jahresvergleich 2020/2019 nahm insbesondere der Verbrauch im Verkehrssektor infolge höherer Biokraftstoff-Beimischung um vier Prozentpunkte zu, während der Verbrauch im Sektor Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen witterungsbedingt um ca. vier Prozentpunkte abnahm.

Nach ihrem Aggregatzustand kann die Biomasse des Weiteren in feste, gasförmige und flüssige Energieträger eingeteilt werden: Mit 666 PJ entfiel 2020 mehr als die Hälfte (59 %) des biogenen Primärenergieverbrauchs auf feste biogene Brennstoffe wie Brennholz, Hackschnitzel, Pellets, Briketts, Holzkohle, aber auch auf biogene Anteile im Siedlungsabfall, Altholz, Klärschlamm und andere Reststoffe. 46 % (305 PJ) der festen biogenen Brennstoffe wurden als Energieholzsortimente in den Sektoren private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen verbraucht. Witterungsbedingt war hier ein Rückgang (- 3,5 %) gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen. Im Umwandlungssektor wurden rund 37 % der festen biogenen Brennstoffe einschließlich biogener Abfälle eingesetzt (244 PJ), im Wesentlichen zur Erzeugung von Strom und Fernwärme. Für Raum- und Prozesswärmezwecke in der Industrie schließlich wurden, wie im Vorjahr, 16 % der festen biogenen Brennstoffe verbraucht (108 PJ).

Gasförmige biogene Brennstoffe hatten 2020 einen Anteil von ca. 28 % am gesamten biogenen Primärenergieverbrauch. Sie setzen sich zusammen aus vor Ort zur Strom- und Wärmeerzeugung genutztem Bio-, Klär- und Deponiegas sowie aus dem auf Erdgasqualität aufbereiteten und andernorts als Brenn- oder Kraftstoff aus dem Gasnetz entnommenen Biomethan. Zu mehr als vier Fünftel (ca. 82 %) wurden die gasförmigen biogenen Brennstoffe 2020 zur Strom- und Fernwärmeerzeugung sowie zur Deckung des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlagen (inkl. Verluste) eingesetzt (262 PJ). Über Kraft-Wärme-Kopplung eng damit verbunden war der Brennstoffeinsatz für dezentral erzeugte Wärme (51 PJ), der weitere 16 % der gasförmigen Biomasse

ausmacht und den Endenergieverbrauchssektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zugeordnet wird. Der Verbrauch biogener Gase in der Industrie sowie im Verkehrssektor war mit jeweils 1 % von untergeordneter Bedeutung, wengleich der Absatz von Biomethan im Verkehrssektor in 2020 um rund 34 % zugenommen hat.

Flüssige biogene Stoffe trugen mit 151 PJ erheblich mehr zum Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger bei als im Vorjahr. Dies ist eine Folge der Erhöhung der Treibhausgasreduzierungsquote im Verkehr ab dem Jahr 2020. Infolgedessen stieg die Beimischung von flüssigen Biokraftstoffen um 28 PJ bzw. 24 % an. Die Covid-19-bedingten Rückgänge beim Gesamtabsatz an Otto- und Dieselmotorkraftstoffen führten zugleich zu stark unterschiedlichen Entwicklungen bei den einzelnen Biokraftstoffarten: Während der Absatz von Bioethanol sogar um 3 % zurückging, ist beim Biodiesel (inkl. hydrierter Pflanzenöle, HVO) eine deutliche Steigerung von etwa 35 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum zu verzeichnen.

Die sonstigen erneuerbaren Energieträger Tiefengeothermie, Umweltwärme einschließlich oberflächennaher Geothermie und Solarthermie hatten 2020 trotz Zuwächsen weiterhin einen Anteil von rund 5 % am Primärenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien. Insbesondere bei den Wärmepumpen hat sich das Marktwachstum weiter beschleunigt: Laut Bundesverband Wärmepumpen wurden 2020 rund 120.000 Heizungswärmepumpen und 20.500 Warmwasserwärmepumpen neu installiert. In der Folge stieg die mittels Wärmepumpen gewonnene, erneuerbare Umweltwärme um 10 % auf 58 PJ (+ 5 PJ). Auch die Energiegewinnung aus Tiefengeothermie einschließlich der balneologischen Nutzung (Thermalbäder) stieg um 6 % an (+ 1 PJ).

Die solarthermische Wärmeenergiegewinnung stieg 2020 gegenüber dem Vorjahr um ca. 3 % auf 31 PJ an. Ursächlich war zum einen die oben bereits erwähnte, im langjährigen Mittel überdurchschnittliche Globalstrahlung. Zum anderen wurde der mehrjährige Abwärtstrend bei den Neuinstallationen gestoppt: Nach dem Bundesverband Solarwirtschaft nahm die Zahl der neu installierten Solarkollektoranlagen um 17 % auf 83.000 und die neu installierte Kollektorfläche sogar um 26 % gegenüber dem Vorjahr zu.

