

2019

BGR ENERGIESTUDIE



Daten und Entwicklungen
der deutschen und globalen
Energieversorgung



BGR ENERGIESTUDIE 2019

Daten und Entwicklungen
der deutschen und globalen
Energieversorgung

Hannover, April 2020

Impressum

- Herausgeber:** Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
Fachbereich B1.3, Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie
Stilleweg 2
30655 Hannover
E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
- Autoren:** Christoph Gaedicke (Koordination), Dieter Franke, Stefan Ladage,
Rüdiger Lutz, Martin Pein, Dorothee Rebscher, Michael Schauer,
Sandro Schmidt, Gabriela von Goerne.
- Mitarbeit:** Andreas Bahr, Uwe Benitz, Jennifer Bremer.
- Danksagung:** Die Autoren danken Jörg Schlittenhardt, Thomas Spies und Josef Weber
für Ihre Unterstützung bei der Erstellung dieser Studie.
- Datenstand:** 2018
- Quelleninformationen**
Titel: Erdgas Förderung © Zukunft ERDGAS/curraheeshutter/iStock/Thinkstock
Offshore Rotorverladung © REpower Systems AG / Jan Oelker
Pumpenspeicherkraftwerk Reisseck-Koelnbrein © Voith-Pressbild
Polarled © STATOIL Credit / Eva Sleire
- Haftungsausschluss:** Die in der Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
(BGR) veröffentlichten Inhalte dienen ausschließlich der Information. Trotz größter
Sorgfalt übernimmt die BGR keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und
Aktualität der bereitgestellten Informationen. Für die Inhalte von verlinkten Seiten
ist stets der jeweilige Anbieter oder Betreiber der Seiten verantwortlich.
- Copyright:** Die Studie einschließlich aller Abbildungen, Grafiken und Tabellen ist urheberrecht-
lich geschützt. Die BGR behält sich alle Rechte vor. Insbesondere Reproduktion,
Übersetzung in fremde Sprachen, Mikroverfilmung und elektronische Verarbeitung
sowie jede andere Art der Nutzung bedürfen der schriftlichen Einwilligung der BGR.
Anfragen richten Sie bitte an energierohstoffe@bgr.de.
- Zitierhinweis:** BGR (2020): BGR Energiestudie 2019 – Daten und Entwicklungen der deutschen
und globalen Energieversorgung (23). – 200 S.; Hannover.
- ISBN-Druckversion: 97 8-3-9814108-3-9
ISBN-PDF: 97 8-3-9814108-5-3



Prof. Dr. Ralph Watzel

Präsident der Bundesanstalt für
Geowissenschaften und Rohstoffe

Die große Herausforderung der kommenden Jahrzehnte ist der Umbau der Energiesysteme. In Deutschland wurden wichtige Weichen gestellt auf dem Weg in Richtung einer emissionsarmen Energieversorgung, hierzu wurde neben dem bereits beschlossenen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie die schrittweise Abnahme der energetischen Nutzung von Kohle vereinbart. Sichtbares Zeugnis der Energiewende ist der stetig wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung. Der Anteil an der Stromerzeugung betrug 2018 35 Prozent. Neben dem weiteren Ausbau von Biomasse, Windkraft und Photovoltaik wird absehbar Erdgas die Bedarfslücke schließen müssen, bis die Versorgung mit Primärenergie Mitte des Jahrhunderts klimaneutral erfolgen wird.

Weltweit nahmen im Jahr 2018 erneuerbare Energieträger mit 64 Prozent den Spitzenplatz beim Ausbau der Stromerzeugung ein. Das größte Wachstum entstand, wie bereits in den vergangenen Jahren, in China. Insgesamt decken die erneuerbaren Energien jetzt 18 Prozent des globalen Verbrauchs.

Die wachsende Weltbevölkerung – verbunden mit dem Anstieg des allgemeinen Lebensstandards in vielen Ländern – wird trotz steigender Energieeffizienz auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Bei fortlaufenden Verschiebungen im globalen Energiemix trägt weiterhin nur eine begrenzte Zahl von Energieträgern die Hauptlast der Energieversorgung. Um einen weltweit steigenden Energiebedarf auch zukünftig bedarfsgerecht decken zu können, werden in den nächsten Jahrzehnten fossile Energieträger und Kernkraft auch weiterhin eine maßgebliche Rolle spielen.

Die Energiestudie 2019 zeigt eindrücklich, dass Länder ihre Energiesysteme auf sehr unterschiedlichen Wegen umbauen. So betrug 2018 in Frankreich der Anteil der Kernenergie 39 Prozent am Primärenergieverbrauch, das entsprach 75 Prozent vom gesamten Stromverbrauch. Die französische Regierung plant aber, den Anteil von 75 auf 50 Prozent im Jahr 2035 zu senken. Weltweit dagegen befinden sich 55 Kernkraftwerke im Bau, 32 davon allein in Asien. In den Schwellenländern wächst die Nachfrage nach Primärenergie rasant an: Indien hatte in 2010 einen Primärenergiebedarf von 539 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten, im Jahr 2018 betrug der Bedarf bereits 809 Millionen Tonnen, was einem Zuwachs von etwa 50 Prozent entspricht. Der Mehrbedarf wird im Wesentlichen durch den Energieträger Kohle gedeckt. Entsprechend stiegen die Emissionen von Treibhausgasen an. Diese Zahlen belegen eindrücklich die Herausforderung, wirtschaftliches Wachstum als wichtige Voraussetzung zum steigenden Wohlstand in den Schwellenländern mit dem Klimaschutz in Balance zu bringen.

Mit dieser Energiestudie legen wir als Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in gewohnter Qualität Daten und Fakten zur weltweiten Verfügbarkeit, der Förderung sowie zum Import und Export von Energierohstoffen vor. Ergänzt werden die Daten zu fossilen Energierohstoffen mit denen zu erneuerbaren Energieträgern. Wir haben der Energiestudie auch ein neues Layout gegeben. Neben einer deutlichen Verschlankung im Textteil, ergänzen jetzt Grafiken die ausführlichen Tabellen und gestatten Ihnen als Leser, die wichtigsten Informationen schnell zu erfassen.

Ihr

Ralph Watzel

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis		6
Tabellenverzeichnis		8
1	Kurzfassung	15
2	Energiesituation in Deutschland	21
	2.1 Energieversorgung und Primärenergieverbrauch	21
	2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen	23
3	Energierohstoffe weltweit	39
	3.1 Globale Vorratssituation	40
	3.2 Erdöl	43
	3.3 Erdgas	49
	3.4 Kohle	53
	3.5 Kernbrennstoffe	59
	3.6 Tiefe Geothermie	64
	3.7 Erneuerbare Energien	66
4	Energierohstoffe im Fokus (Sonderthemen)	71
	4.1 Chinas steigender Bedarf an Kohlenwasserstoffen	71
	4.2 Entwicklung der Kohlenförderung in der Russischen Föderation	76
5	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe und Tiefer Geothermie	81
	5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	81
	5.2 Zusammenfassung und Ausblick	83
6	Literatur	87
7	Anhang	95
	Quellen	182
	Glossar/Abkürzungsverzeichnis	186
	Definitionen	195
	Ländergruppen der BGR Energiestudie	197
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	198
	Maßeinheiten	199
	Umrechnungsfaktoren	200

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Regionale Verteilung der Förderung und des Verbrauchs von fossilen Energierohstoffen unterteilt nach Erdöl, Erdgas, Hartkohle, Weichbraunkohle und Uran im Jahr 2018 sowie regionaler Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch	16
Abbildung 1-2:	Gesamtpotenzial der fossilen Energierohstoffe einschließlich Uran für 2018	17
Abbildung 2-1:	Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs von 1950 bis 2018	22
Abbildung 2-2:	Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2008 und 2018. Kreisdiagramm: Anteil der einzelnen Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch im Jahr 2018	23
Abbildung 2-3:	Mineralölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2018	24
Abbildung 2-4:	Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2018 und Erdgasanteil am PEV	26
Abbildung 2-5:	In 2018 noch aktive, bedeutende und stillgelegte Braun- und Steinkohlenreviere Deutschlands	27
Abbildung 2-6:	Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2018	28
Abbildung 2-7:	Steinkohlenversorgung Deutschlands von 1990 bis 2018	29
Abbildung 2-8:	Primärenergieverbrauch in Deutschland in 2001 und 2018 sowie der Anteil der einzelnen Energieträger der erneuerbaren Energien im Vergleich	37
Abbildung 3-1:	Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung	40
Abbildung 3-2:	Weltweite Anteile aller Energien und Energieträger am Verbrauch sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2018	42
Abbildung 3-3:	Verteilung der weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdölreserven sowie der Erdölförderung	44
Abbildung 3-4:	Entwicklung der weltweiten Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffe	44
Abbildung 3-5:	Inflationsbereinigte Entwicklung des WTI-Erdölpreises bis Ende 2018	47
Abbildung 3-6:	Fiskalischer Break-Even-Erdölpreis 2018 und Gesamtexporte 2017	48
Abbildung 3-7:	Gesamtpotenzial Erdgas 2018: Regionale Verteilung	49
Abbildung 3-8:	Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2018	54
Abbildung 3-9:	Die größten Hartkohlenförderländer 2018	55
Abbildung 3-10:	Entwicklung der australischen Exportpreise für Koks Kohlen sowie der nordwesteuropäischen und deutschen Kraftwerkskohleneinfuhrpreise von Jan. 2011 bis Nov. 2019	56
Abbildung 3-11:	Drei mögliche Szenarien zur Entwicklung des zukünftigen globalen Kohlenbedarfs sowie die jeweils daraus resultierenden Anteile der Energierohstoffe am globalen PEV	57
Abbildung 3-12:	Die Entwicklung der Kohlenförderung nach Ländern im Stated Policies Szenario	57
Abbildung 3-13:	Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2018	58
Abbildung 3-14:	Top10 der globalen Uranproduktionsstätten in 2018	60



