

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen und Fakten
- 4.2 Ausbau E-Mobilität in Deutschland – Netzanschluss
- 4.3 Ein deutsches LNG-Importterminal im Kontext der Energie- und Klimapolitik
- 4.4 Europäische CO₂-Regulierungen im Verkehrssektor
- 4.5 Kein gemeinsamer deutsch-österreichischer Strompreis mehr
- 4.6 Kohlekommission
- 4.7 Powerfuels: Missing Link der Energiewende



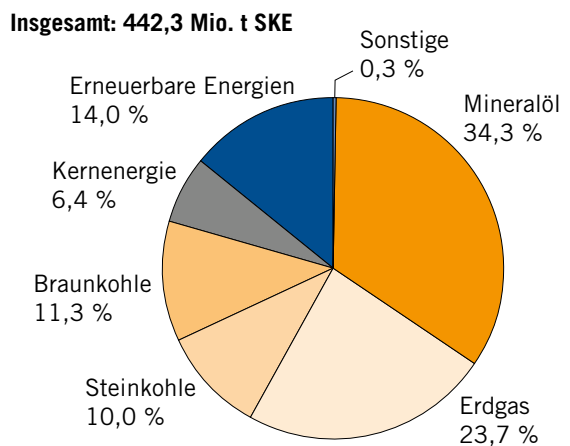
4.1 Zahlen und Fakten

- **Deutschland ist auch 2018 viertstärkste Wirtschaftsnation**
- **70 % des Energieverbrauchs in Deutschland wurden 2018 durch Importe gedeckt**
- **Erneuerbare Energien trugen 2018 mit 38 % zur Stromversorgung in Deutschland bei**

2018 wurden in Deutschland 442,3 Mio. t SKE Energie verbraucht. In der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt steht Deutschland an siebter Stelle. Deutschland hat allerdings mit 3 388 Mrd. € – nach USA, China und Japan – die weltweit vierthöchste Wirtschaftsleistung erzielt. Pro Einheit Bruttoinlandsprodukt ist der Energieverbrauch in Deutschland halb so hoch wie im weltweiten Durchschnitt. 70 % des Energieverbrauchs in Deutschland wurden 2018 durch Importe gedeckt. Wichtigster Energie-Rohstofflieferant ist Russland. Erneuerbare Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen. Erneuerbare Energien trugen 2018 mit 38 % zur Stromversorgung in Deutschland bei. Damit hat sich deren Anteil – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – seit dem Jahr 2000 versechsfacht.

siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,3 t SKE pro Jahr. Dies entspricht dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2018

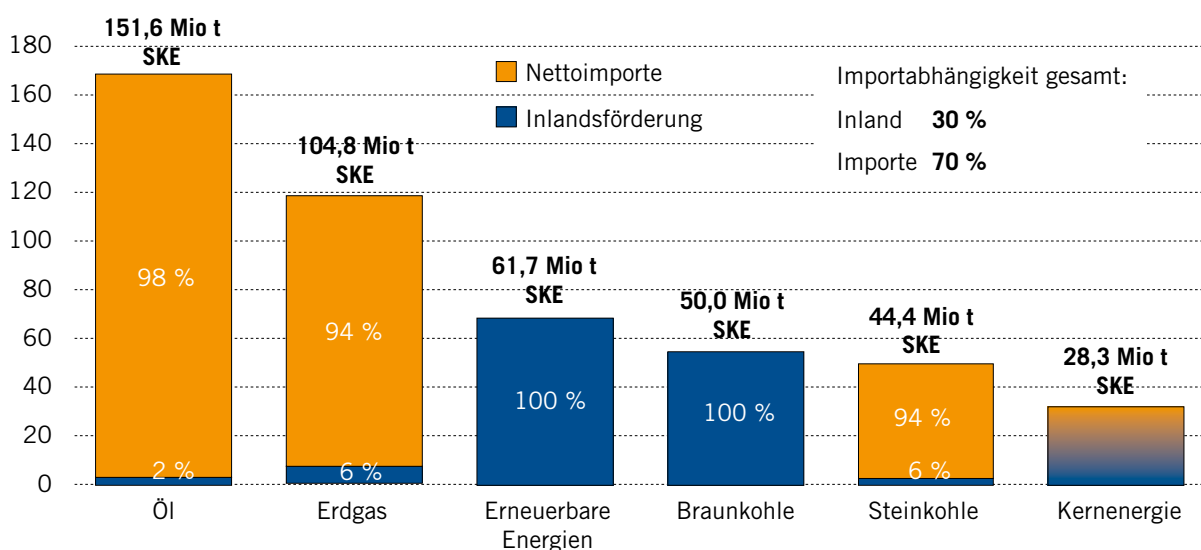


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen März 2019

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Im Jahr 2018 wurden in Deutschland 442,3 Mio. t SKE Energie entsprechend 305 Mio. t Öleinheiten verbraucht (2017: 458,6 Mio. t SKE). Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an

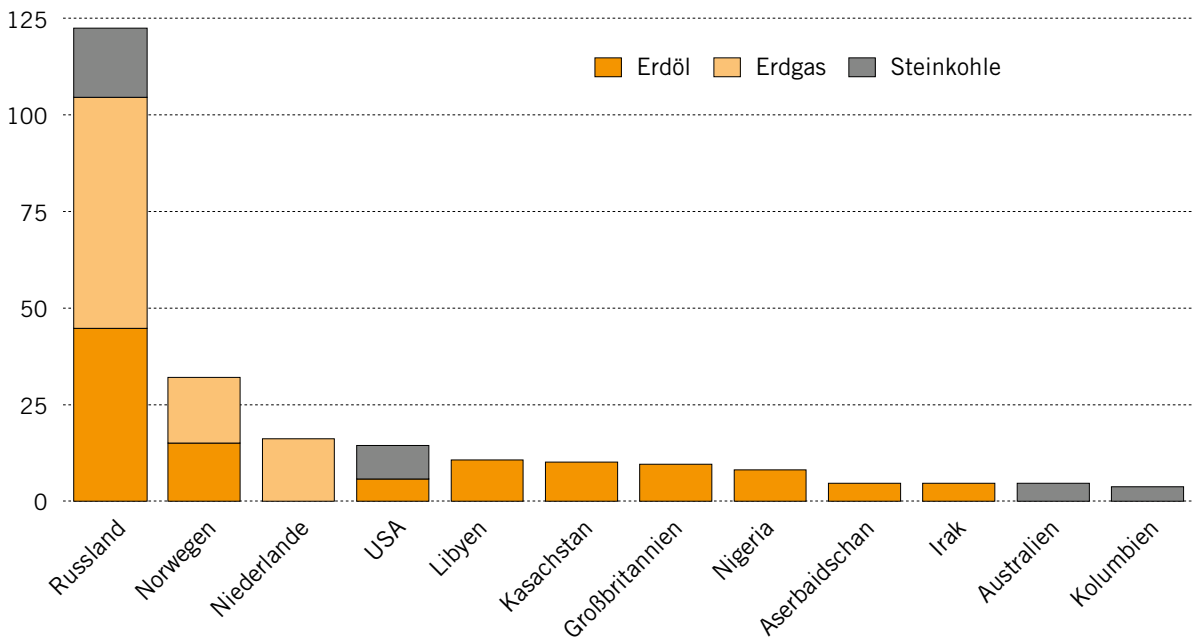
Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2018



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2019 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 1,5 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 442,3 Mio. t SKE.

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2018

Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2018 rund 130 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2018 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – um 42 % verbessert.

➔ **Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird**

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist Deutschland in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt bei Mineralöl, Erdgas und Steinkohle mehr als 90 %. Erneuerbare

Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2018 zu 30 % durch heimische Energien. 2018 (2017) entfielen von der gesamten Primärenergie-Gewinnung in Deutschland 61,5 (61,0) Mio. t SKE auf erneuerbare Energien. Es folgt Braunkohle mit 51,0 (52,5) Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2018 auf 6,8 (7,8) Mio. t SKE, an Steinkohle auf 2,6 (3,7) Mio. t SKE, an Mineralöl mit 3,0 (3,2) Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie zum Beispiel den nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,8 (8,4) Mio. t SKE.

Importierte Energien decken 70 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2018 Russland, Norwegen, Niederlande, USA, Libyen, Kasachstan, Großbritannien, Nigeria, Australien, Aserbaidschan, Irak und Kolumbien. Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Aus Norwegen bezieht Deutschland Erdöl und Erdgas, aus den USA Steinkohle und Erdöl. Schwerpunkt der

Lieferungen aus den Niederlanden ist Erdgas. Aus Libyen, Kasachstan, Großbritannien, Nigeria, Aserbaidschan und Irak wird Erdöl importiert. Australien und Kolumbien waren 2018 – nach Russland und USA – die wichtigsten Steinkohlelieferanten.

➔ **Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten**

Der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern hat 2018 – auf Basis der Angaben des Statistischen Bundesamtes – von 60,8 Mrd. € im Jahr 2017 um 8,7 Mrd. € entsprechend 14,3 % auf 69,5 Mrd. € zugenommen. Dieser Anstieg erklärt sich vor allem durch die Preisentwicklung auf den internationalen Ölmärkten. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 47,2 Mrd. € den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung aus (2017: 38,6 Mrd. €). Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren von Erdgas mit 19,2 Mrd. € (2017: 18,6 Mrd. €). Auf Kohle entfielen 4,9 Mrd. € (2017: 5,2 Mrd. €) und auf Uran 0,1 Mrd. € (2017: 0,2 Mrd. €). Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,9 Mrd. € (2017: 1,8 Mrd. €).

Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Fläche des Landes:
357.000 km²

Bevölkerung: 83 Millionen

Bruttoinlandsprodukt 2018:
3.388 Mrd. €

Ranking nach globaler Wirtschaftsleistung:
Nr. 4 hinter USA, China und Japan

Stand: Februar 2019

Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Strom

2018 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 646,1 TWh. Davon entfielen 91 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 9 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 33,5 TWh ermittelt sich für 2018 eine Netto-Stromerzeugung von 612,6 TWh. Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2018 folgendes Bild: Erneuerbare Energien 34,9 %, Braunkohle 22,5 %, Erdgas 12,9 %, Steinkohle 12,9 %, Kernenergie 11,8 %, sowie Heizöl und sonstige Energien 5,0 %.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich Ende 2018 auf rund 220 GW (netto). Mit 118,3 GW entfielen 54 % auf erneuerbare Energien. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 29,8 GW auf Erdgas, mit 24,5 GW auf Steinkohle, mit 21,0 GW auf Braunkohle, mit 9,5 GW auf Kernenergie und mit 4,4 GW auf Öl. Des Weiteren trugen Pumpspeicherkraftwerke mit 5,7 GW und übrige Energien (unter anderem Abfall) mit 6,4 GW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen zweieinhalb Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die durchschnittliche Ausnutzung der Stromerzeugungsanlagen unterscheidet sich erheblich – unter anderem abhängig von der technischen Verfügbarkeit, den natürlichen Bedingungen (bei Wasser, Wind und Sonne) sowie der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagen. Für 2018 (vorläufig) hat der BDEW folgende Jahresvolllaststunden ermittelt:

• Kernenergie:	7.580
• Braunkohle:	6.490
• Biomasse:	5.600
• Lauf- und Speicherwasser:	2.890
• Steinkohle:	3.260
• Wind offshore:	3.220
• Erdgas:	2.190
• Wind onshore:	1.770
• Öl:	230
• Pumpspeicher:	1.090
• Photovoltaik:	1.030

Die Ausnutzungsdauer kennzeichnet den Einsatz der Stromerzeugungsanlagen. Sie geht von der gesamten Netto-Leistung einschließlich Reservekraftwerke und den 8.760 Stunden des Jahres aus. Bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2018 rund 31,5 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2018 auf

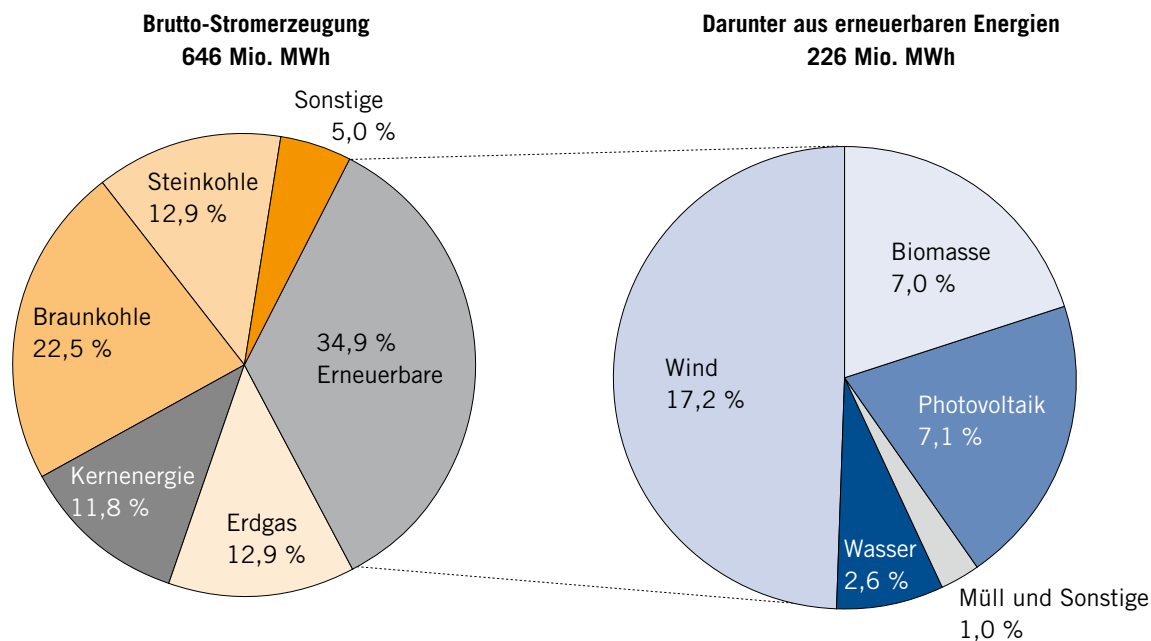
Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger	Netto-Leistung Ende 2017	Netto-Leistung Ende 2018
	MW	MW
Braunkohle	21.033	21.033
Kernenergie	10.799	9.515
Steinkohle	25.341	24.462
Erdgas	29.789	29.767
Mineralölprodukte	4.474	4.433
Erneuerbare Energien, davon:	112.442	118.323
Windkraft onshore	50.291	52.444
Windkraft offshore	5.427	6.396
Lauf- und Speicherwasser	5.605	5.615
Photovoltaik	43.300	45.929
Biomasse	7.780	7.900
Geothermie	39	39
Pumpspeicher	5.710	5.710
Übrige Energien	6.440	6.440
Gesamt	216.028	219.683

Stand: Februar 2019

Quelle: BDEW

Abbildung 4.5: Energiemix in der Stromerzeugung 2018



Quelle: BDEW, März 2019

82,7 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 11,0 %. Die Stromausfuhren sanken um 0,8 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2018 auf 51,2 TWh gegenüber 55,0 TWh im Jahr 2017.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wird insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt: den politisch geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien, den 2011 beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, die Kosten bzw. Preise für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie die CO₂-Preise. Im Vergleich zum Jahr 2017 hat sich insbesondere die Stromerzeugung aus Steinkohle vermindert, während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunahm. Auch die Stromerzeugung auf Basis Braunkohle und Erdgas verzeichnete leichte Einbußen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie blieb praktisch konstant. Die zum 31. Dezember 2017 erfolgte Stilllegung des Kraftwerks Gundremmingen B wurde durch eine höhere Auslastung der anderen Kernkraftwerke kompensiert.

In den kommenden Jahren ist mit einem deutlichen Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle und aus Kernenergie zu rechnen. Mit dem dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 war gere-

gelt worden, dass bis Ende 2022 schrittweise vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland verzichtet wird. Ende Januar 2019 hat die am 6. Juni 2018 von der Bundesregierung einberufene sog. Kohle-Kommission ihren Abschlussbericht mit Empfehlungen zur schrittweisen Reduzierung und schließlich Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland vorgelegt. Danach soll bereits bis 2022 eine Reduktion der Leistung bei Braunkohle und bei Steinkohle auf jeweils rund 15 GW erfolgen. Das entspricht im Vergleich zu Ende 2017 einem Rückgang von annähernd 5 GW bei Braunkohlekraftwerken und von 7,7 GW bei Steinkohlekraftwerken. Bis 2030 soll die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt (ohne Reserven) auf maximal 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle verringert werden. Das entspricht im Vergleich zu 2017 einem gesamten Rückgang von 10,9 GW bei Braunkohlekraftwerken und 14,7 GW bei Steinkohlekraftwerken. Dieser Ausstiegsplan für die Kohleverstromung ist an eine Reihe von energie- und sozialpolitischen Bedingungen geknüpft und soll 2023, 2026 und 2029 überprüft werden. Als Abschlussdatum für die Kohleverstromung empfiehlt die Kommission Ende des Jahres 2038. Sofern die energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und die betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen vorliegen, kann das Datum in Verhandlungen mit den Betreibern auf frühestens 2035 vorgezo-

gen werden. Die Überprüfung, ob dies möglich ist, erfolgt im Jahr 2032 („Öffnungsklausel“).

2018 erreichte der Brutto-Stromverbrauch 594,9 TWh nach 598,8 TWh im Jahr 2017. Der Netto-Stromverbrauch von 526,0 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2018 mit 47,1 % auf die Industrie, mit 24,2 % auf private Haushalte, mit 26,6 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2,1 % auf den Verkehr.

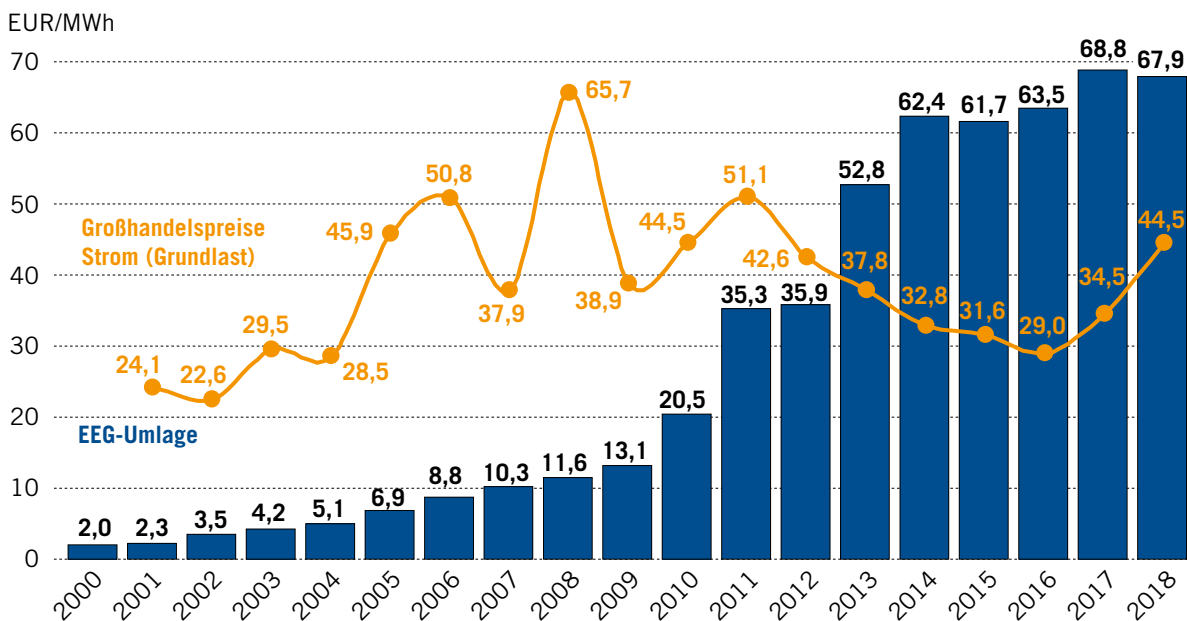
Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2018 mit 225,7 TWh (2017: 216,3 TWh) entsprechend 34,9 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2017: 33,1 %). Es entfielen auf die Windenergie 111,5 TWh (2017: 105,6 TWh), auf die Photovoltaik 46,2 TWh (2017: 39,4 TWh), auf die Biomasse 45,1 TWh (2017: 45,0 TWh), auf die Wasserkraft 16,6 TWh (2017: 20,2 TWh) und auf Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 6,2 TWh (2017: 6,0 TWh). Bei Wasser sind Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht den erneuerbaren Energien zugeordnet. Insgesamt nahm die

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2018 um 4,3 % gegenüber 2017 zu.

Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2018 in Deutschland 743 Windenergieanlagen an Land (WEA) mit einer Leistung von 2.402 MW neu errichtet. Dieser Bruttozubau enthält gemäß den erhobenen Daten 111 Repowering-Anlagen mit einer Leistung von 363 MW; unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Verglichen mit 2017 wurden 55 % weniger Leistung installiert. Im Jahr 2018 wurden 205 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 249 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2018 ein Netto-Zubau von 538 WEA mit 2.154 MW. Zum 31. Dezember 2018 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 29.213 WEA mit zusammen 52.931 MW. Dies entspricht einem Anstieg der kumulierten Leistung um 4 % gegenüber dem vergleichbaren Vorjahresstand. Die durchschnittliche im Jahr 2018 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 3.233 kW, einen Rotor Durchmesser von 118 m und eine Nabenhöhe von 132 m. Die Stromerzeugungsmenge (brutto) aus Wind-Onshore-Anlagen ist um 4,3 TWh entsprechend 4,8 % im Vergleich zum Vorjahr auf 92,2 TWh im Jahr 2018 gestiegen.

Abbildung 4.6: Entwicklung von Großhandelspreisen für Strom (Grundlast) und EEG-Umlage 2000 bis 2018



Quelle: EEX und Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2018 speisten 136 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 969 MW erstmalig in das Netz ein. Zusätzlich zu den bereits einspeisenden Anlagen wurden im Jahresverlauf 46 weitere OWEA mit einer Leistung von 276 MW vollständig errichtet, die jedoch zum 31. Dezember 2018 noch nicht ins Netz eingespeist haben. Damit hat sich die Zahl der insgesamt ins Netz einspeisenden OWEA nach Angaben der Deutsche Windguard GmbH zum Jahresende 2018 auf 1.305 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 6.382 MW erhöht. Von der Gesamtleistung mit Netzeinspeisung zum 31.12.2018 entfielen 1.073 Anlagen mit 5.306 MW auf die Nordsee und 232 Anlagen mit 1.076 MW auf die Ostsee. Die durchschnittliche Leistung der Anlagen mit Netzeinspeisung beträgt 4.890 kW. Die OWEA, die 2018 erstmals ins Netz eingespeist haben, verfügen über eine durchschnittliche installierte Nennleistung von 7.124 kW. Der durchschnittliche Rotordurchmesser dieser neuen Anlagen beträgt 158 m. Die durchschnittliche Nabenhöhe der 2018 zugebauten Anlagen liegt bei 106 m. Die Stromerzeugungsmenge aus Wind-Offshore-Anlagen ist um 1,6 TWh entsprechend 9,4 % im Vergleich zum Vorjahr auf 19,3 TWh im Jahr 2018 gestiegen.

Die installierte Leistung der Photovoltaik (netto) hat sich nach Angaben der Bundesnetzagentur auf 45.929 MW zum Jahresende 2018 erhöht. Die vergleichbare Leistung zum 31.12.2017 hatte 43.300 MW betragen. Neben dem fortgesetzten Zubau an Anlagen hat sich vor allem die im Vergleich deutlich höhere Zahl an Sonnenstunden auf die PV-Stromerzeugung ausgewirkt, die insgesamt 2018 um 17,2 % zugenommen hat. Damit konnte die Photovoltaik 2018 mit einem Plus von 6,8 TWh die größten Zuwächse in der Stromerzeugung unter allen erneuerbaren Energien verbuchen.

Im Unterschied dazu hat sich die Stromerzeugung aus Wasserkraft wegen der großen Trockenheit 2018 um 18,1 % im Vergleich zum Vorjahr vermindert. Die Stromerzeugung aus Biomasse ist weitgehend konstant geblieben.

Die Verteilung des Windenergiezubaues an Land (brutto) im Jahr 2018 auf die Bundesländer stellt sich nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wie folgt dar: In Niedersachsen wurden mit 718 MW rund 29,9 % der insgesamt 2018 in Deutschland errichteten Leistung installiert. Nordrhein-Westfalen erreicht im bundesweiten Vergleich den zweiten Platz mit 331 MW neu installierter Leistung. Brandenburg steht mit 289 MW an dritter Stelle. Es folgen Hessen mit 220 MW, Rheinland-Pfalz mit 203 MW, Schleswig-Holstein mit 147 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 127 MW und Thüringen mit 112 MW. Die genannten acht Bundesländer stellten 89,4 % des bundesweiten Gesamtzubaues. Die zum 31.12.2018 in Deutschland an Land insgesamt installierte Windenergieleistung verteilt sich nach Bundesländern wie folgt: Mit 11.165 MW führt Niedersachsen die Liste an. An zweiter und dritter Stelle stehen Brandenburg mit 7.081 MW und Schleswig-Holstein mit 6.964 MW installierter Leistung. Es folgen Nordrhein-Westfalen mit 5.773 MW, Sachsen-Anhalt mit 5.139 MW, Rheinland-Pfalz mit 3.589 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 3.366 MW und Bayern mit 2.515 MW.

➔ Auf Windanlagen entfällt die Hälfte der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2018 gemäß Angaben des BDEW auf 118.323 MW. Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu 54 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität beteiligt. Davon entfielen 27 Prozentpunkte auf Windenergie und 21 Prozentpunkte auf Solaranlagen.

Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen wurden für 2018 auf 203,9 TWh (2017 gemäß nachträglicher Jahresabrechnung: 187,4 TWh) prognostiziert. Der für die EEG-Umlage maßgebliche EEG-Umlagebetrag ist von 24,6 Mrd. € im Jahr 2017 (tatsächliche Einnahmen aus EEG-Umlage gemäß nachträglicher Jahresabrechnung) auf 23,8 Mrd. € im Jahr 2018 (gemäß Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Oktober 2018) gesunken. Er setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen, die für 2018 wie folgt beziffert werden:

- den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten EEG-Differenzkosten für erneuerbare Energien (25,6 Mrd. €),
- die Liquiditätsreserve, einer Rückstellung für eventuelle Abweichungen von der Prognose (1,5 Mrd. €), und
- dem Kontoausgleich zum 30. September des Vorjahres (-3,3 Mrd. €).

Die ex-ante errechneten EEG-Gesamtvergütungszahlungen belaufen sich für 2018 auf 32,02 Mrd. € (für 2017 ex-post ermittelt: 30,41 Mrd. €). Den Vergütungszahlungen steht ein ermittelter Marktwert der EEG-Strommengen von 5,68 Mrd. € (ex-ante prognostiziert) gegenüber. 2017 waren es 5,77 Mrd. € (ex-post ermittelt). Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und sonstiger Kosten und Einnahmen von 0,78 Mrd. € (2017: 1,27 Mrd. €) ergeben sich für 2018 Differenzkosten von 25,57 Mrd. € (ex-ante) gegenüber 23,37 Mrd. € (ex-post) im Jahr 2017. In diesem Betrag, der die reinen Förderkosten des jeweiligen Kalenderjahres widerspiegelt, sind der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve nicht enthalten. Die von nicht-privilegierten Letztverbrauchern zu entrichtende EEG-Umlage, die sich 2017 auf 6,88 ct/kWh belaufen hatte, war für 2018 auf 6,792 ct/kWh und für 2019 auf 6,405 ct/kWh abgesenkt worden.

Die EEG-Einspeisungen sind niedriger als der Gesamtbeitrag erneuerbarer Energien zur Stromversorgung. Ursachen sind: Die Einspeisung aus Wasserkraft wird gemäß EEG grundsätzlich nur bei Anlagen bis 5 MW gefördert. Der als regenerativ definierte Strom aus Müll ist nicht vom EEG erfasst. Für 2018 ist außerdem zu berücksichtigen, dass die Entwicklung im vierten Quartal 2018 auf Schätzungen der am 15. Oktober 2018 vorgelegten Prognose der Übertragungsnetzbetreiber basiert.

Der Endenergieverbrauch erneuerbare Energien von insgesamt 22,9 Mio. t SKE verteilte sich 2018 nach Verbrauchssektoren wie folgt:

- | | |
|--|------------------|
| • Industrie: | 4,0 Mio. t SKE |
| • Verkehr: | 3,9 Mio. t SKE |
| • Haushalte sowie Gewerbe/
Handel/Dienstleistungen: | 15,0 Mio. t SKE. |

In der Industrie wurden Biomasse und den erneuerbaren Energien zugerechnete Abfälle eingesetzt. Im Verkehrssektor erfolgt die Nutzung von Biokraftstoffen durch Beimischung zu Otto- und Dieselmotoren. Schwerpunkte der Nutzung im Sektor Haushalte sowie Gewerbe/Han-

del/Dienstleistungen sind Einzelfeuerstätten wie Öfen und Kamine, Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen. Darüber hinaus leisten auch mit Biomasse befeuerte BHKW und Mikro-KWK-Anlagen im gewerblichen Bereich zur Wärmeerzeugung einen Beitrag zur erneuerbaren Energieversorgung. Im Vergleich zu 2017 ist der gesamte Endenergieverbrauch an erneuerbaren Energien um 0,7 % gestiegen.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2018 (2017) auf 85,2 (90,7) Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 39,3 (41,1) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

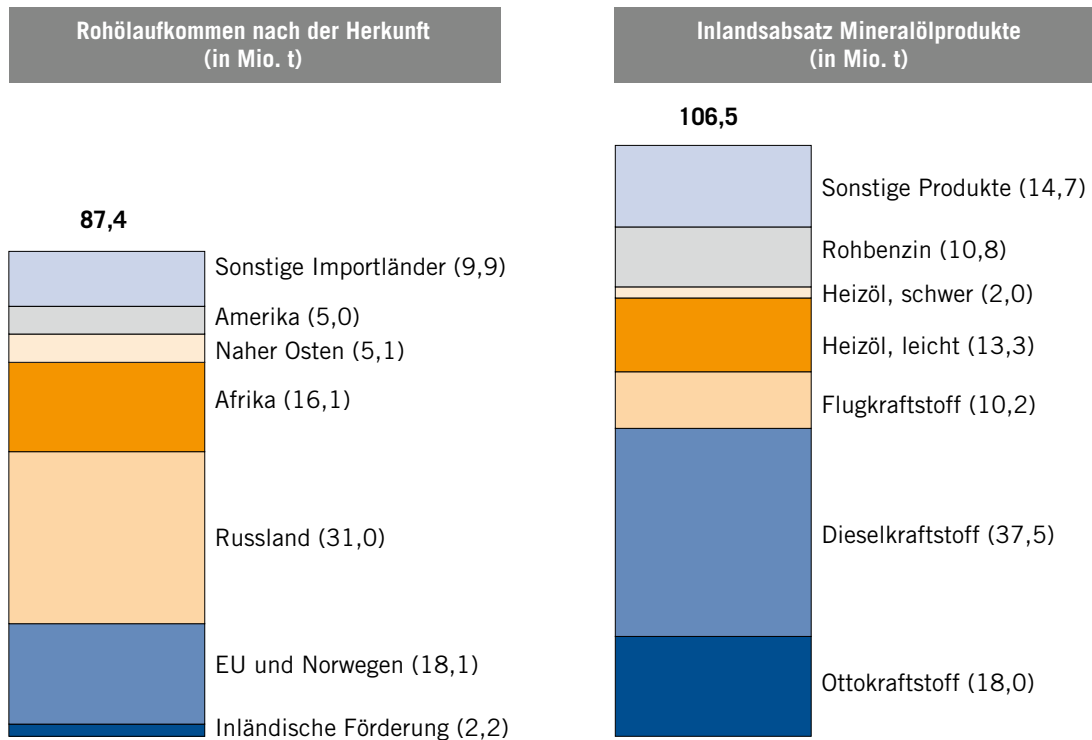
Die Rohöleinfuhren stammten 2018 zu 21 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 48 % aus Osteuropa/Asien, zu 19 % aus Afrika, zu 6 % aus dem Nahen Osten und zu 6 % aus Amerika. Die USA haben sich 2018 zum siebtwichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands entwickelt. Der OPEC-Anteil betrug 23 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 103,0 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2018 erreichte die Raffinerieauslastung 85,1 %. Die Raffinerieerzeugung belief sich auf 99,0 Mio. t.

Der Brutto-Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,5 Mio. t) betrug 2018 nach Angaben des BAFA rund 106,5 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,0 Mio. t; Dieselmotorenkraftstoff: 37,5 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmermarkt (13,3 Mio. t), Flugkraftstoff (10,2 Mio. t) Rohbenzin (10,8 Mio. t) und schweres Heizöl (2,0 Mio. t).

→ Die USA haben sich 2018 zum siebtwichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands entwickelt

Der Absatz an Ottokraftstoff hat 2018 um 1,4 % im Vergleich zu 2017 abgenommen. Die Nachfrage nach Dieselmotorenkraftstoff hat sich ebenfalls vermindert, und zwar um 3,1 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2018 im Vergleich zum Vorjahr vor allem wite-

Abbildung 4.7: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte in Deutschland 2018

* Kasachstan und Aserbaidschan; ** Der Inlandsabsatz wurde aus den Produkten gedeckt, die in inländischen Raffinerien erzeugt wurden, ergänzt um Einfuhren von Mineralölprodukten

Quelle: BAFA, Februar 2019

rungsbedingt, aber auch als Folge des erhöhten Preisniveaus, um 16,2 % gesunken. Der Absatz an Flugturbinenkraftstoff hat 2018 um 2,3 % auf 10,2 Mio. t zugelegt. Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2018 wie folgt dar:

- Verkehr: 63 %
- Industrie: 21 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 15 %
- Kraftwerke: 1 %

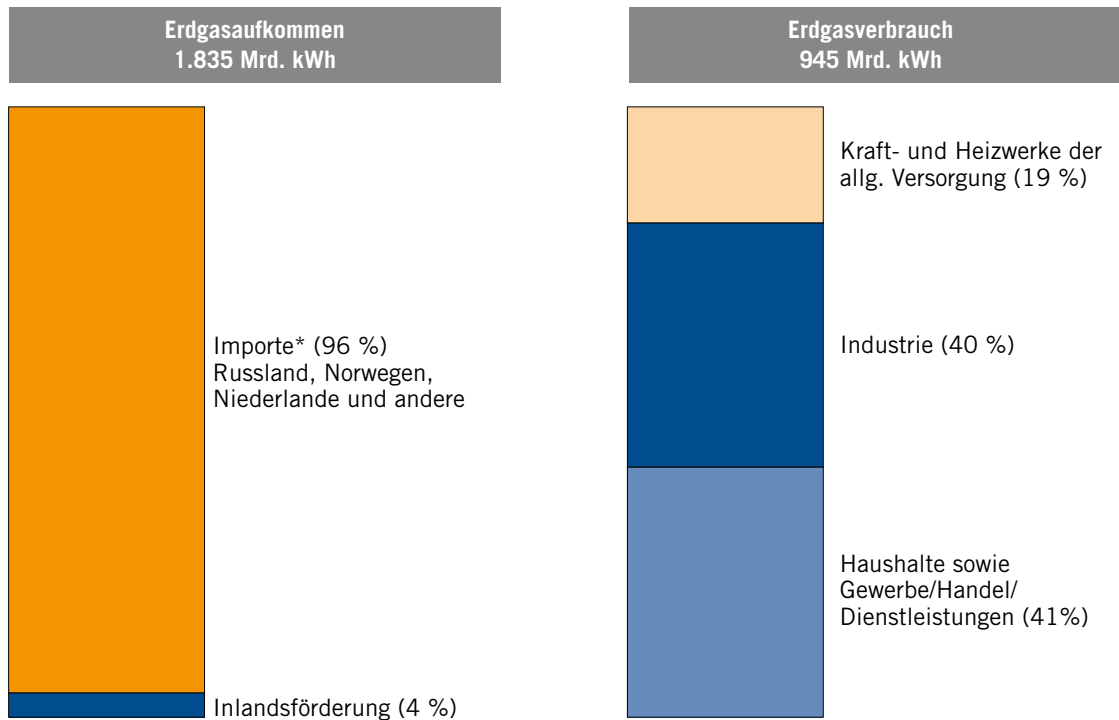
Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2018 (2017) rund 945,3 (960,8) TWh; das entspricht 96,7 (98,3) Mrd. Nm³. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch (HuK) entfielen 41 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2018 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 40 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorgung machte 19 % aus. Wichtigste Ursachen für den 2018 verzeichneten

Verbrauchsrückgang um insgesamt 1,6 % im Vergleich zum Vorjahr waren der Nachfragerückgang im privaten Haushaltsbereich sowie der verringerte Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung.

Über 90 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt

Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. Über 90 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. 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 den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und damit auch deutschen Markt.

Abbildung 4.8: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2018

* einschließlich Transite

Quelle: BDEW, Februar 2019

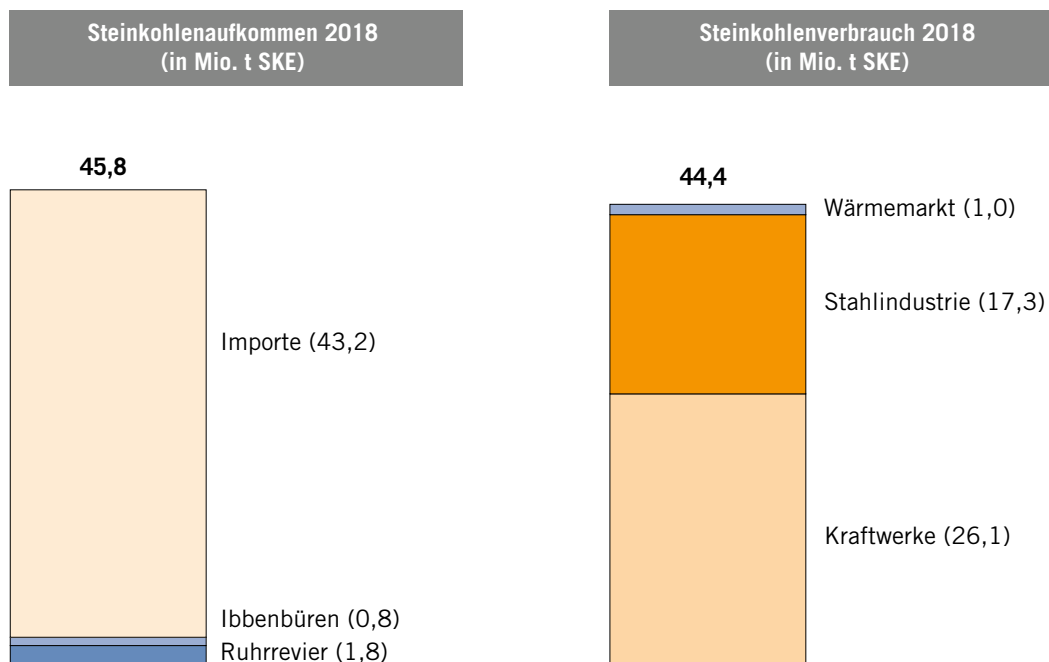
Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 500.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Die eingespeicherten Erdgasmengen entsprechen etwa einem Viertel der in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der EU.