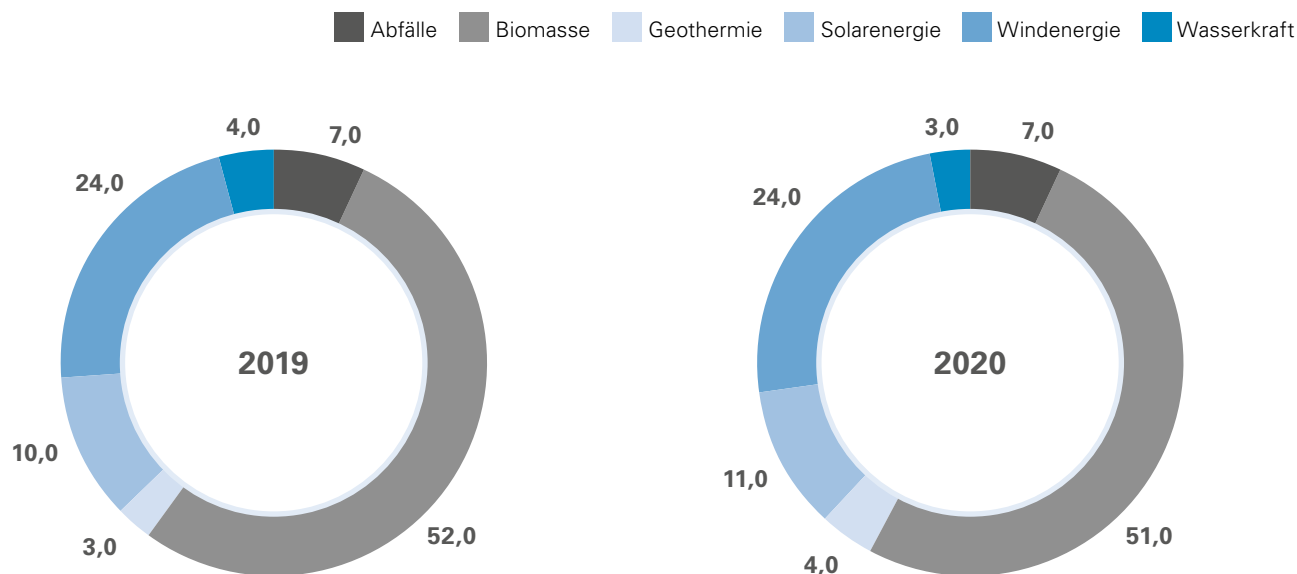
Die Analyse der einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien verdeutlicht, dass der energie-trägerspezifische Primärenergieverbrauch unterschiedliche Tendenzen zeigt (vgl. Abbildung 14). Während die Wasserkraft und Biomasse im wachsenden Markt

Anteile verloren hat (z. B. Biomasse 2019: 51,8 %; 2020: 51,4 %), konnte die Solarenergie (aber auch die Geothermie) ihren Beitrag um 0,5 %-Punkte auf knapp 11 % im Jahr 2020 ausweiten.

Abbildung 14

## Struktur der erneuerbaren Energien in Deutschland 2019 und 2020

Anteile an Primärenergieverbrauch der erneuerbaren Energien insgesamt in %



Alle Werte vorläufig (Stand Februar 2021)

Quelle: Abbildung auf Basis der Daten der AGEE-Stat

## Energieeffizienz in Deutschland

Bereits im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Auch das Energiekonzept 2050 sieht in der Verbesserung der Erhöhung der Energieeffizienz nach wie vor eine Schlüsselstrategie für den Erfolg der anvisierten Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und einfach und nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität auch wirtschaftlich sinnvoll. Denn Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also der Verbrauch an Primär- oder Endenergie in Relation zu ökonomischen

Leitgrößen, wie z. B. dem Bruttoinlandsprodukt oder der Bevölkerung betrachtet. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland hat sich 2020 bezogen auf die Ursprungswerte des Primärenergieverbrauchs bei einer Abnahme der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 5 % angesichts des noch kräftigeren Rückgangs des Energieverbrauchs spürbar, nämlich um 3,2 %, gegenüber dem Vorjahr verbessert. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt bewegte sie sich mit einem Plus von 2,7 % etwas darunter, jedoch nach wie vor spürbar über dem Niveau des längerfristigen Trends (1990 bis 2020: rund 2,3 % p.a.). Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch sogar verstärkt fortgesetzt (vgl. Tabelle 15 und Abbildung 15).

Tabelle 15

### Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2020

	Einheit	1990	2017	2018	2019	2020	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
							2019 bis 2020	1990 bis 2020
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.174,2	3.214,4	3.232,3	3.071,3	- 5,0	1,5
Bevölkerung <sup>3)</sup>	Mio.	79,8	82,7	82,9	83,1	83,2	0,1	0,1
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	13.523	13.129	12.805	11.784	- 8,0	- 0,8
Primärenergieverbrauch (bereinigt) <sup>5)</sup>	Petajoule	15.051	13.634	13.408	12.952	11.980	- 7,5	- 0,8
Bruttostromverbrauch <sup>4)</sup>	Mrd. kWh	550,7	600,5	594,2	576,7	551,9	- 4,3	0,0
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	234,7	244,8	252,4	260,6	3,2	2,3
Energieproduktivität (bereinigt) <sup>5)</sup>	Euro/GJ	130,2	232,8	239,7	249,5	256,4	2,7	2,3
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,3	5,4	5,6	5,6	- 0,8	1,5

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben

3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebniss zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

5) temeparturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

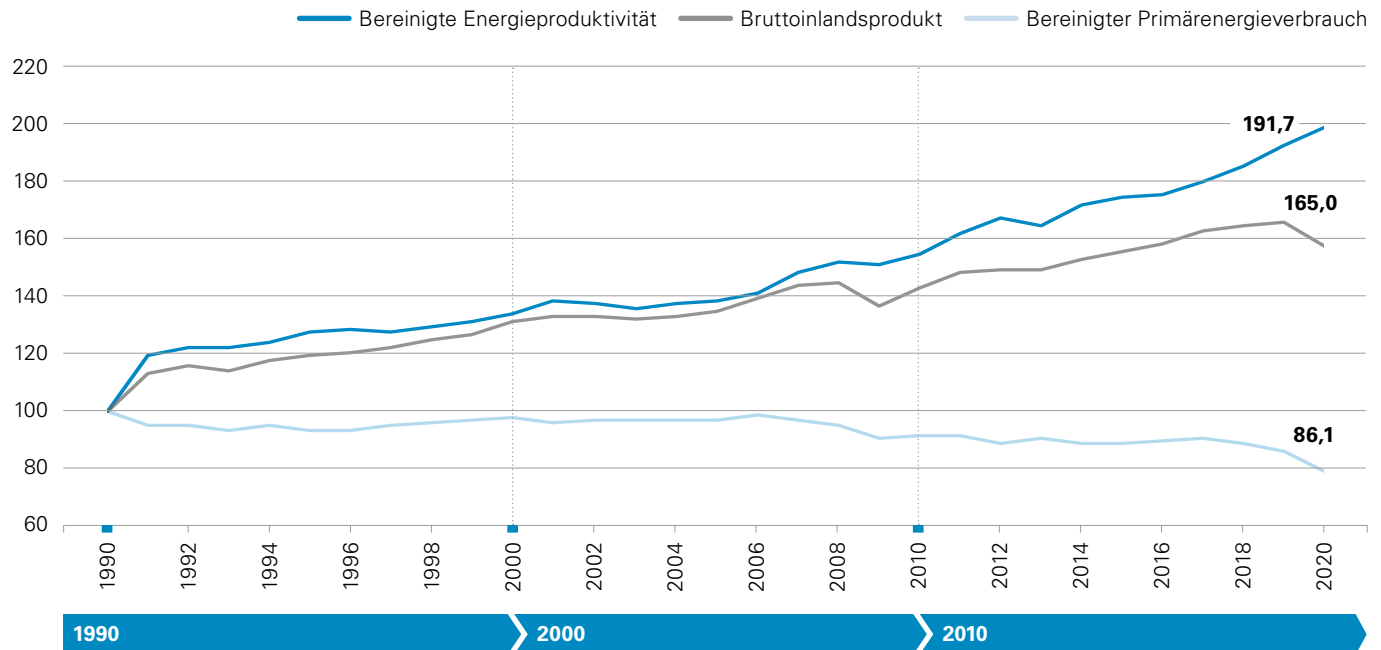
Abweichungen in den Summen rundungsbedingt

Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Abbildung 15

## Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Energieproduktivität in Deutschland 1990 bis 2020

1990 = 100



\*) vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Finanzen; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität spiegelt allerdings auch statistische Effekte wider. Diese hängen mit der primärenergetischen Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik sowie der Kernenergie zusammen, (die zur Stromerzeugung eingesetzt werden) und für die kein einheitlicher Umrechnungsmaßstab wie der Heizwert (bei fossilen Energieträgern) existiert. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bewertet diese Energieträger im Rahmen der Erstellung ihrer Energiebilanzen nach der sog. Wirkungsgradmethode (die auch international zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs und der Erstellung von Energiebilanzen Anwendung findet). In der Vergangenheit war die Substitutionsmethode in Deutschland der gebräuchliche Bewertungsmaßstab. Die Entscheidung für die eine oder die andere Methode beeinflusst in Abhängigkeit von Substitutionsvorgängen im Energieträgermix nicht nur das Niveau, sondern auch die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und die der damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität. Details zu den Auswirkungen der beiden Bewertungsmethoden auf den Primärenergieverbrauch finden sich u.a. in der

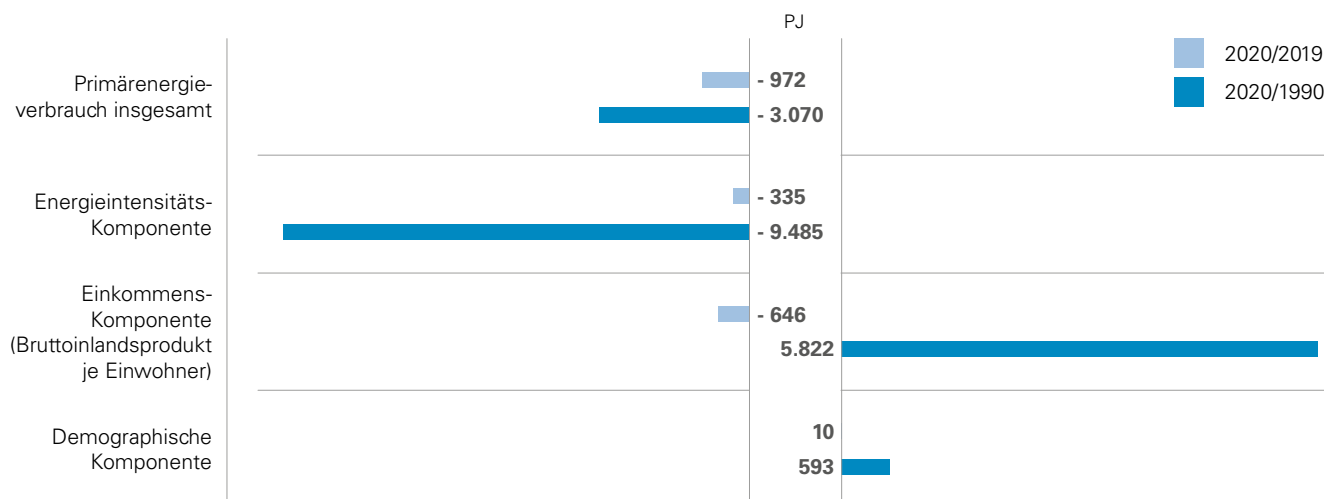
AGEB-Publikation „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019“, S. 38, die auf der Homepage der AG Energiebilanzen unter: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_jahresbericht2019\\_20200325\\_dt.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf) abgerufen werden kann.

Die hoch-aggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt darüber hinaus den Blick auf viele andere Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. Mit Hilfe der Methode der Komponentenzerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen (vgl. Abbildung 16). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2020 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (- 9.485 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+ 5.822 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+ 593 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2020 um 3.070 PJ vermindert.

Abbildung 16

## Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des bereinigten Primärenergieverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2020 gegenüber 2019 und 1990 in Petajoule



Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst, AG Energiebilanzen e.V.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2019 auf 2020: Aber anders als im langfristigen Vergleich wirkte sich jetzt vor allem die in Folge der Corona-Pandemie geschrumpfte Wirtschaftsaktivität (- 646 PJ) deutlich verbrauchssenkend aus, wohingegen Effizienzgewinne im Umgang mit Energie nur einen verhältnismäßig geringen Einfluss auf den Primärenergieverbrauch (- 335 PJ) hatten. Die verbrauchssteigernden Wirkungen der Bevölkerungskomponente (zusammen + 10 PJ) war vernachlässigbar gering, so dass es im Ergebnis zu einer Minderung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 972 PJ (gegenüber 2019) gekommen ist.