Abbildung 3-15:	Gesamtpotenzial Uran 2018: Regionale Verteilung	61
Abbildung 3-16:	Die größten Uranförderländer 2018	62
Abbildung 3-17:	Uranspotmarktpreise im Zeitraum 2011 bis 2018	63
Abbildung 3-18:	Länder, welche Tiefe Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität nutzen	65
Abbildung 3-19:	Gesamtpotenzial der installierten Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung: Regionale Verteilung	67
Abbildung 3-20:	Die größten Nutzer erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsgewinnung 2018	68
Abbildung 4-1:	Erdölproduktion und –verbrauch von 2000 bis 2018 in China sowie Projektion bis 2030 und 2050	72
Abbildung 4-2:	Erdgasproduktion und –verbrauch von 2000 bis 2018 in China sowie Projektion bis 2030 und 2050	73
Abbildung 4-3:	Relative Größe der länderspezifischen Erdölimporte sowie Importe von Erdgas Chinas im Jahr 2018 und Auslandsinvestitionen seit 2005 in den KW-Sektor im Ausland	73
Abbildung 4-4:	Die Entwicklung der russischen Kohlenförderung von 1987 bis 2018 nach bedeutenden Kohlebecken/-regionen sowie Prognosen bis 2035	77
Abbildung 4-5:	Die Entwicklung der russischen Kraftwerks- und Koks-kohlenexporte von 2008 bis 2018	78
Abbildung 4-6:	Relative Entwicklung der russischen Kohlenförderung von 1987 bis 2018 nach bedeutenden Wirtschaftsregionen/Föderationskreisen sowie bis 2035 gemäß optimistischer Prognose	79
Abbildung 5-1:	Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2018	82
<hr/>		
Abbildung A-1:	Energierohstoffimporte Deutschlands nach Herkunftsländern 2018	102
Abbildung A-2:	Erdölressourcen – Top 10 Länder 2018	109
Abbildung A-3:	Erdölreserven – Top 10 Länder 2018	111
Abbildung A-4:	Erdölförderung – Top 10 Länder 1990 und 2018	113
Abbildung A-5:	Entwicklung der weltweiten Erdölförderung 1990 bis 2018	113
Abbildung A-6:	Mineralölverbrauch – Top 10 Länder 1990 und 2018	115
Abbildung A-7:	Wachstum des weltweiten Mineralölverbrauches und der Weltbevölkerung 1990 bis 2018	115
Abbildung A-8:	Erdölexport – Top 10 Länder 1990 und 2018	117
Abbildung A-9:	Entwicklung der weltweiten Erdölexporte 1990 bis 2018	117
Abbildung A-10:	Erdölimport – Top 10 Länder 1990 und 2018	119
Abbildung A-11:	Entwicklung der weltweiten Erdölimporte und der Weltbevölkerung 1990 bis 2018	119
Abbildung A-12:	Erdgasressourcen – Top 10 Länder 2018	126
Abbildung A-13:	Erdgasreserven – Top 10 Länder konventionell und nicht-konventionell 2018	128
Abbildung A-14:	Erdgasförderung – Top 10 Länder 1990 und 2018	130

Abbildung A-15: Entwicklung der weltweiten Erdgasförderung 1990 bis 2018	130
Abbildung A-16: Erdgasverbrauch – Top 10 Länder 1990 und 2018	132
Abbildung A-17: Wachstum des weltweiten Erdgasverbrauches und der Weltbevölkerung 1990 bis 2018	132
Abbildung A-18: Erdgasexport – Top 10 Länder 2018	134
Abbildung A-19: Entwicklung der weltweiten Erdgasexporte 2000 bis 2018	134
Abbildung A-20: Erdgasimport – Top 10 Länder 2018	136
Abbildung A-21: Entwicklung der weltweiten Erdgasimporte 2000 bis 2018	136
Abbildung A-22: Hartkohleressourcen 2018	141
Abbildung A-23: Hartkohlereserven 2018	143
Abbildung A-24: Hartkohleförderung – Top 10 Länder 2000 und 2018	145
Abbildung A-25: Entwicklung der weltweiten Hartkohleförderung, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes 2000 bis 2018	145
Abbildung A-26: Hartkohleverbrauch – Top 10 Länder 2000 und 2018	147
Abbildung A-27: Entwicklung des weltweiten Hartkohleverbrauches, des Primärenergieverbrauches, des Bruttoinlandsproduktes (BIP) und der Weltbevölkerung 2000 bis 2018.	147
Abbildung A-28: Hartkohleexport – Top 10 Länder 2000 und 2018	149
Abbildung A-29: Entwicklung der weltweiten Hartkohleexporte, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes 2000 bis 2018	149
Abbildung A-30: Hartkohleimport – Top 10 Länder 2000 und 2018	151
Abbildung A-31: Entwicklung der weltweiten Hartkohleimporte, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes 2000 bis 2018	151
Abbildung A-32: Weichbraunkohleressourcen – Top 10 Länder 2018	156
Abbildung A-33: Weichbraunkohlereserven – Top 10 Länder 2018	158
Abbildung A-34: Weichbraunkohleförderung – Top 10 Länder 2000 und 2018	160
Abbildung A-35: Entwicklung der weltweiten Weichbraunkohleförderung, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes 2000 bis 2018	160
Abbildung A-36: Weichbraunkohleverbrauch– Top 10 Länder 2000 und 2018	162
Abbildung A-37: Entwicklung des weltweiten Weichbraunkohleverbrauches, des Primärenergieverbrauches, des Bruttoinlandsproduktes und der Weltbevölkerung 2000 bis 2018	162
Abbildung A-38: Uranressourcen – Top 10 Länder 2018	166
Abbildung A-39: Uranreserven – Top 10 Länder 2018 (gewinnbar < 80 USD/kg U)	168
Abbildung A-40: Uranressourcen – Top 10 Länder 2018 (gewinnbar < 130 USD/kg U)	170
Abbildung A-41: Natururanproduktion – Top 10 Länder 1990 bis 2018	172
Abbildung A-42: Entwicklung der weltweiten Uranförderung 1990 bis 2018	172



Abbildung A-43: Uranverbrauch – Top 10 Länder 2009 und 2018	174
Abbildung A-44: Entwicklung des weltweiten Uranverbrauches und der Weltbevölkerung 2009 bis 2018	174
Abbildung A-45: Stromverbrauch erneuerbare Energien – Top 10 Länder Wasserkraft und andere erneuerbare Energien 2018	179
Abbildung A-46: Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung – Top 10 Länder 2000 und 2018	181
Abbildung A-47: Entwicklung der weltweiten erneuerbaren Energien – elektrisch installierte Leistung und der Weltbevölkerung 2000 bis 2018	181

DEFINITIONEN

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen	195
Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte	195
Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien	196

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Erdölkennzahlen für Deutschland in 2018 und Veränderung zum Vorjahr	23
Tabelle 2:	Erdgaskennzahlen für Deutschland in 2018 und Veränderung zum Vorjahr	25
Tabelle 3:	Kennziffern des deutschen Braun- und Steinkohlensektors im Jahr 2018 sowie Veränderungen zum Vorjahr	27
Tabelle 4:	Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe sowie theoretische CO ₂ Emissionen	41
Tabelle 5:	Weltweite Förder-und Vorratsentwicklung	43
Tabelle 6:	Die größten Erdgasfelder der Welt und ausgewählte Beispiele aus verschiedenen Ländern	51
Tabelle 7:	Förderung sowie Vorräte von Weichbraun- und Hartkohle im Jahr 2018 sowie Veränderungen zum Vorjahr	53
<hr/>		
Tabelle A-1:	Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung	96
Tabelle A-2:	Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung	96
Tabelle A-3:	Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung	97
Tabelle A-4:	Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung	97
Tabelle A-5:	Deutschland: Rohöllieferländer 2017/2018	98
Tabelle A-6:	Deutschland: Erdgasversorgung 2017/2018	99
Tabelle A-7:	Deutschland: Import von Steinkohle und Steinkohlekoks nach Lieferländern	100
Tabelle A-8:	Übersicht Erdöl 2018	103
Tabelle A-9:	Erdölressourcen 2018	108
Tabelle A-10:	Erdölreserven 2018	110
Tabelle A-11:	Erdölförderung 2013 bis 2018	112
Tabelle A-12:	Mineralölverbrauch 2018	114
Tabelle A-13:	Erdölexport 2018	116
Tabelle A-14:	Erdölimport 2018	118
Tabelle A-15:	Übersicht Erdgas 2018	120
Tabelle A-16:	Erdgasressourcen 2018	125
Tabelle A-17:	Erdgasreserven 2018	127
Tabelle A-18:	Erdgasförderung 2013 bis 2018	129
Tabelle A-19:	Erdgasverbrauch 2018	131
Tabelle A-20:	Erdgasexport 2018	133



Tabelle A-21:	Erdgasimport 2018	135
Tabelle A-22:	Übersicht Hartkohle 2018	137
Tabelle A-23:	Hartkohleressourcen 2018	140
Tabelle A-24:	Hartkohlereserven 2018	142
Tabelle A-25:	Hartkohleförderung 2013 bis 2018	144
Tabelle A-26:	Hartkohleverbrauch 2018	147
Tabelle A-27:	Hartkohleexport 2018	148
Tabelle A-28:	Hartkohleimport 2018	150
Tabelle A-29:	Übersicht Weichbraunkohle 2018	152
Tabelle A-30:	Weichbraunkohleressourcen 2018	155
Tabelle A-31:	Weichbraunkohlereserven 2018	157
Tabelle A-32:	Weichbraunkohleförderung 2013 bis 2018	159
Tabelle A-33:	Weichbraunkohleverbrauch 2018	161
Tabelle A-34:	Übersicht Uran 2018	163
Tabelle A-35:	Uranressourcen 2018	165
Tabelle A-36:	Uranreserven 2018 (gewinnbar < 80 USD/kg U)	167
Tabelle A-37:	Uranressourcen 2018 (gewinnbar < 130 USD/kg U)	169
Tabelle A-38:	Natururanproduktion 2013 bis 2018	171
Tabelle A-39:	Uranverbrauch 2018	173
Tabelle A-40:	Übersicht Geothermie 2018	175
Tabelle A-41:	Geothermie – elektrisch installierte Leistung 2013 bis 2018	177
Tabelle A-42:	Geothermie – Ressourcen 2018	177
Tabelle A-43:	Stromverbrauch erneuerbare Energien 2018	178
Tabelle A-44:	Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung 2018	180



1 Kurzfassung

Auch wenn in der aktuellen Corona-Krise der weltweite Energieverbrauch sinkt, so zeigt der langjährige globale Trend eine steigende Nachfrage nach Energie. Wie in den Vorjahren stieg auch im Berichtsjahr dieser Studie, in 2018 der globale Energieverbrauch weiter an. Die weltweit wachsende Bevölkerung und die Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards werden trotz höherer Energieeffizienz voraussichtlich auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Der Zuwachs des Energieverbrauchs wird mittlerweile von erneuerbaren Energien und fossilen Energierohstoffen zu ähnlichen Anteilen getragen, aber Erdöl, Erdgas und Kohle spielen bei der weltweiten Energieversorgung immer noch eine maßgebliche Rolle. Daher wird noch für absehbare Zeit ein Teil der Energieversorgung von fossilen Energierohstoffen mitgetragen werden. Auch für Deutschland ist trotz der hohen Wachstumsraten bei den Erneuerbaren eine Zunahme der hohen Importabhängigkeit bei den fossilen Energierohstoffen absehbar. 2018 leisteten Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle nach wie vor mit rund 79 % den größten Beitrag zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs. Die große Herausforderung der kommenden Jahrzehnte ist demnach der Umbau der Energiesysteme, um die in Paris vereinbarten Klimaziele zu erreichen. Die Energiestudie kommt zu dem Schluss, dass kurz- und mittelfristig die Erdgasnutzung als flexible Brückentechnologie neben den erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen wird.

Methodik – Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Daten und Analysen zur Situation bei den Energierohstoffen Erdöl, Erdgas, Kohle, den Kernbrennstoffen und den erneuerbaren Energieträgern einschließlich der Tiefen Geothermie mit Stand Ende 2018. Schwerpunk-

te liegen auf der Abschätzung des geologischen Inventars an Energierohstoffen mit belastbaren Aussagen zu Reserven und Ressourcen. Zusätzlich werden die Rohstoffmärkte bezüglich der Entwicklung von Produktion, Export, Import und Verbrauch von Energie und fossilen Energierohstoffen betrachtet und aktuelle und

gesellschaftlich relevante Energiethemen aufgegriffen. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), der deutschen Wirtschaft, der Wissenschaft und der Öffentlichkeit.