Steinkohle

Im Jahr 2018 betrug das Aufkommen an Steinkohle nach vorläufigen Berechnungen rd. 45,8 Mio. t SKE und unterschritt damit das Vorjahresniveau von 51,9 Mio. t SKE um 11,8 %. Die heimische Steinkohlenförderung verringerte sich 2018 gegenüber dem Vorjahr um 30 % auf 2,6 Mio. t SKE. Auch die deutschen Steinkohlenimporte (einschließlich Koks und Briketts, Koks in Kohle umgerechnet) haben deutlich nachgegeben und sanken gegenüber dem Vorjahr um 10,4 % auf 43,2 Mio. t SKE. Der Anteil deutscher Steinkohle am Aufkommen ging damit auf knapp 6 % zurück.

Nach mehr als 150 Jahren wurde der Steinkohlenbergbau in Deutschland im Jahr 2018 beendet. Zum Jahresende legte die RAG AG die letzten zwei Steinkohlenbergwerke, Prosper-Haniel in Bottrop und Ibbenbüren nahe Osnabrück, endgültig still. Die Regelförderung beider Bergwerke endete im September 2018. Die Lagerbestände sind komplett verkauft. Die Leistung je Mann und Schicht unter Tage war im Jahresdurchschnitt 2018 um 14,0 % im Vergleich zum entsprechenden Vorjahreszeitraum auf 10.041 kg verwertbare Förderung (v.F.) gestiegen. Die Gesamtbelegschaft verringerte sich zum Jahresende 2018 um 1 586 Mitarbeiter entsprechend 27,8 % auf 4 125 Mitarbeiter.

Die Einfuhren an Steinkohlen und Koks nach Deutschland lagen im Jahr 2018 mit 43,2 Mio. t SKE um 10,4 % unter dem Vorjahreswert von 48,2 Mio. t SKE (Umrechnung von t in t SKE durch Verwendung von Heizwerten aus der Erhebung des Statistischen Bundesamtes nach Energiestatistikgesetz). Die Struktur der Steinkohlenimporte nach Kohlenarten und nach Herkunftsländern stellte sich 2018 wie folgt dar: Von den gesamten Importen entfielen 64 % auf Kraftwerkskohle, 29 % auf Koks, 2 % auf Anthrazit und Briketts sowie 5 % auf Koks (Koks

Abbildung 4.9: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2018

* Differenz zwischen Aufkommen und Verbrauch erklärt sich durch Bestandsveränderungen.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Stand: März 2019

in Kohle umgerechnet). Trotz leicht rückläufiger Lieferungen baute Russland 2018 seine Position als größter Steinkohlenlieferant für Deutschland auf 39 % aus. Mit einem Anteil von 22 % blieben die Vereinigten Staaten die zweitwichtigste Provenienz. Die US-amerikanischen Kohleexporteure profitierten zeitweilig vom sehr hohen Kohlepreisniveau in Nordwesteuropa und konnten ihre Lieferungen nach Deutschland im Vergleich zum Vorjahr um 6 % steigern. Die Einfuhren aus Kanada nahmen um 5 % zu. Im Gegensatz dazu waren die Importe aus den weiteren bedeutenden Lieferländern durchweg rückläufig. Am stärksten sanken die Importe aus Südafrika (-32 %), Kolumbien (-41 %) und Australien (-6 %). Diese drei Lieferländer kamen 2018 zusammen auf einen Anteil von 22 % am deutschen Importvolumen – gegenüber 27 % im Vorjahr. In der sektoralen Aufteilung dominierte Russland bei Kraftwerkskohle mit einem Anteil von 55 %. Wichtigster Lieferant für Kokssteinkohle war Australien mit einem Anteil von 43 %. Der größte Teil der Koksimporte stammte aus EU-Ländern (85 %), wobei allein die Lieferungen aus Polen 66 % ausmachten.

Der gesamte deutsche Primärenergieverbrauch an Steinkohle ist im Jahr 2018 um 11,2 % im Vergleich zum Vorjahr auf 44,4 Mio. t SKE gesunken.

➔ Russland baute 2018 mit einem Anteil von 39 % seine Position als bedeutendstes Lieferland für Steinkohle weiter aus

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- **Kraftwirtschaft:** Der Steinkohleneinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung verminderte sich um 16,3 % auf 26,1 Mio. t SKE. Dies war direkt und indirekt Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sowie eines Rückgangs der zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten auf Basis Steinkohle. Nach Angaben des BDEW und der Bundesnetzagentur sind 2018 erneut mehrere Steinkohlekraftwerksblöcke dauerhaft stillgelegt worden. Betroffen

waren u. a. Kraftwerke in Ensdorf, Duisburg, Kiel und Werdohl.

- **Stahlindustrie:** Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie verringerte sich um 1,7 % auf 17,3 Mio. t SKE. Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen als Vorprodukt von Rohstahl um 2 % auf 27,3 Mio. t zurückzuführen.
- **Wärmemarkt:** Der Verbrauch im Wärmemarkt (Gießereien, Fernheizkraftwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) verringerte sich 2018 um 16,7 % auf rd. 1,0 Mio. t SKE.

Braunkohle

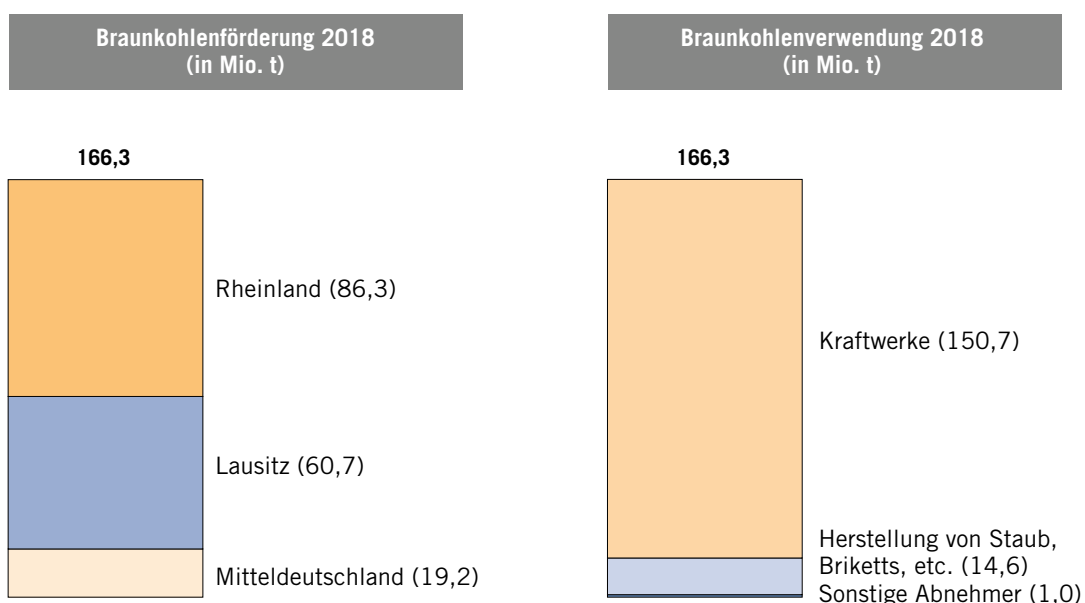
In Deutschland wurden 2018 rund 166,3 Mio. t Braunkohle – entsprechend 51,0 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,024 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2018 auf drei Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig. 2018 entfielen von der Gesamtförderung 51,9 % auf das Rheinland, 36,5 % auf die Lausitz, 11,5 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2018 wurden 148,2 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 89 % der gesamten Inlandsgewinnung.

➔ **Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung**

Abbildung 4.10: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2018



Quelle: DEBRIV

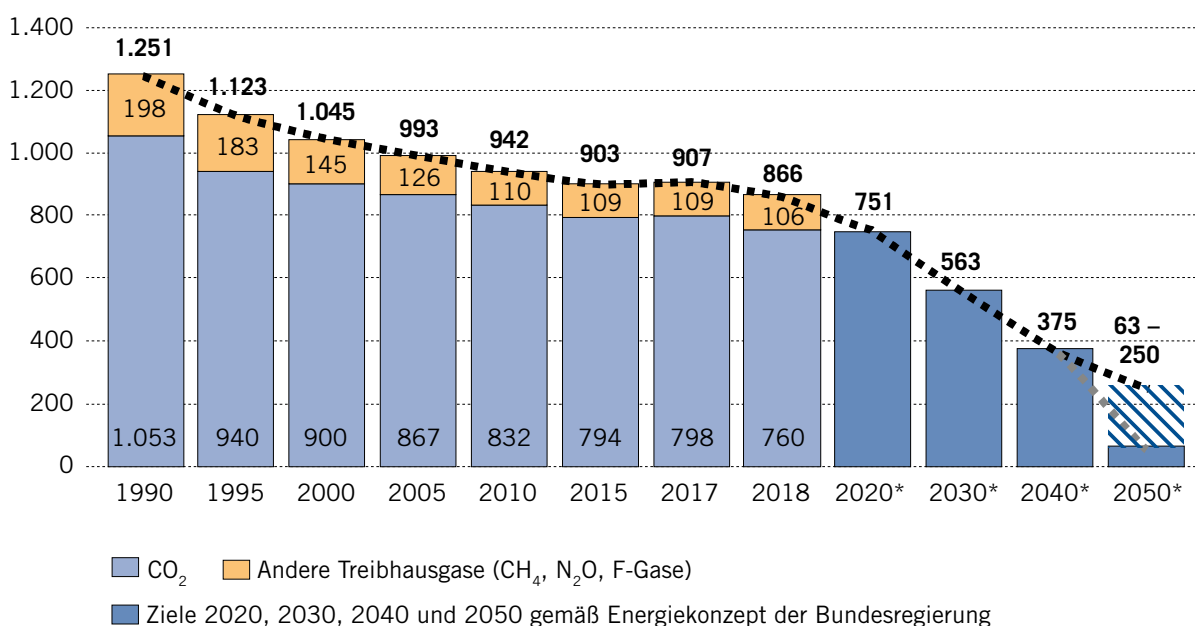
Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2018 wurden 14,6 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 2,5 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Daraus wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,6 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikkett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Der Absatz an sonstige Abnehmer betrug 0,8 Mio. t.

Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2018 auf 145,5 TWh. Sie verteilte sich 2018 nach Bundesländern wie folgt: Nordrhein-Westfalen: 72,0 TWh, Brandenburg: 33,9 TWh, Sachsen: 32,3 TWh, Sachsen-Anhalt: 7,2 TWh sowie Niedersachsen, Berlin, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg: 0,1 TWh.

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in Deutschland haben 2018 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft – etwa 760 Mio. t betragen. Das entspricht im Vergleich zu 2017 einem Rückgang um 4,8 %. Wichtigste Ursache für diese Reduktion war der vor allem witterungsbedingt niedrigere Energieverbrauch im Wärmemarkt. In der Stromerzeugung dürften sich die CO₂-Emissionen, die 2017 nach Angaben des Umweltbundesamtes 285 Mio. t betragen hatten, um 11 Mio. t auf rund 274 Mio. t im Jahr 2018 vermindert haben. Entscheidende Gründe waren der anhaltende Zubau von Anlagen insbesondere auf Basis von Wind und PV sowie der sonnenreiche Sommer. Dem dadurch bedingten deutlichen Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien stand ein Rückgang der Stromproduktion vor allem aus Steinkohle gegenüber. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2018 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO₂ um 292,5 Mio. t entsprechend 27,8 % auf 760 Mio. t. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u. a. Methan – haben sich von 1.251 Mio. t CO₂-Äquivalenten

Abbildung 4.11: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2018 und Ziele bis 2050
in Mio. t CO₂-Äquivalenten



* Minderung um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 bis 95 % bis 2050 – jeweils gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990 – 2017, EU-Submission, Januar 2019 sowie Pressemitteilung des Umweltbundesamtes vom 4. April 2019

Tabelle 4.2: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2018

	1990	2000	2005	2010	2017	2018
Treibhausgas-Emissionen	Mio. t CO₂-Äquivalente					
Kohlendioxid (CO ₂)	1.052,5	900,4	866,6	832,4	798,0	760,0
Methan (CH ₄)	120,9	88,8	69,5	59,4	55,2	53,8
Lachgas (N ₂ O)	64,1	42,7	43,0	36,4	37,7	35,6
HFC's	5,9	8,2	10,1	10,8	11,3	} 16,2
PFC's	3,1	1,0	0,9	0,4	0,2	
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	4,4	4,1	3,3	3,2	4,2	
Stickstofftrifluorid (NF ₃)**	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	
Gesamtemissionen	1.251,0	1.045,2	993,3	942,5	906,6	865,6
Kohlendioxid-Emissionen	Mio. t					
Energie	989,6	839,9	811,8	783,8	747,9	710,1
<i>aus Verfeuerung von Brennstoffen</i>	<i>985,6</i>	<i>836,8</i>	<i>808,8</i>	<i>781,9</i>	<i>745,5</i>	<i>707,7</i>
Mineralöle	318,9	317,2	288,0	259,4	259,3	246,7
Erdgas u. Grubengas	116,9	158,4	165,1	176,0	173,7	165,6
Steinkohlen	202,1	178,7	164,8	159,4	124,0	110,6
Braunkohlen	339,4	170,4	176,3	166,6	165,3	161,6
Sonstige	8,2	11,9	14,5	19,6	23,3	23,2
<i>diffuse (flüchtige) Emissionen</i>	<i>4,1</i>	<i>3,3</i>	<i>3,2</i>	<i>2,8</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>
Industrie	59,7	57,7	52,5	46,3	47,1	46,9
Mineralische Produkte	23,5	23,4	20,3	19,2	20,2	20,3
Chemische Industrie	8,1	8,4	8,7	8,3	5,6	5,6
Herstellung von Metall	25,1	23,5	21,1	16,4	19,2	18,9
Nichtenerg. Prod. aus Brennstoffen	3,0	2,4	2,3	2,4	2,2	2,1
Landwirtschaft***	3,2	2,8	2,3	2,3	2,9	2,9
Gesamtsumme****	1.052,5	900,4	866,6	832,4	798,0	760,0
Kohlendioxid-Emissionen	Mio. t					
Emissionshandelssektor*****	**	**	474,0	454,8	437,6	*
darunter:						
Energiewirtschaft	**	**	379,0	357,2	311,7	*
Industrie	**	**	95,0	97,6	125,9	*
Nicht-Emissionshandelssektor	**	**	392,6	377,6	360,4	*
darunter:						
Verkehr	161,7	180,5	159,8	152,6	166,2	161,3
Private Haushalte	128,6	117,8	111,0	105,5	91,8	81,3
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	64,1	45,5	40,0	40,0	38,1	*
Sonstiges*****	**	**	81,8	79,5	64,3	*
Gesamtsumme	1.052,5	900,4	866,6	832,4	798,0	760,0

* Bei Redaktionsschluss noch keine Angabe verfügbar.

** Europäischer Emissionshandel ab 2005

*** Die CO₂-Emissionen aus der Landwirtschaft beinhalten Emissionen aus der Kalkung von Böden und der Harnstoffanwendung.

**** Gesamtemission ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

***** Ab 2007 einschließlich Anlagen in der chemischen Industrie und „Weiterverarbeitung von Stahl“.

***** Auch Industrieanlagen und Energieumwandlung außerhalb des Emissionshandels (z. B. Anlagen FWL unter 20 MW).

Quellen: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990 – 2017, EU-Submission, Stand Januar 2019; DEHSt, Auswertung der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007; VET-Bericht 2010 und VET-Bericht 2017, Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2017, Mai 2018; für 2018: Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 4. April 2019; <https://www.umweltbundesamt.de/galerie/grafiken-tabellen-zur-klimabilanz-2018>

im Jahr 1990 um 30,8 % auf 866 Mio. t CO₂-Äquivalente verringert.

Energiesteuern und andere Belastungen

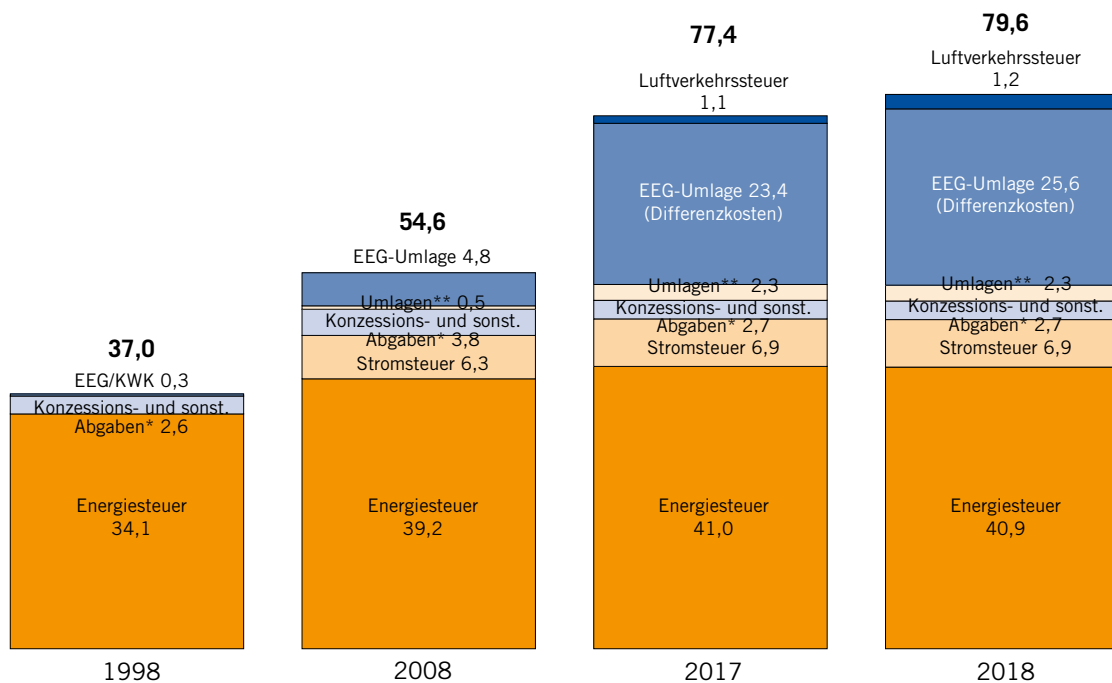
Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2018 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 48.927 Mio. € und damit 160 Mio. € weniger als 2017. Davon entfielen 2018 mit 36.754 Mio. € rund 75 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 3.082 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas – insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1.046 Mio. €. Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6.858 Mio. € ermittelt worden. Aus der Erhebung der Luftverkehrssteuer erzielte der Bund 2018 Einnahmen von 1.187 Millionen €. Das tatsächliche kassenmäßige Istaufkommen war wegen der erforderlichen Rückzahlung der in den Vorjahren vereinnahmten Kernbrennstoffsteuer 2017 um 7.262 Mio. € und 2018 um 372 Tausend € niedriger.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Diesellokraftstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2018 ein Steueranteil am Produktpreis von 61 % (Superbenzin) bzw. 52 % (Diesellokraftstoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2018 auf 25 %.

Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben (Erdgassteuer von 0,55 ct/kWh, Konzessionsabgabe von 0,08 ct/kWh und Mehrwertsteuer von 0,97 ct/kWh) am Haushaltskundenpreis 2018 bei 26,4 %.

Vom Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum

Abbildung 4.12: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2018
in Mrd. Euro

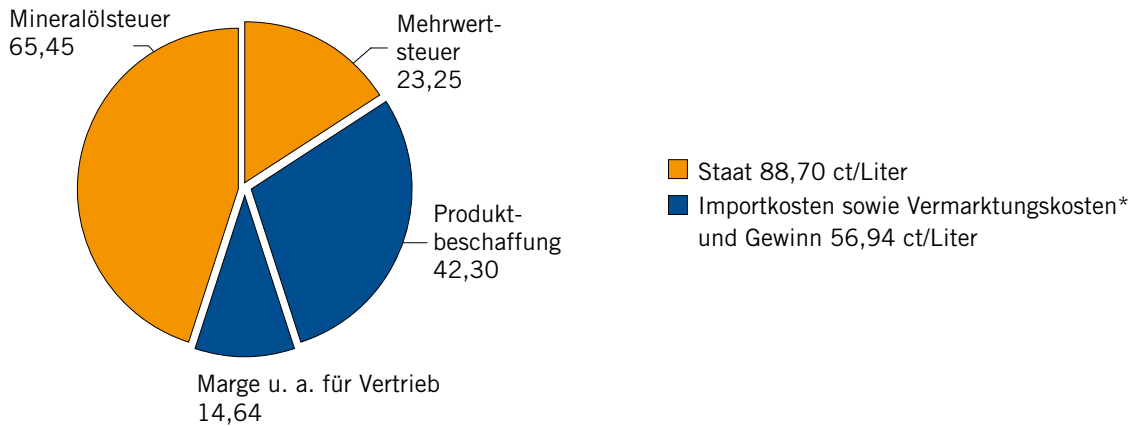


* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 2,0 Mrd. € im Jahr 1998, 2,17 Mrd. € im Jahr 2008 und 2,15 Mrd. € jeweils in den Jahren 2017 und 2018; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2015: 0,361 Mrd. € und 2017: 0,249 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09, 0,281 Mrd. € im Haushaltsjahr 2016/17 und 0,290 Mrd. € im Haushaltsjahr 2017/18 (ohne MWSt).

** KWK G, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

Abbildung 4.13: Benzinpreis 2018: Staatsanteil von 61 %

Durchschnittspreis Superbenzin: 145,64 ct/Liter

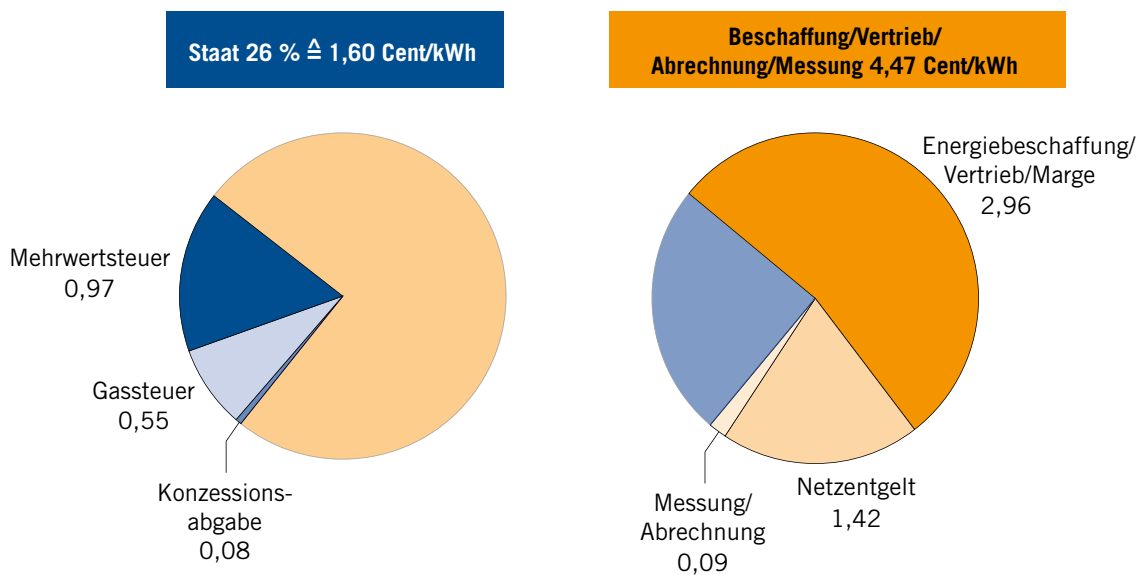


* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Biokomponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2019

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 4.14: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2018

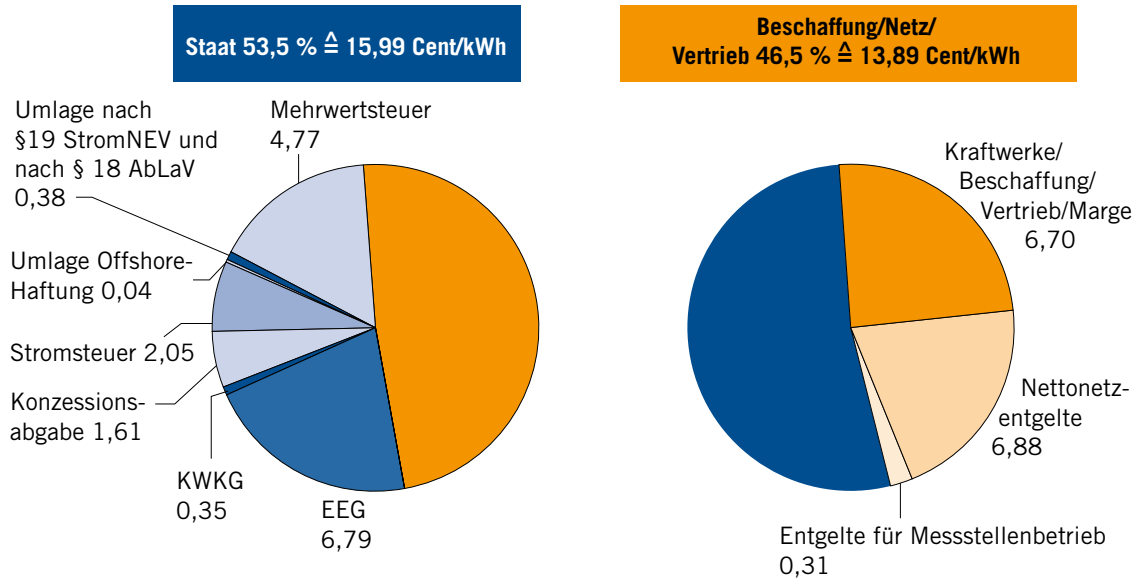
(6,07 Cent/kWh)



Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall zwischen 5.556 kWh und 55.596 kWh im Jahr zum 1. April 2018

Quelle: Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2018, S. 447

Abbildung 4.15: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2018
(29,88 ct/kWh)



Mengengewichteter Mittelwert über alle Vertragskategorien bei einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2018

Quelle: Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2018, S. 279

1. April 2018 mit durchschnittlich 29,88 ct/kWh (1. April 2017: 29,86 ct/kWh) beziffert wird (mengengewichtetes Preisniveau über alle Vertragskategorien in ct/kWh), entfielen 2018 rund 53,5 % auf Steuern sowie staatliche induzierte Abgaben und Umlagen.

4.2 Ausbau E-Mobilität in Deutschland – Netzanschluss

- Bis zum Stichtag 1. Dezember 2018 wurden in Deutschland 124.316 Elektrofahrzeuge zugelassen
- Mit über 16.100 Ladepunkten wird die Empfehlung der EU-Kommission bei aktuellen Zulassungszahlen noch übertroffen
- Netzengpässe durch die Elektromobilität sind vor allem ein lokales Problem

Die in Brüssel im Dezember 2018 verabschiedete Verordnung zu Flottenemissionen von PKW und leichten Nutzfahrzeugen verlangt eine Senkung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neufahrzeuge bis 2025 um 15 % sowie bis 2030 um 37,5 % für PKW und 31 % für leichte Nutzfahrzeuge. Das ist nach Aussage europäischer Kraftfahrzeughersteller nur über signifikante Anteile von Elektrofahrzeugen an Neuzulassungen zu erreichen, denn diese werden als Nullemissionsfahrzeuge gezählt. Konsequenterweise wird Elektromobilität in den nächsten Jahren deutlich an Bedeutung gewinnen (müssen) und einen Teil der Verkehrswende darstellen. Für die Verbreitung der Elektromobilität ist wichtig, dass die infrastrukturellen Voraussetzungen synchron zum Ausbau der Elektromobilität selbst entwickelt werden. So ist neben einer gut ausgebauten Ladeinfrastruktur auch ein leistungsstarkes Stromnetz erforderlich.

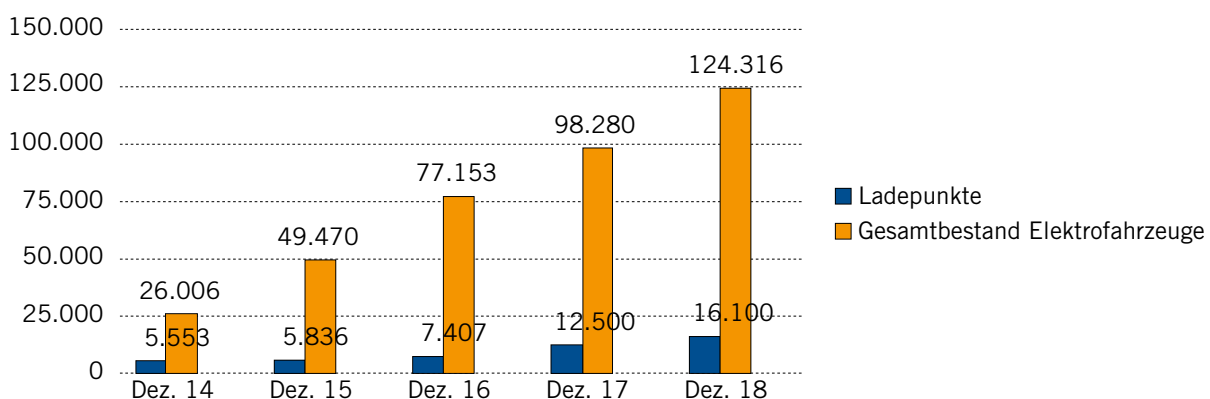
Bis zum Stichtag 1. Dezember 2018 wurden in Deutschland 124.316 Elektrofahrzeuge zugelassen. Im Vergleich dazu waren es zum 1. Januar 2018 noch 98.280 Elektrofahrzeuge. Dies entspricht einem Zuwachs von über 26 %. Der deutsche Markt wies somit auch in diesem Jahr eine hohe Dynamik auf. Doch trotz des hohen Anstiegs ist das Ziel von 1 Million Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2020 auf deutschen Straßen für die Automobilindustrie kaum noch zu erreichen.

Die Energiewirtschaft ist dabei ein wichtiger Partner zur Ermöglichung der Elektromobilität. Sie ist mitverantwortlich dafür, zukünftig eine verlässliche, bedarfsgerechte und kundenfreundliche Ladeinfrastruktur bereitzustellen. Die der EU-Kommission empfiehlt, dass eine Ladepunkt für 10 Elektrofahrzeuge bereitstehen soll. Die ehemalige Nationale Plattform Elektromobilität hat, für Normalladepunkte (AC) ein Verhältnis von 1:14 und für Schnellladesäulen ein Verhältnis von 1:140 als bedarfsgerecht angesehen. Aktuell (Stand Dezember 2018) sind rund 16.100 öffentliche und teilöffentliche Ladepunkte erfasst – davon 12 % Schnelllader (ab einer Ladeleistung von 22 kW). Ende Juli 2018 waren es noch rund 13.500 Ladepunkte. Das entspricht einem Zuwachs von 20 % innerhalb von fünf Monaten.

Nach Auffassung der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) ist die Installation von 70.000 Wechselstrom-Ladepunkten und 7.100 Gleichstrom-Ladepunkten im öffentlichen und teilöffentlichen Bereich notwendig, um eine Million Elektrofahrzeuge zu versorgen. Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) geht aktuell davon aus, dass das Ziel von einer Million Elektrofahrzeuge im Jahr 2022 erreicht wird.

Mit über 16.100 Ladepunkten (davon 12 % Schnelllader) wird die Empfehlung der EU-Kommission bei aktuellen Zulassungszahlen noch übertroffen.




Abbildung 4.16: Anzahl Elektrofahrzeuge und öffentlich zugänglicher Ladepunkte



Quelle: BDEW-Erhebung Ladeinfrastruktur, Zulassungszahlen KBA/VDA

Abbildung 4.17: Fahrzeugseitige Steckvorrichtungen für das Normal- und Schnellladen an öffentlich zugänglichen Ladepunkten

Definition gemäß der EU-Richtlinie

AC-Normal-laden	≤ 22 kW	Lade-schnittstelle Typ 2	
AC-Schnell-laden	> 22 kW	Lade-schnittstelle Typ 2	
DC-Schnell-laden	> 22 kW	Lade-schnittstelle Combo 2	

Quelle: Der technische Leitfaden – Ladeinfrastruktur Elektromobilität

Doch neben dem Voranschreiten des Ausbaus der öffentlichen Ladeinfrastruktur werden vor allem auf privaten Grundstücken und in Wohngebäuden Ladeeinrichtungen benötigt. Denn rund 80 % der Ladevorgänge werden im privaten Bereich stattfinden, vor allem in heimischen Garagen. So sind im Jahr 2025 nach Berechnungen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) für den Hochlauf der Elektromobilität 2,4 bis 3,5 Millionen private Ladepunkte erforderlich.

Netzintegration der Elektromobilität

Aufgrund der aktuell relativ geringen Anzahl an Elektrofahrzeugen sind die Auswirkungen der Elektromobilität auf das deutsche Stromnetz heute noch begrenzt. Bei weiterer Verbreitung der Elektrofahrzeuge auf den deutschen Straßen kommt es jedoch zu einer veränderten Belastung des Stromnetzes. Denn Elektrofahrzeuge besitzen im Gegensatz zu anderen elektrischen Verbrauchern eine vergleichsweise hohe Leistung, verknüpft mit einer langen Ladedauer.

Speziell bei besonders großen Leistungen und lokalen Häufungen von Ladevorgängen können Netzengpässe bereits bei geringen Durchdringungsgraden von Elektrofahrzeugen im Verteilnetz die Folge sein. Durch intelligentes Lastmanagement kann die Belastung des Strom-

netzes deutlich verringert werden. Gerade in großen Liegenschaften kann ein Lastmanagement zur Reduzierung von kostenintensiven Lastspitzen eingesetzt werden. Dadurch kann die Überlastung des Netzanschlusses aufgrund von mehreren gleichzeitig ablaufenden Ladevorgängen oder eine Überdimensionierung des Netzanschlusses vermieden werden.

Es zeigt sich, dass beim Großteil der Studien, die Szenarien mit netzdienlicher Steuerung untersuchen, ein vergleichsweise geringerer Anstieg der Netzbelastung ausgewiesen wird. Hier gelingt durch die Steuerung eine Verschiebung der Ladung in Zeitbereiche geringerer Netzauslastung, also eine Begrenzung der Gleichzeitigkeit – für diesen Verlust der Ladeautonomie/BEV-Nutzbarkeit müsste der Kunde vermutlich durch eine geeignete Ausgestaltung der Netzentgelte oder der Netznutzungsbedingungen angereizt werden. Auch bei Durchdringungsraten deutlich über 20 % weisen einige Szenarien mit netzdienlicher Steuerung nur einen geringfügigen Anstieg der Netzbelastung aus. Ab einer Durchdringung von 30 % treten in einem Großteil der Szenarien mit netzdienlicher Steuerung dennoch Netzüberlastungen auf.

In Bezug auf die Investitionskosten für den Netzausbau, um eine Überbelastung der Netze zu vermeiden, zeigt sich ein erhöhter Investitionsbedarf vor allem in halbstädtischen Netzen. In den auf hohe Auslastungen ausgelegten städtischen Netzen sowie in den teilweise für die EE-Integration massiv verstärkten ländlichen Netzen ist der Bedarf hingegen geringer.

Um einen besseren Einblick in die komplexen lokalen Herausforderungen der E-Mobilität zu erhalten, bieten sich Feldversuche in realen Verteilnetzen an. Ein solcher Feldversuch ist die „E-Mobility-Allee“ der Netze BW in Ostfildern (Landkreis Stuttgart). Hier wurden 10 Haushalte in einer Straße mit 11 Elektrofahrzeugen ausgestattet. Mit Beginn am 30. Juni 2018 wird das Vorhaben etwa ein Jahr dauern. Die „E-Mobility-Allee“ ist faktisch ein Netzlabor, in dem gemeinsam mit Kunden erforscht werden soll, wie kundenfreundliche und netzkompatible Ladelösungen aussehen können. Den Kunden soll jederzeit die Möglichkeit zum Laden gewährleistet werden; während gleichzeitig weiterhin jederzeit die Stromversorgung sichergestellt werden soll. Erforscht werden zudem Speicherlösungen, ein Lademanagement zur Reduzierung der Netzbelastung sowie das konkrete Nutzungsverhalten der Kunden.

4.3 Ein deutsches LNG-Importterminal im Kontext der Energie- und Klimapolitik

- **Die Bundesregierung will Deutschland zum Standort für LNG-Infrastruktur machen.**
- **Verschiedene Projekte zur Errichtung eines LNG-Importterminals streben eine Investitionsentscheidung im Jahr 2019 an.**
- **Ein LNG-Importterminal trägt zur Erhöhung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei.**
- **Perspektivisch könnte LNG aus CO₂-neutraler Herstellung importiert werden.**

Lange war LNG (Liquefied Natural Gas), zu Deutsch verflüssigtes Erdgas, in Deutschland kein großes Thema. Der deutsche Gasmarkt zeichnete sich bislang durch eine gute Versorgungslage mit Erdgasimporten über Transportleitungen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden sowie einen zunehmend liquiden Handel an den Hubs NCG und Gaspool aus. Erste Bestrebungen zum Bau eines LNG-Importterminals am Standort Wilhelmshaven wurden bereits in den frühen 1970er Jahren von der Ruhrgas AG unternommen. Seitdem wurden Investitionen in LNG-Importinfrastruktur immer wieder geprüft, aber eine finale Investitionsentscheidung für den Bau einer solchen Anlage in Deutschland wurde bisher nicht getroffen. Deutsche Unternehmen beteiligten sich jedoch

z. B. über langfristige Kapazitätsbuchungen an Terminals in anderen europäischen Ländern am LNG-Geschäft.