Einschränkend sei in Bezug auf die Bewertung der Ergebnisse der Komponentenerlegung anzumerken, dass die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs selbstverständlich nicht nur von den hier berücksichtigten Faktoren (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz) geprägt sind. Vielmehr lässt sich die Entwicklung des Energieverbrauchs weder monokausal noch stark vereinfachend vollständig erklären, sie ist vielmehr das Resultat eines sehr komplexen Zusammenspiels zahlreicher (zum Teil interdependenter) Determinanten, die neben den in dieser Komponentenerlegung betrachteten Einflussgrößen die Verbrauchsentwicklung prägen.

Dazu zählen insbesondere die Wirkungen des Strukturwandels. Typischerweise werden zwei Arten des Strukturwandels unterschieden: Der intersektorale Strukturwandel, also die Verlagerung der wirtschaftlichen Aktivitäten zwischen Branchen und der intrasektorale, also brancheninterne Strukturwandel (also nachfrage- bzw. absatzinduzierte Verschiebungen der Produktpalette eines Wirtschaftszweiges). Der Strukturwandel kann energiesparend (abnehmende Bedeutung energieintensiver Branchen bzw. Produkte) oder energieverbrauchserhöhend wirken (zunehmende Bedeutung energieintensiver Prozesse). Der sektorale Strukturwandel hat in der Vergangenheit in Deutschland tendenziell energieverbrauchssenkend gewirkt. Unabhängig davon sind solche Struktureffekte in der hier vereinfachend unterstellten Komponentenerlegung nicht enthalten.

Bei der Interpretation der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität ist darüber hinaus zu beachten, dass überdurchschnittlich hohen Effizienzgewinnen beim Einsatz von Brennstoffen und Wärme häufig vergleichsweise moderate Einsparungen beim spezifischen Stromverbrauch gegenüberstehen. Ursächlich dafür ist, dass in zahlreichen Wirtschaftsbereichen eine Steigerung der Energieproduktivität oftmals nur durch den vermehrten Einsatz hochmoderner Anlagentechnik zu erreichen ist und viele der eingesetzten Verfahrenstechniken, die der Einsparung von Brennstoffen dienen,

den spezifischen Stromverbrauch erhöhen. Aber auch gestiegene Anforderungen an die Belange des Umweltschutzes sowie der anhaltende Trend zur Automatisierung und elektronischen Steuerung von Prozessen haben u.a. dazu geführt, dass die ohnehin als geringer einzustufenden Stromeinsparpotenziale zu einem Teil durch die vermehrte Nutzung dieses Energieträgers in neuen Anwendungsgebieten kompensiert wurden.

Vor diesem Hintergrund verringerte sich die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität (als Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt und Bruttostromverbrauch) im Jahr 2020 aufgrund des deutlichen Rückgangs des Stromverbrauchs (um - 4,3 % auf 552,2 TWh) bei gleichzeitig noch stärker nachlassendem Wirtschaftswachstum (- 5 %) geringfügig um 0,8 % (im Vergleich zu 2019). Über den längerfristigen Zeitraum von 1990 bis 2020 betrachtet nahm die Stromproduktivität jahresdurchschnittlich um 1,5 % zu. Zum Vergleich: Die Energieproduktivität (bereinigt) insgesamt stieg im gleichen Zeitraum um 2,3 % p.a. (Einzelheiten dazu vgl. Tabelle 15 sowie Abbildung 17 und 18).

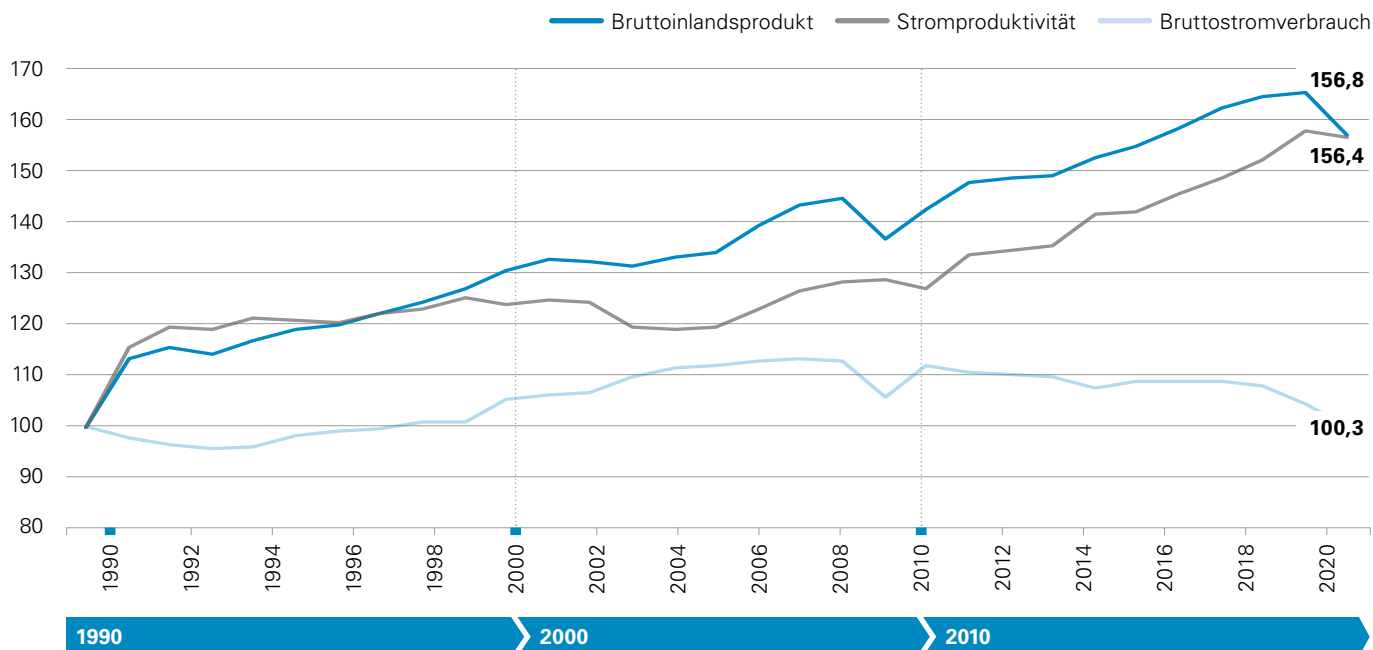
Den Einfluss ausgewählter Komponenten (Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Stromproduktivität) für die Veränderungen des Stromverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2020 bzw. 2019/2020 zeigt zum Abschluss dieses Abschnittes Abbildung 19. Danach ist der Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2020 um 42 Mrd. kWh gegenüber 2019 vornehmlich durch die verbrauchsmindernde Wirkung des Konjunkturerinbruchs (- 28 Mrd. kWh) sowie die höhere Stromproduktivität (Stromintensitäts-Komponente) bewirkt worden (- 16 Mrd. kWh). Die damit verbundenen Verbrauchsminderungen waren entsprechend höher als die verbrauchssteigernden Wirkungen der Bevölkerungszunahme (+ 2 Mrd. kWh).