Die in der BGR Energiestudie veröffentlichten Datensätze sind ein klassifiziertes und bewertetes Extrakt der Energierohstoffdatenbank der BGR und wurden aus Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen, politischen Stellen und eigenen Erhebungen kompiliert. In Fällen, wo dargestellte Daten nicht aus der Energierohstoffdatenbank der BGR stammen, ist dies explizit gekennzeichnet.

Ergebnisse – Alle erneuerbaren Energien zusammengenommen tragen rund 18 % zur Deckung des globalen Energieverbrauchs bei.

Dies beruht vor allem auf den „klassischen“ erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und Biomasse. Die „modernen“ erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik und Windkraft haben zukünftig die größten Wachstumspotenziale. Aber auch die fossilen Energierohstoffvorkommen wurden in 2018 weltweit in weiter steigenden Mengen genutzt. Dabei entfallen auf Austral-Asien fast 43 % des globalen Primärenergieverbrauchs, der in dieser Region vorrangig mittels Hartkohle gedeckt wird. Nordamerika (rund 21 %) und Europa (rund 14 %) folgen auf den Rängen zwei und drei, wobei in diesen beiden Regionen vor allem Erdöl und Erdgas (Abb. 1-1) zur Deckung des Primärenergieverbrauchs herangezogen werden (BP, 2019).

Der weltweite Vergleich von bislang bereits geförderten und damit verbrauchten Energierohstoffen mit noch vorhandenen Reserven und Ressourcen zeigt, dass in allen Regionen der

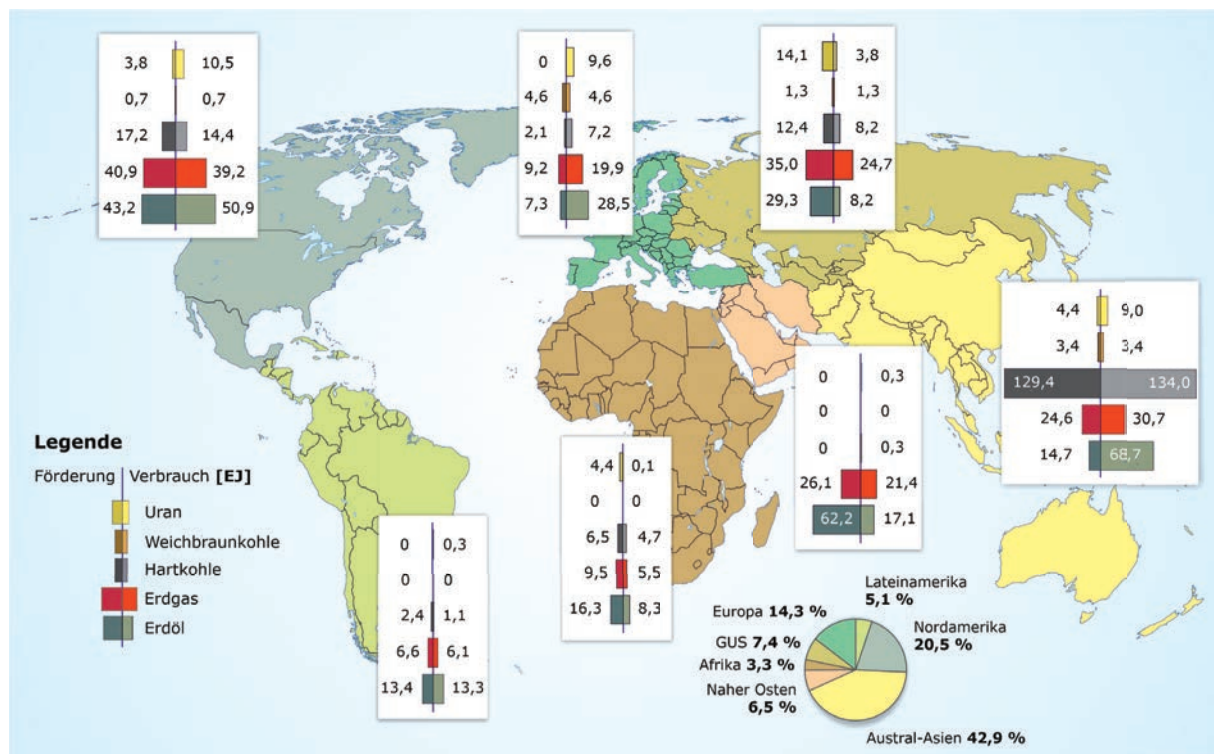


Abbildung 1-1: Regionale Verteilung der Förderung und des Verbrauchs von fossilen Energierohstoffen unterteilt nach Erdöl, Erdgas, Hartkohle, Weichbraunkohle und Uran im Jahr 2018 (BGR-Energierohstoffdatenbank) sowie regionaler Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch (BP, 2019).



Erde noch erhebliche fossile Energierohstoffpotenziale (inkl. Uran) existieren (Abb. 1-2). Dies sind primär große Kohlevorkommen, die es auf allen Kontinenten gibt und die nicht, wie beim konventionellen Erdöl und Erdgas, auf einige Regionen begrenzt sind. Darüber hinaus existieren enorme Potenziale erneuerbarer Energien, deren Mengen nicht entsprechend quantifizierbar sind.

Der größte Anteil mit 504.805 Exajoule (EJ; 10^{18} Joule) an den globalen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um ein Vielfaches. Insgesamt zeigen sich im Vorjahresvergleich signifikante Änderungen bei den Ressourcen (minus 8,3 %), die überwiegend auf eine Neubewertung der russischen Kohleressourcen zurückzuführen sind. Im Gegensatz dazu erhöhte sich der Energieinhalt aller Reserven im letzten Jahr auf 40.769 EJ (plus 1,3 %) insbesondere

aufgrund von Neubewertungen sowie Explorationserfolgen beim Schieferöl. Gemessen am Energieinhalt ist die Kohle bei den Ressourcen und Reserven der beherrschende fossile Energierohstoff. Hingegen dominiert Erdöl weiterhin im Verbrauch und der Förderung. Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas größeren nicht-konventionellen Anteile liegt Erdöl auch bei den Reserven nach Kohle an zweiter Stelle. In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, einschließlich der Erneuerbaren, dominieren immer noch die fossilen Energieträger. Aus rohstoffgeologischer Sicht können die bekannten Energierohstoffvorräte auch einen steigenden globalen Bedarf bei Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen decken und den langfristigen Wechsel in ein kohlenstoffarmes Energiesystem ohne Brüche gewährleisten. Konventionelles Erdöl ist der einzige Energierohstoff bei dem sich eine Limitierung abzeichnet.

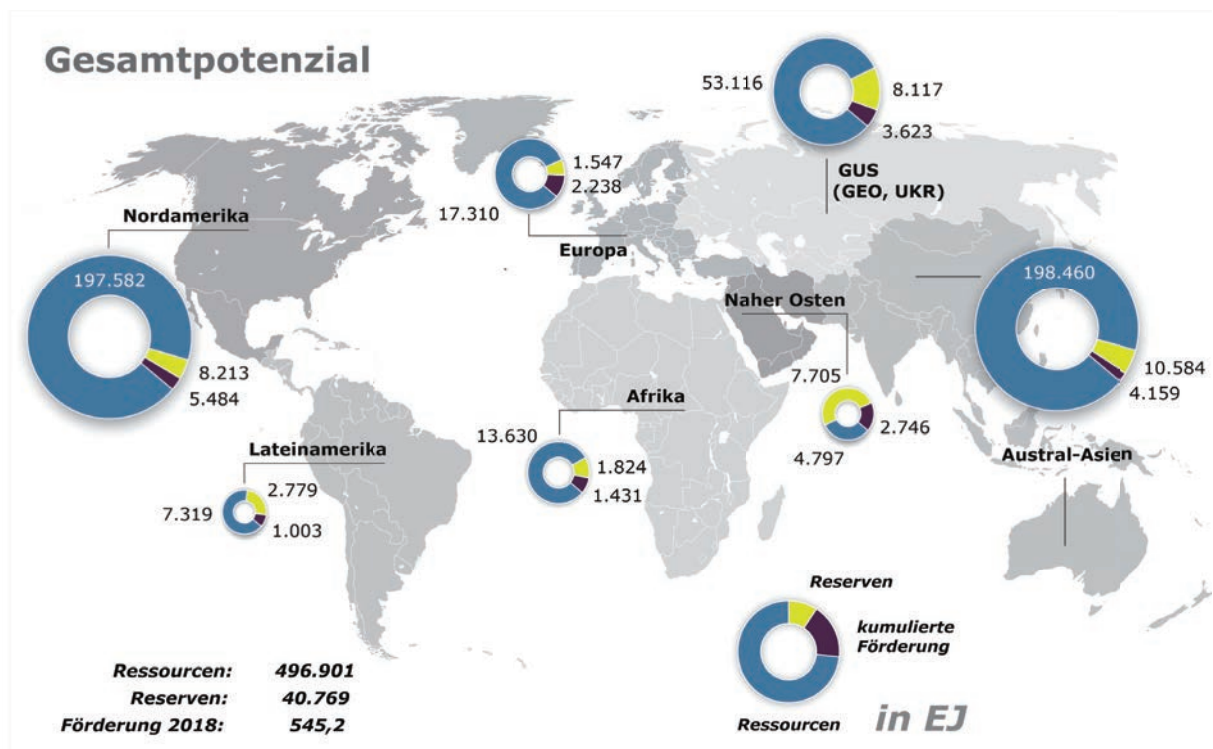


Abbildung 1-2: Gesamtpotenzial der fossilen Energierohstoffe einschließlich Uran für 2018 (Nicht berücksichtigt sind Ressourcen aus Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat, da regional nicht zuordenbar. Die kumulierte Förderung der Kohle ist geschätzt ab 1950).

Kernaussagen zu Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffen, Tiefe Geothermie und sonstigen erneuerbaren Energien:

Erdöl

- **Erdöl ist der wichtigste Energieträger der Welt. Die weltweite Erdölförderung stieg um 1,8 %.** Den größten Anteil an dem Zuwachs hatte die Ausweitung der US-amerikanischen Schieferölproduktion.
- **Die weltweiten Erdölpreise erholten sich nach dem Preissturz weiter,** verbleiben aber auf einem zu niedrigen Niveau für viele erdölexportierende Länder, um einen ausgeglichenen Haushalt vorweisen zu können.
- **Die konventionellen Erdölreserven sind für die Versorgung der Welt mit flüssigen Kohlenwasserstoffen besonders relevant.** Diese lagern etwa zu zwei Dritteln in den Ländern des Nahen Ostens.
- **Für die kommenden Jahre kann aus rohstoffgeologischer Sicht, bei einem moderaten Anstieg des Verbrauchs, die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden.** Geopolitische Risiken und die Auswirkungen vergleichsweise niedriger Investitionen in den E&P-Sektor infolge der niedrigen Erdölpreise können allerdings die Verfügbarkeit flüssiger Kohlenwasserstoffe kurz- und mittelfristig einschränken.

