WORLD ENERGY COUNCIL | WELTENERGIERAT DEUTSCHLAND

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2019

SCHWERPUNKTTHEMA:

ENERGIEREICHE GOLFSTAATEN – GEOPOLITIK UND ENERGIEVERSORGUNG

Impressum

Energie für Deutschland 2019
Redaktionsschluss: April 2019

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
F (+49) 30 2028 2462
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de
WEC_Deutschland

Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V. i. S. d. P.):
Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:
Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland", Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Robin Höher, Flavia Jakob, Nicole Kaim-Albers, Christoph Menzel

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Titelbild:

© 1xpert – stock.adobe.com

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

das Jahr 2019 sorgt für eine lebhafte Energie- und Klimadiskussion in Deutschland: Die „Kohlekommission“ genannte Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung legte ihre Ergebnisse vor, der Entwurf eines Klimaschutzgesetzes wird kontrovers diskutiert, die CO_2-Bepreisung dominiert zur Drucklegung die öffentliche Debatte – und alles untermalt von den Protesten der Schüler, die freitäglich auf die Straße gehen und hohe mediale Aufmerksamkeit genießen.

Die Energie- und Klimapolitik hat sich somit in Deutschland zu einem vollumfänglichen sozioökonomischen Thema entwickelt. Dabei werden nicht nur die Auswirkungen der nationalen Klimapolitik diskutiert, sondern auch und vor allem der zukünftige europäische Zusammenhalt, insbesondere im Hinblick auf den nun verschobenen Brexit und seine potenziellen Folgen. Das zeigt sich auch in der konkreten Energiepolitik: Unterschiedliche Prioritäten in Europa konterkarieren teils vollständig die Energiewendestrategien der jeweiligen Nachbarländer. Während Deutschland einen Kohleausstieg fahrplanmäßig koordiniert, befinden sich im Nachbarstaat Polen mehrere GW neue Kohlekraftwerksleistung im Bau.

Unsere aktuelle Themenlandkarte zu Energiefragen (World Energy Issues Monitor 2019) konzentriert sich in Deutschland neben den politischen Rahmenbedingungen auf Digitalisierung und die Energiewende mit ihren Komponenten erneuerbare Energien, E-Storage, innovativer Verkehr und Energieeffizienz.

Für die Energiewende und damit für die Erreichung ehrgeiziger Klimaziele brauchen wir neben dem Ausbau von erneuerbaren Energien und verstärkten Maßnahmen für die Energieeffizienz (vor allem in Gebäuden) auch Power-to-X, also den Einsatz synthetisch erzeugter, sogenannter „grüner“ Brenn- und Kraftstoffe in erheblichem Umfang. Der Weltenergierat hat im Oktober 2018 mit seiner Studie „Internationale Aspekte einer Power-to-X-Roadmap“ einen wichtigen, viel zitierten Beitrag in die Diskussion eingebracht. Nun geht es darum, einen globalen Markt für Power-to-X zu schaffen. Ein Umdenken brauchen wir aber auch bei der Behandlung von CO_2 – relevante Studien zeigen, dass die Speicherung und Nutzung von CO_2 (CCS und CCU) einen signifikanten Beitrag leisten müssen, um die Klimaziele zu erreichen.

Wie immer betont der Weltenergierat die Notwendigkeit, europa- und weltweit zusammenzuarbeiten, denn die Reduktion der Treibhausgasemissionen ist eine globale Herausforderung, deren Lösung internationale Kooperation braucht. So muss die Versorgungssicherheit im Hinblick auf den steigenden Anteil intermittierend verfügbarer regenerativer Energien europäisch gedacht werden. Auch wenn es manchmal vergessen wird: In Europa wurde der Frieden mit einer internationalen Kooperation im Energiekontext nachhaltig gefestigt. Vielleicht kann das ein Beispiel für andere Teile dieser Welt sein. Die Gespräche im Rahmen des 24. World Energy Congress in Abu Dhabi vom 9.–12. September 2019 mögen einen Beitrag für eine stabile und friedliche Golfregion leisten. Wir freuen uns auf diese weltgrößte Energiekonferenz in einer spannenden und energiereichen Region und haben unser Schwerpunktkapitel diesem Teil der Welt gewidmet.

Bis dahin wünsche ich Ihnen wieder eine spannende Lektüre, die wir in bewährter Weise für Sie zusammengestellt haben – mit neutralem Auge, faktenbasiert, technologieoffen und zukunftsgerichtet.

U. Franke

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergierat – Deutschland e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Energiereiche Golfstaaten – Geopolitik und Energieversorgung 7

Executive Summary 8

1.1 Energiebedarf in den Golfstaaten 11

1.2 Bedeutung der Golfstaaten für die Weltmärkte 21

2. Energie in der Welt 33

2.1 Zahlen und Fakten 34

2.2 Szenarienvergleich des World Energy Councils 43

2.3 Weltweite Entwicklungen in der Offshore-Windenergie 50

2.4 Batterieelektrische Antriebe vs. E-Fuels 54

2.5 Die 24. Klimakonferenz in Kattowitz 57

2.6 Chile, ein Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien 60

3. Energie in der Europäischen Union 65

3.1 Zahlen und Fakten 66

3.2 Potenziale einer Verzahnung von Strom- und Gasinfrastrukturen für die Energiewende 74

3.3 Geologische CO_2-Speicherung als Klimaschutzmaßnahme – Wohin geht die Reise? 78

3.4 Vom Abgas zum Rohstoff 82

3.5 EU-Winterpaket: Generalüberholung der europäischen Strommarktregeln 84

3.6 Nuklearstrategie in Frankreich und Großbritannien 88

4. Energie in Deutschland 91

4.1 Zahlen & Fakten 92

4.2 Ausbau E-Mobilität in Deutschland – Netzanschluss 109

4.3 Ein deutsches LNG-Importterminal im Kontext der Energie- und Klimapolitik 111

4.4 Europäische CO_2-Regulierungen im Verkehrssektor 117

4.5 Kein gemeinsamer deutsch-österreichischer Strompreis mehr 119

4.6 Kohlekommission 122

4.7 Powerfuels: Missing Link der Energiewende 125

5. WEC Intern 129

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland 130

5.1 Höhepunkte 2018/2019 131

5.2 Publikationen 2018/2019 143

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland 144

6. Verzeichnisse 147

Schwerpunktthema:

Energiereiche Golfstaaten – Geopolitik und Energieversorgung

1

Der Weltenergierat dankt den Autoren des Schwerpunktkapitels, Dr. Kirsten Westphal (Stiftung Wissenschaft und Politik, SWP), Dr. David Ramin Jalilvand (Orient Matters GmbH) sowie Markus Groissböck (Siemens AG) ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung.

Executive Summary

Anlässlich des 24. Weltenergiekongresses (World Energy Congress), welcher in diesem Jahr von den Vereinigten Arabischen Emiraten ausgerichtet und zu dem mehrere Tausend Teilnehmer erwartet werden, widmet sich die diesjährige „Energie für Deutschland“ im Schwerpunkt dieser energiereichen Region.

Weithin bekannt ist, dass die Golfstaaten (Bahrain, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Oman, Saudi-Arabien und die Vereinigte Arabische Emirate) eine wichtige Rolle bei der globalen Erdöl- und Erdgasproduktion spielen. So produzieren die Golfstaaten 33 % der täglich weltweit benötigten Erdöl- bzw. 17 % der Erdgasmengen. Weniger bekannt, aber ebenso beachtenswert, ist die demographische und geographische Dimension der Region. So sind die Golfstaaten flächenmäßig zusammen 13-mal so groß wie Deutschland, insgesamt leben dort doppelt so viele Bürger wie in Deutschland. Der Strombedarf ist 1,6-mal so hoch wie in Deutschland.

Die Energielandschaft in der Region sieht sich zunehmend einem Wandel ausgesetzt. Das Wachstum der globalen Nachfrage nach fossilen Energieträgern schwächt sich stark ab, neue, nachhaltige Technologien werden etabliert. So versucht auch diese Region, ihre „Energiewende“ umzusetzen, insbesondere vor dem Hintergrund von Klimaschutz und Klimaanpassungen, politischer Stabilität und internationaler sowie regionaler Kooperation.

1. „Energiewende“ ist auch in den Golfstaaten angekommen. Bis 2025 sollen 5–25 % des zusätzlichen Energiebedarfs durch erneuerbare Energien wie Photovoltaik, Wind und solarthermische Kraftwerke abgedeckt werden. Beim Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten haben die Investitionen in erneuerbare Energien die in fossile Energien seit 2015 überholt.

2. Die Erneuerung des Energiesystems ist eine Herausforderung: Mehr als 98 % des Primärenergiebedarfes der Golfstaaten werden heute noch durch fossile Brennstoffe gedeckt. Auch zur Stromerzeugung werden primär Erdgas und Erdöl genutzt. Wenn die ambitionierten Ausbauziele für Erneuerbare 2025 erreicht werden, würden sie nur 1–7 % des gesamten Strombedarfs decken.

3. Speichertechnologien sind der Schlüssel für den Wandel. Zu den wichtigsten aktuellen Trends gehört die Entwicklung von diversen Speichertechnologien, um die immer günstiger werdenden, fluktuierenden erneuerbaren Energien ins Energiesystem integrieren zu können. Hierbei sind Power-to-X (PtX)-Anlagen, Batteriespeicher, thermische Speicher und Druckluftspeicher die derzeit vielversprechendsten Technologien. Sie würden eine Reduzierung von Erdgas und Erdöl in allen Sektoren ermöglichen.

4. Netzausbau und internationale Kooperation ist entscheidend für die Energieversorgung der Zukunft. Der Staatsgrenzen überschreitende Stromaustausch könnte zu einer sicheren, ökonomischeren und nachhaltigeren Versorgung beitragen, indem die nationalen, zeitlich verschobenen Verbrauchsspitzen mit überregionalen Produktionskapazitäten ausgeglichen werden. Die Kapazitäten der aktuellen Koppelleistungen sind gemessen an dem Bedarf der einzelnen Staaten relativ niedrig (maximal 9 % des Spitzenstrombedarfs).

5. Weltweit wurde die Peak-Oil-Debatte von einer Peak-Demand Realität abgelöst. Das hat Folgen für die Wirtschaft und Gesellschaften der Golfregion. Seit Mitte der 2000er Jahre stagniert die konventionelle Erdölförderung, die rund 80 % der globalen Förderung ausmacht. Auf Erdölexporten basierende Staats- und Wirtschaftsmodelle können mittel- bis langfristig nicht mehr aufrecht erhalten werden. Die Rentenökonomie der Golfstaaten ist ein Auslaufmodell.

6. Die Energiepreise in der Region sind weiterhin niedrig bzw. kaum mit Steuern belegt. Endkundenpreise für Benzin bzw. Diesel liegen in den Golfstaaten zwischen 0,25 und 0,56 €/Liter bzw. zwischen 0,06 und 0,58 €/Liter, während in Deutschland einschließlich Steuern (~60 %) 1,35 bzw. 1,27 €/Liter an der Tankstelle bezahlt werden müssen. Der Strompreis in den Golfstaaten liegt zwischen 0,02 und 0,07 €/kWh, während er in Deutschland inklusive diverser Umlagen und Steuern für Haushaltskunden (~55 %) bei 0,30 €/kWh liegt.

7. Investitionen in das Energiesystem sind am Golf nötig, weg vom Erdöl, hin zu regenerativen Energiequellen und Erdgas für den Eigenbedarf. Speicher- und Power-to-X (PtX)-Technologien sowie Energiepartnerschaften in diesem Bereich haben vielfachen Mehrwert.

8. Der Klimawandel wird die Region besonders hart treffen. Internationale partnerschaftliche Kooperationen mit den Golfstaaten sind in allen Energiebereichen notwendig, um politische Stabilität zu fördern, nachhaltige Technik (erneuerbare Energien, Speicher, Wasserstoff, PtX) zu etablieren, und damit Klimaziele erreichbar zu machen.

Einleitung

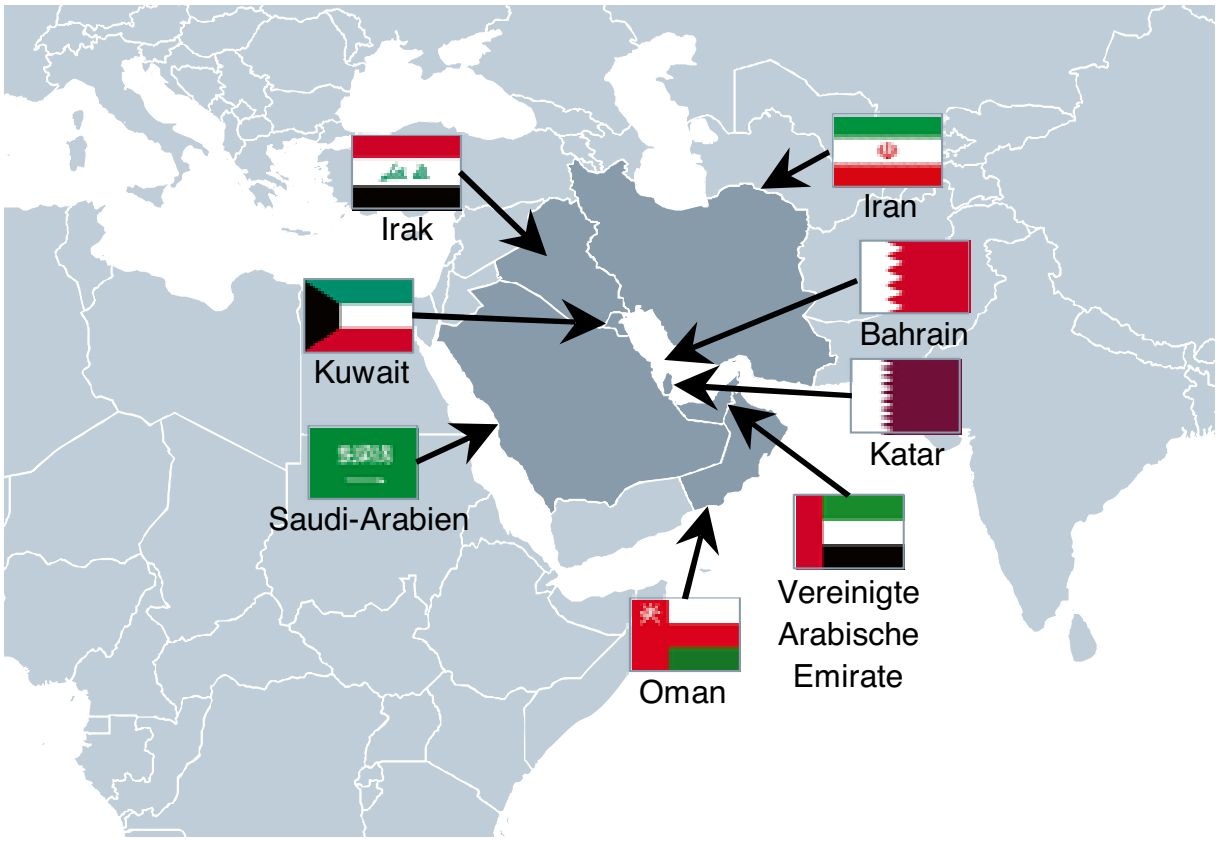
Der 24. Weltenergiekongress (World Energy Congress), welcher alle drei Jahre stattfindet und über 150 Staaten repräsentiert, wird 2019 in Abu Dhabi abgehalten. Der Nachbarstaat, das Emirat Dubai, wird ein Jahr später (2020) als Gastgeber die nächste Weltausstellung (Exposition Universelle Internationale, Expo) austragen. Mit diesen Großereignissen rücken die Staaten am Golf erneut in den Blickpunkt der Weltöffentlichkeit. Daher setzt der Weltenergierat – Deutschland seinen diesjährigen Schwerpunkt in der Publikationsreihe „Energie für Deutschland“ auf die energiereichen Staaten am Golf (siehe Abbildung 1.1, in alphabetischer Reihenfolge[1]): Bahrain (BHR), Irak (IRQ), Iran (IRN), Katar (QAT), Kuwait (KWT), Oman (OMN), Saudi-Arabien (SAU), Vereinigte Arabische Emirate (ARE). Zur Vereinfachung verwendet dieser Artikel den Begriff Golfstaaten für die angeführten Staaten.

Weitläufig bekannt ist, dass die Golfstaaten eine wichtige Rolle bei der globalen Erdöl- und Erdgasproduktion spielen. So produzieren die Golfstaaten 33 % der täglich benötigten Erdöl- bzw. 17 % der Erdgasmengen. In Bezug auf Reserven sind es 47 % bzw. 40 % der heute bekannten Erdöl-/Erdgasreserven, die in dieser Region verfügbar sind.[2] Damit gehören diese Staaten zu den führenden Energieexporteuren der Welt. Weniger bekannt, aber ebenso beachtenswert, ist die demographische und geographische Dimension der Region (siehe Tabelle 1.1). So sind die Golfstaaten flächenmäßig insgesamt 13-mal so groß wie Deutschland, wobei Saudi-Arabien 6-mal und der Iran 4,6-mal die Fläche Deutschlands aufweisen. Insgesamt leben in den Golfstaaten doppelt so viele Bürger wie in Deutschland. Der Strombedarf der Region ist insgesamt 1,6-mal so hoch wie in Deutschland. Die mit Abstand größten Stromverbraucher sind die beiden de-

1 United Nations: Country Code ISO 3166-1 alpha-3, United Nations International Trade Statistics Knowledgebase, New York: 2016 (unstats.un.org/unsd/tradekb/knowledgebase/country-code).

2 BP: Statistical Review of World Energy, London: 2018 (www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html).

Abbildung 1.1: Staaten im Fokus dieser Arbeit



Quelle: Siemens

Tabelle 1.1: Staatenvergleich (Deutschland = 1,00)

Staat	Territorium	Bevölkerung	BIP (US$)	BIP/Bew. (US$/Bew.)	Strombedarf	Benzinpreis*	Dieselpreis*	Strompreis*
Bahrain (BHR)	0,00	0,02	0,01	0,53	0,04	0,35	0,30	0,10
Irak (IRQ)	1,21	0,45	0,05	0,12	0,14	0,41	n.a.	0,10
Iran (IRN)	4,61	0,97	0,12	0,12	0,47	0,19	0,05	0,07
Katar (QAT)	0,03	0,03	0,05	1,43	0,07	0,29	0,35	0,07
Kuwait (KWT)	0,05	0,05	0,03	0,65	0,11	0,23	0,26	0,07
Oman (OMN)	0,87	0,05	0,02	0,35	0,05	0,36	0,43	n.a.
Vereinigte Arabische Emirate (ARE)	0,23	0,11	0,10	0,92	0,21	0,34	0,46	0,23
Saudi-Arabien (SAU)	6,02	0,39	0,19	0,47	0,57	0,36	0,09	0,13
Summe	**13,02**	**2,07**	**0,57**		**1,62**			
Durchschnitt						0,31	0,28	0,11

* Benzin- und Dieselpreise per 18. März 2019, Strompreise per Juni 2018

Quelle: BP (2018), Weltbank (2018), GlobalPetrolPrices.com (2019)

mographisch und flächenmäßig größten Golfstaaten, Saudi-Arabien und Iran mit 57 % bzw. 47 % des deutschen Stromverbrauchs. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt (BIP) erreichen alle Golfstaaten gemeinsam etwa 60 % der deutschen Wirtschaftsleistung. Saudi-Arabien und der Iran sind aufgrund ihrer Größe mit 19 % bzw. 12 % die BIP-stärksten Staaten. Bezieht man das BIP auf die Bevölkerung, kann Katar auf ein ca. 40 % höheres BIP pro Einwohner verweisen verglichen mit Deutschland.

Deutschland vs. Golfstaaten:

Fläche:	1:13,0
Bevölkerung:	1:2,1
Strombedarf:	1:1,6
BIP:	1:0,6

Die nachfolgenden Ausführungen gliedern sich in zwei Abschnitte. Im ersten Kapitel erläutert Markus Groissböck die historische Entwicklung des Energie- bzw. Elektrizitätsbedarfs sowie einen Ausblick auf 2025. Im zweiten Kapitel skizzieren David Jalilvand und Kirsten Westphal die Herausforderungen für die Petrostaaten am Golf, die sich aus den Umbrüchen der internationalen Energielandschaft und dem Pariser Klimaschutzabkommen ergeben.

1.1 Energiebedarf in den Golfstaaten

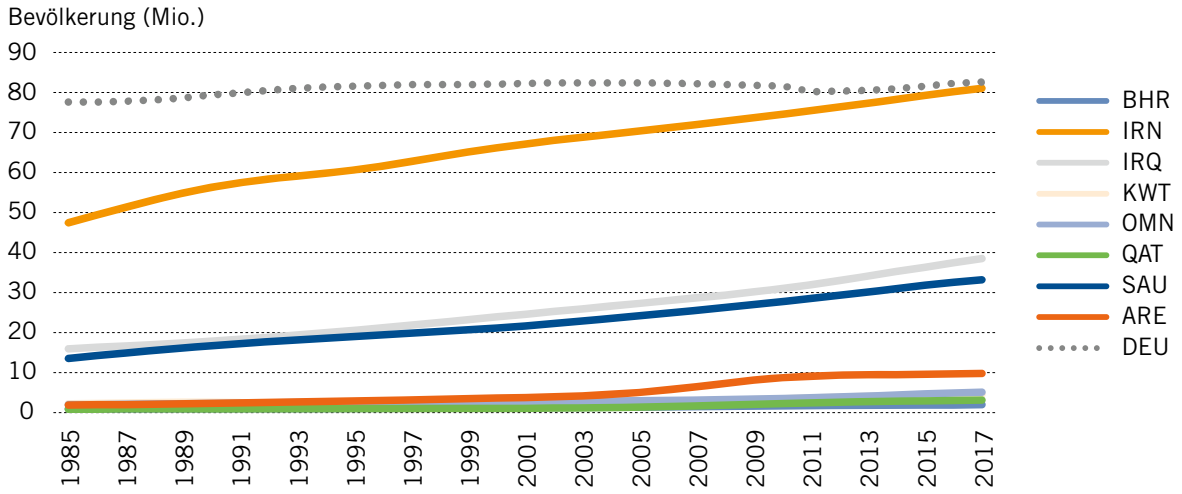
Historische Entwicklung

Von 2005 auf 2017 ist die Bevölkerung in den Golfstaaten im Mittel um 2,3 %/Jahr gestiegen (von 132,5 auf 174,7 Mio., siehe Abbildung 1.2).[1] Das Wachstum der einzelnen Staaten variiert dabei zwischen 1,2 %/Jahr (Iran, von 70,4 auf 81,2 Mio.) und 9,2 %/Jahr (Katar, von 0,9 auf 2,6 Mio.). Das starke Wachstum von Katar ist auf die verstärkte Zuwanderung von ausländischen Arbeitskräften zurückzuführen, um das bevorstehende Großereignis der FIFA-Weltmeisterschaft 2022 zu bewerkstelligen. Zwischen 33 und 89 % der Arbeitskräfte in den Golfstaaten sind ausländischen Arbeitskräfte.[2] Sowohl in den Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) als auch in

1 World Bank: World Development Indicators, Washington, DC: 2018 (wdi.worldbank.org).

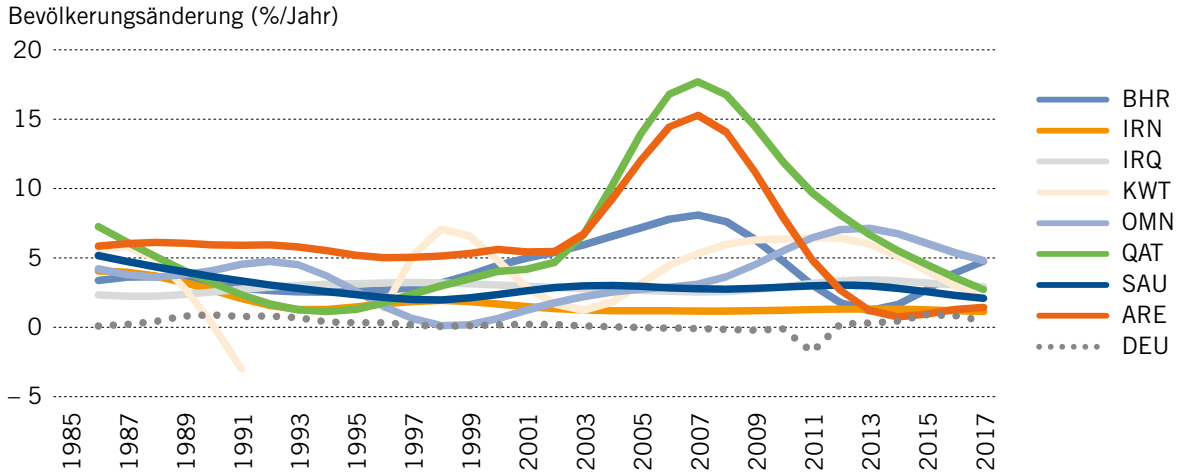
2 Go-Gulf, Expats in Middle East – Statistics and Trends (www.go-gulf.ae/blog/expats-middle-east/).

Abbildung 1.2: Bevölkerung in den Golfstaaten seit 1985, in Mio.



Quelle: Weltbank (2018)

Abbildung 1.3: Bevölkerungsänderung in den Golfstaaten seit 1985, in %/Jahr



Quelle: Weltbank (2018)

Katar sind mehr als 85 %, und in Saudi-Arabien beinahe 33 % der Arbeitskräfte Gastarbeiter. Der Anteil an ausländischen Arbeitskräften ist sehr stark von der wirtschaftlichen Entwicklung abhängig und führt immer wieder zu großen Schwankungen der Bevölkerungswachstumsraten (siehe Abbildung 1.3). Um den hohen Anteil an ausländischen Arbeitskräften besser zu steuern, sind in einigen Golfstaaten Programme wie zum Beispiel „Saudization, Omanization, Emiratization“ ins Leben gerufen worden.[3]

Weiterhin signifikantes Bevölkerungswachstum erwartet

Zwischen 2005 und 2017 hat sich die jährliche Stromproduktion in den Golfstaaten im Mittel um 6,0 %/Jahr erhöht. Während diese in Kuwait um 4,3 %/Jahr zugenommen hat, ist sie im Irak um 10,5 %/Jahr und in Katar um 9,7 %/Jahr gestiegen (siehe Abbildung 1.4). Im Vergleich dazu nahm die Stromproduktion in Deutschland im selben Zeitraum um lediglich 0,4 %/Jahr zu. In den letzten Jahren ist auch in den Golfstaaten eine Entkopplung von BIP und Energiebedarf zu beobachten. Die Staaten Bahrain, Katar, Oman und Saudi-Arabien weisen eine gewisse Stagnation im Strombedarfswachstum auf. Diese ist vermutlich auf die Energie- und Strompreiserhöhungen der letzten Jahre zurückzuführen, welche Investitionen in Energieeffizienz fördern, den Energieverbrauch generell drosseln und den Einsatz erneuerbarer Energien interessant machen sollen.[4]

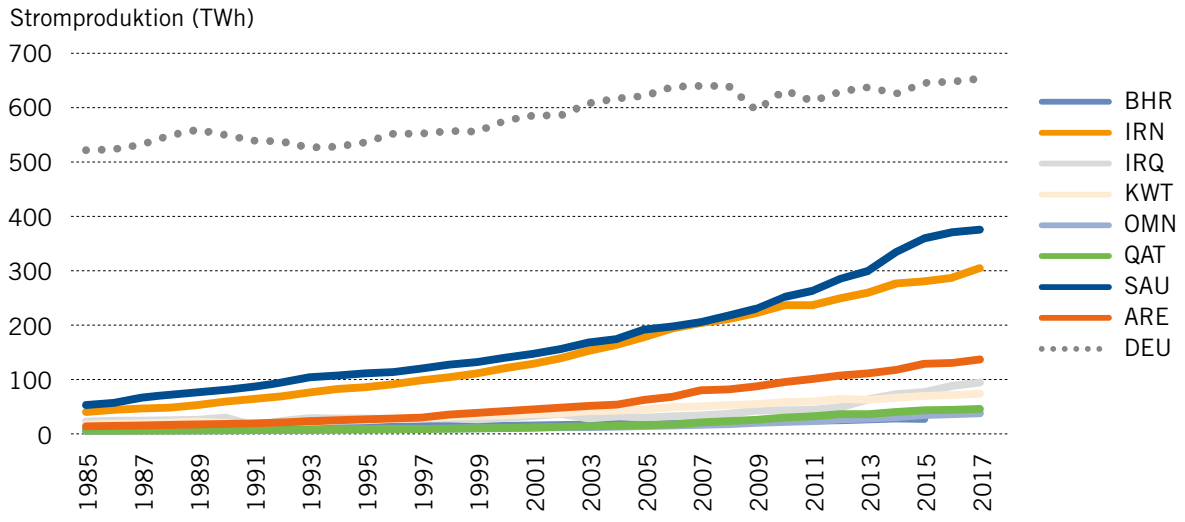
Strombedarf grundsätzlich steigend, Sättigungstendenzen zeichnen sich ab

Sowohl die Stromproduktion als auch die Bevölkerung sind in den letzten Jahrzehnten in allen Golfstaaten stark gestiegen. Der Trend im Stromverbrauch pro Einwohner ist dagegen nicht in allen Staaten der gleiche (siehe Ab-

3 Albawaba, Saudization, Omanization, Emiratization: Naturalization programs need to consider the skills for tomorrow, 2017 (www.albawaba.com/business/saudization-omanization-emiratization-naturalization-programs-need-consider-skills-tomorrow).

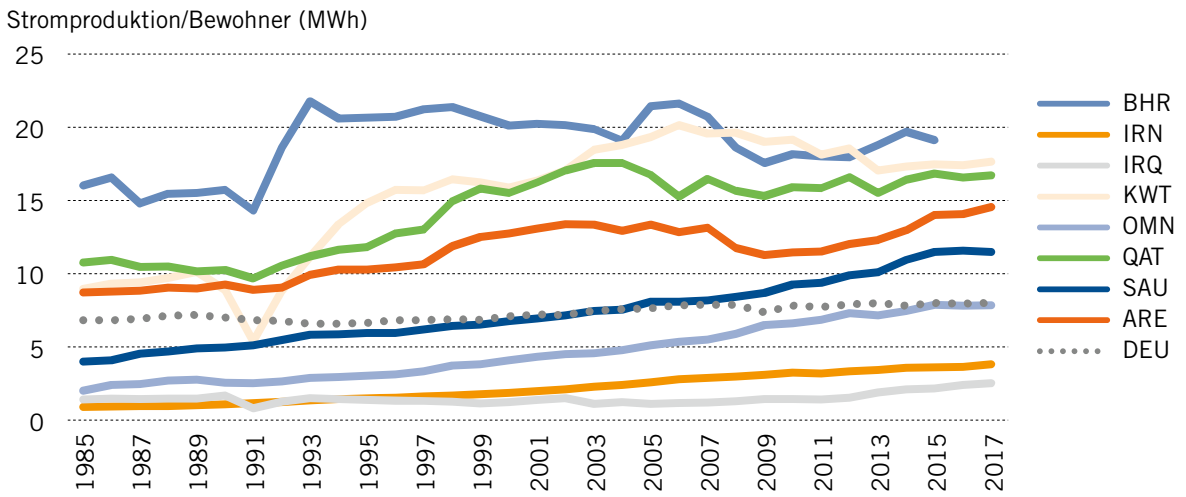
4 IISD: Energy Pricing Reforms in the Gulf: A trend but not (yet) a norm, Winnipeg: 2018 (www.iisd.org/sites/default/files/publications/energy-pricing-gulf-trend-but-not-norm.pdf).

Abbildung 1.4: Stromproduktion in den Golfstaaten seit 1985, in TWh



Quelle: BP (2018)

Abbildung 1.5: Stromproduktion/Bewohner in den Golfstaaten seit 1985, in MWh



Quelle: BP (2018), Weltbank (2018)

bildung 1.5). Während der Pro-Kopf-Verbrauch in Bahrain und Kuwait leicht sinkt, hält er sich in Katar, Oman und Saudi-Arabien auf relativ konstantem Niveau. Die übrigen Staaten (Iran, Irak, VAE) weisen weiterhin einen steigenden Trend im Pro-Kopf-Stromverbrauch auf.

Aktueller Primärenergieverbrauch

Der Primärenergiebedarf in den Golfstaaten wird fast ausschließlich mit fossiler Energie gedeckt (siehe Abbildung 1.6 und Tabelle 1.2). Während Irak und Saudi-Arabien vor allem auf Öl setzen, setzen Iran, Katar, Oman und die VAE auf Erdgas als primärer Energieträger. In Kuwait wird je 50 % Erdgas und Erdöl verbraucht. Der Anteil nicht fossiler Energieträger (Nuklear, Wasserkraft, und andere erneuerbare Energien) beträgt in allen Golfstaaten weniger als 2 %. Anders als in Deutschland verwendet aktuell keiner der Golfstaaten im größeren Stil Kohle als Primärenergieträger.

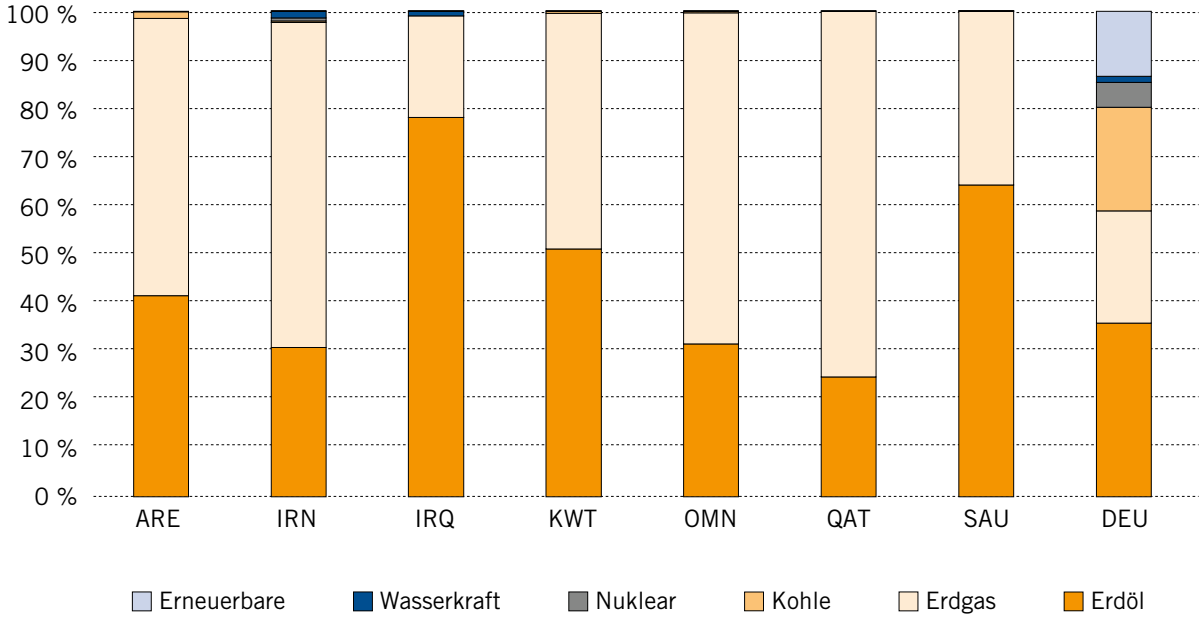
Tabelle 1.2: Primärenergieverbrauch 2017, in Mtoe

Staat	Erdöl	Erdgas	Kohle	Kern-energie	Wasser-kraft	Andere Erneuer-bare	Summe
Bahrain (BHR)	1,8	2,2	–	–	–	–	4,0
Irak (IRQ)	38,5	10,3	–	–	0,5	*	49,2
Iran (IRN)	84,6	184,4	0,9	1,6	3,7	0,1	275,4
Kuwait (KWT)	20,0	19,0	0,2	–	*	*	39,3
Oman (OMN)	9,3	20,0	0,1	–	–	*	29,4
Katar (QAT)	13,3	40,8	–	–	–	*	54,1
Saudi-Arabien (SAU)	172,4	95,8	0,1	–	–	*	268,3
Vereinigte Arabische Emirate (ARE)	45,0	62,1	1,6	–	–	0,1	108,7
Deutschland (DEU)	119,8	77,5	71,3	17,2	4,5	44,8	335,1

* weniger als 0,05 Mtoe

Quelle: BP (2018), IEA (2018)

Abbildung 1.6: Primärenergiebedarf 2017



Quelle: BP (2018)

>98 % des Energiebedarfs wird durch fossile Brennstoffe gedeckt

Die Endkundenpreise für Benzin bzw. Diesel liegen in den Golfstaaten zwischen 0,25 und 0,56 €/Liter bzw. zwischen 0,06 und 0,58 €/Liter, während in Deutschland einschließlich Mineralöl- und Mehrwertsteuer 1,35 bzw. 1,27 €/Liter an der Tankstelle bezahlt werden müssen (siehe Tabelle 1.3).[5] Der Strompreis in den Golfstaaten liegt zwischen 0,02 und 0,07 €/kWh, während in Deutschland inklusive diverser Umlagen (zur Förderung der Kraft-Wärmekopplung, KWK, und erneuerbarer Energien, EEG) und Steuern (Umsatz- und Stromsteuer), welche 54 % des Endkundenpreises ausmachen, 0,30 €/kWh verrechnet werden.

5 GlobalPetrolPrices, 2019 (www.globalpetrolprices.com/).

Tabelle 1.3: Benzin-, Diesel-, und Strompreise

Staat	Benzinpreis (Euro/Liter) *	Dieselpreis (Euro/Liter) *	Haushaltsstrompreis (Euro/kWh) *
Bahrain (BHR)	0,47	0,38	0,03
Irak (IRQ)	0,56	n.a.	0,03
Iran (IRN)	0,25	0,06	0,02
Kuwait (KWT)	0,31	0,33	0,02
Oman (OMN)	0,48	0,55	n.a.
Katar (QAT)	0,39	0,45	0,02
Saudi-Arabien (SAU)	0,48	0,11	0,04
Vereinigte Arabische Emirate (ARE)	0,46	0,58	0,07
Deutschland (DEU)	1,35	1,27	0,30

* Benzin- und Dieselpreise per 18. März 2019, Strompreise per Juni 2018

Quelle: GlobalPetrolPrices.com (2019)

Kraftwerksflotte und Stromgestehungsmix

2017

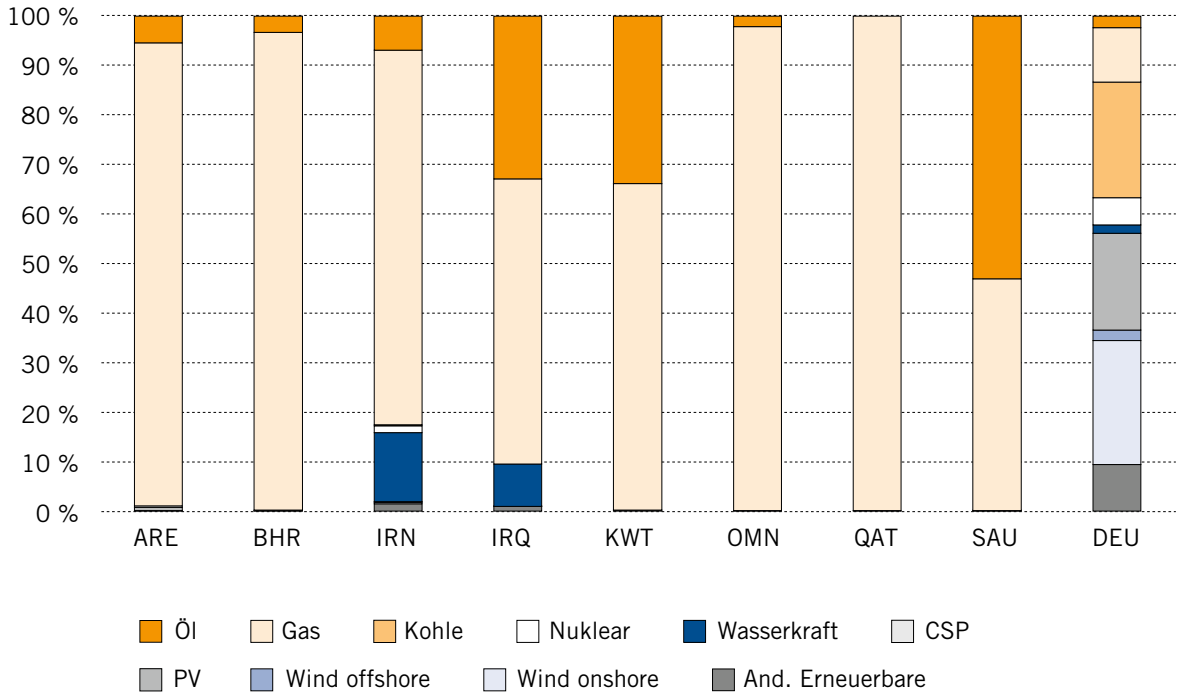
Die Kraftwerksflotten in allen Golfstaaten werden von fossil-befeuerten Kraftwerken dominiert (siehe Abbildung 1.7 und Abbildung 1.8).[6] Während im Iran, Kuwait, Oman, Katar, und VAE Erdgas-befeuerte Kraftwerke dominieren, wird der Kraftwerkspark in Saudi-Arabien überwiegend mit Erdöl betrieben. Im Vergleich dazu hat Deutschland einen diversifizierten Erzeugungsmix aus Kohle, Erdgas, Kernenergie und inzwischen einen beträchtlichen Anteil von erneuerbaren Energien (2018: 32 %).

→ 2017: >95 % der Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken

Der Iran und der Irak verfügen über signifikante Wasserkraft-Kapazitäten. Der Anteil der Wasserkraftwerke an der Kraftwerkskapazität liegt bei 10 bzw. 15 % (Iran/Irak). Der Beitrag zur Stromerzeugung liegt in beiden Fällen aber nur bei ca. 5 %. Dieser geringe Beitrag zur Stromproduktion ist das Resultat der saisonal beschränkten Verfügbarkeit der Wasserressourcen. Auch in Deutschland ist der Unterschied zwischen dem Anteil der erneuerbaren Energien an der Kapazität (54 %) vs. Anteil an der Stromerzeugung (32 %) beträchtlich (Stand: 2018). Aufgrund der variablen Windverhältnisse, der auf die Tageszeit beschränkte Photovoltaik-Stromproduktion, sowie saisonale Schwankungen der natürlichen Ressourcen, ist das jedoch ein typisches Ergebnis.

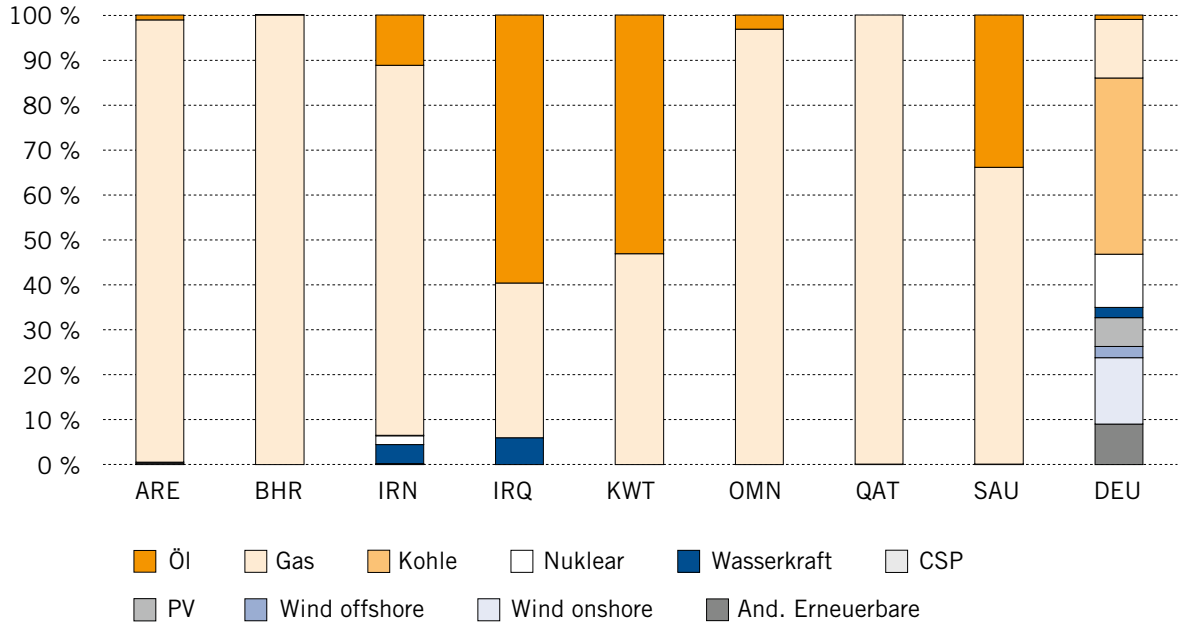
6 IHS Markit: Global Renewable Power Market Outlook, London: 2019.

Abbildung 1.7: Kraftwerksflotte 2017, in Prozent



Quelle: IHS Markit (2019)

Abbildung 1.8: Stromproduktion 2017, in Prozent



Quelle: IHS Markit (2019)

2025

Laut gängigen Energieprognosen wird sich der Energiemix in den Golfstaaten bis 2025 nicht signifikant ändern.[7] Die Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken (namentlich Gas-, Öl-, Kohle- und Nuklear-Kraftwerke) werden vermutlich zunehmen, wobei sich eine Verschiebung in Richtung Gas abzeichnet. So beabsichtigt z. B. Saudi-Arabien verstärkt, seine nationalen Erdgas-Ressourcen für die Stromerzeugung zu nutzen, bzw. überlegt, in das LNG-Geschäft einzusteigen.[8] In den VAE ist mit der Inbetriebnahme von mehreren GW an Kohle- und Kernkraftwerken sowie der Ausweitung der Erdgasnutzung zu rechnen. Als weiteres Beispiel wird in Saudi-Arabien mittel- und langfristig (nach 2030) weiter mit signifikanter Stromerzeugung aus Kernkraftwerken geplant. Es kann aber sein, dass bis zu ein Jahrzehnt notwendig sein wird, um die regulatorischen und technischen Vorbereitungen und Voraussetzungen sowie den Bau und die Inbetriebnahme der geplanten Kernkraftwerke zu realisieren. Während im Irak und in Katar der Anteil an erneuerbaren Energien im einstelligen Prozent Bereich der zusätzlich installierten Kraftwerke liegen könnte, planen Staaten wie VAE, Kuwait und Saudi-Arabien den Neubau von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sehr stark zu forcieren. Dessen ungeachtet wird kurz- und mittelfristig die fossile Stromerzeugung weiterhin stark dominieren.

→ 2025: >90 % der Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken

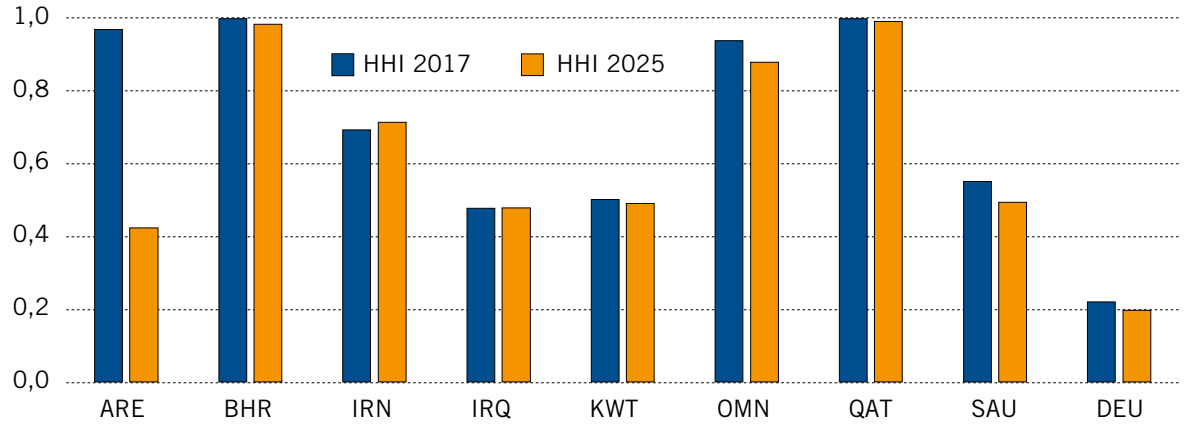
Für die Bewertung der Diversifizierung der Stromproduktion wird der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) herangezogen.[9] Je geringer der HHI ist, desto diversifizierter und unkonzentrierter ist die Stromproduktion eines Staates. Während in fast allen Golfstaaten die Investitionen in zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten (inkl. erneuerbare Energien) einen Beitrag zur Diversifizierung der Stromproduktion leisten, ist dies im Iran nicht der Fall (siehe Abbildung 1.9). Im Iran ist weiterhin mit einem sehr starken Fokus auf lokal verfügbares Erdgas zu rechnen. Die noch stärkere Konzentration des Energiemixes

7 BNEF: New Energy Outlook, London: 2018; BP: BP Energy Outlook 2019, London: 2019; DNV GL: Energy Transition Outlook, Oslo: 2018; Exxon Mobil: A View to 2040, Irving: 2018; IEA: World Energy Outlook, Paris: 2018; Shell: Shell Scenarios, London: 2018.

8 OilPrice: The Real Cost Of Saudi Arabia's Gas Ambitions, 2018 (https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/The-Real-Cost-Of-Saudi-Arabias-Gas-Ambitions.html).

9 Federal Reserve Bank of St. Louis: The Herfindahl-Hirschman Index, Washington, DC: 1993 (fraser.stlouisfed.org/files/docs/publications/FRB/pages/1990-1994/33101_1990-1994.pdf).

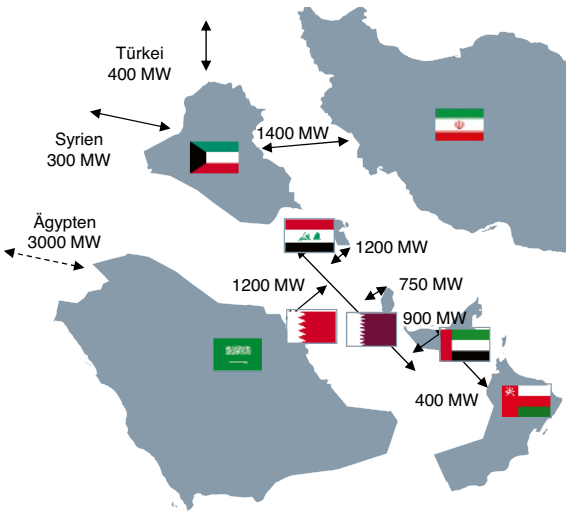
Abbildung 1.9: Konzentration der Stromerzeugung (HHI, 2017 und 2025)



Quelle: IHS Markit (2019)

in Gas-Kraftwerke erhöht den HHI und damit die Konzentration auf einen Brennstoff. Die VAE diversifizieren sehr stark, da zwei weitere starke Standbeine (Kohle und Nuklear) geplant sind (4 x 1,4 GW an Kernkraftwerken und 4 x 0,7 GW an Kohlekraftwerken). Die Konzentration auf einige wenige Brennstoffe darf nicht mit einer schlechten Versorgungssicherheit gleichgesetzt werden. Für solche Aussagen müssten noch weitere Parameter (z. B. Anzahl von Lieferanten, Infrastruktur, Lieferstaaten, Zuverlässigkeit und Volumen) zur Analyse herangezogen werden.

Abbildung 1.10: Stromaustausch über Staatsgrenzen hinweg



Quelle: Siemens

Stromaustausch

Der Staatsgrenzen überschreitende Stromaustausch könnte zur Erhöhung der allgemeinen Versorgungssicherheit beitragen, in dem die nationalen, zeitlich verschobenen Verbrauchsspitzen mit überregionalen Produktionskapazitäten ausgeglichen werden. Diesem Ziel haben sich diverse Projekte verschrieben, die vom Arabischen Fonds für Wirtschaft & Soziale Entwicklung unterstützt werden[10]: das „Eight Country Interconnection Project“ (EIJLLPST), das „Maghreb Countries Interconnection Project“ und das „Gulf Cooperation Council Power Grid Interconnection Project“ (GCCPGIP). Bei den in Abbildung 10 gezeigten Verbindungen zwischen den analysierten Staaten sind zusätzliche Stromnetzverbindungen des Irans zu seinen anderen Nachbarstaaten (Türkei, Pakistan, Afghanistan, Turkmenistan, Armenien, und Aserbaidschan) nicht aufgeführt.[11]

→ Zu geringe Kapazitäten für effektiven Stromhandel zwischen den einzelnen Ländern

10 Arab Fund for Economic & Social Development: Electricity, 2016 (www.arabfund.org/default.aspx?pageId=454). die Abkürzung EIJLLPST steht für zu verbindenden Länder „Egypt, Iraq, Jordan, Libya, Lebanon, Palestine, Syria, und Turkey“; das Maghreb-Projekt verbindet die Länder Libyen, Tunesien, Algerien, und Marokko miteinander verbinden sollen); das GCCPGIP-Projekt verbindet die Länder Bahrain, Katar, Kuwait, Oman, Saudi-Arabien, und Vereinigte Arabische Emirate;

11 Iran Daily, Teheran: 2018 (www.iran-daily.com/News/219810.html).

Die Kapazitäten der aktuellen Koppelleistungen sind gemessen an dem Bedarf der einzelnen Staaten relativ niedrig. Am Beispiel Iran bedeutet dies, dass bei einem Spitzenstrombedarf von etwa 52 GW (2016) das Land über Koppelkapazitäten mit den Nachbarstaaten von 1,4 GW verfügt (ca. 3 % der Spitzenlast). Der Iran verwendet derzeit die Stromtrassen nicht zum bi-direktionalen Stromaustausch, sondern lediglich zum Stromverkauf. Ähnlich verhält es sich mit Saudi-Arabien, wo einem Spitzenstrombedarf von 62 GW (2018) eine Stromnetzkapazität von 1,2 GW (ca. 2 % der Spitzenlast) gegenübersteht.[12] Der Irak verfügt derzeit über die beste Interkonnektivität zu den Nachbarstaaten, da ca. 9 % des Spitzenstrombedarfs von etwa 16 GW (oder 1,4 GW) mit den Golfstaaten-Nachbaren ausgetauscht werden kann. Im Vergleich dazu verfügt Deutschland bei einer Spitzenlast von 85 GW (2018) über Leitungsverbindungen mit den Nachbarstaaten mit einer Kapazität von über 20 GW (ca. 24 % der Spitzenlast).

Die Möglichkeit, Strom mit den Nachbarn auszutauschen, kann auch in Verbindung mit den Bemühungen der einzelnen Staaten, den Ausbau von Kohle- und Kernkraftwerken voranzutreiben, eine sehr wichtige Rolle spielen. Denn der mögliche Ausfall dieser meist großen Kraftwerke (700 bis 1.400 MW je Kraftwerksblock) sollte auf die wirtschaftlichste Art und Weise abgesichert werden und dabei ist die Aufteilung der Vorhaltung von Reservekapazitäten nach dem Vorbild der MISO, PJM oder ENTSOE[13] auf mehrere Schultern in der Regel die wirtschaftlichste Variante.[14] Daher wird die Versorgungssicherheit durch gute Anbindungen an die Nachbarstaaten positiv beeinflusst, denn dadurch können sowohl kurzfristige als auch saisonale Ungleichheiten von Bedarf und Nachfrage wirtschaftlicher ausgeglichen werden. Für eine sichere, nachhaltige und stabile Stromversorgung ist es nicht mehr üblich, in nationalen Grenzen zu denken, stattdessen ist der überregionale Kontext der wichtigere (siehe auch z. B. MISO, PJM und ENTSOE).

12 Argaam: Power consumption in Saudi Arabia hits peak level in 2018, 2018 (https://www.argaam.com/en/article/articledetail/id/568336).

13 MISO: Midcontinent Independent System Operator; PJM: Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection; ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity

14 ENTSO-E: Pan-European analysis on electricity security of supply looks at low-carbon scenario by 2025, Brussels: 2018 (www.entsoe.eu/news/2018/10/03/pan-european-analysis-on-electricity-security-of-supply-looks-at-low-carbon-scenario-by-2025/)

Erneuerbare Energien

Beim Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten haben die Investitionen in erneuerbare Energien die in fossile Energien seit 2015 überholt (siehe Abbildung 1.11).[15] Während historisch die Investitionen in erneuerbare Energien vor allem durch staatlich garantierte Einspeisetarife erfolgte, setzt die aktuell bevorzugte Variante auf die auch im konventionellen Kraftwerksbereich üblichen Stromkaufvereinbarungen („Power Purchase Agreements“, PPA). Auch Unternehmen verwenden mehr und mehr die Variante der Strombezugsverträge, um bilanziell die Emissionen des eigenen Stromverbrauchs zu reduzieren (Corporate PPA).[16]

→ Corporate PPAs können einen Beitrag zum Erreichen der COP21-Ziele leisten

Die historisch relativ niedrigen Energiepreise in den analysierten Golfstaaten machten es bisher sowohl für Private als auch für Gewerbetreibende relativ uninteressant, in Energieeffizienz bzw. erneuerbare Energie (wie Photovoltaik und Wind) zu investieren und dies, obwohl die Golfstaaten über ausgezeichnete Wind- und Solar-Ressourcen verfügen.[17] Die in den letzten Jahren durchgeführten Energie- und Strompreiserhöhungen gemeinsam mit den gesunkenen Kosten für erneuerbare Energien, allen voran Photovoltaik und Wind, führen nun dazu, dass die Themen Energieeffizienz und erneuerbare Energien eine wirtschaftliche Attraktivität erreichten und nun von Politik, Wirtschaft und der Bevölkerung als solche erkannt werden. Der Ausbau von erneuerbaren Energien wird in den Golfstaaten, wie auch in westlichen Staaten üblich, durch nationale Initiativen und Förderungen initiiert. Das saudi-arabische „Renewable Energy Project Development Office“ (REPDO) plant mit 40 GW installierter Photovoltaik-Kapazität für das Jahr 2030, und hebt das Ziel für 2023 von 5,6 auf 20 GW an.[18] In Summe hat Saudi-

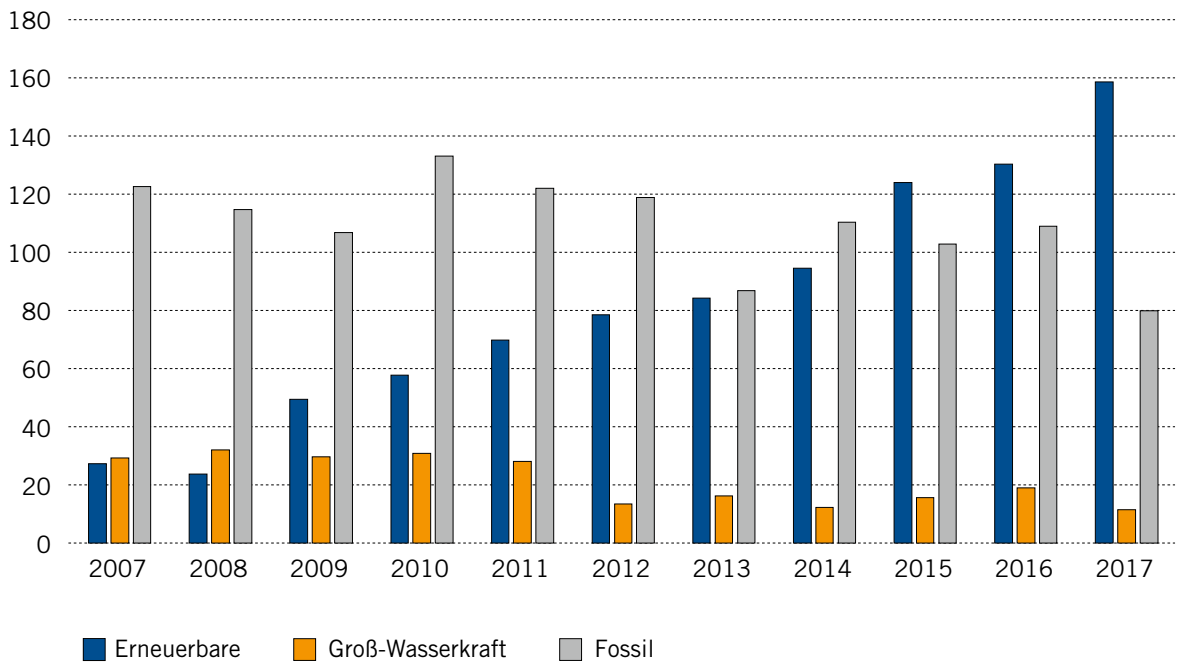
15 IHS Markit: Global Renewable Power Market Outlook, London: 2019.

16 PWC: Optimising Energy Procurement via Corporate PPAs, Canberra: 2017 (www.pwc.com.au/publications/corporate-power-purchase-agreements-nov17.html). WE Forum: Game Changers in the Energy System Emerging Themes Reshaping the Energy Landscape, London: 2017 (www.weforum.org/whitepapers/game-changers-in-the-energy-system-emerging-themes-reshaping-the-energy-landscape).

17 IRENA: Renewable Energy in the Arab Region – Overview of developments, Abu Dhabi: 2012 (www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Arab_Region_Overview_2016.pdf).

18 PV Magazin: Saudi Arabia to tender 2.22 GW of solar in 2019 and wants 40 GW in 2030, 2019 (www.pv-magazine.com/2019/01/10/saudi-arabia-to-tender-2-22-gw-of-solar-in-2019-and-wants-40-gw-in-2030/).

Abbildung 1.11: Kraftwerkszubau in GW_{net}, 2007–2017



Quelle: IHS Markit (2019)

Arabien Ambitionen, bis zu 200 GW an Photovoltaik weltweit zu betreiben.[19] Die VAE setzen stark auf solarthermische Kraftwerke („concentrated solar power", CSP), die Speicher von bis 15 Stunden beinhalten, um Strom für den ganzen Tag zur Verfügung stellen zu können (siehe Solarparks Mohammed bin Rashid Al Maktoum, MBR).[20] Bis 2030 planen die VAE, eine Kapazität von 5 GW an CSP-Kraftwerken installiert zu haben und damit einen signifikanten Beitrag zur Produktion grünen Stromes zu leisten.

Starker Ausbau an erneuerbaren Energien geplant

Das potenzielle Wachstum an erneuerbaren Energien verbunden mit den niedrigen Gestehungskosten (unter 25 USD/MWh[21]) bietet auch die Möglichkeit, grünen Strom in der Trinkwasserversorgung zu verwenden.[22] Einerseits können damit weit entfernt vom Stromsystem liegende Wasserpumpen betrieben werden und andererseits kann die elektrisch betriebene Meerwasserentsalzung (Umkehrosmose) verwendet werden, um sauberes Trinkwasser bereitzustellen. Letzteres stellt eine wichtige Möglichkeit dar, Trinkwasser auf eine dezentrale und nachhaltige Art und Weise bereitzustellen.

19 Bloomberg: Saudis, SoftBank Plan World's Largest Solar Project, London: 2018 (www.bloomberg.com/news/articles/2018-03-28/saudi-arabia-softbank-ink-deal-on-200-billion-solar-project).

20 Solarify, Weltgrößtes CSP-Kraftwerk entsteht in Dubai, 2017 (www.solarify.eu/2017/09/27/327-weltgroesstes-csp-kraftwerk-entsteht-in-dubai/).

21 ACWA POWER, ACWA Power wins the first ever Utility Scale Renewable Energy project in Saudi Arabia, Riad: 2018 (https://www.acwapower.com/news/acwa-power-wins-the-first-ever-utility-scale-renewable-energy-project-in-saudi-arabia/).