Über den gesamten Zeitraum von 1990 bis 2020 führte dagegen die langfristige Steigerung der Stromproduktivität nicht zu einer absoluten Senkung des Stromverbrauchs. Vielmehr erhöhte sich der Bruttostromverbrauch zwischen 1990 und 2020 (trotz des aktuellen pandemiebedingten Konjunkturerinbruchs) immer noch leicht um rund 1,5 Mrd. kWh.

Abbildung 17

## Bruttoinlandsprodukt<sup>1)</sup>, Bruttostromverbrauch und gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität<sup>2)</sup> in Deutschland 1990 bis 2020

1990 = 100



1) Preisbereinigt

2) Bruttoinlandsprodukt je Einheit Bruttostromverbrauch

\*) vorläufig

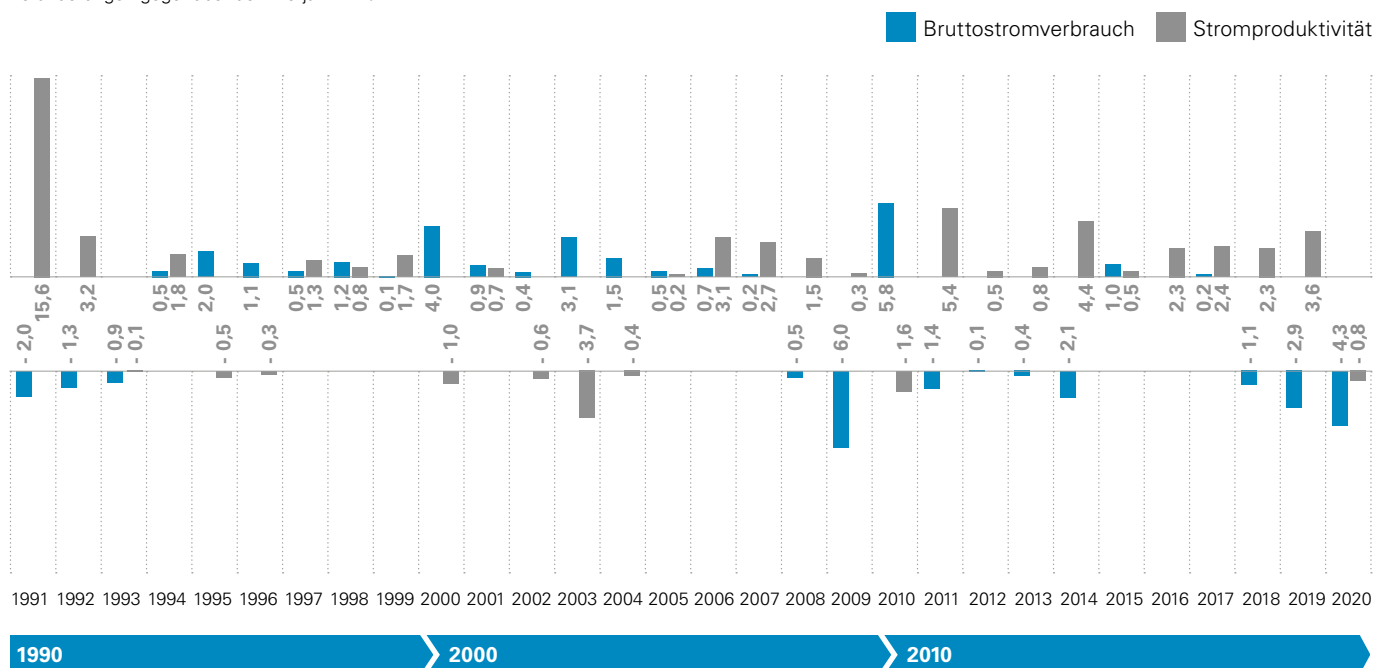
Quellen: AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/Bundesministerium der Finanzen; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.



Abbildung 18

## Veränderungen von Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität von 1991 bis 2020

Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %



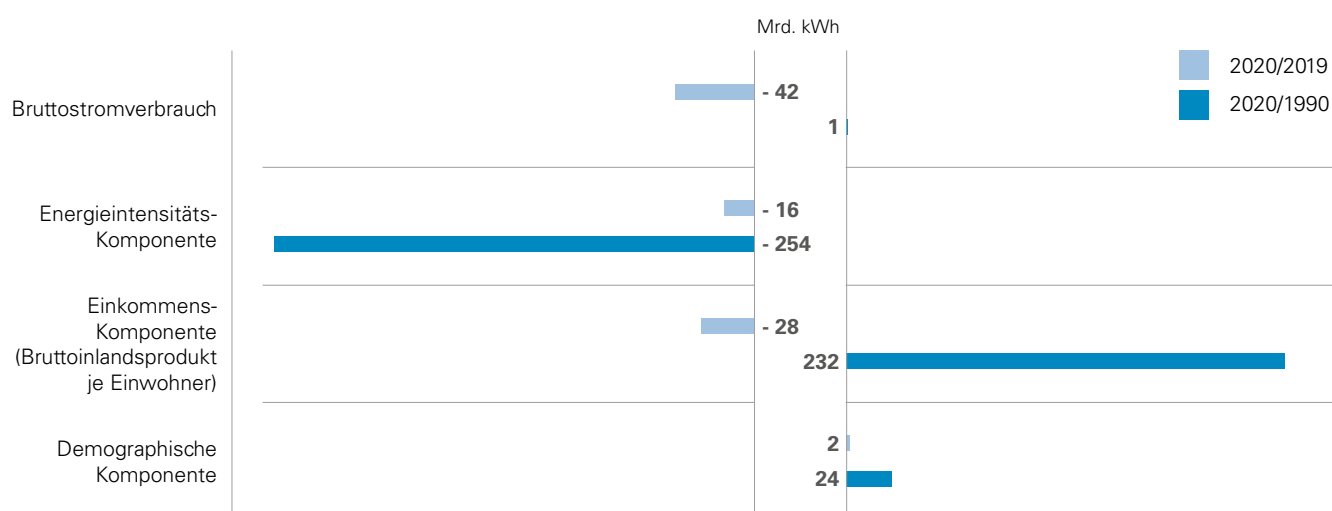
Alle Werte für 2020 vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.