Erdgas

- **Weltweit erhöhte sich der Erdgasverbrauch 2018 um mehr als 4 %** und die Jahresförderung von Erdgas stieg um 5 %. Die Russische Föderation verfügt über die größten Erdgasreserven und -ressourcen.

- **Der Schiefergasboom in den USA setzt sich fort** – der Schiefergasanteil an der Gesamtförderung beträgt in 2018 rund 69 % und die Erdgasförderung stieg um 12 %. Die USA, weltweit der größte Verbraucher, wurden zum Nettoexporteur.

- **China wird in 2018 zum weltweit größten Erdgas-Importeur.** Der globale Handel mit Flüssiggas (LNG) legt um 8 % zu. Mit 76 % wird der Großteil der LNG-Menge nach Asien geliefert.

Kohle

- **Wie bereits im Vorjahr hat die weltweite Förderung von Kohle – einhergehend mit dem gestiegenen Bedarf – weiter zugenommen.** Im Jahr 2018 nahm die globale Kohlenförderung um rund 4 % zu und könnte nach vorläufigen Schätzungen auch 2019 um weitere zwei Prozent steigen.
- **Deutschland verringerte 2018 seine Importe an Hartkohle (Steinkohle) um fast zehn Prozent auf rund 44 Mt.** Aufgrund der Schließung der letzten zwei deutschen Steinkohlenbergwerke Ende 2018 muss Deutschland von nun an seinen Bedarf komplett über Importe decken, der sich in den nächsten Jahren voraussichtlich weiter verringern wird.
- **Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus rohstoffgeologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken.** Mit einem Anteil von rund 55 % an den Reserven und rund 88 % an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Vorratspotenzial aller nicht-erneuerbaren Energierohstoffe.



Kernbrennstoffe

- **Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen.** In Folge der Reaktorunfälle in Fukushima 2011 kam es zu einem wirtschaftlichen Einbruch des globalen Uranmarktes mit fallenden Uranpreisen. Dieser Preistrend stieg nach sieben Jahren wieder leicht an.
- **Die globale Uranproduktion ist weiterhin rückläufig.** Zahlreiche Minen reduzierten auf Grund des stagnierenden Bedarfs ihre Produktion oder stellten sie zeitweise ganz ein, darunter auch marktdominierende Minen in Kanada, Kasachstan und Australien. Die geplante Reduzierung der Förderung in einigen Minen soll die derzeitigen großen Uranmengen auf dem Weltmarkt verringern.
- **Weltweit besteht weiterhin ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen. Ende 2018 befanden sich 55 Kernreaktoren in 18 Ländern im Bau.** Darunter allein 11 in China. In Asien, aber auch im Nahen Osten, wird die Nachfrage nach Uran langfristig weiter steigen. Zahlreiche Länder planen den Einstieg in die Kernenergie oder deren Ausbau.
- **In Deutschland ist der Ausstieg aus der Kernenergie zur kommerziellen Stromerzeugung gesetzlich festgelegt.** Elf der 17 Kernkraftwerke Deutschlands wurden seit der Änderung des Atomgesetzes von 2011 abgeschaltet. Mit Ablauf des Jahres 2022 soll der Ausstieg vollzogen sein. Ende 2019 ging planmäßig das Kernkraftwerk Philippsburg 2 vom Netz.

Tiefe Geothermie

- **Das globale geothermische Potenzial ist sehr groß, wird jedoch bislang nur wenig genutzt.** Der Anteil der Geothermie an der globalen Stromerzeugung lag 2018 bei rund 0,3 %. Das weltweite Potenzial an geothermischer Energie bis zu einer Tiefe von 3 km wird auf etwa 300 EJ/a an Wärme- und 100 EJ/a an Stromerzeugung geschätzt.
- **Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen (Hochenthalpiegebiete) erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben derzeit noch als schwierig.** Investitionskosten variieren erheblich und sind im Vorfeld nur schwer abzuschätzen. Typische Amortisierungszeiträume liegen bei über 25 Jahren. Eine besondere Bedeutung könnte die Geothermie für Entwicklungsländer erreichen, wo sie zur Strom- als auch Wärmeenergieerzeugung in infrastrukturschwachen Regionen beitragen kann.
- **In Deutschland stagniert der Ausbau der Geothermie.** Nach Jahren starken Wachstums hat sich in den Jahren 2016 bis 2018 die installierte Leistung kaum verändert. Die installierte elektrische Leistung der zehn deutschen Geothermie-Kraftwerke betrug im Jahr 2018 insgesamt 43 MW bei einer Gesamtproduktion von 166 GWh Strom. Seit 2016 erfolgte kein weiterer Zubau elektrizitätserzeugender geothermischer Kraftwerke.

Erneuerbare Energien

- **Der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung der Welt steigt weiter an.** Rund 18 % des globalen Primärenergieverbrauchs wurden 2018 durch erneuerbare Energien und hier vor allem von „klassischen“ regenerativen Energiequellen wie feste Biomasse und Wasserkraft gedeckt. Der Anteil der „modernen“ Energien wie Windkraft und Photovoltaik ist derzeit trotz eines starken weltweiten Ausbaus noch gering.
- **Der Zubau von Stromerzeugungskapazitäten wird global von erneuerbaren Energien dominiert.** Aktuell erfolgen 64 % des globalen Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten durch den Zubau von erneuerbaren Energien. Die internationalen Aktivitäten zur Förderung der erneuerbaren Energien sind weiterhin hoch. Derzeit haben 187 Staaten konkrete Ziele zum weiteren Ausbau formuliert.
- **Die global installierte Leistung zur Stromerzeugung liegt auf neuem Rekordhoch.** Weltweit sind 2.351 GW aus erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung installiert. Dies entspricht rund 30 % der geschätzten globalen Stromerzeugungskapazität. Photovoltaik weist erneut die größten Wachstumsraten auf. Die neuinstallierte Leistung beträgt 100 GW, davon entfällt rund die Hälfte allein auf China.
- **Erneuerbare Energien haben in Deutschland den größten Anteil an der Erzeugung elektrischer Energie.** Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix erreichte 2018 rund 35 % und betrug rund 14 % am Primärenergieverbrauch. Biomasse, Windkraft und Photovoltaik leisten den Hauptanteil. Zukünftig

ist mit einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor zu rechnen. Erneuerbare Energien stellen damit die wichtigste heimische Energiequelle dar.



2 Energiesituation in Deutschland

2.1 Energieversorgung und Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland ging in 2018 gegenüber 2017 auf 12.964 PJ und damit um rund 3,5 % zurück. Der Rückgang erklärt sich durch gestiegene Energiepreise, milde Witterung und eine Erhöhung der Energieeffizienz. Bei Abzug des Witterungseffektes ergibt sich ein Rückgang von 2,4 % (AGEB, 2019).

Der wichtigste Energieträger bleibt Mineralöl (34,3 %) gefolgt von Erdgas (23,7 %), erneuerbaren Energien (14,0 %), Kohle (10,0 % Stein- und 11,3 % Braunkohle) und Kernenergie (6,4 %) (Abb. 2-1). Im Energiemix konnten vor allem die erneuerbaren Energien ihre Anteile ausweiten. Bei der Steinkohle kam es zu deutlichen und bei Mineralöl zu leichten Rückgängen (AGEB, 2019), wohingegen der Anteil von Erdgas leicht gestiegen ist. Der verminderte Energiebedarf zeigt sich vor allem durch Verbrauchsrückgänge bei Steinkohle (minus 11,2 %), beim

Mineralöl (minus 5,0 %) und Braunkohle (minus 2,9 %). Einzig die erneuerbaren Energien legten um 1,1 % zu. Trotz des Rückgangs bei den fossilen Energieträgern liegt ihr Anteil am Primärenergieverbrauch bei rund 79 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch in Deutschland stieg 2018 auf 14 % (AGEB, 2019).

>> *Fossile Energieträger decken noch 79 % des Primärenergieverbrauchs*

Deutschland gehört als hochentwickelte Industrienation zu den größten Energieverbrauchern der Welt und deckt 70 % seines Energiebedarfs aus importierten Energierohstoffen (AGEB, 2019). Aus der inländischen Förderung stammten im Jahr 2018 rund 2 % des Erdöls und 6 % des Erdgases (Abb. 2-2) mit weiter rückläufiger Tendenz (LBEG, 2019). Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der Lagerstätten und

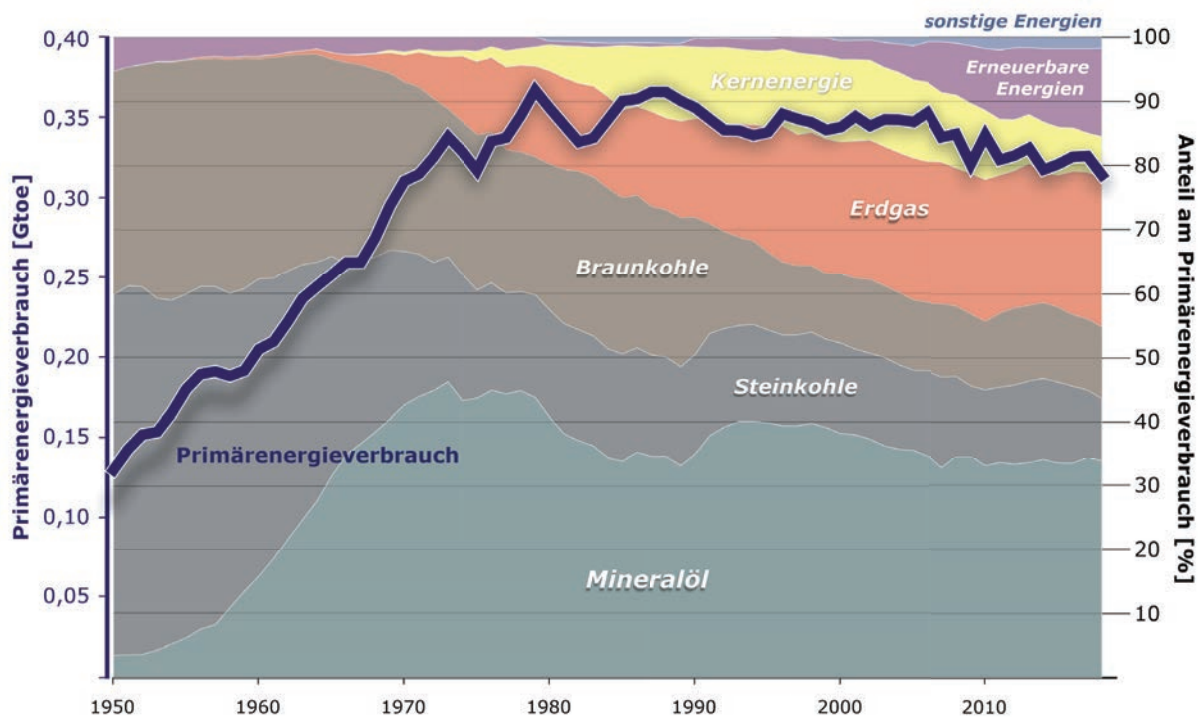


Abbildung 2-1: Entwicklung des deutschen Primärenergieverbrauchs von 1950 bis 2018 (Daten: AGEb, 2019).

fehlende große Neufunde zurückzuführen. Vom deutschen Steinkohlenverbrauch stammten im Jahr 2018 nur noch rund 6 % aus heimischer Förderung. Mit dem Ausstieg aus der Steinkohlenförderung Ende 2018 muss zukünftig der Bedarf an Steinkohle ausschließlich über Importe gedeckt werden. Unter allen fossilen Energieträgern ist Weichbraunkohle der einzige fossile Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt. Hier ist Deutschland Selbstversorger und sowohl größter Produzent als auch Verbraucher weltweit. Die Braunkohlenförderung ging 2018 um 2,9 % zurück. Als bedeutsamste heimische Energie haben sich die erneuerbaren Energien (rund 46 %) etabliert, gefolgt von der Braunkohle mit etwa 38 %. Beide rangieren mit weitem Abstand vor Erdgas, Steinkohle und Erdöl (AGEb, 2019).