22 IEA Renewable Energy Powered Water Services, Paris: 2007 (www.iea-pvps.org/index.php?id=368&eID=dam_frontend_push&docID=202)

Technische Trends

Zu den wichtigsten aktuellen Trends gehört die Entwicklung von diversen Speichertechnologien, um die immer günstiger werdenden, fluktuierenden und manchmal im Überfluss vorhandenen erneuerbaren Energien optimal ins Strom- bzw. Energiesystem integrieren zu können. Hierbei sind – in Abwesenheit von signifikantem Potenzial für Pumpspeicherkraftwerke in der Golfregion – Batteriespeicher, thermische Speicher, Druckluftspeicher und Power-to-X (PtX) die derzeit vielversprechendsten Technologien.[23] Abhängig von der tatsächlich notwendigen Speicherdauer, den geographischen, rechtlichen und steuerlichen Bedingungen der einzelnen Staaten, ist die Bereitstellung von Systemdienstleistungen bzw. die Speicherung von Elektrizität von bis zu einigen Stunden vermutlich mit dem Batteriespeicher („Battery Energy Storage“, BES) die wirtschaftlichste Option. Zum Verschieben von Elektrizität von einigen Tagen bis zu Wochen stellen Thermische Speicher („Thermal Energy Storage“, TES) eine sehr gute Lösung dar. Für Langzeit-Stromspeicher stellen Druckluftspeicherkraftwerke („Compressed Air Energy Storage“, CAES) bei Vorhandensein von großen unterirdischen Speichern, Pumpspeicherkraftwerke bzw. PtX (wie z. B. Wasserstoffproduktion mit bzw. ohne anschließender Methanisierung) technische Lösungen dar, die bereits heute implementiert werden können.

→ Diverse Speichertechnologien zur kosteneffektiven Integration von erneuerbaren Energien stehen schon zur Verfügung

Während TES in Europa bereits gute Verwendung im Industriebereich sowie in Fernwärme-Netzen findet, ist in den Golfstaaten der Einsatz in Fernkälte-Netzen wirtschaftlich denkbar. Alle genannten Technologien unterstützen die weitere Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien im Stromsektor und erlauben darüber hinaus, den Austausch von erneuerbarer Energie in andere Verbrauchersektoren wie Verkehr, Industrie und Haushalte voranzutreiben (Sektorkopplung) und damit eine umfassende Dekarbonisierung zu erzielen. Bei den sehr geringen Stromgestehungskosten in der Region für Solar PV und Wind kann in den Golfstaaten die Sektorkopplung (mit z. B. grünem Wasserstoff oder grünem Ammoniak[24]) bereits heute initiiert werden und damit als Vorbild für die Welt dienen.[25] Damit könnten sich langfristig heutige Erdgas- bzw. Erdöl-Exporteure in Wasserstoff-Exporteure wandeln. In Verbindung mit Kohlenstoffdioxid (CO_2)-Abscheidung ist auch die Herstellung von „blauem“ Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen (Kohle, Erdöl oder Erdgas) als Ausgangstoff für die chemische Industrie realisierbar. Vor allem für das Erreichen der weltweiten Klimaziele ist die Verwendung von „grünem“ Wasserstoff und daraus hergestellten synthetischen Brennstoffen, gemeinsam mit verstärktem Fokus auf Energieeffizienz, eine wichtige Option.[26] Ein weiterer Beitrag zum Erreichen der Klimaziele ist die Verwendung des in fossilen Brennstoffen enthaltenen CO_2 zur Aufrechterhaltung des Drucks in Erdöl- bzw. Erdgas-Reservoirs. Dies wird schon heute als eine der wirtschaftlichen Alternativen im Bereich sekundärer Erdöl- bzw. Erdgasförderverfahren („Enhanced Oil Recovery“, EOR) gesehen. Das Verpressen von CO_2 bietet damit die Möglichkeit, die Ausbeute von Erdöl- und Erdgaslagerstätten substanziell zu steigern.

Nachhaltige und zukunftsträchtige Projekte und Initiativen werden in einigen Golfstaaten bereits seit Jahren vorangetrieben. So ist die „Internationale Agentur für erneuerbare Energien“ („International Renewable Energy Agency“, IRENA) in VAE lokalisiert. Außerdem hat das MASDAR-Projekt gezeigt, dass auch in Wüstenregionen Öko-Städte entstehen können.[27] Die VAE setzen beim EOR auf die bewährte CO_2-Abscheidung und Verwendung („Carbon Capture, Usage and Storage“, CCUS) und hat mit dem Bau einer Wasserstoff-Infrastruktur begonnen.[28] Der Oman setzt bei tertiären Erdölförderverfahren auf eine CSP-basierte Technologie zum Erzeugen von Dampf aus der im Übermaß vorhandenen Sonnen-Energie, um die Exploration der vorhandenen Erdölfelder mit schwerem Rohöl weiter betreiben zu können.[29]

23 Das X in Power-to-X (PtX) kann für unterschiedliche Energieformen stehen, z. B. Wärme, Strom, Wasserstoff, oder Ammoniak.

24 grüne Gase sind z. B. Wasserstoff aus Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien (grünem Strom); schwarze Gase sind alle Gase aus Erdöl- und/oder Erdgasförderung; graue Gase entstehen bei Verwendung von erneuerbarer Energien mit Verwendung von CO_2 aus Verbrennung von fossilen Brennstoffen;

25 Frontier Economics: International Aspects of a Power-to-X Roadmap, London: 2018.

26 COP: Find out more about COP21, Paris: 2014 (www.cop21paris.org/about/cop21/).

27 Masdar Clean Energy, Abu Dhabi: 2019 (www.masdar.ae).

28 PVTech – DEWA and Siemens start work on solar-powered hydrogen production facility (www.pv-tech.org/news/dewa-and-siemens-start-work-on-solar-powered-hydrogen-production-facility)

29 SolarPACES, Glasspoint Signs up 2nd Oman Solar EOR Project at Twice the Size: 2 GWth (www.solarpaces.org/glasspoint-signs-up-2nd-oman-solar-eor-at-twice-the-size-2-gwth/)

1.2 Bedeutung der Golfstaaten für die Weltmärkte

Die Veränderungen auf den globalen Energiemärkten fordern die Golfstaaten in besonderer Weise heraus. Zwar liegen dort die größten konventionellen Energiereserven der Welt und die Region wird auch weiterhin von günstigen Förderkosten profitieren, doch der Wandel bei Produktion und Handel auf den internationalen Märkten bringt für die Golfstaaten zahlreiche Herausforderungen mit sich. Daneben stehen die Energiesysteme der Region auch aufgrund rapide steigender Inlandsnachfrage unter Druck. Schließlich konfrontiert der Klimawandel die Region mit großen Problemen.

Weltweit wurde die Vorstellung eines „Peak Öl" durch den Förderboom von nichtkonventionellem Erdöl und Erdgas in den USA konterkariert. Dabei wird übersehen, dass die konventionelle Erdölförderung, die rund 80 % der globalen Förderung ausmacht, seit Mitte der 2000er Jahre stagniert.

Indes hat die Debatte um „Peak Demand" beim Erdöl Aufschwung genommen, die angesichts fallender Kosten vieler erneuerbarer Energieträger sowie der globalen Klimaerwärmung und des Pariser Klimaschutzabkommens die Notwendigkeit einer Trendumkehr bei den Treibhausgasemissionen und damit dem Verbrauch von fossilen Energiequellen in den Mittelpunkt rückt. Die Vorstellung eines „Peak Demand" wird durch Zielszenarien gestützt, die die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 bzw. 2 Grad bis 2050 im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zugrunde legen. Allerdings bestehen hohe Unsicherheiten über die eigentliche Nachfrageentwicklung. Denn Trendszenarien, die Entwicklungen fortschreiben sowie beschlossene und neue Politiken berücksichtigen, gehen von wesentlich konservativeren Nachfrageentwicklungen aus. Die Kluft zwischen Anspruch und Wirklichkeit geht dabei auseinander. Hinzu kommen systemische Veränderungen und teils rasante technologische Innovationen wie der Ausbau von erneuerbaren Energien oder Elektromobilität. Mit der fortschreitenden Diversifizierung des globalen Energiesystems beeinflussen sich Angebot und Nachfrage auch vermehrt Energieträger-übergreifend. Das erschwert zusätzlich die Ausbalancierung der Energiemärkte

Tabelle 1.4: Ölförderung

Tausend Barrel am Tag	2017	Anteil 2017
EU	**1.464**	**1,6 %**
Russische Föderation	**11.257**	**12,2 %**
USA	**13.057**	**14,1 %**
Irak (IRQ)	4.520	4,9 %
Iran (IRN)	4.982	5,4 %
Katar (QAT)	1.916	2,1 %
Kuwait (KWT)	3.025	3,3 %
Oman (OMN)	971	1,0 %
Saudi-Arabien (SAU)	11.951	12,9 %
Vereinigte Arabische Emirate (ARE)	3.935	4,2 %
Sonstige Staaten*	297	0,3 %
Mittlerer Osten gesamt	**31.597**	**34,1 %**
Globale Förderung	**92.649**	**100 %**

* Sonstige Staaten des Mittleren Ostens, u.a. Bahrain (BHR)

Quelle: BP 2018

→ Die Peak Oil Debatte wurde von der Peak Demand Debatte abgelöst

Im Ergebnis trägt das zu mehr Unwägbarkeiten und Preisvolatilität bei, mit denen auch die Golfstaaten umgehen müssen. Die erheblichen Preisrückgänge zwischen 2014 und 2016 und der verhaltene Preisanstieg 2017/2018 haben in diesen Jahren zu einer Investitionszurückhaltung v.a. bei den großen multinationalen Ölfirmen geführt. Vor dem Hintergrund der vergleichsweise langen Vorlaufzeit bei der Realisierung von konventionellen Ölprojekten, könnten sich die Aussichten auf einen wohlversorgten, globalen funktionierenden Ölmarkt merklich eintrüben. Hier sind die Wechselwirkungen zwischen weltweiter Nachfrageentwicklung, dem Umbau des Energiesystems und der Angebotssituation immer schwieriger vorauszusehen.

Vor diesem Hintergrund dürfte die Preisvolatilität auf den globalen Ölmärkten daher zunächst weiter zunehmen. Diese wird verstärkt durch die Tatsache, dass sich kurz- bis mittelfristig ein Überangebot von leichten Ölsorten (durch unkonventionelle Förderung in den USA) bei gleichzeitigem Unterangebot mittlerer und schwerer Ölsorten (Exportrückgänge Iran/Venezuela, OPEC+) abzeichnet. Die langfristig für die globalen Ölmärkte entscheidende Frage ist, inwieweit sich die Zunahme der Nachfrage durch eine schwächelnde Weltwirtschaft und/oder die Energietransformation verlangsamt und ob demgegenüber entsprechend Investitionen getätigt werden.

Die neue Wettbewerbssituation auf den Ölmärkten, aber auch die unklare Nachfrageentwicklung hat für die ölreichen Golfstaaten massive Auswirkungen, die nicht nur ihre Position auf den Ölmärkten schwächen, sondern auch ihre Staats- und Gesellschaftsordnung, die durch den Erdöl-(und Erdgas)reichtum geprägt ist, berühren.

Die relative Niedrigpreisphase zwischen 2014 und 2016 hat offenbart, dass sich die neue Konkurrenz, die nicht-konventionelle Ölförderung in den USA, ebenso wie Erneuerbare, auch in einem Niedrigpreisumfeld im Markt behaupten kann. Die Bemühungen der OPEC, die Produzenten aus dem Markt zu verdrängen, liefen ins Leere. Auch bei Preisen unterhalb von 50 $/Barrel fand keine Marktkonsolidierung zu Gunsten der Golfstaaten statt. Im Ergebnis haben die OPEC und ihre Führungsnation Saudi-Arabien deutlich an Marktmacht eingebüßt. Saudi-Arabien hat seine Rolle als „Swing-Supplier" verloren. Die Bandbreite von preiselastischem Angebot zwischen 40–70 $/Barrel ist auf dem Markt groß. Der Ölmarkt hat sich zu einem Wettbewerbsmarkt entwickelt. Die OPEC hat die Allianz mit anderen großen Produzenten wie Russland unter dem Versuch gesucht, die Spitzen von Überangebot oder -nachfrage auszugleichen. Die politische Steuerung des Ölmarktes hat sich als vergleichsweise wirkungslos gezeigt, aber doch zu neuen Allianzen zwischen Saudi-Arabien und Russland geführt, deren Bedeutung weiter wachsen könnte. Wenn sich das fortsetzt, wird die OPEC dabei zunehmend zum multilateralen Gewand für saudische Ölaußenpolitik.[30] Die „Spare Capacity" am Golf bleibt aber dennoch für das Ausgleichen von Förderausfällen bei anderen Produzenten sowie für die Preisbildung am Ölmarkt relevant.

Die ölreichen Golfstaaten haben angesichts des Tight Öl-Booms an Marktmacht verloren

Im Ergebnis setzt sich die Diffusion von Marktmacht fort, denn angebotsseitig entstehen auf den Ölmärkten neue Dynamiken zwischen Russland, Saudi-Arabien und den USA. Die nicht-konventionellen Produzenten in den USA reagieren auf Preissignale und stehen (noch) vor Flaschenhälsen beim Transport und der Verarbeitung. Unsicherheiten und Preisvolatilitäten sind eine Folge dieser Entwicklungen. Das größte Risiko für die Versorgungssicherheit wird in der Geopolitik gesehen.

Die Phase seit dem moderaten Preisanstieg ab 2017 ist deswegen geprägt durch große Preisschwankungen, die dabei zum einen die Unsicherheit der Händler in der Frage signalisieren, ob geopolitische Risiken und Krisen in Förderländern wie Libyen und Venezuela (ausreichend) eingepreist sind oder darüber, wie sich der Einsatz unilateraler US-Sanktionen gegen den Iran und die Aufhebung der Ausnahmegenehmigungen für einzelne Länder auswirken wird. Zum anderen bestehen aber auch Sorgen über die Eintrübung der Weltwirtschaft angesichts der Handelskonflikte fort. Die Auswirkungen der komplexen Gemengelage zwischen internationalen Großmachtrivalitäten, regionalen Konkurrenzen und labiler Staatlichkeit zeigen sich sowohl auf der Kosten-, als auch auf der Preisseite. Dabei sind die Wechselwirkungen zwischen staatlichen Rivalitäten, Preisvolatilität und Einnahmeverlusten am Golf brisant. Mit Blick auf die Vielzahl geopolitischer Krisen ist aufgrund der komplexen geopolitischen Lage das Leitbild des „lower for longer" bei den Ölpreisen in Frage gestellt. Vor allem die zunehmende (Geo-)Politisierung der Ölmärkte trägt zur Sorge um eine Verengung der Märkte und Preissteigerungen bei.

Preisvolatilität und geopolitischen Risiken nehmen zu

Es bleibt festzuhalten, dass erstens das Erdöl vom Golf auch unter den neuen Marktbedingungen wettbewerbsfähig bleibt und aufgrund der niedrigen Förderkosten und einer strategisch günstigen Lage zwischen den atlantischen und pazifischen Märkten mit am längsten in die Zukunft hinein die Märkte versorgen wird. Der Golf bleibt das Rückgrat der konventionellen globalen Erdölversorgung. Als „Baseload" für die Ölversorgung ist die Förderung vom Golf, v.a. Saudi-Arabiens, bislang nicht zu ersetzen. Projektionen stützen die Annahme, dass sich in der Zukunft die globale Förderung dort weiter konzentrieren könnte. Zweitens herrscht kurz- bis mittelfristig und dessen allen ungeachtet auf absehbare Zeit ein Käufermarkt vor. Drittens wächst die Politisierung der Erdöl(- und Erdgas)märkte. Viertens nimmt die Unsicherheit über die Nachfrageentwicklung bei den fossilen Energien zu, so dass sich eine hohe Volatilität abzeichnet, die auf allen Seiten und Ebenen Planungsunsicherheiten verstärkt, aber auch zeitweise beachtliche Einnahmen verspricht.

30 Mutmaßlich aus diesem Grund hat bspw. Katar Anfang 2019 die Organisation verlassen.

Energie- und Innenpolitische Herausforderungen am Golf

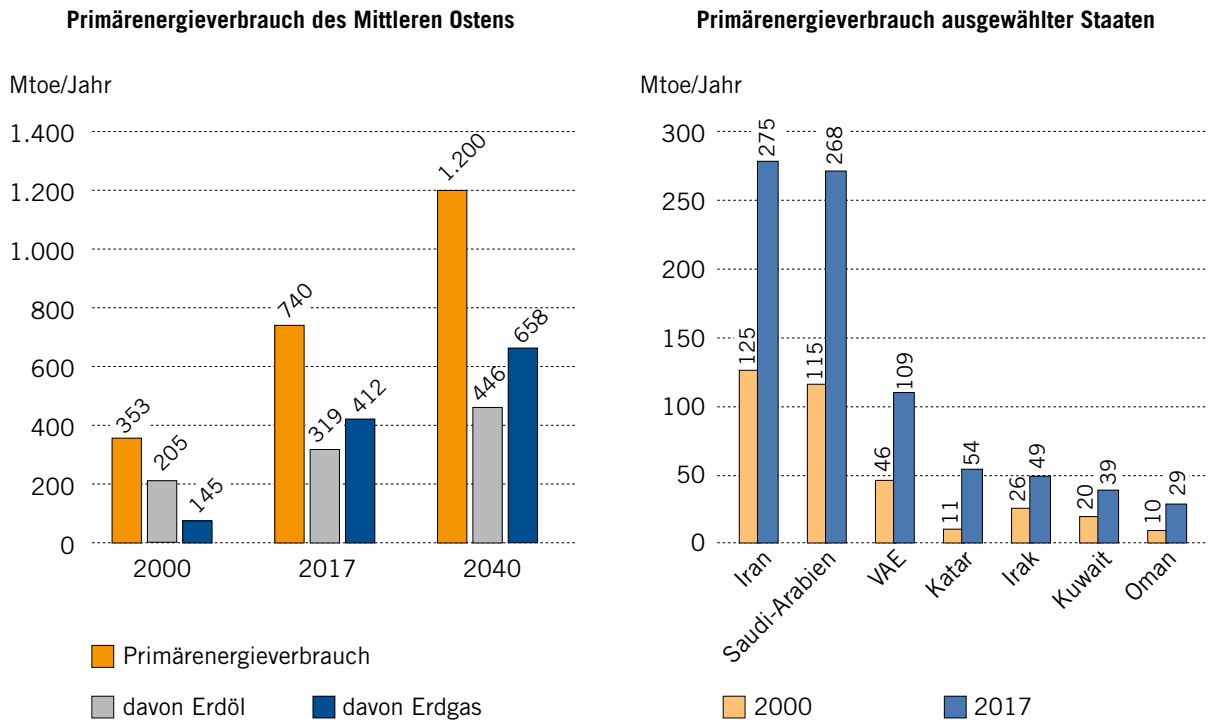
Petrostaaten und Rentenökonomien

Zu den großen Risiken gehört die Stabilität in der Region, aber auch innerhalb der Staaten und Gesellschaften selbst, die jahrzehntelang auf wirtschaftliche Wohlfahrt und Wachstum basierend auf Erdöl- bzw. Erdgasexporten gesetzt haben. Dieses Wirtschaftsmodell der Rentenökonomien sowie das darauf basierende Staats- und Gesellschaftsmodell der Petrostaaten[31] ist in Frage gestellt. Hinzukommt, dass sich die Petrostaaten am Golf seit den Umbrüchen 2011 in der arabischen Welt innenpolitischen Herausforderungen gegenübersehen, denn Schockwellen kamen über gesellschaftliche Proteste in Bahrain, Kuwait, Oman und Saudi-Arabien an. Im Zuge dessen wurde auch auf der arabischen Halbinsel die Legitimität der Herrscherhäuser und ihrer Regime hinterfragt. Diese Gemengelage kann sich künftig als brisant erweisen, da die Mechanismen der sozialen Umverteilungen, mit denen größere Unruhen unterbunden wurden, durch niedrigere Ölpreise künftig an schnellere budgetäre Grenzen stoßen könnten. 2011 waren die Staatshaushalte nach einem Jahrzehnt hoher Ölpreise gut gefüllt.

Diese Situation ist heute anders. Denn gestiegenen Ausgaben stehen niedrigere Einnahmen aus dem Ölverkauf gegenüber. Die sogenannten fiskalischen Breakeven-Punkte der Petrostaaten, also der Ölpreis bei dem die Staatshaushalte ausgeglichen sind, liegen (teils sehr) deutlich über den Ölpreisen der letzten Jahre. Bahrains Break-even lag bei 110 $/Barrel, Irans bei 99 $/Barrel, Saudi-Arabiens bei 83 $/Barrel und selbst die VAE lagen mit 70 $/Barrel über dem Preismittel von 2018. Einzig Katar und Kuwait mit 47 $/Barrel wie auch noch Irak mit

31 Die Bezeichnung „Petrostaaten“ ist hier Sammelbegriff für die besagten erdöl- und/oder erdgasexportierenden Staaten. Im Rahmen dieser Studie wird er nicht als analytische Kategorie (mit weitergehender Aussagekraft über die politische Ökonomie) verwendet.

Abbildung 1.12: Energieverbrauch und -intensität im Mittleren Osten



Quelle: IEA 2018 (World Energy Outlook 2018, Paris: 2018, S. 562) BP 2018 Statistical Review of World Energy June 2018, London: 2018.)

56 $/Barrel verfügten lauf IWF im letzten Jahr über einen weitgehend ausgeglichenen Haushalt.[32]

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass für die Politik und Volkswirtschaften, gar für die politische Überlebensfähigkeit der Petrostaaten am Golf, der Faktor Erdöl von zentraler Bedeutung ist und bleibt. Für einen ausgeglichenen Staatshaushalt sind die Golfstaaten mittel- bis langfristig auf relativ hohe und stabile Ölpreise angewiesen.

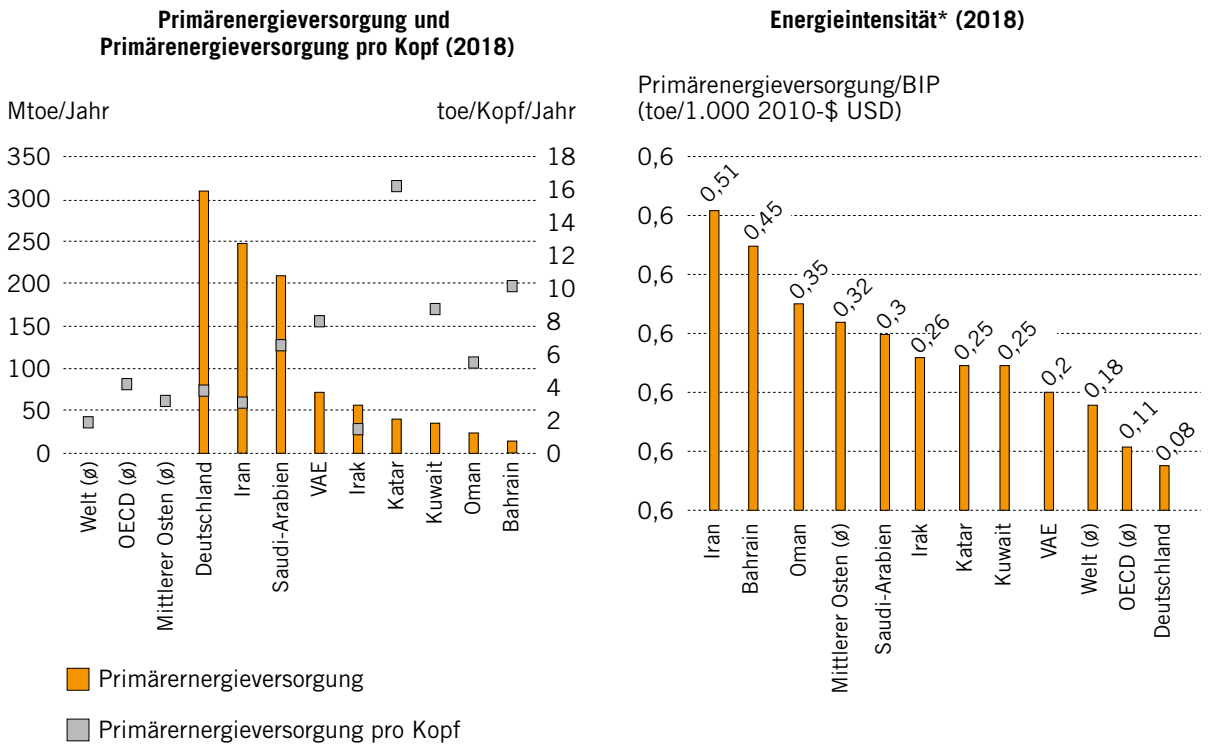
Nachfrage und Ressourcenkonzentration

Dabei stand und steht parallel dazu auch die Energiepolitik der Golfstaaten vor großen Herausforderungen. Die Golfregion ist selbst zu einem großen Energieverbraucher geworden, der durch die heimische Energieproduktion, vornehmlich der Erdöl- und Erdgasförderung, versorgt werden muss. Dadurch sinkt der Anteil der geförderten Kohlenwasserstoffe tendenziell, der für den Export bereitsteht. In den Golfstaaten hat sich der Primärenergieverbrauch seit 2000 mehr als verdoppelt. Über die gesamte Region hinweg stieg der Energiebedarf von 353 Mtoe/Jahr im Jahr 2000 auf 740 Mtoe/Jahr im Jahr 2017 (siehe Abbildung 1.12). Eine Trendumkehr zeichnet sich laut IEA nicht ab und die Agentur geht davon aus, dass der Verbrauch bis zum Jahr 2040 – ohne drastischen Kurswechsel – durchschnittlich um jährlich 2,1 % steigen wird. Im Vergleich zum Jahr 2017 würde dies einen Anstieg des Energieverbrauchs um 62 % bedeuten. Als Treiber des Energieverbrauchs gelten neben der wachsenden Bevölkerung, die sich laut Weltbank von 175 Millionen (2017) auf 231 Millionen im Jahr 2040 vergrößern wird (Angaben für den gesamten Mittleren Osten)[33], vor allem auch die energieintensiven Diversifizierungsbemühungen in den Wirtschaften der Golfstaaten.

32 IMF: Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia November 2018/Statistical Appendix, Washington DC: 2018.

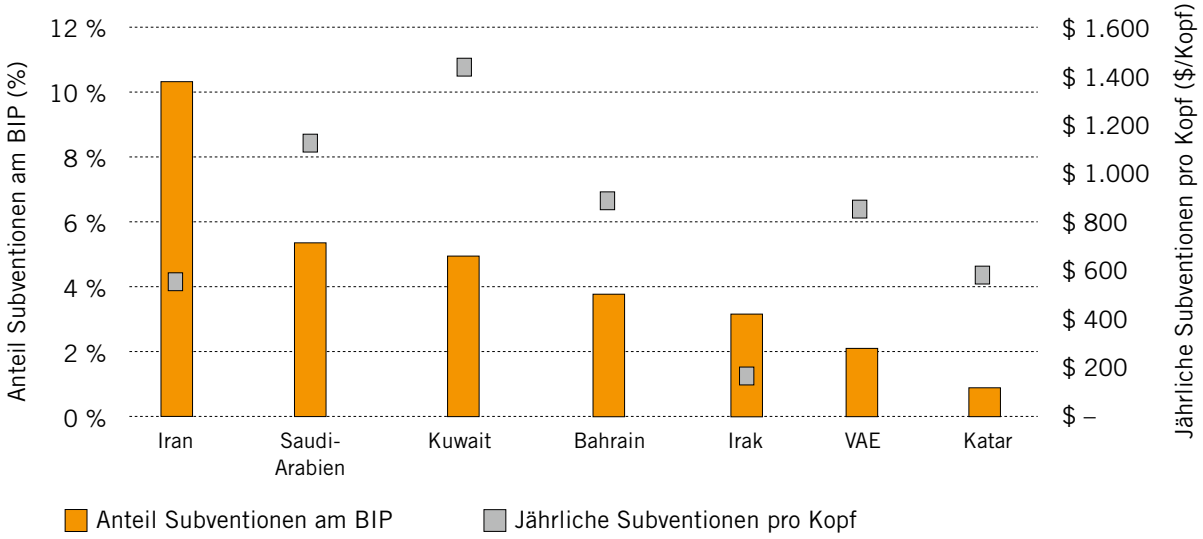
33 World Bank: Health Nutrition and Population Statistics: Population estimates and projections Last Updated: 09/20/2018, Washington DC: 2018.

Abbildung 1.13: Primärenergieverbrauch und Energieintensität im Mittleren Osten



* Energieintensität ist ein Indikator zur Bewertung der Energieeffizienz. Sie gibt den Energieverbrauch in Relation zur Wirtschaftsleistung an.
Hier: Energieintensität = Primärenergieversorgung/BIP. Quelle: IEA 2018 (Key World Energy Statistics 2018, Paris: 2018)

Abbildung 1.14: Energie-Subventionen – Anteil am BIP und Höhe pro Kopf (2017)



Quelle: IEA 2018 (Key World Energy Statistics 2018, Paris: 2018)

Hohe Nachfrage am Golf wird zu einer politischen und wirtschaftlichen Herausforderung

Von 2000 bis 2017 war die Demographie entscheidender Treiber des Energieverbrauchs, denn der gesamte Mittlere Osten verzeichnete ein Bevölkerungswachstum von über 60 %, von 143 auf 229 Millionen.[34] Darüber hinaus trieben die Golfstaaten eine wirtschaftliche Diversifizierung voran, die auf energie-intensive Sektoren abstellte, das heißt die Vertiefung und Verlängerung der Energie-Wertschöpfungskette, etwa durch den Aufbau von Raffinerien und petrochemischen Industrien. Als begleitende Erscheinungen von Urbanisierung, Bevölkerungswachstum und -dichte konzentriert sich der Ressourcenverbrauch geographisch, was auch für die Infrastrukturen zu erheblichen Mehrbelastungen führt.

Energieintensive Diversifizierungsbemühungen treiben den Energieverbrauch weiter nach oben. Hinzu kommt, dass Maßnahmen zu Energieeinsparungen und mehr Effizienz durch ein weiterhin hohes Niveau von Subventionen unterminiert werden, sofern sie überhaupt beschlossene Sache und ambitioniert sind. Die staatlich regulierten Inlandspreise für Energie am Golf liegen weiterhin deutlich unter den international üblichen Marktpreisen und selbst erfolgreiche Versuche wie in den VAE, Energiesubventionen zu kürzen, haben nicht zu einer Angleichung zwischen Inlands- und Weltmarktpreisen geführt.[35] Konsequenz sind hohe Ineffizienzen am Golf, vor allem was den pro Kopf Verbrauch betrifft (siehe Abbildung 1.13). Darüber hinaus belasten Subventionen die Staatshaushalte (siehe Abbildung 1.14) zum Teil erheblich.

Die Diversifizierung der heimischen Wirtschaft setzt auf subventionierte Energie

Mit der oben beschriebenen Ressourcenkonzentration v.a. in urbanen Zentren gewinnt der Wasser-Energie-Nexus am Golf an Brisanz. Denn immer mehr Strom wird für die Entsalzung von Meerwasser benötigt, die IEA ging 2016 für den gesamten arabischen Raum davon aus, dass sich der Strombedarf zur Wasserentsalzung bis 2040 im Vergleich zu 2014 verzehnfachen (!) wird.[36]

34 IMF: World Economic Outlook Database, October 2018, Washington, DC: 2018.

35 Zu den Reformbemühungen hinsichtlich Subventionen, siehe El-Katiri, Laura/Fattouh, Bassam: A Brief Political Economy of Energy Subsidies in the Middle East and North Africa, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford: 2015 (www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/02/MEP-11.pdf).

36 IEA: World Energy Outlook 2016, Paris: 2016, S. 380.

Investitionsbedarf und die gestiegene Bedeutung von Erdgas

Die Golfstaaten sehen sich einem erhöhten Bedarf an Investitionen gegenüber, was erstens aus dem oben beschrieben Nachfrageanstieg resultiert, zweitens aber auch mit der Phase einer längeren Investitionszurückhaltung zu tun hat und drittens strukturellen Verschiebungen hin zu mehr Erdgas- und Strombedarf geschuldet ist.

→ Der Investitionsbedarf in die Energieversorgung vom Golf steigt

Nach der Phase globaler Investitionszurückhaltung in Erdöl- (und Erdgas)förderung ist das Umfeld für Investitionen weltweit deutlich kompetitiver geworden. Dabei sind – trotz der Debatten um „Peak Demand" – Investitionen in Erdölförderung vonnöten, um die mittel- bis langfristig erwartbare Nachfrage zu decken.[37] Gleichzeitig aber sind die Kosten- und Kapitaldisziplin in der Energieindustrie gewachsen, während weltweit neue Investitionsmöglichkeiten entstanden. Um Investoren auch künftig anzulocken, werden die – aufgrund geologischer Gegebenheiten – günstigen Produktionskosten am Golf allein nicht ausreichen. Vielmehr werden die Höhe und Verlässlichkeit der Rendite eingepreist und die Golfstaaten müssen um Investitionen konkurrieren. Dabei sind die Vertragsregime, unter denen sich Energieunternehmen und -investoren am Golf engagieren können, sehr restriktiv. Die einzige positive Ausnahme stellt in diesem Zusammenhang der Irak dar. Die Golfstaaten bieten Investoren nur vergleichsweise geringe Margen, was noch ein Überbleibsel der Nationalisierungen in den 1960er und 70er Jahren ist. Somit haben ausländische Firmen zwar eine gewisse Sicherheit „below the ground", weil die Geologie bekannt ist und die Förderkosten vergleichsweise gering sind, aber die Risiken „above the ground" haben sich signifikant erhöht.

Angesichts der oben beschriebenen Entwicklungen sinken einerseits die direkten Kosten zur Sicherstellung der Energieversorgung. Andererseits vergrößern sich die Kosten für Energiesubventionen (konkret und nicht nur in Relation zu den Opportunitätskosten). Nicht zuletzt kommt die Energieinfrastruktur am Golf in die Jahre, was perspektivisch höhere Investitionen zur Instandhaltung, Modernisierung und Stilllegung erfordert.[38]

Tabelle 1.5: Erdgas Produktion

Mrd. Kubikmeter	2017	Anteil 2017
EU	**117,8**	**3,2 %**
Russische Föderation	**635,6**	**17,3 %**
USA	**734,5**	**20,0 %**
Bahrain (BHR)	15,1	0,4 %
Irak (IRQ)	10,4	0,3 %
Iran (IRN)	223,9	6,1 %
Katar (QAT)	175,7	4,8 %
Kuwait (KWT)	17,4	0,5 %
Oman (OMN)	32,3	0,9 %
Saudi-Arabien (SAU)	111,4	3,0 %
Vereinigte Arabische Emirate (VAE)	60,4	1,6 %
Mittlerer Osten gesamt	**659,9**	**17,9 %**
Welt gesamt	**3.680,4**	**100 %**

Quelle: BP 2018

Eine in ihrer Bedeutung kaum zu überschätzende Entwicklung am Golf ist die Verschiebung der Energie-Mixe weg vom Erdöl hin zum Erdgas. Im Zuge dessen hat sich der Anteil von Erdgas im Primärenergiemix von 38 % auf 51 % erhöht, was seit dem Jahr 2000 fast zu einer Verdreifachung des Erdgaskonsums von 186 auf 537 Mrd. m³ in 2017[39] führte. Für diese Entwicklung gibt es mehrere Treiber. Erstens ermöglicht die Inlandsnutzung höhere Erdölexporte, was ein schlagendes ökonomisches Argument ist. Zweitens ist Erdgas im Vergleich zu Erdöl umweltfreundlicher. Am Golf kommt Erdgas vor allem bei der Verstromung sowie in der (petro-)chemischen Industrie zum Einsatz, im Iran aber bspw. auch bei der Wärmeerzeugung sowie im Transportsektor. Vor allem aber wird drittens Erdgas favorisiert, um künftig noch stärker die wachsende Inlandsnachfrage zu befriedigen. Deswegen prognostiziert die IEA, dass der Gasverbrauch bis 2040 um 60 % ansteigt.[40] Dabei würde der Anstieg der Gasnachfrage noch größer ausfallen, wenn auf der Angebotsseite keine Engpässe bestünden: Saudi-Arabien, Irak, die VAE und Kuwait sind zwar reich an Erdöl, aber arm an Erdgas. Bislang wurde ein Großteil des regi-

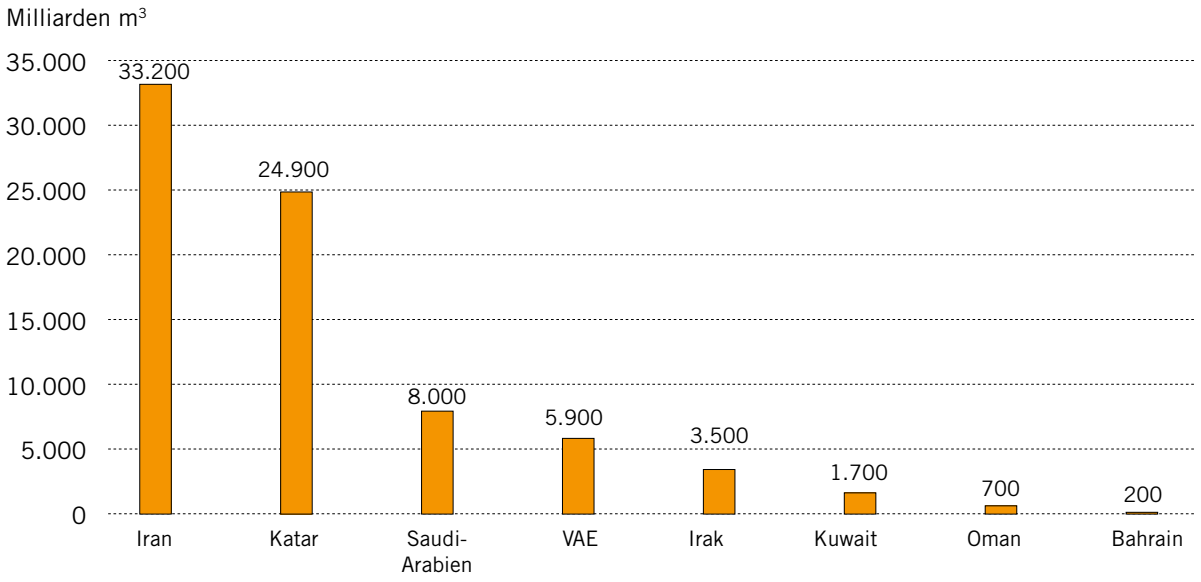
37 IEA: Outlook for Producer Economies 2018, World Energy Outlook Special Report, Paris: 2018; Wood Mackenzie: Upstream players need to boost spending to meet future demand, 24 October 2018 (www.woodmac.com/press-releases/upstream-capital-investment/).

38 Petroleum Economist: Middle East burying head in the sand on decommissioning, 28 November 2018 (www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/middle-east/2018/middle-east-burying-head-in-the-sand-on-decommissioning).

39 BP: BP Statistical Review of World Energy June 2018, London: 2018.

40 IEA: World Energy Outlook 2018, Paris: 2018

Abbildung 1.15: Erdgasreserven der Staaten des Mittleren Ostens



Quelle: BP 2018 (BP Statistical Review of World Energy June 2018, London: 2018.)

onalen Erdgasverbrauchs durch sogenanntes assoziiertes Erdgas gedeckt, einem Beiprodukt der Erdölförderung. Absehbar wird die Förderung von assoziiertem Erdgas aber nicht mehr reichen. Der Bedarf übersteigt die Produktion deutlich.

Viele ölreiche Golfstaaten sind gas-arm

Iran und Katar sind zwei Golfstaaten, die sich das mit Abstand größte Erdgasfeld der Welt teilen und dadurch nach Russland über die größten Erdgasreserven der Welt verfügen. Darüber hinaus verfügt der Iran über weitere, sehr große Erdgasfelder. Demgegenüber haben die übrigen Golfstaaten keine Erdgasreserven in vergleichbarem Umfang. Obgleich dort auch Gasfelder vorhanden sind, dominiert hier bei den Erdgasreserven vor allem das assoziierte Erdgas aus den Ölfeldern (siehe Abbildung 1.15). In jedem Fall aber übersteigen die Förderkosten von nicht-assoziiertem Erdgas die Inlandsmarktpreise für Erdgas um ein Vielfaches. Die Gaspreise sind hochsubventioniert und folglich gibt es noch keine sich selbst tragenden Investitionen.[41] Mithin bedarf die Förderung von nicht-assoziiertem Erdgas einer Quersubventionierung über Erlöse aus dem Export von Erdöl.

Damit tut sich ein „Gasparadox“ am Golf auf, das sich nur mit Blick auf die regionalen Rivalitäten und Konfliktlinien verstehen lässt: Die erdgasarmen Golfstaaten greifen lieber auf komplizierte und teure Importlösungen zurück, als auf einen vertieften intra-regionalen Handel zu setzen, der geographisch und ökonomisch naheliegend wäre. Kuwait etwa setzt auf wirtschaftlich teurere Importlösungen mittels LNG, die bis auf Weiteres quersubventioniert werden müssen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Befriedigung der steigenden Inlandsnachfrage angebotsseitig in den meisten Golfstaaten noch nicht gesichert ist. Speziell bei Erdgas gibt es politische und wirtschaftliche Hemmnisse. Der Ausbau von Erdöl und erneuerbaren Energien ist mit ähnlichen wirtschaftlichen Problemen konfrontiert wie Erdgas (zu niedrige Inlandspreise). Kernenergie, die in der Region als „nachhaltige“ Energiequelle gilt und vor allem auch geostrategische Bedeutung hat, wird nur schleppend ausgebaut. Vor diesem Hintergrund ist das Risiko von Versorgungsengpässen und -ausfällen real. Diese bergen enorme sozio-politische Risiken. Erfahrungen der jüngsten Vergangenheit illustrieren die Gefahren, die mit Ausfällen der Energieversorgung verbunden sind. Bspw. spielten in Irak (Basra) Ausfälle bei der Strom- und Wasserversorgung eine wichtige Rolle im

41 In speziellen Fällen rentiert sich eine Investition in die Erdgasproduktion sofern mit der Erdgasförderung verknüpfte Kondensate auf dem Weltmarkt verkauft werden können. Dies bleibt jedoch die Ausnahme.

Rahmen der Proteste im Sommer 2018. Auch im Zuge des Sturzes von Präsident Mohammed Mursi in Ägypten 2013 zählten Stromausfälle zu den Faktoren, die den Unmut verschärften.

Klimawandel: dramatische Herausforderungen – politisch vernachlässigt

Der Golf wird von Klimawandelfolgen voraussichtlich wesentlich stärker heimgesucht (werden) als andere Teile der Welt. In der Forschung wird sogar davon ausgegangen, dass Teile der weiteren Region Naher Osten und Nordafrika bis Mitte des Jahrhunderts unbewohnbar werden.[42] Auf diese Weise verschärft der Klimawandel die ohnehin bereits volatile sozio-ökonomische Situation in der Region. Gleichzeitig tragen die mittelöstlichen Förderländer über mit den Energiesektoren verbundene Emissionen sowie energie-intensive Diversifizierungsstrategien auch erheblich zum Klimawandel bei. Nicht zuletzt aber verfügen die Golfstaaten durch ihre geographische und klimatische Situation über einen Reichtum an erneuerbaren Energien, so dass der Export von Öl und Erdgas durch synthetische Brennstoffe (siehe Kapitel 1.6) abgelöst werden könnten.

→ Klimawandel und Eigenbedarf sind gute Gründe für die Transformation des Energiesystems

Mehrere Klimawandelfolgen können die Golfregion heimsuchen. Die Region wird zunehmend mit deutlich intensiveren und länger andauernden Hitzeperioden konfrontiert sein. Dabei können die Temperaturen bis zu 50 °C erreichen und in manchen Gegenden auch nachts nicht mehr unter 30 °C fallen. Vielerorts werden fallende Grundwasserpegel und ausbleibender Niederschlag für Dürre sorgen. Regenfälle werden zwar kürzer und seltener, dafür jedoch extremer. Ebenso wächst die Gefahr von Sturmfluten. Daneben nehmen Anzahl und Intensität von Sandstürmen zu. Schließlich ist der Mittlere Osten auch mit dem Problem steigender Meeresspiegel konfrontiert.

Vom Klimawandel besonders betroffen sind zahlreiche Metropolen am Golf, etwa Abu Dhabi oder Doha. Während sie schon heute unter teils extrem schlechter Luftqualität leiden, grenzen zahlreiche Städte der Region sowohl an Meere als auch Wüsten. Neben Sandstürmen und den allgemeinen (oben angeführten) Klimawandelfolgen bringt speziell der Anstieg des Meeresspiegels Probleme für die Metropolen. Die Gefahr dauerhafter Überflutungen ist durchaus real. Verbunden sind hiermit Veränderungen der Küstenlinien durch Erosionsprozesse.

Auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist der Klimawandel eine Gefahr für die Region. So bringen Adaptionsmaßnahmen hohe Kosten. Unmittelbar sind diese Aufwendungen zunächst ökonomisch unproduktiv, da sie direkt keinen Mehrwert erzeugen. Vor dem Hintergrund steigender Ungewissheit über den zukünftigen Umfang von Öleinnahmen ist dies umso brisanter. Grosso modo müssen Golfstaaten wachsende Summen öffentlicher Mittel für die Klimawandeladaption aufbringen (Ausnahmen hier die demographisch kleinen Staaten Katar, Kuwait, VAE). Jene Mittel können nicht für – dringend benötigte – unmittelbar produzierende/wertschöpfende Investitionen genutzt werden.

Der Klimawandel verursacht auch im Energiesektor selbst erhebliche Mehrkosten. Beispielsweise kann hier die Stromversorgung angeführt werden. So erhöht etwa der Temperaturanstieg (in der Spitze ebenso wie die Dauer) den Stromverbrauch durch Klimaanlagen erheblich. Dies bringt einen größeren Energiebedarf ebenso wie eine stärkere Belastung der Stromnetze mit sich. Auch muss Energieinfrastruktur (Förderanlagen, Netze, etc.) vor den Folgen des Klimawandels (speziell dem Anstieg des Meeresspiegels) geschützt werden.

→ Mehrkosten für den Aus- und Umbau der Energiesysteme zeichnen sich ab

Politisch wird auf den Klimawandel und seine Folgen in der Region bislang kaum reagiert. In einigen Ländern thematisiert die Zivilgesellschaft Umweltthemen, etwa in Ägypten (urbane Luftverschmutzung), Irak (Wasserversorgung) oder Iran (urbane Luftverschmutzung, Wasserversorgung). Gelegentlich erfolgt dies auch durch Proteste. Auf der arabischen Halbinsel jedoch fehlt eine organisierte Zivilgesellschaft als Treiber einer dezidierten Klimapolitik. Die teils dramatischen Klimawandelfolgen werden noch nicht als Problem angesehen. Sogar bei den VAE,

42 Siehe u.a. Lelieveld, Jos/Proestos, Yiannis/Hadjinicolaou, Panos/Tanarhte, Meryem/Tyrlis, Evangelos/Zittis, Georgios: Strongly increasing heat extremes in the Middle East and North Africa (MENA) in the 21st century, Climatic Change (137) 1, 2016 oder Pal, Jeremy/Eltahir, Elfatih: Future temperature in southwest Asia projected to exceed a threshold for human adaptability, Nature Climate Change (6) 2015.

Tabelle 1.6: Vergleich der Staaten (Deutschland = 1,00)

	2030		2010	2030	Änderung (%)	Durchschnittl. Änderung (%/Jahr)
Staat	Low (I)NDC	High (I)NDC	Pro Kopf Emissionen (tCO_2eq/Bewohner)			
Bahrain (BHR)	n/a	n/a	23,7	29,5	24 %	1,1 %
Irak (IRQ)	–1 % of BAU of 280 Mt	–14 % of BAU of 280 Mt	5,1	4,8	–6 %	–0,3 %
Iran (IRN)	–4 % of BAU of 1194 Mt	–12 % of BAU of 1194 Mt	10,1	12,4	23 %	1,0 %
Katar (QAT)	n/a	n/a	72,1	73,6	2 %	0,1 %
Kuwait (KWT)	n/a	n/a	36,3	35,9	–1 %	–0,1 %
Oman (OMN)	0 % rel. BAU of 91 Mt	–2 % rel. BAU of 91 Mt	25,2	17,4	–31 %	–1,8 %
Saudi-Arabien (SAU)	0 % of BAU of 922 Mt	–14 % of BAU of 922 Mt	22,6	24,4	8 %	0,4 %
Vereinigte Arabische Emirate (ARE)		–24 % of BAU of 305 Mt	28,9	26,4	–9 %	–0,5 %
Deutschland (DEU)		–55 % rel. 1990	8,9	7,5	–16 %	–0,9 %

Quelle: www.unimelb.edu.au

die danach streben, sich als „Green Leader“ in der Region und darüber hinaus zu etablieren, spielen stärker außenpolitische und wirtschaftliche Motive eine Rolle, denn der Klimaschutz als solcher. Umweltschutz, „Green Economy“ oder „Sustainable Development“ sind weitgehend Konzepte des Westens, die im Mittleren Osten noch keinen Eingang in die Politik gefunden haben. Politikkonzepte zur Bewältigung des Klimawandels und seiner Folgen fehlen weiterhin.

Aufgrund zunehmender Importe ist vorerst lediglich „Ernährungssicherheit“ als (sicherheits-)politisches Problem auf der Agenda der mittelöstlichen Petrostaaten. Insbesondere auf der arabischen Halbinsel wachsen aufgrund der vorherrschenden Klimabedingungen die Importe von Nahrungsmitteln. Ebenso ist die Sicherstellung der Trinkwasserversorgung dort problematisch.

Alle Golfstaaten haben angestrebte nationale Klimabeiträge („Intended Nationally Determined Contributions“, INDC) definiert.[43] Wie der Name aber bereits zu erkennen gibt, handelt es sich hierbei um Absichtserklärungen – wie auch in den westlichen Ländern. Wie für Entwicklungs- und Schwellenländer üblich, basieren die meisten Reduktionsziele der Golfstaaten auf einem sogenannten „wie bisher üblich“ (business-as-usual, BAU) Szenario, in dem die Entwicklung unter „normalen“ Bedingungen angenommen wird. Tabelle 1.6 zeigt die angestrebten Reduktionsziele. Das ehrgeizigste Ziel dürfte wohl der Oman haben, der eine Reduzierung von 31 % gegenüber dem BAU-Szenario anstrebt.

Energie- und geopolitische Umbrüche

Ohnehin schon seit Jahrzehnten unter hoher politischer Volatilität leidend, erfuhr der Golf in diesem Jahrzehnt eine Zäsur – vom Faktor Energie weitestgehend unabhängig. Die Umbrüche in der arabischen Welt 2010/11 konfrontierten die Region mit verschiedenen Varianten von Staatsversagen (Ägypten, Tunesien, …) und Staatszerfall (Libyen, Syrien, Jemen, …). Eine Erosion der regionalen Ordnung setzte ein. Ob aus mangelndem Interesse oder Unvermögen: Die USA garantierten nicht für den Erhalt der geopolitischen Ordnung, die nach dem ersten Weltkrieg von den damaligen Kolonialmächten Frankreich und Großbritannien geschaffen wurde und den Mittleren Osten im 20. Jahrhundert prägte. Bei den mittelöstlichen Staatsführungen führte dies zu der Einsicht, dass die USA das politische Überleben ihrer Regime nicht mehr gewährleisten können oder wollen (mit der Ausnahme Israels). Vermeintlich partnerschaftlich verbundene Regime in Ägypten und Tunesien ließ Washington ohne nennenswertes Eingreifen „fallen“. In der Folge setzte eine (geo-)politische Umorientierung ein, regionale Akteure begannen offen einen Wettstreit um die regionale Vorherrschaft (Iran/Saudi-Arabien, auch Israel und Türkei). Ebenso fingen infolge dessen traditionelle US-Verbündete an, ihre außenpolitischen Beziehungen neu

43 The University of Melbourne: NDC & INDC Factsheets, Melbourne: 2019 (http://climatecollege.unimelb.edu.au/ndc-indc-factsheets).

auszurichten. Heute haben Ägypten, Israel, die Türkei und eben auch Saudi-Arabien allesamt engere Beziehungen zu China und Russland als noch vor einem Jahrzehnt. Die Neuausrichtung der regionalen Ordnung ist noch nicht beendet und der Ausgang noch offen. Gesichert erscheint lediglich, dass eine Umkehr der Entwicklungen zurück zum Status quo ante praktisch unmöglich ist.[44]

Großmachtrivalitäten, Veränderungen im internationalen System und Umbrüche in der arabischen Welt kommen in der Golfregion zusammen

Energie spielt bei der außenpolitischen Neuorientierung der Golfstaaten eine wichtige Rolle. Dabei ist Energie Instrument und Zweck zugleich, speziell bei den Beziehungen mit China und Russland. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn Produzenten wie Saudi-Arabien und Russland versuchen, gemeinsam auf die Ölmärkte zu wirken. Im Raum stehen aber auch Investitionen (Rosneft/Saudi Aramco). Versorgungssicherheit spielt ebenfalls (zunehmend) eine Rolle, so etwa beim saudischen Interesse an LNG-Lieferungen aus Russland (Yamal-2). In den Wachstumsmärkten Asiens kaufen sich die Förderländer am Golf wie Saudi-Arabien oder die VAE stärker im Downstream-Bereich ein. Sie zielen dabei auf eine Ausweitung der Wertschöpfung sowie die langfristige Sicherung von Nachfrage – vor dem Hintergrund eines zunehmend von Wettbewerb geprägten Energiesystems.

Im Ölmarkt entstehen neue Dynamiken wie etwa die vertiefte russisch-saudische Kooperation („OPEC+"). Ausmaß und Fortgang dieser Kooperation sind indes ungewiss. Dies gilt auch für die (Energie-)Beziehungen Saudi-Arabiens zu den USA. Zur geopolitischen Neu(un)ordnung trägt wachsende wirtschaftliche Konkurrenz bei. Angesichts der US-Exportambitionen konkurrieren die großen Drei zunehmend um Absatzmärkte. Hinzukommen die unilateralen Sanktionen Washingtons. Perspektivisch stellen die außen- und energiepolitischen Transformationen sogar das nach dem Zweiten Weltkrieg etablierte Modell der Sicherheitspartnerschaft zwischen Riad und Washington in Frage. Dagegen liegt eine Ausweitung der Energiebeziehungen zwischen Moskau und Riad auf den Rüstungsbereich im Bereich des Möglichen.[45]

Regionale Spannungen verhindern energiepolitische Zusammenarbeit am Golf. Das wirkt sich auch auf die globalen Märkte aus

Am Golf verhindern geopolitische Spannungen naheliegende regionale Energielösungen wie Erdgasimporte durch Saudi-Arabien und Kuwait aus Katar und Iran, oder eine Ausweitung der Lieferungen durch die Dolphin Pipeline aus Katar an die VAE. Dass die Entstehung eines regionalen Erdgasmarkts in weiter Ferne liegt, ist in den Konflikten und Differenzen der übrigen Golfstaaten mit Iran und Katar begründet. Stattdessen streben die erdgashungrigen Golfstaaten teurere Import-Lösungen mittels LNG an, das – wortwörtlich – vom anderen Ende der Welt kommt, etwa aus Russland oder den USA. Kuwait und die VAE betreiben bereits LNG-Importterminals, deren Kapazitäten sie noch ausweiten möchten. Bahrain möchte bereits 2019 ebenfalls LNG importieren. Saudi-Arabien prüft ebenfalls LNG Import-Optionen.[46] Finanziell deutlich günstigere Pipelinelösungen werden lediglich von Iran und Irak vorangetrieben.[47] Einzig die Pipeline-Lieferungen von Katar in die VAE und Oman über die Dolphin-Pipeline funktionieren[48] – allerdings ohne Perspektive auf Ausweitung. Am Rande der arabischen Halbinsel ist Oman Netto-Exporteur von LNG, die Kapazitäten sind aber gering.

Der Golfkooperationsrat ist durch den Verlust von politischem Vertrauen und sich vertiefende Konfliktlinien (z. B. im Umgang mit der Muslimbruderschaft) nachhaltig gestört und blockiert regionale Energiekooperation. Ähnliche Probleme/Herausforderungen und naheliegende regionale Lösungsansätze eines Stromverbundes und Erdgashandels tragen nicht zu einer Rationalisierung der Beziehungen und einem Interessenausgleich bei. Auf absehbare Zeit werden die Staaten rund um den Golf die wirtschaftspolitische Kooperation kaum vertiefen und

44 Zu dieser Thematik vgl. u. a. Perthes, Volker: Das Ende des Nahen Ostens, wie wir ihn kennen, Berlin: 2015 oder Rachman, Gideon: Easternisation: War and Peace in the Asian Century, London: 2016.

45 Vgl. Medienberichte zum saudischen Interesse am Erwerb des russischen Flugabwehrraketensystems „S-400".

46 Im Februar dieses Jahres unterzeichneten Saudi Aramco und die russische Novatek eine Absichtserklärung zu einer LNG-Kooperation. Im Raum steht eine saudische Beteiligung am russischen Yamal LNG-Exportterminal.

47 Handel seit Sommer 2017, zweite Pipeline ist im Bau.

48 Fortbestand trotz saudisch-emiratischer Blockade.

ausbauen; punktuelle Ausnahmen sind Iran und Irak oder Saudi-Arabien und die VAE. Für die Energieversorgung der Region entstehen damit erhebliche Mehrkosten wie auch Redundanzen und Ineffizienzen im System. Energiesicherheit wird zunehmend durch regionalpolitische Erwägungen definiert. Darüber hinaus gab es in der Vergangenheit eine Reihe von Ereignissen, die verdeutlichen wie hoch die Risiken für Energieförderung und -handel „above the ground" sind: im Irak gab es Unruhen in der Förderregion Basra, der politische Konflikt um die Autonomieregion Kurdistan schwelt weiter. Der Iran ist von US-Sanktionen gegen den Energiesektor belegt – eine militärische Eskalation scheint im Bereich des Möglichen. Die Straße von Hormus bleibt ein Nadelöhr für die weltweite Energieversorgung. Der Krieg im Jemen kann Förderanlagen und Transit übers Rote Meer in Mitleidenschaft ziehen. Auch die Blockade Katars birgt die Gefahr einer Eskalation.

Fazit

Die ehemals sehr starken Zuwachsraten bei Bevölkerung und Strombedarf werden in den analysierten Golfstaaten wohl in Zukunft gedämpfter ausfallen. In Staaten wie Iran und den VAE wächst die Bevölkerung nur mehr leicht. In Staaten wie Saudi-Arabien, Kuwait und Katar ist ein Abflachen des Strombedarfswachstums ersichtlich. Die ambitionierten Ausbauziele an erneuerbaren Energien einiger Golfstaaten werden, sollten sie realisiert werden, langfristig die heutige Stromerzeugungsindustrie auf den Kopf stellen und die konventionellen Kraftwerksbetreiber in eine ähnlich schwierige Situation bringen wie es in Europa bereits der Fall ist. Der Bau von neuen konventionellen Kraftwerken mit gesicherten Produktionskapazitäten wird sich dann nur in einem angepassten Marktumfeld rechnen.

→ Interregionale Strom-Verbindungen können nachhaltiges, zuverlässiges Stromsystem unterstützen

Wahrscheinlich wird in den nächsten Jahrzehnten die kostengünstige Verwendung von erneuerbaren Energien wohl auch in den Golfstaaten ihren weltweiten Aufstieg zur wichtigsten Energieform in der Stromerzeugung der Zukunft fortsetzen und ihren Beitrag zur Brennstoffeinsparung und Dekarbonisierung leisten. Bei allen Zubauten von erneuerbaren Energien sollte das Thema Versorgungssicherheit nicht außer Acht gelassen werden. Der stark schwankende saisonale Strombedarf und die Stromproduktion müssen als ganzheitliches System (Erzeugung, Übertragung, Speicherung, Weiterverarbeitung) betrachtet und optimiert werden, um ein nachhaltiges und verlässliches Energiesystem aufrechtzuerhalten. Verbesserungen der bestehenden Kraftwerksflotte in den Bereichen Betriebsflexibilität, Brennstoffeffizienz und Brennstoffflexibilität sind Optionen, die kurz-, mittel- und langfristig analysiert werden müssen. Auch eine stärkere regionale Vernetzung der Stromverbindungen nach dem Vorbild von MISO, PJM oder ENTSOE würde einen erheblichen Beitrag zur Versorgungsicherheit und zur kosteneffektiven Strombereitstellung leisten.

→ Damit die Energietransformation gelingt, bedarf es partnerschaftlicher Kooperation

Zu den geopolitischen Folgen der Energietransformation gehören auch die skizzierten Herausforderungen für die Petrostaaten am Golf. Das Bewusstsein dafür wächst. So haben die VAE die globale Kommission zur „Geopolitik der Energietransformation basierend auf erneuerbaren Energien" unterstützt und die International Renewable Energy Agency (IRENA) hat ihren Sitz in Abu Dhabi. Bei den damit verbundenen geopolitischen Risiken steht die wachsende Instabilität der Golfstaaten angesichts schwindender Erdöleinnahmen im Fokus. Dies ist nicht von der Hand zu weisen. Aber der Umkehrschluss, dass ein längerer Nutzungspfad zu mehr Stabilisierung beitragen könnte, ist trügerisch. Wenn die Energietransformation global ohne große Verwerfungen gelingen soll, bedarf es der Abstimmung und Kooperation mit den Golfstaaten. Die geopolitischen Folgen der Energietransformation müssen abgefedert werden, aber gleichzeitig können neue Energiepartnerschaften der Dekarbonisierung des Energiesystems Vorschub leisten. Bei der Bewältigung der energie- und klimapolitischen Herausforderungen sind Energiepartnerschaften und -dialoge wichtig, um nicht nur die Bandbreite von Versorgungssicherheit bei Erdöl und Erdgas, Erneuerbaren und Energieeffizienz (weiter) umfassen und integriert behandeln. Darüber hinaus sollten auch gemeinsame Projekte ausgelotet werden, um klimafreundliche Brennstoffe[49] zu erzeugen und gemeinsam „Ausstiegspfade" zu skizzieren. Die Golfstaaten weisen, abgesehen von den urbanen Zentren, eine vergleichsweise geringe Bevölkerungsdichte auf. Auf-

49 Bspw. CO_2 basierte Enhanced Oil Recovery, Herstellung von Wasserstoff (durch Elektrolyse oder Cracking) und Ammoniak.

grund der ungünstigen klimatischen Bedingungen können auch nur relativ wenige Flächen für landwirtschaftliche Produktion herangezogen werden. Dies bietet ein riesiges Flächenpotenzial für den Aufbau von erneuerbaren Energien, um beispielsweise über Power-to-X Anlagen synthetische Kraftstoffe oder chemische Grundstoffe für den Export bereitzustellen.[50]

Für die Petrostaaten am Golf werden die energiepolitischen Herausforderungen, die zugleich eng mit innen- und außenpolitischen Risiken verflochten sind, weiter zunehmen. Einerseits verlieren die Petrostaaten an Marktmacht und werden damit noch zu Nehmern der Entwicklungen auf den Energiemärkten. Andererseits gewinnen die Probleme an Virulenz, die sich im Zusammenhang mit dem sprunghaft wachsenden Energiebedarf, dem Sinken der Erdöleinnahmen und der Adaption an Klimawandelfolgen stellen.

Hoher Reformdruck und sinkende Resilienz der Golfstaaten werden die künftige Entwicklung beeinflussen

Die politische und wirtschaftliche Resilienz der Petrostaaten am Golf nimmt ab. Aufgrund der steigenden Volatilität auf den internationalen Energiemärkten sinkt zudem die Planungssicherheit. Dabei wurden die ohnehin nur partiell angelegten Reformen durch die Staatsführungen nur verhalten umgesetzt. Das finanzielle Polster ist dünn, und somit könnte ein erneuter Ölpreisverfall die Staaten vor große Probleme stellen. Eine Krise könnte heute weniger als in den Jahren 2014–16 abgefedert werden, die Finanzmittel sind sehr begrenzt, die geopolitischen Spannungen der Region größer. Vor allem in Saudi-Arabien sind dabei die Erwartungen der jungen und ambitionierten Bevölkerungen auch durch die im Rahmen der Vision 2030 artikulierten ökonomischen und gesellschaftlichen „Heilsversprechen“ gestiegen.[51] Mithin ist der Reformdruck hoch, während gleichzeitig die Staats- und Wirtschaftsmodelle durch den strukturellen Wandel als Resultat der Energietransformation in Frage gestellt sind. Wirtschaftliches Wachstum lässt sich absehbar nicht mehr nachhaltig über Renteneinnahmen aus dem Export generieren. Der Öleinnahmen-basierte Gesellschaftsvertrag muss zwingend überwunden werden. Das setzt systemische Reformen voraus, aber das Zeitfenster für einen grundlegenden Umbau des Gesellschafts- und Wirtschaftssystems schließt sich.