Abbildung 19

## Beiträge verschiedener Einflussfaktoren zu den Veränderungen des Bruttostromverbrauchs in Deutschland

Veränderungen 2020 gegenüber 2019 und 1990 in Mrd. kWh



Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium der Finanzen, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Die Steigerung der Stromproduktivität (- 254 Mrd. kWh) in derselben Zeitspanne war ursächlich dafür, dass der skizzierte Anstieg des Bruttostromverbrauchs (gegenüber 1990) trotz der starken Verbrauchserhöhung durch die wachsende Wirtschaft (+ 232 Mrd. kWh) und demografische Einflussfaktoren (+ 24 Mrd. kWh) auf weniger als 1,5 Mrd. kWh begrenzt werden konnte. Gegenüber 1990 ist der Stromverbrauch also nur um insgesamt 0,3 % gestiegen und liegt damit seit 23 Jahren erstmals wieder auf dem Niveau von 1997 (oder 1990).

## CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung emittierten nach ersten Berechnungen 2020 rund 158 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dies entsprach im Vergleich zu 2019 einem Rückgang des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um rund 20 %. Der mit Abstand größte Teil dieser Emissionsminderung entfiel auf die Stromerzeugung (reine Kondensations- und KWK-Stromerzeugung), die den Kohlendioxidausstoß um fast 46 Mio. t reduzieren konnten.

Auch die Stromerzeugung der Anlagen der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes haben von 2019 auf 2020 durch Wirkungsgradverbesserungen, Energieträgersubstitution und die konjunkturbedingt geringere Erzeugung von Strom und Wärme einen Beitrag zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen geleistet. Nach ersten Schätzungen dürften die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Segment im Jahr 2020 um mehr als 1 Mio. t gesunken sein.

Aus den in diesem Bericht zusammengetragenen ersten Daten und Schätzungen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Jahr 2020 lassen sich darüber hinaus grobe Hinweise auf die Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in anderen Sektoren, vornehmlich denen des Endenergieverbrauchs, ableiten:

- Die spürbare Verringerung des Absatzes an Kraftstoffen (Ottokraftstoff, Diesel- und Flugkraftstoffe) und Verschiebungen des Absatzmixes könnte 2020 zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors um rund 28 Mio. t (bzw. - 15,2 % gegenüber 2019) führen<sup>10)</sup>. Der mit Abstand größte Beitrag zu dieser Emissionsverringerung ist auf den drastischen Rückgang der Verkehrsleistung im Flugverkehr als unmittelbare Folge der Einschränkungen der Reisefreiheit aufgrund der Covid-19-Pandemie zurückzuführen (- 17 Mio. t CO<sub>2</sub>).
- Im Verarbeitenden Gewerbe (ohne Stromerzeugung in Industriekraftwerken sowie den Energieeinsatz in Raffinerien, Hochöfen und Kokereien) ist hingegen

damit zu rechnen, dass sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen 2020 verglichen mit dem Vorjahr um mehr als 4 Mio. t verringern könnten. Allein der verringerte Kohleeinsatz der Rohstahlproduktion, die konjunkturbedingt 2020 gegenüber dem Vorjahr um mehr als 4 Mio. t auf 35,7 Mio. t (- 10 %) gefallen ist, dürfte die Emissionsbilanz der Industrie im Berichtsjahr um 3,8 Mio. t (ohne den Beitrag der Hochöfen, die in der Energiebilanz im Umwandlungssektor erfasst sind) entlastet haben.

- Trotz der im Vergleich zum Vorjahr etwas milderen Witterung und weiter fortschreitenden Modernisierungen von Heizungsanlagen und Gebäudehüllen bei den privaten Haushalten kam es 2020 zu einem ansteigenden „Verbrauch“ von Heizöl und Erdgas zur Beheizung von Wohnräumen. Nach ersten Schätzungen auf Basis der Energiebilanz könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen der privaten Haushalte vor diesem Hintergrund 2020 um 3,7 Mio. t gestiegen sein. Bei der Interpretation dieses Befundes ist allerdings zu beachten, dass die privaten Haushalte im Jahr 2020 ihre Tankbestände aufgrund der zeitweilig niedrigen Preise für leichtes Heizöl spürbar erhöht haben. Bereinigt man die Angaben zum Absatz von Heizöl an die privaten Haushalte (wie sie in der Energiebilanz erfasst sind) um diese „nicht verbrauchs- bzw. emissionsrelevanten“ Bestandsaufstockungen, hätten die privaten Haushalte – zweifellos auch verursacht durch die erhöhte Anwesenheit in der eigenen Wohnung (Lockdown/HomeOffice) – im Jahr 2020 ca. 2 Mio. t CO<sub>2</sub> mehr für Anwendungszwecke wie Raumwärme, Warmwasser und Kochen ausgestoßen.
- Schließlich ist auch im GHD-Sektor mit einer Verringerung der Emissionen (2020: - 1,7 Mio. t) zu rechnen. Die skizzierte Emissionsminderung im GHD-Sektor ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Wirtschaftsleistung bezogen auf die preisbereinigte Bruttowertschöpfung 2020 im Gefolge der Lockdown-Maßnahmen, die in