>> Erneuerbare Energien wichtigste heimische Energie

Der 10-Jahresvergleich zeigt für die Energieträger Mineralöl, Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie eine Abnahme der Primärenergie-menge. Einen leichten Anstieg gab es dagegen beim Erdgasverbrauch und einen deutlichen Anstieg bei den erneuerbaren Energien. Die durch Geothermie erzeugte Primärenergie-menge hat sich in zehn Jahren vervierfacht, allerdings auf sehr niedrigem Niveau (Abb. 2-2). Aufgrund des Förderabfalls bei der Produktion aus heimischen konventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen und des Auslaufens der subventionierten Steinkohlenförderung sinkt der Selbstversorgungsbeitrag fossiler Energieträger weiter ab.

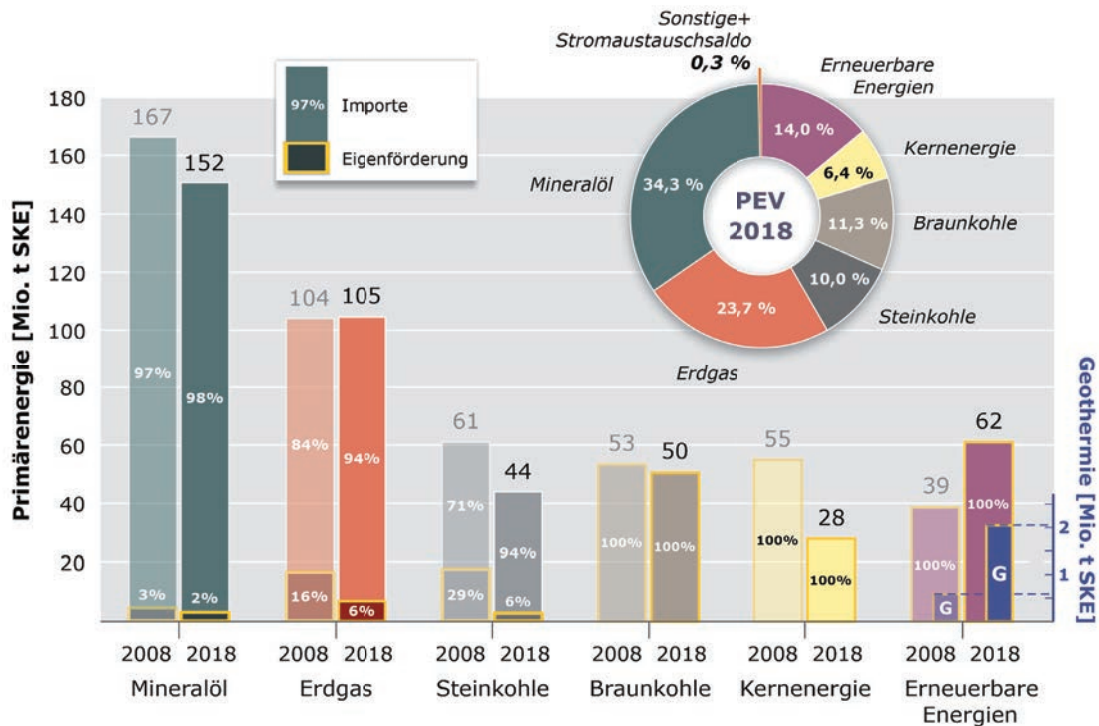


Abbildung 2-2: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2008 und 2018. Kreisdiagramm: Anteil der einzelnen Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch im Jahr 2018 (Daten: AGEb, 2019).

2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen

Erdöl

Mit rund 34 % Anteil am Primärenergieverbrauch bleibt Mineralöl weiter mit großem Abstand der wichtigste Energieträger Deutschlands (AGEb, 2019). Sowohl die Förderung

und Verbrauch als auch der Import von Rohölingen 2018 deutlich zurück. Dagegen stiegen die Erdölreserven geringfügig infolge höherer Erdölpreise sowie einer aktualisierten Bewertung der Reserven bestehender Felder (Tab. 1).

Erdölprodukte werden überwiegend als Treibstoff im Transportsektor verwendet. Etwa 94 % des Endenergieverbrauchs im Transportsektor

Tabelle 1: Erdölkennzahlen für Deutschland in 2018 und Veränderung zum Vorjahr (LBEG, 2019; MWV, 2019; BAFA, 2019a)

	Förderung	2 Mt	- 7,0 %	↘
	konventionelle Reserven	29 Mt	+ 1,6 %	→
	Verbrauch	101 Mt	- 4,2 %	→
	Rohölimporte	85 Mt	- 6,1 %	↘

entfielen im vorletzten Jahr auf Mineralölprodukte (AGEB, 2019). Darüber hinaus ist Erdöl der wichtigste Basisstoff in der organisch-chemischen Industrie (VCI, 2017).

>> Erdöl mit 34 % wichtigster Primärenergieträger

Der größte Teil der Erdölreserven Deutschlands lagert im Norddeutschen Becken, vorrangig in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Ende des Jahres 2018 standen 51 Erdölfelder in Produktion. Knapp 88 % der Gesamterdölförderung wurde aus den 10 förderstärksten Erdölfeldern erbracht, wobei das größte deutsche Erdölfeld Mittelplate/Dieksand bereits 54 % der Gesamtförderung abdeckte (LBEG, 2019). Tertiäre Fördermaßnahmen wie Dampf- und Heißwasserfluten hatten einen Anteil von 13 % an der Gesamtproduktion (LBEG, 2019).

Das mit Abstand größte Erdölförderunternehmen nach inländischer betrieblicher Förderleistung

war die DEA Deutsche Erdoel AG mit einem Anteil von rund 58 % an der Gesamtproduktion (LBEG, 2019).

Bedingt durch den höheren Erdöl- und Erdgaspreis im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Förderabgaben der Erdöl- und Erdgasproduzenten an die Länder auf rund 261 Mio. € (plus 2 %). Davon entfielen 98 Mio. € Förderabgaben auf die Erdölproduktion. Die inländische Bohrtätigkeit ist gegenüber dem Vorjahr mit 24 aktiven Bohrungen konstant geblieben. Zum Ende des Jahres 2018 waren in der deutschen Erdöl-/Erdgasindustrie 8.291 Mitarbeiter beschäftigt, 94 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr. Seit dem Jahr 2013 hat sich die Belegschaft der deutsche Erdöl-/Erdgasindustrie um 18 % verringert (BVEG, 2019).

Als einer der größten Mineralölverbraucher weltweit ist Deutschland fast vollständig auf den Import von Erdöl und Erdölprodukten angewiesen. Die Rohölimporte sanken gegenüber dem Vorjahr um rund 5 Mt auf rund 85,2 Mt (Abb. 2-3). Diese stammten zwar aus über 29 Ländern,

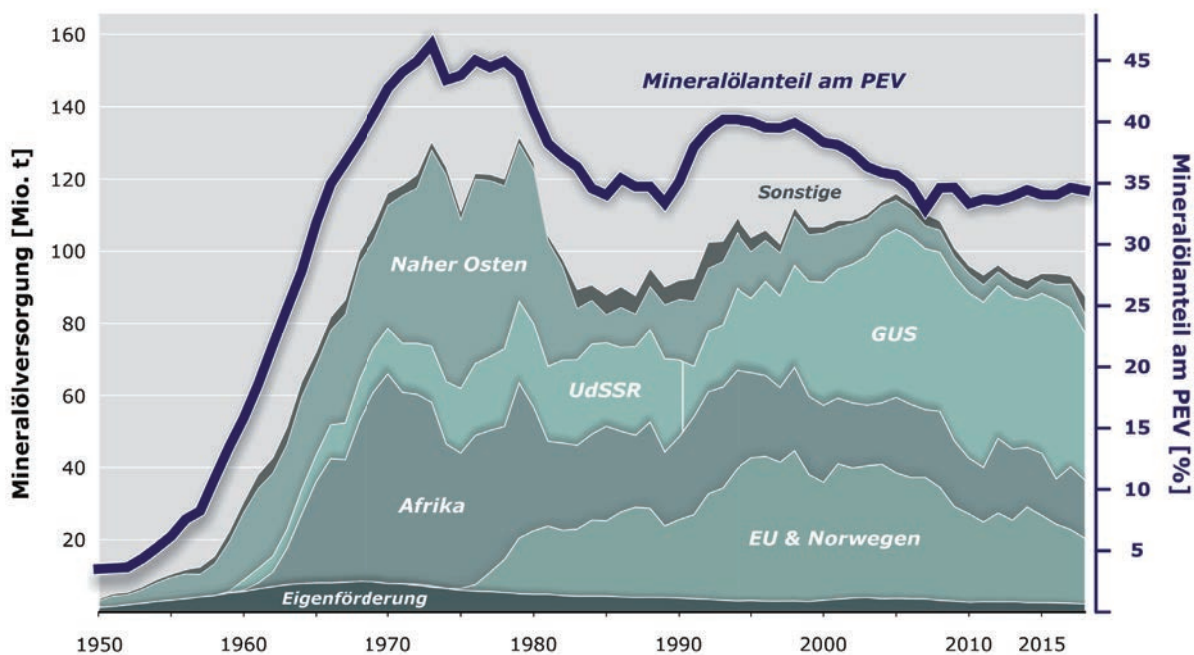


Abbildung 2-3: Mineralölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2018.



für die deutsche Rohölversorgung sind jedoch insbesondere die Russische Föderation und Norwegen relevant. Beide Länder deckten zusammen 48 % der deutschen Rohölimporte ab.

Die Bundesrepublik Deutschland ist nahezu vollständig von Mineralölimporten abhängig. Aufgrund dieser Abhängigkeit wurde bereits im Jahr 1966 eine Pflichtbevorratung eingeführt, die seit dem Jahr 1978 durch das Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) gesetzlich verankert ist (EBV, 2008). Die 30 Mitgliedstaaten der zwischenstaatlichen IEA, die im Jahr 1974 als Folge der ersten Ölkrise gegründet wurde, um u. a. bei Rohölversorgungsengpässen in den Ölmarkt stabilisierend eingreifen zu können, halten ebenfalls strategische Erdölvorräte vor.