In dem im März 2018 verabschiedeten Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD wurde für die aktuelle Legislaturperiode das Ziel erklärt, Deutschland zum Standort für LNG-Infrastruktur zu machen. Im Zuge dessen nahm die Diskussion um den Bau eines LNG-Importterminals in Deutschland wieder an Fahrt auf. Dies ist ein Anlass näher zu beleuchten, welche Rolle ein LNG-Importterminal im deutschen Markt wahrnehmen kann – auch vor dem Hintergrund der Energiewende und der Erreichung der Klimaziele Deutschlands.

Abbildung 4.18: Konventionelle LNG-Importterminals in der EU



Quelle: TEAM CONSULT Illustration

Tabelle 4.3: LNG-Kennzahlen der EU-Länder mit konventionellen Importterminals

Land	Anzahl Terminals in Betrieb	Installierte Nennkapazität in Mrd. m ³ /a	Hauptlieferant 2018	Durchschnittlicher Inlandsgasverbrauch 2012–2016 in Mrd. m ³ /a
Belgien	1	9,00	Katar	17,30
Frankreich	4	34,30	Algerien	40,67
Griechenland	1	5,00	Algerien	3,65
Italien	3	15,10	Katar	69,07
Litauen	1	4,00	Norwegen	2,64
Niederlande	1	12,00	Russland	42,78
Polen	1	5,00	Katar	18,27
Portugal	1	7,60	Nigeria	4,53
Spanien	6	61,90	Nigeria	28,92
Vereinigtes Königreich	3	48,10	Katar	75,90

Quellen: GIIGNL 2018, Eurostat, IEA, TEAM CONSULT Analyse

Grundlagen LNG

LNG ist verflüssigtes Erdgas. Durch die Abkühlung auf -162 °C wird Erdgas flüssig und weist in diesem Zustand nur noch ein 600stel seines Volumens im gasförmigen Zustand auf. Damit kann es mit speziellen Tankschiffen über die Weltmeere transportiert werden. Der internationale Handel mit LNG begann in den 1960er Jahren und im Jahr 2018 wurde ein Handelsrekord von rund 314 Millionen Tonnen LNG¹ erreicht. Rund 13 % der Handelsvolumen wurden in die EU importiert. Die Hauptlieferanten nach Europa waren bisher Katar, Algerien und Nigeria.

→ Der internationale Handel mit LNG hat in letzten Jahren kontinuierlich zugenommen

Die weltweite Verflüssigungskapazität beträgt rund 400 Millionen Tonnen LNG pro Jahr. Bis Ende 2022 sollen nach derzeitigen Planungen weitere Kapazitäten in Höhe von rund 50 Millionen Tonnen pro Jahr in Betrieb gehen. Die derzeit größten Lieferanten von LNG sind Katar und Australien. Seit 2016 sind die USA zu einem weiteren Hauptakteur unter den insgesamt 20 Exportländern geworden. Eine Vielzahl der noch im Bau befindlichen Kapazitäten liegt an der Ostküste der USA. Mit der Inbetriebnahme der drei Produktionszüge von Yamal LNG

¹ Eine Million Tonnen LNG pro Jahr entsprechen etwa 1,3 Milliarden Kubikmetern Gas bzw. 14 TWh pro Jahr. Dies entspricht knapp unter 2 % des jährlichen Gasverbrauchs in Deutschland.

verfügt auch Russland über Verflüssigungskapazitäten in der Nähe zu Europa. Mit dem geplanten Zubau weiterer Verflüssigungskapazitäten in Katar bis Mitte der 2020er Jahre wird sich die Verfügbarkeit von LNG im Einzugsbereich der EU weiter erhöhen.

Zum Bezug von LNG wird ein Importterminal benötigt, an welchem LNG-Tanker anlanden können. Die Hauptaufgabe der Anlage ist dann das Entladen und Speichern von LNG, sowie die Regasifizierung und anschließende Abgabe des Erdgases ins Transportnetz. Diese Aufgabe wird in der Regel von Importterminals übernommen, die eine jährliche Durchsatzkapazität von über einer Million Tonnen LNG haben. Diese Anlagen werden auch als konventionelle oder large-scale (großskalige) Importterminals bezeichnet und stehen im Fokus dieses Beitrags. Davon zu unterscheiden ist kleinskalige (small-scale) Importinfrastruktur², welche vor allem in den nordeuropäischen Ländern genutzt wird.

→ Zehn EU-Mitgliedsstaaten verfügen bereits über LNG-Importinfrastruktur

In der EU gibt es derzeit 22 in Betrieb befindliche konventionelle Terminals mit einer Kapazität von rund 200 Milliarden Kubikmeter (entspricht ca. 150 Millionen Ton-

² Die International Gas Union definiert als small-scale Verflüssigungsanlagen mit einer Durchsatzkapazität kleiner 0,5 Mio. Tonnen LNG pro Jahr, Importterminals mit einer Kapazität kleiner 1 Mio. Tonnen LNG pro Jahr und LNG-Tanker mit einem Volumen kleiner 60.000 Kubikmeter.

nen LNG), die sich auf zehn Mitgliedsstaaten verteilen. In Nordwesteuropa verfügt Großbritannien mit drei Terminals über die höchste Importkapazität, gefolgt von Frankreich mit vier Terminals. Die Niederlande und Belgien haben jeweils ein Terminal.

Funktionen eines LNG-Importterminals

Ein LNG-Importterminal kann verschiedene Funktionen erfüllen. Die wichtigsten Funktionen – die Versorgungsfunktion, die Diversifizierungsfunktion und die Flexibilität-funktion – tragen zur Erhöhung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit eines Landes mit Gas bei und werden im Folgenden erläutert.

Ein LNG-Importterminal trägt zur Erhöhung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei

Als Versorgungsfunktion wird die (stetige) Versorgung eines Landes mit LNG bezeichnet, ähnlich zur Funktion einer Import-Pipeline. Über weite Entfernungen wird Erdgas in das jeweilige Marktgebiet transportiert, um dort die Nachfrage zu decken – vor allem, wenn einheimische Produktion und Importe über Pipelines nicht zur Deckung der Nachfrage ausreichen.

Mit der Diversifizierungsfunktion ist die Ausweitung des Kreises möglicher Lieferanten und Lieferquellen gemeint. Ein LNG-Terminal ermöglicht eine Diversifizierung dadurch, dass es ein Versorgungsgebiet mit Lieferquellen verbinden kann, die nicht über eine Transportleitung angebunden werden können. LNG ermöglicht eine Diversifizierung im Hinblick auf Produktionsquellen, Transportrouten, Lieferanten, Anlieferpunkte ins jeweilige Marktgebiet und Technologien. Die Diversifizierung im Hinblick auf Lieferanten wirkt sich positiv auf den Wettbewerb im Markt aus, wodurch ein LNG-Importterminal vor allem für Länder mit einer hohen Importabhängigkeit von sehr wenigen Lieferanten interessant wird.

Die Flexibilität-funktion von LNG besteht in der Möglichkeit, durch das Vorhalten der Importkapazität kurz- und mittelfristig das Gasangebot zu erhöhen. Ein LNG-Importterminal kann somit als Puffer zwischen Versorgung und flexibler Nachfrage agieren und bei der Sicherstellung eines jahreszeitlich bedingten Bedarfsausgleichs unterstützen. Es kann damit die Aufgabe eines konventionellen Erdgasspeichers übernehmen, was vor allem für Länder ohne Untergrundspeicher relevant ist. Diese Funkti-

on ist einer der Gründe, warum die Nennkapazität von LNG-Importterminals weltweit nur zu einem geringen Teil ausgelastet wird und deutlich unter der Auslastung von Export-Terminals liegt, die aus wirtschaftlichen Gründen nahe an ihrer Nennkapazität betrieben werden müssen.

Funktionen eines LNG-Importterminals in Deutschland

Für ein deutsches LNG-Importterminal werden Kapazitäten von acht bis zwölf Milliarden Kubikmeter in Betracht gezogen. Eine installierte Nennkapazität von etwa zehn Milliarden Kubikmeter pro Jahr entspräche etwa 12 % des durchschnittlichen deutschen Jahresverbrauchs der Jahre 2012-2016 von etwa 84 Milliarden Kubikmeter. Die tatsächlichen Importe über ein LNG-Terminal nach Deutschland werden, wie bei anderen Importterminals auch, jedoch unter der letztlich installierten Nennkapazität liegen. Dennoch können damit die bisher gut diversifizierte Bezugsbasis ergänzt und künftige Lieferrückgänge kompensiert werden.

Aufgrund der rückläufigen inländischen Förderung seit den frühen 2000er Jahren, stammen bereits heute rund 95 % des Erdgasaufkommens in Deutschland aus Importen über Transportleitungen. Die Hauptlieferanten von Erdgas sind Russland, Norwegen und die Niederlande.

Ein LNG-Importterminal erweitert den Kreis der potenziellen Bezugsquellen

Aufgrund des Rückgangs der niederländischen L-Gasreserven wird in Deutschland bereits seit 2015 die L-Gas-Infrastruktur auf H-Gas umgestellt. Anhaltende seismische Aktivitäten in der Region Groningen haben dazu geführt, dass die schrittweise Reduzierung der Förderung im Vergleich zu früheren Planungen noch beschleunigt wird und die Förderung 2030 eingestellt werden soll. Hinsichtlich der norwegischen Gasverkäufe gehen die Prognosen des Norwegian Petroleum Directorate bis Mitte der 2020er Jahre von annähernd konstanten Mengen aus. In die Prognosen für spätere Zeiträume fließen Mengen aus vermuteten, aber bisher unentdeckten Vorkommen ein. Nur im besten Fall und bei entsprechenden Investitionen geht die norwegische Regierung davon aus, dass die Gasexporte bis 2035 auf etwa dem heutigen Niveau gehalten werden können. Für die Erdgasproduktion in Russland wird dagegen erwartet, dass diese bis 2040 stetig wächst und das Land unter den derzeitigen

Lieferländern als Einziges seine Lieferungen langfristig auf konstantem Niveau aufrechterhalten oder sogar ausbauen kann.

Neben einer konstanten Versorgung mit Erdgas und dem Ausgleich entfallender Versorgungsquellen kann ein deutsches LNG-Importterminal den Kreis der potenziellen Bezugsquellen deutlich erweitern. Regasifiziertes und ins Transportnetz gespeistes LNG kann zurückgehende Lieferungen aus den nordwesteuropäischen Bezugsquellen am nahezu gleichen Ort, einem Anlandepunkt in Nordwestdeutschland, ersetzen. Darüber hinaus kann das LNG auch direkt, d.h. in flüssiger Form weiter vermarktet werden.

Die Flexibilitätsfunktion von LNG-Importterminals zählt nicht zu den primären Gründen für den Bau eines deutschen Importterminals. In Deutschland gibt es Erdgasspeicherkapazitäten, die für den Flexibilitätsbedarf in Deutschland ausreichend sind. Die Flexibilitätsfunktion ist somit eine Zusatzfunktion, die jedoch in angespannten Versorgungssituationen, z. B. bei ungeplanten Lieferausfällen oder einer langanhaltenden Kälteperiode durch flexible Lieferungen von LNG zur Entspannung der Lage beitragen kann.

Projekte in Deutschland

Die potenzielle Rolle eines LNG-Terminals in Deutschland begründet auch das Interesse privater Investoren am Bau einer solchen Anlage. Momentan sind mit Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven drei Standorte im Rennen um die Errichtung eines Terminals in Deutschland. In Stade ist ein landbasiertes Terminal (Onshore-Terminal) mit einer Kapazität von vier Milliarden Kubikmeter in der ersten Ausbaustufe im Gespräch, welches in zwei weiteren Stufen bis zu zwölf Milliarden Kubikmeter ausgebaut werden könnte. Das geplante Onshore-Terminal in Brunsbüttel soll eine Kapazität von acht Milliarden Kubikmeter haben. Am Standort Wilhelmshaven wird eine schwimmende Anlage (Offshore-Terminal, FSRU) mit einer Kapazität von zehn Milliarden Kubikmeter geplant.

Neben diesen Vorhaben gibt es auch konkrete Pläne für ein Terminal in Rostock mit einer Durchsatzkapazität von 0,3 Millionen Tonnen LNG pro Jahr (entspricht rund 400 Millionen Kubikmeter Erdgas), das ausschließlich für den Weitervertrieb in flüssiger Form genutzt werden soll. Eine Anbindung an das Gasnetz wird es nicht geben.

Zusätzliche Terminaldienstleistungen und small-scale LNG

Neben der Regasifizierung und der Abgabe des Erdgases ins anschließende Transportleitungsnetz bieten LNG-Importterminals in den letzten Jahren zunehmend weitere Dienstleistungen an, um die Terminalauslastung zu erhöhen. Dazu zählen z. B. der direkte Transfer von einem Tanker auf einen anderen Tanker (Transshipment), das Rückverladen bereits entladene LNG auf Tanker für den Re-Export (Reloadings) sowie Abkühlungs- und Begasungsdienstleistungen. Zudem kann die Integration mit Prozessen von Industrieunternehmen erfolgen. Kälteleistung, die bei der Regasifizierung von LNG an die Umwelt verloren gehen würde, kann für die Fernkälteversorgung von Industriestandorten genutzt werden.

Das Beladen von Bunkerschiffen zur Betankung von Schiffen, die LNG als Antriebsstoff nutzen und das Beladen von Lkw, die das LNG in kleineren Mengen weitertransportieren gehören ebenfalls zum Portfolio der Terminaldienstleistungen und fallen unter den Begriff small-scale LNG. Ende 2017 befanden sich 75 % der Anlagen zur Umladung von LNG auf Schiffe oder Lkw in Ländern, die über große Regasifizierungsterminals verfügen.

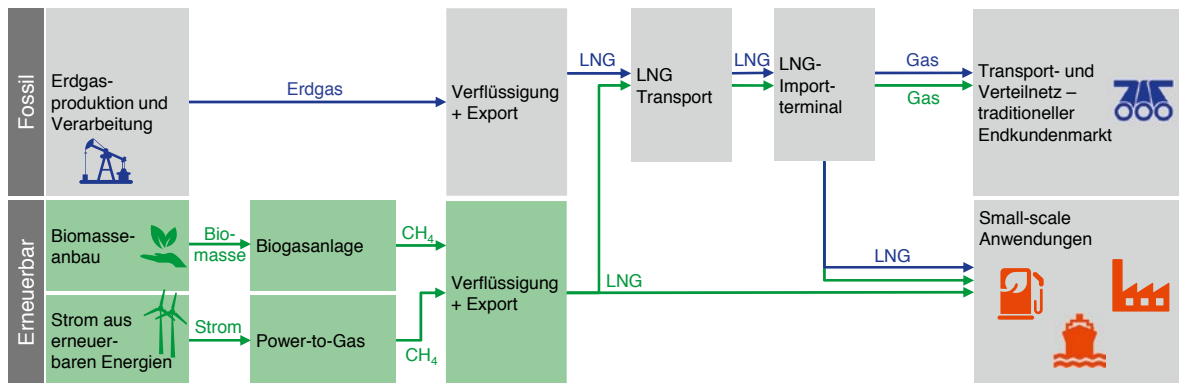
LNG zur Erreichung der Klimaziele?

Die Weiterverteilung von LNG per Schiff oder Lkw ist Voraussetzung für die Nutzung von LNG als Kraftstoff im Schiffs- und Straßenverkehr.

→ Die Weiterverteilung von LNG per Schiff oder Lkw ist Voraussetzung für die Nutzung von LNG als Kraftstoff

Verflüssigtes Erdgas zur Betankung von Schiffen ist eine umweltschonendere Alternative zum Einsatz von herkömmlichem Schweröl. Untersuchungen zufolge reduzieren sich Stickoxid- und CO₂-Emissionen, Rußpartikel und Schwefeldioxide entfallen fast gänzlich und auch in punkto Lärmbelastung weist LNG als Treibstoff im Schiffsverkehr Vorteile auf. Zudem erfüllt der LNG-Antrieb die verschärften Grenzwerte in Schwefelemissions-Überwachungsgebieten (SECA) für die Schifffahrt im Nord- und Ostseeraum. Im internationalen Schiffsverkehr kann LNG ebenfalls eine wachsende Rolle haben, wenn ab Januar 2020 für den Schwefelgehalt in Schiffskraftstoffen weltweit engere Grenzwerte gelten. Die Schifffahrt hat damit

Abbildung 4.19: LNG-Wertschöpfungskette



Quelle: Team Consult Illustration

das Potenzial, zu einem Vorreiter der LNG-Nutzung im Verkehrssektor zu werden.

Der Einsatz von LNG als Kraftstoff für schwere Lkw im Straßenverkehr weist im Vergleich zum Einsatz von Diesel ebenfalls Vorteile hinsichtlich der Schadstoffemissionen auf. Durch die im Vergleich zur Batterie hohe Energiedichte von LNG können Reichweiten erzielt werden, die bisher von Elektroantrieben nicht erreicht werden bzw. mit langen Ladezeiten verbunden sind. Im europäischen Ausland wird LNG bereits im Straßengüterverkehr genutzt. In Deutschland gibt es derzeit drei LNG-Tankstellen und etwa 50 LNG-Lkw. Die Einführung von LNG als Kraftstoff wird in Deutschland derzeit durch Förderzuschüsse bei der Anschaffung und durch die Befreiung von der Maut bis Ende 2020 unterstützt. Ein Einsatz von LNG als Kraftstoff in Pkw ist hingegen aufgrund von Verdampfungsverlusten bei längeren Standzeiten kaum zu realisieren.

Langfristig wird es zur Erreichung der Klimaziele nicht genügen, allein konventionelles LNG als Kraftstoff einzusetzen. LNG muss „grün“ werden. Dies kann durch die Nutzung von Power-to-Gas-Verfahren zur Herstellung von „synthetischem LNG“ und Biomethan zur Herstellung von „Bio-LNG“ erzielt werden. Bei Power-to-Gas Verfahren (P-t-G-Verfahren) wird synthetisches Methan aus erneuerbarem Strom aus Wind- oder Sonnenenergie, Wasser und CO₂ hergestellt³ und anschließend verflüssigt. Durch Umwandlung von Energiepflanzen und organischen Abfällen in Biomethan und anschließende Ver-

flüssigung entsteht „Bio-LNG“. Bei beiden Verfahren entsteht LNG, dessen Verwendung CO₂-neutral ist – es wird jeweils nur so viel CO₂ in die Atmosphäre freigesetzt, wie zuvor zur Erzeugung von Bio-LNG bzw. synthetischem LNG entnommen wurde.

➔ „Erneuerbares LNG“ kann über ein LNG-Importterminal aus potenziellen Exportregionen direkt nach Deutschland importiert werden

Studien gehen davon aus, dass synthetische Energieträger aus Power-to-X-Verfahren ein Bestandteil der globalen Transformation der Energiesysteme sein werden. Deutschland ist als Importeur von synthetischem Methan oder Biomethan gut platziert, da die existierende Infrastruktur für Transport, Verteilung und Speicherung von Erdgas bereits umfangreich ausgebaut ist und ohne große Änderungen oder Umstellungen genutzt werden kann. Dies gilt auch für die Einrichtungen auf der Verbrauchsseite.

Das Potenzial zur Produktion von synthetischem Gas ist in Deutschland aufgrund der geografischen Gegebenheiten eher gering. Es gibt jedoch eine ganze Reihe von Ländern, die das Potenzial haben, synthetisches Gas mittels Power-to-Gas-Technologie in großem Maßstab zu realisieren. Diese Länder sind aber, außer im Fall von Russland und Norwegen, nicht über Transportleitungen an den deutschen Markt angebunden. Über ein LNG-Importterminal könnte „erneuerbares LNG“ aus potenziellen Exportregionen direkt in den deutschen Markt importiert werden.