Am Golf selbst befeuern die energiesystemischen Transformationen die Spannungen im regionalen Gefüge. Im Innern werden die Staaten ökonomisch, sozial und letztlich auch politisch fragiler. Die Resilienz der Systeme schwindet, dabei haben die Erfahrungen 2010/11 gezeigt, wie Schockwellen den arabischen Raum in seiner Gesamtheit erfassen können.

50 Denkbar sind dabei die Erzeugung von Wasserstoff oder Ammoniak. In Europa gibt es ein wachsendes Interesse an Power-to-X-Technologien.

51 Government of Saudi Arabia: Vision 2030, Riad: 2016 (vision2030.gov.sa/en).

Energie in der Welt

2.1 Zahlen und Fakten
2.2 Szenarienvergleich des World Energy Councils
2.3 Weltweite Entwicklungen in der Offshore-Windenergie
2.4 Batterieelektrische Antriebe vs. E-Fuels
2.5 Die 24. Klimakonferenz in Kattowitz
2.6 Chile, ein Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien

2

2.1 Zahlen und Fakten

- ***Globale Energienachfrage wächst schwächer als das globale Wirtschaftswachstum und weist vor allem Wachstum bei Erdgas und Strom auf***
- ***Die CO_2-Emissionen stiegen weltweit um 1,7 %***
- ***Trotz starken Zubaus erneuerbarer Energien hat sich der Anteil fossiler Brennträger im Energiemix nicht vermindert***

Weltweite Energietrends in den G20-Staaten im Jahr 2018

Die ökonomische Situation und die Energietrends im Jahr 2018 ähneln denen im Jahr 2017. Der Stromsektor und der Ölsektor bilden hier eine Ausnahme.

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der G20-Staaten[1] wuchs im Jahr 2018 wie im Jahr 2017 um 3,8 %, wobei Indien und China mit 7,3 % bzw. 6,6 % die höchsten und Südafrika und Argentinien mit 0,8 % bzw. –2,6 % die niedrigsten Wachstumsraten aufwiesen. Der gesamte Energieverbrauch stieg um 2,1 %. Der Kohleverbrauch wuchs nach zwei Jahren des Rückgangs um 0,8 % im Jahr 2017 und 0,7 % im Jahr 2018, vorwiegend getrieben durch China. Der Erdölverbrauch stieg um 1 % und bleibt damit auch über seiner historischen Trendentwicklung. Der Erdgasverbrauch erhöhte sich um fast 5 % im Jahr 2018 und übertrifft damit angetrieben von der US-Nachfrage und der chinesischen Kohle zu Gas-Politik seinen historischen Trend deutlich. Der Anstieg des Stromverbrauchs um 3,7 % ist auf die höhere Nachfrage in China (+7,7 %) und den USA (+2,2 %) zurückzuführen.

1 Die G20-Staaten umfassen Argentinien, Australien, Brasilien, Kanada, China inkl. Hong-Kong, die Europäische Union, Frankreich, Deutschland, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Mexiko, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich, die USA. Sie verbrauchen zusammen fast 80 % der weltweiten Energieproduktion (78 % in 2017).

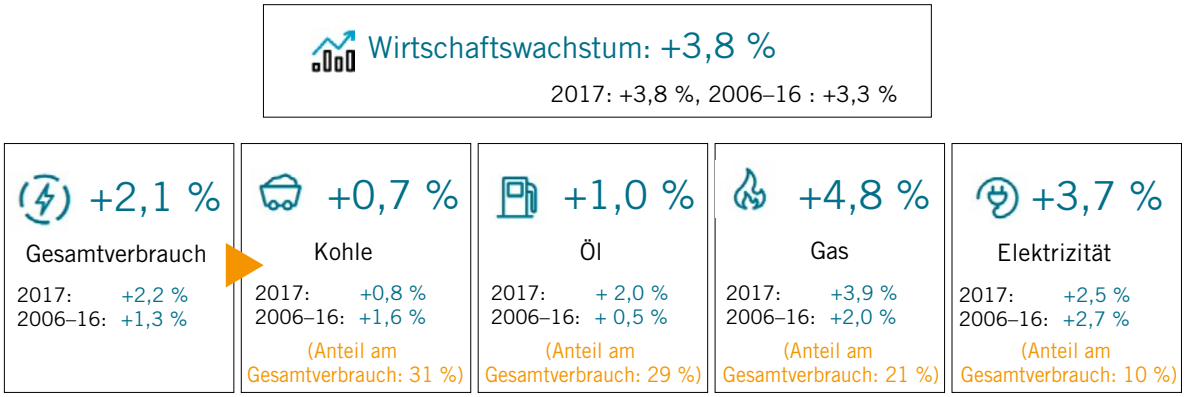
Wirtschaftswachstum

Das Bruttoinlandsprodukt der G20-Staaten wuchs mit 3,8 % mit der gleichen Rate wie im Jahr 2017 und leicht über dem jährlichen Durchschnitt der Jahre 2006 bis 2016.

Das Wirtschaftswachstum der G20 blieb im Jahr 2018 konstant und erreichte 3,8 %

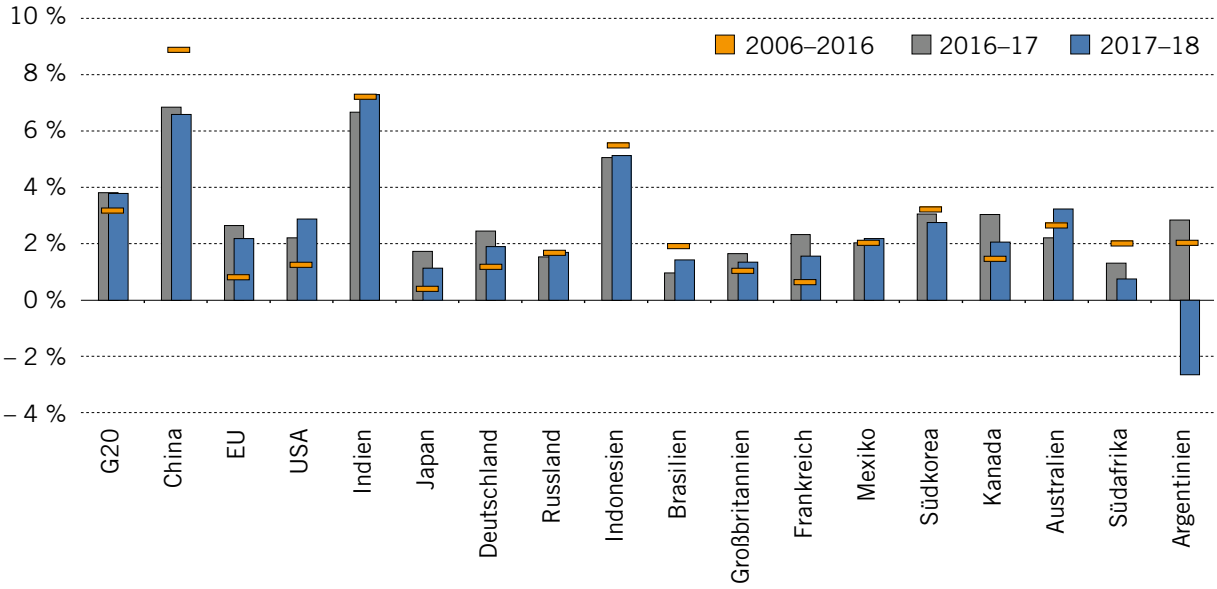
Chinas Wirtschaft wuchs mit 6,6 % im Jahr 2018, der geringsten Rate der letzten 28 Jahre. Die US-Bruttoinlandsprodukt erhöhte sich aufgrund höherer Konsumenten- und Staatsausgaben, Investitionen und Exporte um 2,9 % im Jahr 2018. Das Wachstum des indischen

Abbildung 2.1: 2018 Wesentliche Energiekennziffern der G 20-Staaten



Quelle: Enerdata

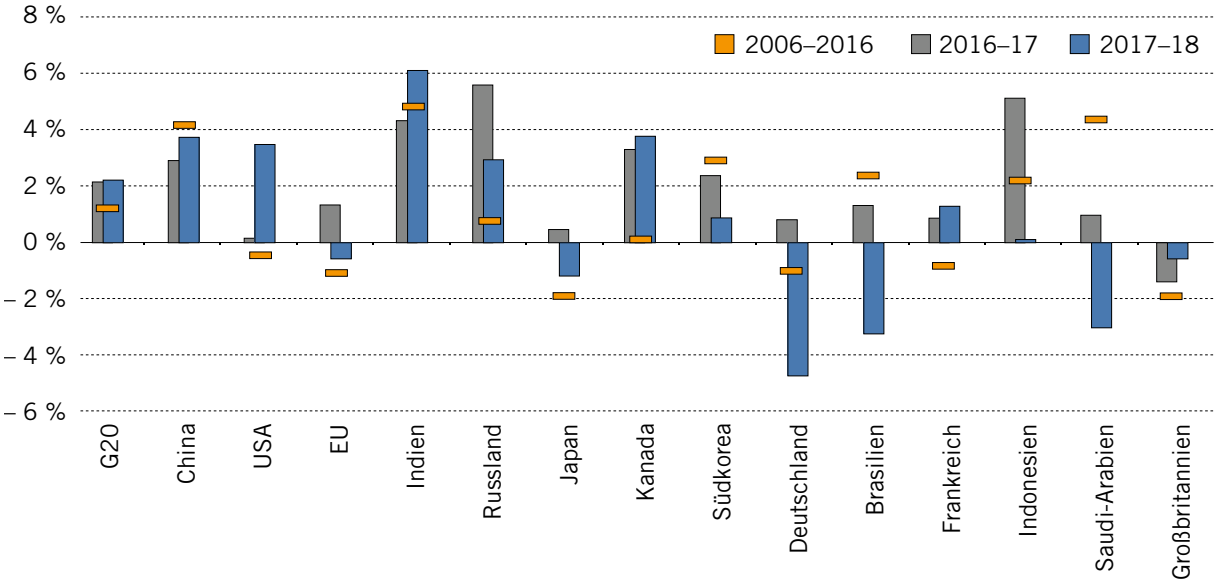
Abbildung 2.2: BIP-Wachstum in den G20-Staaten (%/Jahr)



	G20	China	EU	USA	Indien	Japan	Deutschland	Russland	Indonesien	Brasilien	Großbritannien	Frankreich	Mexiko	Südkorea	Kanada	Australien	Südafrika	Argentinien
% G20		23 %	20 %	19 %	10 %	5 %	4 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %

Quelle: Enerdata

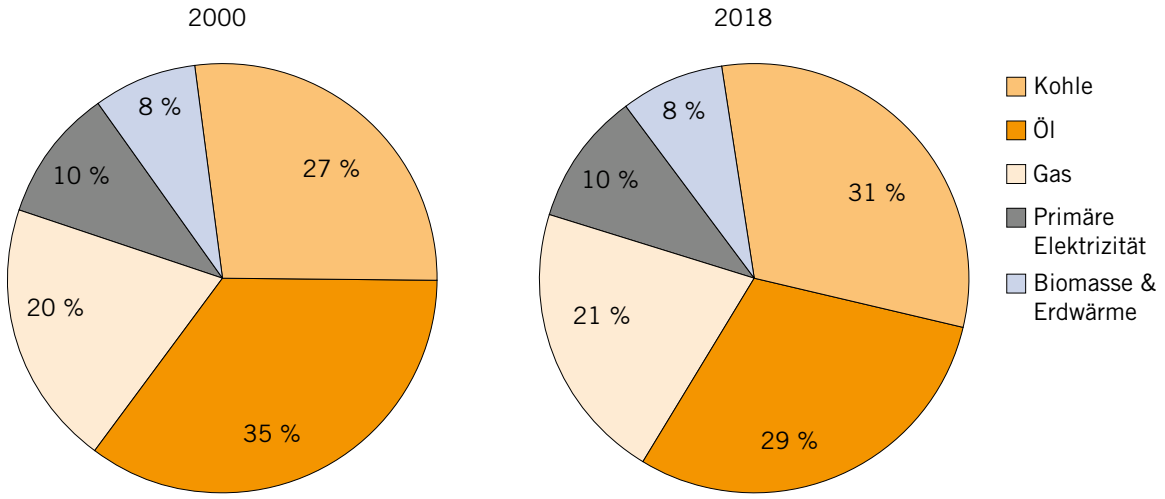
Abbildung 2.3: Trendentwicklungen des Gesamtenergieverbrauchs in den G20-Staaten (%/Jahr)



	G20	China	USA	EU	Indien	Russland	Japan	Kanada	Südkorea	Deutschland	Brasilien	Frankreich	Indonesien	Saudi-Arabien	Großbritannien
% G20		28 %	20 %	14 %	8 %	7 %	4 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.4: Energiemix der G20-Länder 2000 und 2018



Quelle: Enerdata

Bruttoinlandsprodukts blieb mit 7,3 % hoch. Es wurde von höheren Staatsausgaben vor den Parlamentswahlen und höherer industrieller Aktivität angetrieben.

Im Gegensatz dazu verlangsamte sich das Wachstum angesichts moderater weltweiter Nachfrage und Spannungen in den Handelsbeziehungen in mehreren Staaten, so in der gesamten EU, Japan, Kanada und Südafrika.

Gesamter Energieverbrauch

Der gesamte Energieverbrauch der G20 wuchs im Jahr 2018 mit 2,1 %, nach 2,2 % im Vorjahr, weiter und blieb signifikant höher als der langjährige Durchschnitt der Jahre 2006–2016 mit nur 1,3 %/Jahr (siehe Abbildung 2.3).

Der Großteil des Wachstums ging auf die beiden größten Verbraucher China mit 28 % und den USA mit 20 % des Energieverbrauchs der G20 zurück. Der chinesische Energieverbrauch wuchs mit 3,7 % schneller als im Jahr 2017 (+2,9 %), aber langsamer als in den Jahren 2006–2016 (+4,3 %/Jahr), was ein geringeres aber trotzdem noch dynamisches Wachstum aufzeigt. Verbesserte ökonomische Bedingungen und Wetteränderungen mit Rekorden in den Heiz- und Kältetagen erhöhten auch den US-Energieverbrauch um 3,5 %. Dies steht im Kontrast zum stabilen Energieverbrauch im Jahr 2017 und dem leichten Verbrauchsrückgang der Jahre 2006 bis 2016.

→ Der Gesamtenergieverbrauch der G20-Staaten erhöhte sich angetrieben von China und den USA um 2,1 % im Jahr 2018

Der Energieverbrauch wuchs auch in Indien um 3,6 % infolge eines höheren Kohle- und Erdölverbrauchs und auch in Russland um 4,2 %. Der Energieverbrauch wuchs in Südkorea um 1,7 % und stabilisierte sich in Indonesien (+0,1 %).

Auf der anderen Seite fiel der Energieverbrauch der Europäischen Union nach 3 Jahren des Zuwachses wegen Rückgängen in der Nachfrage nach Kohle und Erdgas um –1,1 % ab; ebenso in Japan nach zwei Jahren der Erholung mit –1,2 %.

Kohle blieb mit 31 % im Jahr 2018 der am meisten genutzte Energieträger, gefolgt von Erdöl mit 29 %, Erdgas mit 21 %, Atomenergie, Wasserkraft und erneuerbare Energien mit zusammen 10 % sowie Biomasse und andere mit insgesamt 8 %.

Energiebedingte CO_2-Emissionen

Angetrieben von der wachsenden Energienachfrage stiegen auch die energiebedingten CO_2-Emissionen der G20 um 1,7 % gegenüber +2,2 % im Jahr 2017. Die Emissionen gehen zu 49 % auf Kohle, zu 31 % auf Erdöl und zu 20 % auf Erdgas zurück.

Die CO_2-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger wuchsen im Jahr 2018 mit 1,7 % weiter an

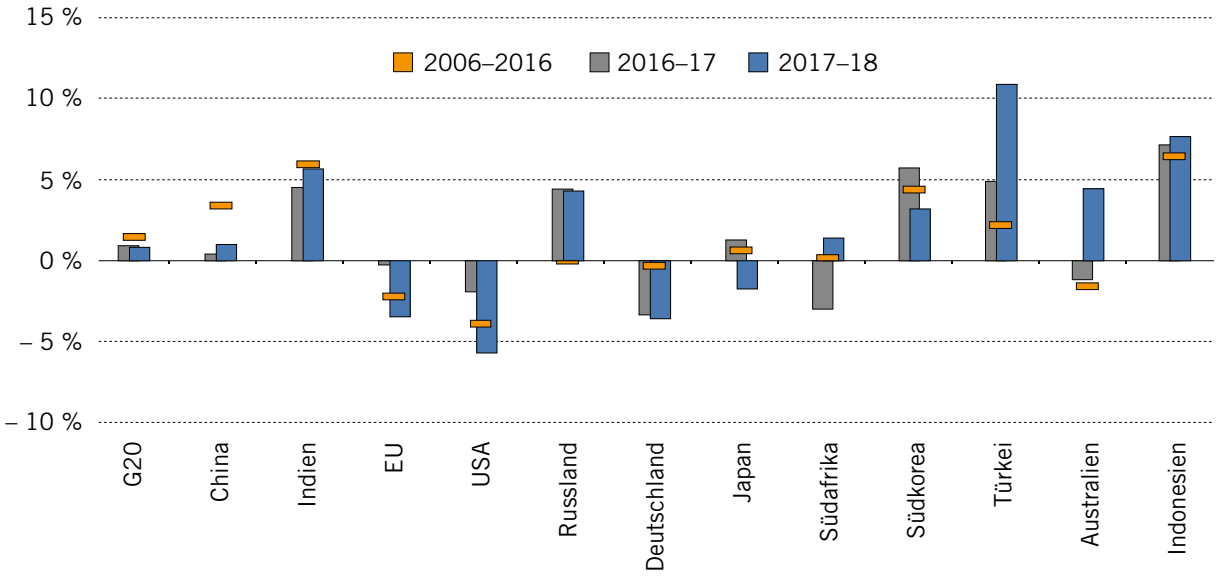
Kohle

Nachdem der gesamte Kohleverbrauch der G20 drei Jahre zurückging und um 0,8 % im Jahr 2017 wuchs, erhöhte er sich im Jahr 2018 weiter um 0,7 % bzw. +25 Mio. t. Trotz unterschiedlicher Trends in den Verbrauchsländern wurde das Verbrauchswachstum in der Stromerzeugung angetrieben (siehe Abbildung 2.5).

Der gesamte Kohleverbrauch stieg im Jahr 2018 im zweiten Jahr in Folge trotz abweichender Entwicklungen: Rückgänge in Europa und Nordamerika, starkes Wachstum in Indien und Südostasien

Indien und China sind für den Großteil des steigenden Kohleverbrauchs verantwortlich. Am meisten trug Indien zum wachsenden Kohleverbrauch mit zusätzlichen 19 Mio. t bei, wobei sich der Verbrauch im Zusammenhang mit weiterhin hohem Wirtschaftswachstum (Indiens Strommix wird von Kohle als Energieträger dominiert) um 4,8 % im Jahr 2018 beschleunigte. Der chinesische Kohleverbrauch steigerte sich ebenfalls um 19 Mio. t bzw. 1 % im Jahr 2018, getrieben vom dynamischen Wirtschaftswachstum und höherer Stromnachfrage. Die chinesische Regierung strebt weiterhin eine Reduktion des Kohleanteils im Primärenergiemix zugunsten von erneuerbaren Energien und Erdgas an (61 % im Jahr 2018 im Vergleich zum Regierungsziel von 58 % im Jahr 2020). Der Kohleverbrauchsanstieg verstetigte sich auch stark in

Abbildung 2.5: Trendentwicklungen beim Kohleverbrauch der G20-Staaten (%/Jahr)



	G20	China	Indien	EU	USA	Russland	Deutschland	Japan	Südafrika	Südkorea	Türkei	Australien	Indonesien
% G20		52 %	14 %	9 %	8 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata

Russland mit 4,1 %, der Türkei mit 11 % und Indonesien mit 7,7 %.

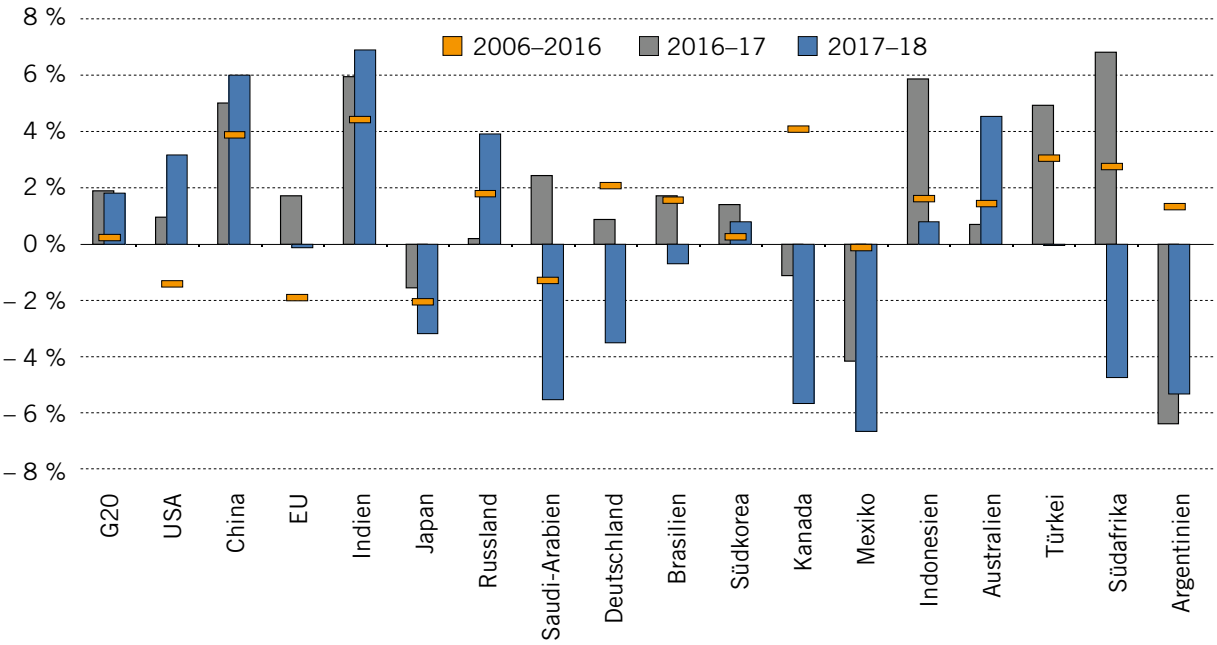
Im Gegensatz dazu sank der Kohleverbrauch in den USA mit –11 Mio. t oder –3,4 % weiter, weil fast 15 GW Kohlekraftwerkskapazität stillgelegt wurden und die Stromerzeugung aus Kohle im Jahr 2018 um 5 % zurückging. Der Umstieg von Stromerzeugung aus Kohle auf Erdgas hält wegen des Überflusses an unkonventioneller Erdgasproduktion an. Der Kohleverbrauch sank auch in der EU um –4,9 % (–6,5 % in Deutschland), getrieben durch die Maßnahmen gegen den Klimawandel und in Japan mit –1,7 %, weil fünf Kernkraftwerke im Jahr 2018 wieder ans Netz gingen.

Erdöl

Der gesamte Erdölverbrauch der G20 stieg im Jahr 2018 wegen der höheren Nachfrage des Verkehrssektors und der ölverarbeitenden Industrie um 1 % (Abbildung 2.6), wenn auch langsamer als 2017. Das beträchtliche Wachstum der ölverarbeitenden Industrie befeuerte die Erdölnachfrage trotz des Verbots von Einwegplastik in einigen Staaten. Trotz der leichten Verlangsamung des Wirtschaftswachstums in China stieg der chinesische Erdölverbrauch um 5,8 %. Die wirtschaftliche Erholung und die höhere einheimische Produktion vergrößerten die Erdölnachfrage in den USA mit +2,1 %. Aufgrund der wirtschaftlichen Erholung stieg der Ölverbrauch auch in Russland um 3,8 %.

Die Erdölnachfrage stieg auch in Indien wegen Infrastrukturinvestitionen der Regierung im Straßenbau und bei Wohngebäuden als auch wachsenden Motorradverkäufen um 2,7 %. Die Erdölnachfrage der EU sank 2018 um 1,3 % nach einem Wachstum von 1,7 % im Jahr 2017 wegen der Wirtschaftsabschwächung und stagnierenden Fahrzeugverkäufen (+0,1 %, nach vier aufeinanderfolgenden Wachstumsjahren). Die Erdölnachfrage ging weiterhin in den südamerikanischen Staaten Brasilien und Mexiko sowie in Japan (–3,2 %) und Saudi-Arabien zurück.

Abbildung 2.6: Trendentwicklung bei Erdölverbrauch in den G20-Staaten (%/Jahr)



	G20	USA	China	EU	Indien	Japan	Russland	Saudi-Arabien	Deutschland	Brasilien	Südkorea	Kanada	Mexiko	Indonesien	Australien	Türkei	Südafrika	Argentinien
% G20		25 %	19 %	16 %	7 %	5 %	5 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %	2 %	1 %	1 %	2 %

Quelle: Enerdata

Das Wachstum des Erdölverbrauchs der G20-Staaten verlangsamte sich im Vergleich zu 2017, blieb aber deutlich über der Trendentwicklung der Vergangenheit

Die USA wurden im Jahr 2018 der größte Erdölproduzent vor Saudi-Arabien dank hochschießender unkonventioneller Erdölproduktion, die im Dezember 2018 bereits 60 % des amerikanischen Erdölverbrauchs entsprach. Die Erdölproduktion erhöhte sich auch in Saudi-Arabien, Libyen und Russland, sank aber deutlich im Iran aufgrund der US-amerikanischen Sanktionen und in Venezuela wegen der Wirtschaftskrise im Land. Die weltweite Wachstumsabschwächung und die unsicheren Perspektiven des Erdölverbrauchs wegen des amerikanisch-chinesischen Handelsstreits führten international zu Preisrückgängen auf bis zu 43 US-Dollar pro Barrel Ende 2018.

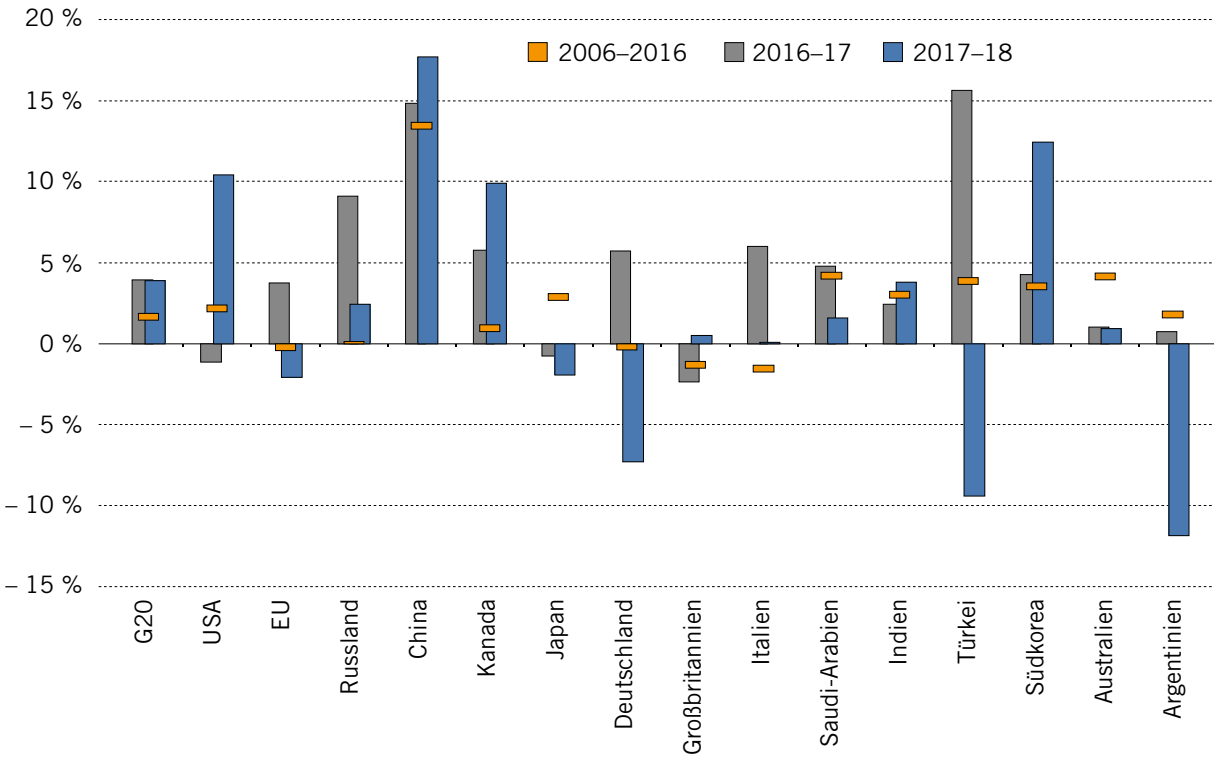
Ende 2017 wurden die weltweiten Erdölreserven auf 1.700 Mrd. Barrel geschätzt. Das entspricht bei konstanter Förderung einer Reichweite von 50 Jahren. Die Reserven der G20 von 900 Mrd. Barrel würden für 33 Jahre ausreichen. Die globalen Erdgasreserven von 209 Billionen Kubikmetern würden in 55 Jahren gefördert sein. Die Erdgasreserven der G20 von 85 Billionen Kubikmetern wären in 36 Jahren aufgebraucht.

Erdgas

Die gesamte Erdgasverbrauch der G20-Staaten wuchs seit 2014 dynamisch und erhöhte sich im Jahr 2018 um 109 Mrd. Kubikmeter oder 4,8 % (Abbildung 2.7).

In den USA – dem mit 30 % größten Erdgasverbraucher der G20 – stieg der Gasverbrauch um 67 Mrd. Kubikmeter oder um 10 % im Jahr 2018, angetrieben von der dynamischen Nachfrage in der Stromerzeugung und dem Haushaltssektor sowie der rekordhohen Erdgasproduktion. Aufgrund seiner Kohle zu Gas-Strategie beschleunigte sich der Erdgasverbrauch in China um

Abbildung 2.7: Trendentwicklung bei der Erdgasnachfrage in den G20-Staaten (%/Jahr)



Quelle: Enerdata

35 Mrd. Kubikmeter oder 18 %. China überflügelte Südkorea als zweitgrößten Flüssiggasimporteur nach Japan bereits im Jahr 2017 und beschleunigte seine Erdgasimporte um fast 32 % im Jahr 2018 (+44 % bei den Flüssiggasimporten). Die Erdgasnachfrage erhöhte sich ebenfalls in Indien um 1,6 % und Südkorea um 12 %, dort wegen der erhöhten Erdgasnachfrage in der Stromerzeugung in der Folge von Nichtverfügbarkeiten der südkoreanischen Atomkraftwerke.

Der Erdgasverbrauch der G20 wuchs im Jahr 2018 weiter, angetrieben von der Rekordproduktion in den USA, Kohle zu Gas-Umstiegspolitiken im Stromsektor und dem Wirtschaftswachstum

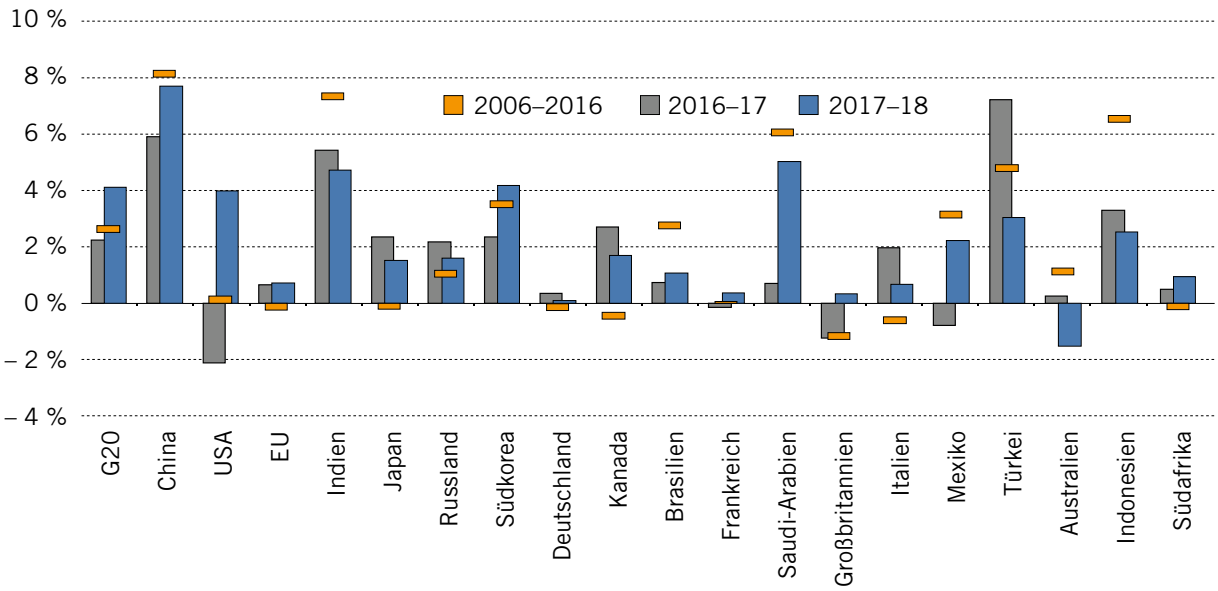
Demgegenüber reduzierte das Wiederanfahren japanischer Atomkraftwerke die Nachfrage nach erdgasbefeuerter Stromerzeugung im Land und die Erdgasnachfrage Japans ging um 3,7 % zurück. Die europäische Erdgasnachfrage sank um 2,3 % wegen der Wachstumsabschwächung, höherer Wasserkraftverfügbarkeit und milderen Temperaturen.

Strom

Die Stromnachfrage der G20-Staaten stieg im Jahr 2018 um 3,7 % mit unterschiedlichen nationalen Mustern, die sich von den verhergehenden Jahren unterscheiden (Abbildung 2.8). China und die USA waren die Treiber des Nachfragewachstums: die Stromnachfrage in China wuchs trotz der Wachstumsabschwächung um 7,7 % im Jahr 2018 gegenüber 5,9 % im Jahr 2017 wegen der höheren Industrienachfrage und des massiven Aufbaus der Strominfrastruktur. Die USA verzeichnete ein 2,2 %-Wachstum nach einem 0,8 %-Rückgang im Jahr 2017, als ein Ergebnis der erhöhten Nachfrage des Gewerbesektors und der Haushalte. Unterdessen erfuhren einige Länder wie Frankreich, das Vereinigte Königreich oder Mexiko eine Umkehrung des Trends vom negativen Nachfragewachstum des Jahres 2017.

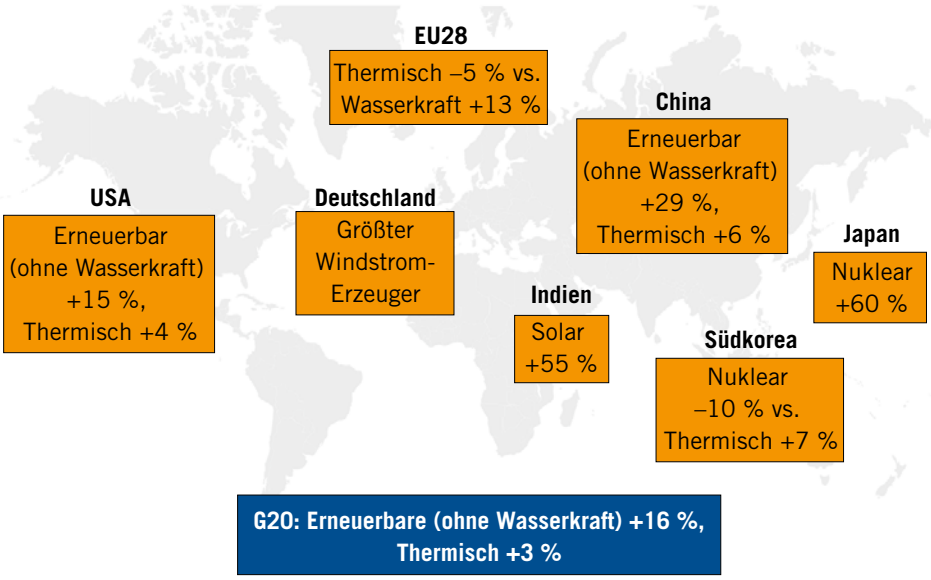
Das Wachstum des Stromverbrauchs in China und den USA trug zu fast 75 % zum Stromverbrauchswachstum der G20-Staaten bei.

Abbildung 2.8: Trendentwicklung bei der Stromnachfrage in den G20-Staaten (%/Jahr)



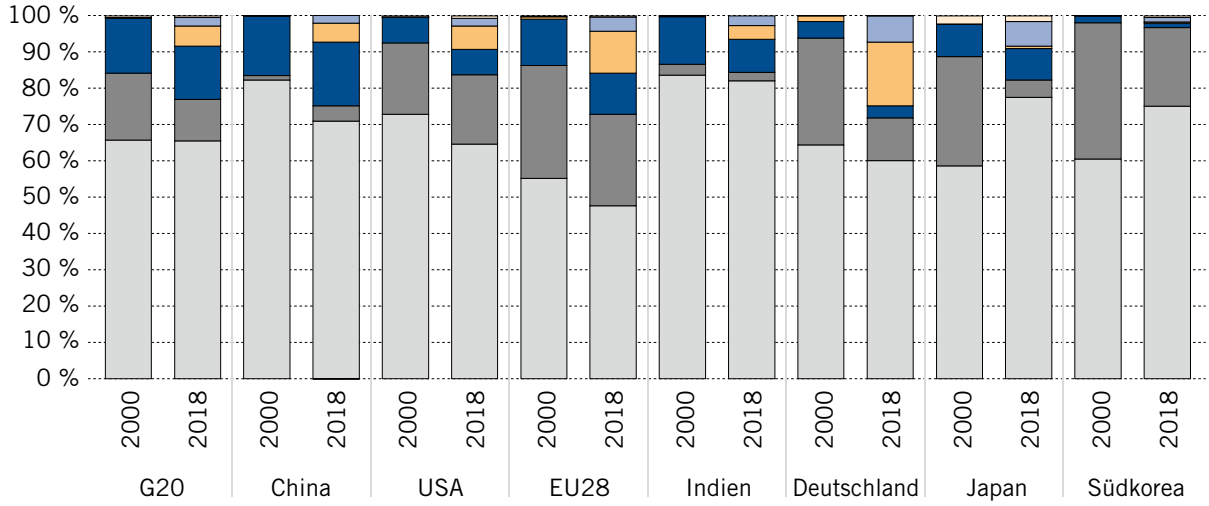
Quelle: Enerdata

Abbildung 2.9: Trendentwicklungen im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2017 in ausgewählten G20-Staaten



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.10: Trendentwicklungen im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2000 im Stromerzeugungsmix ausgewählter G20-Staaten



	G20	China	USA	EU28	Indien	Deutschland	Japan	Südkorea
% G20		31 %	20 %	15 %	7 %	5 %	3 %	3 %

Foss. Kraftwerke | Kernenergie | Wasserkraft | Wind | PV | Andere

Quelle: Enerdata

Erneuerbare Energien ohne Wasserkraft erzielten im Jahr 2018 ein Wachstum von 16 %, womit ihr Anteil auf 8 % im Strommix der G20-Staaten wuchs

Fossile Kraftwerke stellen mit 66 % noch immer den Großteil der Stromerzeugung der G20-Staaten im Jahr 2018. Die Wasserkraft folgt mit einem in den letzen Jahren konstanten Anteil von 15 % vor Atomenergie mit 11 % Anteil, der allerdings um 7 %-Punkte seit dem Jahr 2000 gesunken ist.

Der Anteil der erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft am Strommix der G20 hat sich seit dem Jahr 2000 verzwanzigfacht. Der Anteil stieg von weniger als einem Prozent auf 8 % im Strommix des Jahres 2018 dank emporschnellender PV- und Windstromproduktion mit einem Wachstum von 23 % bzw. 13 % im Jahr 2018, allerdings ein wenig verlangsamt gegenüber 2017. China und die USA trieben das PV- und Windwachstum, wobei China für jeweils ein Drittel des Wachstum verantwortlich ist. Inbesondere in China beschleunigte sich der Windkraftausbau gegenüber 2017 von 10 auf 13 %. Indiens Rolle im dynamischen Ausbau ist wachsend, vor allem in der PV-Stromerzeugung (+68 % im Jahr 2018). Während Indiens PV-Kapazität um 57 % wuchs, verzeichneten China und die USA nur Wachstumraten von 34 % und 12 %. Deutschland bliebt der drittgrößte Windkraftproduzent im Jahr 2018, allerdings mit weniger deutlichem Wachstum von 7 % als in anderen wesentlichen G20-Staaten. Japan bleibt drittgrößter PV-Stromproduzent mit einem starken Wachstum von 22 % (Abbildung 2.10).

2.2 Szenarienvergleich des World Energy Councils

- ***Grundsätzliche Unterschiede verschiedener Prognosen und Szenarien***
- ***Einige Vorhersagen liegen dicht beieinander – in anderen Feldern gibt es große Differenzen***
- ***Szenarien des World Energy Council berücksichtigen neben Energiethemen auch externe Faktoren***

Während früher in der Energiewirtschaft recht einfache Energieprognosen zur Vorhersage und Planung üblich waren und dies aufgrund der eher statischen Entwicklung und der teilweise monopolartigen Strukturen auch durchaus sachgerecht schien, sind in den letzten Jahrzehnten immer komplexere Analysen und Szenarien entwickelt worden.

Diese sind immer stärker in den Planungsprozess und die Strategieerarbeitung der Unternehmen eingeflossen, aber auch für die politische Diskussion und Entscheidungsfindung ist es seit vielen Jahren für alle Beteiligten unerlässlich, auf Szenarien aufzubauen, um die zukünftige Entwicklung der Energiemärkte planen zu können.

Grundlegende Unterschiede in den Ansätzen führen zu deutlich anderen Aussagen

Sofern man allerdings versucht, diese Vielzahl von Studien und Szenarien nebeneinander zu legen, stellt man fest, dass sie zu sehr unterschiedlichen Aussagen kommen – beziehungsweise sehr unterschiedliche Entwicklungen prognostizieren oder unterstellen. Missverständnisse fangen schon mit der Frage an, welche Zeithorizonte oder Regionen betrachtet wurden oder ob es eine objektive Arbeit oder eine Auftragsstudie einer Interessengruppe war. Auch die Frage, ob ein bestimmtes Ergebnis prognostiziert worden ist – oder aber als Vorgabe unterstellt worden ist, unterscheidet die Studien grundsätzlich: Wenn eine Studie zum Beispiel das Ziel hat, aufzuzeigen, welche (zur Not auch unrealistischen) Maßnahmen zur Erreichung einer 95%igen CO_2-Reduktion erforderlich wären, kann sie vom Ende her anfangen und eine 95%ige CO_2-Reduktion als Arbeitshypothese unterstellen. Das Ziel der Studie war also, Transparenz herzustellen und damit eine Diskussion in Gang zu bringen, ob erforderliche Maßnahmen für ein abstraktes Ziel überhaupt auf gesellschaftliche Akzeptanz stoßen. Solange aber der grundsätzlich andere Studienansatz übersehen wird, kann es zur Folge haben, dass dann eine Schlagzeile lautet, die Studie habe wissenschaftlich belegt, dass das 95 %-Ziel erreichbar ist – alle Kritiker seien widerlegt.

Was bisher fehlte, war ein methodischer Vergleich und eine Klassifizierung verschiedener Studien. So ist es schwer, verschiedene Zielsetzungen und Ansätze zu er-

kennen; handelt es sich im gerade geschilderten Fall um ein Missverständnis – oder um eine bewusste Verdrehung?

Das World Energy Council überarbeitet derzeit die Szenarien grundlegend

Das Studienteam des Londoner Word Energy Council hat jetzt unter Einbindung von Experten aus den Ländern eine Vielzahl verfügbarer weltweiter Szenarien in einer eigenen Studie verglichen. Diese vergleichende Analyse erfolgte auch vor dem Hintergrund, dass die eigenen drei Szenarien (Unfinished Symphony, Modern Jazz und Hard Rock) gerade komplett überarbeitet werden, damit sie im September auf dem 24. World Energy Congress in Abu Dhabi neu vorgestellt werden können.

Die Besonderheit des World Energy Council ist es ja, eine wirklich unabhängige Organisation zu sein und führende „Stakeholder“ unterschiedlichster Bereiche, die mit Energie befasst sind, aus Wirtschaft, Politik, Wissenschaft und Verbänden als Mitglieder zu haben. Dies ermöglicht es auch, einen viel breiteren und ausgewogeneren Ansatz zu verfolgen, als dies anderen Organisationen möglich ist.

Abbildung 2.11: Drei alternative Pfade bis 2060

Modern Jazz

Marktmechanismen, Technologische Innovationen, Energiezugang für alle

Unfinished Symphony

Starke Politik, langfristige Planung, vereinte Klimaaktionen

Hard Rock

Fragmentiertes Szenario, nach innen gerichtete Politik, geringe globale Kooperation

„Prognosen sind schwierig, besonders, wenn sie die Zukunft betreffen“

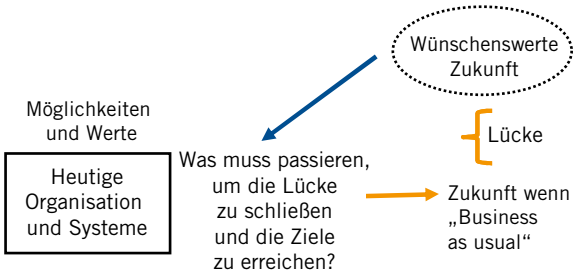
Dieses bekannte Zitat wird unter anderem Mark Twain zugeschrieben und sollte Ansporn sein, Prognosen weder zu abhängig von ganz bestimmten Rahmenbedingungen zu machen, noch die Zukunft mehr oder weniger nur als Fortschreibung des gerade Erlebten zu beschreiben. Für strategische Erwägungen in Unternehmen genauso wie für die Regierungsarbeit ist es aber wichtig, Studien zur Verfügung zu haben, die eine ausreichende Halbwertzeit besitzen und noch Bestand haben, wenn Veränderungen oder Innovationen sich wechselseitig verstärken. Daher betrachtet das World Energy Council für die eigenen Szenarien zurzeit in übergreifenden und internationalen Workshops nicht nur die zukünftige Entwicklung des Energiesektors, sondern bezieht zum Beispiel unter dem Stichwort „Constellations of Disruption“ auch sich wechselseitig verstärkende Veränderungen und sogar gesellschaftliche Einflüsse außerhalb des Energiesektors in die Überlegungen ein.

Um die eigene Arbeit aber auch kritisch zu hinterfragen und zu verbessern, hat sich das WEC andere am Markt verfügbare Szenarien angesehen und verglichen. Dies war für die eigene Arbeit aufschlussreich – zugleich hat das World Energy Council damit aber auch geholfen, etwas Licht in den Dschungel der verfügbaren Szenarien zu bringen. Erstmals liegt hier nun eine Untersuchung vor, die unterschiedliche Szenarien systematisch und methodisch vergleicht. Es wurden alle namhaften Studien in den Vergleich einbezogen, sofern sie einen langfristigen Horizont haben und sowohl regional als auch inhaltlich umfassend sind. Dabei zeigte sich, dass alle Arbeiten in drei ganz verschiedene Gruppen/oder Typen unterteilt werden können. Weiterhin wurden generelle Unterschiede und Ähnlichkeiten dieser Typen herausgearbeitet. Schließlich wurden die Ergebnisse in den jeweiligen Gruppen gegenübergestellt und diese miteinander verglichen.

Einteilung der Studien in drei Gruppen

Normative Szenarien

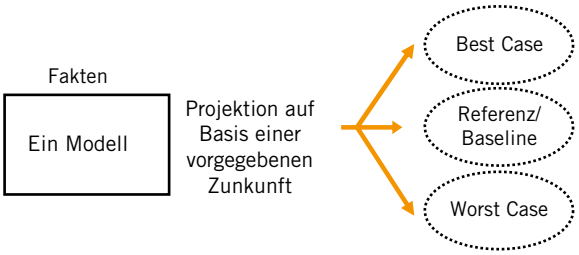
Abbildung 2.12: Normative Szenarien



Es wird eine bestimmte Entwicklung in der Zukunft unterstellt. Diese ist zwar technisch möglich; Ziel ist jedoch, von diesem zukünftigen Ergebnis zurückzurechnen und darzustellen, wann welche Maßnahmen erfolgen und welcher Weg beschritten werden muss, um dorthin zu kommen. Ziel ist oft, in den politischen Entscheidungsprozess konkrete Überlegungen einfließen zu lassen – entweder um die erforderlichen Beschlüsse diskutieren zu können oder auch, um eher abstrakte Ziele hinterfragen zu können (siehe das CO_2-Beispiel oben). Außerdem lässt sich so politisch überprüfen, ob der notwendige Zeitplan zur Zielerreichung einzuhalten ist.

Outlooks/Projektionen

Abbildung 2.13: Outlooks/Projektionen

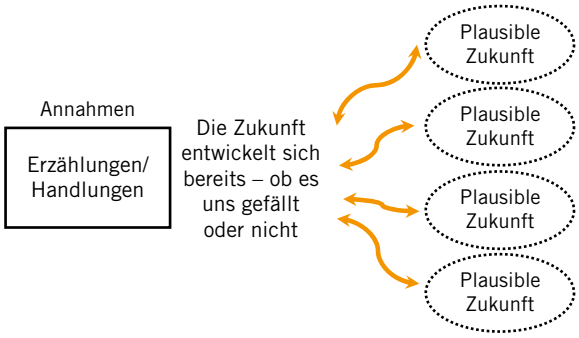


Hier werden meist für konkrete mittelfristige Planungen Fortschreibungen der momentanen Entwicklung (busi-

ness as usual) vorgenommen. Diese können zum Beispiel für Sensitivitätsanalysen verwendet werden. Quantitative Erwägungen stehen im Vordergrund.

Plausible Szenarien (oder exploratorische Szenarien)

Abbildung 2.14: Plausible Szenarien



Diese Szenarien sind qualitative Storylines, die plausible alternative Zukunftspfade beschreiben und durch Modellierung quantitativ unterstützt sind. Bei diesen Untersuchungen können unterschiedliche, auch äußere Einflüsse einbezogen werden und oft werden verschiedene Entwicklungspfade in verschiedenen Szenarien aufgezeigt (wie die Szenarien des World Energy Council – Unfinished Symphony, Modern Jazz und Hard Rock). Qualitative Überlegungen dominieren hier.

Typisch für plausible Szenarien und eine Stärke gegenüber den vorgenannten Gruppen ist es, dass bestimmte globale Trends oder Entwicklungen einbezogen werden.

Eine große Anzahl von Studien und Szenarien wurden in den Vergleich einbezogen. Auswahlkriterium war, dass die Analysen nicht unter einem regionalen Schwerpunkt sondern global erfolgen; weiterhin musste der Betrachtungszeitraum mindestens bis 2030 gehen, die Veröffentlichung nicht mehr als 5 Jahre zurückliegen und das ganze Energiespektrum ohne inhaltliche Begrenzung betrachtet worden sein.

Ähnlichkeiten und Unterschiede der Studien

CO_2-Emission 2015-2040 im Verhältnis zum Wirtschaftswachstum

Die meisten globalen Szenarien erwarten eine positive Korrelation von Emissionen und wirtschaftlichem Wachstum.

Einige Analysen sehen die Welt umweltgetrieben und unterstellen relativ geringe Emissionen – im gleichen Zug aber auch geringeres Wachstum (WEC US, IEEJ Advanced Tech, Statoil Reference).

Andere Szenarien sehen die wirtschaftliche Prosperität im weltweiten Fokus und gehen davon aus, dass die Senkung von Emissionen eine geringere Priorität hat als die wirtschaftliche Entwicklung (dies gilt für die meisten Outlooks).

Schließlich erwarten manche Szenarien, dass sich die Weltwirtschaft schlecht entwickelt und trotzdem die Emissionen steigen (WEC HR, Statoil Rivalry, IEEJ Reference, etc.) – dies kann man schlicht als eine gescheiterte Entwicklung für die Welt bezeichnen.

Normative Szenarien sind generell optimistischer

Demgegenüber sind normative Szenarien generell optimistischer und unterstellen ein erfolgreiches Entkoppeln. Danach wird eine positive wirtschaftliche Entwicklung als möglich angesehen trotz drastischer Maßnahmen zur Senkung der Emissionen (IRENA, Ener Green, IEA SD, Statoil Renewal).

Die meisten normativen Szenarien zeigen einen technisch möglichen Pfad auf, zukünftig gleichzeitig niedrige Emissionen als auch hohes Wirtschaftswachstum zu erreichen. Dabei zeigen sich vor allem folgende Gemeinsamkeiten in den normativen Szenarien:

Niedrige Emissionen und hohes Wachstum ...?

Hohe Investitionen und stark zunehmende Effzienzsteigerung führen zur Dekarbonisierung nicht nur der Produktion, sondern auch des Endverbrauchs (insbesondere wird hier der Transportsektor aufgeführt). Trotz des rasanten Anstiegs der Erneuerbaren spielen Fossile Energien – insbesondere Gas – weiterhin eine große Rolle. Die Digitalisierung führt zu einer deutlich umweltfreundlicheren Wirtschaft – aber auch Carbon Capture & Storage

Abbildung 2.15: Untersuchte Szenarien

Organisation/Studie	Namen der Energievorhersagen: Plausible Szenarien	Projektionen	Normative Szenarien
WEC (2016) World Energy Szenarien bis 2060	• Modern Jazz (MJ) • Unfinished Symphony (US) • Hard Rock (HR)		
Shell (2013) New Lens Scenarios bis 2100, Mountain, Ocean; SKY	• Mountain (M) • Ocean (O)		• Sky (S)
Statoil (2017) Energy Perspektiven bis 2050	• Reform (Rf) • Rivalry (Rv)		• Renewal (Rn)
EIA (2017) International Energy Outlook bis 2040		• Reference	
IEA (2017) World Energy Outlook bis 2040		• Current policies (CP) • New policies (NP)	• Sustainable Development (SD)
IEEJ (2017) Outlook bis 2050	• Advanced Technology (AT)	• Reference	
BP (2018) Energy Outlook bis 2040		• Evolving Transition (ET)	
CEPSA (2017) Energy Outlook 2030		• Reference	
Exxon (2018) Outlook for Energy: Ein Blick auf 2040		• Reference	
Enerdata (2018) Global Energy Szenarien bis 2040	• Ener Brown	• Ener Blue	• Ener Green
IRENA (2018) Perspektive für Energiewende			• 66% chance <2°C (662)
DNV GL (2018) Energy Transition Outlook		• Reference	
IPCC (2018) Global Warming von 1.5° C			• P1, P2, P3, P4

WEC MJ (Modern Jazz), WEC US (Unfinished Symphony), WEC HR (Hard Rock), Shell M (Mountain), Shell O (Ocean), Statoil Rf (Reform), Statoil Rv (Rivalry), Ener-Brown, IEEJ AT (Advanced Technology), IEA CP (Current Policies), IEA NP (New Policies), EIA Ref (Reference), IEEJ Ref (Reference), BP ET (Evolving Transition), CEPSA Ref (Reference), Exxon (Reference), Ener-Blue: IEA SD (Sustainable Development), Shell S (Sky), Statoil Rn (Renewal), IRENA 662 (66 % below 2 °C), Ener-Green, IPCC P1 (Low Energy Demand), IPCC P2 (Sustainability), IPCC P3 (Middle of the Road), IPCC P4 (Fossil-Fueled Development)

(CCS) wird eine bedeutende Rolle spielen (siehe IRENA und Shell SKY). Die Regierungen der Welt erreichen in gemeinsamen Abkommen erfolgreich eine Kombination von Marktinterventionen, Internationaler Koordination und regionaler Integration. Kernkraft spielt eine wichtige Rolle in den meisten normativen Szenarien, was zu geringeren CO_2-Emissionen führt und gleichzeitig die Systemstabilität sichert. Die Versorgungssicherheit steigt durch besseres Markt-Design, Smarte Energienetze und marktfähige Speicher. In einer systemweiten Betrachtung, hier werden auch andere Sektoren neben der Energiewirtschaft gesehen, nimmt die Anzahl von Elektrofahrzeugen drastisch zu und die Industrie verändert sich in Richtung CCS, Wasserstoff und weitere Elektrifizierung.

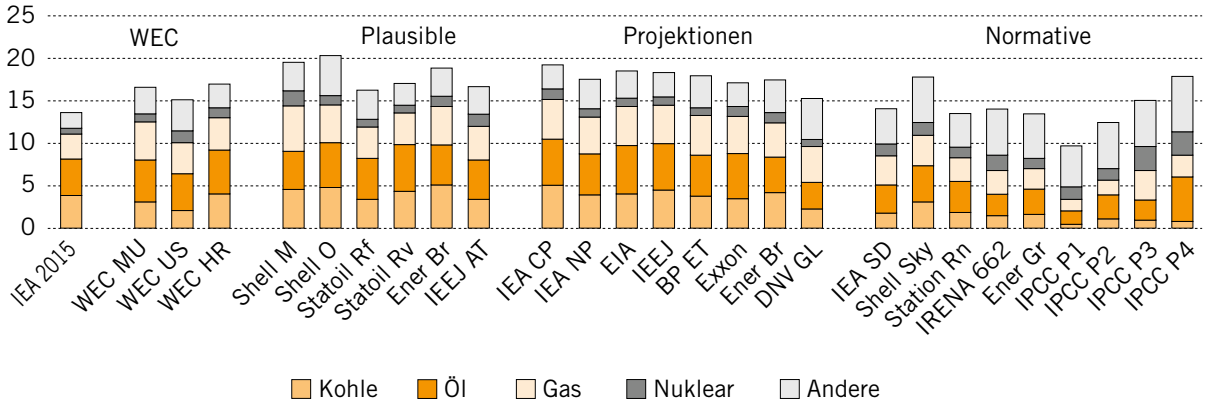
Die globale Energienachfrage wird unterschiedlich gesehen

- Die Annahmen der **globalen Energienachfrage** unterscheiden sich erheblich: Die Nachfrage wird generell in den Outlooks höher angenommen – in den normativen Szenarien grundsätzlich geringer (mit höherer Streuung). Die World Energy Szenarien gehen von geringerer Nachfrage aus, als andere plausible Szenarien.

- **Kohle:** Die normativen Szenarien unterstellen einen sofortigen und drastischen Rückgang der Kohlenachfrage, während Outlooks eine konstante Nachfrage unterstellen. Plausible Szenarien sehen unterschiedliche Entwicklungen.

Ergebnisse im Vergleich:

Abbildung 2.16: Hauptannahmen für den globalen Energie-Mix 2040 im Vergleich (Mio. GTOE)



Plausible: WEC MJ (Modern Jazz), WEC US (Unfinished Symphony), WEC HR (Hard Rock)/Shell M (Mountain), Shell O (Ocean), Statoil Rf (Reform), Statoil Rv (Rivalry), Ener-Brown, IEEJ AT (Advanced Technology)

Outlooks: IEA CP (Current Policies), IEA NP (New Policies), EIA Ref (Reference), IEEJ Ref (Reference), BP (Evolving Transition), CEPSA Ref (Reference), Exxon (Reference), Ener-Blue, DNV GL

Normative: IEA SD (Sustainable Development), Shell S (Sky), Statoil Rn (Renewal), IRENA 662 (66 % below 2 °C), Ener-Green, IPCC P1 (Low Energy Demand), IPCC P2 (Sustainability), IPCC P3 (Middle of the Road), IPCC P4 (Fossil-Fuelled Development)

- **Öl:** Die Ölnachfrage wird stabil in den Outlooks und plausiblen Szenarien erwartet; während der Anteil im Energiemix niedriger in den normativen gesehen wird – mit größerer Streuung.
- **Gas:** Die meisten Outlooks sehen ein starkes Wachstum beim Gas, normative Szenarien erwarten recht früh (vor 2040), dass der Scheitelpunkt der Nachfrage erreicht wird. Dieser Zeitpunkt wird in den plausiblen Szenarien sehr unterschiedlich gesehen – teilweise wird auch erwartet, dass Gas zum Rückgrat des Energiesystems wird (Shell Mountains).
- **Nuklear:** Alle Szenarien gehen davon aus, dass die Nachfrage nach Kernkraft steigen wird.
- **Erneuerbare Energien:** Solar und Wind (onshore/offshore) werden in allen Szenarien und Prognosen als wachsend angesehen; die normativen Szenarien sehen einen deutlich stärkeren Anstieg als dies in den Outlooks erwartet wird. Die plausiblen Szenarien zeigen eine höhere Streuung bei der Wachstumsrate für Erneuerbare – sowohl für PV, als auch für Wind.

Zukünftige Entwicklungen

Ungeachtet des starken Anstiegs der erneuerbaren Energien bleiben fossile Energien wichtig. Wachsende Bedeutung erlangen synthetische Kraftstoffe (Power-to-X/e-Fuels). Höhere Energieeffizienz und zunehmende Elektrifizierung sind essentiell für eine CO_2-arme Wirtschaft. Viele Szenarien halten es auch für erforderlich, dass weltweit Protektionismus bekämpft werden muss. Stattdessen muss die internationale Kooperation und regionale Integration gestärkt werden und Klimaschutz in weltweiten Abkommen verfolgt werden. Größere Aufmerksamkeit muss dem veränderten Kundenverhalten und der Dezentralisierung gewidmet werden.

Entwicklungen außerhalb des Energiesektors

In der Analyse hat sich aber auch deutlich gezeigt, dass fast alle Szenarien wichtigen Entwicklungen, die teilweise außerhalb der Energiewirtschaft stattfinden, viel zu wenig Beachtung schenken – teilweise sie sogar ganz ausblenden.