Die gesetzlich vorgeschriebene Höhe der Bevorratung in Deutschland entspricht mindestens den täglichen Durchschnittsnettoeinfuhren für 90 Tage bezogen auf die letzten vor dem Bezugszeitraum liegenden drei Kalenderjahre. Vorgehalten werden Rohöl sowie Mineralölprodukte. Diese lagern u. a. in Kavernen, Tank- oder Vorratslagern von Raffinerien (BMJV, 2012). Zum Stichtag 31.03.2018 waren 14,18 Mt Rohöl sowie 9,37 Mt Mineralölprodukte bevorratet (EBV, 2018). Obgleich in allen Bundesländern Vorräte lagern, konzentrieren sich aufgrund der Möglichkeit der Kavernenspeicherung die Bestände auf den nordwestdeutschen Raum. Bedeutende Kavernenspeicher befinden sich in Wilhelmshaven-Rüstlingen, Heide, Lesum und Sottorf.

Erdgas

Erdgas bleibt weiter, mit rund 24 % Anteil am Primärenergieverbrauch, der zweitwichtigste Energieträger Deutschlands (AGEB, 2019). Die Förderung von Erdgas im großen Maßstab begann in Deutschland erst in den 1960er Jahren, ausgelöst durch die Erschließung von Erdgasvorkommen vor allem in Niedersachsen. Die Förderung, die seit über 15 Jahren rückläufig ist, sowie die Reserven fielen infolge der zunehmenden Erschöpfung der Felder als auch der rückläufigen Explorationstätigkeit erheblich. Aus inländischer Erdgasförderung stammten ehemals rund 20 % des verbrauchten Erdgases, derzeit sind es noch rund 8 %. Der Verbrauch lag geringfügig unter dem des Vorjahres. Die Erdgasimporte wie auch die Re-Exporte nahmen hingegen deutlich zu (Tab. 2).

>> *Inländische Erdgasförderung seit 2000 mehr als halbiert*

Im Ländervergleich liegen mit einem Anteil von 98,6 % an den Rohgasvorkommen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Dieses Bundesland trägt mit rund 94 % auch den größten Anteil an der Förderung. Im Berichtsjahr waren 77 Felder in Betrieb (LBEG, 2019). Das mit Abstand größte Erdgasförderunternehmen nach inländischer betrieblicher Förderleistung war die ExxonMobil Production Deutschland GmbH mit über der Hälfte Anteil an der heimischen Gesamtförderung

Tabelle 2: Erdgaskennzahlen für Deutschland in 2018 und Veränderung zum Vorjahr (LBEG, 2019, BAFA, 2019b)

	Förderung	7 Mrd. m ³	- 13,0 % ↓
	sichere Reserven	30 Mrd. m ³	- 18,0 % ↓
	Verbrauch*	85 Mrd. m ³	- 3,6 % →
	Erdgasimporte	117 Mrd. m ³	+ 9,7 % ↗
	Erdgasexporte	40 Mrd. m ³	+35,0 % ↑

* 1.000 Nm³ = 38 x 10⁹ J

(LBEG, 2019). Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland (GUS/Russische Föderation, Amerika, Europa, Afrika) wird im Wesentlichen von den Unternehmen Wintershall Holding GmbH und DEA Deutsche Erdoel AG erbracht. Beide Unternehmen förderten im Jahr 2018 rund 19,8 Mrd. m³ im Ausland und damit geringfügig mehr als im Vorjahr. Sie fusionierten im Frühjahr 2019 zu Wintershall Dea.

Die in Deutschland technisch gewinnbaren Erdgasressourcen werden auf rund 1,4 Bill. m³ geschätzt (BGR, 2019). Das Potenzial von Erdgas in Schiefergasvorkommen liegt in der Größenordnung von 0,3 Bill. m³ bis 2 Bill. m³ bezogen auf eine Tiefe von 1.000 m bis 5.000 m

(BGR, 2016). Darüber hinaus wird in Tight Gas Vorkommen ein Potenzial von rund 1 Bill. m³ und in Kohleflözen von etwa 0,5 Bill. m³ geschätzt. Das Restpotenzial an Erdgasressourcen in konventionellen Vorkommen an Erdgasressourcen beläuft sich auf 0,02 Bill. m³ (BGR, 2019).

Im Berichtsjahr 2018 sind die Brutto-Erdgasimporte nach Berechnungen des BAFA (2019b) um rund 10 % gegenüber 2017 gestiegen. Ein großer Anteil davon wurde in Nachbarländer weitergeleitet und die Erdgasexporte stiegen um 35 % auf rund 40 Mrd. m³. Das Gesamtaufkommen (Importe und Eigenförderung) lag für 2018 bei 4.664.443 TJ (Abb. 2-4). Den Erdgasspeichern wurden insgesamt 99,720 TJ Erdgas zugeführt.

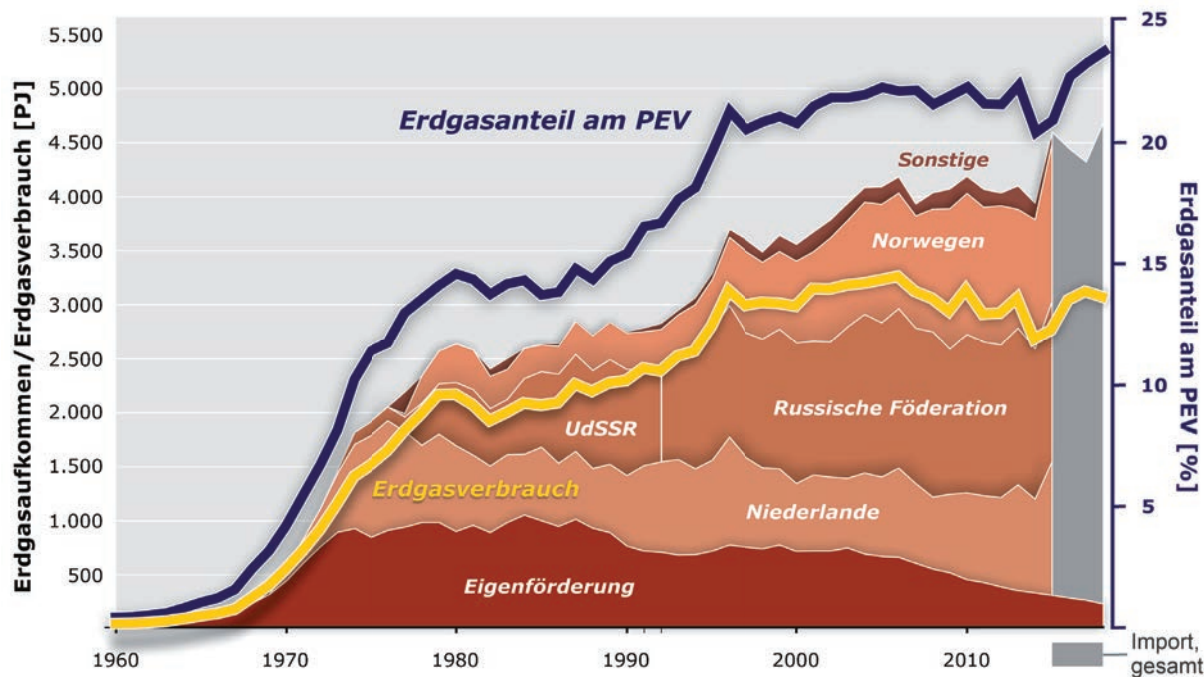


Abbildung 2-4: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 bis 2018 und Erdgasanteil am PEV. Gelbe Kurve zeigt den deutschen Erdgasverbrauch am Gesamtaufkommen (BAFA, 2019b; AGE, 2019). Aus Datenschutzgründen veröffentlicht das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle seit dem Jahr 2016 keine Informationen mehr zu den Liefermengen der einzelnen Exportländer.



Kohle

Im Jahr 2018 war Kohle (Stein- und Braunkohle) mit einem Anteil von 21,3 % nach Erdöl und Erdgas der dritt wichtigste Energieträger Deutschlands (AGEB, 2019). Gemäß dem Anfang 2019 gefundenen Kohlekompromiss (Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – BMWi, 2019a) soll Kohle auch noch bis 2038 einen Beitrag zur deutschen Energieversorgung leisten. Während die heimische Steinkohlenförderung am Ende des Jahres 2018 eingestellt wurde, stellt die Braunkohle mit Blick auf die Vorräte und Förderung den mit Abstand bedeutendsten heimischen fossilen Energieträger dar. Sowohl die Förderung (Tab. 3, Abb. 2-5, 2-6) als auch der Verbrauch von Braun- und Steinkohle verringerten sich im Berichtsjahr.

>> *Förderung und Verbrauch nehmen ab*

Neben der hauptsächlichen Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung existieren mit dem Wärmemarkt, der Kohlevergasung und –verflüssigung sowie der Verkokung noch weitere Einsatzgebiete für Kohle. Insbesondere die Verwendung von Koks, erzeugt aus Koks Kohlen, ist für die Roheisenerzeugung und somit für die Stahlindustrie derzeit nicht in großem

Umfang ersetzbar. Aus Klimaschutzgründen ist eine schrittweise Verringerung der Kohleverstromung ein erklärtes Ziel der Bundesregierung (BMU, 2016).



Abbildung 2-5: In 2018 noch aktive, bedeutende und stillgelegte Braun- und Steinkohlenreviere Deutschlands.

Tabelle 3: Kennziffern des deutschen Braun- und Steinkohlensektors im Jahr 2018 sowie Veränderungen zum Vorjahr (AGEB, 2019, DEBRIV, 2019, SdK, 2019, VDKI, 2019a)

	Braunkohle		Steinkohle	
	Förderung	166,3 Mt	- 2,9 % ↓	2,6 Mt v. F.
Importe (inkl. Produkte*)	0,04 Mt	+ 11,7 % ↑	46,6 Mt	- 9,1 % ↓
Exporte (inkl. Produkte*)	1,5 Mt	- 0,6 % →	1,1 Mt	- 1,9 % →
Verbrauch	50 Mt SKE	- 2,9 % ↓	44,4 Mt SKE	- 11,2 % ↓
Reserven (Ende 2018)	35.900 Mt	- 0,6 % →		