10) In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Effekte des „Tanktourismus“ zur Ausnutzung von Kraftstoffpreisdifferenzen in grenznahen Regionen in Absatzmengen für Dieselkraftstoff und Motorenbenzin unvollständig abgebildet werden (Kraftstoffmengen die Ausländer in Deutschland tanken und ggf. im Ausland verbrauchen sind erfasst, im Ausland getankte und hierzulande verbrauchte Kraftstoffmengen hingegen nicht), infolgedessen können auch die Berechnungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr verzerren sein. Zumal sich in den vergangenen Jahren durch die starke Anhebung der Kraftstoffbesteuerung in Nachbarländern (z. B. Frankreich, Belgien, Niederlande) die Richtung des „Tanktourismus“ umgekehrt hat.

hohem Maße die Dienstleistungssektoren und den Einzelhandel getroffen haben, um 3,7 % gesunken ist (Im Vorjahr war noch ein Anstieg der Wertschöpfung um fast 1,9 % zu beobachten).

Fasst man die skizzierten Entwicklungen für eine erste Einschätzung zusammen, so ist für das Jahr 2020 nach überschlägigen Rechnungen insgesamt mit einem Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, um rund 63 Mio. t zu rechnen. Im Ergebnis wären die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen 2020 folglich um rund 9,6 % gegenüber dem Vorjahr<sup>11)</sup> gesunken (Die Nahzeitprognose des Umweltbundesamtes schätzt die CO<sub>2</sub>-Emissionen für 2019 auf 706 Mio. t, darunter sind ca. 656 Mio. t unmittelbar auf den Einsatz von Brennstoffen zurückzuführen). Diese skizzierte „bottom up“-Einschätzung deckt sich sehr gut mit der Verringerung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die sich gewissermaßen „top down“ aus der im ersten Abschnitt dargelegten Entwicklung des Primärenergieverbrauchs errechnet.

In diesem Zusammenhang sei zum wiederholten Male auf eine weiterbestehende Problematik hingewiesen, die aus Emissionssicht damit zusammenhängt, dass die mit dem hohen Exportüberschuss einhergehenden Emissionen bei der inländischen Stromerzeugung nach dem Territorialprinzip Deutschland zuzurechnen sind, während in den belieferten Ländern wohl überwiegend emissionsbehaftete Stromerzeugung verdrängt wird, was dort zu einer Emissionsentlastung führt. Wie die Emissionsbilanz bei übernationaler Betrachtung ausfällt, hängt entscheidend von den spezifischen Emissionen des Exportstroms im Verhältnis zu den spezifischen Emissionen des im Empfängerland verdrängten Stroms ab.

11) Nach Redaktionsschluss dieses Berichts hat das Umweltbundesamt am 16. März erstmals eine Schätzung der Treibhausgasemissionsentwicklung nach den Vorgaben des Bundesklimaschutzgesetzes vorgelegt. Die Zahlen bestätigen im Wesentlichen die hier dargestellten Informationen. Im Detail ergeben sich Abweichungen durch unterschiedliche Abgrenzung der Sektoren.

## Zusammenfassende Entwicklung

Der Energieverbrauch in Deutschland ging 2020 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 8,0 % auf 11.784 Petajoule (PJ) oder 402,1 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) zurück. Damit fiel der Energieverbrauch in Deutschland auf den mit Abstand niedrigsten Stand seit Anfang der 1970er Jahre.

Für den gesunkenen Energieverbrauch in Deutschland sind vor allem die pandemiebedingt schwächere Konjunktur sowie weiter fortschreitende Verbesserungen bei der Energieeffizienz verantwortlich. Von der Entwicklung der Energiepreise gingen 2020 kaum Impulse zur Einsparung von Energie aus. Die Weltmarktpreise für Öl, Erdgas und Steinkohle verringerten sich im Jahresverlauf 2020 teilweise in Größenordnungen von 34 bis 24 % spürbar. Allerdings profitierten die Verbraucherpreise für leitungsggebundene Energieträger (Erdgas, Strom, Fernwärme) von dieser Entwicklung kaum, vielmehr stiegen sie für einige Verbrauchergruppen (z. B. private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) im Inland an. Auch von der nahezu stagnierenden Bevölkerung und der im Vergleich zum Vorjahr milderen Witterung gingen keine verbrauchssteigernden Impulse aus.

Ohne den Einfluss der Witterung (und unter Ausschaltung der Lagerbestandsveränderungen beim leichten Heizöl) hätte der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 7,5 % unter dem Niveau des Jahres 2019 gelegen.

Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität im Jahr 2020 weiter verbessert. Mit einer Rate von 3,2 % hat sie sich etwas kräftiger als im Vorjahr (+ 3,1 %) erhöht, sie liegt jedoch immer noch deutlich über dem langjährigen Durchschnitt (1990 bis 2020: + 2,3 % p.a.). Temperaturbereinigt nahm die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität 2020 gegenüber dem Vorjahr um 2,7 % zu.

Mit Blick auf einzelne Energieträger zeigt sich folgendes Bild: Der Verbrauch erneuerbarer Energien nahm 2020 als einzige Energiequelle zu (+ 3,0 %). Hingegen verringerte sich der Verbrauch (bzw. Absatz) von Mineralölprodukten und Erdgas mit - 11,9 % bzw. - 2,4 %.

Alle übrigen Energieträger verloren noch deutlicher Anteile im insgesamt schrumpfenden Markt. So sank vor allem der Verbrauch von Kohle (Steinkohle mit einem Minus von 16,6 % und Braunkohle mit einem Minus von 17,8 %) kräftig. Die Stromerzeugung aus Kernenergie nahm mit 14,2 % (aufgrund der Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg am 31. Dezember 2019) weiter ab.