³ Durch Elektrolyse wird Wasser unter Verwendung erneuerbaren Stroms in seine elementaren Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten und anschließend der Wasserstoff durch Synthese mit CO₂ in Methan umgewandelt.

Erdgas und LNG im Rahmen der Energie- und Klimapolitik Deutschlands und Europas

Die Bundesregierung sieht im Energieträger Erdgas eine vielseitige Energiequelle, die in den nächsten Jahrzehnten ihren Beitrag beim Umbau der Energieversorgung in Deutschland leisten wird. Neben dem wichtigsten Einsatzgebiet im Wärmemarkt wird Erdgas als Brücke von fossilen zu erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung sowie durch den Einsatz als Kraftstoff als Mittel zur Reduktion der CO₂-Emissionen des Verkehrs gesehen. Neben dem erklärten Ziel der Bundesregierung, Deutschland zum Standort für LNG-Infrastruktur zu machen, sollen technologieoffene Initiativen zugunsten alternativer Antriebe und Energien in der Schifffahrt und in den Häfen (LNG, Wasserstoff/Brennstoffzelle, Methanol, Elektromobilität) verstärkt und verstetigt werden. Es wird allerdings auch die Notwendigkeit gesehen, den CO₂-Ausstoß durch die Verbrennung von Erdgas durch synthetisches Methan oder synthetische Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom oder Biogas weiter zu reduzieren.

→ Erdgas ist eine vielseitige Energiequelle, die in den nächsten Jahrzehnten ihren Beitrag beim Umbau der Energieversorgung in Deutschland leisten wird

Vor dem Hintergrund des Rückgangs der Förderung in Europa, geht die Bundesregierung davon aus, dass die Gasimporte der EU-Mitgliedstaaten steigen werden. Der Import von LNG direkt nach Deutschland wird daher als Möglichkeit zur Diversifizierung des Erdgasangebots sowie zur Erhöhung der Versorgungssicherheit gesehen. Der Bundesregierung ist der marktwirtschaftliche Ausbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland ein wichtiges Anliegen. Untermuert wurde dies mit dem Beschluss einer Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland im März 2019. Im Fall einer Zustimmung durch den Bundesrat stellen Änderungen an der Gasnetzzugangsverordnung sicher, dass die Anbindung von LNG-Importterminals an das Fernleitungsnetz und der Bau entsprechender Leitungen von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt werden und die Refinanzierung der Kosten zu 90 % über die Netzentgelte erfolgt. Damit wird das Ziel verfolgt, die Investitionsbedingungen für LNG-Terminals zu verbessern.

→ Der marktwirtschaftliche Ausbau der deutschen LNG-Infrastruktur ist ein wichtiges Anliegen der Bundesregierung

Die Sicht der Bundesregierung auf Gas und LNG entspricht insgesamt der Linie der EU-Kommission, welche die Diversifizierung von Bezugsquellen zur Stärkung der Versorgungssicherheit und des Wettbewerbs unterstützt.

Fazit

Mit der Errichtung eines LNG-Importterminals an der deutschen Nordseeküste würde Deutschland direkt an den internationalen LNG-Handel angebunden. LNG-Importe könnten dazu beitragen, den Rückgang der inländischen Gasproduktion sowie der Importe niederländischen Erdgases zu kompensieren. Die Anzahl möglicher Lieferanten und Lieferquellen würde sich schlagartig erhöhen. Dadurch würde der Wettbewerb im deutschen Gasmarkt gestärkt, und im Fall von Versorgungsengpässen stünde eine flexible, zusätzliche Versorgungsquelle bereit. Ein LNG-Importterminal trägt somit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei. Zudem begünstigt ein Terminal die Nutzung von LNG als Kraftstoff in der Schifffahrt und im Straßengüterverkehr, welche zur Reduktion von Schadstoffemissionen beitragen und darüber hinaus ein Hilfsmittel zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands sein kann. Langfristig kann dabei vor allem synthetischem LNG aus Power-to-Gas-Verfahren eine bedeutende Rolle zukommen.

4.4 Europäische CO₂-Regulierungen im Verkehrssektor

- **Eine wenig anspruchsvolle Kraftstoffregulierung und eine sehr ambitionierte Fahrzeugregulierung führen zum Fokus auf die Elektromobilität**
- **Sektorenübergreifende Instrumente (well-to-wheel) könnten einen Markthochlauf von E-Fuels initiieren**

Die Anstrengungen der Europäischen Union, die CO₂-Emissionen im Verkehr zu reduzieren, lassen sich in zwei Ansätze unterscheiden: Eine Regulierung für die Kraftstoffseite (well-to-tank) und Regulierungen für die Fahrzeuge (tank-to-wheel).

→ Europäische CO₂-Regulierungen REDII greift nicht weit genug

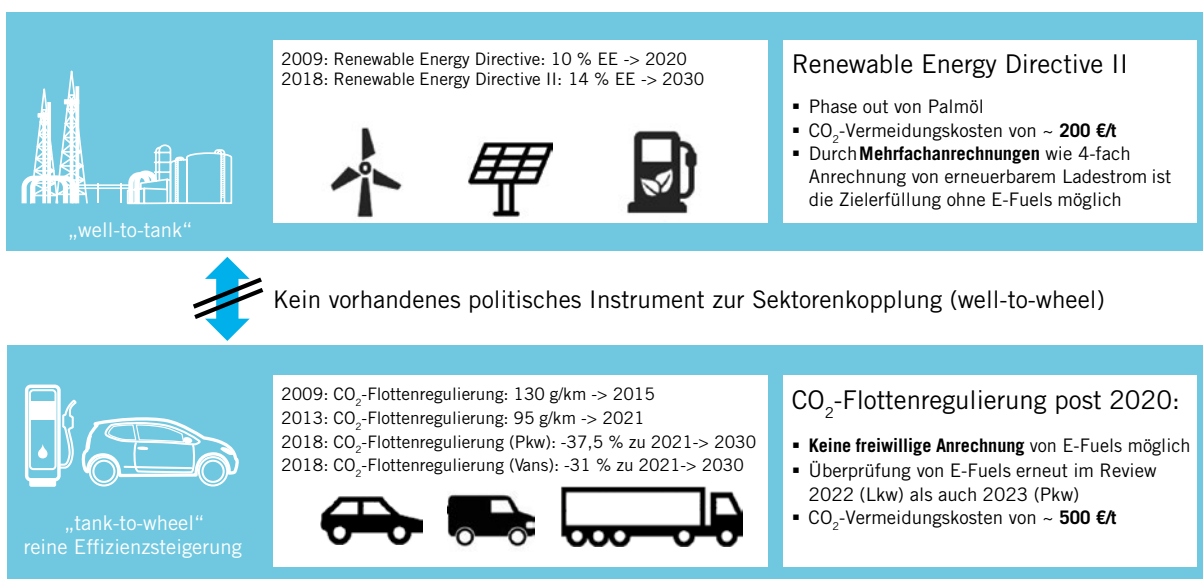
Die well-to-tank Regulierung wird in der Renewable Energy Directive (RED) beschrieben. Die RED I von 2009 besagt, dass bis 2020 10 % des Kraftstoffes aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden muss. Die RED II schreibt 14 % bis 2030 vor. Durch unterschiedliche Mehrfachanrechnungen wird diese Menge allerdings nur theoretisch erreicht. So gibt es beispielsweise eine 4-fach Anrechnung für erneuerbaren Ladestrom für Elektrofahrzeuge und eine Doppelanrechnung von „advanced biofuels“, der zweiten und dritten Generation, die aus Abfällen und Rückständen gewonnen werden und damit nicht in Konkurrenz mit der Herstellung von Lebensmitteln geraten.

E-Fuels, also Kraftstoffe, die mittels erneuerbaren Stroms synthetisiert werden, werden nicht mehrfach angerechnet. Insgesamt fallen die Ziele der RED II durch die Mehrfachanrechnungen zu wenig ambitioniert aus. Aus den aktuell gehandelten Treibhausgasquotenpreisen ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten im Kraftstoffsektor von ca. 200 € pro Tonne.

→ Ambitionierte CO₂-Flottenziele stellen die Automobilindustrie vor großen Herausforderungen

Die europäischen tank-to-wheel Regulierungen regeln die Menge CO₂, die die gesamte Pkw- bzw. Nutzfahrzeug-Neuwagenflotte eines Herstellers im Durchschnitt ausstoßen darf. Die erste Pkw-Regulierung von 2009 begrenzte die Menge auf 130 g/km bis 2015, die zweite auf 95 g/km bis 2021. Im Dezember 2018 wurde eine erneute Reduzierung von 37,5 % bis 2030 im Vergleich zu 2021 im Pkw-Sektor beschlossen. Für die leichten Nutzfahrzeuge wurde eine Reduktion um 31 % für denselben Zeitraum festgelegt. Das 31-Prozent-Ziel für

Abbildung 4.20: Übersicht der europäischen CO₂-Regulierungen im Verkehrssektor



Quelle: VDA

Transporter geht an der technischen Realität in diesem Segment vorbei. Die Entwicklungs- und Produktzyklen sind mit bis zu zehn Jahren deutlich länger als bei Pkw. Zudem ist ein niedriger Kraftstoffverbrauch bei Nutzfahrzeugen seit jeher ein entscheidendes Kaufargument, insofern ist der Markt aus sich heraus auf CO₂-Effizienz getrimmt. Schwere Nutzfahrzeuge müssen die Emissionen am Lkw gegenüber 2019 um 30 % bis 2030 reduzieren. Bis 2025 soll für alle Fahrzeugsegmente ein verbindliches Zwischenziel mit einer Reduktionsvorgabe von 15 % gelten. Diese ambitionierten Ziele führen zu großen Herausforderungen in der Automobilindustrie und aktuell zu hohen CO₂-Vermeidungskosten von ca. 500 €/t.

Folgen einer fehlenden regulatorischen Sektorenkopplung

Die Regulierungen setzen sehr scharfe Ziele, schaffen aber zu wenig Spielraum für sektorübergreifende, innovative Technologien. In keinem anderen Teil der Welt gibt es vergleichbar scharfe CO₂-Ziele. Das wichtige Ziel einer klimaneutralen Mobilität muss im Einklang stehen mit dem Ausbau der Infrastruktur und einer ausgewogenen Industriepolitik. Vor allem die fehlende Verbindung zwischen der Kraftstoff- und Fahrzeugseite könnte zu konträren Technologieentwicklungen führen. Da sich Fahrzeughersteller in dieser Regulierungslogik CO₂-Reduktionspotenziale von erneuerbaren Kraftstoffen nicht anrechnen lassen können, bleibt lediglich die Elektrifizierung zur Zielerreichung übrig. Dabei könnten die hohen Vermeidungskosten bei den Neufahrzeugen einen Markthochlauf von synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) ermöglichen. So bleiben Potentiale des Klimaschutzes ungenutzt. Die reine Beschränkung auf den tank-to-wheel-Ansatz ist zu hinterfragen und sollte in den Review-Prozessen der CO₂-Flottenregulierung 2022 (Lkw) und 2023 (Pkw) mit einem freiwilligen well-to-wheel Ansatz erweitert werden.

4.5 Kein gemeinsamer deutsch-österreichischer Strompreis mehr

- **Seit 1. Oktober 2018 findet an der Grenze D/AT eine Engpassbewirtschaftung statt**
- **Schleppender Netzausbau innerhalb Deutschlands erschwert europäische Integration**
- **Netzausbauprojekte D/AT laufen weiter**

Die europäische Regulierungsagentur ACER empfahl 2015 ein Ende der seit 2001 existierenden gemeinsamen Preiszone Deutschlands und Österreich. Der stark gestiegene Stromaustausch zwischen Deutschland und Österreich führte zu einer starken Belastung des polnischen und des tschechischen Netzes, da der innerdeutsche Stromfluss mangels Netzausbaus nur begrenzt möglich ist und der Ausbau nur schleppend vorangeht – und daher beim Stromaustausch auf die Netze der Nachbarländer zugegriffen wurde. Die auflaufenden Kosten für Netzeingriffe in Polen und Tschechien müssen jedoch von den dortigen Stromkunden getragen werden, so dass der Wunsch nach Abhilfe laut wurde. Auch die Bundesnetzagentur erhoffte sich eine deutliche Reduktion des Redispatchbedarfs in Deutschland.

- Trennung der Preiszone Deutschland/Österreich
- Marktpreise in Österreich zum Jahresende 2018 rund 7% höher
- Höhere Preisvolatilität für Deutschland erwartet
- Netzausbauprojekte werden in den nächsten Jahren Entlastung bringen

Im Mai 2017 einigten sich die Regulierungsbehörden Bundesnetzagentur und E-Control auf die Einführung eines Engpassmanagements zum 1. Oktober 2018. Damit wird der Marktpreis für Strom nun nicht mehr in einem gemeinsamen Gebiet Deutschland/Österreich ermittelt, sondern es werden Netzkapazitäten für Lang- und Kurzfristhandel über Auktionen vergeben. Die Folge: unter-

schiedliche Strompreise für Deutschland und Österreich. Angestrebt wird eine Übertragungskapazität von 4,9 GW. Zudem stellt das österreichische Netz den deutschen Netzbetreibern ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung, die in Deutschland für die Netzstabilität benötigt werden. Kann die gesicherte Leistung nicht in vollem Umfang zur Verfügung gestellt werden, wird die Handelskapazität von 4,9 GW um die fehlende Leistung gekürzt.

Reaktionen

Zunächst wirkte sich das Ende der gemeinsamen Preiszone vor allem auf die Strompreise aus. Bereits im Vorfeld wurde erwartet, dass die Marktpreise in Österreich steigen, in Deutschland fallen würden. Vor allem zu Zeiten starker Wind- bzw. PV-Stromproduktion wird Deutschland zukünftig weniger Strom nach Österreich exportieren. Zugleich wird damit die Wetterabhängigkeit deutscher Strompreise steigen, da sich diese nun auf einem kleineren Marktgebiet auswirken werden d.h. die Volatilität der Marktpreise wird steigen. Ebenso hat der deutsche Strommarkt nun einen begrenzteren Zugang zu den großen Flexibilitätsoptionen in Österreich d.h. vor allem den dortigen Pumpspeichern in den Alpen¹.

Da die Ankündigung der Trennung der beiden Gebiete rechtzeitig erfolgte, stellte sich zunächst am Terminmarkt eine Preisdifferenz ein. Die Börse EEX reagierte umge-

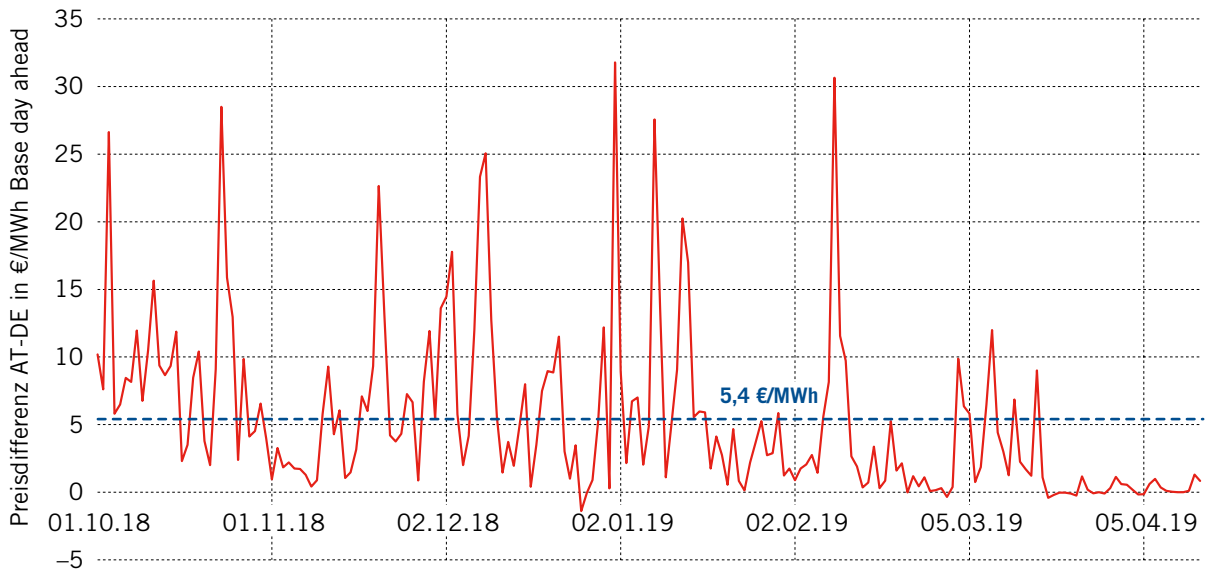
¹ Siehe hierzu Weltenergierrat Deutschland (2012), „Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung“

Tabelle 4.4: Aktuell bestehen zwischen Deutschland und Österreich folgende Verbindungen:

Deutschland	Österreich	Spannungsebene	Inbetriebnahme	Kapazität
Leupolz	Westtirol	380 kV		1.316 MW
Obermoorweiler	Bürs	380 kV	1958	2.738 MW
Altheim	St. Peter	220 kV	1940	310 MW
Dellmensingen	Bürs	220 kV	1929	492 MW
Herbertingen	Bürs	220 kV	1929	389 MW
Memmingen	Westtirol	220 kV		762 MW
Oberbrunn	Silz	220 kV		1.586 MW
Pirach	St. Peter	220 kV		518 MW
Pleinting	St. Peter	220 kV		518 MW
Simbach	St. Peter	220 kV	1940	310 MW

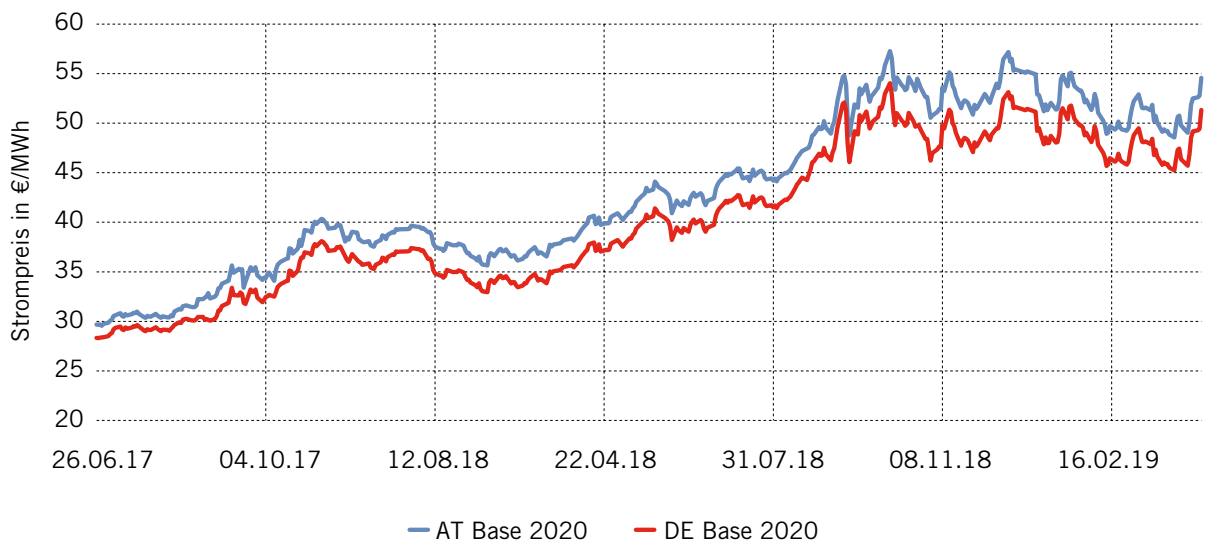
Quelle: APG 2015

Abbildung 4.21: Preise für den Spotmarktkontrakt „Daily Spot Base“



Quelle: EPEX Spot

Abbildung 4.22: Die Preise für den Terminkontrakt „Grundlast 2020“ antizipierten die Trennung der Preiszonen Deutschlands und Österreich bereits 2017. Der Spread erhöhte sich im Laufe des Jahres 2018.