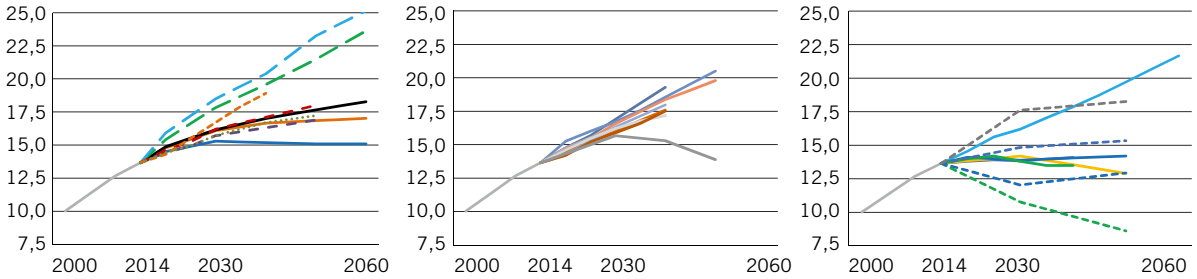
→ Die meisten verfügbaren Szenarien blenden grundlegende Veränderungen aus

Abbildung 2.17: Unterschiede der Vorhersagen (Auswahl)

Plausible Szenarien | **Projektionen** | **Normative Szenarien**

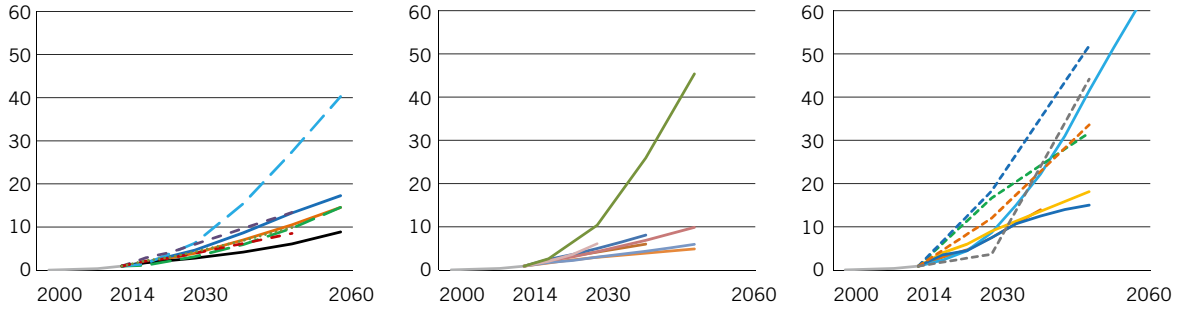
Primärenergie Nachfrage

Verbrauch Primärenergie ('000 MTOE)



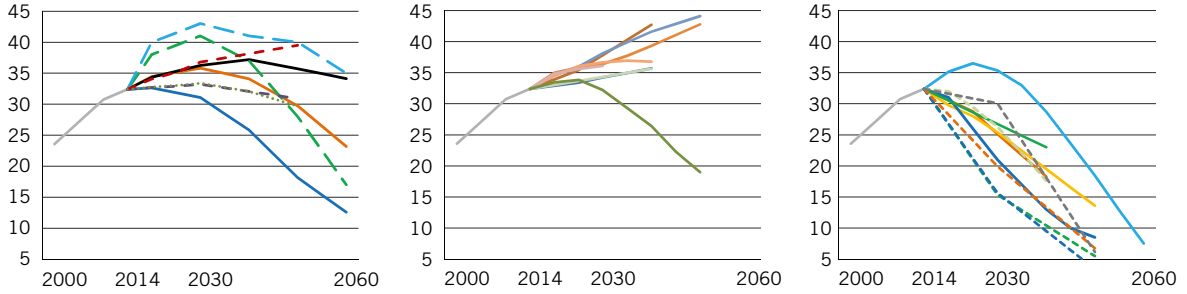
Solar & Wind

Solar & Winderzeugung ('000 TWh)



CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Energie

($Gt\ CO_2$)



Legende

History, WEC MJ, WEC US, WEC HR, Shell M, Shell O, Statoil Rf, Statoil Rv, IEEJ AT

Plausible: WEC MJ (Modern Jazz), WEC US (Unfinished Symphony), WEC HR (Hard Rock), Shell M (Mountain), Shell O (Ocean), Statoil Rf (Reform), Statoil Rv (Rivalry), Ener-Brown, IEEJ AT (Advanced Technology)

History, IEA CP, IEA NP, EIA Ref, IEEJ Ref, BP ET, CEPSA Ref, Exxon, DNV GL

Outlooks: IEA CP (Current Policies), IEA NP (New Policies), EIA Ref (Reference), IEEJ Ref (Reference), BP (Evolving Transition), CEPSA Ref (Reference), Exxon (Reference), Ener-Blue, DNV GL

History, IEA SD, Shell S, Statoil Rn, IRENA 662, IPCC P1, IPCC P2, IPCC P3, IPCC P4

Normative: IEA SD (Sustainable Development), Shell S (Sky), Statoil Rn (Renewal), IRENA 662 (66% below 2°C), Ener-Green, IPCC P1 (Low Energy Demand), IPCC P2 (Sustainability), IPCC P3 (Middle of the Road), IPCC P4 (Fossil-Fuelled Development)

Dies gilt zunächst für die demographische Entwicklung: Es wird in der Regel eine konstante Bevölkerung angenommen. Dabei werden regionale Unterschiede in globalen Regionen, aber auch Themen wie eine Alterung industrieller Gesellschaften oder eine weltweite zunehmende Verstädterung mit all ihren Auswirkungen auch auf die Energiewirtschaft, ausgeblendet.

Weiterhin werden die Auswirkungen von Umweltveränderungen gerne übersehen – dabei drehen sich die Studien doch gerade um die dringende Eindämmung des bereits begonnenen Klimawandels. Es finden sich kaum Studien, die auf die Bedeutung zu erwartender Klimafolgen eingehen. Dabei werden zunehmende Wärme, Unwetter und Wasserknappheit erheblichen Einfluss haben.

Das World Energy Council legt mittlerweile einen Fokus auf das Thema Resilienz, forscht zu den verschiedenen Themen und lässt diese auch in die Szenarien einfließen. Dazu gehört auch ein tieferes Verständnis für die Auswirkungen der Digitalisierung: Die Verbindung von Energiewende und digitaler Produktivität wird meist positiv gesehen und eine lineare Korrelation erwartet. Cyber Security oder ein stark verändertes Verhalten der Kunden, die zunehmend Prosumer werden und die Dezentralisierung fortschreiten lassen oder Off-Grid Lösungen werden nicht – oder nicht ausreichend – betrachtet.

→ Die neuen WEC-Szenarien berücksichtigen auch nicht unmittelbare Energiethemen – wie mögliche Folgen der Urbanisierung oder Cybersicherheit

Es wird in allen Studien von einer hohen Anzahl von Elektrofahrzeugen und drastisch günstigeren Batterietechnologien ausgegangen. Ob es aber auch einen Paradigmenwechsel durch veränderte Nachfrage geben kann, mit der Möglichkeit alternativer Wege oder Entwicklungen, wird nicht untersucht. Interessant ist: nur Shell erwähnt in seiner Sky Studie, dass soziale Ungleichheit auf der Welt zu Herausforderungen führen kann. 100 GJ werden hier als notwendige Energiemenge pro Einwohner auf der Welt als Grenze für menschenwürdiges Leben genannt.

Schließlich fehlt in den untersuchten Szenarien die Überlegung, welche Implikation eine Veränderung der Energielandschaft auf die geopolitische Entwicklung hat: Wie ist es, wenn sich die Welt nicht mehr ums Öl dreht. Dazu gehört auch die Frage, ob fortschreitende Innovation den Kalten Krieg zwischen Elektronen und Molekülen verstärken oder beenden wird. Wird eine Sektorkopplung auf eine weitere Beschleunigung der Elektrifizierung setzen oder flüssigen Kraftstoffen eine neue starke Rolle in einer sauberen Zukunft bescheren?

Es ist zu hoffen, dass zukünftig mehr Studien die Komplexität umfassender aufgreifen – und eine klarere Unterscheidung zwischen Projektionen, normativen und plausiblen Szenarien ein besseres Verständnis in der Öffentlichkeit ermöglichen.

2.3 Weltweite Entwicklungen in der Offshore-Windenergie

- ***Deutliches Wachstum der Offshore-Windenergie erwartet***
- ***Europa und Asien sind die stärksten Wachstumsregionen***
- ***Kostensenkungen begünstigen das Wachstum***

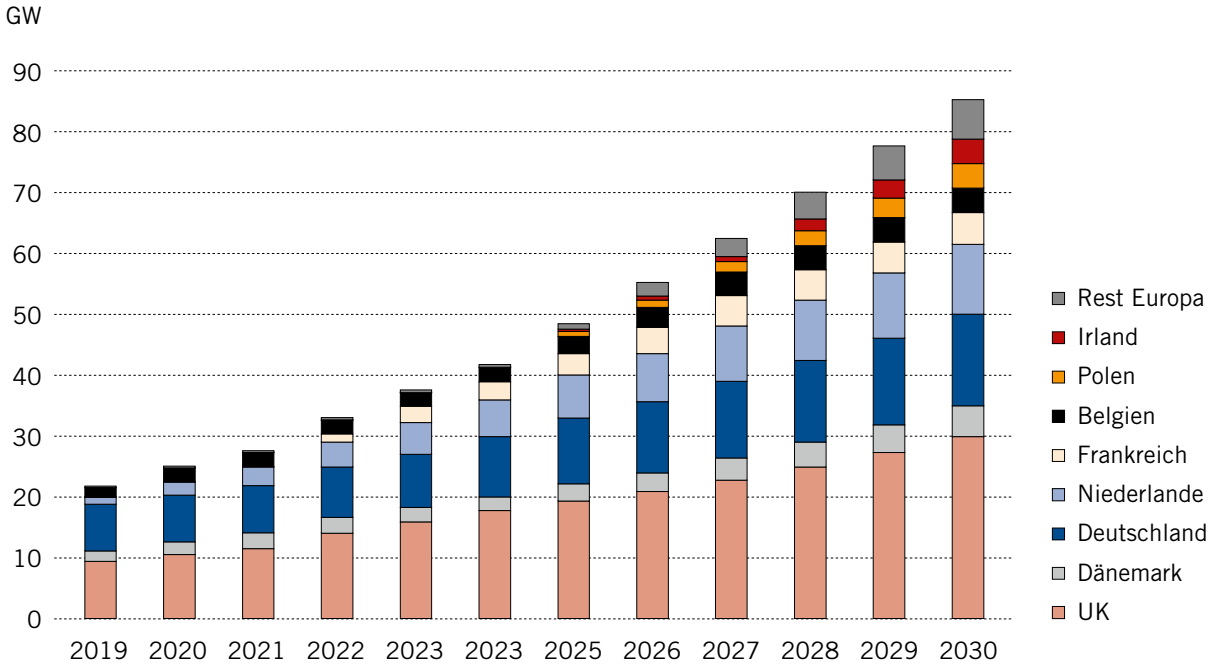
Der Ausbau der Offshore-Windenergie schreitet spürbar voran. Waren im Jahr 2010 weltweit noch wenig mehr als 2 Gigawatt (GW) an Offshore-Leistung installiert, so waren es Ende 2018 laut IRENA bereits 23,4 GW. Der globale Offshore-Windmarkt wird bis 2030 weiter deutlich wachsen. Bloomberg erwartet eine jährliche Wachstumsrate von 16 % gegenüber 2017 und eine Gesamtleistung von 115 GW im Jahr 2030. Andere Schätzungen gehen davon aus, dass dieser Wert bereits 2027 erreicht werden wird (Wood Mackenzie). Berücksichtigt man die nationalen Ausbauziele, ist ein Ausbau auf mehr als 150 GW bis 2030 denkbar.

→ Europa bleibt in kommenden Jahren Hauptregion für den Offshore-Ausbau

Der bisherige Ausbau war allerdings kein globales Phänomen, sondern wurde eindeutig von Europa dominiert: Ende 2018 waren außerhalb Europas lt. IRENA lediglich etwa 4,9 GW an Offshore-Leistung installiert. Innerhalb Europas entfallen knapp vier Fünftel der installierten Leistung auf das Vereinigte Königreich (ca. 45 %) und Deutschland (ca. 35 %), gefolgt von Dänemark, Belgien und den Niederlanden mit etwa 7 %, 6 % und 5 %. Auch im kommenden Jahrzehnt wird in Europa mit einem signifikanten weiteren Ausbau gerechnet. Bereits bis 2020 dürfte die in Europa installierte Gesamtleistung auf mehr als 25 GW wachsen; Ørsted erwartet einen Ausbau auf 43 GW im Jahr 2025. Für das Jahr 2030 divergieren die Schätzungen naturgemäß. Der europäische Windenergieverband WindEurope gibt eine Bandbreite von 49,5 bis über 98 GW an.

Bliebe es bei dem deutschen Ausbauziel von 15 GW im Jahr 2030, würde der Anteil Deutschlands an der installierten europäischen Offshore-Leistung damit auf etwa 20 % sinken. Auch in Zukunft wird ein starker Ausbau im Vereinigten Königreich (informelles Ziel bis 2030: 30 GW), in den Niederlanden (Ziel: 11,5 GW bis 2030,

Abbildung 2.18: Erwarteter Offshore-Zubau in Europa bis 2030 in GW



Quelle: Wood Mackenzie; Japan und Südkorea: politische Ausbauziele; Irland 2030: National Offshore Wind Energy Association of Ireland; Polen 2030: Foundation for Sustainable Energy; Extrapolation 2027 bis 2030 EnBW

aktuell ca. 1,2 GW) sowie in Dänemark erwartet. Die dänische Regierung hat drei Ausschreibungen mit jeweils 800 MW angekündigt, so dass ein Zuwachs von heute 1,3 GW auf etwa 4 GW im Jahr 2030 realistisch ist.

Als „Offshore-Land“ neu hinzukommen dürfte insbes. Frankreich; auch in Polen gibt es neue Entwicklungen. Der Ausbau in Frankreich läuft etwas verzögert an, aber die maßgebliche „programmation pluriannuelle de l'énergie“ (PPE) sieht bis 2028 eine Gesamtleistung von 4,7 bis 5,2 GW vor. Polen verfügt derzeit noch über keine installierte Offshore-Leistung, doch erwartet der polnische Übertragungsnetzbetreiber PNE einen Ausbau von 4 GW bis 2027. In Irland, das bisher erst 25 MW installiert hat, wird mit einem Ausbau von 1,2 bis 2 GW bis 2030 gerechnet.

Dynamisch wachsende Offshore-Märkte künftig vor allem in Asien

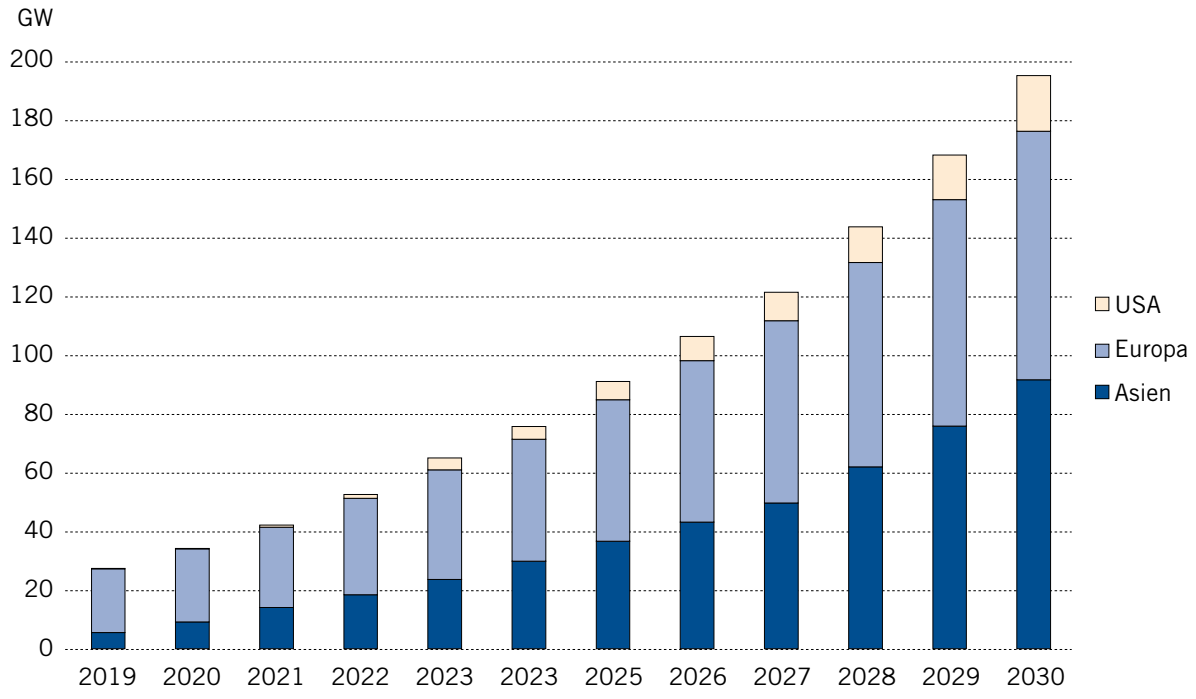
Die europäische Dominanz wird noch einige Jahre anhalten: Noch im Jahr 2022 dürften von den dann weltweit zu erwartenden 46 GW etwa 34 GW in Europa installiert sein. Allerdings blicken Marktbeobachter in jüngerer Zeit zunehmend nach Asien und Nordamerika, wo in den kommenden Jahren ebenfalls ein dynamisches Wachstum erwartet wird. In den asiatischen Ländern waren Ende 2016 lediglich etwa 1,7 GW (Ende 2018: 4,8 GW) installiert. Allerdings wird die installierte Leistung voraussichtlich bis Ende 2022 auf 11,3 GW wachsen. Kernmärkte sind China, Japan, Korea und Taiwan. In diesen Ländern sind die industriellen und infrastrukturellen Voraussetzungen größtenteils noch zu schaffen, insbes. der Aufbau einer Hafen-Infrastruktur sowie der Aufbau von Industrien zu Herstellung von Spezialschiffen, großen Windgeneratoren und Tragstrukturen. Weiterhin müssen netzseitige Voraussetzungen für die Aufnahme von Offshore-Windenergie geschaffen werden. Allerdings sind die Bedingungen für die Schaffung einer Offshore-Industrie in den genannten Ländern sehr gut. So haben China, Japan und Südkorea über langjährige Erfahrungen bei der Produktion von Windkraftanlagen und damit über eine entsprechende Lieferkette. Insbesondere Japan und Südkorea verfügen über eine gut ausgebaute maritime Industrie. In Japan, Südkorea und Taiwan werden zudem Marktreformen (insbes. Unbundling integrierter Staatsunternehmen) durchgeführt. Auch muss die verwendete Technologie an die spezifischen Bedingungen der Region (Taifune, Sedimentierungen in Flussdelta-Meeresböden, große Wassertiefen) angepasst werden.

Sind diese Voraussetzungen gegeben, wird mit einem dynamischen Wachstum gerechnet. In Japan, Taiwan und Südkorea setzt man aufgrund begrenzter Flächenverfügbarkeit an Land auf die Offshore-Technologie, um die jeweils nationalen Dekarbonisierungsziele erreichen zu können. China plant den Aufbau von 5 GW bis 2020, die mit großer Sicherheit überschritten werden dürften. Marktbeobachter rechnen damit, dass China bis Ende des kommenden Jahrzehnts mehr als 30 GW Offshore-Windleistung aufbauen kann. Damit würde 2030 jedes vierte bis fünfte weltweit installierte Offshore-GW vor der chinesischen Küste stehen. Aller Voraussicht nach wird China Mitte des kommenden Jahrzehnts das Vereinigte Königreich als Land mit der größten installierten Offshore-Leistung ablösen. In Taiwan wurden bereits Ausschreibungen durchgeführt, die bis 2025 zu einem Ausbau auf 5,5 GW führen sollen. Taiwan wird mit einem Ausbau auf etwa 10 GW bis 2030 an zweiter Stelle hinter China in Asien sein. Japan hat jüngst die gesetzliche Grundlage für den Offshore-Ausbau geschaffen und wird nun die Phase kleinerer Demonstrationsprojekte hinter sich lassen. Da Japan keine offiziellen Ausbauziele hat, sind Schätzungen hinsichtlich des künftigen Zubaus schwierig und divergieren erheblich. Ein Ausbau auf etwa 10 GW bis 2030 scheint politisch gewünscht zu sein. In Südkorea werden 13 GW bis 2030 angepeilt. Analysteneinschätzungen sehen für beide Länder derzeit allerdings einen geringeren Ausbau voraus.

Für die nächsten Jahre ist aufgrund der klimatischen und naturräumlichen Bedingungen sowie aufgrund des Aufbaus der erforderlichen Infrastruktur noch mit – im Vergleich zu Europa – eher kleineren Projekten und etwas höheren Stromgestehungskosten zu rechnen.

Auf wachsendes Interesse stößt auch der nordamerikanische Markt. Die USA hatten Ende 2017 lediglich eine installierte Leistung von 30 MW, bis Ende 2022 sollen es rund 1,2 GW sein. Einschätzungen zum weiteren Ausbau divergieren allerdings. Bloomberg prognostiziert, dass bis 2030 3 bis 4 GW in den USA insgesamt installiert sein werden; BVG Associates liefern eine optimistischere Prognose, bei der die jährliche installierte Kapazität im Jahr 2026 über 1 GW liegt und eine Gesamtleistung von 8,4 GW Ende 2030 erreicht wird; noch optimistischer ist Wood Mackenzie mit deutlich über 9 GW bereits 2027. In den USA gibt es kein Ausbauziel für Offshore auf der Bundesebene; vielmehr treiben einzelne Bundesstaaten den Ausbau voran. Gründe hierfür sind insbesondere die

Abbildung 2.19: Erwarteter Offshore-Zubau weltweit bis 2030 in GW



Quelle: Wood Mackenzie; Japan und Südkorea: politische Ausbauziele; Irland 2030: National Offshore Wind Energy Association of Ireland; Polen 2030: Foundation for Sustainable Energy; Extrapolation 2027 bis 2030 EnBW

eingeschränkte Flächenverfügbarkeit für andere Erneuerbaren-Technologien im Nordosten der USA und die Hoffnung, dass sich die zunehmende Erneuerbaren-Produktion dämpfend auf den örtlichen Strompreis auswirken wird. Der Ausbauschwerpunkt wird zunächst an der Ostküste sein. Besonders aktiv sind derzeit Maryland (Ziel: mehr als 480 MW bis 2022), Massachusetts (1,6 GW bis 2027), New York (2,4 GW bis 2030), New Jersey (3,5 GW bis 2030), Maine (5 GW bis 2030) und Connecticut (825 GWh pro Jahr im Jahr 2025). Auch in Kalifornien ist ein substanzieller Ausbau geplant, allerdings wird hier wegen der Wassertiefen vor allem auf schwimmende Fundamente zurückgegriffen werden müssen. Entsprechende Projekte dürften erst nach 2025 realisiert werden. Ähnlich wie in Asien muss auch in den USA erst eine Lieferkette sowie eine Offshore-Infrastruktur aufgebaut werden.

→ Deutliche Kostensenkungen stützen den weltweiten Ausbau von Offshore

Ein wesentlicher Grund für das globale Wachstum der Offshore-Technologie ist – neben Faktoren wie begrenzter Flächenverfügbarkeit für Onshore-Technologien – die Kostenentwicklung. Die Stromgestehungskosten, also die Gesamtkosten, umgelegt auf die produzierte Megawattstunde, werden sich bis 2030 gegenüber 2015 um etwa zwei Drittel vermindert haben (von etwa 150 EUR/MWh auf etwa 50 EUR/MWh). Hauptgründe auf der technischen Ebene sind größere und effizientere Generatoren, optimierte Tragstrukturen, technische Fortschritte bei der Verkabelung und beim Netzanschluss (Erhöhung der Kapazität und der Spannung der Exportkabel). Wesentliche Kostenreduzierungen haben sich zudem durch Verbesserungen bei Installation und Logistik (Reduzierung von Installationszeiten, Logistikoptimierung) sowie durch Optimierungen bei Betrieb, Wartung und Instandhaltung ergeben.

Der größte Kostensenkungseffekt hat sich bislang bei den Generatoren ergeben, bei denen ein deutliches Größenwachstum zu verzeichnen war. Größere Generatoren vermindern naturgemäß die Anzahl der zu errichtenden Windenergieanlagen und reduzieren den Wartungs- und Instandsetzungsaufwand. Die Kapazität der Generatoren

ist allein in den letzten zehn Jahren um etwa 100 % gestiegen (pwc). In Europa betrug die durchschnittliche Größe der installierten Offshore-Windkraftanlagen im Jahr 2017 5,9 MW, was allein gegenüber 2016 einem Anstieg von 23 % entspricht. Die Anlagengrößen werden in den kommenden Jahren noch deutlich weiter zunehmen. So wird damit gerechnet, dass bis 2024 Generatoren mit einer Leistung von bis zu 15 MW im Markt zur Verfügung stehen werden (WindEurope).

Schwimmende Fundamente (Floating Offshore) sind derzeit noch in der Entwicklung begriffen. Aktuell sind weltweit lediglich etwa 20 MW installiert; ca. 300 MW Demonstrationsanlagen und 7 GW in Großprojekten sind angekündigt (Norwegian Energy Partners/BVG). Die genaue Entwicklung ist aktuell noch schwer abzuschätzen, da sich bisher keines der derzeit in Entwicklung befindlichen technischen Konzepte für die schwimmende Tragstruktur durchgesetzt hat.

Ein wesentlicher Vorteil der Floating-Technologie ist, dass sie bei größeren Küstenentfernungen in größerer Wassertiefe, d. h. mit noch besserer Windausbeute eingesetzt werden kann. Aufgrund der hohen Windausbeute erwarten einzelne Marktbeobachter sogar, dass die Stromgestehungskosten bei Anlagen mit schwimmenden Fundamenten noch schneller sinken könnten als bei der fest installierten Offshore-Windenergie. Von heute 180 bis 200 €/MWh wird bis 2030 mit einem Rückgang der Kosten auf 40 bis 60 €/MWh gerechnet (WindEurope). Derzeit ist eine solche Entwicklung aber sehr schwierig zu prognostizieren, weil sich die Technologie noch in einem frühen Stadium befindet.

Vor allem Japan und Korea sowie die Westküste der USA dürften aufgrund der großen Wassertiefen wesentliche Testmärkte für schwimmende Fundamente werden. Allerdings ist das Potenzial für Anlagen mit festen Fundamenten sowohl an der US-Ostküste als auch in Asien in den kommenden Jahren noch ausreichend.

Die absehbar deutlichen Kostensenkungen und auch die für eine Erneuerbaren-Erzeugungsart hohe Volllaststundenzahl dürften dafür sorgen, dass Offshore-Windenergie immer wettbewerbsfähiger auch gegenüber neu zu installierenden fossilen oder nuklearen Anlagen wird und der Ausbau global dauerhaft anhält. Zur Umsetzung ihrer Dekarbonisierungsziele setzen einige Länder außerdem auf diese Technologie, um räumlichen Beschränkungen oder an Land auftretenden Akzeptanzproblemen zu entgehen.

2.4 Batterieelektrische Antriebe vs. E-Fuels

- ***Elektromobilität und E-Fuels ergänzen sich komplementär in unterschiedlichen Mobilitätsanwendungen***
- ***Die ambitionierten deutschen Klimaziele sind nur im Zusammenspiel beider Technologien zu erreichen***
- ***Neben dem initiierten Hochlauf der Elektromobilität wird auch ein zeitiger Markthochlauf von E-Fuels benötigt***

Was sind E-Fuels?

E-Fuels sind synthetische, strombasierte Kraftstoffe, die mit heutigen Diesel und Benzin nahezu vollständig identisch sind, aber nicht aus fossilen Quellen stammen sondern aus erneurbarem Strom, Wasser und CO_2 hergestellt wurden. Während ihres Produktionsprozesses wird CO_2 gebunden, das während der Nutzungsphase in gleicher Menge wieder emittiert wird – sodass der gesamte Kreislauf von Produktion bis Nutzung klimaneutral ist.

Bisher hat die deutsche Industrie zu Forschungszwecken, dem Bau von Pilotanlagen und der Finanzierung von Start-ups ca. 200 Mio. Euro in E-Fuels-Technologien investiert. Damit ist Deutschland führend bei der Entwicklung und Herstellung von Elektrolyseuren und Umwandlungstechnologien (Methanisierung, Methanolsynthese oder Fischer-Tropsch-Reaktoren). Viele Technologien haben einen hohen technischen Reifegrad erreicht. In den letzten 2 Jahren wurde eine Vielzahl von Studien in Auftrag gegeben, die mögliche Produktionskosten von E-Fuels im Zeitablauf bis 2050 untersucht haben, sie kommen je nach regionaler Verankerung der Produktion, Markthochlaufannahmen und Verzinsungsannahmen auf Produktionskosten im Jahr 2030 um 1-2 €/l Dieseläquivalent. Parallel zu diesen Effekten entwickeln sich die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien weltweit positiv für die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der E-Fuels-Produktion.

Die Studien kommen auch einvernehmlich zu dem Schluss, dass E-Fuels zum Erreichen der Klimaziele faktisch alternativlos sind. Flüssige synthetische Kraftstoffe werden mittel- bis langfristig mindestens in der Luft- und Schifffahrt unverzichtbar sein, abhängig von der Betrachtungsweise auch im Straßenverkehr. Ein Markthochlauf dieser Technologien ist somit gesellschaftlich gefordert, was Investitions- und Planungssicherheit durch langfristige und stabile Rahmenbedingungen benötigt.

Elektromobilität heute

Im Jahr 2017 wies Deutschland mit 54.617 Neuzulassungen, weltweit prozentual die höchste Wachstumsrate von 117 Prozent auf. 2018 konnte die Zahl der verkauften Elektroautos noch einmal um 24 Prozent gesteigert werden. Am 1.1.2019 lag der Bestand in Deutschland bei ca. 150.000 Elektro-Pkw. Das erfolgreichste Elektromodell in Deutschland 2018 (Batterieelektrisch [BEV] und Plug-In-Hybrid [PHEV]) ist der VW Golf. Dahinter folgen der Renault Zoe und der BMW i3. Der Marktanteil der deutschen Hersteller ist in den meisten großen Märkten außer China in etwa so groß wie bei Pkw insgesamt. In den USA ist er mit 11 % sogar klar höher als der Gesamtmarkanteil.

Im größten Markt China schwächt sich das Wachstum im Jahresverlauf etwas ab. Trotzdem werden in China inzwischen mehr Elektro-Pkw neu zugelassen als in Westeuropa, den USA und Japan zusammengenommen. In Westeuropa beträgt die Wachstumsrate der Pkw-Elektroneuzulassungen 33 Prozent. In den Volumenmärkten sind die Zuwächse bescheidener. In Norwegen sind es 21 Prozent, in Großbritannien und Frankreich 19 Prozent. Beim Anteil bleibt Norwegen mit 52,9 Prozent an der Spitze, Schweden erreicht 12,6 Prozent, die Niederlande 7,4 Prozent und China 4,2 Prozent. Deutschland liegt bei 2,6 Prozent und damit gleichauf mit den USA.

Die Aufteilung des Elektro-Pkw Marktes auf BEV und PHEV ist oft in etwa pari. In China allerdings entfallen 73 % aller Elektro-Neuzulassungen auf rein elektrische Fahrzeuge. In Westeuropa beherrschen die Plug-In Hybride mit 51 % das Geschäft, in den USA kommen sie sogar auf 53 %.

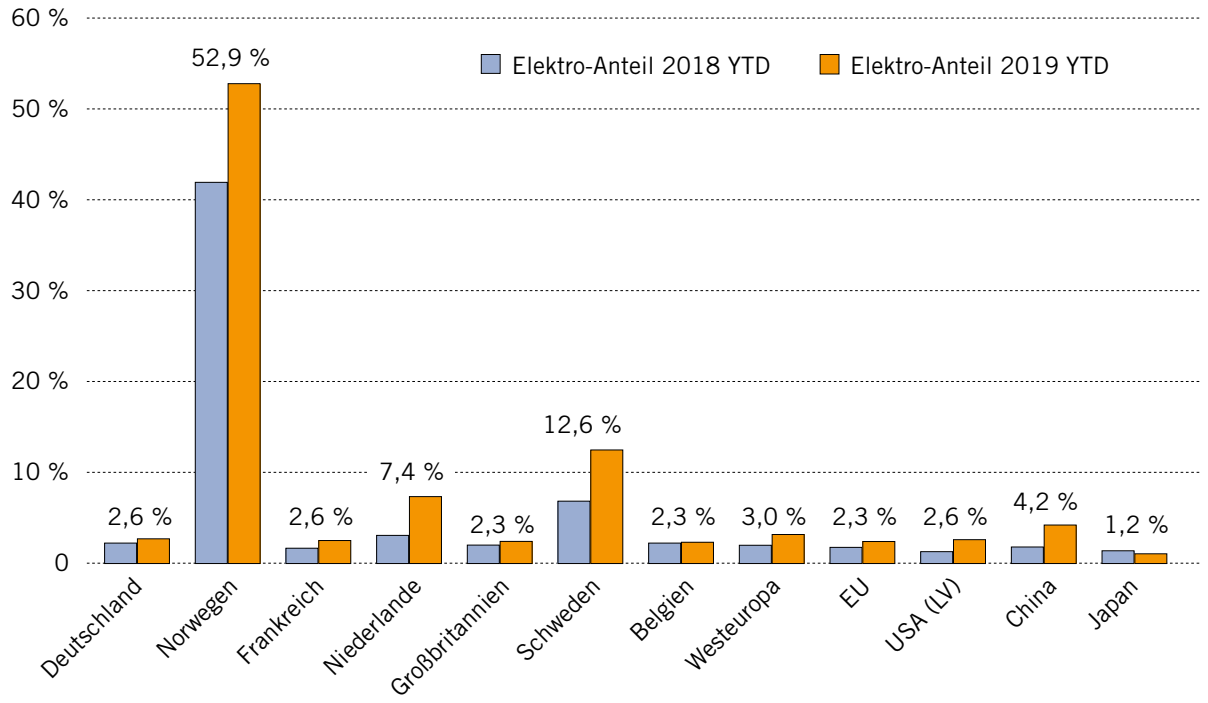
Bei Brennstoffzellfahrzeugen wurden 2017 weltweit 3.471 Neuzulassungen registriert – nach 2.290 im Jahr 2016. Zweidrittel der Neuzulassungen entfallen auf den US-Markt, 24 % auf Japan und nur 9 % auf Europa.

Stärken und Schwächen Elektromobilität und E-Fuels

Es existieren unterschiedliche Vor- und Nachteile von Elektromobilität und E-Fuels. Elektrofahrzeuge emittieren bei der Fahrt keine Treibhausgase. E-Fuels hingegen emittieren zwar bei der Verbrennung CO_2, aber nur in genau der Menge, die zuvor der Atmosphäre entnommen wurde, sind also ebenfalls klimaneutral.

Elektromobilität ist nahezu marktreif. Auch das Ladeinfrastrukturnetz wird zunehmend dichter. Rund 13.500 öffentlich zugängliche Ladepunkte stehen bundesweit

Abbildung 2.20: Elektro-Anteil am Pkw-Gesamtmarkt – 2019: Jan.-Feb.

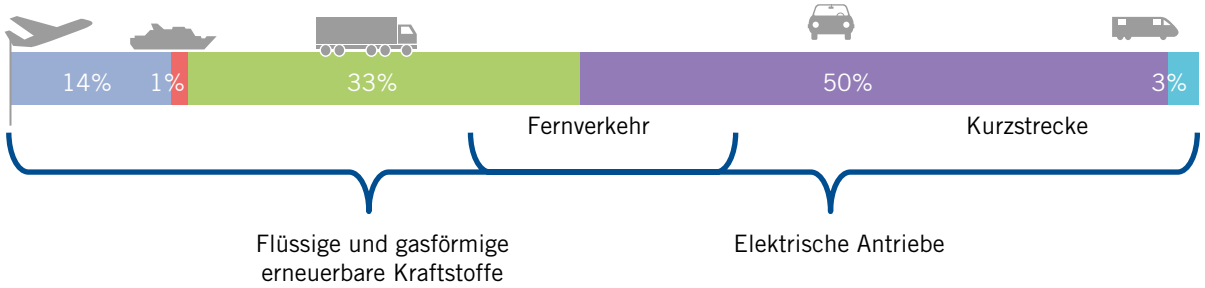


Quelle: KBA, WardsAuto, Fourin, IHS driven by Polk,VDA, 2018

zur Verfügung, vor allem in Ballungsgebieten. Ländliche Gebiete sind noch wenig erschlossen. Auch im europäischen Rahmen sind deutliche Ungleichheiten zu sehen, die Verteilung der Ladepunkte konzentriert sich hier deutlich auf wenige west- und nordeuropäische Länder. Für Deutschland bedeutet Elektromobilität die Herausforderung, seine Spitzenposition als Industrie-, Wissenschafts- und Technologiestandort zu sichern und neue Geschäftsfelder zu erschließen. Chancen ergeben sich in den Industriesegmenten, die entsprechendes Wissen über die künftigen Schlüsseltechnologien wie zum Beispiel Batterieentwicklung, Fahrzeugbau oder innovative Werkstofftechnologien im Unternehmen verankern. So tragen zum Beispiel Verbundwerkstoffe im Leichtbau zur Gewichtsreduzierung – sei es bei der Fahrzeugkarosserie, Felgen oder im Interieur – und somit zu effizienteren Fahrzeugen sowohl bei Verbrennern als auch BEVs bei.

Die Einstellung der Nutzerinnen und Nutzer gegenüber Elektromobilität wird wesentlich durch die Passgenauigkeit zu den eigenen persönlichen Mobilitätsbedürfnissen beeinflusst – dies zeigen unter anderem das Nutzungsverhalten aus den Regionen des Schaufensterprogramms Elektromobilität, der Nationalen Plattform Elektromobilität und das Feedback von Kundinnen und Kunden an die Hersteller. Die subjektive Einschätzung, ob gewohnte Wege und bestimmte Ziele auch mit einem Elektrofahrzeug bewältigt werden könnten, ist in hohem Maße entscheidend für die Kaufbereitschaft. Eine Rolle spielt hierbei sicherlich, dass sich die Verteilung des Transportaufkommens auf verschiedene Verkehrsmittel, nach den Ergebnissen einer im Frühjahr 2017 veröffentlichten ADAC-Umfrage zur zukünftigen Mobilität auch in den nächsten Jahren kaum ändern wird. Das heißt, es muss davon ausgegangen werden, dass die Wahl der gegenwärtig präferierten Verkehrsmittel mittelfristig so bestehen bleibt und auch der motorisierte Individualverkehr in den nächsten Jahren nicht an Bedeutung verlieren wird. Elektrofahrzeuge müssen folglich die gewohnten Mobilitätsbedarfe der Nutzer befriedigen können, um von Kunden als Alternative bei der Kaufentscheidung zu gelten. Als größte Kaufhindernisse gelten weiterhin der erhöhte Anschaffungspreis gegenüber einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor und eine im Vergleich zu diesem geringe Reichweite, die den Erwartungen noch nicht entsprechen. Realistische Reichweitenangaben und Investitionssicherheit durch eine nachvollziehbare Batterielebensdauer sind ebenso zentral. Als weiteres Hindernis gilt die schon genannte Verfügbarkeit der privaten und öffentlichen Ladeinfrastruktur.

Abbildung 2.21: Aufteilung des Energiebedarfs im Verkehrssektor 2030 – Einsatzbereiche erneuerbarer Antriebe



Quelle: VDA, nach der Aufteilung der Verkehrssektoren nach Energiebedarf: Eurostat, European Commission, DG Energy and Transport: European Energy and Transport, Trends to 2030

Diese Herausforderungen aus Kundensicht sind es gerade, die die Vorteile synthetischer Kraftstoffe (E-Fuels) deutlich werden lassen. Neue effiziente PKW mit Verbrennungsmotoren mit einem Verbrauch von 4-5 l/100 km haben Reichweiten um 800-1200 km, sind günstiger in der Anschaffung, können auf eine europaweit verfügbare Betankungs-Infrastruktur zurückgreifen und enthalten kein Risiko bzgl. Batterielebensdauer oder Restwerten. Das heißt, E-Fuels sind bestandskompatibel, können also auch als Beimischung in bestehende Kraftstoffe für sofortige, nachweisbare Klimaeffekte sorgen und ermöglichen ein identisches Nutzungsverhaltens analog zu heutigen konventionellen Energieträgern. Dies erhöht auch die gesellschaftliche Akzeptanz erneuerbarer Energien und führt zu Know-how- und Arbeitsplatzsicherung bei industriepolitischen Kerntechnologien Europas wie Motoren und Getrieben sowie in der Energie- und Gaswirtschaft.

E-Fuels können zur Speicherung von Strommengen und Nutzung in Bereichen, in denen die Elektrifizierung ökonomische, ökologische oder gesellschaftliche Nachteile aufweist, wie beispielsweise im Langstrecken- und Straßengütertransport sowie in der Schiff- oder Luftfahrt eingesetzt werden. Außerdem können E-Fuels eine Grundlage für den Hochlauf einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft bieten. Sie erhöhen die Flexibilität im Hochlauf der Elektrifizierung und ermöglichen eine Absicherung durch Diversifizierung beim Eintreten von Risiken bzgl. des Ausbaus des Stromnetzes und der Ladeinfrastruktur, der Ressourcenverfügbarkeit, Kundenakzeptanz und Batteriepreisentwicklung oder -recycling.

Die oben erwähnte deutsche Technologieführerschaft bei Elektrolyse- und Umwandlungstechnologien birgt Exportpotenzial und eine langfristige Diversifizierung des Imports von Energiemengen durch E-Fuels aus Regionen mit Überschüssen an erneuerbarer Energie bzw. geringen Stromkosten von diesen.

Diverse Studien zeigen, dass zur Erreichung der Klimaziele E-Fuels in einem erneuerbaren Energiesystem unverzichtbar sind. Deshalb ist die Schaffung von politischen Rahmenbedingungen zur Skalierung nun von besonderer Bedeutung und prioritär zu verfolgen, um eine signifikante und zeitnahe Reduktion von CO_2-Emissionen im Verkehrssektor zu ermöglichen.

E-Fuels haben auf Grund von Umwandlungsverlusten Nachteile in der Energie-Effizienz. Ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor und E-Fuels benötigt im Vergleich zum rein elektrisch angetriebenen Fahrzeug je nach Betrachtungsweise die drei- bis fünffache Energiemenge. Die geringere Effizienz von E-Fuels spielt im Kontext der globalen Herstellungsmöglichkeiten mit sehr geringen Stromkosten und unter Betrachtung der ganzheitlichen CO_2-Vermeidung jedoch keine entscheidende Rolle. An vielen geeigneten und entwicklungspolitisch interessanten Standorten lassen sich E-Fuels günstig herstellen und gut in die Verbraucherländer exportieren.

Beide genannten Technologien können sich ergänzen und Hand in Hand gehen, um das Klima zu schützen, Mobilität bezahlbar und für Verbraucherinnen und Verbraucher passend zu gestalten. Des Weiteren können Industriepotenziale ausgeschöpft und nachhaltig gestaltet werden. Unterschiedliche Mobilitätsanwendungen benötigen unterschiedliche, nachhaltige Lösungen. Der Energiebedarf des Verkehrssektor ist groß genug und die Klimaziele ambitioniert genug für E-Fuels UND Elektrofahrzeuge.

2.5 Die 24. Klimakonferenz in Kattowitz

- ***Beschluss eines Regelwerks zur Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens***
- ***Ab 2024 weltweiter Mindeststandard für Berichte von Treibhausgasemissionen***
- ***Marktmechanismen im Klimaschutz sollen im Detail auf der COP 25 diskutiert werden***

Das Ziel der 24. Klimakonferenz in Kattowitz war die Schaffung eines detaillierten Regelwerks zur weltweiten Umsetzung des Klimaübereinkommens von Paris. In Paris einigte man sich darauf, die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen. Das Regelwerk zur Umsetzung des Paris-Ziels beschäftigt sich vor allem damit, die Beiträge der Staaten zur Treibhausgasminderung transparent und vergleichbar zu machen, sowie mit der Finanzierung von Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen.

Die Klimakonferenz begann dabei recht holprig, da der Bericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) zur Machbarkeit des Parisabkommens nur zur Kenntnis genommen und nicht begrüßt wurde. Treibende Kräfte waren hierbei die USA, Russland, Saudi-Arabien und Kuweit. Auf internationaler Ebene scheint daher das Interesse an dem ambitionierteren 1,5 °C-Ziel verhalten zu sein.

Ergebnisse der COP 24

Transparenz der Berichte

Globaler Klimaschutz kann nur umgesetzt werden, wenn die Ziele der Länder zu Treibhausgasemissionen einen weltweitem Mindeststandard genügen, damit zu festgelegten Zeitpunkten vergleichbare Informationen vorhanden sind. In Paris wurde 2015 festgelegt, dass spätestens 2020 jeder Vertragspartner Klimaschutzbeiträge einreichen wird (sogenannte NDC = Nationally Determined Contributions). Alle fünf Jahre können die NDCs aktualisiert werden. Sofern für die folgende 5-Jahresperiode kein Klimaziel besteht, muss ein neues Ziel angegeben werden. Die Klimaziele dürfen dabei nur verschärft werden. In den NDCs benennen die Staaten auch ihre Vermeidungs- und Anpassungsmaßnahmen. Entwicklungsländer sollen Details zur finanziellen Unterstützung darlegen. Die COP 24 in Kattowitz einigte sich nun auf Mindesstandards für die NDCs. Dadurch sollen nationale Reduktionssziele quantifizierbar, nachvollziehbar und vergleichbar werden.

→ Die COP-24 erreichte erste Schritte hin zu globaler Vergleichbarkeit beim Klimaschutz

Ebenso einigte man sich auf einheitliche Regeln zur Berichterstattung der nationalen Emissionen an das UNFCCC. Ab 2024 gibt es nun für alle Staaten einen Mindeststandard zu Berichterstattung der Staaten über ihre Emissionen und zu erfolgten Klimaschutzmaßnahmen. Für Industrieländer gilt der Mindeststandard bereits ab 2022.

Zudem soll ab 2023 im Fünf-Jahre-Turnus eine globale Bestandsaufnahme zum Klimaschutz erfolgen. Auch dafür werden die einheitlichen Regeln benötigt, wobei offensichtlich im ersten Bericht auf Informationen aus Nicht-Industrieländern nur bedingt zugegriffen werden kann. Der Bericht dürfte dann zunehmend zur Grundlage weiteren Handelns dienen.

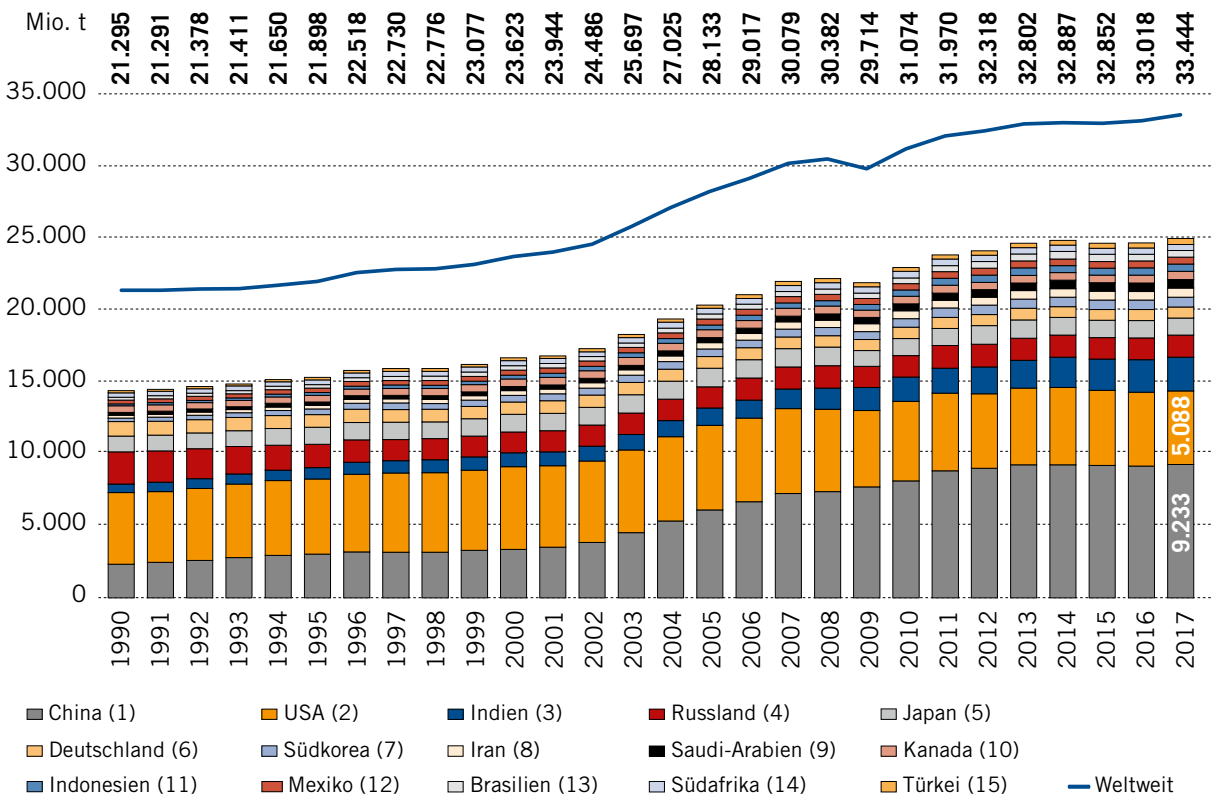
Marktmechanismen: Anrechnung von Emissionsminderungen

Artikel 6 des Parisabkommens beschreibt die Kooperation von Ländern bei Maßnahmen zur Implementierung der NDCs. Die Kooperation kann dann zum Transfer sogenannter Internationally Transferred Mitigation Outcomes (ITMOs) führen, welche dann in den Klimazielen eingerechnet werden können. Damit soll der bereits bekannte und etablierte Clean Development Mechanism (CDM) ersetzt werden und die Möglichkeit eröffnet werden, regionale Emissionsmärkte miteinander zu verknüpfen.

Wesentlicher Streitpunkt in Kattowitz waren die damit verknüpften Bilanzierungsregeln, die eine Doppelzählung von Emissionsvermeidungen unterbinden sollen. Insbesondere bei der Anrechnung auf nationale Emissionsinventare konnte keine Einigung erzielt werden. Brasilien z. B. plädierte sehr stark dafür, bisherige unter dem Kyoto-Protokoll erreichte und zertifizierte Minderungsleistungen (sogenannte CERs = certified emission reductions) auch im Parisabkommen anzuerkennen.

Für das europäische Emissionshandelssystem EU ETS ist beginnend mit 2021 keine Anerkennung von Treibhausgasvermeidungen aus internationalen Projekten mehr vorgesehen. Insofern betrifft die Diskussion die EU zunächst gar nicht. Es werden jedoch Spekulationen geäußert, dass ein schärferes 2030-Klimaziel der EU nur in Kombination mit der Anerkennung internationaler kos-

Abbildung 2.22: Die fünfzehn größten CO_2-Emittenten im Jahr 2017



Australien ist nicht mehr vertreten, dafür kam die Türkei neu hinzu. Die 15 größten CO_2-Emittenten haben einen Anteil von knapp 75 % an den globalen CO_2-Emissionen.

Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2018

teneffizienter Vermeidungsmaßnahmen vorgeschlagen werden könnte.

Finanzierung von Maßnahmen in Entwicklungsländern

Auf der Klimakonferenz in Kopenhagen 2009 sagten die Industrieländer zu, ab 2020 jährlich 100 Mrd. US-$ aus öffentlichen und privaten Quellen für Klimaprojekte in Entwicklungsländern zur Verfügung zu stellen. Das UN Standing Committee on Finance (SCF) berichtet über den Status alle zwei Jahre. Kurz vor der COP 24 erschien der dritte Bericht, der die Jahre 2015 und 2016 abdeckt. Für 2016 wurden 71,4 Mrd. US-$ genannt (2013: 52,7 Mrd. US-$).

Die EU zusammen mit den Mitgliedsstaaten und der Europäischen Investitionsbank haben 2017 für 20,4 Mrd. € (entspricht 23,4 Mrd. US-$) Klimaschutzmaßnahmen in Entwicklungsländern finanziert. Multilaterale Entwicklungsbanken standen 2017 für 35,2 Mrd. US-$. Die Weltbank kündigte Investitionen von 200 Mrd. US-$ zwischen 2021 und 2025 an. Insofern scheint man hier auf gutem Wege zu sein, auch ohne die USA das 100-Mrd.-US$-Ziel zu erreichen.

In Kattowitz wurde ein Prozess beschlossen, mit dem neue Finanzierungsziele ab 2025 gesetzt werden können. Dabei sollen die 100 Mrd. US-$ jährlich als untere Grenze dienen.

Weitere Initiativen

Die „High Ambition Coalition“ wurde erstmalig 2015 bei der COP-21 in Paris wahrgenommen, damals war die USA auch noch Mitglied. In einer Erklärung zur COP-24

warb die Coalition für ehrgeizigere Klimaziele und das 1,5 °C-Ziel. Unterschrieben wurde die Erklärung u. a. auch von Ministerin Svenja Schulze, allerdings persönlich und nicht im Namen der Bundesregierung.

Klimaschutz in der EU: Die nächsten Meilensteine

Langfristig, d. h. bis 2050 will die EU und mit ihr Deutschland als Vertragspartner des Pariser Klimaabkommens klimaneutral werden. Bis 2020 sollen die Emissionen EU-weit um 20 % gesenkt werden, wobei die EU aus heutiger Sicht das Ziel sogar übertreffen wird.

In dem bereits für Paris eingereichten NDC sollten die EU-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 vermindert werden. Die EU will ggf. bis 2020 einen aktualisierten NDC für 2030 beim UNFCCC einreichen, obwohl ein neuer NDC eigentlich erst 2025 für das Jahr 2035 notwendig wäre. Die Umsetzung erfolgt dabei mit der EU-Klima- und Energiepolitik bis 2030. Ein aktualisierter NDC liefe deshalb auf eine weitere Verschärfung des Minderungsziels im EU-Emissionshandel unter –43 % und im deutschen Nicht-Emissionshandelsbereich unter –38 % jeweils gegenüber 2005 hinaus.

Die EU wird zudem 2021 die Marktstabilitätsreserve überprüfen und den EU-Bericht als Beitrag für den globalen 2023-Bericht vorbereiten.

Bewertung

Die COP-24 war als Arbeitstreffen im Wesentlichen erfolgreich mit der Verabschiedung eines Regelwerks zur Umsetzung des Pariser Klimaabkommens. Lediglich die Entscheidung zu den Kooperationsmechanismen wurde auf die COP-25 verschoben. Wie immer bei internationalen Verträgen, kann man davon ausgehen, dass Mindeststandards in verschiedenen Ländern zunächst unterschiedlich interpretiert und damit auch unterschiedlich implementiert werden. Die globalen Berichte zur Lage des Klimas ab 2023 dürften daher auch am Beginn einer Lernkurve stehen und im Laufe der Zeit noch einige Veränderungen erfahren.

Die COP-24 gab keine Impulse in Richtung ambitionierterer globaler Klimaziele. Insofern kann sie als Begründung für ambitioniertere EU-Klimaschutzbeiträge (NDC) nur schwerlich dienen.

Der Weltenergierat ist seit 1953 bei den Vereinten Nationen akkreditiert und beteiligte sich daher auch an der COP 24. Neben dem offiziellen side event ‘Pathways to Paris – Policy, environmental & technological innovations to balance the energy Trilemma’ in Kooperation mit dem MIT, nahmen WEC-Vertreter auch in zwei Diskussionsrunden zum Thema nachhaltiger Innovation teil. Ebenso wurde die PtX-Studie des Weltenergierats Deutschland vorgestellt. Auf dem 24. World Energy Congress 2019 in Abu Dhabi wird das Thema Klimaschutz und die COP-25 ein wesentliches Thema sein.

Die COP-25 wird vom 2.–13. Dezember 2019 in Santiago, Chile stattfinden. Ein wesentliches Thema wird die Diskussion um die Marktmechanismen sein.

Die Entwicklung der CO_2-Emissionen weltweit

Die Steigerungsrate der CO_2-Emissionen nahm zu: von 2016 auf 2017 stiegen die weltweiten CO_2-Emissionen um 426 Mio. t, von 2015 auf 2016 um 166 Mio. t. Allerdings ist diese Steigerung kleiner als in der Dekade 2001–2010, in der Steigerungsraten von bis über +1.300 Mio. t CO_2/a beobachtet wurden. Das globale Bruttoinlandsprodukt stieg 2017 um 2,9 %. Damit sehen wir weiterhin eine Entkopplung des Wirtschaftswachtsums und des CO_2-Anstiegs auf globaler Ebene, denn die globalen CO_2-Emissionen stiegen nur um 1,3 %.

→ Die OECD-Länder waren 2017 für 37 % der weltweiten CO_2-Emissionen verantwortlich (1990 für 55 %)

Von den fünfzehn größten CO_2-Emittentenländern schafften es seit 1990 nur zwei, ihre CO_2-Emissionen zu senken: Russland (–709 Mio. t) und Deutschland (–239 Mio. t). Herausgefallen aus der Liste der fünfzehn größten Emittenten ist Australien, neu hinzugekommen ist die Türkei.

Global nahmen die Emissionen seit 1990 jedoch um etwas mehr als 12.000 Mio. t zu, d. h. um rund 57 %. Zugleich verschoben sich die Schwerpunkte: Waren die OECD-Länder 1990 für rund 55 % der globalen CO_2-Emissionen verantwortlich, liegt ihr Anteil 2017 nur noch bei 37 %.

2.6 Chile, ein Vorreiter im Bereich der erneuerbaren Energien

- ***Chile veranstaltet COP 25 im Dezember 2019***
- ***Größtes Solarpotenzial der Welt***
- ***Export erneuerbarer Energien geplant, u. a. mit grünem Wasserstoff***

Chile veranstaltet in diesem Jahr die UN-Klimakonferenz 2019 (Santiago Climate Change Conference, COP 25) vom 2.–13. Dezember 2019 und nutzt diese Gelegenheit, sich als Vorreiter im Klimaschutz zu positionieren. Ein Beispiel dafür ist Chiles Ziel, bis 2050 die Energieerzeugung auf 70 % erneuerbare Energien umzustellen.

Die neueste Version des Climatescope Berichts, der von Bloomberg New Energy Finance[1] erstellt wurde, bewertet Chile im Jahr 2018 als führend im Bereich der erneuerbaren Energien – eine internationale Anerkennung, die auf die Bemühungen des ganzen Landes (dem öffentlichen und privaten Sektor) hin zur Energiewende zurückzuführen ist.

Rund 13 GW erneuerbare Energien bereits implementiert oder im Bau

Laut der chilenischen Nationalen Energiekommission (CNE)[2] waren im Januar diesen Jahres bereits 11.282 MW erneuerbare Energien in Betrieb. Mehr als 1.800 MW sind nach Angaben des Energieministeriums im Bau.

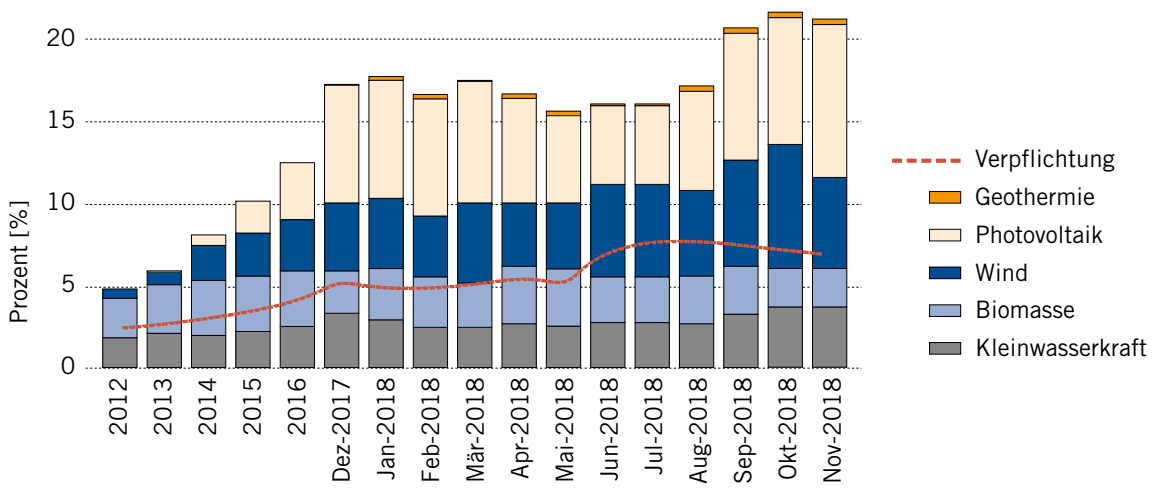
Chile war eines der ersten Länder Lateinamerikas, das sich klare lang- und mittelfristige Ziele für die Verbreitung erneuerbarer Energien gesetzt hat. Dank des Erfolgs der erneuerbaren Energien sind nun Elektromobilität und Energiespeicherung in der Planung und Umsetzung. In der Elektromobilität zum Beispiel war Santiago die erste Stadt Lateinamerikas und die zweite Stadt der Welt, die nach Shenzhen in China Elektrobusse auf der Straße hatte.

Derzeit wird das erste Solarkraftwerk (CSP) in Lateinamerika mit 110 MW und 17,7 Stunden Speicherzeit gebaut und es existieren Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff. Im Jahr 2018 erreichte das Land 46 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

1 http://global-climatescope.org/about

2 https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/

Abbildung 2.23: Nicht-konventionelle, erneuerbare Energien in Chile, in Prozent



Quelle: CNE

Dies sind nur die herausragendsten Beispiele, die zeigen, warum Chile bei der Entwicklung erneuerbarer Energien ein Vorreiter in der Region und der ganzen Welt ist.

Geschichte der Entwicklung erneuerbarer Energien in Chile

Die Gesetzesnovelle 20.257, die Änderungen am Allgemeinen Gesetz über elektrische Dienstleistungen einführte, war der Schlüssel zu der explosionsartigen Entwicklung von erneuerbaren Technologien in Chile. Das Wachstum, das bis 1995 weniger als 50 % betrug, stieg seit 2012 auf 340 %.

Im Zeitraum 2006–2009 der Regierung von Michelle Bachelet wurden 10.004 MW Projekte zur Stromerzeugung genehmigt, davon waren 66 % der installierten Leistung thermische Kraftwerke und 34 % erneuerbare Energien (16 % nicht-konventionelle und 18 % konventionelle erneuerbare Energien).

Zwischen 2010–2013, während der ersten Regierung von Sebastián Piñera, änderte sich das Verhältnis: 74 % der genehmigten Projekte waren erneuerbare Energien (68 % nicht-konventionelle und 6 % konventionelle erneuerbare Energien).

Chile hat sich auf dem Pariser Gipfel 2015 verpflichtet, seine Emissionsintensität bis 2030 um 30 % im Verhältnis zum BIP zu reduzieren. Das Land verfolgt mit großer Überzeugung seinen Weg, die Energiematrix entsprechend zu ändern. Das Engagement wird nicht kontrovers diskutiert. Öffentlicher und privater Sektor, Parteien unterschiedlicher politischer Tendenzen, Wissenschaft, Unternehmer, alle Bürger sind sich einig über dieses Ziel.

Tabelle 2.1: Brutto-Stromerzeugung in GWh

Quelle	Summe 2018
Erneuerbare	30.558
Wasserkraft	20.800
Solar	4.465
Windkraft	3.527
Biomasse	1.594
Geothermie	193
Fossilbefeuerte Kraftwerke	39.245
Gesamt	**69.803**

Quelle: Coordinaro Eléctrico Nacional

→ Rund 30,5 TWh bzw. knapp 44 % Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Zur Zeit jedoch dominieren noch die konventionellen, thermischen Kraftwerke, gefolgt von Wasserkraftwerken, wie die folgenden Grafiken zeigen, die der Handelsverband Generadoras de Chile monatlich liefert.

Mit der Absicht, die nationale Stromerzeugung schrittweise zu dekarbonisieren, stehen der öffentliche und private Sektor im ständigen Dialog in gemeinsamen Arbeitsgruppen, um einen Weg zur Reduzierung von fossilen Kraftwerkskapazitäten zu finden und zunehmend die Entwicklung erneuerbarer Energien zu fördern.

Eindrucksvoller Beweis dafür ist, dass bis November 2018 30 Anlagen mit 1.894 MW im Bau waren, hiervon 92,3 % erneuerbar: Bezogen auf die insgesamt im Bau befindliche Menge waren 43,1 % Wasserkraftwerke mit einer Leistung von mehr als 20 MW sowie 1,4 % Kleinwasserkraftwerke, 30,9 % Windkraftanlagen und 16,8 % Solaranlagen.

National Electricity System (SEN)

Das SEN verbindet Chile von Arica bis Chiloé. Es besteht aus einer Reihe von Anlagen von Kraftwerken, Übertragungsleitungen, Umspannwerken und Verteilungsleitungen, die untereinander verbunden sind und die die Erzeugung, den Transport und die Verteilung elektrischer Energie ermöglichen. Es entstand im Jahr 2017, als die Systeme des Nordens mit dem Süden des Landes vereint wurden.

Aufgrund der nationalen Geographie ist es ein einzigartiges System im Hinblick auf die Länge: Auf 3.100 km wird fast das gesamte Staatsgebiet umfasst, von der Stadt Arica im Norden bis zur Insel Chiloé im Süden. Es verfügt über eine installierte Leistung von 23.140 MW und bedient eine Spitzenlast von 11.000 MW.