Mit einem Anteil am Primärenergieverbrauch von 33,7 % blieb das Mineralöl nach wie vor der wichtigste Energieträger, gefolgt vom Erdgas, das seinen Anteil auf 26,6 % steigern konnte. An dritter Stelle rangierten die erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von inzwischen 16,6 % am Primärenergieverbrauch, gefolgt von der Braunkohle mit 8,1 % und der Steinkohle mit 7,7 %. Der Anteil von Kernenergie zur Deckung des Primärenergieverbrauchs verringerte sich 2020 auf 6,0 %.

Die Veränderungen bei den erneuerbaren Energien verliefen auch 2020 sehr unterschiedlich: Während im Jahr 2020 der Primärenergieverbrauch von biogenen Abfällen um rund 1 % und der von Wasserkraft aufgrund des geringen Dargebotes um 6 % sank, nahm die Windenergie (an Land und auf See) um 4 % zu, die Solarenergie (vornehmlich PV) um 8 %. Auch die Geothermie verzeichnete mit 8 % einen Anstieg.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch ging auch der Bruttostromverbrauch in Folge der konjunkturellen Auswirkungen der Corona-Krise im Jahr 2020 zurück. Allerdings fiel der Rückgang mit - 4,3 % auf knapp 552,2 Mrd. kWh nicht so kräftig aus wie bei vielen fossilen Energieträgern. Die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität verschlechterte sich 2020 gegenüber dem Vorjahr um - 0,8 % geringfügig und fiel damit spürbar gegenüber dem Mittel der Jahre von 1990 bis 2020 mit 1,5 % p.a. zurück.

Die Bruttostromerzeugung verminderte sich 2020 mit etwa 6,1 % auf rund 572,2 Mrd. kWh und somit stärker als der Bruttostromverbrauch. Weiter geändert hat sich die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern: Während sich die Stromerzeugung aus dem Einsatz von Steinkohle (- 24,8 %), Braunkohle (- 19,4 %) und Kernenergie (- 14,2 %) verringerte, kam es bei den

erneuerbaren Energieträgern erneut zu einem Plus von 3,5 %. Zugleich nahm die Stromerzeugung aus Erdgas 2020 um 2,1 % zu, nachdem sie von 2018 auf 2019 noch um 10 % (8,4 TWh) zugenommen hatte.

Im Ergebnis konnten die erneuerbaren Energien ihre Spitzenposition mit einer Erzeugung von insgesamt rund 251 Mrd. kWh und einem Stromerzeugungsanteil von knapp 44 % vor der Braunkohle und dem Erdgas (beide rund 16,1 %) und der Steinkohle mit mehr als 11 % ausweiten. Am Stromverbrauch waren die erneuerbaren Energien 2020 mit mehr als 45 % beteiligt, im Vorjahr lag dieser Anteil noch bei etwa 42 %.

Angesichts des etwas stärkeren Rückgangs der Stromerzeugung im Vergleich zum Stromverbrauch verminderten sich die Überschüsse beim Stromaustausch mit dem Ausland<sup>12)</sup> auf rund 20 Mrd. kWh (2019: knapp 33 Mrd. kWh). Besonders hohe Exportüberschüsse waren im Austausch mit Polen (11,2 Mrd. kWh), Österreich (10 Mrd. kWh) und der Schweiz (5 Mrd. kWh) zu beobachten. Überschüsse bei den Stromflüssen aus dem Ausland konzentrieren sich traditionell auf Frankreich, wobei sich der Einfuhrüberschuss aus dieser Region von ca. 12,4 Mrd. kWh (2019) auf rund 10 Mrd. kWh im Jahr 2020 etwas verringerte.

Eine genaue, ausschließlich auf endgültigen Statistikdaten basierende Ermittlung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Jahr 2020 ist gegenwärtig noch nicht möglich. Es kann allerdings auf der Grundlage der vorliegenden Schätzungen und vorläufigen Daten zu den Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach dem jeweiligen CO<sub>2</sub>-Gehalt der Energieträger, die in diesem Bericht aufbereitet sind, eine grobe Abschätzung der Entwicklung energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgenommen werden.

Insgesamt hat sich die Struktur des Energieverbrauchs auch im Jahr 2020 weiter zugunsten emissionsfreier (erneuerbare Energien) sowie emissionsarmer Energieträger wie Erdgas verschoben. Vor diesem Hintergrund dürften die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker gesunken sein als der Primärenergieverbrauch.

Gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs dürfte nach einer überschlägigen Schätzung die Emissionsminderung etwa 9,6 % oder rund 63 Mio. t CO<sub>2</sub> betragen haben; bereinigt um Witterungseinflüsse und Lagerbestandeffekte fällt der Rückgang mit etwa 9,9 % bzw. knapp 65 Mio. t CO<sub>2</sub> etwas stärker aus. Den mit Abstand größten Beitrag zur Verringerung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen hat die Elektrizitätswirtschaft (Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung) erbracht; allein hier konnten die Kohlendioxidemissionen von 2019 auf 2020 durch den niedrigeren Stromverbrauch und den geringeren Stromexport sowie den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien und Erdgas anstelle von Kohle bei der Stromerzeugung um fast 46 Mio. t reduziert werden.

Zusätzliche Minderungserfolge dürfte im Jahr 2020 als drittgrößter Verursacher von Treibhausgasen vor allem der Verkehrssektor (- 28 Mio. t) erzielt haben. Auch im GHD-Sektor sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen vor allem als Folge der Lockdown-Maßnahmen zur Bekämpfung der Covid-19-Pandemie um rund 1,7 Mio. t gesunken. Die Kohlendioxid-Emissionen der privaten Haushalte sind im Jahr 2020 (bereinigt um Lagerbestandeffekte beim leichten Heizöl) als unmittelbare Folge der pandemiebedingt erhöhten Anwesenheit in der eigenen Wohnung und damit verbundenen Mehrverbräuchen (Warmwasser, Kochen, Beheizung von Wohnräumen), um schätzungsweise 2 Mio. t angestiegen.

<sup>12)</sup> Die in diesem Bericht verwendeten Daten zum Stromaußenhandel beziehen sich grundsätzlich auf den physikalischen Stromaustausch mit dem Ausland.