Quelle: ICIS

Tabelle 4.5:

Deutschland	Österreich	Status	Geplante Inbetriebnahme	Kapazität
Wullenstetten	Grenze	im Genehmigungsverfahren	2020	3.500 MW
Vöhringen	Westtirol	geplant, aber noch nicht genehmigt	2024	./.
Isar/Altheim/ Ottenhoffen	St. Peter	im Genehmigungsverfahren	2021	4.100 MW
Pleinting	St. Peter	im Genehmigungsverfahren	2024	./.

hend auf die Ankündigung und führte getrennte Terminverträge für Österreich und Deutschland ein. Seit dem 1. Oktober 2018 gibt es nun auch Preisdifferenzen am Spotmarkt.

Seit der Trennung der Preiszonen war jedoch der österreichische Day-Ahead Base-Preis an der EEX im Durchschnitt 5,4 €/MWh teurer als der deutsche Preis (Bild xx). Die Preisdifferenz war dabei zu Zeiten hoher Windinspeisung in Deutschland (vor allem im Norden) höher.

Die Spotmarktpreise zeigen die tatsächlichen Knappheiten und Engpässe. Im Gegensatz dazu antizipieren die Terminmarktpreise auch zukünftige Kraftwerkskapazitätsentwicklungen.

Bei den Terminkontrakten wurde eine geringere Preisdifferenz festgestellt, jedoch ist auch hier der Strompreis in Österreich höher als in Deutschland. Aktuell liegt die Preisdifferenz für Stromlieferungen im Jahr 2020 bei etwa 3,25 €/MWh, Mitte 2017 lag der spread noch zwischen 1 €/MWh und 1,50 €/MWh. (siehe Bild xx).

Die realen Preisdifferenzen insbesondere am Spotmarkt liegen deutlich über den prognostizierten Preisdifferenzen von 1 bis 4 €/MWh, was mit erwarteten Mehrkosten der österreichischen Wirtschaft von 100 bis 400 Mio. €/a gleichzusetzen war. Auch der langsame Anstieg der Terminmarktpreisdifferenzen deutet darauf hin, dass die Marktteilnehmer von preissteigernden Wirkungen kleinerer Preiszonen ausgehen.

Österreichische Industriebetriebe z. B. die Voestalpine werden durch den Marktpreisanstieg mit höheren Kosten konfrontiert. Die leicht gesunkenen Strompreise in Deutschland sind für Investitionen in Gaskraftwerke in Süddeutschland hinderlich, fallen aber vor den Veränderungen anderer Strompreiseinflüsse kaum ins Gewicht. Vorteile gibt es allerdings für deutsche Stromverbraucher und für Erzeugungs- und Speicherprojekte in Österreich.

Die deutschen und österreichischen Übertragungsnetzbetreiber wollen zudem ihre geplanten und angekündigten Projekte durchführen, um eine höhere Engpassleistung zwischen Deutschland und Österreich zu erreichen. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E führt in seinem „Ten-Year Network Development Plan 2018“ folgende Projekte auf:

Ein Modell für andere Engpässe?

Die Einführung von Preiszonen bei vorhandenen Engpässen ist keine ungewöhnliche Lösung. In Nordeuropa sind bei der Nordpool insgesamt fünfzehn Preiszonen vorhanden: fünf in Norwegen, vier in Schweden, zwei in Dänemark und jeweils eine für Finnland, Estland, Lettland und Litauen. Die großen Distanzen und geringe Bevölkerungsdichten lassen einen sehr starken Netzausbau unökonomisch werden.

Der nahezu stagnierende Netzausbau im deutschen Übertragungsnetz kann über kurz oder lang zu einem ähnlichen Szenario führen. Dabei werden Überlegungen der EU-Kommission laut, Deutschland in zwei Preiszonen zu teilen, d. h. dem windstarken Norden und dem PV-starken Süden – teilweise wurden sogar schon Überlegungen zu drei Preiszonen genannt. Die deutsche Bundesregierung stemmt sich aber vehement gegen eine Aufspaltung der deutschen Preiszone und akzeptierte dafür sogar eine verpflichtende Öffnung der ausländischen Kuppelkapazitäten zu bis zu 70 % für Handelsströme bis zum Jahr 2025 in der EU-Strommarktverordnung. Hierdurch erhält die zügige Umsetzung des Bundesbedarfsplangesetzes zusätzliche Brisanz.

Das geringere Problem dürften dabei die unterschiedlichen Preisniveaus sein, die aus den Preiszonen in Deutschland folgen würde. Schwerwiegender wären die Herausforderungen für die Systemstabilität v. a. im Süden Deutschlands.

4.6 Kohlekommission

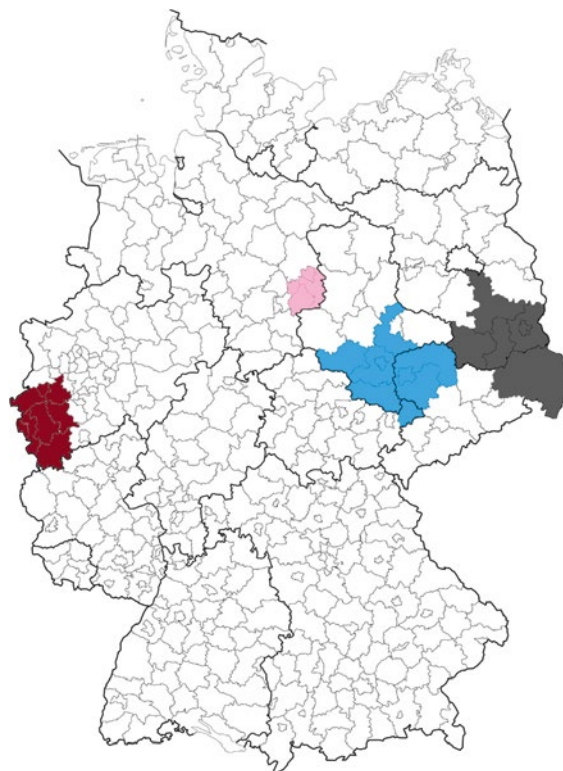
- **Weitreichende Empfehlungen läuten Ende der Kohle Ära ein**
- **Begleitende Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungsfreiheit gefordert**
- **Substanzielle Unterstützung für Strukturwandel in den Braunkohle-Förderregionen**

Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (meist „Kohlekommission“ genannt), nahm im Juni 2018 ihre Arbeit auf. Grundlage der Einsetzung der Kommission ist der Koalitionsvertrag der Regierungskoalition. Aufgabe der Kommission war es, ein Aktionsprogramm für einen Pfad zur Begrenzung der Verstromung von Braun- und Steinkohle sowie Enddatum der Kohleverstromung festzulegen, um die Lücke zur Erreichung der Klimaschutzziele 2020 zu verkleinern und das Sektorziel Energie 2030 zu erreichen. Zur Erreichung des Sektorzieles der Energiewirtschaft 2030 ist eine Verringerung der Emissionen der Kohlekraftwerke der Energiewirtschaft um etwa zwei Drittel (von ca. 250 Mt CO₂ aktuell auf 84 bis 92 Mt im Jahr 2030) erforderlich. Eine weitere Aufgabe der Kommission bestand darin, Konzepte zu entwickeln, um den Strukturwandel in den vom Kohleausstieg betroffenen Regionen (insbes. die Braunkohleregionen Lausitz, Mitteldeutschland und Rheinisches Revier) auszugestalten.

Nach zeitweise schwierigen Verhandlungen hat die Kommission am 26. Januar 2019 ihren Abschlussbericht vorgelegt. Sie empfiehlt die schrittweise Reduzierung der deutschen Braun- und Steinkohlekapazitäten von 42,6 GW (2017) auf 30 GW im Jahr 2022 und auf insgesamt 17 GW im Jahr 2030.

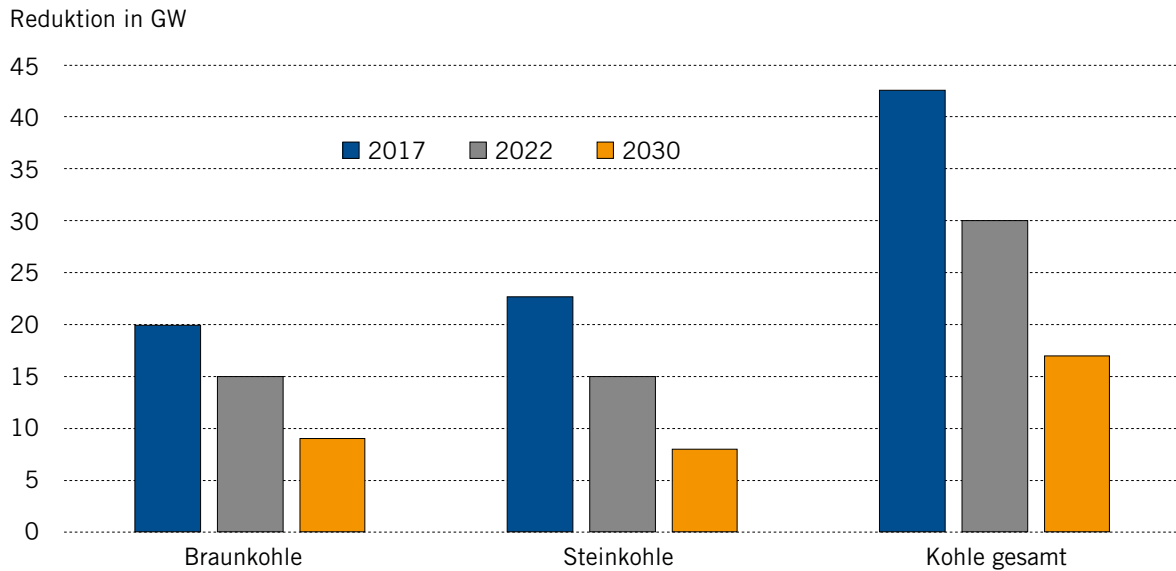
- Reduktion der Kohlekapazitäten von 42,6 GW (2017) auf 17 GW im Jahr 2030
- Vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038
- Freiwillige Übereinkünfte zur Kompensation für vorzeitige Stilllegungen
- Instrumente zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit
- Stilllegung von Emissionsrechten im Umfang der eingesparten Emissionen
- Reform des Steuer-, Umlagen- und Abgabewesens im Energiebereich
- Empfehlungen der Kommission rechtlich nicht verbindlich

Zur Kompensation der Betreiber der Kohlekraftwerke werden freiwillige Übereinkünfte angestrebt. Grundlage sind bei der Braunkohle Verhandlungen mit den Betreibern, bei der Steinkohle wird es voraussichtlich ab 2023 eine Stilllegungprämie voraussichtlich im Rahmen von

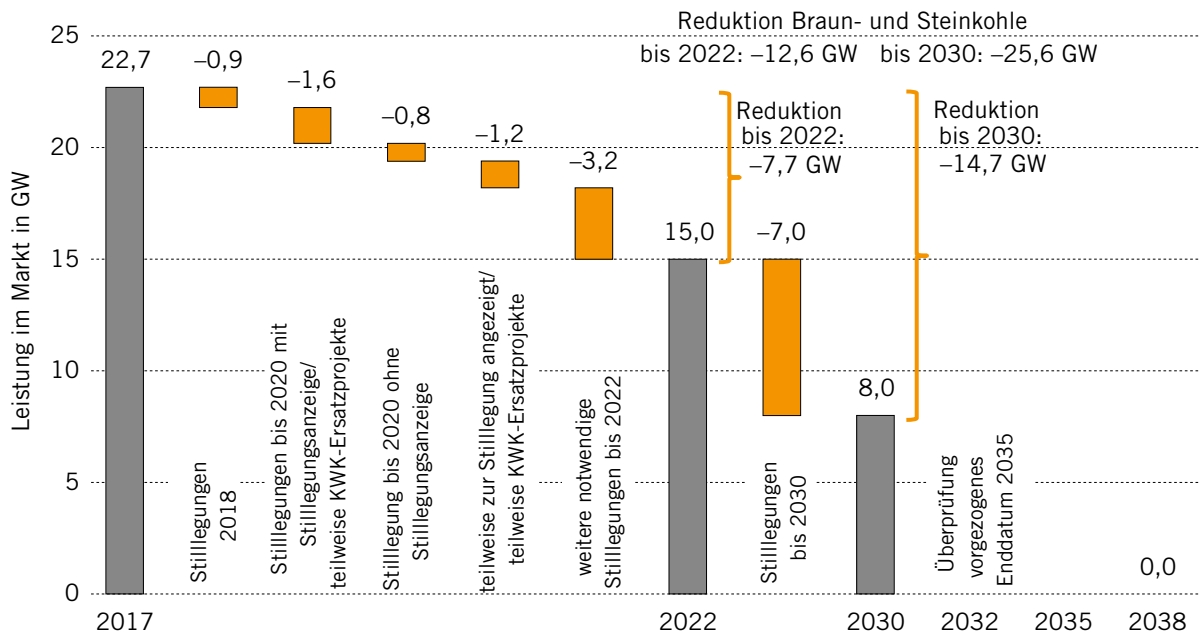


Ausschreibungen geben, die degressiv ausgestaltet werden soll, so dass spätere Stilllegungen eine geringere Entschädigung erhalten. Zu Entschädigungen für Stilllegungen nach 2030 äußert sich die Kommission in ihrem Bericht nicht.

Neben direkten Kompensationen für wirtschaftliche Nachteile aufseiten der Betreiber sieht die Kommission Stilllegungsanreize in Form einer Förderung des „Fuel Switch“ von Steinkohle zu Erdgas vor; hierzu soll das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) bis 2030 verlängert werden. Die Kommission empfiehlt zudem eine Reihe weiterer Maßnahmen, wie die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für klimafreundliche Kraftwerke an bestehenden Kraftwerksstandorten, die Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren auf 65 % bis 2030, die Stilllegung von Emissionsrechten im Umfang der eingesparten Emissionen und die Reform des Steuer-, Umlagen- und Abgabewesens im Energiebereich. Die Industrie soll vor möglichen Strompreisanstiegen geschützt werden. Hierzu wird insbesondere die Fortführung der Strompreiskompensation (ein weit gehender Ausgleich für die Strommarkteffekte der CO₂-Be-

Abbildung 4.23: Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Kohleverstromung (Überblick)

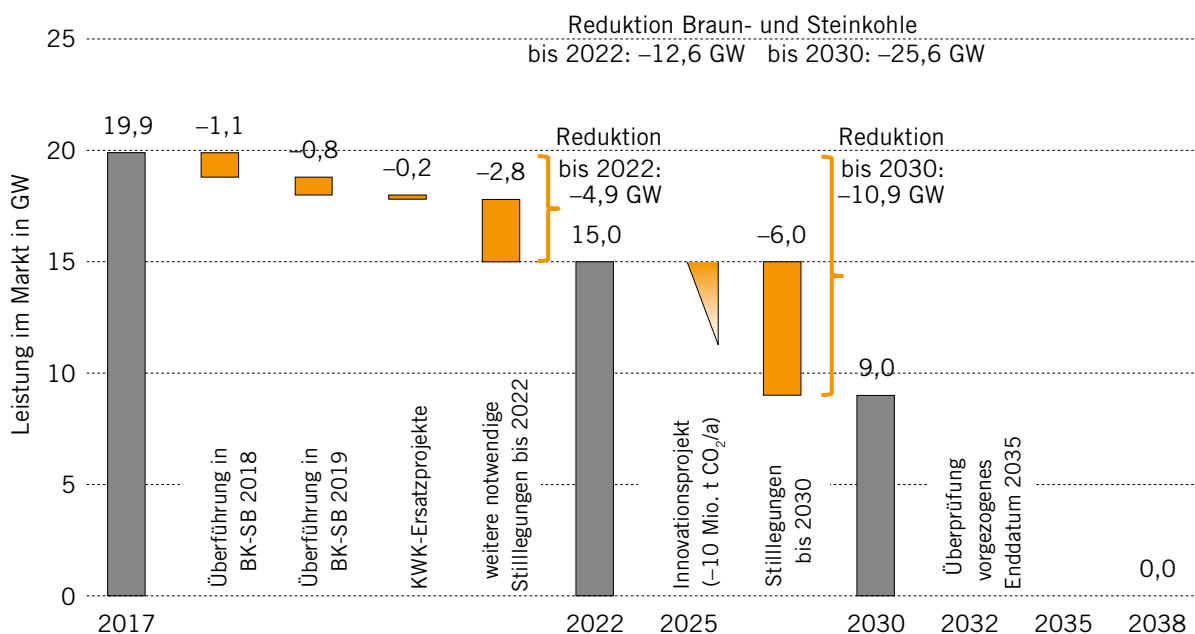
Quelle: bdew

Abbildung 4.24: Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Steinkohle (Leistung im Markt*)

* Das Kraftwerksprojekt Datteln 4 ist in der Darstellung nicht berücksichtigt, da nur die installierte Leistung im Markt abgebildet wird. Die Kommission empfiehlt für bereits gebaute, aber noch nicht im Betrieb befindliche Kraftwerke eine Verhandlungslösung, um diese Kraftwerke nicht in Betrieb zu nehmen.

Quelle: BDEW auf Basis des Abschlussberichts der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ S. 29 und S. 70-75

Abbildung 4.25: Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Braunkohle (Leistung im Markt)



Quelle: BDEW auf Basis des Abschlussberichts der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ S. 29 und S. 70-75

preisung) und die staatliche Subventionierung der Übertragungsnetzentgelte in Höhe von jährlich zwei Milliarden Euro über einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt zur Reduzierung von Netzentgelten empfohlen. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit empfiehlt die Kommission eine Weiterentwicklung des bestehenden Versorgungssicherheitsmonitoring. Dies soll ein verpflichtendes Risikomanagement einschließen, welches erkennt, ob die Versorgung des einzelnen Marktteilnehmers auch in Zeiten eines extrem knappen Angebots gesichert ist. Sollten sich im Zuge des Monitoring Versorgungslücken auftun, empfiehlt die Kommission die Prüfung eines „systematischen Investitionsrahmens“ zur Schaffung zusätzlicher Investitionsanreize bei Kraftwerken.

Die vom Kohleausstieg betroffenen Regionen sollen umfangreiche Anpassungshilfen erhalten. Verteilt über 20 Jahre, sollen sie insgesamt 40 Mrd. Euro zu Schaffung neuer Arbeitsplätze und zum Aufbau von Infrastruktur bekommen.