* Produkte wie Staub, Briketts und Koks

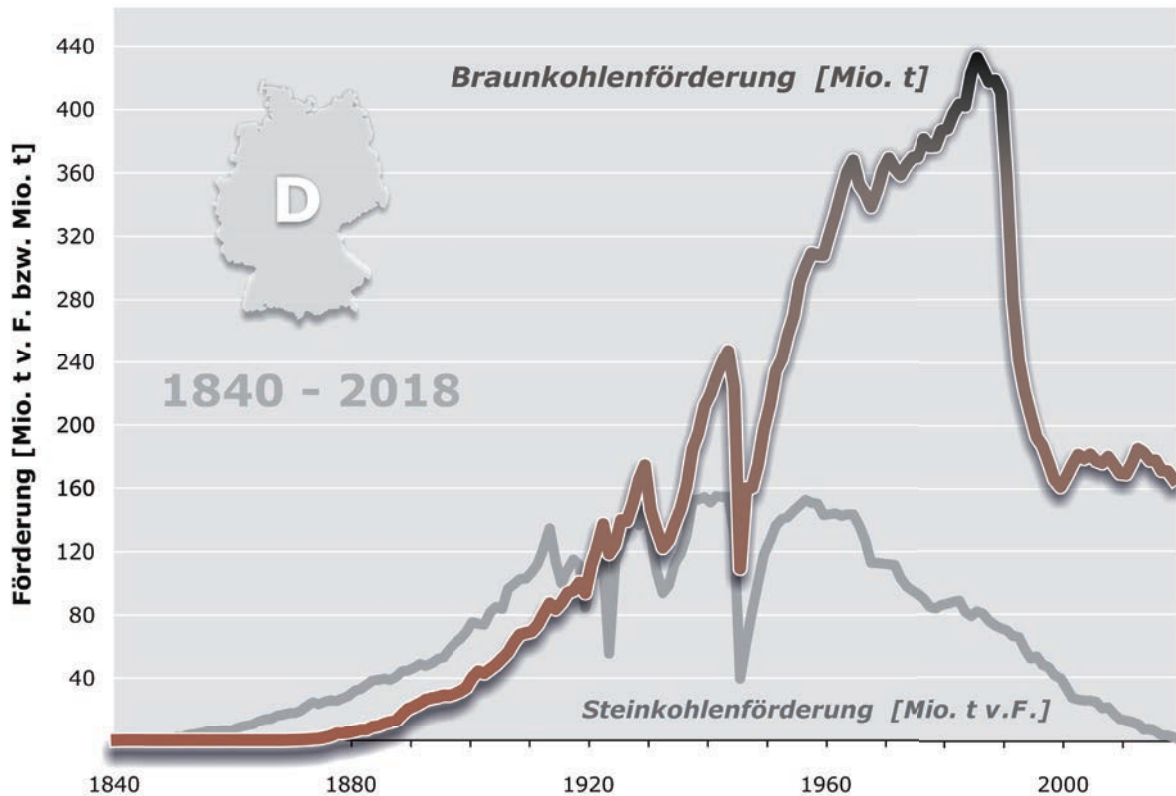


Abbildung 2-6: Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2018 (nach SdK, 2019).

Steinkohle

Im Jahr 2018 belief sich die deutsche Steinkohlenförderung auf 2,58 Mt verwertbare Förderung (v. F.). Im Ruhrrevier (Abb. 2-5) förderte 2018 das Bergwerk Prosper-Haniel rund zwei Drittel (1,8 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenproduktion. Im Ibbenbürener Revier wurden auf der gleichnamigen Schachtanlage rund ein Drittel (0,8 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenförderung gehoben. Ende 2018 stellten diese beiden verbliebenen deutschen Steinkohlenbergwerke die Förderung ein.

>> *Dezember 2018: Beendigung der deutschen Steinkohlenförderung*

Gegenüber dem Jahr 2017 fiel der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland im Berichtsjahr niedriger aus. Er verringerte sich – wie auch schon im Vorjahr – um mehr als 11 % auf rund 44,4 Mt SKE. Damit fiel der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch auf 10 % nach 10,9 % im Vorjahr. Vom deutschen Steinkohlenverbrauch stammten im Jahr 2018 noch rund 6 % aus heimischer Förderung. Der Gesamtabsatz deutscher Steinkohle verringerte sich im Berichtsjahr geringfügig um 4,9 % auf 4,46 Mt. Seit 1958 verringerte sich die Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau. Im Berichtsjahr sank die Zahl der Beschäftigten gegenüber 2017 um 27,8 % auf 4.125 (AGEB, 2019, SdK, 2019).



Die Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten verringerten sich um 9,1 % gegenüber 2017 auf 46,6 Mt (Abb. 2-7). Im Jahr 2018 war die Russische Föderation mit rund 19 Mt (40,8 %) erneut der größte Lieferant, gefolgt von den USA (20,9 %) und Kolumbien (8,1 %). Die Einfuhren aus dem einzig verbliebenen bedeutsamen EU-28-Kohleexportland Polen verringerten sich auf rund 1,7 Mt. Davon entfielen rund 1,5 Mt auf Koks (VDKI, 2019a). Der Anteil der Importe am gesamten Kohleaufkommen in Deutschland belief sich wie im Vorjahr auf rund 94 %. Aufgrund der Schließung der letzten zwei deutschen Steinkohlenbergwerke am Ende des Jahres 2018, muss Deutschland von nun an seinen Bedarf an Steinkohle komplett über Importe decken.

>> Steinkohlenverbrauch und -importe seit Jahren rückläufig

Der Preis für importierte Kraftwerkskohlen bewegte sich im Jahr 2018 zwischen rund 88 und rund 101 €/t SKE und damit auf einem vergleichsweise hohen Preisniveau. Der jahresdurchschnittliche Preis belief sich dabei auf 95,49 €/t SKE (plus 4 % gegenüber 2017). Auch der Kokspreis stieg gegenüber dem Vorjahr geringfügig um 6 % und der jahresdurchschnittliche Preis belief sich auf 271,61 €/t. Lediglich der jahresdurchschnittliche Preis für Kokskohlen verringerte sich leicht gegenüber dem Vorjahr um 6,3 % auf 163,87 €/t (BAFA, 2019c, VDKI, 2019b).

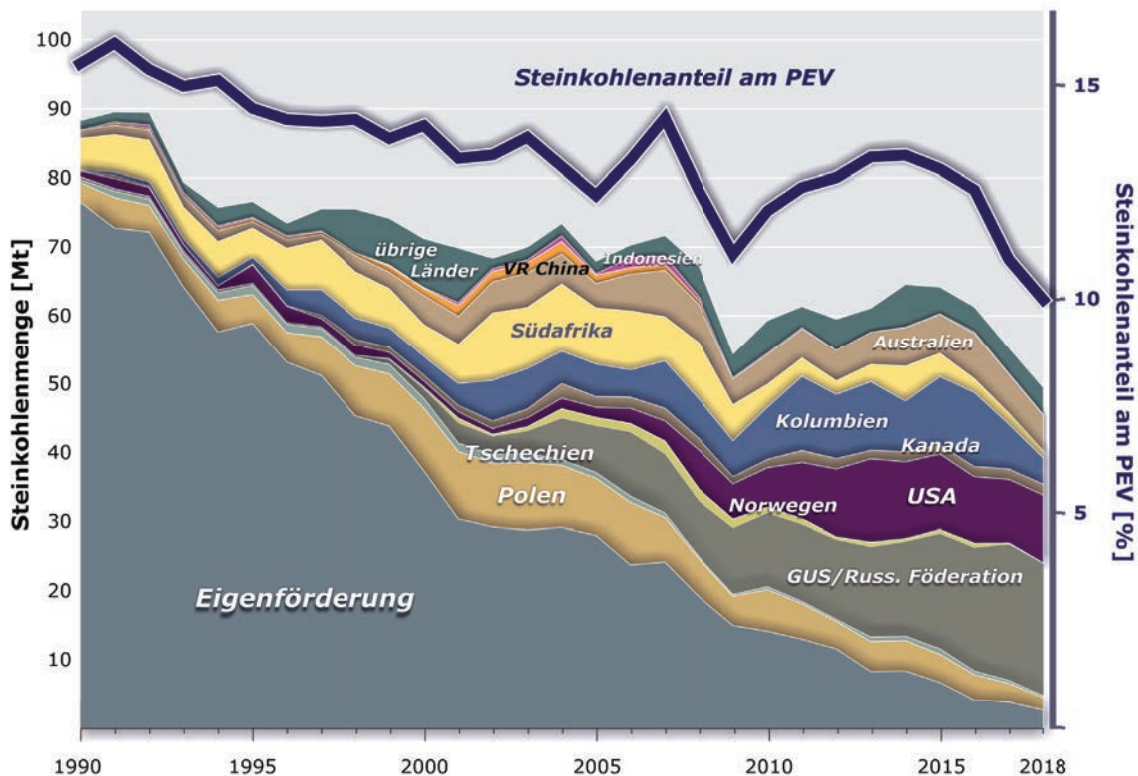


Abbildung 2-7: Steinkohlenversorgung Deutschlands von 1990 bis 2018 (Daten: AGE, 2019, SdK, 2019, VDKI, 2019a).

Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus

Die heimische Steinkohle bildete im 19. Jahrhundert die Basis der industriellen Revolution in Deutschland. Die höchste Steinkohlenförderung wurde 1941 während des Zweiten Weltkrieges mit rund 155 Mt v. F. erreicht (Abb. 2-6). Nach dem Zweiten Weltkrieg war die Steinkohle als wichtiger heimischer Energierohstoff ein wesentlicher Baustein für den Wiederaufbau des Landes und den anschließenden Wirtschaftsaufschwung in Deutschland. Die deutsche Steinkohlenförderung erreichte 1956 mit 152,5 Mt v. F. die höchste Nachkriegsförderung. Zu dieser Zeit belief sich die Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau auf rund 600.000 Beschäftigte und die Anzahl der Steinkohlenbergwerke auf über 170 (GVSt, 2019b). Aufgrund sinkender Nachfrage aber auch vergleichsweise hoher Förderkosten nahm die deutsche Steinkohlenförderung seit 1956 nahezu kontinuierlich ab. In den vergangenen Jahrzehnten wurde die Nutzung der heimischen Steinkohle durch Erdöl, Erdgas, Uran sowie durch Importkohle ersetzt. Der Zuwachs bei den erneuerbaren Energien wirkt sich seit einigen Jahren ebenfalls auf die Nutzung von Kohle aus.

Der deutsche Steinkohlenbergbau war seit vielen Jahren insbesondere wegen der ungünstigen geologischen Bedingungen international nicht wettbewerbsfähig. Um dennoch einen Beitrag zur sicheren Versorgung der Kraft- und Stahlwerke mit Steinkohle leisten zu können sowie aus arbeitsmarktpolitischen Gründen, wurde der heimische Steinkohlenbergbau durch öffentliche Hilfen gefördert. Für das Berichtsjahr 2018 wurden dem Steinkohlenbergbau 1.091 Mio. € an öffentlichen Mitteln zugesagt (BMW, 2019). Im Februar 2007 hatten sich der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen und das Saarland sowie die RAG AG und die IG BCE darauf verständigt, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. Die Finanzierung der Ewigkeitslasten des Steinkohlenbergbaus der RAG AG (beispielsweise Grubenwasserhaltung und Bergschäden) wird durch die am 10. Juli 2007 gegründete RAG-Stiftung sichergestellt. Mit der Schließung der zwei letzten deutschen Steinkohlenbergwerke Ende 2018 endet eine über 200 Jahre währende Ära der industriellen Förderung von Steinkohle in Deutschland und dabei insbesondere im Ruhrgebiet.

Braunkohle

Im Gegensatz zur Steinkohle kann deutsche Braunkohle im Wettbewerb mit Importenergieträgern ohne Subventionen weiterhin bestehen. Günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ermöglichen den Einsatz einer leistungsfähigen Tagebautechnik, so dass große Mengen in nahegelegene Kraftwerke zur Stromerzeugung abgesetzt werden können. Seit Beginn der industriellen Braunkohlenproduktion ist Deutschland der größte Produzent von Braunkohle weltweit.