Zukünftige Herausforderungen für erneuerbare Energien in Chile

Chile hat verinnerlicht, dass unsere Zukunft von der Elektrifizierung abhängt. Und Chile ist davon überzeugt, dass die Energiewende eine Pflicht aller Bürger dieses Planeten ist, mit dem Klimawandel als treibende Kraft.

Deshalb spielen die erneuerbaren Energien eine führende Rolle und sind die Energiequellen, die den zukünftigen elektrischen Erzeugungsmix ausmachen sollen. Dies geht einher mit Veränderungen im individuellen und kollektiven Verhalten im Hinblick auf Energieeffizienz. Nicht nur die beste Sonneneinstrahlung der Welt und der Ausbau der erneuerbaren Energien sind ein Garant für die Senkung der Emissionen Chiles: Chile muss auch lernen, wie man mit den Energieressourcen effizienter umgeht.

Chile hat mit der sog. Ruta Energética[3] 2018–2022 in jüngster Zeit konkrete Optionen entwickelt, um sauberere und nachhaltigere Energie zu liefern. Darin hat sich Chile konkrete Ziele gesetzt, um noch weiter in Richtung einer nachhaltigen Energieversorgung zu gehen und unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu werden.

→ Energie Roadmap 2018–2022 wurde mit Bürgerbeteiligung entwickelt

Die Ruta Energética ist eine Roadmap, die mit Beteiligung von 2.200 Bürgern entwickelt wurde. Teilnehmer waren Vertreter des öffentlichen Sektors, des Privatsektors, der Wissenschaft, von NGOs, Umweltgruppen, Nachbarschaftsräten, Gewerkschaften und indigenen Gemeinschaften aus allen Regionen des Landes.

Die sieben Säulen der Ruta Energética 2018–2022 sind:

1. Energie-Modernisierung
2. Energie mit einem sozialen Siegel
3. Energieentwicklung
4. Emissionsarme Energieversorgung
5. Effizienter Transport
6. Energieeffizienz
7. Ausbildung und Training

3 http://www.energia.gob.cl/ruta

Zusammenfassung der Energien in Chile

Solarenergie

Chile gehört zu den Ländern mit der höchsten Sonneneinstrahlung der Welt und zu den Nationen im sogenannten Sonnengürtel, die ein hohes Leistungspotenzial für Photovoltaik und solare Wärmekraftwerke aufweisen.

Die Geographie im Norden des Landes lässt Chile ein Brutto-Solarpotenzial von 1,8 TW (d.h. 1,8 Millionen MW) aufweisen, so eine Studie des chilenischen Energieministeriums in Zusammenarbeit mit der der deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Derzeit entspricht die installierte Solarleistung im Norden des Landes 2.400 MW, d.h. etwas mehr als 0,1 % des Potenzials.

Laut den statistischen Jahrbüchern der Nationalen Energiekommission (CNE) erschien die photovoltaische Solarenergie 2005 noch nicht unter den Stromerzeugern des Landes, lag aber 2014 bereits bei 1 % und macht heute fast 10 % der gesamten Stromerzeugung in Chile aus.

Nach Angaben des Energieministeriums sind die Solarenergieprojekte von einem Projekt im Jahr 2012 auf 21 Projekte im Jahr 2016 gestiegen. Die nationale Energiepolitik zielt darauf ab, bis 2050 70 % der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu erreichen. Eines der Ziele ist, dass Chile bis 2035 zu einem Exporteur von Technologien und Dienstleistungen für die Solarindustrie wird.

Windenergie

Im Gegensatz zur Solarenergie befindet sich das größte Windkraftpotenzial im Süden des Landes, an der chilenischen Küste mit Blick auf den Pazifik. Das macht das Land zu einem attraktiven Terrain für die Windkraftentwicklung, aber im Vergleich zu Solaranlagen sind die Investitionskosten etwas höher und die Erzeugung stärker intermittierend. Windkraft ist trotzdem eine gute Alternative in den Gebieten, in denen die Windverfügbarkeit sie

Tabelle 2.2: Nicht-konventionelle, erneuerbare Energien in Chile, im Oktober 2018 in MW

Solar	2.278
Windkraft	1.538
Kleinwasserkraft	508
Biomasse	471
Geothermie	24
Gesamt	**4.819**

Quelle: Generadoras de Chile

wettbewerbsfähig macht. Derzeit ist im Land eine Leistung von 1.600 MW an Windparks installiert.

Energie auf Biomassebasis

Chile produziert Energie mit Biomasse, die hauptsächlich auf Waldabfällen und Biogas basiert, da es im Süden ein Forst- und Viehzuchtland ist. Es gibt auch Initiativen, die auf der Grundlage von Abfällen aus Molkereien und aus der Weinproduktion arbeiten. Die bisher in Chile installierten Biomasseanlagen haben eine Leistung von 446 MW.

Geothermische Energie

Chile hat eine Geographie mit hoher vulkanischer Aktivität, die eine wichtige Ressource für die Stromerzeugung darstellen kann. Es wird geschätzt, dass das Bruttopotenzial 3.000 MW[4] beträgt. Allerdings gibt es hinderliche Faktoren wie u.a. hohe Investitionskosten, großen Distanzen zu Ballungsgebieten und Probleme bei der technischen Umsetzung. Deshalb gibt es derzeit nur ein Pilotprojekt mit 55 MW.

Wasserkraft Energie

Wasserkraft ist heute die wichtigste Quelle für erneuerbare Energien in Chile und erzeugte 2018 30,4 % der Energiemenge, mit 3.390 MW Stauwasserkraftwerken und 3.364 MW Laufwasserkraftwerken. Wiederum dank der geografischen Situation im Südens des Landes ist dieses System erfolgreich entwickelt.

Meeresenergie

Es besteht kein Zweifel daran, dass Chile ein großes Potenzial für Meeresenergie hat, denn das Land verfügt über eine 4.000 Kilometer lange Küste mit dem Pazifischen Ozean und da es sich um ein schmales Land handelt, befinden sich viele der wichtigsten Städte in der Küstenzone. Die Hauptstadt Santiago liegt 500 Meter über dem Meeresspiegel und nur 100 Kilometer von der Küste entfernt.

Laut Meric[5] (Marine Energy Research & Innovation Center) wurde Chile als eines der Länder mit der höchsten Verfügbarkeit von Gezeiten- und Wellenenergie eingestuft. Diese Energie ist derzeit ein Thema der nationalen und internationalen technologischen Entwicklung. Allerdings hat die Technologie immer noch hohe Investitionskosten. Aber Meric garantiert, dass diese Energie in naher Zukunft verfügbar sein wird.

4 http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/

5 http://www.meric.cl/

Energie in der Europäischen Union

3.1 Zahlen und Fakten
3.2 Potenziale einer Verzahnung von Strom- und Gasinfrastrukturen für die Energiewende
3.3 Geologische CO_2-Speicherung als Klimaschutzmaßnahme – Wohin geht die Reise?
3.4 Vom Abgas zum Rohstoff
3.5 EU-Winterpaket: Generalüberholung der europäischen Strommarktregeln
3.6 Nuklearstrategie in Frankreich und Großbritannien

3

3.1 Zahlen und Fakten

- ***Konstanter Stromverbrauch bei starker Wirtschaftsleistung aber mildem Klima***
- ***Erneuerbare Energien erreichen einen Anteil von 32,3 % an der gesamten Stromerzeugung***
- ***Während die Stromerzeugungsleistung der erneuerbaren Energien um mehr als 30 GW anwächst, sinkt die Leistung der konventionellen Anlagen um ca. 10 GW***

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

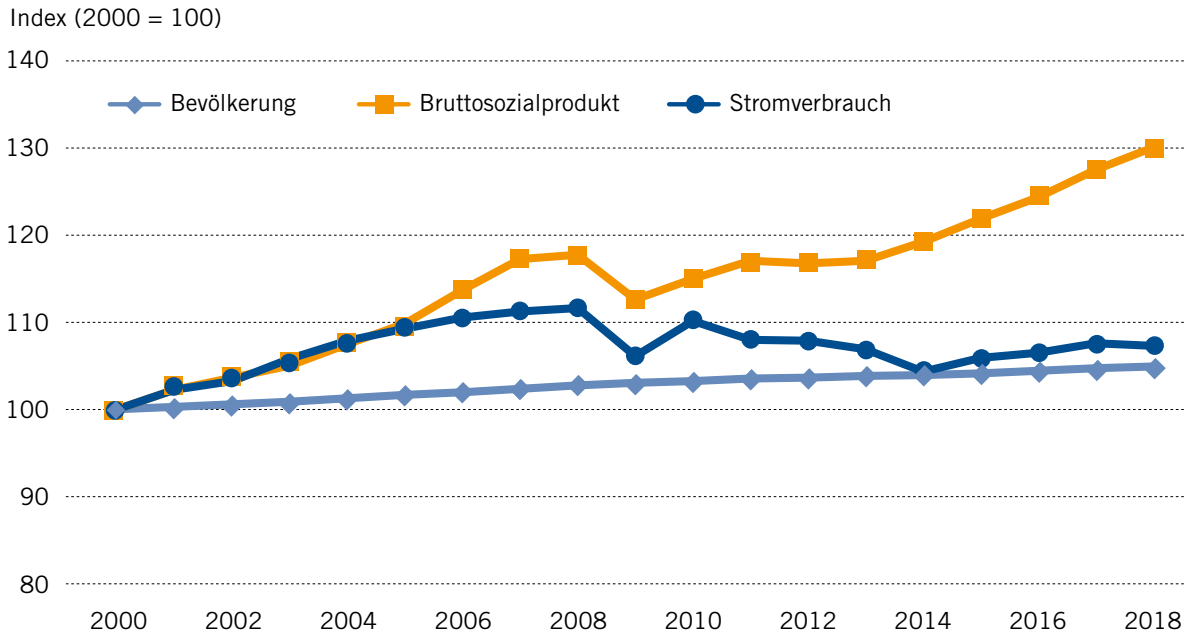
Das Bruttosozialprodukt (BSP) der EU28 stieg im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 2,0 % an. Das Wachstum der Einzelländer variierte dabei von 0,7 % in Dänemark bis zu 7,2 % in Irland. Die drei Länder mit dem absolut höchsten BSP, Deutschland, Großbritannien und Frankreich, wiesen ein Wachstum zwischen 1,3 % und 1,5 % auf. Die Bevölkerungszahl in der EU28 stieg u.a. durch Zuwanderungen im Jahr 2018 um 0,2 % auf ca. 511 Millionen an. Die Stromintensität (Stromverbrauch pro BSP-Einheit) sank weiter kontinuierlich wie in den Vorjahren im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 1,7 % auf nunmehr 0,205 kWh/€. Dies bedeutet im Vergleich zu 2010 eine kumulierte Verbesserung in der Stromintensität um mehr als 13 %.

Stromverbrauch in der Europäischen Union

Der Stromverbrauch in der EU28 fiel trotz starker wirtschaftlicher Aktivität geringfügig im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 0,3 % auf geschätzte 3.250 TWh. Dieser Sachverhalt wurde insbesondere durch das relativ milde Klima im Winter begünstigt. Der Stromverbrauch ist aber über die vergangenen vier Jahre relativ stabil gewesen und wurde weniger stark von Wettereinflüssen oder Wirtschaftsaktivität beeinflusst als der Primärenergieverbrauch. In den Jahren 2015–2017 wuchs der Primärenergieverbrauch jeweils um ca. 1 % pro Jahr und lag im Jahr 2017 um mehr als 5 % über dem gesetzten Zielwert für 2020.

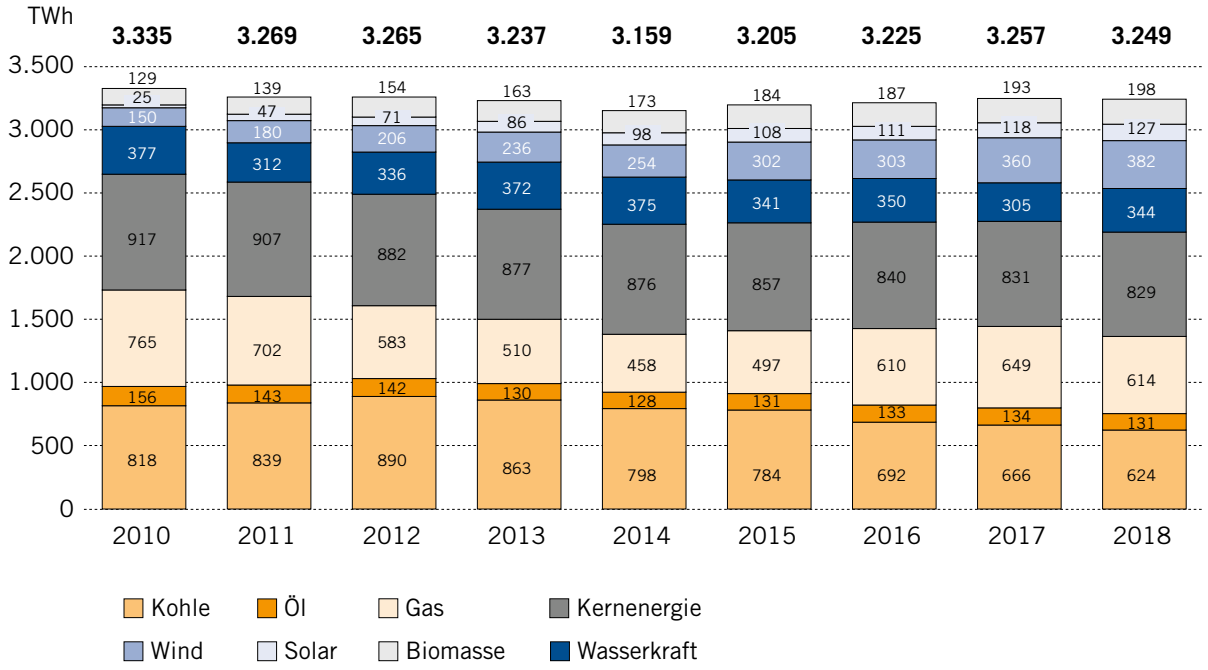
→ Erneuerbare Energien erreichen einen Anteil an der Brutto-Stromerzeugung von 32 %

Abbildung 3.1: Entwicklung von Bevölkerung, Bruttosozialprodukt und Stromverbrauch in EU28



Quellen: GlobalInsight, IHS Markit, Enerdata, Agora/Sandbag

Abbildung 3.2: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU28, 2010–2018 in TWh



Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

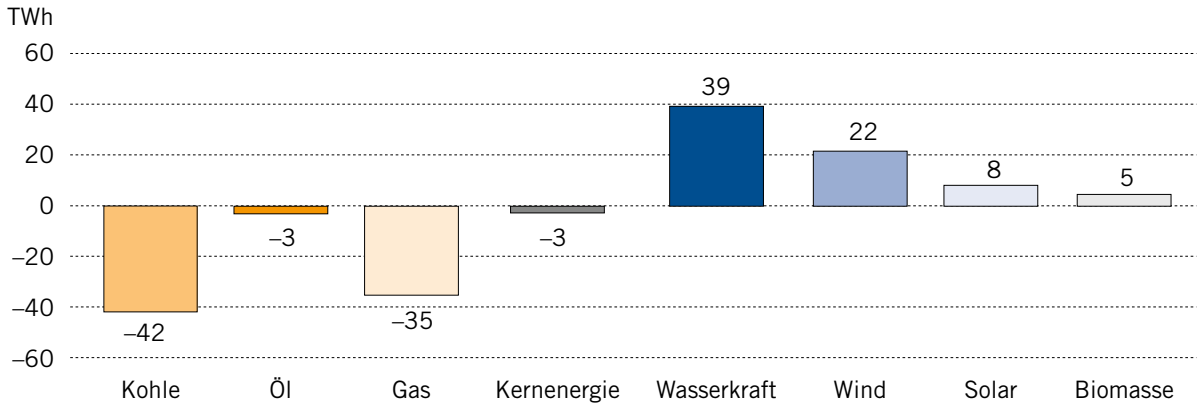
Der Energiemix in der Stromversorgung verschob sich weiter in Richtung der erneuerbaren Energien, die im Jahr 2018 nunmehr einen Anteil von 32,3 % (im Jahr 2017 nur 30,0 %) an der Brutto-Stromerzeugung erreichten. Dieser erhöhte Anteil beruht im Wesentlichen auf der höheren Erzeugung aus Wasserkraft (+39 TWh), die nach einem außergewöhnlich trockenem Jahr 2017 nunmehr wieder auf das langjährig mittlere Erzeugungsniveau zurückkehrte. Aber auch die Windenergie konnte deutlich zulegen (+22 TWh), während die solare Stromerzeugung trotz der starken Einstrahlung im Sommer nur um 8 TWh anstieg. Die hohen Temperaturen in den Sommermonaten wirken sich nachteilig auf den Wirkungsgrad der Solarmodule aus und die höchsten Produktionsraten werden eher in den Monaten April und Mai erreicht. Die Stromerzeugung aus allen erneuerbaren Energien in Summe überstieg im Jahr 2018 erstmalig die 1.000 TWh Marke in der EU28.

Innerhalb der fossilen Energieträger Verschiebung von Kohle zu Gas

Die konventionelle Stromerzeugung sank im Jahr 2018 um mehr als 2 %-Punkte, deckte aber weiterhin mehr als zwei Drittel der gesamten Erzeugung ab. Die Erzeugung aus Kohle reduzierte sich um 42 TWh und setzte damit den seit 2013 beginnenden kontinuierlichen Rückgang fort. Dieser Trend wird auch in den folgenden Jahren anhalten, da zahlreiche Länder in der EU28 (u. a. Großbritannien, Frankreich, Schweden und aktuell auch Deutschland) einen mittelfristigen Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung beschlossen haben. Auch die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken sank im Jahr 2018 um 35 TWh, allerdings im Vergleich zu einer besonders hohen Erzeugung im Jahr 2017 und verbleibt über die letzten drei Jahre auf einem relativ hohen Niveau. Die nukleare Stromerzeugung blieb stabil gegenüber dem Jahr 2017, da Rückgänge in Belgien in der zweiten Jahreshälfte (–13 TWh) wegen Nichtverfügbarkeit von Reaktoren durch vermehrte Erzeugung aus Kernkraftwerken in Frankreich vollständig kompensiert wurden.

Die Stromerzeugung und damit auch der Verbrauch sind trotz Effizienzverbesserung auf der Verbraucherseite (z. B. LED-Beleuchtung, Verbrauchslabel für Elektrogeräte) relativ stabil in der EU28 über die letzte Dekade, da neue Anwendungen die Einsparungen im konventionellen Bereich kompensieren. Die zunehmende Elektrifizie-

Abbildung 3.3: Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern 2018 vs. 2017 in TWh

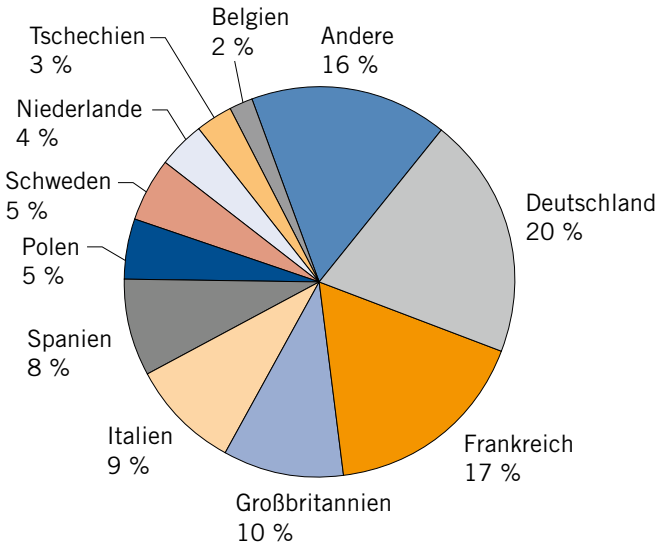


Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

rung von Anwendungen z. B. im Verkehr (Elektromobilität) oder in der Wärmeversorgung (Wärmepumpen) steht aber erst am Anfang. Die meisten Prognosen zeigen deshalb einen steigenden Strombedarf für die Zukunft. Dies ist nicht im Widerspruch zu den Zielen hinsichtlich Effizienzverbesserung bzw. Emissionsminderung, da eine Elektrifizierung grundsätzlich eine höhere Effizienz bietet und dem Zuwachs beim Stromverbrauch ein überproportionaler Rückgang beim Primärenergieverbrauch gegenübersteht.

In den meisten Prognosen für den Stromverbrauch ist noch nicht der potenzielle zusätzliche Strombedarf aus erneuerbaren Energien für die Produktion von synthetischen „grünen" Brennstoffen über Elektrolyseverfahren enthalten. Diese „Power-to-X"-Verfahren werden zum einen für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors (neben der direkten Elektrifizierung) und zum anderen für die Integration von hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien benötigt werden, da ihr Betrieb an das Angebot/Nachfrageverhältnis ausgerichtet werden

Abbildung 3.4: Stromerzeugung im Jahr 2018 nach Ländern in Prozent



Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

kann. Längerfristig können die Elektrifizierung und die Herstellung von synthetischen Brennstoffen den Strombedarf nach aktuellen Studien um bis zu 30 % gegenüber dem heutigen Niveau erhöhen.

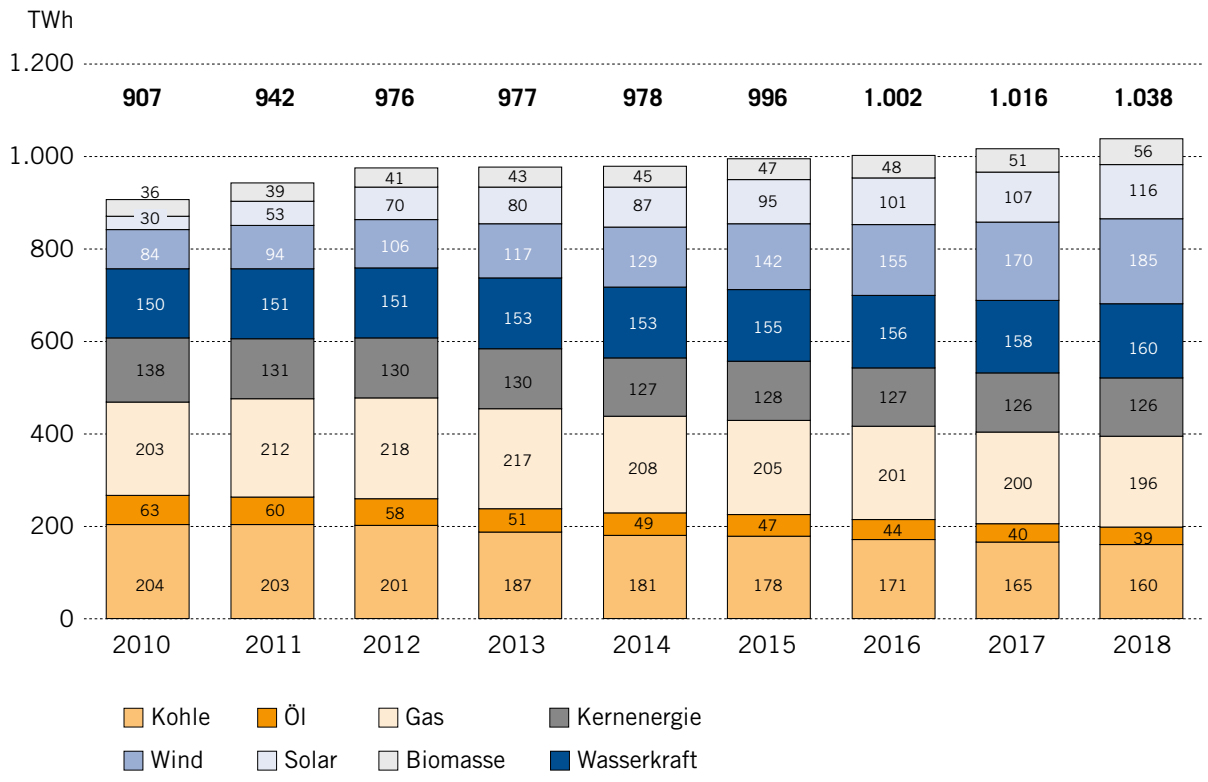
Bei der Stromerzeugung der einzelnen Mitgliedsländer der EU28 ist die signifikante Reduktion in Belgien mit –12,7 % im Jahr 2018 gegenüber 2017 besonders auffällig. Sie beruhte auf der Nicht-Verfügbarkeit von mehreren Kernkraftwerken wegen ungeplanter Revisionen aufgrund von Schadensfällen. Die um ca. 13 TWh geringere Erzeugung in Belgien wurde weitestgehend durch Kernkraftwerke in Frankreich ersetzt. In Ländern mit den höchsten Stromverbräuchen in der EU28 waren die Entwicklungen unterschiedlich: einerseits fiel der Stromverbrauch (Deutschland –0,8 %, Großbritannien –0,8 %, Italien sogar –1,6 %), während in anderen Länder ein Zuwachs (Spanien +0,5 %, Tschechien +1,6 %) beobachtet wurde.

Kapazität für Stromerzeugung

Die Stromerzeugungskapazität betrug in der EU28 im Jahr 2018 ca. 1040 GW und stieg damit gegenüber 2017 um etwa 21 GW an. Der Zuwachs resultiert überwiegend aus dem erfolgten Zubau bei der Windenergie (+14 GW) und bei der solaren Stromerzeugung (+10 GW). Windenergie und Solar erreichten im Jahr 2018 gemeinsam eine installierte Leistung von über 300 GW. Im Jahr 2018 wurde erstmals nahezu ein Gleichstand zwischen der Leistung aller erneuerbaren Energien (517 GW) und der der konventionellen Stromerzeugungsanlagen (521 GW) erreicht.

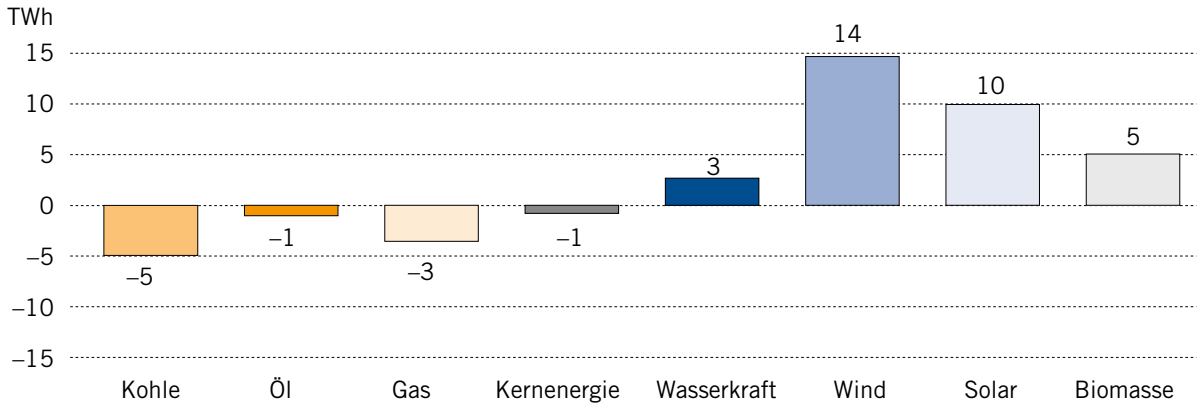
→ Nahezu gleiche Kapazität für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke

Abbildung 3.5: Leistungsentwicklung von Stromerzeugungsanlagen 2010–2018 in GW



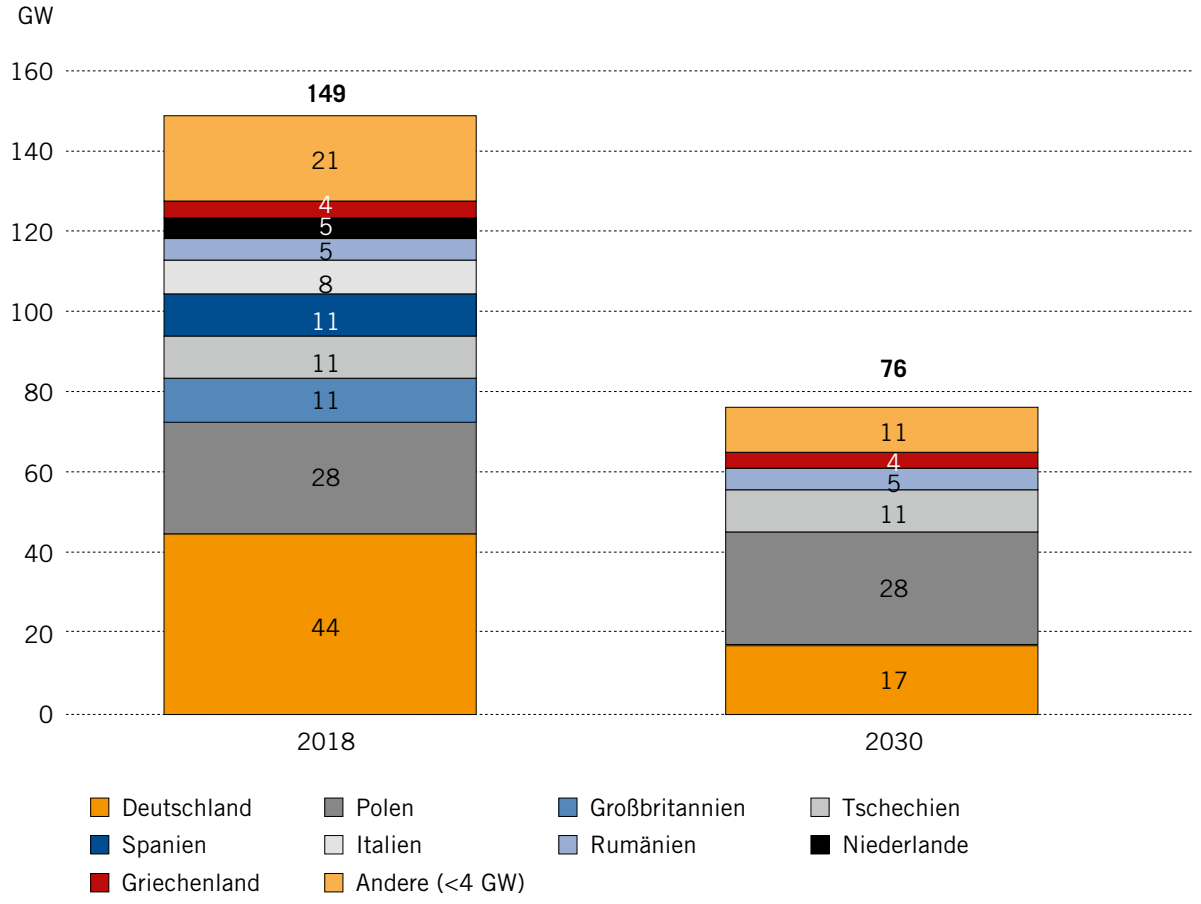
Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

Abbildung 3.6: Veränderung der Stromerzeugungskapazität 2018 vs. 2017 in GW



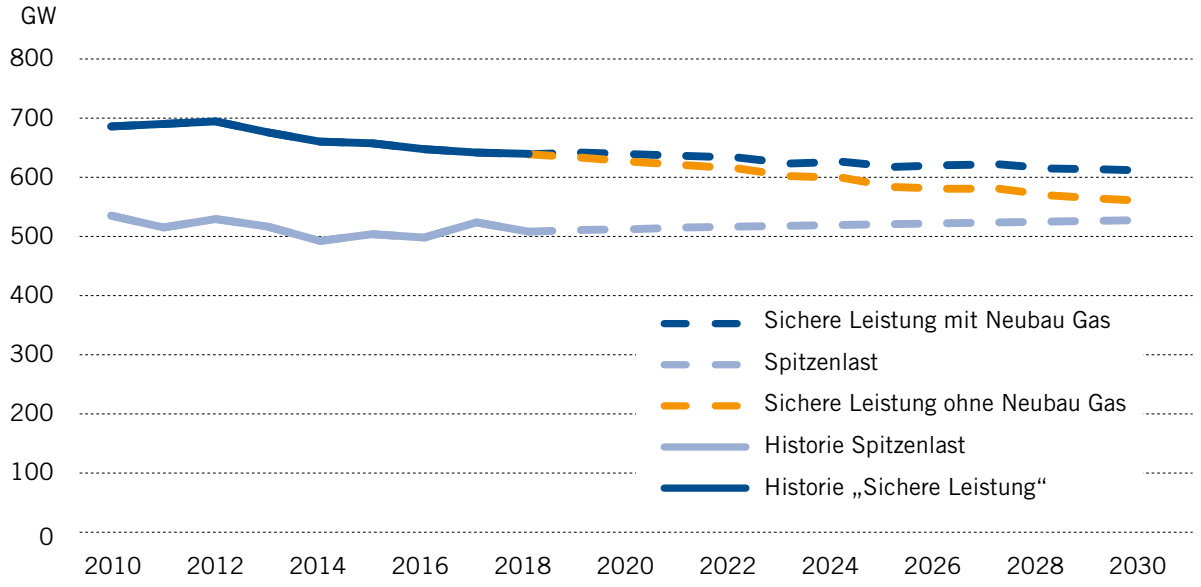
Quellen: IHS Markit, nationale Planungen, WindEurope, Solar Power Europe, IEA-PVPS

Abbildung 3.7: Ausblick für Kohlekraftwerksleistung in EU28 bis 2030 in GW



Quellen: Nationale Stilllegungsplanungen

Abbildung 3.8: Ausblick für Spitzenlast und gesicherte Kraftwerksleistung in EU28 bis 2030 in GW



Quellen: IHS Markit, nationale Planungen, eigene Analyse

Dem Zuwachs bei den erneuerbaren Energien (+31 GW) gegenüber wurde die Leistung der konventionellen Kraftwerke um 10 GW reduziert. Etwa die Hälfte der entfallenden Leistung bei den konventionellen Anlagen entfiel allein auf Kohlekraftwerke (–5 GW). Seit 2012 wurde die Leistung der konventionellen Kraftwerke kumuliert um ca. 86 GW vermindert.

Auch in Zukunft werden signifikante Leistungen an konventioneller Kraftwerkskapazität stillgelegt werden. Dies resultiert einerseits aus dem Erreichen der technischen Lebensdauer der Anlagen (45 % der thermischen Kraftwerke in der EU28 sind älter als 30 Jahre, 20 % sogar älter als 40 Jahre), oder aber aus expliziten Stilllegungsplänen wie z. B. für die Kohle. Bis 2030 wird nach derzeitigen Planungen die bisherige installierte Leistung für Kohlekraftwerke von 149 GW um etwa die Hälfte auf ca. 76 GW reduziert werden. Besonders hohe Stilllegungen von Kohlekraftwerken werden in Deutschland (–27 GW), Großbritannien (–11 GW), Spanien –11 GW), Italien (–8 GW) und der Niederlande (– 5 GW) erwartet.

Dem Rückbau an konventioneller Kraftwerksleistung steht eine mindestens konstante, eventuell sogar leicht ansteigende Spitzenlast im europäischen Stromnetz (derzeit ca. 510 GW) gegenüber. Für eine Bewertung der Versorgungssicherheit wird das Verhältnis von gesicherter Kraftwerksleistung und Spitzenlast analysiert. Macht man die üblichen Ansätze für die Analyse der gesicherten Kraftwerksleistung (Abschläge für Revisionen, ungeplante stochastische Ausfälle für thermische Kraftwerke etc. und entsprechende Annahmen für die minimale Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt der Spitzenlast für Wind 15 %, Solar 0 %, Biomasse 80 % und Wasserkraft 50 %), so resultiert für das Jahr 2018 eine gesicherte Leistung von ca. 640 GW und damit eine zur Zeit über die gesamte EU28 gemittelte komfortable Reservemarge von ca. 26 %.

Hohe Stilllegung bei den thermischen Kraftwerkskapazität in Zukunft erwartet

Aufgrund der erwarteten Stilllegungen für fossile und nukleare Kraftwerke in der EU28 von mehr als 160 GW bis 2030 wird die Reservemarge trotz eines veranschlagten Leistungszubaus von 15 GW für Nuklear (z. B. UK, Frankreich, Finnland, Ungarn), ca. 5 GW für Kohle (in Bau befindliche Anlagen vor allem in Polen) und von 51 GW für Gas auf die allgemein als minimale Reserve angesehene Marke von 15 % sinken[1]. Sollte der Zubau an Gaskraftwerken wegen mangelnder Marktanreize gänzlich ausbleiben, so würde die Reservemarge auf ei-

1 Quelle jeweils IHS Markit Rivalry Szenario 2018

nen unzureichenden Wert von 6 % abfallen. An diesem Ausblick würde sich auch durch einen umfangreichen Ausbau des Stromnetzes, Erweiterung der Kopplungskapazitäten bzw. Ausbau von Stromspeichern (insbesondere Batteriespeichern) nichts Wesentliches ändern. Eine besondere Herausforderung in der Versorgungssicherheit stellen die alljährlich mehrtätigen „Dunkelflauten" dar, in denen Europa-weit kaum eine Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen erfolgt. Sie können durch Kurzzeitspeicher wie Batterien nicht überbrückt werden.

→ Die sicher verfügbare Kraftwerkskapazität nimmt ab

Stromimporte/-exporte

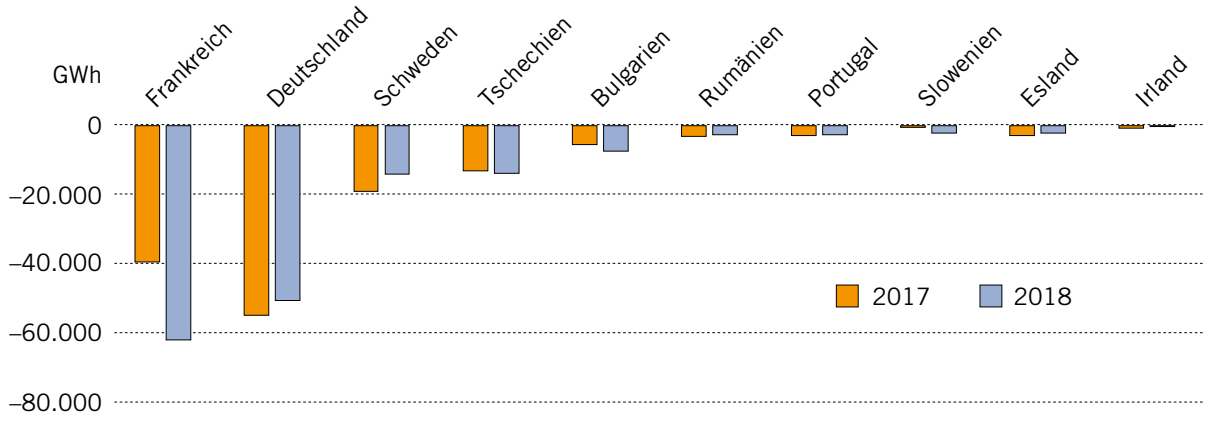
Die Summe aller Stromimporte bzw. -exporte innerhalb der EU28 betrug in 2018 300 TWh und lag damit ca. 3 % niedriger als im Jahr 2017. Der saldierte Stromaustausch erreicht damit ca. 9 % des gesamten Stromverbrauchs in der EU28. Spitzenreiter als Stromexporteure war im Jahr 2018 Frankreich mit 62,5 TWh und verdrängte damit Deutschland mit einem Stromexportsaldo von 51 TWh im Jahr 2018 von der Spitzenposition aus dem Vorjahr.

Bei den Stromimporten hat Italien eine dominante Position innerhalb der EU28. Im Jahr 2018 stiegen die Importe auf fast 44 TWh und machten allein ca. 15 % der gesamten Stromimporte in der EU28 aus. Der augenfällige Anstieg der Stromimporte in Belgien wurde bereits zuvor erklärt. Darüber hinaus verzeichneten aber auch die meisten anderen Länder mit bereits zuvor hohen Stromimporten einen weiteren Anstieg im Jahr 2018 gegenüber 2017.

CO_2-Emissionen und Dekarbonisierungsoptionen

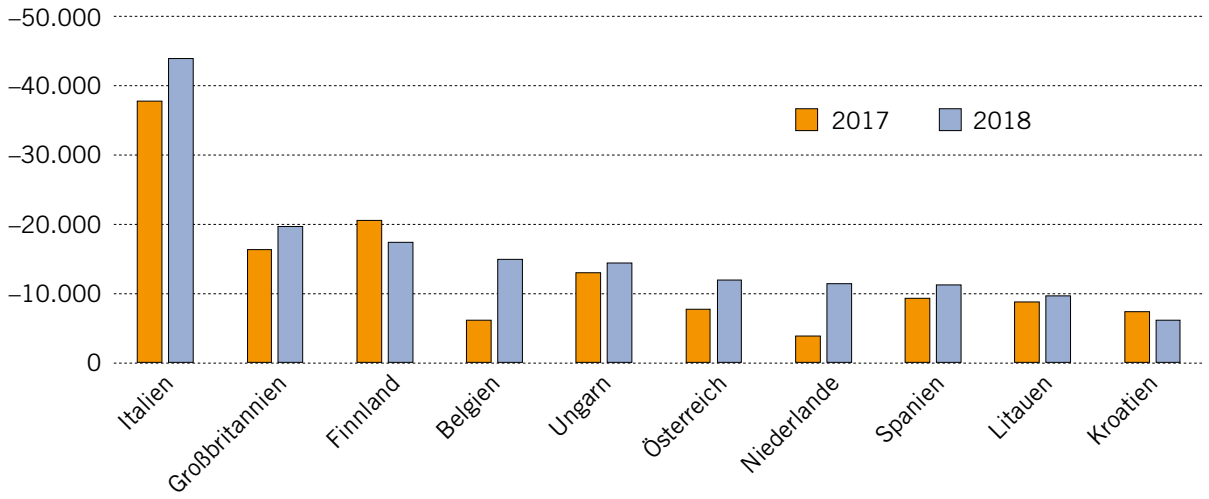
Die CO_2-Emissionen aus dem gesamten Energieverbrauch nahmen nach ersten Schätzungen der europäischen Umweltbehörde im Jahr 2018 leicht um 0,6 % zu gegenüber 2017. Ein besonderer Anstieg der Emissionen wird für die Länder Spanien, Frankreich und Polen erwartet. Die Zunahme der Emissionen im Jahr 2018 ist geringer als im Vorjahr (+1,8 % in 2017) und gefährdet noch nicht die Zielvorgaben für 2020 bzw. 2030. Diese können auf EU28-Ebene sehr wahrscheinlich eingehalten werden. Sie zeigen aber, wie schnell die emissionsmindernde Wirkung des wachsenden Beitrags der erneuerbaren Energien Wind und Solar PV durch einen Anstieg im gesamten Energieverbrauch, Wetterschwankungen oder leichte Änderungen im Energiemix der fossilen Energieträger kompensiert werden kann. Insbesondere der Verkehrssektor erweist sich aufgrund der stagnierenden oder sogar steigenden CO_2-Emissionen als besonders problematisch. Die CO_2-Emissionen aus dem Stromsektor konnten dagegen um geschätzte 5 % reduziert werden. Die Minderung resultierte aus der geringeren Erzeugung aller fossilen Energieträger, die durch den CO_2-freien Strom aus erneuerbaren Energien ersetzt wurde.

Abbildung 3.9: Stromexporte in den Jahren 2017 und 2018 für EU28-Länder mit den größten Stromexporten in GWh



Quellen: ENTSO-E

Abbildung 3.10: Stromimporte in den Jahren 2017 und 2018 für EU28-Länder mit den größten Stromimporten in GWh



Quellen: ENTSO-E

Im Jahr 2018 haben die Verbrauchssektoren Verkehr und Wärmeversorgung zunehmend Aufmerksamkeit hinsichtlich CO_2-Emissionen bzw. Schadstoffemission insgesamt erfahren. Während in den vergangenen Jahren im Stromsektor durch den Ausbau der erneuerbaren Energien signifikante Reduktionen in den Treibhausgasemissionen erzielt wurden, stagnierten diese oder stiegen in den genannten Verbrauchssektoren in der Vergangenheit sogar an. Zur Reduktion der CO_2-Emissionen in diesen Sektoren bieten sich neben der direkten Elektrifizierung durch Elektromobilität bzw. Wärmepumpen auch innovative Technologien (Elektrolyse und diverse Syntheseverfahren) zur Herstellung von synthetischen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen basierend auf Strom aus erneuerbaren Energien an. Synthetische, CO_2-arme flüssige Brennstoffe sind insbesondere für den Flug- und Schiffsverkehr von zwingender Bedeutung, da diese überwiegend nicht durch eine Elektrifizierung dekarbonisiert werden können. Im vergangenen Jahr wurden in der EU28 zahlreiche Demonstrationsprojekte für „Power-to-Gas/Liquids“ initiiert, die die großtechnische Einsatzfähigkeit der neuen Technologien unter Beweis stellen werden. Neben der Erzeugung in der EU28 werden auch Importe aus Ländern mit optimalen Produktionsbedingungen (minimale Stromkosten für erneuerbaren Energien, hohe Auslastungen) diskutiert. Hierzu wurde im vergangenen Jahr eine Studie vom Weltenergierat – Deutschland e. V. erstellt, die das Potential aufzeigte und die Fokusländer identifizierte.

Ausblick für das europäische Stromsystem bis 2030

Die Umwälzung im Energiemix im europäischen Stromsektor von fossilen zu erneuerbaren Energien geht weiter voran, wenn auch derzeit etwas weniger dynamisch als in den Anfangsjahren der Dekade. Die CO_2-arme Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Zukunft zweifelsfrei immer mehr das „Rückgrat“ einer dekarbonisierten Energieversorgung insgesamt bilden. Die Sektorenkopplung, d. h. die Verknüpfung des Stromsektors mit den anderen Endverbrauchersektoren wie Verkehr und Wärmeversorgung für Gebäude und Industrie, wird übereinstimmend von allen Experten als der zentrale Hebel für eine umfassende Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung gesehen.

Dabei werden neben einer weitreichenden direkten Elektrifizierung von Anwendungen sicherlich auch die Bereitstellung von synthetischen Brennstoffen eine maßgebliche Rolle spielen. Synthetische Brennstoffe stellen nicht nur stromnetzunabhängige, CO_2-freie Energieträger mit hoher Energiedichte dar, sondern ihre zeitlich abgestimmte Herstellung kann auch einen Beitrag zur Stabilisierung eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien leisten. Darüber hinaus bieten sie eine Option für großvolumige, langzeitige (saisonale) Energiespeicher, die die Batterien nicht bieten können. Letztere haben ihre Einsatzschwerpunkte in der kurzzeitigen Kompensation von Einspeiseschwankungen von Wind und Solar.

3.2 Potenziale einer Verzahnung von Strom- und Gasinfrastrukturen für die Energiewende

- ***Neue Transport- und Speichermöglichkeiten für Erneuerbare durch Integration von Strom- und Gasinfrastrukturen***
- ***Power-to-Gas kann helfen das Stromnetz zu stabilisieren, die Abregelung von Windenergie zu begrenzen und künftigen Netzausbaubedarf zu begrenzen***
- ***Strom und Gas können sich in Zukunft gegenseitig ergänzen, um die europäischen Klimaziele zu erreichen***

Im Zuge der Energiewende muss ein steigender Anteil erneuerbarer Energien in das Energiesystem integriert werden. Dazu muss in den nächsten Jahren die Stromnetz-Infrastruktur runderneuert werden: Mehrere tausend Kilometer neuer Höchstspannungsleitungen und verstärkter bestehender Leitungen bilden dann das neue Energiewendenetz. Dieser gesetzlich festgelegte Netzausbau schafft nicht nur die Grundlage für die energiepolitischen Ausbauziele der Energiewende bis 2030, sondern ist auch die kostengünstigste und effizienteste Lösung hierfür. Allerdings reicht der Ausbau der Stromnetze allein nicht aus, um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende auch nach 2030 erfolgreich umzusetzen. Eine Integration eines Anteils von 65 oder sogar 100 Prozent erneuerbarer Energien kann nicht allein mit dem Stromnetz bewältigt werden. Notwendig sind deshalb auch andere Lösungen: Neue Technologien sind notwendig, um die erneuerbaren Energien auch in anderen Sektoren als der Stromversorgung nutzbar zu machen. Digitalisierung, aber auch Speicher können hier einen wichtigen Beitrag leisten. Gerade bei Speichern sind allerdings technisch und wirtschaftlich überzeugende Lösungen zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie erforderlich. Power-to-Gas kann hier einen Beitrag leisten, da entsprechende Anlagen regenerativen Strom in Gas (grüner Wasserstoff oder Methan) umwandeln, das über die Gasnetze transportiert oder gespeichert werden kann. Der so umgewandelte regenerative Strom kann in anderen Sektoren eingesetzt werden. Diese umfassende Kopplung von Sektoren wie Energie, Verkehr, Industrie und Wärme stellt dem Energiesystem die benötigte Flexibilität zur Verfügung und liefert zusätzliche Transportmöglichkeiten für erneuerbare Energien.

→ Integration der Erneuerbaren erfordert Netzausbau, aber auch Speicher und Digitalisierung

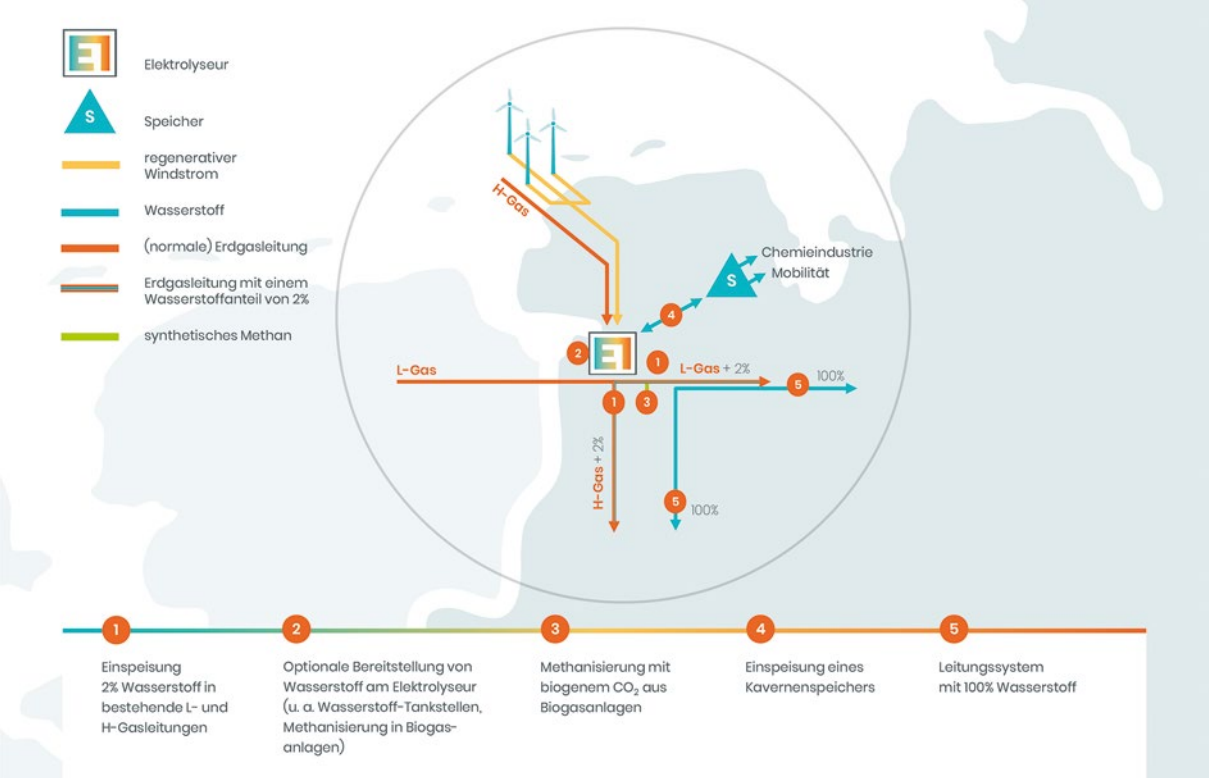
Power-to-Gas: Pilotprojekte bereiten Boden

Aktuell laufen in Deutschland Pilotprojekte an, in denen erste Erfahrungen mit Power-to-Gas-Anlagen im industriellen Maßstab gesammelt und gleichzeitig die Entwicklung marktfähiger Strukturen und die Steigerung der Leistungsfähigkeit von Elektrolyseuren vorangetrieben werden soll. Unter anderem wurden im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ des Bundeswirtschaftsministeriums eine zweistellige Zahl von Projektskizzen eingereicht sowie weitere Pilotprojekte außerhalb dieses Rahmens vorangetrieben. In einigen dieser Projekte wollen die beteiligten Unternehmen 100 Megawatt-Power-to-Gas-Anlagen errichten und das umgewandelte Gas für die Sektorenkopplung nutzen.

Einigen dieser Projekte gemeinsam sind folgende Elemente: So planen die beteiligten Unternehmen den Bau ihrer entsprechenden Power-to-Gas-Pilotanlage an Standorten, an dem vor allem Offshore-Windstrom gesammelt wird. Die Anlagen sollen nach Inbetriebnahme grünen Strom in grünes Gas umwandeln. Dieses kann einerseits über bestehende Gasleitungen teilweise als reines H2, teilweise nach Beimischung vom Standort des Elektrolyseurs in Ballungsräume transportiert werden, steht aber auch über Wasserstoff-Tankstellen dem Mobilitätssektor und über die Speicherung in Kavernen direkt der Industrie zur Verfügung. Gleichzeitig können die Power-to-Gas-Anlagen dazu beitragen, das Übertragungsnetz bei hoher Windstromeinspeisung von Engpässen zu entlasten und zu stabilisieren. So kann insbesondere überschüssiger Windstrom sinnvoll genutzt werden. Über die Dekarbonisierung von Industrie, Transport und Wärme hinaus wird damit dem Übertragungsnetz Flexibilität zur Verfügung gestellt, denn die Kopplung der Strom- und Gas-Infrastrukturen zum Transport und zur Speicherung von erneuerbar erzeugter Energie erhöht deren Verfügbarkeit zeitlich und örtlich.

Zu den Fragen, die mit den Anlagen untersucht werden sollen, gehören etwa die Entwicklung marktfähiger Strukturen, die Steigerung der Leistungsfähigkeit von Elektrolyseuren, das Zusammenspiel mit Industrie und Wärmesektor einschließlich Bewirtschaftungsmodellen von Speichern sowie die Vereinbarkeit mit volatiler Erzeugung, die Netzsteuerung und die die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Abbildung 3.11: Schematische Darstellung der Entwicklungsschritte



Power-to-Gas marktreif entwickeln

Ein möglicher weiterer Ansatz, um die Power-to-Gas-Technologie voranzubringen könnte es sein, Wasserstofferzeugung gekoppelt an Offshore-Windenergie auszuschreiben[2]. So könnten zwischen 2026 und 2030 Windparks auf See mit bis zu 900 Megawatt Kapazität gekoppelt an Wasserstofferzeugung errichtet werden. Für diese Windenergieanlagen kommen Potenzialflächen in Frage, die nicht für die regulären Ausschreibungen zur Offshore-Stromerzeugung genutzt werden. Die Pilotausschreibungen hierfür können bereits 2022 beginnen. Um die Marktreife von Power-to-Gas schnell weiter zu entwickeln, soll im Unterschied zu den bisherigen Ausschreibungen für Offshore-Windkapazitäten der Preis für die Wasserstofferzeugung über den Zuschlag entscheiden. So könnte es zu einer raschen Kostendegression kommen und sich ein Markt für Power-to-Gas entwickeln.

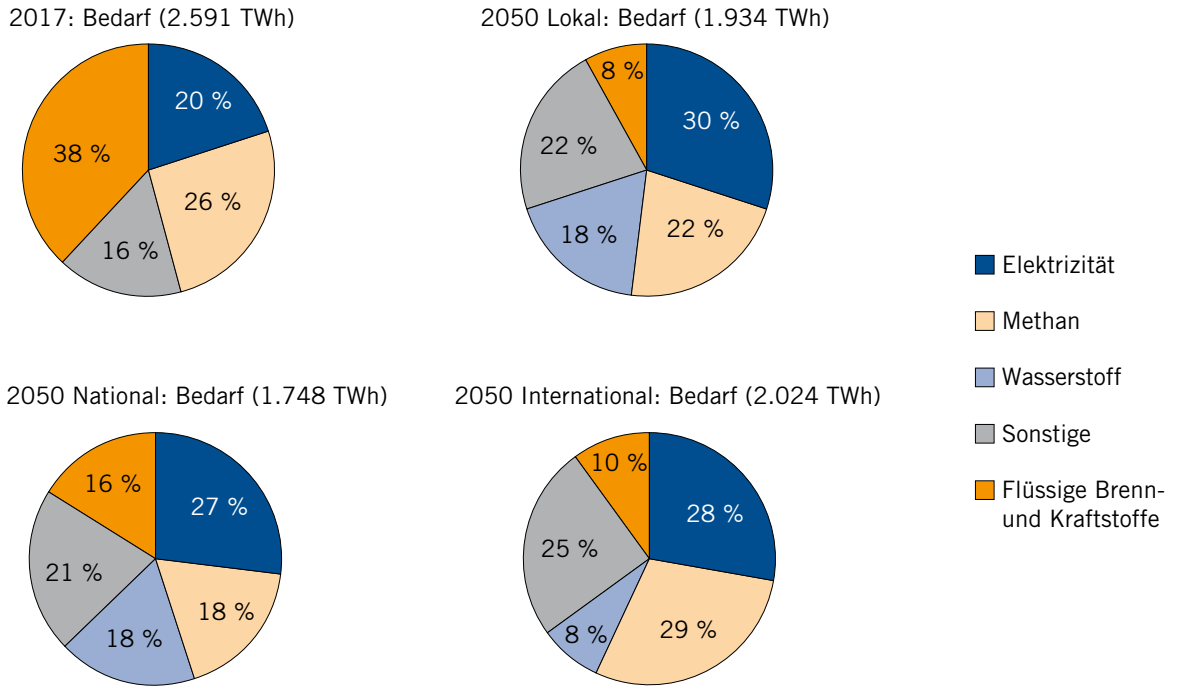
Die Zukunft: Engere Verzahnung der Strom- und Gas-Infrastrukturen

Während sich die erwähnten Pilotprojekte mit der kurz- bis mittelfristigen Entwicklung von Power-to-Gas-Lösungen beschäftigen, stellt sich mit Blick auf das Energiewende-Zieljahr 2050 eine grundsätzliche Frage: Welche wesentlichen Veränderungen sind im derzeitigen, von fossilen Brennstoffen dominierten Energiesystem erforderlich, um die europäischen Klimaziele bis 2050 (COP21) umzusetzen und welche Rolle spielen dabei Strom- und Gas-Infrastrukturen? Mögliche Antworten beschreibt der Infrastrukturausblick 2050[3], der sich mit der Zukunft des Energiesystems in Deutschland und den Niederlanden beschäftigt. Er betrachtet dabei für beide Länder jeweils drei unterschiedliche Szenarien zum zukünftigen Energiesystem 2050, die auf Erkenntnissen verschiedener Studien beruhen: Das erste Szenario ist regional geprägt, mit Kommunen, die eine dezentrale erneuerbare Energieerzeugung, vor allem Solarenergie, vo-

2 Studie von E-Bridge: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2018/12/20181204_E-Bridge_H2_OffshoreWind_final_Studie_gesamt.pdf

3 Studie von Gasunie und TenneT: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf

Abbildung 3.12: Jährlicher Bedarf in Deutschland 2017, sowie in drei Szenarien 2050



Quelle: Infrastructure Outlook 2050

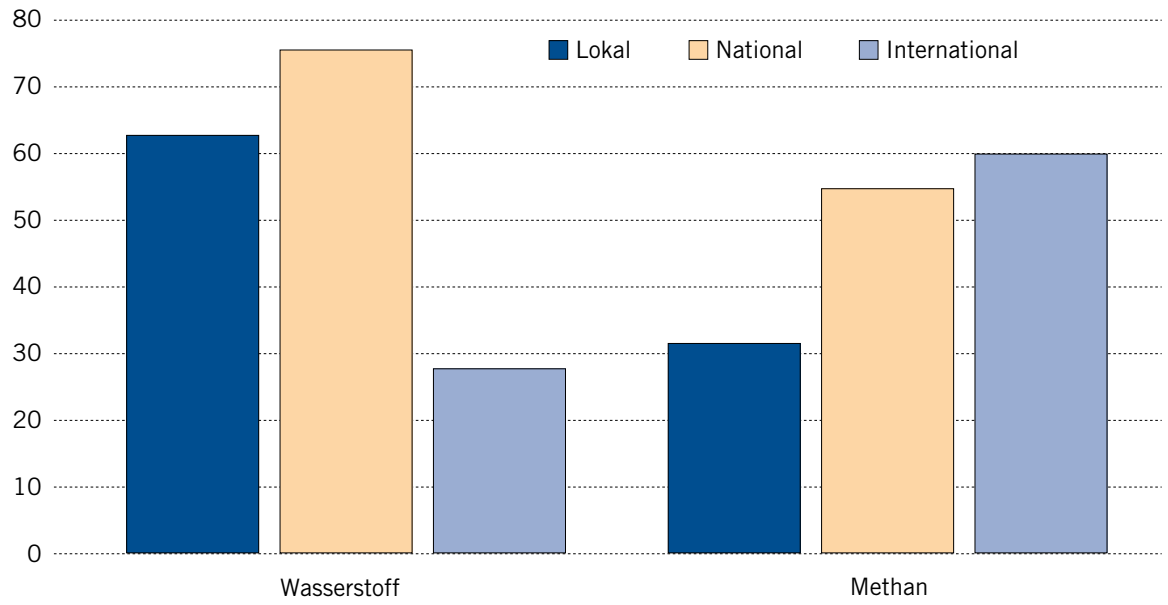
rantreiben. Große Speicherkapazitäten (Batteriespeicher und Power-to-Gas) gleichen die schwankende Einspeisung kurzfristig und langfristig aus. Das zweite Szenario geht von einem starken Ausbau der Windenergieerzeugung aus, die vor allem über die Stromnetze transportiert wird. Auch hier werden Speicher in Form von Batteriespeichern und Power-to-Gas benötigt. Gleichzeitig wird ein erheblicher Anteil erneuerbaren Stroms in Wasserstoff und Methan umgewandelt und in anderen Sektoren genutzt. Das dritte Szenario geht davon aus, dass erneuerbarer Strom international dort erzeugt wird, wo die Quellen am wirtschaftlichsten verfügbar sind. Der erneuerbare Strom wird daher vor allem umgewandelt in Wasserstoff oder Methan importiert, während die innerdeutsche Erzeugung von erneuerbarer Energie niedriger ist als in den anderen beiden Szenarien.

Über alle Szenarien hinweg kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass 2050 die bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen im zukünftigen Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen und sich ergänzen: Der direkte Transport von Strom bleibt für die Sektoren, in denen eine Elektrifizierung möglich ist, auch 2050 die beste und kostengünstigste Option. Eine Option für die Dekarbonisierung anderer Sektoren kann die Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in (nachhaltige) Gase wie grüner Wasserstoff oder Methan sein. 2050 könnten so bis zu 30 Prozent des Verbrauchs in Deutschland durch Strom und bis zu 40 Prozent durch in Wasserstoff und Methan umgewandelten Strom gedeckt werden.

Klimaziele 2050 durch stärkere Verzahnung von Strom- und Gasinfrastruktur unterstützen

Obwohl bis 2050 zusätzliche Stromspeicher (z. B. Batteriespeicher, Pumpspeicher) zur Verfügung stehen werden, braucht das Energiesystem laut Studie in Zukunft Gaskavernen, da sie mit ihrer großen Kapazität erneuerbare Energien saisonal und langfristig speichern können. Dadurch ist es möglich, Flexibilität für regelmäßige saisonale Effekte wie etwa Zeiten sehr geringer Solar- und/oder Windstromerzeugung in längeren Kälteperioden vorzuhalten. Die bestehenden Speicherkapazitäten für Methan in Deutschland reichen auch für den zukünftigen Bedarf (zwischen 30 und 60 TWh) aus, während die Kapazität

Abbildung 3.13: Benötigte Speicherkapazitäten für Wasserstoff und Methan in Deutschland für drei Szenarien 2050



Quelle: Infrastructure Outlook 2050

der Gaskavernen teils erhöht werden muss, um den Bedarf zu decken (zwischen 30 und 75 TWh).