Der Bericht der Kommission hat empfehlenden Charakter und bindet den Gesetzgeber nicht. Angesichts des fast einstimmigen Votums nach schwierigen Verhandlungen ist aber damit zu rechnen, dass die Bundesregierung den Empfehlungen der Kommission weitgehend folgen

wird. Zur gesetzlichen Umsetzung der Kommissionsempfehlungen sind zahlreiche Anpassungen in Gesetzen wie dem KWKG, dem EEG und dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erforderlich. Klimarelevante Punkte grundsätzlicher Art sollen in einem Klimaschutzgesetz festgeschrieben werden. Während die strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission durch ein „Maßnahmengesetz“ bereits in der ersten Hälfte des Jahres 2019 umgesetzt werden, ist mit dem Abschluss der energiebezogenen Gesetzgebung nicht vor Ende 2019 zu rechnen.

4.7 Powerfuels: Missing Link der Energiewende

- **Energieeffizienz und erneuerbare Elektrifizierung reichen nicht aus, um Klimaziele zu erreichen**
- **Grüne Kraft- und Brennstoffe können das bisher fehlende Bindeglied bilden**
- **Deutschland kann eine Schlüsselrolle bei Technologie- und Marktentwicklung übernehmen**

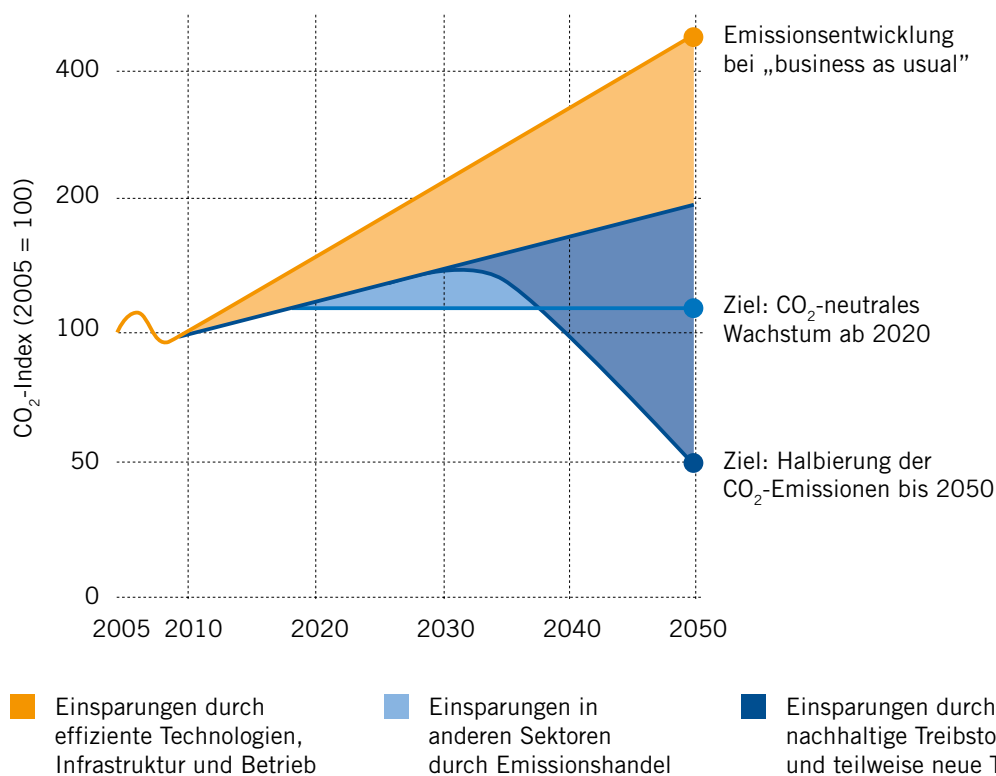
➔ Powerfuels machen erneuerbare Energie speicherbar und über lange Strecken transportfähig

Die Weltgemeinschaft hat sich im Rahmen des Pariser Klimaabkommens als gemeinsames Ziel gesetzt, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad zu begrenzen. Zwei Lösungsansätze sind dabei unerlässlich: die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien, der insbesondere in der Stromerzeugung vorankommt. Die Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie stellen sich bereits auf eine zunehmende Elektrifizierung ein. Immer mehr Studien zeigen jedoch, dass Energieeffizienz und erneuerbare Elektrifi-

zierung allein in vielen Ländern nicht ausreichen werden, um den Energiebedarf klimaneutral zu decken.

Eine mögliche Lösung sind gasförmige und flüssige Energieträger, die mit erneuerbaren Energien klimaneutral erzeugt werden. Sie machen erneuerbare Energie speicherbar und über lange Strecken transportfähig. Die technischen Grundlagen sind bekannt: Aus Wasser wird durch Elektrolyse Wasserstoff gewonnen. Der Wasserstoff kann direkt genutzt oder zu anderen gasförmigen oder flüssigen Energieträgern weiterverarbeitet werden. Diese grünen Power-to-X-Energieträger können fossiles Gas und Öl ersetzen: in Lastwagen, Schiffen, Flugzeugen, Heizungen, Stahlofen, Kraftwerken. Damit haben sie das Potenzial, ein bisher fehlendes Bindeglied, einen „Missing Link“ zum Erreichen der Klimaziele zu bilden, in

Abbildung 4.26: GAP Selbstverpflichtung



Quelle: acatech, BDI, dena, Weltenergieerat

Ergänzung zu Energieeffizienz und erneuerbarer Elektrifizierung.

Beispiel Deutschland

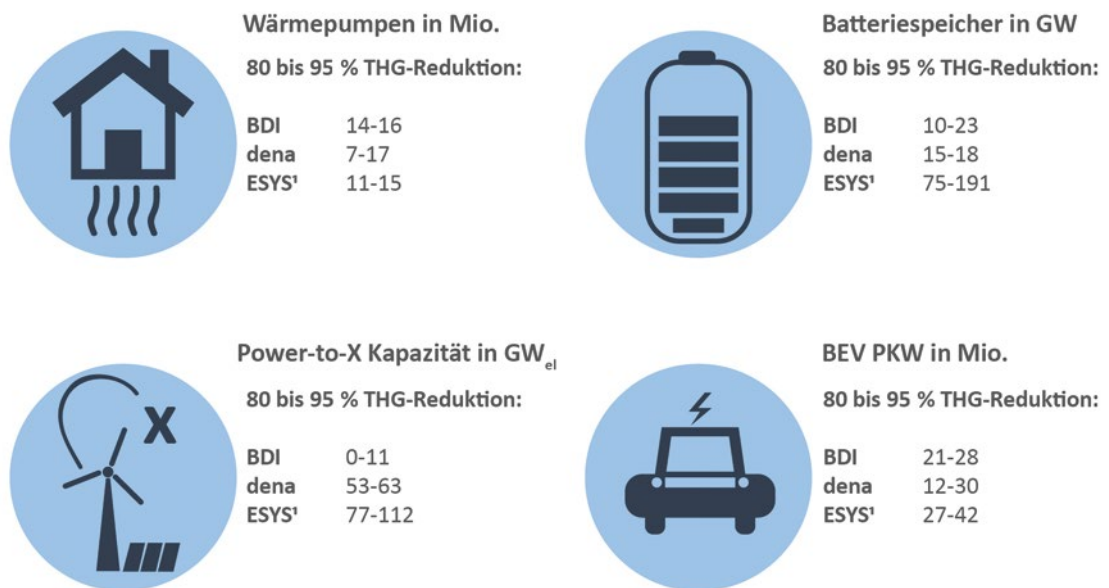
Die Ausgangssituation in Deutschland ist besonders herausfordernd. Der Grad der Industrialisierung ist hoch und der Lebensstandard vergleichsweise energieintensiv (150 GJ/Kopf und Jahr, Platz 7 weltweit). Aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte (226 Einwohner pro Quadratmeter, Platz 15 weltweit) sind die Flächen für neue Windkraftanlagen, Photovoltaik, Biomasse und Stromleitungen begrenzt. Neue Infrastrukturprojekte werden an verschiedenen Stellen infrage gestellt. Gleichzeitig gibt es in Deutschland einen breiten gesellschaftlichen Konsens, die Energiewende voranzubringen. Als Klimaschutzziel hat sich Deutschland vorgenommen, seine Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 % zu reduzieren.

In drei thematisch verwandten Studien der deutschen Wissenschaftsakademien mit ihrem Projekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und der Deutschen Energie-Agentur (dena) wurden die hierfür notwendigen Transfor-

mationspfade analysiert. So hat bspw. die dena in ihrer „Leitstudie Integrierte Energiewende“ zusammen mit Partnern aus der Wirtschaft verschiedene Pfade verglichen – die einen mit einer starken Elektrifizierung und direkter Nutzung von erneuerbarem Strom, die anderen mit einem technologieoffenen Ansatz und mehr Einsatz von Powerfuels. Ergebnis hier: Wenn der Zielkorridor für das Jahr 2050 erreicht werden soll, muss eine jährliche Reduktion um 20 bis 26 Millionen Tonnen angestrebt werden. Das wäre doppelt so viel wie der durchschnittliche Rückgang seit 1990 – und damit ein sehr ambitioniertes Vorhaben, das rasch strategische Weichenstellungen erfordert.

Es erscheint daher naheliegend, dass Powerfuels – zusätzlich zur raschen Steigerung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Elektrifizierung – auch ökonomisch notwendig sind, um ambitionierte Klimaziele zu erreichen. Zu diesem Schluss kommen alle drei benannten Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende. Im Jahr 2050 könnten Powerfuels je nach Studie einen Bedarf von rund 200 bis 900 Terawattstunden (2017: Primärenergieverbrauch von rund 3.800 Terrawattstunden) decken.

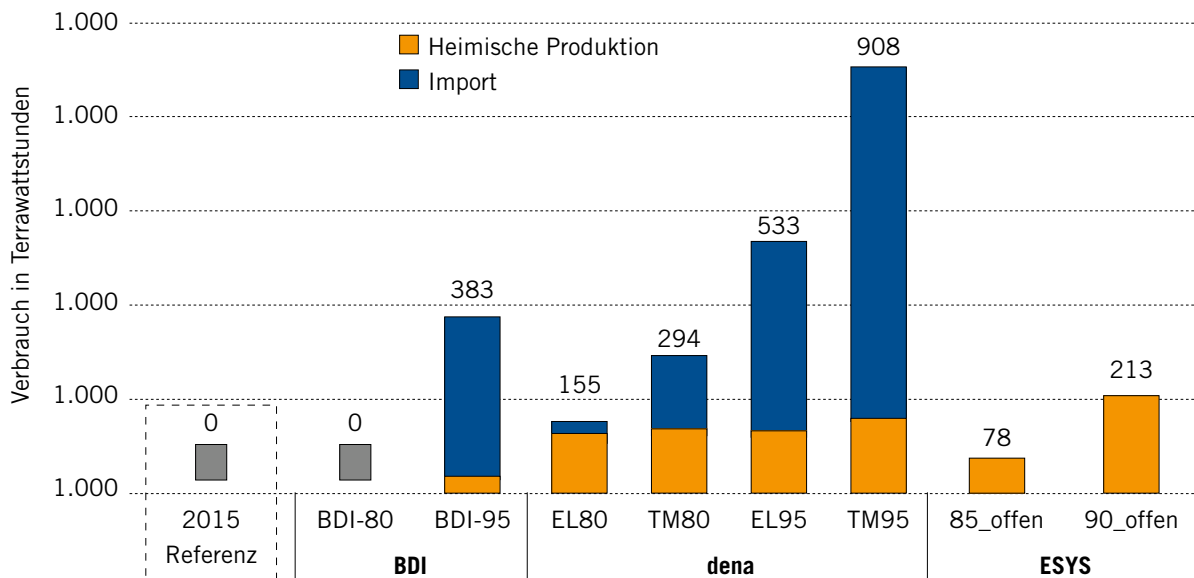
Abbildung 4.27: Elektrische Speicher und flexible Lasten 2050 in Deutschland



¹In der ESYS-Studie: 85-90% THG-Reduktion im Energiesystem.

Quelle: acatech, BDI, dena, Weltenergieerat

Abbildung 4.28: Nutzung synthetischer Energieträger in Deutschland 2050



Quelle: acatech, BDI, dena, Weltenergierrat

Technologieoffene Szenarien erweisen sich im Vergleich zur forcierten Elektrifizierung insgesamt als robuster und flexibler, weil sie stärker auf bestehende Infrastrukturen aufbauen und neue Technologien besser integrieren können. Das führt auch zu insgesamt geringeren Kosten.

→ Technologieoffene Energiewendeszenarien sind robuster und flexibler

In jedem energierelevanten Sektor können Powerfuels einen wertvollen Beitrag leisten. Im Wärmesektor zum Beispiel, wenn die energetische Sanierung des Gebäudebestands nicht schnell genug vorankommt. Für den Schwerlast-, Schiffs- und Luftverkehr sind Powerfuels als Energieträger mit sehr hoher Energiedichte nahezu ohne Alternative, wenn man von Erprobungen hybrider LKW einmal absieht. In der Industrie können Powerfuels zur Emissionsreduzierung für Prozesse wie die Stahlerzeugung genutzt werden, die nur sehr aufwändig und teuer zu elektrifizieren wären. Bei der Produktion von Grundstoffen für die chemische Industrie bieten sie eine wichtige Alternative zu Öl. Im Energiesystem können Powerfuels dazu beitragen, den wachsenden Bedarf an gesicherter Leistung und Flexibilität bereitzustellen.

Internationale Bedeutung

Wie in Deutschland ist es in vielen Ländern nur schwer möglich und auch nicht unbedingt erstrebenswert, den Energiebedarf vollständig mit eigenen erneuerbaren Energien zu decken. Dies gilt insbesondere für Industrieländer, aber auch für Schwellen- und Entwicklungsländer, die einen starken Anstieg des Energieverbrauchs zu erwarten haben aufgrund von Bevölkerungswachstum, Erhöhung des Lebensstandards und Industrialisierung. Mit der Energiewende reduziert sich für Länder ohne eigene große fossile Energievorkommen die Abhängigkeit von Energieimporten durch höhere Energieeffizienz und die Nutzung von erneuerbaren Energien deutlich. Wenn die verbleibenden Energieimporte sukzessive auf erneuerbare Powerfuels umgestellt werden, lassen sich einseitige Abhängigkeiten weiter reduzieren.

→ Industrieländer werden Powerfuels importieren und selbst herstellen

Trotzdem kann es in einem Energiesystem mit hohem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien aus systemischen Gründen sinnvoll sein, Powerfuels-Anlagen im eigenen Land aufzubauen, auch bei weniger günstigen

Standortbedingungen. Dabei wird der Schwerpunkt voraussichtlich auf der Bereitstellung von Wasserstoff liegen, weil hier der Wirkungsgrad besonders hoch ist. Wenn zudem auch Strom aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz käme, der im Normalfall zugunsten der Netzstabilität abgeregelt würde, ließen sich zusätzliche Strommengen nutzen, für die es heute noch keine Verwendung gibt. Die Entwicklung eines Heimatmarktes kann so als Innovationsstreiber und Showroom für diese Technologien dienen. Für Industrieländer stellt sich deshalb nicht die Frage, ob sie auf Eigenproduktion oder Importe setzen. Sie werden beides nutzen, mit Rücksicht auf Wirtschaftlichkeit, Effizienz, Systemnutzen, technologischem Know-how, Innovationsfähigkeit und Klimaschutz.

➔ Powerfuels bieten nachhaltige Perspektive für etablierte Rohstoffexporteure

Mittel- und langfristig werden sich die Länder als Erzeuger und Exporteure von Powerfuels etablieren, in denen die Produktionskosten am niedrigsten sind. Details und Länderkategorisierungen hierzu finden sich bspw. in der PowerToX-Studie des Weltenergieates. Die regionalen Kostenunterschiede hängen stark vom Solar- und Windangebot ab und den Kosten für Flächen. Es gibt viele Regionen mit günstigen Bedingungen für Solar- und Windkraft, relativ geringem Eigenbedarf und großen verfügbaren Flächen für die Energieproduktion. Die Transportkosten für Powerfuels fallen mit einem Anteil von unter 10 % im Vergleich zu den Herstellungskosten und den regionalen Unterschieden kaum ins Gewicht.

Für zahlreiche Golfstaaten und weitere Länder, die heute Erdöl und Erdgas exportieren, könnten Powerfuels langfristig eine nachhaltige, alternative Einkommensquelle schaffen. Auf jeden Fall wird die Markteinführung von Powerfuels die Wertschöpfung im Bereich der Öl- und Gasförderung stark verändern. Neue Geschäftsmodelle könnten zwar an bestehende Prozessschritte der Wertschöpfungskette anschließen, zum Beispiel in Vertrieb und Transport. In der Exploration, Produktion und Raffinerie werden sich aber deutlich andere Abläufe entwickeln, für die auch neue Kompetenzen und Strukturen nötig sind. Deshalb ist ein enger Austausch mit Öl- und Gas-Förderländern wichtig. Im Zentrum sollte die Frage stehen, wie der Übergang in einen globalen Markt für erneuerbare synthetische Energieträger gelingen kann. Im Anschluss müssen hier auch die Rahmenbedingungen für einen Absatzmarkt definiert werden, um zukünftige Geschäftsmodelle eruieren und Investitionen planen

zu können. Diese Marktentwicklung wird für den Erfolg synthetischer Energieträger unabdingbar sein.

Wirtschaftliches Potenzial

Im industriellen Maßstab existieren bislang noch keine Produktionsanlagen für erneuerbare synthetische Energieträger. Allerdings gibt es weltweit derzeit bereits mehr als 70 PtX-Demonstrationsanlagen, wovon die meisten in Europa lokalisiert sind. Neben dem Schwerpunkt in Deutschland befinden sich außerdem noch PtX-Anlagen in 10 europäischen Ländern sowie in Kanada, den USA (Kalifornien, Texas) und Argentinien. Viele der Demonstrationsprojekte haben bisher zum Ziel, technologische Weiterentwicklungen in der Praxis zu erproben. Einige weisen auch bereits den Weg hin zu einer großtechnischen Produktion und kommerziellen Nutzung, einzelne Akteure schätzen Preise von 1 – 2 Euro pro Liter Benzin-Äquivalent in fünf Jahren. Je stärker die Skaleneffekte wirken und je mehr der Ausstoß von CO₂ bepreist wird, desto mehr wird die Wettbewerbsfähigkeit von Powerfuels zunehmen. Die sehr günstige Kostenentwicklung bei Erneuerbare-Energien-Anlagen in den letzten zehn Jahren ist dafür ein gutes Vorbild.

➔ Powerfuels sind Teil einer Gesamtstrategie für Energiewende und Klimaschutz

Bei allem, was für Powerfuels spricht: Sie sind kein Selbstzweck, sondern Teil einer Gesamtstrategie für Energiewende und Klimaschutz. Energieeffizienz und erneuerbare Elektrifizierung müssen weiter ausgebaut werden, das bisherige Tempo reicht nicht aus. Powerfuels kommen als dritte Säule hinzu. Deutschland sollte die Entwicklung dieser Technologie und dieses Marktes gezielt voranbringen, als strategischer Beitrag für Energiewende und Klimaschutz sowie als wirtschafts- und industriepolitische Maßnahme. Initiativen wie die von der dena initiierte „Global Alliance Powerfuels“ engagieren sich bereits dafür, den Austausch mit Stakeholdern aus allen relevanten Branchen und interessierten Ländern zu ermöglichen. Der Aufbau eines internationalen Marktes für Powerfuels ist ambitioniert, genauso wie die Energiewende.