Während der Infrastrukturausblick 2050 zu dem Schluss kommt, dass Power-to-Gas eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen wird und so aus (überschüssiger) Sonnen- und Windenergie große Mengen an Wasserstoff gewonnen werden können, warnt er gleichzeitig: Power-to-Gas-Anlagen sollten in der Nähe von erneuerbaren Erzeugungsanlagen errichtet werden, um zu vermeiden, dass erneuerbarer Strom erst über weite Strecken zu ihnen transportiert werden muss. Ansonsten könnte dies zu einer Überlastung des Stromnetzes und damit zu einem höheren Netzausbaubedarf führen.

3.3 Geologische CO_2-Speicherung als Klimaschutzmaßnahme – Wohin geht die Reise?

- ***Neue Perspektiven in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten***
- ***Kohlendioxid Speicherungsgesetz (KSpG)***

Die Abscheidung von CO_2 aus Industrie- und Feuerungsanlagen und dessen Speicherung im Untergrund (CCS) kann einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten. Weltweit existieren 43 operierende bzw. weitreichend geplante Großanlagen im Industriemaßstab (Global CCS Institute 2018). Die IEA (2016) und das GCCSI (2018) gehen davon aus, dass, neben Maßnahmen wie Effizienzverbesserungen, dem wachsenden Einsatz erneuerbarer Energien, Brennstoff-Wechsel beim Endverbraucher und dem Ausbau der Kernenergie, CCS-Technologien in der Mitte des Jahrhunderts global einen deulichen Beitrag zur CO_2-Emissionsreduktion leisten müssen, um das 2 °C-Ziel einzuhalten. So stellt der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in seinem im Oktober 2018 veröffentlichten Sonderbericht ‚Global Warming of 1,5 °C' heraus, dass im 21. Jahrhundert zwischen 100 und 1000 Milliarden Tonnen CO_2 abgeschieden und entweder genutzt oder gespeichert werden müssen, um den globalen Temperaturanstieg zu begrenzen.

Nachnutzung vorhandener Infrastruktur für CCS

Die erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten unter der Nordsee und deren benachbarte Aquifere bieten Möglichkeiten zu Speicherung anthropogener CO_2-Emissionen. Teile der bestehenden Infrastruktur, unter anderem Pipelines könnten genutzt werden, um CO_2 von Industrieanlagen an den Küsten zu den Speicherstandorten zu Transportieren. In Großbritannien wurde bereits eine Lizenzoption für ein derartiges Projekt vor der Küste Schottlands vergeben (Crown Estate Scotland 2018).

CCS (engl. Abkürzung für „carbon dioxide capture and storage) ist ein Akronym für die Prozesskette „CO_2-Abscheidung – Transport – geologische Speicherung", bei der das Treibhausgas CO_2 an Punktquellen – z. B. Industrie- oder Feuerungsanlagen – abgeschieden und komprimiert, per Rohrleitung oder Schiff zu einem Speicherort transportiert und dort im geologischen Untergrund dauerhaft eingelagert wird.

CCU (engl. Abkürzung für „carbon dioxide capture and utilisation") beschreibt ebenso die CO_2-Abscheidung an einer Punktquelle, jedoch eine nachfolgende Nutzung des CO_2.

Bei der Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern kann CO_2 abgeschieden und am Ort der Förderung gespeichert werden. Für Erdgas wird diese Option diskutiert. Für Kohle gibt es bereits weitgehende Planungen und Verträge zwischen Australien und Japan. Japan will zukünftig Wasserstoff importieren, der aus australischer Kohle gewonnen wurde (HESC und CarbonNet Projekte).

Als ein Instrument der Klimapolitik gibt es inzwischen weltweit 51 Kohlenstoff-Bepreisungsinitiativen, davon 25 Emissionshandelssysteme und 26 Kohlenstoffsteuern (World Bank 2018). In etlichen europäischen Ländern existieren sogar beide Maßnahmen nebeneinander, bspw. in den skandinavischen und den westeuropäischen Staaten. Die höchste Kohlenstoffsteuer erhebt Schweden mit 139 US$/t CO_2-Äquivalente, gefolgt von der Schweiz, Finnland, Norwegen und Frankreich. In Norwegen war diese im Jahr 1991 eingeführte Besteuerung ein mitentscheidender Grund für die seit dem Jahr 1996 aktiv betriebene Abscheidung von CO_2 aus dem Erdgas im Feld Sleipner und dessen Re-Injektion in den Untergrund. In den USA gibt es seit 2018 – zunächst zeitlich auf 10 Jahre limitiert – unterschiedlich hohe Steuergutschriften für eine CO_2-Abtrennung und -Lagerung, je nach Kombination mit einer dauerhaften geologischen Speicherung oder mit einer EGR- (enhanced gas recovery) oder EOR- (enhanced oil recovery) Maßnahme.

Die Rolle der Emissionszertifikate in Europa

Im Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) wird der CO_2-Ausstoß seit 2005 bepreist. In der Vergangenheit gab es ein Überangebot an Zertifikaten, entsprechend niedrig war ihr Preis. Ein wirtschaftlicher Anreiz zur Treibhausgasreduktion war somit nicht gegeben, als Klimaschutzinstrument zeigte der Emissionshandel nur bedingt Wirkung. Im April 2018 wurde das ETS reformiert. Dadurch hat sich der CO_2-Preis in den letzten Monaten deutlich erhöht (Agora Energiewende und Öko-Institut 2018).

Reform des Europäischen Emissionshandelssystems wird zur Neubewertung von CCS Technologie führen

Im Kraftwerkssektor konnte die Abscheidung einer Tonne CO_2 von 100 US$ auf etwa 60 US$ gesenkt werden. Im Bereich der Erdgasverarbeitung, Düngemittelherstellung und Ethanolproduktion aus Biomasse liegen die Kosten pro vermiedener Tonne CO_2 derzeit zwischen 20 bis 33 US$. In den energieintensiven Industrien der Eisen- und Stahlherstellung sowie der Zementproduktion liegen die Kosten noch höher bei 67 bis 119 sowie 104 bis 194 US$/t CO_2 (GCCSI 2017). Forschung und Entwicklung sowie die Erfahrungen aus den weltweit laufenden Demonstrationsanlagen lassen weitere substanzielle Kostenreduktionen in den nächsten fünf bis sieben Jahren erwarten (GCCSI 2017). Zusammen mit steigenden Zertifikatspreisen werden Klimaschutzmaßnahmen für die Wirtschaft damit attraktiver.

Einen weiteren Anreiz zur Umsetzung von CCS-Projekten setzt die Europäische Union mit dem Innovations-Fond, der u. a. kommerzielle CCS-Demonstrationsprojekte unterstützt, die auf eine umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von CO_2 abzielen. Die Finanzierung erfolgt aus dem Verkauf von 400 Millionen Zertifikaten der Reserve für neue Marktteilnehmer des ETS. Aufgrund der in der Vergangenheit niedrigen Zertifikatspreise und unterschätzten Problemen in Bezug auf Technik, soziale Akzeptanz und damit verbundenen Genehmigungsschwierigkeiten wurden 11 der als förderungswürdig ausgewählten CCS-Projekte aus dem Vorgängerprogramm „NER300“ zurückgezogen. Das letzte verbliebene Projekt war White Rose in Großbritannien, aus dem sich die britische Regierung jedoch Anfang 2016 zurückzog. Acht Jahre nach Inkrafttreten des Programms gibt es in der Europäischen Union kein CCS-Demonstrationsprojekt. Geplanter Start des neuen Programms ist das Jahr 2021.

Was passiert in Deutschland?

Im Jahr 2012 trat in Umsetzung der Richtlinie 2009/31/EG der EU in Deutschland das „Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG)“ in Kraft. Es regelt zunächst – Anträge durften bis zum 31.12.2016 bei den zuständigen Behörden gestellt werden – die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten. Die Bundesländer können bestimmen, dass eine Erprobung nur in bestimmten Regionen zulässig oder in bestimmten Gebieten unzulässig ist. Diese „landesrechtliche Ausstiegsklausel“ wurde von den Bundesländern mit den vermutlich höchsten Speicherpotenzialen Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen per Landesgesetz flächendeckend genutzt, in Brandenburg gibt es dazu einen Landtagsbeschluss mit analoger Wirkung. Die Bundesregierung hat dem Parlament im Dezember 2018 einen Bericht zur Evaluierung des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes übergeben, in dem über die Anwendung des Gesetzes seit 2012 in Deutschland sowie über die international gewonnenen Erfahrungen berichtet wird (Deutscher Bundestag Drucksache 19/6891). Demnach wurden in Deutschland innerhalb der gesetzlichen Frist keine Speicheranträge gestellt. Da „die Bundesregierung unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen derzeit keine Notwendigkeit für gesetzgeberische Maßnahmen im Bereich des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes“ sieht, wird es vorerst keine CO_2-Speicher in Deutschland geben. Durch das Bundesberggesetz und die entsprechenden Ausführungen im Kohlendioxid-Speicherungsgesetz KSpG sind die möglichen geologischen und geotechnischen Risiken und der Umgang mit diesen bestmöglich gewürdigt. Darüber hinaus werden seit dem Jahr 2012 von ISO – auf deutscher Seite unterstützt durch entsprechende Spiegelgremien beim DIN – untergesetzliche Regelwerke für alle Schritte der CCS-Prozesskette formuliert. Diese Maßnahmen schließen natürlich nicht jegliches Risiko, bspw. infolge Fahrlässigkeit, aus.

Pilotprojekte zeigen die Machbarkeit der CSS-Technologie

Am Forschungsstandort Ketzin, nahe Potsdam, wurden zwischen 2008 und 2013 insgesamt 67.271 t CO_2 in porösen Sandsteinschichten in 630 bis 650 m Tiefe gespeichert. Das Pilotprojekt ist abgeschlossen. Die Bohrungen sind inzwischen verfüllt und der Standort ist rückgebaut (GFZ 2018).

Das BMBF fördert CCU-Projekte der stofflichen Nutzung von CO_2 zur Verbreitung der Rohstoffbasis, beispielsweise in der Fördermaßnahme CO_2-Plus (2010–2016). Im laufenden Kopernikus-Projekt „Power-to-X“ (BMBF 2018a) erforscht ein großes Konsortium Technologien, die Strom aus erneuerbaren Quellen in stoffliche Energieträger und Chemieprodukte umwandeln sollen. Das Projekt „Carbon2Chem“ erforscht die Nutzung von Hüttengasen, die bei der Stahlerzeugung anfallen, als Ressource für Basischemikalien BMBF (2018b).

Im September des Jahres 2018 hat die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech das Positionspapier „CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in

der Industrie“ vorgestellt (acatech 2018). In dem Papier wird die mögliche Einsparung fossiler Rohstoffe durch CCU hervorgehoben. Da durch eine zukünftige Kreislaufführung des Kohlenstoffs jedoch keine nachhaltige Minderung großer CO_2-Mengen erwartet wird, sollte CCS für industrielle Quellen in der Debatte um Klimaschutzoptionen und mögliche Wege der Emissionsminderung nicht ausgeschlossen werden.

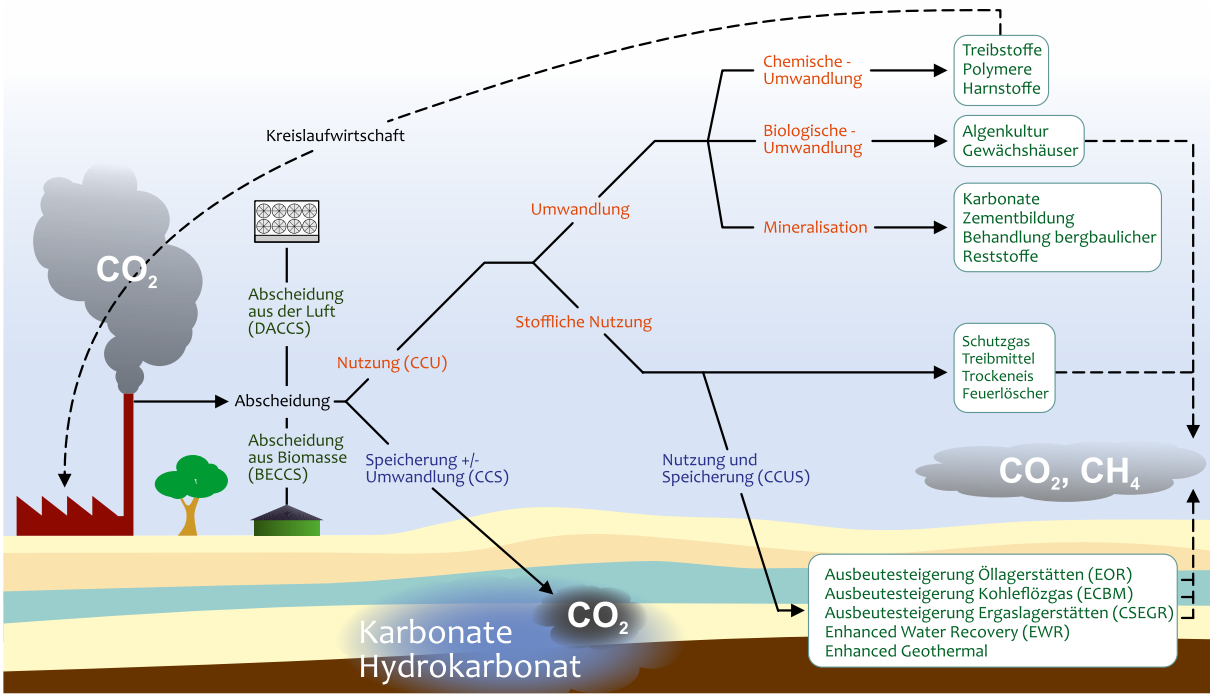
Andere Wege der CO_2-Abscheidung und Speicherung

Neben Industrie- und Feuerungsanlagen, die CO_2 aus geogenen Kohlenstoffquellen emittieren, werden auch die Abscheidung und Speicherung von CO_2 bei der Nutzung von Biomasse (BECCS) oder der direkten Abscheidung aus der Luft (DACCS) erprobt. Mit diesen Verfahren erhofft man sich „negative Emissionen“ erreichen zu können, wenn die Menschheit die CO_2-Neutralität bis zur Mitte dieses Jahrhunderts nicht erreichen kann und CO_2 aus der Atmosphäre entfernen muss.

Die technisch aufwendige Entfernung von CO_2 direkt aus der Luft könnte an geeigneten Speicherstandorten erfolgen. Ob die derzeit in Pilotanlagen getestete Technologie unter Berücksichtigung des Material- und Flächenbedarfs sowie der Betriebsmittel und des Strombedarfs eine tragfähige Lösung im erforderlichen großen Maßstab wäre, ist derzeit noch eine offene Frage. In der zweiten Hälfte des Jahrhunderts könnten nach Ansicht einiger Wissenschaftler (Rockström et al. 2017) 5 Gt bis 10 Gt CO_2-Emissionen jährlich durch BEECS vermieden werden sollen. Der dafür notwendige, großflächige Anbau von nachwachsenden Rohstoffen wird nicht nur von Biofuelwatch als ökologisch sehr problematisch angesehen (Ernsting & Munnion 2015).

→ Kohlendioxid wird schon lange zur Erhöhung der Produktion konventioneller Lagerstätten genutzt

Abbildung 3.14: Schematische Übersicht über verschiedene Technologiepfade zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

Im Untergrund kann CO_2 im Porenraum der Gesteine gespeichert werden. Andere Konzepte setzen auf die Lösung von CO_2 in salinaren Tiefenwässern, wobei Hydrogenkarbonat-Anionen entstehen, oder die Umwandlung in reaktiven Gesteinen zu festen Karbonaten. Bei der Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten durch CO_2-Fluten (CO_2-EOR) werden Speicherung und Nutzung miteinander kombiniert (CCUS). Diese Technologie wird im industriellen Maßstab bereits seit 1972 in Nordamerika eingesetzt. Dafür wird CO_2 überwiegend an Industrieanlagen mit hohen CO_2-Gehalten in den Gasströmen abgeschieden, seit Ende 2016 aber auch erstmals kommerziell an einem Kohlekraftwerk in Texas. Das zur Ausbeutesteigerung von Erdöllagerstätten genutzte CO_2 verbleibt dabei zum Teil im Untergrund. In ähnlicher Weise wird CO_2 auch in erschöpfte Erdgaslagerstätten (CSEGR) oder zur Flözgasgewinnung in nicht abbauwürdige Kohleflöze geleitet (ECBM). Diese beiden Verfahren wurden bisher nur in wenigen Pilot- und Demonstrationsprojekten eingesetzt. Wissenschaftler in China und den USA propagieren, CO_2 in salinaren Aquiferen zu speichern und gleichzeitig das Formationswasser zu fördern, um in Entsalzungsanlagen Wasser zur Bewässerung semi-arider Gebieten zu gewinnen (EWR). Dadurch könnten Probleme durch die Verdrängung von Salzwasser im Untergrund vermieden werden. Stattdessen fallen dann jedoch Salze und Laugen obertage an, für deren Nutzung oder Entsorgung dann Lösungen gefunden werden müssen. Heizkraftwerke könnten einen Teil ihres Energiebedarfs aus Geothermiebohrungen beziehen, CO_2 abscheiden und dieses in gelöster Form in den Bohrungen zur Reinjektion des abgekühlten Thermalwassers mit versenken.

Fazit

In der Fachwelt werden unterschiedlichste Optionen zur wirklichen oder vermeintlichen Reduktion von CO_2-Emissionen in die Atmosphäre diskutiert. Für diese Diskussion ist eine objektive Vergleichbarkeit der Optionen anzustreben, beispielsweise mittels umfassender Lebenszyklusanalysen. Unabhängig von der Bewertung der Optionen erscheint es grundsätzlich notwendig für den Standort Deutschland, eine neue, unvoreingenommene Debatte aller gesellschaftlichen Interessenvertreter über CCS und CCU in Gang zu setzen.

3.4 Vom Abgas zum Rohstoff

- ***Chemie setzt zunehmend auf CO_2 als Alternative zum Erdöl***
- ***Erste Produkte am Markt – zahlreiche Forschungsprojekte***
- ***Beitrag zu Ressourceneffizienz und Kreislaufwirtschaft***

Ein Abgas, das dem Klima schadet – so wird Kohlendioxid überwiegend wahrgenommen. In der Chemie- und Kunststoffindustrie betrachtet man das Molekül jedoch zunehmend mit anderen Augen: Die Branche entwickelt und nutzt vermehrt nachhaltige Rohstoffe aus CO_2, um ihre Produkte klimafreundlicher herzustellen. Auch Wissenschaft, Politik und Investoren sehen hier vielversprechende Perspektiven.

Bislang benötigt die Chemie für ihre Produktion überwiegend fossile Rohstoffe, vor allem Erdöl. Diese liefern neben Energie auch den Kohlenstoff, aus dem chemische Produkte wie Farbstoffe, Medikamente und auch Kunststoffe bestehen.

Gemessen am gesamten weltweiten Verbrauch liegt der Erdölbedarf der Chemiebranche heute bei 7 bis 8 %. Experten halten aber für möglich, dass die relative stoffliche Nutzung von Erdöl bis 2050 auf 25 bis 30 % steigt, da die Nachfrage nach Chemie- und Kunststoffprodukten weiter wachse und gleichzeitig andere Sektoren wie der Mobilitätssektor voraussichtlich prozentual weniger Öl benötigten.

Die Nutzung von Erdöl setzt allerdings klimaschädliche Treibhausgase frei, allen voran CO_2. Die Chemieindustrie ist hier der drittgrößte Emittent in Europa. Damit hat der Sektor im Umkehrschluss eine sehr wichtige Rolle und kann dazu beizutragen, die EU-Klimaschutzziele zu erreichen (80 bis 95 % weniger Treibhausgase bis 2050 verglichen mit 1990), damit die zunehmende Erderwärmung noch begrenzt werden kann. Als Basisindustrie hat die Chemie zudem Auswirkungen auf die Nachhaltigkeitsbilanz und den Klimaeffekt nachgelagerter Branchen.

CO_2 wird zunehmend zum Ersatz für Erdöl. (Bild: Covestro)

Gleichzeitig muss sich die Chemieindustrie darauf einstellen, dass die Verursachung von Treibhausgasen künftig mehr kostet. 2018 haben sich die Preise für CO_2-Zertifikate im Vorgriff auf die Reform des europäischen Emissionshandels bereits vervielfacht. Experten vermuten, dass sie bis 2023 noch weiter klettern könnten, auf 35 bis 40 Euro pro Tonne.

Weg vom Erdöl

Gründe genug, die Umstellung der Ressourcenbasis voranzutreiben. Daran arbeitet die Chemie- und Kunststoffbranche schon seit längerem, indem sie pflanzliche Biomasse statt Erdöl als Kohlenstoff-Quelle nutzt. Von 2008 bis 2015 ist in der EU der Anteil an pflanzlichem Kohlenstoff in der Produktion von elf auf 14 % gestiegen. Die Herstellung erfolgt inzwischen zu einem großen Teil mittels der industriellen („weißen") Biotechnologie bei milden Reaktionsbedingungen. Auch der Aufbau komplexerer chemischer Verbindungen auf Pflanzenbasis ist technisch zunehmend möglich.

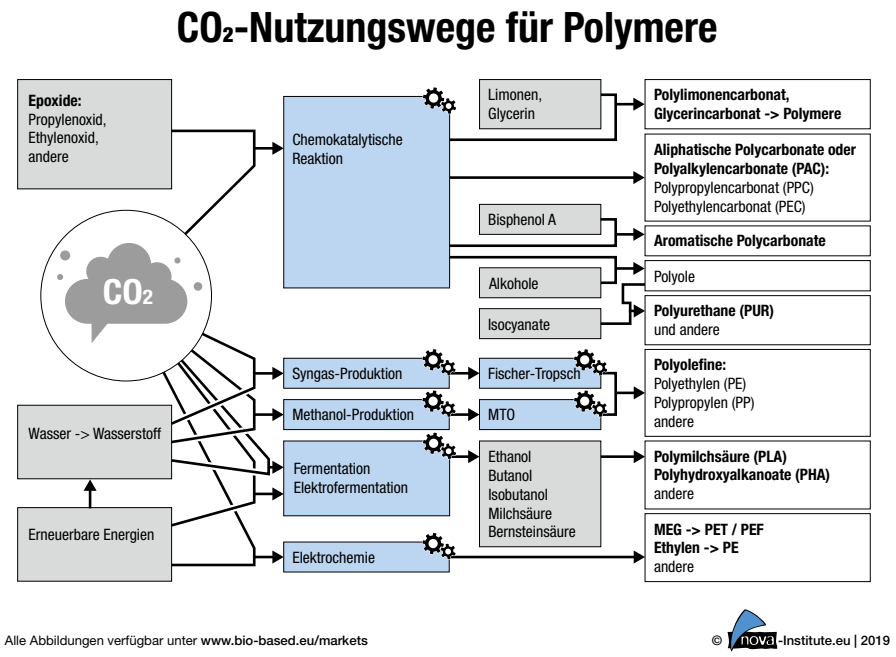
→ Chemie noch stark abhängig von fossilen Rohstoffen

Nun eröffnen sich zwei weitere Perspektiven. Zum einen gerät mit der von Brüssel vorangetriebenen Transformation zur Kreislaufwirtschaft das Recycling verstärkt in den Blick, um Abfälle als Kohlenstofflieferanten zu nutzen. Hierbei sollten alle technischen Möglichkeiten berücksichtigt werden – also auch das chemische Recycling, wodurch sich direkt neue Rohstoffe gewinnen lassen.

Wachsendes Interesse an CO_2

Zum anderen bietet sich an, Kohlendioxid als Ersatz für Erdöl zu verwenden. In diversen Studien zum Thema aus der jüngsten Zeit heißt es, die Verwendung von CO_2 in der chemischen Industrie sei eine „interessante technologische Option", vornehmlich bei der Ressourcenschonung. Das Thema stoße auf „wachsendes Interesse" in Industrie, Wissenschaft und Politik. Auf diesem Gebiet sei in den letzten fünf Jahren „beachtlicher Fortschritt" erzielt worden.

Abbildung 3.15: CO_2 bietet der Kunststoffindustrie zahlreiche Optionen.



Grafik: nova-Institut

Zahlreiche wissenschaftliche Einrichtungen, Industrieunternehmen und Start-ups beschreiten bereits diesen nachhaltigen neuen Weg und kooperieren in großen Projekten. So arbeiten Experten zufolge bereits rund 30 Unternehmen aus Asien, Europa und Nordamerika an einer Vielzahl von CO_2-basierten Kunststoffen. Inzwischen seien mehr als 160.000 Tonnen CO_2-basierte Polymere auf dem Markt, schreibt das renommierte nova-Institut in einer Studie vom Februar 2019.

Immer mehr Unternehmen setzen auf CO_2 als Kohlenstoff-Lieferanten

Unter anderem werden Komponenten für Polyurethan-Schaumstoffe und Bindemittel vertrieben, die teilweise mit Kohlendioxid hergestellt werden und in Matratzen beziehungsweise Sportböden Verwendung finden können. Das große Potenzial und die Vielzahl von innovativen Ansätzen wird auch auf zahlreichen internationalen Tagungen deutlich wie der „7th Conference on Carbon Dioxide as Feedstock for Fuels, Chemistry and Polymers", die im März 2019 in Köln stattfand.

Erkundung, Entwicklung und Einsatz alternativer Rohstoffe werden auch auf politischer Ebene gefördert – etwa durch das EU-Forschungsrahmenprogramm „Horizon 2020", das 2021 mit „Horizon Europe" fortgesetzt werden soll. In Deutschland wird das Thema beispielsweise im Zuge des Ende 2017 von der Bundesregierung aufgelegten Rahmenprogramms „Forschung für Nachhaltige Entwicklung – FONA3" vorangetrieben.

So betonte der Staatssekretär im Bundesministerium für Bildung und Forschung, Dr. Georg Schütte, anlässlich des Rohstoffgipfels 2018 an der Technischen Universität Berlin: „Wir unterstützen den Ersatz fossiler Rohstoffe durch gezielte Forschungsförderung im Bereich der Bioökonomie und der Nutzung von CO_2. So sichern wir auch unsere internationale Wettbewerbsfähigkeit."

3.5 EU-Winterpaket: Generalüberholung der europäischen Strommarktregeln

- ***Spaltung der deutschen Preiszone durch weite Öffnung der Interkonnektoren für Handelsgeschäfte abwendbar***
- ***Neue und klarer definierte Rollen stärken Funktionsfähigkeit des Marktes***
- ***Ziele für erneuerbare Energien (32 %) und Energieeffizienz (32,5 %) verbinden Binnenmarkt und Energiewende***

Das sogenannte Winterpaket soll durch eine Weiterentwicklung der Regeln für den Strombinnenmarkt sowie der Vorgaben für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und eine neue Governance-Struktur dazu beitragen, die energie- und klimapolitischen Ziele der EU umzusetzen. Dem Markt kommt hierbei eine zentrale Rolle zu.

Das nun verabschiedete umfangreiche Paket war am 30. November 2016 von der Europäische Kommission unter dem Titel „Saubere Energie für alle Europäer“ eingebracht worden.

Kernelemente des Pakets sind die Neufassung der Strommarkt-Verordnung und Richtlinie aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket sowie eine Neufassung der Erneuerbare Energien-Richtlinie. Desweiteren beinhaltet das Paket u. a. Vorschläge zur Revision der Energieeffizienz-Richtlinie und der Gebäudeeffizienzrichtlinie, der ACER-Verordnung der Verordnung zur Risikovorsorge im Stromsektor sowie einen Verordnungsvorschlag zur Governance der Energieunion.

Stromgroßhandel

Die in der Strombinnenmarktverordnung enthaltenen Vorschriften zum Großhandel verändern die in Deutschland geltenden Regeln nur unwesentlich. Aus deutscher Sicht liegt der Wert der neuen Vorschriften darin, dass z. B. das in Deutschland bereits seit langem verankerte Prinzip der Bilanzkreisverantwortlichkeit überall in der EU Anwendung finden wird. Das gilt in ähnlicher Weise für die Ausgestaltung der Spot- und Terminmärkte sowie des Regelenergiemarkts. Neu ist allerdings, dass die Beschaffung von Regelarbeit in gewissem Umfang offen für eine grenzüberschreitende Beteiligung ausgestaltet sein wird.

Deutsche Preiszone

Die Strombinnenmarktverordnung regelt u. a. auch die Kapazitätsvergabe an den Interkonnektoren im europäischen Stromverbundsystem.

Über den Zuschnitt der Preiszonen hatte es zuvor einen längeren Streit gegeben. Der zu regelnde Grundkonflikt besteht in unterschiedlichen Planungshorizonten: Die Konfiguration von Preiszonen muss regelmäßig überprüft werden. Ist zu erwarten, dass ein Engpass innerhalb einer Preiszone auch in drei Jahren noch nicht beseitigt ist, wird über die Anpassung des Zuschnitts der Preiszone entschieden. Es droht also eine Aufteilung. Netzausbau, der erst zu einem späteren Zeitpunkt Abhilfe schaffen kann, darf nicht berücksichtigt werden. Demgegenüber benötigt Netzausbau bekanntermaßen Realisierungszeiten von bis zu zehn Jahren und mehr.

→ Spaltung der deutschen Preiszone vorerst abgewendet

Deutschland kann eine mögliche Aufspaltung der Preiszone abwenden, wenn es von der neu geschaffenen Möglichkeit eines Aktionsplans Gebrauch macht. Bis spätestens ab Ende 2025 müssen die Interkonnektoren zu mind. 70 % ihrer Kapazität für Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen. Hierfür sind Redispatch-Maßnahmen zu ergreifen. In Notfällen können Übertragungsnetzbetreiber die Kapazität von Interkonnektoren aber reduzieren.

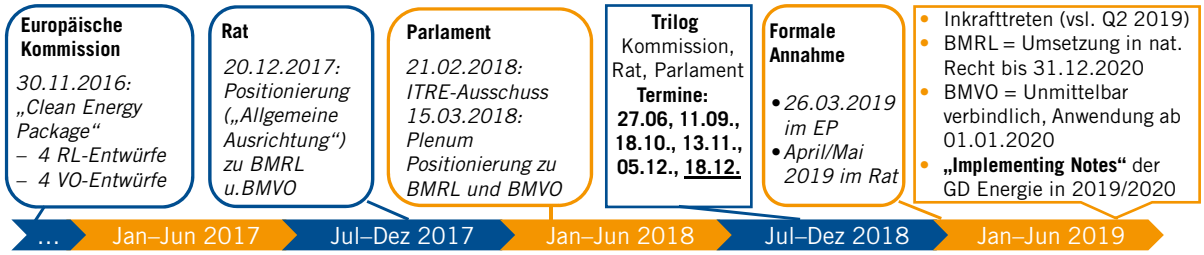
Die neuen Regelungen sollten aber nicht nur als „Deutschland-Klausel“ verstanden werden. Die Regelung, wonach 70 % der Interkonnektorenkapazität für den kommerziellen Austausch zur Verfügung stehen müssen, gilt für alle Mitgliedstaaten.

Versorgungssicherheit

Ob der Nachfrage nach Strom auch genügend gesicherte Leistung in Form von Kraftwerken, Speichern und kundenseitigen Flexibilitäten gegenüberstehen bzw. in Zukunft gegenüberstehen werden, ist von höchster volkswirtschaftlicher Bedeutung. Die Frage, wann Versorgungssicherheit gegeben ist, wurde in der Vergangenheit oft unterschiedlich beurteilt. Jetzt ist klar, dass für die Beurteilung nicht nur die Situation in einem bestimmten Mitgliedstaat maßgeblich ist, sondern dass auch die Lage in anderen Mitgliedstaaten in die Prüfung einzubeziehen ist.

→ Europäischer Gesetzgeber hält im Grundsatz an Energy Only Markt fest

Abbildung 3.16: Abschluss Strombinnenmarkt-RL und -VO



Quelle: BDEW

Der europäische Gesetzgeber konnte sich nicht dazu entschließen, ein einheitliches europäisches Marktdesign zu entwickeln, mit dem Investitionen in gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt werden. Infolgedessen wird der europäische Binnenmarkt durch einen Flickenteppich von Staaten ohne und Staaten mit Kapazitätsmärkten bzw. Strategischen Reserven und anderen Kapazitätsmechanismen geprägt sein.

Vor der Einrichtung nationaler Kapazitätsmechanismen ist ihr Bedarf auf Grundlage einer europäisch harmonisierten Systemadäquanzanalyse nachzuweisen, Abweichungen aufgrund ergänzender nationaler Berechnungen sind zu begründen. Auch sind sie grenüberschreitend zu öffnen und ihre Auswirkungen auf das Ausland sorgfältig abzuschätzen. Strategische Reserven genießen Vorrang vor Kapazitätsmärkten. Die Teilnahme von Kohlekraftwerken an Kapazitätsmechanismen wird durch eine Obergrenze für die CO_2-Emissionen streng begrenzt. Die Mitgliedstaaten dürfen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht auf Autarkie setzen.

Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ihre regionale Zusammenarbeit vertiefen. Zu diesem Zweck richten sie bis 1.7.2022 regionale Koordinierungszentren ein. Zu deren Aufgaben zählen koordinierte Kapazitätskalkulationen, gemeinsame Netzmodellierungen und Systemsicherheitsanalysen, regionale Ausfallplanungen sowie die Unterstützung bei Netzschutz- und Netzwiederaufbauplänen.

Regionale Koordinierungszentren erarbeiten koordinierte Maßnahmen und Empfehlungen. Übertragungsnetzbetreiber müssen diese umsetzen, es sei denn, dies würde Sicherheitsgrenzen verletzen. Eine Nicht-Umsetzung bedarf der Begründung. Die Überttragungsnetzbetreiber behalten die Verantwortung für den Systembetrieb (Steuerung der Stromflüsse, Wahrung Systemsicherheit, effizienten Netzbetrieb).

Kompetenzen von EU-Kommission und ACER, weitere Institutionen

Es findet eine spürbare Kompetenzverlagerung von den Mitgliedstaaten und deren Regulierungsbehörden hin zur EU-Kommission und zur Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) statt. So kann die EU-Kommission Durchführungsrechtsakte oder delegierte Rechtsakte ohne Vorschlag von ACER, ENTSO-E oder der neu geschaffenen EU DSO Entity als rechtsverbindliche Leitlinien erlassen.

Auch ACER können künftig neue Aufgaben übertragen werden. Anknüpfungspunkt ist die allgemeine Streitschlichtungskompetenz der Agentur. Das gilt auch für delegierte Rechtsakte. Eine Zustimmung der Mitgliedstaaten zu diesen delegierten Rechtsakten ist nicht vorgesehen. Damit droht eine Verlagerung von politisch relevanten Fragen in technische Prozesse und Institutionen.

In Analogie zum Europäischen Netz der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-Strom), wird eine Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNBO) geschaffen. Die Beteiligung von Verteilneztbetreibern ist freiwillig. Die EU-VNBO ist für die Erarbeitung von Netzkodizes im Auftrag der EU-Kommission zuständig, die das Verteilnetzbetreffen.

Marktdesign der Endkundenmärkte

Aus deutscher Perspektive stellen die neuen Regelungen der Strombinnenmarktrichtlinie (BMRL) eine im Wesentlichen behutsame Weiterentwicklung des Endkundenmarkts dar.

Neu ist z. B., dass Anbieter mit mehr als 200.000 Kunden dynamische Tarife anbieten müssen, also Produkte, die die Preisschwankungen auf den Spotmärkten in Intervallen widerspiegeln. Voraussetzung ist allerdings die Installation eines intelligenten Zählers. Der deutsche Zeitplan für den Roll Out solcher Zähler gerät unter Druck. Mitgliedstaaten, die vor dem Inkrafttreten der BMRL mit der systematischen Einführung intelligenter Messsysteme begonnen haben, müssen bis 2024 80 % der Endkunden mit intelligenten Messsystemen ausgestattet haben.

Aggregatoren, aktive Kunden und Bürgerenergiegemeinschaften

Das Winterpaket definiert neue Rollen für aktive Kunden, Bürger-Energiegemeinschaften und unabhängige Aggregatoren. Inhaltlich geht es um das Marktdesign für dezentrale Märkte. Die Beschreibung von Rollen gibt den Marktakteuren Sicherheit und verleiht darauf ausgelegten Geschäftsmodellen Auftrieb. Schönheitsfehler ist, dass auch die Erneuerbare Energien-Richtlinie Definitionen für Eigenversorger und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften enthält, die ähnlich, aber nicht vollkommen deckungsgleich mit den o.g. Rollen sind.

Der Grundgedanke des Level Playing Field durchzieht die Vorschriften zu aktiven Kunden, Bürger-Energiegemeinschaften und unabhängigen Aggregatoren. Die verschiedenen Marktakteure können sich hierauf frei bewegen, sofern die Strombinnenmarkt-Richtlinie keine Einschränkungen vorsieht. Den Rechten stehen aber auch Pflichten gegenüber. Diese Pflichten stellen sicher, dass das Level Playing Field auch gegenüber anderen Marktakteuren gewahrt bleibt.

Tabelle 3.1: Aktive Verbraucher – Level Playing Field

Rechte	Pflichten
Verkauf erzeugter Energie/Angebot eigener Flexibilität mitund ohne Aggregatoren	AusgewogeneBeteiligung an Systemkosten (Netzentgelte)
Diskriminierungsverbot	Bilanzkreisverantwortung
keine doppelten Netzentgelte für Speicher	Beteiligung an Umlagen (Kann-Regelung)
Abweichende Regelung in RED II wurde von EP und Rat angenähert ➔ Art. 21 Abs. 3 Buchst. a	

Quelle: BDEW

Rolle der Verteilnetzbetreiber

Die Entflechtungsvorschriften sind gegenüber der bisherigen Richtlinie, die seit dem Jahr 2011 im Energiewirtschaftsgesetz umgesetzt ist, unverändert. Künftig wird auch zu einzelnen Tätigkeiten, die nicht dem Netzbetrieb zuzuordnen sind, genauer geregelt, unter welchen Bedingungen diese durch Netzbetreiber durchgeführt werden dürfen.

Spezielle Regelungen wurden unter anderem für den Betrieb von Energiespeichern und von Ladeinfrastruktur entwickelt. Dort gilt ein Vorrang für die Zuordnung zum Wettbewerb. Nur wenn sich im Zuge eines Markttests zeigt, dass Marktakteure diese Aufgaben nicht wahrnehmen, dürfen Netzbetreiber solche Anlagen errichten oder betreiben. Eine Ausnahme gilt für vollständig integrierte Netzkomponenten, die in der Richtlinie definiert werden.

Die BMRL verlangt nun, dass die Mitgliedstaaten den Regulierungsrahmen so ausgestalten, dass er eine marktbasierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber anreizt. Anders als bisher wird Verteilnetzbetreibern explizit die Durchführung eines Engpassmanagement im eigenen Netzgebiet zugeordnet.

Die Beschaffung dieser Flexibilität soll gemäß transparenten, diskriminierungsfreien, marktbasierten Prozessen ablaufen. Eine Ausnahme gilt, wenn die zuständige Regulierungsbehörde eine marktbasierte Beschaffung als nicht wirtschaftlich einstuft bzw. wenn sie Marktverzerrungen oder eine Zunahme von Engpässen vorhersieht.

EU-weiter Rahmen für erneuerbare Energien und europäisches Ausbauziel für 2030

Bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien gelten die Prinzipien der Direktvermarktung und der Ausschreibung bzw. andere marktbasierte Systeme wie Quoten verbunden mit Zertifikatehandel. Die Förderung muss in Form einer fixen oder gleitenden Marktprämie erfolgen. In bestimmten Fällen können Mitgliedstaaten Ausschreibungen zur Förderung der Erneuerbare-Energien-Anlagen außerdem technologiespezifisch ausgestalten. Die Öffnung der Fördersysteme für ausländische Anlagen soll auf Freiwilligkeit der Mitgliedstaaten beruhen. Als unverbindlicher Richtwert sind jährliche Quoten von 5 % in den Jahren 2023–2026 sowie 10 % in den Jahren 2026–2030 vorgegeben.

Bis 2030 sollen mind. 32 % des Bruttoendenergieverbrauchs in der Europäischen Union aus erneuerbaren

Energien gedeckt werden. Eine Überprüfung dieses verbindlichen Ziels ist bis 2023 vorgesehen. Verbindliche Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten werden nicht mehr festgelegt. Damit diese dennoch in angemessener Form zur Erreichung des EU-Ziels beitragen, enthält die Verordnung zur Governance der Energieunion entsprechende Kontroll- und Druckmittel.

→ Europäisches Ausbauziel für erneuerbare Energien: 32 % vom Endenergieverbrauch im Jahr 2030

Auch wenn die Veränderungen für Deutschland weniger stark ins Auge fallen, liegt das Verdienst der Erneuerbare Energien-Richtlinie darin, dass das Spektrum an Fördermechanismen im Sinne der EU Beihilfeleitlinien deutlich eingeengt wird.

Einspeisevorrang erneuerbarer Energien

Der klassische Einspeisevorrang für erneuerbare Energien wird ab einer installierten Leistung von mehr als 400 kW beseitigt. Für kleine EE-Anlagen sowie hocheffiziente KWK-Anlagen (< 400 kW und ab 01.01.2026: < 200 kW) sollen Mitgliedstaaten einen Einspeisevorrang vorsehen Unter engen Voraussetzungen kann der Mitgliedstaat hiervon abweichen.

Erneuerbare Energien in anderen Sektoren

Um den Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor zu steigern, sollen die Mitgliedstaaten nach 2020 eine jährliche Steigerung des Anteils von Erneuerbaren-Wärme/-Kälte am Endenergieverbrauch von 1,3 Prozentpunkten anstreben.

In Wärme- und Kältenetzen soll ab 2020 der Anteil von Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme um einen Prozentpunkt pro Jahr ansteigen (Option a) oder die Betreiber von Wärme- und Kältenetzen sollen verpflichtet werden, Anbieter von Wärme/Kälte aus erneuerbaren Energien an ihr Netz anzuschließen und die Erneuerbaren-Wärme/-Kälte und Abwärme zu „erwerben“, wenn bestimmte Voraussetzungen gegeben sind (Option b).

Für Inverkehrbringer von Kraftstoffen gilt eine Reihe von neuen bzw. erweiterten Pflichten im Hinblick auf den Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffabsatz (14 % Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffabsatz; Begrenzung der Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Energiepflanzen (max. 7 %) sowie von bestimmten nicht fortschriftlichen Biokraftstoffen aus Abfällen und Reststoffen (maximal 1,7 %).

Weitere Steigerung der Energieeffizienz

Die Energieeffizienz-Richtlinie legt ein unverbindliches europäisches Ziel für die Energieeinsparung von 32,5 % in 2030 fest. Die Mitgliedstaaten melden hierzu ihre nationalen Ziele, die dann von der Kommission bis 2023 zusammengefasst und ggf. nachgesteuert werden. Allerdings verpflichtet die Richtlinie Nationalstaaten auf jährliche Einsparziele, die auf neuen Einsparmaßnahmen beruhen müssen.

In der Gebäudeeffizienz-Richtlinie werden erstmals umfassende Anforderungen an eine Ladeinfrastruktur in Gebäuden formuliert: Nicht-Wohngebäude mit mehr als zehn Parkplätzen müssen bei Neubau und umfangreichen Renovierungen mit einem Ladepunkt für Elektrofahrzeuge ausgerüstet sein, an 20 % der Parkplätze muss eine Vorverkabelung erfolgen. Ab 2025 müssen Mitgliedstaaten Anforderungen für alle Nicht-Wohngebäude, also auch im Gebäudebestand, mit mehr als 20 Parkplätzen einführen. Im Falle der Wohngebäude soll bei Neubau oder Renovierungen, die den Parkplatz oder die elektrische Infrastruktur betreffen, bei mehr als zehn Parkplätzen jeweils eine Vorverkabelung für jeden Stellplatz erfolgen.

Inkrafttreten und Umsetzung

Es gibt für die Richtlinien und Verordnungen des Winterpakets keine einheitlichen Daten für Inkrafttreten und Umsetzung. Nach der formalen Annahme im EU-Parlament und im Ministerrat wird die Veröffentlichung etwa gegen Ende des zweiten Quartals 2019 erwartet. Die BMRL ist bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen. Die BMVO ist 20 Tage nach Veröffentlichung unmittelbar verbindlich, ist aber erst ab dem 01.01.2020 anwendbar. Die ACER-Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union im Juni in Kraft und ist unmittelbar anwendbar. Die Erneuerbare Energien-Richtlinie muss von den Mitgliedstaaten bis 30.6.2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Die Gebäudeeffizienzrichtlinie ist bis 10. März 2020 umzusetzen. Dieses Datum gilt auch für die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie.

3.6 Nuklearstrategie in Frankreich und Großbritannien

- ***Deutschland: Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis 2022***
- ***Frankreich: Kernenergie bleibt Herzstück der Stromversorgung, wird aber bis 2035 von 70 % auf 50 % reduziert durch Abschaltung von 14 Reaktoren***
- ***Großbritannien: Neubau von bis zu 9 Kernkraftwerken zur Reduktion von CO_2-Emissionen geplant, Bestandsanlagen gehen aus Altersgründen vom Netz, Brexit als Unsicherheitsfaktor***

Deutschland hat beschlossen, spätestens im Jahr 2022 die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung zu beenden. Aus globaler Sicht bleibt die Kernenergie dennoch weiterhin ein Energieträger von Relevanz. Sie deckt heute 11 % des weltweiten Strombedarfs aus 450 Leistungsreaktoren mit einer Nettokapazität von 396 GWe. 55 Kernkraftwerke mit einer Nettokapazität von 56 GWe befinden sich derzeit im Bau. Asien hat mit 141 Reaktoren insgesamt die größte Anzahl von Kernkraftwerken in Betrieb, gefolgt von Nordamerika mit 117, Westeuropa mit 112, Zentral- und Osteuropa mit 71, Lateinamerika mit 7 sowie Afrika mit 2. Über 50 Länder nutzen die Technologie darüber hinaus in 225 Forschungsreaktoren.

In Europa sind es vor allem Frankreich und Großbritannien, die ihre Nuklearstrategie aktuell anpassen. Die Länder setzen zu unterschiedlich hohen Anteilen auf Kernenergie in ihrem Portfolio der Stromerzeugung. Frankreich bezieht mit rund 70 % den höchsten Anteil seines Stroms aus Kernenergie. Mit gut 20 % ist Großbritannien aus Kernenergie versorgt.

Frankreich

Den Grundstein für die Energiewende in Frankreich legte das im August 2015 von der damaligen sozialistischen Regierung unter Staatspräsident François Hollande verabschiedete **Gesetz zur Energiewende für grünes Wachstum (LTECV: Loi de transition énergétique pour la croissance verte).** Die dazugehörigen Aktionspläne sollen Frankreich in die Lage versetzen, einen wirksameren Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels und zum Umweltschutz zu leisten und seine Unabhängigkeit im Energiebereich zu stärken. Erklärtes Ziel ist es, Unternehmen und Bürgern Zugang zu Energie zu wettbewerbsfähigen Kosten zu ermöglichen, sowie Wachstums-, Wettbewerbs- und Beschäftigungsmöglichkeiten für bestehende Industrien und künftige Sektoren zu nutzen. Die Abhängigkeit von Kernenergie, der wichtigsten Energiequelle des Landes, soll langfristig reduziert werden. Die Entwicklung erneuerbarer Energien und die Maßnahmen zur Energieeffizienz sollen beschleunigt werden, um bis zum Jahr 2050 weitgehende Klimaneutralität zu erreichen.

Im Juli 2017 legte die neue französische Regierung unter Staatspräsident Emmanuel Macron darüber hinaus ihren **Klimaplan (Plan Climat)** vor. Damit soll das Pariser Klimaabkommen unumkehrbar gemacht, das fossile Energiezeitalter beendet, CO_2-Neutralität hergestellt und Frankreich ein Spitzenplatz in der ökologischen Wirtschaft verschafft werden. Im Fokus stehen Forschung und Innovation zur Erreichung der Klimaziele.

→ Kernenergie bleibt Herzstück der Stromversorgung – in reduzierter Form

Frankreich verfügt über 58 Kernreaktoren mit einer Gesamtnettokapazität von 63 GWe und erzeugt rund 70 % seines Stroms aus Kernenergie. Ein Kernkraftwerk wird derzeit in Frankreich am Standort Flamanville in der Normandie gebaut. Das ursprüngliche Ziel des Energiewendegesetzes, den Kernenergieanteil bis 2025 auf 50 % zu reduzieren, wurde im November 2017 durch die französische Regierung zeitlich nach hinten verschoben, da es die Kohlendioxidemissionen des Landes erhöhen, sowie Versorgungssicherheit und Arbeitsplätze gefährden würde.

Die im November 2018 vorgestellte neue Energiestrategie Frankreichs, der **Multijahresplan bis 2028 (Programmation pluriannuelle de l'énergie)**, sieht vor, dass die Kernenergie zwar weiterhin als Herzstück des Stromsystems bestehen bleibt, doch die **Reduktion des Kernenergieanteils um 20 % nunmehr bis 2035** erfolgen soll.

Der französische Präsident Emmanuel Macron kündigte an, dass dieses Reduktionsziel mit der **Stillegung von 14 der 58 in Betrieb befindlichen Kernreaktoren bis 2035** erreicht werde. Demnach könnten bis 2030 bis zu sechs Kernkraftwerke stillgelegt werden, einschließlich der Schließung des Kernkraftwerks Fessenheim nahe der deutschen Grenze im Jahr 2020. Die verbleibenden acht weiteren Reaktoren sollen bis 2035 abgeschaltet werden. Dieser Zeitrahmen könnte gemäß Macron auch überdacht werden, wenn die Speichertechnologien zur Marktreife kämen und eine bessere Integration erneuerbarer Energien ermöglichen und wenn die europäische Integration stärker werde.

Was den Bau neuer Kernkraftwerke anbelangt, hat die Regierung den staatlichen Energieversorger EDF aufgefordert, ein neues Nuklearprogramm zu definieren und Preisverpflichtungen einzugehen, um die Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie zu erhöhen. EDF besitzt und betreibt alle 58 französischen Anlagen und plant, die weiter in Betrieb bleibenden Anlagen zu modernisieren. Bis zum Jahr 2021, also noch vor den nächsten Präsidentschaftswahlen, sollen die nuklearen Zukunftspläne transparent dargelegt werden.

Großbritannien

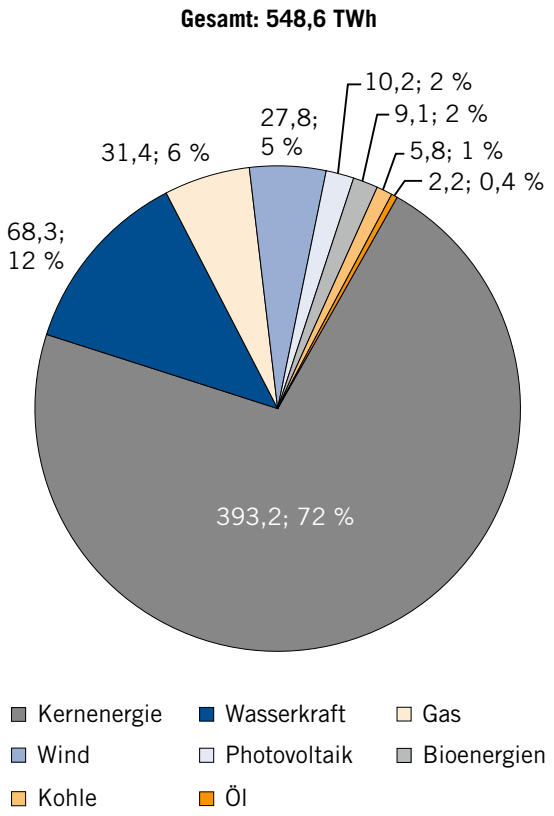
Großbritannien hatte Anfang 2008 entschieden, alternde Kernkraftwerke durch neue zu ersetzen. Das Land betreibt derzeit 15 Anlagen, baut in Hinkley Point gegenwärtig eine neue und plant darüber hinaus den Bau von neun weiteren mit einer Kapazität von rund 13.000 MWe. Das würde den Kernenergieanteil von heute rund 20 % auf rund 40 % nahezu verdoppeln. Dies ausdrücklich, um die Abhängigkeit von fossilen Energien und deren klimaschädigenden Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Am weitesten fortgeschritten ist das Projekt von Hinkley Point im Süden Englands, dessen Bau im Dezember 2018 begann. Drei weitere ursprünglich geplante Projekte wurden zwischenzeitlich wieder verworfen, teils aus Kostengründen, teils wegen der Unsicherheiten bedingt durch den nahenden Brexit.

Die grundsätzliche Haltung der britischen Regierung zum Neubau von Kernkraftwerken bleibt auch während der Brexit-Verhandlungen konstant. Sie erkennt weiterhin den besonderen Beitrag der Kernenergie zur Energiesicherheit und zur Reduktion von Treibhausgasen an.

Großbritannien wird sich neben seiner EU-Zugehörigkeit auch aus dem Euratom-Vertrag zurückziehen. Um die internationalen Sicherheitsbestimmung und Verpflichtungen zur nuklearen Nichtverbreitung (Non-Proliferation) weiterhin umzusetzen, wird das Land eigene Gesetze zur nuklearen Sicherheit in Kraft setzen. Dieser sogenannte Nuclear Safeguards Act trat zum Teil bereits im Juni 2018 in Kraft und ähnelt vom Umfang der Richtlinien her dem Euratom-Vertrag.

→ Kernenergie zur Senkung der CO_2-Emissionen

Abbildung 3.17: Netto-Stromerzeugung in Frankreich nach Energieträgern im Jahr 2018 in TWh



Quelle: RTE, Frankreich

Die wesentlichen Eckpfeiler der aktuellen Energiestrategie legte Großbritannien im Rahmen der **Clean Growth Strategy** aus 2017 fest. Demnach sollen die CO_2-Emissionen bis 2050 um 57 % gegenüber 1990 reduziert werden – nicht zuletzt mithilfe der Kernenergie. Das Land plant darüber hinaus, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis 2020 auf insgesamt 15 Prozent zu steigern. Strom sollte zu rund 30 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen, vor allem aus Windkraft. Im Jahr 2018 wurde dieses Ziel bereits übererfüllt, erneuerbare Energien machten circa ein Drittel der Stromerzeugung aus, etwa die Hälfte davon aus Windkraft.

Ende 2018 hat Großbritannien den ersten Entwurf des **National Energy and Climate Plan (NECP)** veröffentlicht. Dieser wird durch die Europäische Kommission genutzt, um die Einhaltung der Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 zu überprüfen. Der NECP fasst dabei die wichtigsten Regierungsprogramme zusammen, u. a. auch die

2017 beschlossene Clean Growth Strategy. Wichtig sind hierbei Pläne für den Ausbau der Stromverbindungen zu anderen EU-Ländern sowie die Strategie der Regierung, die Dekarbonisierung mittels Investitionen und Innovationen zu fördern. Für den Zeitraum 2015 bis 2021 sind Investitionen im Wert von mehr als einer Milliarde Euro in die Energiewirtschaft geplant. Schwerpunkt der Förderung ist die weitere Kostensenkung von erneuerbaren Energiequellen.

Baustart Hinkley Point C im Dezember 2018

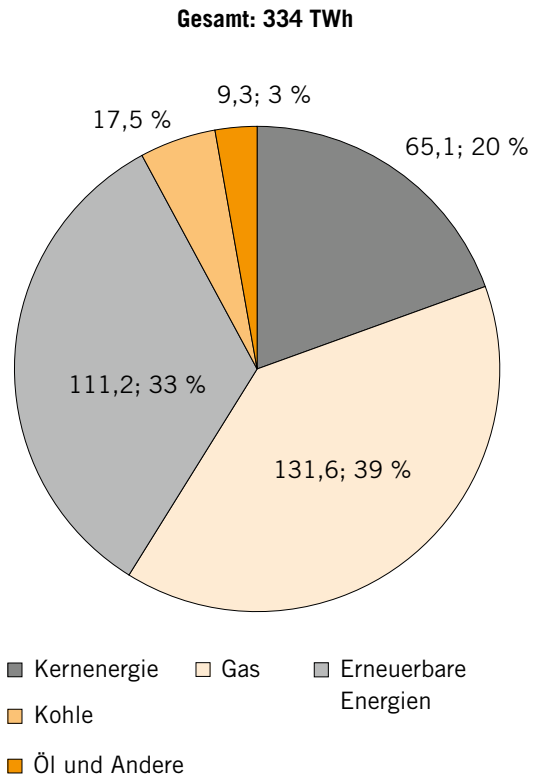
In den kommenden 15 Jahren wird die gesamte Kernkraftwerksflotte Großbritanniens stillgelegt. Das erste Kraftwerk soll 2023 vom Netz gehen und das letzte im Jahr 2035, sofern keine Laufzeitverlängerungen vereinbart werden. Neubauten sind an fünf Standorten geplant und werden in der Hauptsache von asiatischen und französischen Kernkraftwerksherstellern ausgeführt.

Hinkley Point C ist der erste Kernkraftwerks-Neubau in Großbritannien seit Jahrzehnten. Die Baukosten werden auf gut 21 Milliarden Euro geschätzt und von einem französisch-chinesischen Konsortium finanziert. Das Kraftwerk soll 2023 ans Netz gehen. Kernpunkt der Kritik war die großzügige Einspeisevergütung der Regierung, für 35 Jahre einen jährlich mit der Inflation steigenden Absatzpreis zu garantieren. Pro Megawattstunde erhält der Betreiber so fast 110 Euro. Das ist etwa das Doppelte des derzeitigen Marktpreises. Damit übernimmt die Regierung das Risiko für den Strompreis, der Betreiber die Finanzierung und das Ausführungsrisiko.

Diese Milliarden-Subventionen sind nach einer Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs jedoch rechtens. Eine Förderung der Kernenergie auch mittels Anreizen decke sich mit dem Ziel der Euratom-Gemeinschaft, Investitionen im Bereich der Kernenergie zu erleichtern. Jedes Land in der EU habe das Recht, zwischen verschiedenen Energiequellen zu wählen.

Kritiker an dieser Preisbindung auf Jahrzehnte hielten hingegen Alternativen für geeigneter: Günstigere Kernkraftprojekte, flexible Erdgas-Kraftwerke, mehr Verbindungsleitungen zwischen Großbritannien und dem europäischen Festland sowie die Nutzung billiger werdender erneuerbarer Energien. Andererseits steht Kernenergie für Zuverlässigkeit, trägt also dazu bei, dass die Stromeinspeisung auch bei Wetterkapriolen stabil bleibt.

Abbildung 3.18: Netto-Stromerzeugung in Großbritannien nach Energieträgern im Jahr 2018 in TWh



Quelle: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK

Die britische Regierung will in den kommenden Jahren noch weitere Kernkraftwerke bauen lassen. Nicht nur, weil die Mehrzahl der bestehenden Anlagen bis 2030 vom Netz gehen wird, sondern auch wegen der Zusage, bis 2025 alle Kohlekraftwerke abzuschalten. Die Lücke sollen Kern- und Gaskraftwerke schließen. Anders als in Deutschland unterstützt die Mehrheit der Bevölkerung in Großbritannien die Kernenergie weiterhin. Inwieweit und zu welchen Konditionen sich die Neubaupläne nach vollzogenem Ausstieg aus der EU konkretisieren, bleibt abzuwarten.

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 CO_2-Regulierungen im Verkehrssektor
4.5 Kein gemeinsamer deutsch-österreichischer Strompreis mehr
4.6 Kohlekommission
4.7 Powerfuels: Missing Link der Energiewende

4

4.1 Zahlen und Fakten

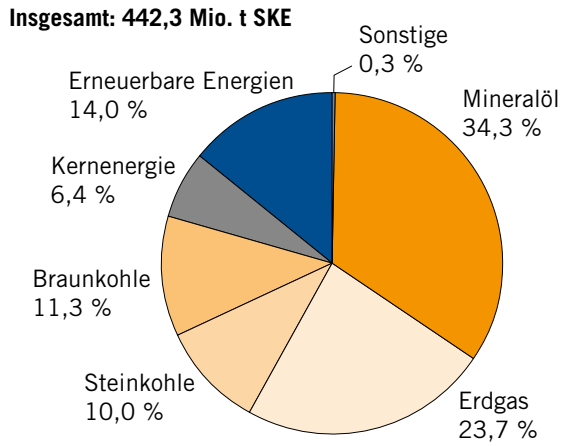
- ***Deutschland ist auch 2018 viertstärkste Wirtschaftsnation***
- ***70 % des Energieverbrauchs in Deutschland wurden 2018 durch Importe gedeckt***
- ***Erneuerbare Energien trugen 2018 mit 38 % zur Stromversorgung in Deutschland bei***

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.

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

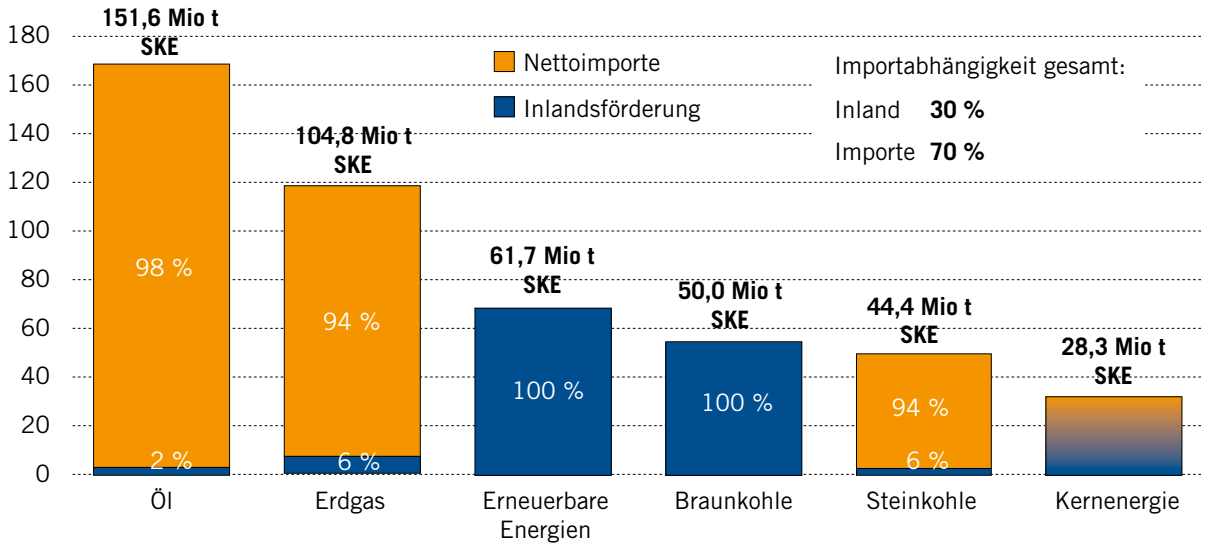
Im Jahr 2018 wurden in Deutschland 442,3 Mio. t SKE Energie entsprechend 305 Mio. t Öleinheiten verbraucht (2017: 458,6 Mio. t SKE). Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch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



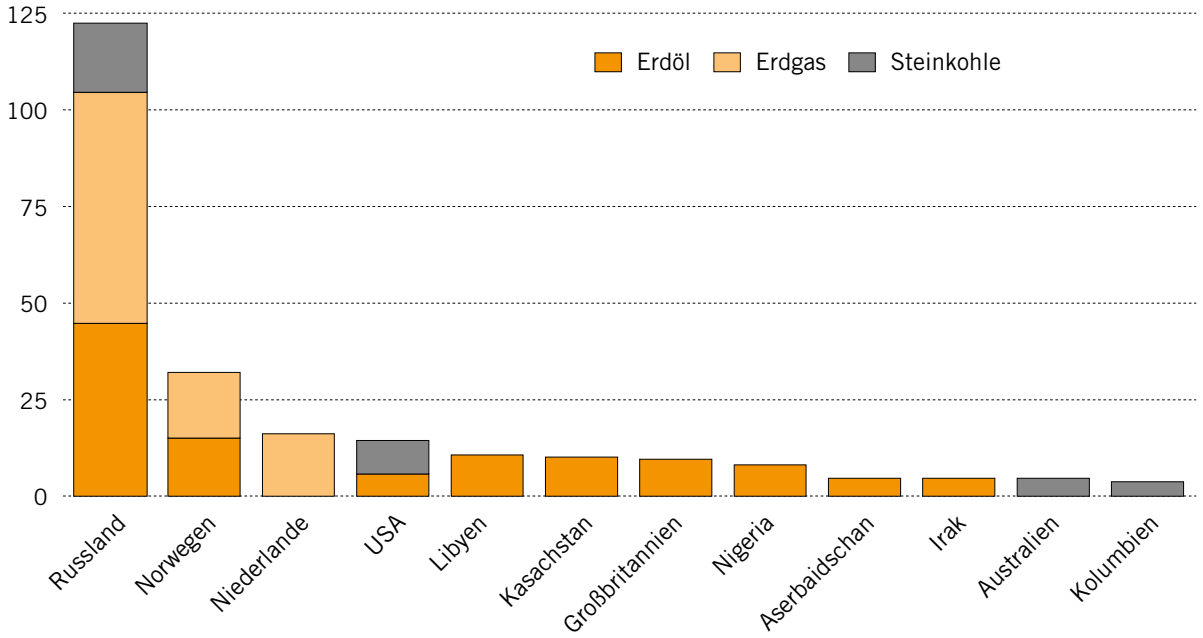
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen März 2019

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. Außenhandelssaldo 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.

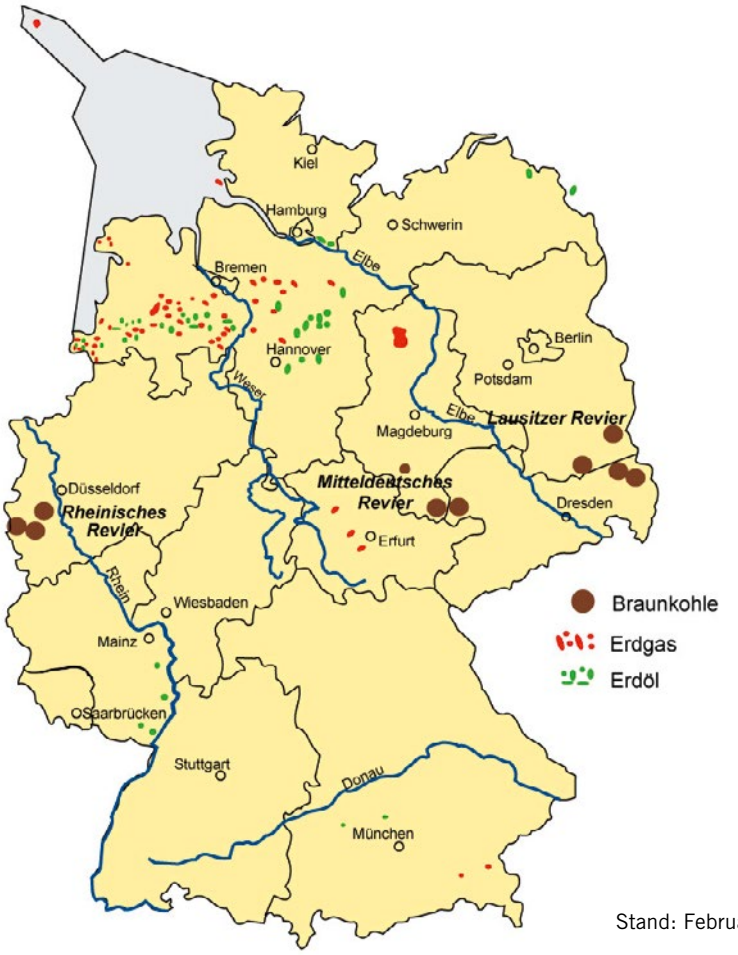
Importierte Energien decken 70 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2018 Russland, Norwegen, Niederlande, USA, Libyen, Kasachstan, Großbritannien, Nigeria, 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.

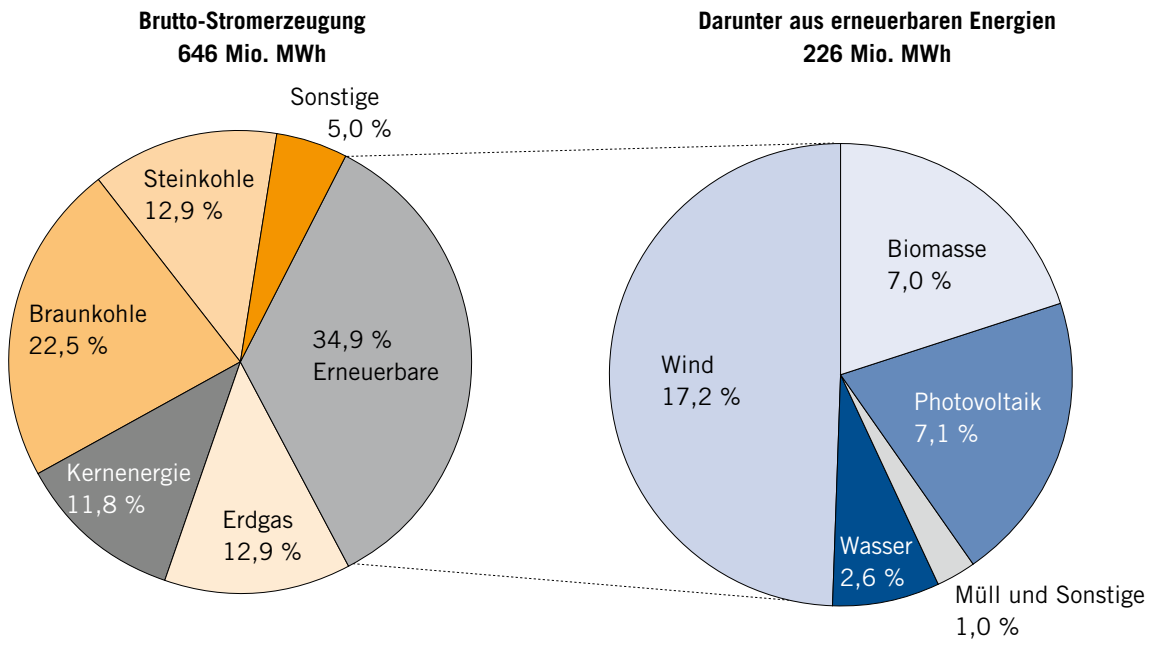
Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2018 rund 31,5 TWh betrugen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2018 auf

Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger	Netto-Leistung Ende 2017 MW	Netto-Leistung Ende 2018 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 CO_2-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 geregelt 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“).

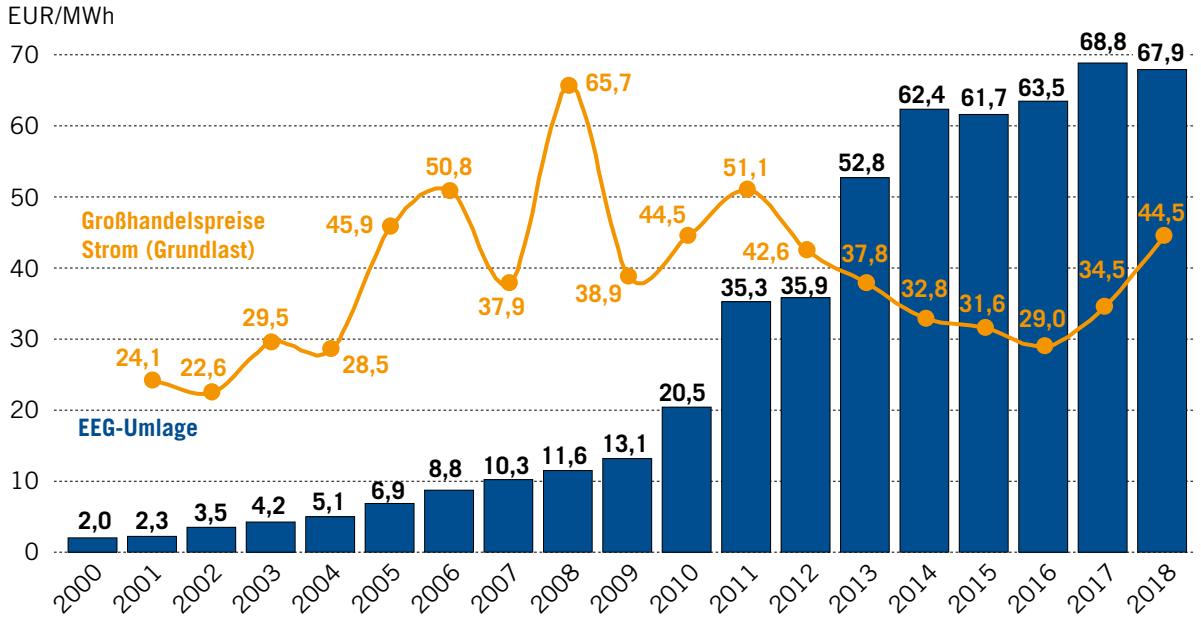
2018 erreichte der Brutto-Stromverbrauch 594,9 TWh nach 598,8 TWh im Jahr 2017. Der Netto-Stromverbrauch von 526,0 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2018 mit 47,1 % auf die Industrie, mit 24,2 % auf private Haushalte, mit 26,6 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche 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 Rotordurchmesser 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 Windenergiezubaus 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 Gesamtzubaus. 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 Dieselkraftstoffen. Schwerpunkte der Nutzung im Sektor Haushalte sowie Gewerbe/Handel/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 %.

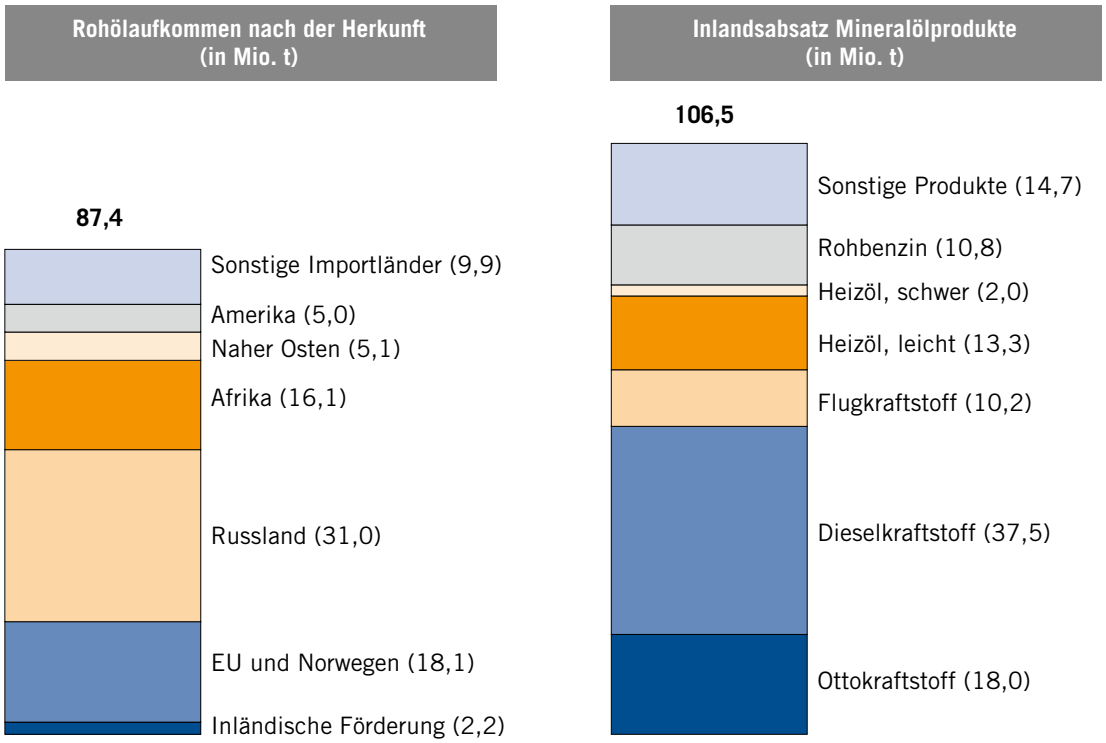
In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 103,0 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2018 erreichte die Raffinerieauslastung 85,1 %. Die Raffinerieerzeugung belief sich auf 99,0 Mio. t.

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; Dieselkraftstoff: 37,5 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (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 Dieselkraftstoff 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 witte-

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 %

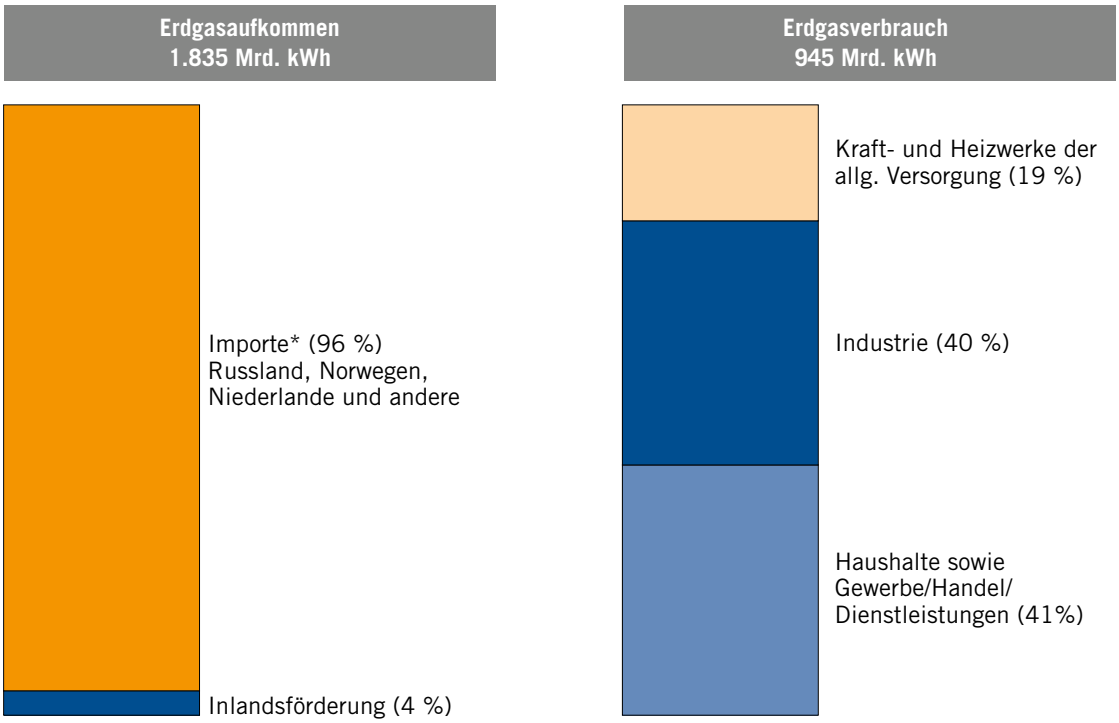
Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2018 (2017) rund 945,3 (960,8) TWh; das entspricht 96,7 (98,3) Mrd. Nm^3. 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 Wärmeversorger 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.

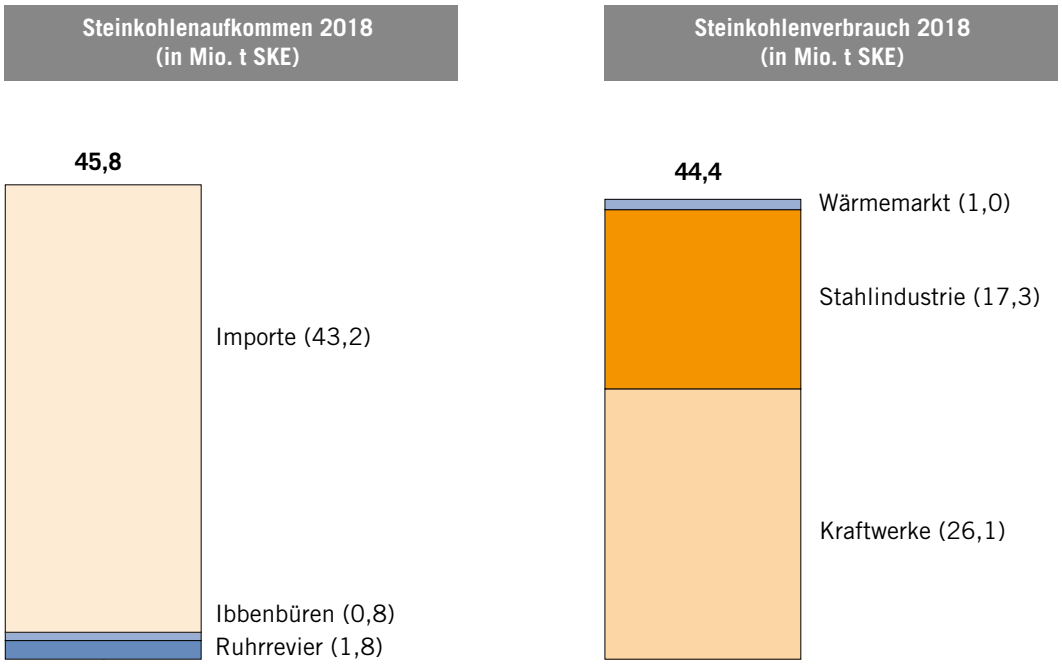
Steinkohle

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 Kokskohle, 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 Kokskohle 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

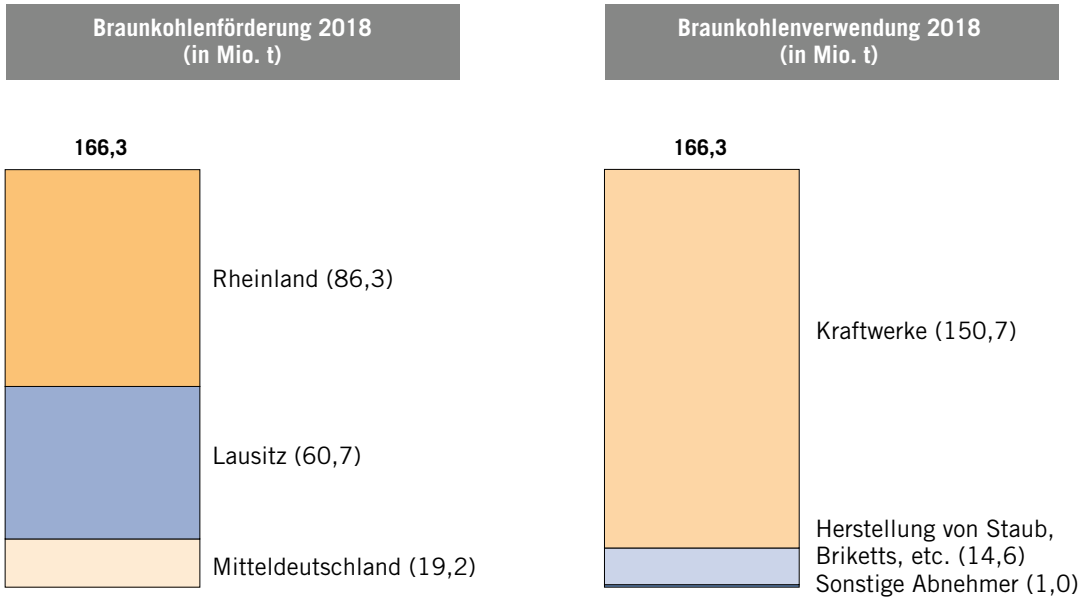
In Deutschland wurden 2018 rund 166,3 Mio. t Braunkohle – entsprechend 51,0 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,024 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

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

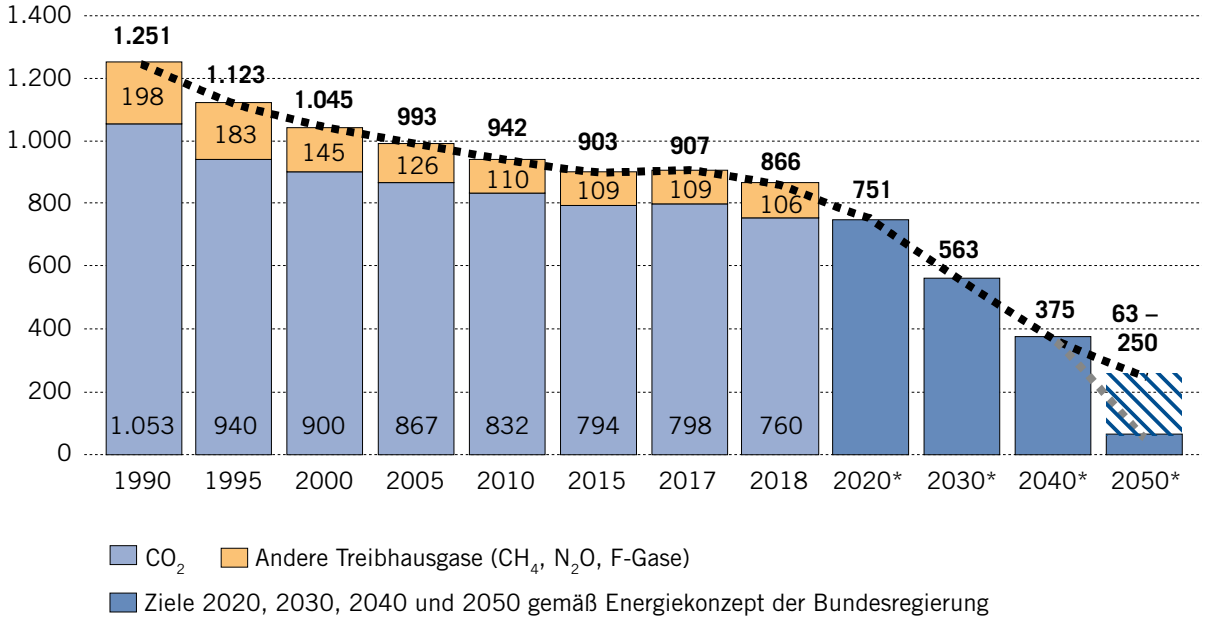
Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2018 wurden 14,6 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 2,5 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Daraus wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,6 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikett, 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.

CO_2-Emissionen

Die CO_2Emissionen 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 CO_2-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 CO_2 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 CO_2-Äquivalenten

Abbildung 4.11: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2018 und Ziele bis 2050
in Mio. t CO_2-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 CO_2-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_2O)	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**
aus Verfeuerung von Brennstoffen	*985,6*	*836,8*	*808,8*	*781,9*	*745,5*	*707,7*
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
diffuse (flüchtige) Emissionen	4,1	3,3	3,2	2,8	2,4	2,4
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 CO_2-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 CO_2-Äquivalente verringert.

Energiesteuern und andere Belastungen

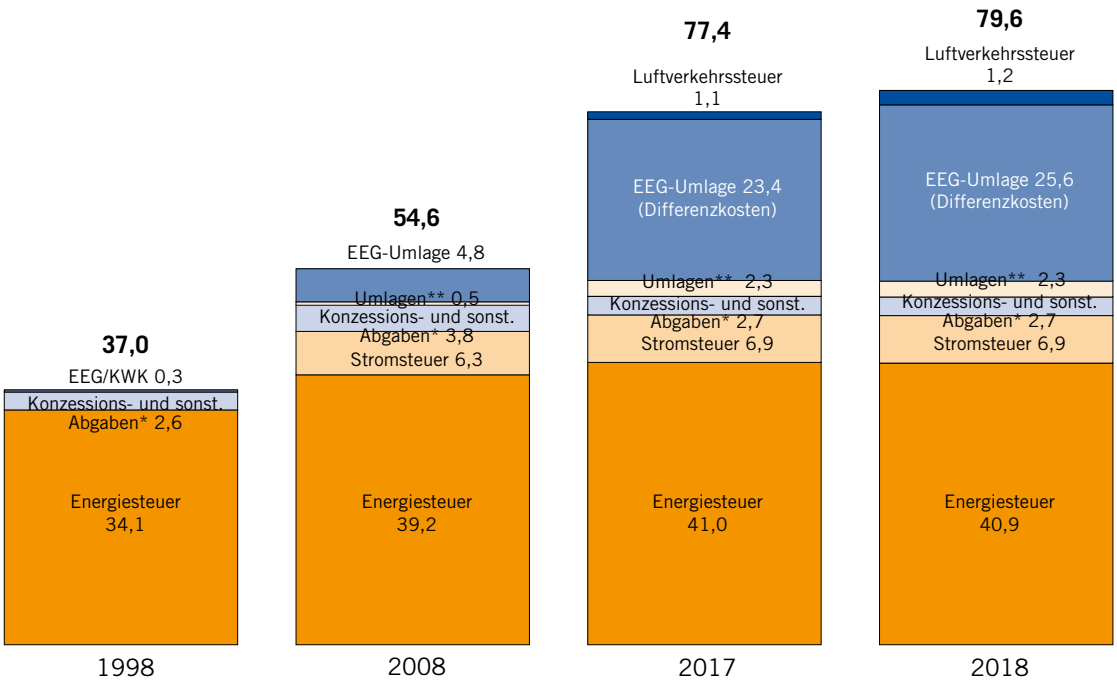
Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2018 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 48.927 Mio. € und damit 160 Mio. € weniger als 2017. Davon entfielen 2018 mit 36.754 Mio. € rund 75 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 3.082 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als 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 Dieselkraftstoff 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 % (Dieselkraftstoff). 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

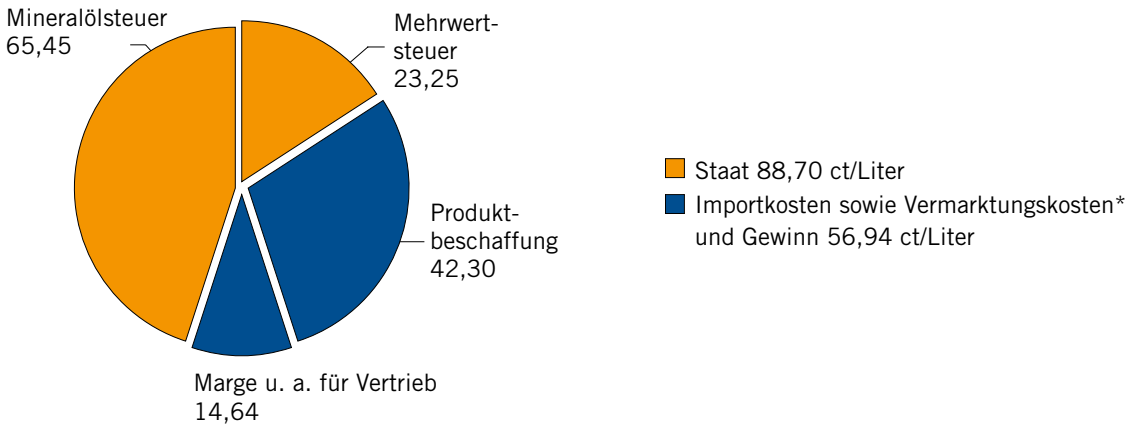
Abbildung 4.12: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2018
in Mrd. Euro



* 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

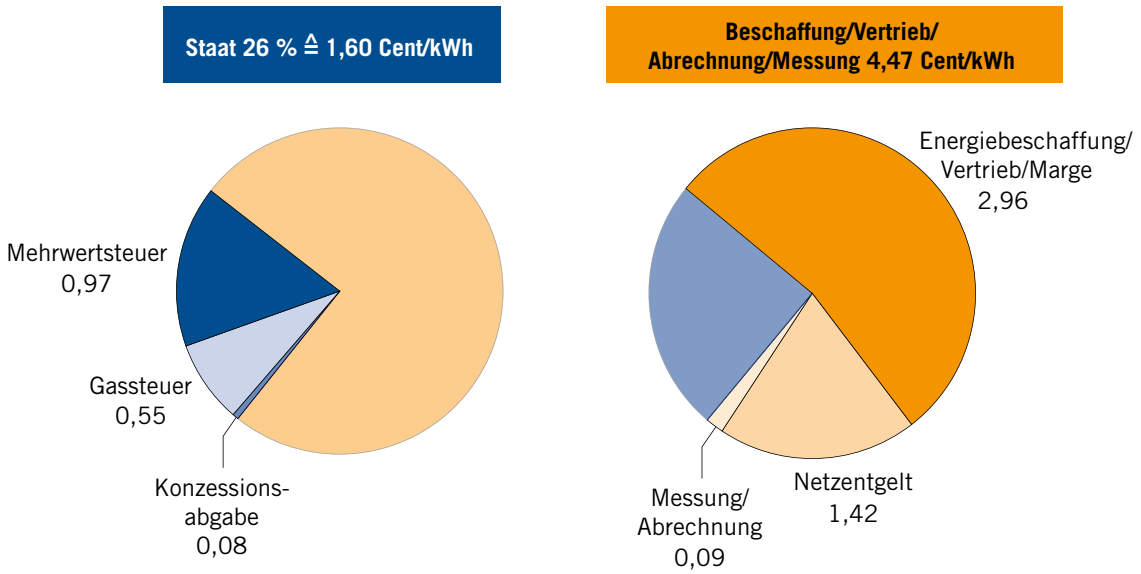
Abbildung 4.13: Benzinpreis 2018: Staatsanteil von 61 %
Durchschnittspreis Superbenzin: 145,64 ct/Liter



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

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

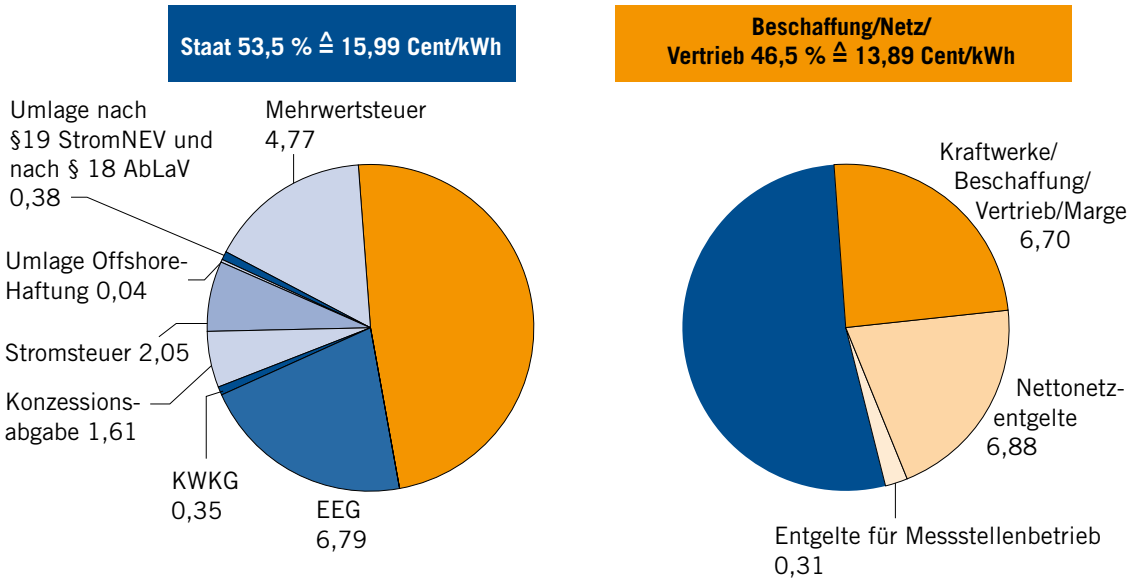
Abbildung 4.14: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2018
(6,07 Cent/kWh)



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 CO_2-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 ddie 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.

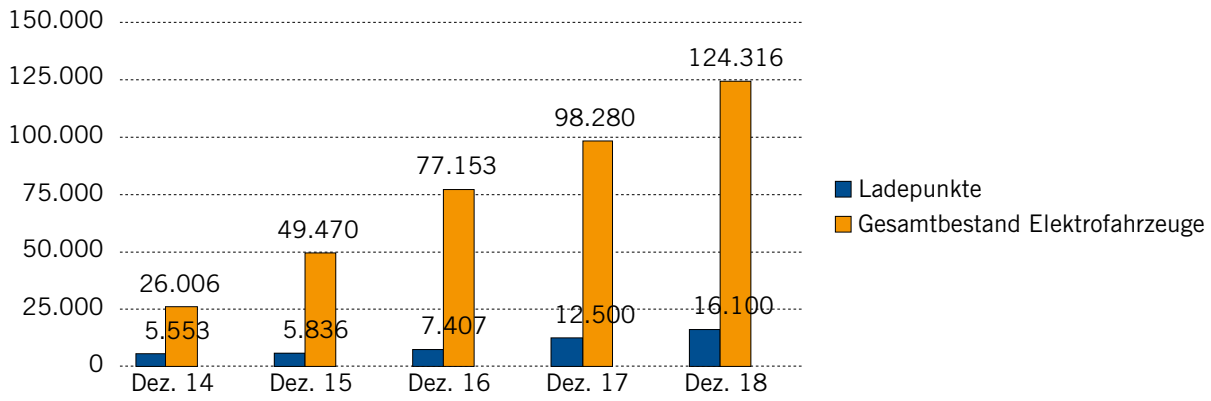
Bis zum Stichtag 1. Dezember 2018 wurden in Deutschland 124.316 Elektrofahrzeuge zugelassen. Im Vergleich dazu waren es zum 1. Januar 2018 noch 98.280 Elektrofahrzeuge. Dies entspricht einem Zuwachs von über 26 % Der deutsche Markt wies somit auch in diesem Jahr eine hohe Dynamik auf. Doch trotz des 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 % Schnellader) 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-Normalladen	≤ 22 kW	Ladeschnittstelle Typ 2
AC-Schnellladen	> 22 kW	Ladeschnittstelle Typ 2
DC-Schnellladen	> 22 kW	Ladeschnittstelle 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 Stromnetzes 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 CO_2-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. m³/a	Hauptlieferant 2018	Durchschnittlicher Inlandsgasverbrauch 2012–2016 in Mrd. m³/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 LNG[1] 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 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) Importinfrastruktur[2], 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-

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.

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 Flexibilitätsfunktion – 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 Flexibilitätsfunktion 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 Funktion 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 entladenen 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 verfügten.

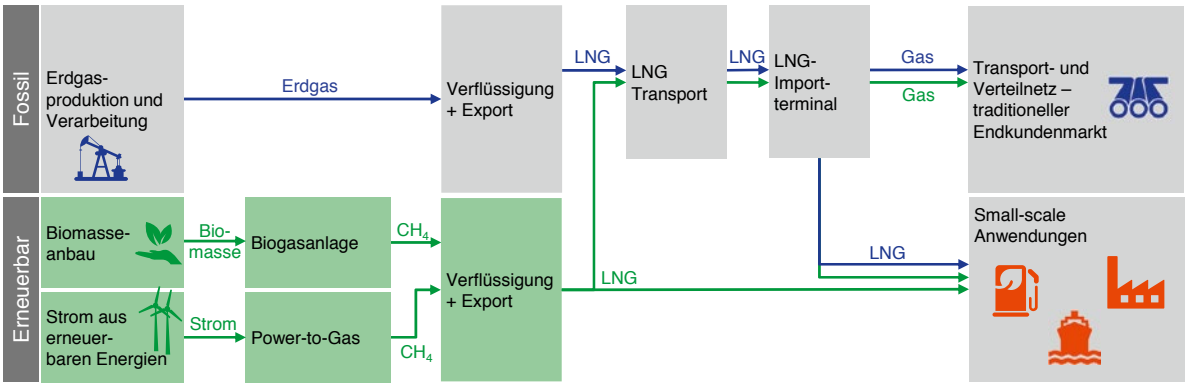
LNG zur Erreichung der Klimaziele?

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 CO_2-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 CO_2 hergestellt[3] und anschließend verflüssigt. Durch Umwandlung von Energiepflanzen und organischen Abfällen in Biomethan und anschließende Verflüssigung entsteht „Bio-LNG“. Bei beiden Verfahren entsteht LNG, dessen Verwendung CO_2-neutral ist – es wird jeweils nur so viel CO_2 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 CO_2 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 CO_2-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 CO_2-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. Untermauert 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 CO_2-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 CO_2-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).

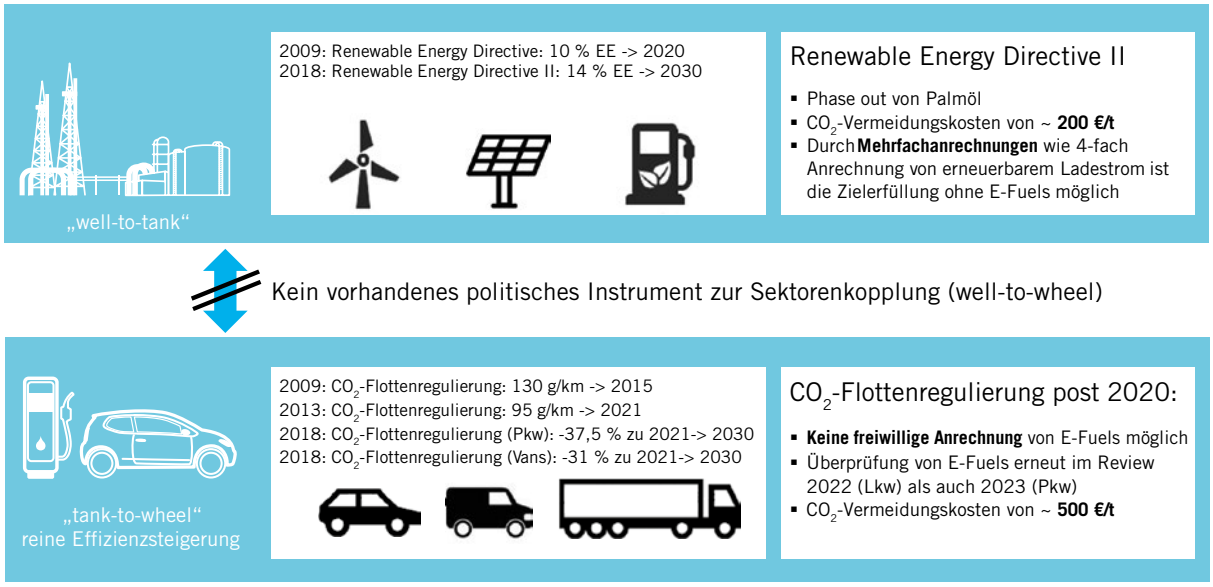
Europäische CO_2-Regulierungen REDII greift nicht weit genug

Die well-to-tank Regulierung wird in der Renewable Energy Directive (RED) beschrieben. Die REDI von 2009 besagt, dass bis 2020 10 % des Kraftstoffes aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden muss. Die REDII 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 werde 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 REDII durch die Mehrfachanrechnungen zu wenig ambitioniert aus. Aus den aktuell gehandelten Treibhausgasquotenpreisen ergeben sich CO_2-Vermeidungskosten im Kraftstoffsektor von ca. 200 € pro Tonne.

Ambitionierte CO_2-Flottenziele stellen die Automobilindustrie vor großen Herausforderungen

Die europäischen tank-to-wheel Regulierungen regeln die Menge CO_2, 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 CO_2-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 CO_2-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 CO_2-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 CO_2-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 CO_2-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 CO_2-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: unterschiedliche Strompreise für Deutschland und Österreich. Angestrebt wird eine Übertragungskapazität von 4,9 GW. Zudem stellt das österreichische Netz den deutschen Netzbetreibern ausreichend gesicherte Kraftwerksleitung 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 Alpen[1].

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

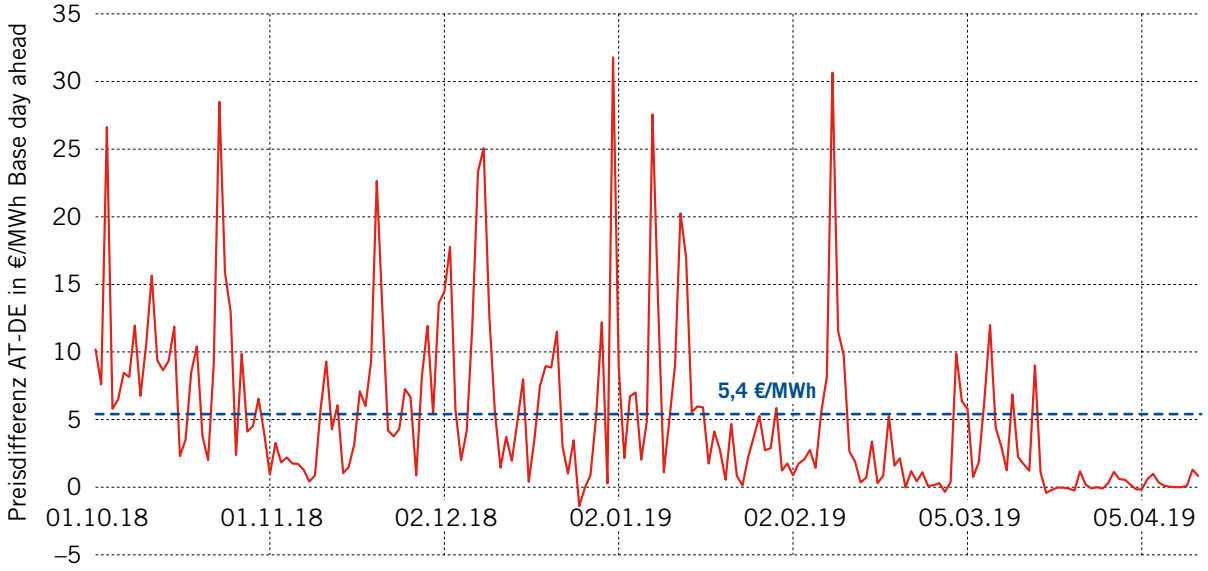
1 Siehe hierzu Weltenergierat Deutschland (2012), „Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung“

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

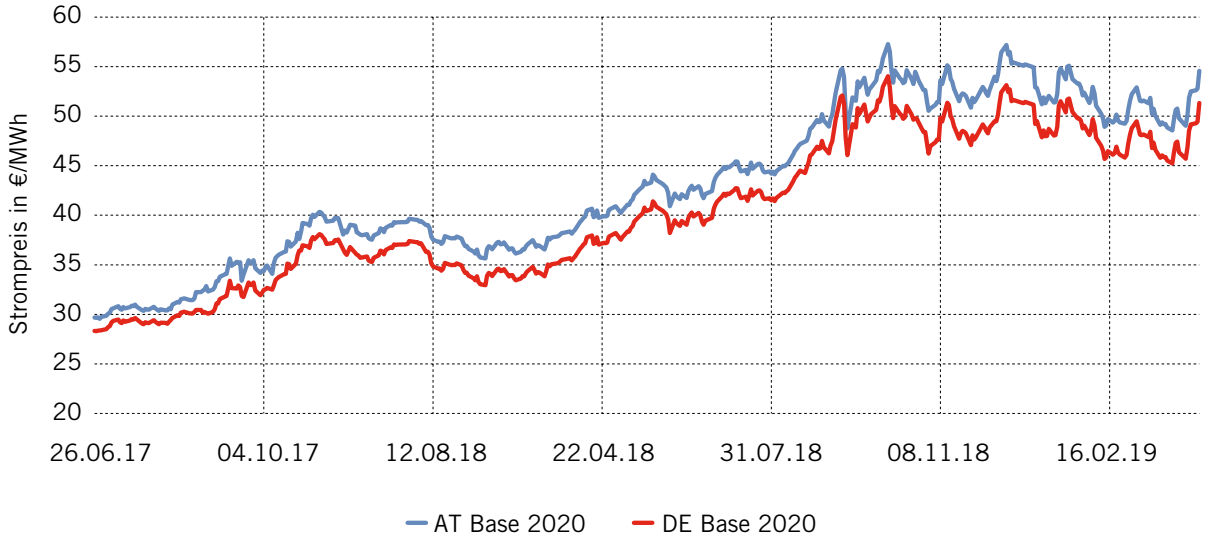
Quelle: APG 2015

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 Terminkontrakte 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 Windeinspeisung 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 anderen 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

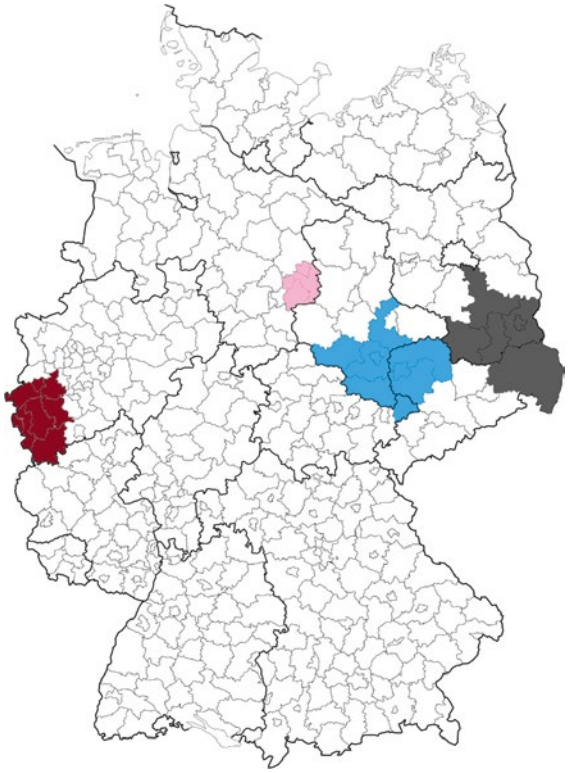
- ***Weitreichende Empfehlungen läuten Ende der Kohle Ära ein***
- ***Begleitende Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungsfreiheit gefordert***
- ***Substanzielle Unterstützung für Strukturwandel in den Braunkohle-Förderregionen***

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 CO_2 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 Abgabenwesens im Energiebereich
- Empfehlungen der Kommission rechtlich nicht verbindlich

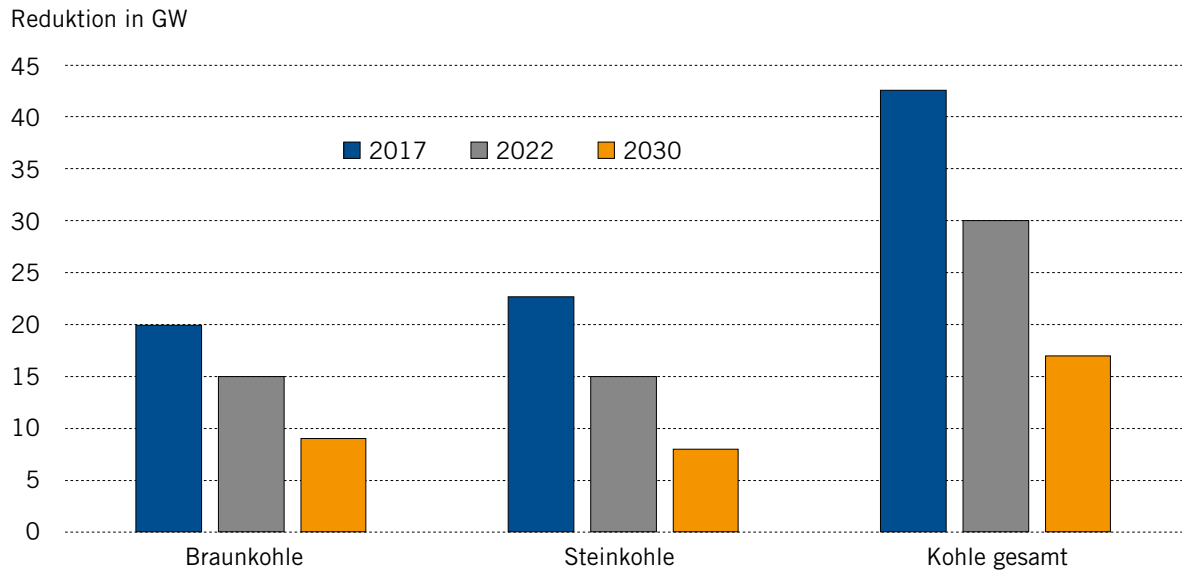
Zur Kompensation der Betreiber der Kohlekraftwerke werden freiwillige Übereinkünfte angestrebt. Grundlage sind bei der Braunkohle Verhandlungen mit den Betreibern, bei der Steinkohle wird es voraussichtlich ab 2023 eine Stilllegungsprämie voraussichtlich im Rahmen von



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.

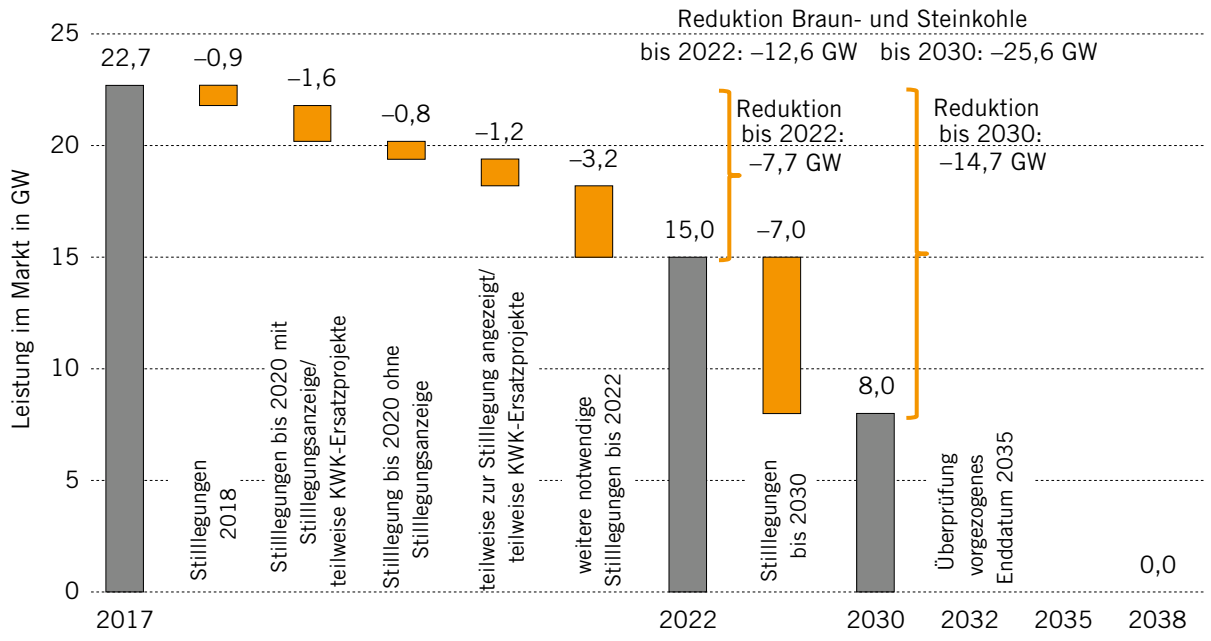
Neben direkten Kompensationen für wirtschaftliche Nachteile aufseiten der Betreiber sieht die Kommission Stilllegungsanreize in Form einer Förderung des „Fuel Switch“ von Steinkohle zu Erdgas vor; hierzu soll das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) bis 2030 verlängert werden. Die Kommission empfiehlt 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 Abgabenwesens 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 CO_2-Be-

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



Quelle: bdew

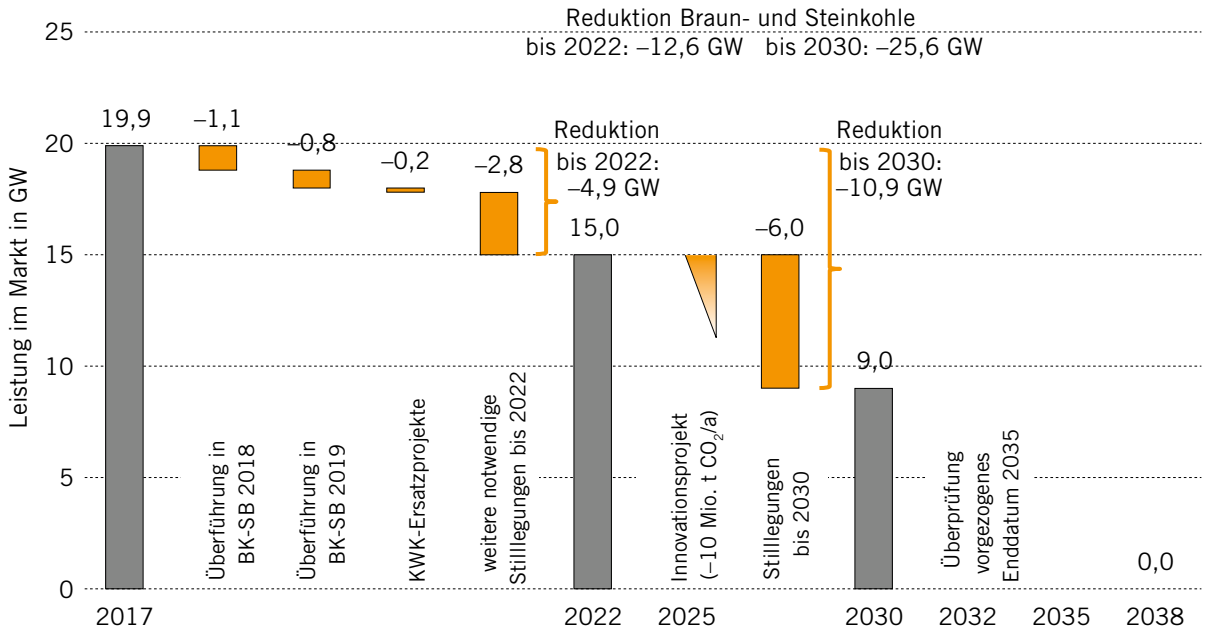
Abbildung 4.24: Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Steinkohle (Leistung im Markt*)



* 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

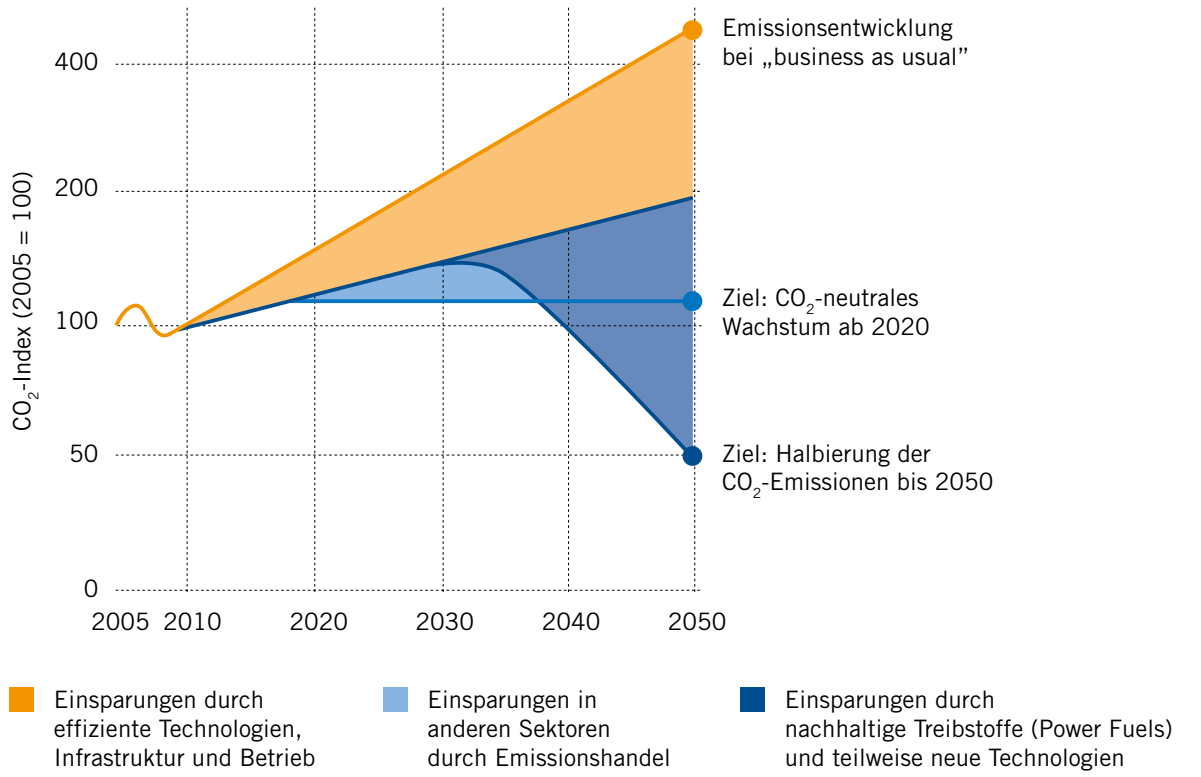
- ***Energieeffizienz und erneuerbare Elektrifizierung reichen nicht aus, um Klimaziele zu erreichen***
- ***Grüne Kraft- und Brennstoffe können das bisher fehlende Bindeglied bilden***
- ***Deutschland kann eine Schlüsselrolle bei Technologie- und Marktentwicklung übernehmen***

→ 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 Elektrifizierung 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, Stahlhochöfen, 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, Weltenergierat

Ergänzung zu Energieeffizienz und erneuerbarer Elektrifizierung.

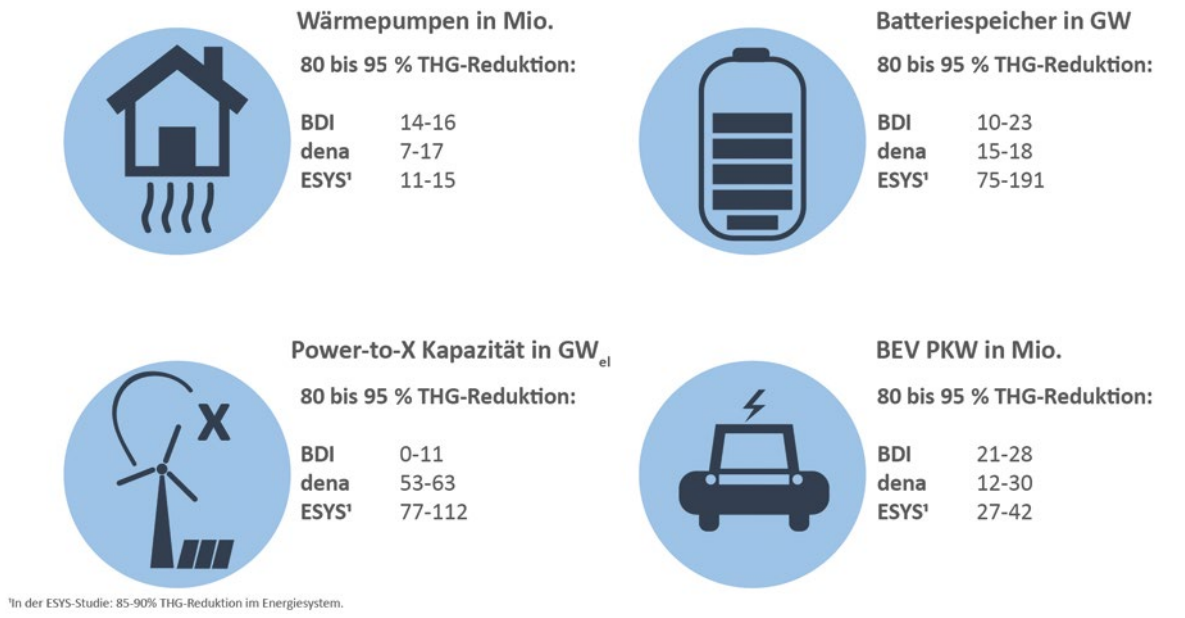
Beispiel Deutschland

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 Transformationspfade 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.

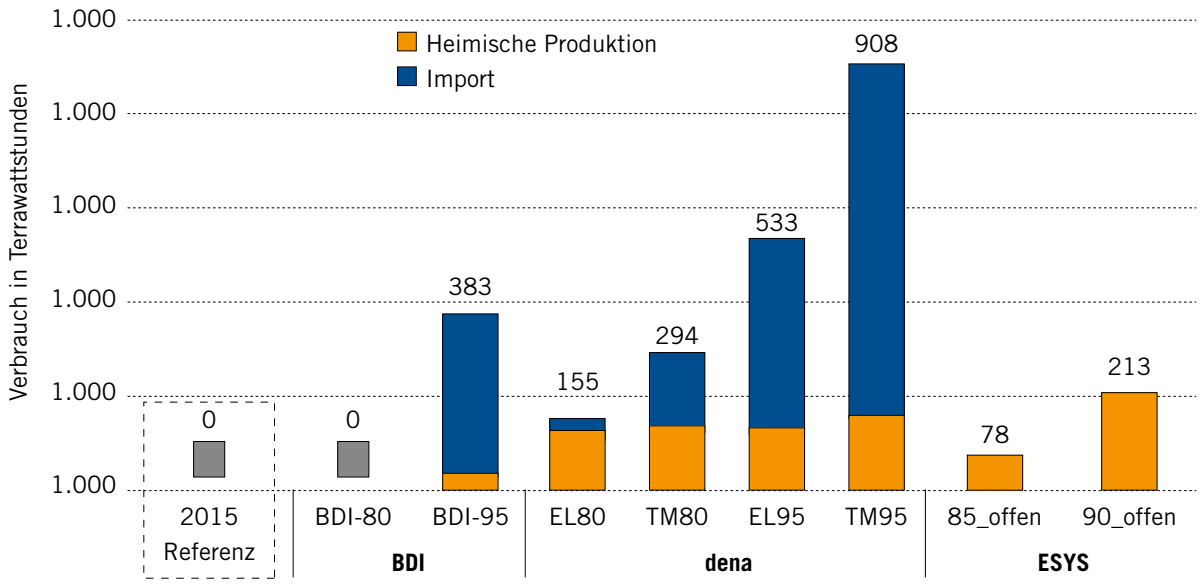
Es erscheint daher naheliegend, dass Powerfuels – zusätzlich zur raschen Steigerung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Elektrifizierung – auch ökonomisch notwendig sind, um ambitionierte Klimaziele zu erreichen. Zu diesem Schluss kommen alle drei benannten Grundsatzstudien zur Machbarkeit der 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



Quelle: acatech, BDI, dena, Weltenergierat

Abbildung 4.28: Nutzung synthetischer Energieträger in Deutschland 2050



Quelle: acatech, BDI, dena, Weltenergierat

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 Innovationstreiber 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 Weltenergierates Die regionalen Kostenunterschiede hängen stark vom Solar- und Winddargebot 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 Raffinierung 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 CO_2 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.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland

5.1 Höhepunkte 2018/2019

5.2 Publikationen 2018/2019

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

5

World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 100 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Energiefragen. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle drei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org

Weltenergierat – Deutschland

Der Weltenergierat – Deutschland vertritt die deutsche Energiebranche im World Energy Council (WEC). Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als gemeinnütziger Verein ist der Weltenergierat – Deutschland unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Ziel des Weltenergierat – Deutschland ist die Umsetzung und Verbreitung der WEC-Arbeitsergebnisse in Deutschland, insbesondere um den globalen und längerfristigen Aspekten der Energie- und Umweltpolitik auch in der nationalen Diskussion Beachtung zu verschaffen.

Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergierat – Deutschland an den Positionen und Studien des WEC intensiv mit. Daneben organisiert er auch eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

www.weltenergierat.de

5.1 Höhepunkte 2018/2019

Veranstaltungen

Veröffentlichung der „Energie für Deutschland 2018“

30. Mai 2018, Berlin

Anlässlich der Veröffentlichung der EfD 2018 stellten die Autoren Dr. Thilo Schäfer und Thomas Puls vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln in einem Fachgespräch das Schwerpunktkapitel vor. Gemeinsam mit Helge Pols, Leiter „Klimafreundliche Mobilität“ im Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, und Dr. Martin Koers, Leiter Abteilung Wirtschafts- und Klimaschutzpolitik, Verband der Automobilindustrie (VDA), wurde diskutiert, welche länderübergreifenden Instrumente und Regularien der Verkehrssektor jetzt benötigt.

Nach der Energiebranche rückt auch der Verkehrssektor immer stärker in den Fokus der klimapolitischen Diskussion. Obwohl der Verkehr insgesamt nur ca. 20 Prozent zu den CO_2-Emissionen in Deutschland beiträgt, so werden zweifellos Maßnahmen für mehr Klimaschutz im Straßenverkehr benötigt. Denn ca. 95 Prozent der Emissionen des EU-28 Transportsektors resultieren aus dem Straßenverkehr, und seine Emissionen steigen derzeit wieder.

Young Energy Forum – GroKo Reloaded – In der Energiepolitik nichts Neues?

22. Juni 2018, Berlin

Die Young Energy Professionals luden bereits zum dritten „Young Energy Forum“ ein. Das diesjährige Thema „GroKo Reloaded – In der Energiepolitik nichts Neues?“ wurde gemeinsam mit jungen Vertretern aus dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und verschieden Akteuren der Energiewirtschaft unter Chatham House Rules diskutiert. In einem offenen Workshop wurde der

Koalitionsvertrag analysiert und von verschiedenen Experten bewertet. Hierbei wurden Fragen zur Versorgungssicherheit im europäischen Kontext, zum aktuell diskutierten Kohleausstieg, zum Ausbau erneuerbarer Energien, zur Planbarkeit von energiepolitischen Maßnahmen und zur Verkehrswende sowie und deren Auswirkungen auf die unterschiedlichen Stakeholder betrachtet.

Webinar „Klimaschutz im Straßenverkehr“

2. Juli 2018, Online

Im Rahmen des ersten Webinars des Weltenergierats hatten die Teilnehmer die Möglichkeit, via Skype mit Thomas Puls, Senior Economist, Kompetenzfeld Umwelt, Energie, Infrastruktur vom Institut der deutschen Wirtschaft Köln, den Status Quo des Verkehrssektors zu begutachten und die globalen Herausforderungen und Instrumente zu diskutieren. Moderiert wurde das Webinar von WEC-Geschäftsführer Dr. Carsten Rolle.

Fazit war, dass die Dekarbonisierung des Straßenverkehrs nur als Teil einer Gesamtstrategie gelingen kann.

Bis dahin wird der Verkehrssektor weiterhin auf konventionelle Kraftstoffe wie Benzin, Diesel oder Erdgas angewiesen sein. Verbindliche, langfristig angelegte Reduktionsziele verbunden mit einer gezielten Bepreisung von Emissionen erlauben Planungssicherheit und erleichtern Investitionsentscheidungen.

International Expert Talks on Oil & Gas

12.–13. September 2018, Berlin

Bereits zum 7. Mal kooperierte der Weltenergierat – Deutschland mit der Stiftung Wissenschaft & Politik und konnte wieder hochspannende Gäste zu den Expert Talks on Oil & Gas begrüßen. Besonderes Highlight war die Key Note von U.S. Deputy Secretary of Energy Dan Brouilette, der die aktuelle Ausrichtung der US-amerikanischen Energiepolitik darlegte. Einen besonderen Fokus legte er in seiner Rede auf das Thema Liquefied Natural Gas (LNG).

Dr. Uwe Franke, Dr. Kirsten Westphal (SWP), Dr. Carsten Rolle und Dan Brouilette

Unter Chatham House Rules diskutierten die Experten in diesem Jahr unter anderem die Veränderungen des Investmentklimas in den Sektoren Öl und Gas aktuelle Entwicklungen im Bereich der E-Fuels. Auch die geopolitischen Entwicklungen und Positionen bereicherten erneut die Gespräche.

World Energy Week

8.–11. Oktober 2018, Mailand

Die World Energy Week ist die jährliche Zusammenkunft der führenden Vertreter der globalen Energie. Die einwöchige Veranstaltung wurde 2018 vom World Energy Council – Italien organisiert.

Sie bot wieder eine breite Palette von Aktivitäten und Networking-Möglichkeiten für die globale Energiegemeinschaft, einschließlich hochrangiger, exklusiver Sitzungen mit Ministern, CEOs und Energieentscheidern

Prof. Klaus-Dieter Barbknecht, Dr. Uwe Franke, Dr. Leonhard Birnbaum, Dr. Carsten Rolle

aus aller Welt. Neben Innovation und neuen Technologien standen Resilienz und Energiezugang auf der Tagesordnung.

Im Rahmen der World Energy Week waren alle Mitglieder des World Energy Council u. a. zur „Executive Assembly" eingeladen, der jährlichen Mitgliederversammlung. Auch die Future Energy Leaders (FEL) tagten.

Energietag 2018 – Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap

18. Oktober 2018 in Berlin

Rund 180 Energieexperten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik aus dem In- und Ausland kamen in die Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften am Gendarmenmarkt, um die Zukunft von Power-to-X Technologien und Märkten auf dem Energietag 2018 zu diskutieren.

In seiner Begrüßung betonte **Dr. Uwe Franke,** Präsident des Weltenergierat – Deutschland, dass synthetische Kraftstoffe ideale Produktionsbedingungen benötigen und nur mit dem Aufbau relevanter Märkte auch in Deutschland nutzbar werden. „Denn ohne eine stärkere internationale Kooperation wird eine Skalierung von PtX Technologien nicht gelingen", betonte Dr. Franke.

Dr. Jens Perner von Frontier Economic stellte die für den Weltenergierat erarbeitete Studie „Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap" vor. Die Ergebnisse zeigen:

PtX hat großes Potenzial, doch die zukünftige Entwicklung der Technologie hängt von einem komplexen Gefüge aus Innovationen, Investitionen und politischen Rahmenbedingungen ab.

Gleich zu Beginn seiner Keynote stellte **Dr. Jens Perner** klar, dass die vollständige Dekarbonisierung des deutschen Energieysystems nicht ohne synthetische Kraftstoffe möglich sein wird und lieferte damit gleich zu Beginn die Hauptmotivation der Studie. PtX Produkte sind für das deutsche Energiesystem aber auch für andere Staaten, die ihr Energiesystem nachhaltig und klimaschonend gestalten wollen, von großer Bedeutung. Das Potenzial, PtX Produkte in Deutschland in den erforderlichen Mengen herzustellen, ist gering – vielmehr müssten diese aus anderen Ländern der Welt importiert werden. Hier präsentierte Dr. Perner eine Weltkarte mit unterschiedlichen Ländern, kategorisiert gemäß ihrer Potenziale für die Herstellung und den Export von PtX Produkten.

Faktoren für einen geeigneten Standort für die Entwicklung der und die Investitionen in diese Technologie sind unter anderem das energetische Potenzial von erneuerbaren Energien und politisch-wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Auf der anderen Seite müsse auch ein glo-

Dr. Uwe Franke

Dr. Carsten Rolle

Dr. Jens Perner

baler Markt die Abnahme von PtX Produkten ermöglichen, um Investoren zu überzeugen. Anwendung finden Power-to-X Kraftstoffe unter anderem im Transportsektor, da diese ihren Vorteil der höheren Energiedichte gegenüber Batterielösungen ausspielen und bestehende Infrastruktur nutzen können.

Den Aufbau des internationalen PtX-Marktes weist die Studie daher mit drei zentralen Säulen aus: Technologie, Märkte und Nachfrage sowie Investitionen und Angebot. „Wir müssen daher jetzt anfangen die internationalen Kooperationen für großskalige Power-to-X Projekte aufzusetzen, um zeitnah Kostenreduktionen der PtX-Technologien zu erzielen. Die Politik muss die Rahmenbedingungen für synthetische Kraftstoffe so gestalten, dass Investitionen einerseits angereizt werden und anderseits die emissionsarmen Eigenschaften der PtX-Kraftstoffe durch die Nachfrager honoriert werden können."

PtX wird perspektivisch noch eine relevante Rolle in der Energiestrategie Deutschlands spielen, betonte der Parlamentarische Staatssekretär des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie **Thomas Bareiß** in seiner anschließenden Rede. Weltweit gäbe es noch 1,4 Mrd. Menschen ohne Strom, also auch ohne Wohlstand. Deutschland stünde nun mit anderen Ländern im Wettstreit um die Zukunft: Wer hat das beste Energiesystem? Dabei habe die Politik das Ziel, die Energiezukunft effizient, erneuerbar und nachhaltig unter der Erhaltung und Stärkung der eigenen Industrie zu gestalten. PtX habe dabei großes Potenzial, doch es gelinge nur in Kooperation mit anderen Ländern und den richtigen politischen Rahmenbedingungen, insbesondere auf Europäischer Ebene.

Thomas Bareiß

Dr. Matar Al Neyadi

Dr. Matar Al Neyadi, Undersecretary of the Ministry of Energy & Industry, Vereinigte Arabische Emirate, machte in seiner Ansprache deutlich, dass Politik die Konditionen für Investitionen in die Technologie verbessern müsste. PtX könne im Rahmen der Energiestrategie 2050 seines Landes einen wichtigen Beitrag leisten. Insbesondere im Winter verfügten die Emirate über einen großen Überschuss an Energie und damit an Potenzial zum Export.

Zu Beginn der inhaltlichen Diskussion wurden die Teilnehmer mit Hilfe des Umfrage-Tools Slido befragt, welche die wichtigsten Schritte zum Aufbau eines internationalen Power-to-X Marktes sind.

Willibald Meixner

In der anschließenden Diskussionsrunde zwischen Vertretern unterschiedlicher Industriesektoren wurden vor allem die Potenziale für die Nutzung von PtX Produkten in Deutschland erörtert.

Positiv gestimmt für eine zügige technische Weiterentwicklung ist **Willibald Meixner,** CEO bei der Siemens AG, Division Power and Gas. Generell liege Deutschland derzeit technologisch vorn bei PtX Technologien, doch große Anlagen werden an Standorten mit besseren Voraussetzungen für die kostengünstige Erzeugung von erneuerbarem Strom gebaut werden müssen. Synthetische Kraftstoffe und andere PtX Produkte werden perspektivisch günstiger werden, sie bleiben jedoch ohne politische Weichenstellung kaum wettbewerbsfähig im Vergleich zu fossilen Energieträgern. Er betonte, dass es hier Branchen geben werde, welche mehr Zahlungsbereitschaft zeigen werden als andere.

Besonders interessiert für die Nutzung von beispielsweise synthetischem Treibstoff zeigte sich die Verkehrsbranche, vertreten durch **Dr. Kurt-Christian Scheel,** Geschäftsführer beim Verband der Automobilindustrie. Die Kosten für die Herstellung müssen hierfür jedoch weiter sinken. Essentiell ist zudem die klimapolitische Anerkennung von CO_2 neutralen Treibstoffen. **Dr. Jörg Bergmann**, Sprecher der Geschäftsführung bei Open Grid Europe betonte besonders die Möglichkeit zur Nutzung der bereits vorhandenen Infrastruktur für Kohlenwasserstoff basierte Energieträger. Insbesondere das Erdgasleitungsnetz als auch die Anwendungsinfrastruktur sind bereits vorhanden und können mit geringem Aufwand auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden – sei es im Automobil-, Flug- oder Wärmebereich. Während die Automobilbranche bereits selbst in PtX-Forschung investiert, wird die Technologie im Luftverkehr noch wenig diskutiert, berichtet **Uta Maria Pfeiffer**, Leiterin Nachhaltigkeit beim Bundesverband der Luftfahrt. Mit dem globalen Klimaschutzinstrument CORSIA wird sich die Luftfahrtbranche verstärkt mit CO_2-freien und schadstoffarmen Treibstoffen beschäftigen, auch und gerade PtX Produkte können hier entscheidend zum Einsatz kommen.

Dr. Kurt-Christian Scheel

Prof. Dr.-Ing Christian Küchen, Geschäftsführer beim Mineralölwirtschaftsverband (MWV e. V.), verweist auf die Notwendigkeit von flüssigen Energieträgern, insbesondere in der chemischen Industrie. Hier gilt es abzuwägen, welche Maßnahmen und Energieträger die größtmögliche Emissionsreduzierung ermöglichen, bei gleichzeitiger Kosteneffizienz und induzierten Emissionen über den Lebenszyklus hinweg.

Nach der Mittagspause präsentierten die Organisatoren des World Energy Congress, im speziellen **Jorge Camara**, Deputy CEO des World Energy Congress 2019 in Abu Dhabi, einen ersten Ausblick auf den alle drei Jahre stattfindenden Kongress. Die 24. Auflage des Großevents findet vom 9.–12. September 2019 in der Hauptstadt der Vereinigten Arabischen Emirate, Abu Dhabi, statt. Mit über 250 hochrangigen Sprechern, Delegierten aus über

Ewa Rózynska

150 Ländern und mehr als 15.000 erwarteten Teilnehmern ist der World Energy Congress die größte Netzwerkveranstaltung von führenden Entscheidungsträgern im Energiesektor weltweit. Der Weltenergierat – Deutschland unterstützt die Teilnahme und Präsenz der deutschen Repräsentanten maßgeblich und organisiert darüber hinaus ein Rahmenprogramm für die deutsche Delegation.

Der Nachmittag wurde mit einem fachlichen Streitgespräch zwischen Wirtschaft, Politik und der Kooperationsplattform IEA eröffnet, bei dem sich **Steffen Eppler** (Corporate Office Automotive System Integration bei Robert Bosch GmbH), **Uwe Remme** (Energy Analyst bei der International Energy Agency, IEA) und **Mark Helfrich** (Mitglied des Bundestages, CDU/CSU Fraktion) gegenüber standen.

Aus Sicht der Industrie eröffnen Power-to-X-Technologien eine weitere Möglichkeit, aktiv an der Reduzierung des Treibhausgasausstoßes zu arbeiten und gleichzeitig das Potenzial, die Technologieführerschaft deutscher Unternehmen zu etablieren. Für den IEA-Experten ist PtX keineswegs ein neues Thema, vielmehr bieten einzelne Anwendungen wie beispielsweise die Nutzung von Power-to-Ammonia die Möglichkeit, gänzlich auf CO_2 in der Wertschöpfungskette in bestimmten Anwendungsfällen zu verzichten. Zu bedenken gibt er jedoch, dass die Direktelektrifizierung gerade im Strom- und Mobilitätssektor deutlich effizienter ist und PtX sich hier nur über die Systemkosten im Lebenszyklus behaupten kann. Dies bedarf seiner Meinung nach einer fallspezifischen Untersuchung.

Mit Blick auf die politische Durchsetzbarkeit fokussiert sich Mark Helfrich auf die Akzeptanz neuer Technologien und bescheinigt PtX den großen Vorteil, dass bei dessen Einsatz die Nutzung von CCS-Technologien vermieden werden kann. Gerade CCS kämpft immer wieder mit öffentlicher Akzeptanz. Nicht zuletzt können synthetisch erzeugte Gase in Teilen in der bestehenden Gasinfrastruktur eingesetzt werden. Somit sind die erforderlichen Investitionen in entsprechende Infrastrukturen bereits getätigt.

Dr. Jan Wurzbacher

Steffen Eppler

Im Anschluss an das Streitgespräch präsentierten Innovatoren im Bereich der Power-to-X Technologienaktuelle Entwicklungen und Anwendungen. **Nils Aldag** (CCO der Sunfire GmbH) stellte die technischen Lösungen von Sunfire vor. Diese stellen mit Hilfe von modularen Elektrolyseuren verschiedene Anwendungsbereiche wie Wasserstoff in der industriellen Nutzung oder industrielle Grundstoffe zum Einsatz in Raffinerien her. Zur Herstellung werden hierbei lediglich Wasser, Strom aus erneuerbaren Quellen und CO_2 benötigt. Anwendungsfälle wie der Einsatz als Speichermedium zur Stabilisierung des Stromnetzes und der Einsatz im Nahverkehr mit Wasserstoffbussen wurden von **Kerstin Gemmer-Berkbilek** (Head of R&D and H2 Technology Development, Framatome/Covalion) präsentiert. Sie verwies auf den bereits heute kostendeckenden Einsatz dieser Technologien, welche jedoch einzelfallspezifisch geprüft werden müssen.

Der Vertreter der thyssenkrupp AG, **Dr. Markus Oles** (Head of Technology Strategy & Projects) stellte das Carbon2Chem®-Projekt vor, bei dem die Verwendung von CO_2 durch die Abscheidung aus den metallurgischen Prozessen in einen Kreislaufprozess überführt werden. Das CO_2 wird als Basis zur Herstellung weiterer chemischen Grundstoffe verwendet. Den Abschluss der Anwendungsbeispiele übernahm **Dr. Jan Wurzbacher** (Director, Founder and Member of the Board bei Climeworks AG), der den erfolgreichen Einsatz des sogenannten Carbon Air Capturing präsentierte. Mit Hilfe ihrer Anlage ist die Filterung von CO_2 aus der Umgebungsluft möglich, das CO_2 kann anschließend in verschiedenen Prozessen wie beispielsweise der Getränkeindustrie aber auch als Rohstoff für die Herstellung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen genutzt werden. Mit europaweit 14 Anlagen

ist die Technologie bereits erprobt und wird wirtschaftlich kostendeckend eingesetzt.

Den Blick über den deutschen Tellerrand wagte im abschließenden, internationalen Panel unsere Moderation **Sonja van Renssen**. Die Teilnehmer des Panels repräsentierten die potenziellen Lieferländer für synthetische Kraft- und Brennstoffe, die in Rahmen der Studie "Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap" vertiefend analysiert wurden. Mit **Badr Ikken** (Director General, IRESEN Institut de Recherche en Energies Solaires et Energies Nouvelles, Morocco) präsentierte ein ausgewiesener Experte für erneuerbare Energien die Perspektive des nordafrikanischen Landes. Erneuerbare Energien haben sich innerhalb der letzten zehn Jahre auch in Marokko als die Technologie der Wahl zu Stromerzeugung etabliert. Aktuell ist das Land dabei, weitere Anwendungsbereiche zu erkunden. Insbesondere Power-to-Ammonia zur Herstellung von Ammoniak als Grundstoff für die nationale chemische Industrie steht hierbei im Fokus. Aufgrund der hohen Importabhängigkeit von Rohstoffen wird Marokko mittelfristig mögliche, erzeugte PtX- Produkte für sein eigenes Land verwenden, langfristig kann ist jedoch auch der Export von synthetischen Kraftstoffen vorstellbar.

Paul van Son (CEO of Dii Desert Energy sowie Country Chair MENA & Turkey, innogy SE) bringt einen großen Erfahrungsschatz bei der Erzeugung von erneuerbaren Energien und dem Export derselben mit. Das Desertec-Projekt ist zwar aufgrund vielfältiger Herausforderungen bisher nicht realisiert worden, kann aber als lehrreiches Beispiel insbesondere bei der Auswahl potenzieller Produktionsstandorte dienen. Aus seiner Sicht ist essenziell, dass die Gestehungskosten für erneuerbare Energien und damit verbunden synthetische Kraft- und Brennstoffe auf ein bezahlbares Maß sinken und die Abnehmermärkte entsprechende Sicherheiten zur Abnahme von ebenjenen Kraftstoffen garantieren.

Norwegen wurde exemplarisch als europäisches Land ausgewählt, da es aufgrund enormer Potenziale von erneuerbaren Energien und einer etablierten Kohlenwasserstoffindustrie prädestiniert ist für erste länderübergreifende Pilotprojekte. **Tobias F. Svennigsen** (Minister Counsellor at Royal Norwegian Embassy Berlin) verwies auf erste Pilotprojekte, bei denen eine Kohlenstoffabscheidung bei Erdgas stattfindet und das entstehende CO_2 mittels CCS zunächst in Untergrundspeichern gelagert wird. Kritisch sieht er aktuell die relativ geringe Größe dieser Projekte sowie die Akzeptanz in der Bevölkerung.

Mit einer Vertreterin aus Australien und einem Vertreter aus Japan bot das Panel zudem ein erstes Praxisbeispiel,

Alison Reeve

wie die Kooperation zum Import von synthetischen Wasserstoff in die Praxis umgesetzt werden kann. **Alison Reeve,** (Director Clean Energy Technology Innovation, Department of the Environment and Energy, Australien) erläuterte, dass sich durch PtX und die synthetische Erzeugung von beispielsweise Wasserstoff durch erneuerbare Energien ein neuer Markt für bisher ungenutztes Potenzial in Australien eröffnet. Klare Mengen- und Preissignale sind aus ihrer Sicht erforderlich, um den Aufbau einer entsprechenden Produktion in Australien zu realisieren.

Für **Tadashi Ito** (Head of Decarbonization Advancement Office, Chiyoda Corporation, Japan) sind dies ideale Voraussetzungen für mögliche Kooperationen. Japan strebt nach der Reduzierung von direkten CO_2-Emissionen in der Wirtschaft, hat aber als prioritäres Ziel eine sichere Energieversorgung ausgegeben. Als erstes Beispiel für die reale Umstellung auf Wasserstoff nannte er den Transportsektor. Ein Beispiel ist die sukzessive Umstellung auf Wasserstoffbetrieb der gesamten Busflotte in Tokio.

Tadashi Ito (Head of Decarbonization Advancement Office, Chiyoda Corporation, Japan)

Resümierend lässt sich feststellen, dass die internationalen Gäste eine wachsende Bedeutung für Power-to-X im globalen Energiesystem sahen und den zunehmenden Fokus positiv bewerteten.

5th Baltic Sea Round Table

19. Oktober 2018, Berlin

Deutschland fungierte erstmals als Gastgeber des Treffens der WEC-Mitgliedskomitees der Ostseeanrainerstaaten zum sogenannten Baltic Sea Roundtable. Das Treffen fand bei 50Hertz Transmission GmbH statt.

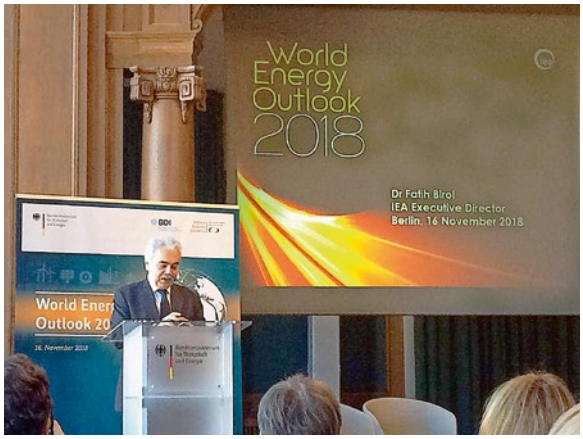
Bereits zum 5. Mal fand dieses Treffen statt, bei dem jedes Teilnehmerland mit einer kleinen Delegation vertreten war. Im Fokus standen der Austausch zu Transportnetzen und Kooperationen im Ostseeraum sowie die aktuelle energiepolitische Situation in den jeweiligen Ländern. Am Vortag nahmen die internationalen Gäste die Gelegenheit zur Teilnahme am Energietag des Weltenergierat – Deutschland wahr.

World Energy Outlook 2018

16. November 2018, Berlin

In enger Zusammenarbeit mit dem BMWi, dem BDI und dem Weltenergierat – Deutschland stellte Dr. Fatih Birol, Exekutivdirektor der Internationalen Energieagentur (IEA), wieder das Zahlenwerk des World Energy Outlooks in Berlin vor.

Nach der Begrüßung durch den diesjährigen Gastgeber Thomas Bareiß, Parlamentarischer Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Dr. Uwe Franke, Präsident des Weltenergierat – Deutschland folgte die Präsentation durch Dr. Fatih Birol. Der WEO legte dieses Mal den besonderen Fokus auf die Themen „Entwicklung des Stromsektors“ und „Transformation der erdöl- und gasproduzierenden Länder“. Laut Dr. Birol sei Strom ein Schwerpunktthema, weil der Stromverbrauch weltweit doppelt so schnell wachse, wie der gesamte Energieverbrauch.



Im aktuellen Bericht wird die globale Entwicklung der Energieversorgung in drei Szenarien aufgezeigt: „New Policies“, „Current Policies“ und „Sustainable Development“. Im New Policies Scenario, das die IEA als das zentrale Szenario klassifiziert, sind die aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen einschließlich angekündigter Vorhaben berücksichtigt.

Die wichtigsten Erkenntnisse in diesem Szenario (Zahlen für 2040 im Vergleich zu 2017):

- Der weltweite Primärenergieverbrauch nimmt bis 2040 um 27 % bzw. durchschnittlich um 1,0 % jährlich zu. Ursache hierfür ist ausschließlich der Anstieg in den nicht-OECD-Ländern.
- Trotz der relativen Reduktion fossiler Energien am gesamten Energieverbrauch von 81 % auf 74 %, steigt deren Gesamtnachfrage in absoluten Größen um 16 % bis 2040 an.
- Die globale Stromnachfrage erhöht sich um 57 %. 66 % der Steigerung entfallen auf die Region Asien/Pazifik. Dort verdoppelt sich der Stromverbrauch nahezu bis 2040. In China beträgt der Zuwachs 70 %, in Indien sogar 184 % (in der EU: 7 %).

Die Ergebnisse der Präsentation wurden in einer anschließenden Runde, moderiert von Dr. Christoph Reichle, BMWi, mit folgenden Experten diskutiert: Thomas Bareiß, Parlamentarischer Staatssekretär, BMWi; Dr. Uwe Franke, Präsident, Weltenergierat – Deutschland; Dr. Timur Gül, Leiter Energy Policy Division, IEA; Prof. Dr. Hans-Martin Henning, Leiter Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Fraunhofer ISE; Dr. Suzanna Zapreva, Vorstandsvorsitzende, enercity AG

World Energy Scenarios Workshop

6. Dezember 2018, Berlin

Die internationale Arbeitsgruppe zu den Szenarien des World Energy Council unter Leitung des Vorsitzenden der Studiengruppe Ged Davis und Angela Wilkinson, Senior Director of Scenarios und Business Insights kamen am 6. Dezember 2018 für einen eintägigen Workshop in Berlin zusammen. In den Räumlichkeiten der Berliner Repräsentanz von innogy fanden die 25 Experten ideale Bedingungen vor, um sich kritisch mit der Weiterentwicklung der „Grand Transition“ und den drei Szenarien „Mo-

dern Jazz“, „Unfinished Symphony“ und „Hard Rock“ auseinanderzusetzen.

In verschieden Sessions wurden unter anderem die kritischen Faktoren betrachtet, die die zukünftige Rolle des Megatrends der Urbanisierung prägen und welche Auswirkungen diese im energetischen Kontext haben werden. Abschließend diskutierten die Experten die Gewichtung relevanter Parameter, wie Wirtschaftswachstum und technologische Entwicklungen in den jeweiligen Szenarien. Die Ergebnisse und Reflexionen dieses Workshops werden durch das Londoner Szenario-Team ausgewertet und fließen direkt in die europäische Betrachtung im Rahmen der World Energy Scenarios 2019 ein, welche im September 2019 auf dem World Energy Congress in Abu Dhabi präsentiert werden.

PtX-Studie @ COP 24

13. Dezember 2018, Kattowitz

In diesem Jahr fand zum 24. Mal die UN-Klimakonferenz statt. Dieses Mal unter der Leitung Polens in Kattowitz. Im Vorfeld bestimmte der Anfang Oktober veröffentlichte IPCC die Diskussionen und stellte die Auswirkungen der Erderwärmung auf 1,5 Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau im Kontext der globalen Treibausgasemissionen dar. Der Report mahnt die Staatengemeinschaft nochmals eindringlich, seine Aktivitäten, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, zu verstärken. Vor diesem Hintergrund stellte Dr. Jens Perner von Frontier Economics auf Einladung des Marokkanischen Ministerium für Energie, Bergbau, Wasser und Umwelt und des Forschungsinstituts für Solarenergie und neue Energien (IRESEN) die Ergebnisse der Studie „Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap“ vor. Die Veranstaltung mit dem Titel „Power-to-X: a key element towards ZERO emission Societies“ diskutierte neben den globalen Anforderungen an einen Power-to-X Markt, die Rolle der Industrie- vertreten durch Dr. Volkmar Pflug von Siemens und potenzielle Exporte von synthetischen Kraftstoffen hergestellt in Marokko.

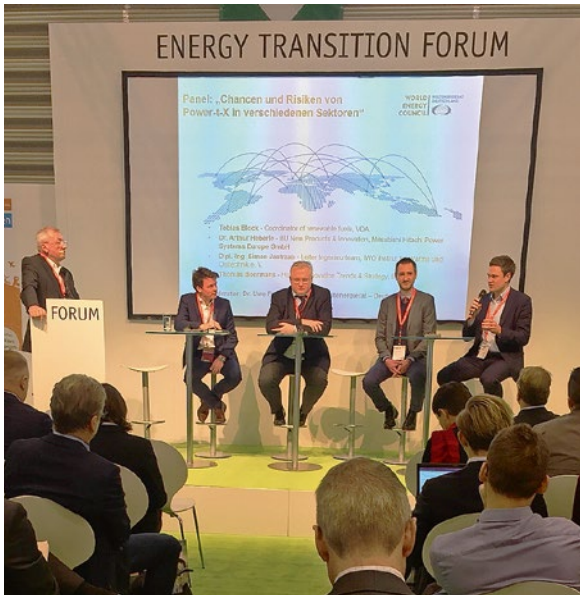
2. Workshop „Kommunikation“

29. Januar 2019, Berlin

Nach dem 1. Workshop „Kommunikation“ im August 2018 haben wir die Zusammenarbeit mit unseren Mitgliedern insbesondere im Rahmen von Veranstaltungen und der Online-Kommunikation erfolgreich verstärkt.

Mit dem 2. Workshop „Kommunikation“ setzen wir dieses erfolgreiche Format fort und wollen es kontinuierlich weiterentwickeln. Zu dem Workshop waren alle Kolleginnen und Kollegen eingeladen, welche für die in- und externe Kommunikation in den Mitgliedsunternehmen verantwortlich sind, eingeladen.

Ziel ist es, den regelmäßigen Austausch innerhalb dieses Arbeitskreises fortzusetzen und insbesondere die Aktivitäten für 2019 mit dem Ausblick auf den World Energy Congress in Abu Dhabi abzustimmen: Wie lassen sich Inhalte und Formate gewinnbringend teilen? Welche Themen und Beiträge haben höchste Relevanz? Wie lässt sich die Sichtbarkeit Ihrer Mitgliedschaft im Weltenergierat erhöhen unter Wahrung unseres Neutralitätsgrundsatzes?



E-world energy & water – Der Weltenergierat auf dem Energy Transition Forum

6. Februar 2019, Essen

Der Weltenergierat war 2019 erneuter Kooperationspartner der E-world energy & water in Essen. Wir engagierten uns erstmals im Rahmen des Energy Transition Forum und präsentierten hier die Power-to-X Roadmap und deren Bedeutung für den internationalen Klimaschutz. Annähernd 120 Interessierte fanden sich ein, um sich über Chancen und Risiken von Power-to-X zu informieren. In der anschließenden Podiumsdiskussion diskutierten Experten von E.ON, IWO, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe und dem VDA die aktuellen Herausforderungen für PtX-Technologien. Start-up Pitches von Ineratec aus Karlsruhe, WeLoveEnergy aus Berlin sowie VPP Powerplant aus Warschau unter Moderation von Dr. Uwe Franke, rundeten das Programm ab.

Global Gas Centre des World Energy Council tagt in Berlin

15. März 2019, Berlin

Mitte März lud das Global Gas Centre des World Energy Council seine Mitglieder zu einer Versammlung zum Thema „The Role of Natural Gas and its Interaction with Renewables" nach Berlin ein. Prof. Dr. Friedbert Pflüger begrüßte die internationalen Experten als Kooperationspartner und moderierte die Diskussion.

Unter den Rednern aus Wissenschaft und Wirtschaft war auch Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierat, der die Ergebnisse der Studie „Internationale Aspekte eine Power-to-X Roadmap" vorstellte. In seinem Vortrag machte Herr Dr. Rolle deutlich: „Wir brauchen erneuerbare Moleküle, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Hierfür braucht es neue internationale Partnerschaften."

Aus den Präsentationen und Diskussionen wurde sichtbar, wie präsent das PtX-Thema in der Gaswirtschaft im In- und Ausland bereits ist. Insbesondere die internationale Dimension im Hinblick auf die Produzenten-Länder rückt in den Mittelpunkt, d. h. ein globaler Markt für PtX-Produkte, die notwendige Infrastruktur, neue Handelsbeziehungen und geopolitische Implikationen.

Es wird eine rasche technologische Entwicklung insbesondere von Elektrolyseuren vorausgesagt, die ca. eine Verzehnfachung der Kapazität alle fünf Jahre annimmt. Die Branchen – Strom und Gas – rücken zusammen, so existieren bereits einige Kooperationen zwischen Unternehmen beider Bereiche, wie beispielsweise Tennet und Gasunie.

Es sind aber noch viele Fragen offen, insbesondere im Hinblick auf politische Rahmenbedingungen und Instrumente, die die technische und wirtschaftliche Entwicklung auf nationaler Ebene und vor allem auch auf europäischer oder sogar globaler (G20) Ebene flankieren müssten.

Im Anschluss wurden die internationalen Gasexperten zu den „Energiegesprächen am Reichstag" eingeladen, welche zum Thema "Gas – Partner for a Decarbonized Economy" ausgerichtet wurden. Bei dieser Gelegenheit wurde vor allem die nationale Politik adressiert. Es sprach u. a. Thorsten Herdan, Abteilungsleiter im BMWi.

Weltenergierat – Deutschland und DIHK hosten CEO Roundtable mit ADNOC

18. März 2019, Berlin

Die Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) ist der staatliche Ölkonzern des Emirats Abu Dhabi, in dem sich mehr als 90 Prozent der Ölreserven der Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) befinden. Insgesamt verfügen die VAE über die siebtgrößten Ölreserven und ADNOC gilt als eine der größten Ölgesellschaften weltweit.

Dr. Sultan Al Jaber ist neben seiner Funktion als Staatsminister im VAE Außenministerium insbesondere CEO von ADNOC. Er übernahm die Konzernführung der ADNOC im Februar 2016 und betreibt eine umfassende und ambitionierte Modernisierungsagenda. Mit den Reformen will er die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Konzerns und dessen Wertschöpfung in den VAE steigern. Gleichzeitig sollen die Absatzmärkte (Asien) und die Geschäftsfelder der Zukunft (Petrochemie) gesichert werden. Zudem setzt er auf Expansion und Wachstum.

Auf dem Foto: Dr. Carsten Rolle, (GIZ), Dr. Sultan Al Jaber (Staatsminister VAE & CEO ADNOC), Dr. Uwe Franke, S. E. Ali Abdulla Al Ahmed (Botschafter VAE in Berlin), (DIHK) v.l.n.r.

All dies soll mit Hilfe eines im November 2018 verabschiedeten Investitionsplans mit einem Investitionsvolumen von über 132 Mrd. USD bis 2023 verwirklicht werden.

Energy@TheEmbassy – Niederländische Botschaft – Energiepolitisches Forum zur Wasserstoffwirtschaft

19. März 2019, Berlin

Mit seinem Format Energy@TheEmbassy baut der Weltenergierat – Deutschland die erfolgreichen Kooperationen mit verschiedenen Botschaften in Berlin aus. Im Rahmen dieser ersten Veranstaltung stellt der WEC – Deutschland die Studie „Hydrogen – industry as a catalyst, accelerating the decarbonisation of our economy to and past 2030“ des WEC Niederlande den deutschen Experten vor. Energy@TheEmbassy fungiert hierbei als Plattform, die die nationale Diskussionen zum Thema Energie in den internationalen Kontext setzt und den globalen Austausch fördert.

Vorgestellt wurde die Studie durch Dr. Jan Willem Velthujisen (Chief Economist PwC Niederlande & WEC Niederlande). Nach der Studienpräsentation diskutierten hochrangige politische Gesprächspartner aus den Niederlanden und Deutschland die zukünftige Rolle von Wasserstoff im Wirtschaftskreislauf.

Dabei wurde deutlich, dass die Niederlande bereits die regulatorischen Weichen für eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff stellen. Noe van Hulst, Wasserstoffgesandter im niederländischen Wirtschaftsministerium sagte hierzu, sein Land wolle sämtliche Förderinstrumente öffnen für „alles, was CO_2 reduziert“. Das schließe Wasserstoff, ob blau oder grün, mit ein.

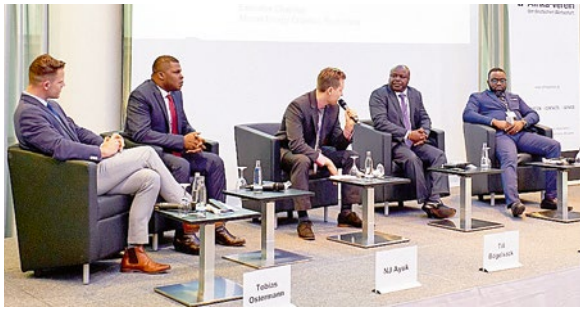
Deutschland agiert dagegen weiterhin eher zögerlich. Frank Bonaldo, Referatsleiter Energiewende in der Mobilität & Kraftstoffmärkte im BMWi, dämpfte die Erwartungen. Deutschland habe noch keine umfassende Wasserstoffstrategie. Auch sei noch nicht darüber entschieden, ob bis 2050 80 oder 95 Prozent CO_2 eingespart werden sollen, was aber insbesondere für grünen Wasserstoff ein „Gamechanger“ wäre. Sein Ministerium sei dabei, eine Power-to-X-Roadmap zu entwickeln.

Dr. Rolle betonte, dass grüne Moleküle für eine Energiewende notwendig sind und wir deshalb jetzt damit beginnen müssen, einen Markthochlauf für die entsprechenden Power-to-X Technologien anzustoßen. Am Ende unterstrich van Hulst die Notwendigkeit einer gemeinsamen, europäischen Politik zur Förderung der Wasserstoffnutzung. „Das sollte Priorität der EU-Kommission sein.“ Denn sicher sei, dass ein Markt für Wasserstoff entstehen werde und künftige Konkurrenten etwa aus Asien dabei ein hohes Tempo an den Tag legten. Es gebe „zu wenig Zeit und zu wenig Geld“, dass jedes EU-Land die Technik für sich selbst entwickle.

13. Deutsch-Afrikanisches Energieforum

27.–28. März 2019, Hamburg

Der Afrika-Verein der deutschen Wirtschaft organisierte in diesem Jahr zum 13. Mal das German-Energy Forum in Hamburg und der Weltenergierat konnte in bewährter



Weise als Kooperationspartner das High-Level-Meeting unterstützen. Eine Vielzahl an Ministern und hochrangige Entscheidungsträger aus Afrika trafen Vertreter der deutschen Wirtschaft und ebenso Mitglieder des Weltenergierat – Deutschland. Schwerpunkt des Forums waren die Förderung der Kooperationsmöglichkeiten zwischen afrikanischen Staaten und Deutschland sowie die Verbesserung der Finanzierungsbedingungen für Projekte im Energiesektor.

Ergänzt wurden die Schwerpunkte durch thematische Fachdiskussionen, bei denen die beiden Young Energy Professionals Till Bögelsack und Martin Möller die Moderation für jeweils ein Panel übernahmen. Während Till Bögelsack sich der zukünftigen Rolle von „Waste-to-Energy“ im afrikanischen Energiemix annahm, moderierte Martin Möller eine Session zur Nutzung des erzeugten Solarstroms auf dem Kontinent, sowohl in der Direktstromnutzung als auch in Form von Power-to-X.

Young Energy Professional-Treffen bei Baringa

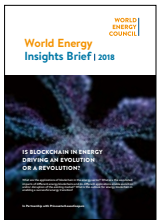
30. März & 1. April 2019, Düsseldorf

Die Young Energy Professionals des Weltenergierats trafen sich zum ersten Netzwerktreffen im Jahr 2019 in Düsseldorf. Ein Mitglied der YEP übernimmt jeweils die Gastgeberrolle für das Netztreffen und diesmal lud Ioana Dinu von Baringa Consulting LLP in deren Räumlichkeiten ein. Ein lockeres Get-Together am Vorabend war der ideale Auftakt für ein informatives und produktives Programm am Folgetag.

Der Netzwerktag startete traditionell mit der Präsentation der aktuellen Themenbereiche ausgewählter YEP-Mitglieder – es stellten insgesamt drei YEPs ihre Aktivitäten bei Baringa Consulting, Fraunhofer Umsicht und E.ON SE vor. Im Anschluss gaben Senior Experten von Baringa Einblicke zu den aktuellen Entwicklungen im Bereich von Algorithmischem Trading sowie Power Purchase Agreements in Europa.

Darüber hinaus wurde die Weiterentwicklung der eigenen YEP Projekte diskutiert und geplant. So engagieren sich die YEPs weiterhin mit einem eigenen Mentoring-Programm für Berufsanfänger und beim jährlichen Young Energy Forum.

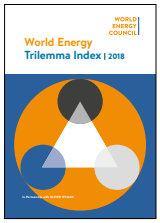
5.2 Publikationen 2018/2019



World Energy Insights – Blockchain: Anthology of Interviews & Insights Brief

Oktober 2018

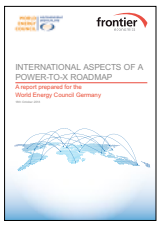
Der Insight Brief evaluiert die Reife der Blockchain-Technologie im Energiebereich, ihr Potenzial und mögliche Hemmnisse. Es wurden Unternehmen befragt, um herauszufinden, wie diese mit dem Blockchain-Hype umgehen.



World Energy Trilemma Index 2018

October 2018

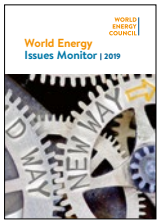
Der Energy Trilemma Index des Weltenergierates ordnet die Energieleistung der Länder in den drei Dimensionen Energiesicherheit, Energiegerechtigkeit und ökologische Nachhaltigkeit ein, basierend auf globalen und nationalen Daten. Die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts der dre Dimensionen im Rahmen des raschen Übergangs zu dezentralen, dekarbonisierten und digitalen Systemen ist eine Herausforderung: Es besteht die Gefahr passiver Kompromisse zwischen gleichermaßen kritischen Prioritäten.



Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap

Oktober 2018

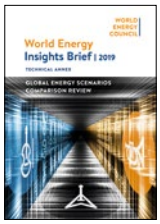
Die Entwicklung eines globalen Marktes für Power-to-X aus Deutschland heraus ist eine industriepolitische Chance und klimapolitisch ein Schlüsselfaktor für ein CO_2-freies Energiesystem. Die Studie liefert die Roadmap zur Entwicklung von Power-to-X Technologien.



World Energy Issues Monitor – Managing the Grand Transition

Februar 2019

Anlässlich des 10-jährigen Jubiläums des World Energy Issues Monitor hat eine Rekordzahl von fast 2.300 weltweit führenden Entscheidern von Energieunternehmen aus 86 Ländern an der Umfrage mitgewirkt. Der World Energy Issues Monitor 2019 bietet durch die Analyse kritischer Fragen, sieben globale, sechs regionale und 50 nationale Themenkarten sowie ein interaktives Online-Tool, das in Zusammenarbeit mit dem Partner des Weltenergierates, Arup, entwickelt wurde.



World Energy Insights Brief – Global Energy Scenarios Comparison Review

April 2019

Im Hinblick auf den 24. Weltenergiekongress erneuert der World Energy Council seine globalen Szenarien. Der Fokus liegt diesmal auf der „Innovationswende bis 2040“ und der Verwendung von Szenarien zur Erforschung und Steuerung neuer exponentieller Wachstumschancen zur Beschleunigung einer erfolgreichen Energiewende in einer Ära epischer und disruptiver Innovationen. Im Rahmen der Aktualisierung hat der WEC eine Vergleichsstudie über globale Energieszenarien durchgeführt, um die weitere Plausibilität, Relevanz und Herausforderungen seines eigenen bestehenden Szenarios, der World Energy Scenarios 2016, zu testen. Durch den Vergleich der Methodik, Erzählungen und Annahmen, die mit einer Reihe von Initiativen und Studien zu globalen Energiezukunft verbunden sind, möchte der World Energy Council seinen Mitgliedern ein klareres Verständnis und neue Erkenntnisse über die Energiewende vermitteln. Gleichzeitig können die Mitglieder sich besser auf den Austausch mit Politik und Wirtschaft vorbereiten und ebenso ihre Entscheidungsgrundlage für zukünftige Entscheidungen verbessern.

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG
(Stellvertreter des Präsidenten)
Prof. Dr. Klaus-Dieter Barbknecht
(Schatzmeister)
Stefan Dohler, EWE Aktiengesellschaft
Prof. Dr.-Ing. Dominik Godde,
Deutsches TalsperrenKomitee e. V.
Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
Hans-Dieter Kettwig, Enercon GmbH
Andreas Kuhlmann, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Wolfgang Langhoff, BP Europa SE
Dr. Frank Mastiaux, EnBW AG
Mario Mehren, Wintershall Holding GmbH
Willibald Meixner, Siemens AG Power and Gas
Dr. Klaus Schäfer, Covestro Deutschland AG
Boris Schucht, 50Hertz Transmission GmbH
Dr. Axel Stepken, TÜV SÜD AG
Dr. Johannes Teyssen, E.ON SE

Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott
Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Samuel Alt, Siemens AG
Reiner Block, TÜV SÜD AG
Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
Vera Brenzel, E.ON SE
Katrin Düning, Enercon GmbH
Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
Tobias Kempermann, EWE Aktiengesellschaft
Arnulf Nöding, Framatome GmbH
Alexander Nolden, RWE AG
Andreas Renner, EnBW AG
Robert Schachtschneider, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Dr. Christoph Sievering, Covestro Deutschland AG
Dr. Peter Westhof, Wintershall Holding GmbH

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
Nicole Kaim-Albers (ab März 2019)
Christoph Menzel (bis April 2019)
Flavia Jakob (ab Januar 2019)
Robin Höher (ab Februar 2019)
Claudia Coffey (bis Januar 2019)

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
Javiera Aldunate B., World Energy Council – Chile
Volker Bartsch, DVGW e. V.
Carsten Bieler, VDA
Tobias Block, VDA
Martin Duchenski, Covestro
Géraldine Duffour, Enerdata
Dr. Christoph Gaedicke, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Daniel Genz, LEAG
Markus Groissböck, Siemens AG
Enno Harks, BP Europa SE
Robin Höher, Weltenergierat – Deutschland e. V.
Ulrike Hörchens, TenneT
Dr. David Ramin Jalilvand, Orient Matters GmbH
Dr. habil. Jörg Jasper, Energie Baden-Württemberg AG
Nicole Kaim-Albers, Weltenergierat – Deutschland e. V.
Burkhard von Kienitz, E.ON SE
Dr. Peter Klüsener, Siemens AG
Dr. Stephan Krieger, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
Christoph Menzel, Weltenergierat – Deutschland e. V.
Christiane Nowotzki, Framatome GmbH
Karine Pollier, Enerdata
Dr. Carsten Rolle, Weltenergierat – Deutschland e. V.
Dr. Stefan Ulreich
Jens Völler, Team Consult, G.P.E. GmbH
Dr. Kirsten Westphal, Stiftung Wissenschaft und Politik
Roman Zurhold, dena

Mitglieder Weltenergierat – Deutschland

50Hertz Transmission GmbH
agility GmbH
Amprion GmbH
A.T. Kearney GmbH
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BP Europa SE
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne)
CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB
Covestro AG
DEA Deutsche Erdoel AG
DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (DVFG)
Deutsches ITER-Industrie Forum e. V. (dIIF)
Deutsches TalsperrenKomitee e. V. (DTK)
DNV GL SE
DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
EEX European Energy Exchange AG
e-regio GmbH & Co. KG
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Enercon GmbH
Enerdata
ENGIE Deutschland AG
E.ON SE
Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
EWE Aktiengesellschaft
ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
FairGrid
FDBR – Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e. V.
Forschungszentrum Jülich GmbH
Framatome GmbH
Freshfields Bruckhaus Deringer LLP
GASAG Berliner Gaswerke AG
Gazprom Germania GmbH
Go2-markets GmbH
Horváth & Partner GmbH
Institut für Wärme- und Oeltechnik e. V. (IWO)
Kerntechnik Deutschland e. V. (KernD)
M.A.M.M.U.T Electric GmbH
MAN Energy Solutions SE
Marquard & Bahls Aktiengesellschaft
Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH
N-ERGIE Aktiengesellschaft
Oliver Wyman AG
OMV Deutschland GmbH
PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
Robert Bosch GmbH
RWE AG
Siemens AG Power Generation
TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
Technische Universität Bergakademie Freiberg
TenneT TSO GmbH
Thomas Kraneis
thyssenkrupp Industrial Solutions AG
TÜV SÜD AG
UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.
VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)
VERBUND AG (Austria)
VGB PowerTech e. V.
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
Wintershall Holding GmbH

Young Energy Professionals (YEPs)

Johannes Antoni, IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.
Daniel Bärenheuser, iceBaum GmbH
Christina Beestermöller, Alliander AG
Annika Behnen, Total S.A
Till Bögelsack, EEW Energy from Waste GmbH
Dr. Kristina Bognar, Schneider Electric GmbH
Mengü Cetinkaya, Uniper Kraftwerke GmbH
Ioana Dinu, Baringa Partners LLP
Ulrike Hinz, 50Hertz Transmission GmbH
Martin Jager
Frederike Jung, Uniper SE
Martin Keim, SWP Berlin Stiftung Wissenschaft und Politik
Nikolas Klausmann, Humboldt Universität zu Berlin
Johannes Krause, NetzeBW
Ketki Mahajan, Emissions Reduzierungs Concepte GmbH
Christoph Menzel, Weltenergierat – Deutschland
Dr. Martin Möller, innogy SE
Dr. Steven Müller, Integrated Project Analysis
Shuba Pallavi, Technische Universität Berlin
Hannes Preißler, Pöyry Management Consulting
Annkathrin Rabe, innogy SE
Anna Raiß, ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.
Arne Rawert, innogy SE
Fabian Reetz, Stiftung Neue Verantwortung e. V.
Nicolas Schmid, ETH Zurich
Andreas Schröder, Uniper/IEA International Energy Agency
Irina Stamo, IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.
Sebastian Stießel, Fraunhofer Institut für Umwelt,- Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Anna Trendewicz, E.ON SE
Johannes Uhl, GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
Marius Weckel, Family Office Matthias Willenbacher
Fabian Wiegand, Ecofys

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1.1:	Staaten im Fokus dieser Arbeit	9
Tabelle 1.1:	Staatenvergleich (Deutschland = 1,00)	10
Abbildung 1.2:	Bevölkerung in den Golfstaaten seit 1985, in Mio.	11
Abbildung 1.3:	Bevölkerungsänderung in den Golfstaaten seit 1985, in %/Jahr	11
Abbildung 1.4:	Stromproduktion in den Golfstaaten seit 1985, in TWh	12
Abbildung 1.5:	Stromproduktion/Bewohner in den Golfstaaten seit 1985, in MWh	13
Tabelle 1.2:	Primärenergieverbrauch 2017, in Mtoe	13
Abbildung 1.6:	Primärenergiebedarf 2017	14
Tabelle 1.3:	Benzin-, Diesel-, und Strompreise	14
Abbildung 1.7:	Kraftwerksflotte 2017, in Prozent	15
Abbildung 1.8:	Stromproduktion 2017, in Prozent	16
Abbildung 1.9:	Konzentration der Stromerzeugung (HHI, 2017 und 2025)	17
Abbildung 1.10:	Stromaustausch über Staatsgrenzen hinweg	17
Abbildung 1.11:	Kraftwerkszubau in GW_{net}, 2007–2017	19
Tabelle 1.4:	Ölförderung	21
Abbildung 1.12:	Energieverbrauch und -intensität im Mittleren Osten	23
Abbildung 1.13:	Primärenergieverbrauch und Energieintensität im Mittleren Osten	24
Abbildung 1.14:	Energie-Subventionen – Anteil am BIP und Höhe pro Kopf (2017)	25
Tabelle 1.5:	Erdgas Produktion	26
Abbildung 1.15:	Erdgasreserven der Staaten des Mittleren Ostens	27
Tabelle 1.6:	Vergleich der Staaten (Deutschland = 1,00)	29
Abbildung 2.1:	2018 Wesentliche Energiekennziffern der G 20-Staaten	34
Abbildung 2.2:	BIP-Wachstum in den G20-Staaten (%/Jahr)	35
Abbildung 2.3:	Trendentwicklungen des Gesamtenergieverbrauchs in den G20-Staaten (%/Jahr)	35
Abbildung 2.4:	Energiemix der G20-Länder 2000 und 2018	36
Abbildung 2.5:	Trendentwicklungen beim Kohleverbrauch der G20-Staaten (%/Jahr)	37
Abbildung 2.6:	Trendentwicklung bei Erdölverbrauch in den G20-Staaten (%/Jahr)	38
Abbildung 2.7:	Trendentwicklung bei der Erdgasnachfrage in den G20-Staaten (%/Jahr)	39
Abbildung 2.8:	Trendentwicklung bei der Stromnachfrage in den G20-Staaten (%/Jahr)	40
Abbildung 2.9:	Trendentwicklungen im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2017 in ausgewählten G20-Staaten	41
Abbildung 2.10:	Trendentwicklungen im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2000 im Stromerzeugungsmix ausgewählter G20-Staaten	41
Abbildung 2.11:	Drei alternative Pfade bis 2060	44
Abbildung 2.12:	Normative Szenarien	44
Abbildung 2.13:	Outlooks/Projektionen	44
Abbildung 2.14:	Plausible Szenarien	45
Abbildung 2.15:	Untersuchte Szenarien	46

Abbildung 2.16:	Hauptannahmen für den globalen Energie-Mix 2040 im Vergleich (Mio. GTOE)	47
Abbildung 2.17:	Unterschiede der Vorhersagen (Auswahl)	48
Abbildung 2.18:	Erwarteter Offshore-Zubau in Europa bis 2030 in GW	50
Abbildung 2.19:	Erwarteter Offshore-Zubau weltweit bis 2030 in GW	52
Abbildung 2.20:	Elektro-Anteil am Pkw-Gesamtmarkt – 2019: Jan.-Feb.	55
Abbildung 2.21:	Aufteilung des Energiebedarfs im Verkehrssektor 2030 – Einsatzbereiche erneuerbarer Antriebe	56
Abbildung 2.22:	Die fünfzehn größten CO_2-Emittenten im Jahr 2017	58
Abbildung 2.23:	Nicht-konventionelle, erneuerbare Energien in Chile, in Prozent	60
Tabelle 2.1:	Brutto-Stromerzeugung in GWh	61
Tabelle 2.2:	Nicht-konventionelle, erneuerbare Energien in Chile, im Oktober 2018 in MW	62
Abbildung 3.1:	Entwicklung von Bevölkerung, Bruttosozialprodukt und Stromverbrauch in EU28	66
Abbildung 3.2:	Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU28, 2010–2018 in TWh	67
Abbildung 3.3:	Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern 2018 vs. 2017 in TWh	68
Abbildung 3.4:	Stromerzeugung im Jahr 2018 nach Ländern in Prozent	68
Abbildung 3.5:	Leistungsentwicklung von Stromerzeugungsanlagen 2010–2018 in GW	69
Abbildung 3.6:	Veränderung der Stromerzeugungskapazität 2018 vs. 2017 in GW	70
Abbildung 3.7:	Ausblick für Kohlekraftwerksleistung in EU28 bis 2030 in GW	70
Abbildung 3.8:	Ausblick für Spitzenlast und gesicherte Kraftwerksleistung in EU28 bis 2030 in GW	71
Abbildung 3.9:	Stromexporte in den Jahren 2017 und 2018 für EU28-Länder mit den größten Stromexporten in GWh	72
Abbildung 3.10:	Stromimporte in den Jahren 2017 und 2018 für EU28-Länder mit den größten Stromimporten in GWh	73
Abbildung 3.11:	Schematische Darstellung der Entwicklungsschritte	75
Abbildung 3.12:	Jährlicher Bedarf in Deutschland 2017, sowie in drei Szenarien 2050	76
Abbildung 3.13:	Benötigte Speicherkapazitäten für Wasserstoff und Methan in Deutschland für drei Szenarien 2050	77
Abbildung 3.14:	Schematische Übersicht über verschiedene Technologiepfade zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO_2	80
Abbildung 3.15:	CO_2 bietet der Kunststoffindustrie zahlreiche Optionen.	83
Abbildung 3.16:	Abschluss Strombinnenmarkt-RL und -VO	85
Tabelle 3.1:	Aktive Verbraucher – Level Playing Field	86
Abbildung 3.17:	Netto-Stromerzeugung in Frankreich nach Energieträgern im Jahr 2018 in TWh	89
Abbildung 3.18:	Netto-Stromerzeugung in Großbritannien nach Energieträgern im Jahr 2018 in TWh	90
Abbildung 4.1:	Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2018	92
Abbildung 4.2:	Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2018	92
Abbildung 4.3:	Energie-Rohstofflieferanten 2018	93
Abbildung 4.4:	Schwerpunkte der Energiegewinnung	94
Tabelle 4.1:	Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland	95

Abbildung 4.5:	Energiemix in der Stromerzeugung 2018	96
Abbildung 4.6:	Entwicklung von Großhandelspreisen für Strom (Grundlast) und EEG-Umlage 2000 bis 2018	97
Abbildung 4.7:	Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte in Deutschland 2018	100
Abbildung 4.8:	Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2018	101
Abbildung 4.9:	Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2018	102
Abbildung 4.10:	Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2018	103
Abbildung 4.11:	Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2018 und Ziele bis 2050 in Mio. t CO_2-Äquivalenten	104
Tabelle 4.2:	Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2018	105
Abbildung 4.12:	Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2018 in Mrd. Euro	106
Abbildung 4.13:	Benzinpreis 2018: Staatsanteil von 61 %	107
Abbildung 4.14:	Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2018	107
Abbildung 4.15:	Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2018	108
Abbildung 4.16:	Anzahl Elektrofahrzeuge und öffentlich zugänglicher Ladepunkte	109
Abbildung 4.17:	Fahrzeugseitige Steckvorrichtungen für das Normal- und Schnellladen an öffentlich zugänglichen Ladepunkten	110
Abbildung 4.18:	Konventionelle LNG-Importterminals in der EU	111
Tabelle 4.3:	LNG-Kennzahlen der EU-Länder mit konventionellen Importterminals	112
Abbildung 4.19:	LNG-Wertschöpfungskette	115
Abbildung 4.20:	Übersicht der europäischen CO_2-Regulierungen im Verkehrssektor	117
Tabelle 4.4:	Aktuell bestehen zwischen Deutschland und Österreich folgende Verbindungen:	119
Abbildung 4.21:	Preise für den Spotmarktkontrakt „Daily Spot Base“	120
Abbildung 4.22:	Die Preise für den Terminkontrakt „Grundlast 2020“ antizipierten die Trennung der Preiszonen Deutschlands und Österreich bereits 2017.	120
Tabelle 4.5:		121
Abbildung 4.23:	Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Kohleverstromung (Überblick)	123
Abbildung 4.24:	Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Steinkohle (Leistung im Markt)	123
Abbildung 4.25:	Das Ergebnis der KWSB: Reduktion der Braunkohle (Leistung im Markt)	124
Abbildung 4.26:	GAP Selbstverpflichtung	125
Abbildung 4.27:	Elektrische Speicher und flexible Lasten 2050 in Deutschland	126
Abbildung 4.28:	Nutzung synthetischer Energieträger in Deutschland 2050	127

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
App	Application software (Anwendungssoftware)
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations
A-CAES	adiabate Druckluftspeicherung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEV	Battery Electric Vehicle
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU/BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsoicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BnetzA	Bundesnetzagentur
BSP	Bruttosozialprodukt
bzw.	beziehungsweise
B2B	Business-to-Business
B2C	Business-to-Consumer
ca.	circa
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO_2)
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CEO	Chief Executive Officer
CfD	contracts for differences
CH_4	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-Äq	CO_2-Äquivalent
CPS	Current Policies Scenario
ct	Cent
DAO	Dezentrale Autonome Organisation
dApp	decentalized Applications (dezentrale Applikationen)
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen Industrie Verein
DEN	Dänemark
d. h.	das heißt
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Europäische Umweltagentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)
EJ	Exajoule, 10^{18} J
EK	Eigenkapital
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EP	Europäisches Parlament
ESD	Effort Sharing Decision
ESR	Effort Sharing Regulation
ESTM	European School of Management and Technology
ETS	Emission Trading System
EU-28	Europäische Union aus 28 Mitgliedstaaten (seit 1.7.2013)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZB	Europäische Zentralbank
FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
g	Gramm
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas und Dampf
GUI	Graphical User Interface
GW	Gigawatt
GWe	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawatt-Stunden
IEA	Internationale Energieagentur
IIBW	Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen
IHS	IHS Markit (information, analytics)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
INDC	Intended National Determined Contribution
IoT	Internet der Dinge
IPFS	InterPlanetary File System
IRENA	Internationale Agentur für erneuerbare Energien
IT	Informationstechnik
i.W.	im Weiteren
KOM	Europäische Kommission
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNfz	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
max.	maximal
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MSB	Messstellenbetreiber
MSR	Marktstabilitätsreserve
Mt	Megatonne
Mtoe	Megatonne Öleinheiten
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
nat.	national
N_2O	Distickstoffoxid (Lachgas)
NGO	Non-Governmental Organisation
NL	Niederlande

Abkürzung	Erläuterung
Nm_3	Norm-Kubikmeter
NO_2	Stickstoffoxid
NPS	New Policy Scenario
OE	Öläquivalent
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
OWEA	Offshore Windanlage
P2P	Person-to-Person bzw. Peer-to-Peer (Kommunikation unter Gleichen, bezogen auf ein Rechnernetz)
p.A.	per annum
PC	Personal Computer
PFC	Perfluorierter Kohlenstoff
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
PoS	Proof-of-Stake/Nachweis der Eigentumsanteile eines Clients an der Blockchain
PoW	Proof-of-Work/Nachweis von geleisteter Arbeit
ppm	parts per million
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
ROC	Regional Operation Center
RÖE	Rohöleinheiten
RTE	Réseau de Transport d'Electricité (frz. Stromnetzbetreiber)
SF_6	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleeinheit

Abkürzung	Erläuterung
SNfz	Schwere Nutzfahrzeuge
SNG	Synthetisches Erdgas
SWP	Stiftung Wissenschaft und Politik
SO_x	Schwefeloxid
sog.	sogenannt
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UK	United Kingdom (Vereinigtes Königreich)
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USA	United States of America
USD	US-Dollar
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VET-Bericht	Verified Emissions Table-Bericht
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung
WEA	Windenergieanlage
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
WTO	World Trade Organization
YEP	Young Energy Professionals
z.B.	zum Beispiel
°C	Grad Celsius
§	Paragraph

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10^3	= Tausend
Mega	= M	= 10^6	= Million
Giga	= G	= 10^9	= Milliarde
Tera	= T	= 10^{12}	= Billion
Peta	= P	= 10^{15}	= Billiarde

WORLD ENERGY COUNCIL

Algeria
Argentina
Armenia
Austria
Bahrain
Belgium
Bolivia
Bosnia and Herzegovina
Botswana
Brazil
Bulgaria
Cameroon
Canada
Chad
Chile
China
Colombia
Congo (Dem. Rep.)
Côte d'Ivoire
Croatia
Cyprus
Dominican Republic
Ecuador
Egypt (Arab Rep.)
Estonia
Eswatini (Kingdom of)
Ethiopia
Finland
France
Germany
Ghana
Greece
Hong Kong, China
Hungary
Iceland
India
Indonesia
Iran (Islamic Rep.)
Ireland
Israel
Italy
Japan
Jordan
Kazakhstan
Kenya
Korea (Rep.)
Latvia
Lebanon
Libya
Lithuania
Malaysia
Mexico
Monaco
Mongolia
Morocco
Namibia
Nepal
Netherlands
New Zealand
Niger
Nigeria
Pakistan
Panama
Paraguay
Peru
Poland
Portugal
Romania
Russian Federation
Saudi Arabia
Senegal
Serbia
Singapore
Slovakia
Slovenia
South Africa
Spain
Sri Lanka
Sweden
Switzerland
Syria (Arab. Rep.)
Tanzania
Thailand
Trinidad and Tobago
Tunisia
Turkey
Ukraine
United Arab Emirates
United Kingdom
United States
Uruguay

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 I 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
F (+49) 30 2028 2462
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de
WEC_Deutschland