>> *Deutschland weltweit größter Braunkohlenproduzent*

Braunkohle wird in Deutschland in drei Revieren gefördert (Abb. 2-5). Im Rheinischen Revier in den alten Bundesländern hat sich die Förderung insgesamt um 5,4 % auf 86,3 Mt verringert. In den Revieren der neuen Bundesländer (Mitteldeutschland und Lausitz) verblieb die Förderung mit rund 80 Mt auf Vorjahresniveau. Bundesweit lag die Summe im Jahr 2018 bei etwa 166 Mt (SdK, 2019). Über Tagebaue sind in



Deutschland 3,65 Gt an Braunkohlevorräten zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf 32,25 Gt. Die Ressourcen umfassen 36,5 Gt. Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Power AG drei Tagebaue – Garzweiler, Hambach und Inden. Mit Braunkohle aus dem Tagebau Garzweiler werden die Kraftwerke Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem beliefert, wobei das Kraftwerk Frimmersdorf zum 1. Oktober 2017 und die Blöcke E und F des Kraftwerks Niederaußem zum 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden. Letztere werden nicht mehr am Markt eingesetzt und ein Anfahren ist nur auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers gestattet, der für die Systemstabilität der Übertragungs-/ Stromnetze zuständig ist. Der Tagebau Hambach liefert an die Kraftwerke Niederaußem, Goldenberg und an die Gas- und Elektrizitätswerke Köln. Das Kraftwerk Weisweiler wird vom Tagebau Inden versorgt.

Die Förderung im Lausitzer Revier erfolgt durch die Lausitz Energie Bergbau AG aus den vier Tagebauen Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde. Die Kraftwerke Jänschwalde (Block F seit 1. Oktober 2018 in Sicherheitsbereitschaft), Boxberg, Lippendorf/Block R sowie Schwarze Pumpe werden durch die Lausitz Energie Kraftwerke AG betrieben. Beide Unternehmen – ehemals Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG – firmieren seit dem Herbst 2016 unter dem gemeinsamen Markennamen LEAG und gehören zum tschechischen Energiekonzern Energetický a průmyslový Holding (EPH) und seinem Finanzpartner PPF Investments.

Im Revier Mitteldeutschland sind die zwei Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die seit 2012 vollständig zur tschechischen Holding EP Energy gehört, sowie der Tagebau Amsdorf der Romonta GmbH in Betrieb. Der größte Teil der Braunkohle aus den zwei erstgenannten Tagebauen wird in den Kraftwerken Schkopau und Lippendorf verstromt. Hingegen dient die Braunkohlenförderung aus dem Tagebau Amsdorf der Produktion von Rohmontanwachs.

>> Förderung aus deutschen Braunkohlerevieren dient vorrangig zur Stromerzeugung

Der gesamte Absatz an Braunkohle verringerte sich im Berichtsjahr um 2,9 % auf etwa 166,3 Mt. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch verblieb mit 11,3 % (50 Mt SKE) nahezu auf dem Vorjahresniveau. Rund 90 % der deutschen Braunkohlenförderung werden in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung zur Stromerzeugung eingesetzt. Der Anteil der Braunkohlekraftwerke an der Bruttostromerzeugung belief sich 2018 auf 22,5 % und war damit nach den erneuerbaren Energien der zweitwichtigste Energieträger im deutschen Strommix. Im Berichtszeitraum verringerte sich die Anzahl der Beschäftigten im Braunkohlenbergbau geringfügig. Bundesweit waren es 15.872 und damit 0,2 % weniger als im Vorjahr (AGEB, 2019, Kaltenbach & Maassen, 2019).

Kernenergie

Ein zentraler Punkt der Energiewende ist der Ausstieg aus der Kernenergie. Mit der 13. Änderung des Atomgesetzes am 6. August 2011 beschloss die deutsche Regierung das Ende der Nutzung der Kernenergie zur kommerziellen Stromgewinnung. Das Gesetz sieht vor, spätestens im Jahr 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abzuschalten. Der Ausstieg erfolgt stufenweise mit genau festgelegten Abschaltdata. Seit 1962 wurden in Deutschland insgesamt 37 Kernkraftwerke errichtet, die den kommerziellen Leistungsbetrieb aufgenommen haben. In 2018 waren noch sieben Kernkraftwerke in Betrieb. Sie werden jeweils zum Jahresende nach folgendem Zeitplan abgeschaltet:

- 2019: Philippsburg 2,
- 2021: Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf,
- 2022: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

>> *6,4 % der Primärenergie aus sieben Kernkraftwerken*

Der Beitrag der Kernenergie zum Primärenergieverbrauch (Abb. 2-2) verringerte sich weiter auf 829 PJ (2017: 833 PJ). Sie hatte damit einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 6,4 % (2017: 6,2 %). In der öffentlichen Stromversorgung lag die Kernenergie mit einem Anteil von 11,8 % an fünfter Stelle hinter den erneuerbaren Energien (34,9 %), Braunkohle (22,5 %), Steinkohle (12,9 %) und Erdgas (12,9 %).

2018 wurden in Deutschland 646,1 TWh Strom produziert. Damit lag die Stromerzeugung etwas niedriger als im Vorjahr (minus 1,2 %; 2017: 653,7 TWh). Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung blieb mit 76,0 TWh ungefähr auf Vorjahresniveau (2017: 76,3 TWh). Bis zur Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 waren 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 21.517 MW_e installiert. Derzeit sind nur noch sieben Kernkraftwerke mit 10.013 MW_e (brutto) am Netz.

>> *Uran deutscher Kernkraftwerke zu 100 % importiert*

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff berechnete sich auf 1.644 t U. Er wurde durch Importe und aus Lagerbeständen gedeckt. Die für die Brennstoffherstellung benötigten Natururanmengen wurden wiederum fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten in Frankreich, Kanada und den Niederlanden bezogen.

In Deutschland wurde nach der Schließung der Sowjetisch-Deutschen Aktiengesellschaft (SDAG) WISMUT im Jahr 1990 kein Bergbau zur Produktion von Natururan mehr betrieben. Im Rahmen der Flutungswasserreinigung des Sanierungsbetriebes Königstein wurde und wird hin und wieder Natururan abgetrennt (2018: 0 t). Allerdings wird die Aufbereitungsanlage am Standort Königstein derzeit den künftigen

Erfordernissen angepasst und so umgebaut, dass zukünftig die technologische Prozessstufe der selektiven Uranabtrennung entfällt. Uran wird künftig mit anderen Schwermetallen zusammen behandelt. Denn Hauptaufgaben der Sanierung an den Sanierungsstandorten der Wismut GmbH sind und bleiben das Wassermanagement und die Behandlung kontaminierter Wässer aus der Flutung der Gruben und der Sanierung der industriellen Absetzanlagen. 2018 wurden mit den sechs Wasserbehandlungsanlagen insgesamt etwa 12,3 Mio. m³ kontaminierte Wässer behandelt und an die Vorfluter abgegeben.

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG WISMUT befanden sich 2018 im 28. Jahr der Sanierungsarbeiten. Die Arbeiten werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von der Wismut GmbH durchgeführt und von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe fachlich begleitet und begutachtet. Die Kernziele der Sanierung (Stilllegung der Bergwerke, Flutung der Gruben, Wasserreinigung, Demontage und Abbruch kontaminierter Anlagen und Gebäude, Sanierung von Halden und Schlammteichen, Umweltüberwachung) sind zu mehr als 90 % abgeschlossen. Von den für das Großprojekt zur Verfügung gestellten 7,1 Mrd. € waren Ende 2018 rund 92 % (6,5 Mrd. €) verausgabt.



Geothermie in Deutschland

In Deutschland finden sich drei Hauptregionen mit günstigen Bedingungen für die Tiefe Geothermie: das Norddeutsche Becken, der Oberrheingraben im Westen und das Molassebecken im Süden. Die drei Länder Baden-Württemberg, Bayern und Rheinland-Pfalz verfügen 2018 über insgesamt zehn stromproduzierende Standorte. Aktuell sind dies, mit ihrem Jahr der Inbetriebnahme in Klammern, Bruchsal (2010), Dürrnhaar 2012, Grünwald/Laufzorn (2014), Holzkirchen (2018), Insheim (2012), Kirchstockach (2013), Landau (2007), Sauerlach (2013), Taufkirchen (2018) und Traunreut (2016). Mit einer gesamten installierten elektrischen Leistung von 43 MW_e wurden im Jahr 2018 etwa 166 GWh_e produziert (Weber et al., 2020). Bei Garching a. d. Alz befindet sich eine weitere-Anlage mit 4,5 MW_e im Bau (Weber et al., 2020).

>> Installierte Leistung 43 MW_e und 166 GWh_e Gesamtproduktion in 2018

Deutschlandweit stellt der Wärmeverbrauch mit 57 % unverändert den höchsten Energiebedarf dar, wobei private Haushalte hierbei wiederum mit etwa zwei Drittel beteiligt sind (BDEW, 2019). Im Jahr 2018 bildeten erneuerbare Energien zum ersten Mal den höchsten Anteil bei der Beheizung neuer privater Wohngebäude, hierbei lieferten Geothermie-Anlagen etwa 16 % (DESTATIS, 2019). Im Bereich Wärmepumpen hält der Wachstumstrend auch im Jahr 2018 an. Mit einem deutschlandweiten Absatz von 84.000 Heizungswärmepumpen wurde ein Zuwachs von 8 % gegenüber dem Vorjahr erzielt (BWP, 2019) mit einer gesamt produzierten Wärmemenge von 4.400 MW_{th} (Weber et al., 2020).

Nach den starken Wachstumsraten in den vergangenen zehn Jahren stagniert die installierte Leistung der Direktwärmenutzung durch Geothermie seit 2016 bei knapp 375 MW_{th} und einer Jahresproduktion von ca. 1.377 GWh/a. (LIAG, 2019). Die installierte Leistung teilt sich auf drei Sektoren wie folgt auf: Gebäudeheizung (84 %),

Thermalbad (15 %), Fernwärme (1 %) mit einer leichten Verschiebung für die Wärmeproduktion Gebäudeheizung (65 %), Thermalbad (34 %), Fernwärme (1 %) nach (LIAG, 2019).

Auch im Berichtszeitraum 2018 trug die geothermische Energieerzeugung in Deutschland einen Beitrag von 0,082 % zum Primärenergieverbrauch von 13.106 PJ bei (BMW, 2019c). Unter Ausnutzung der Geothermie auf unterschiedlichsten Skalen und in unterschiedlichsten Tiefen (Weber et al., 2020) könnte ihr großes Potential in der Zukunft jedoch für eine Vielzahl von Anwendungen genutzt werden.

>> Großes Potential der Geothermie wird in Deutschland nicht ausgenutzt

SEIGER — Monitoring tiefer Geothermischer Anlagen und mögliche seismische Einwirkungen

Das von der Bundesregierung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms geförderte neue Forschungsvorhaben SEIGER soll zur Erreichung der übergreifenden Ziele der Energiewende beitragen. Das von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) koordinierte Verbundvorhaben untersucht verschiedene Aspekte der induzierten Seismizität im Raum München und dem Oberrheingraben. Beteiligt sind neben der BGR die Friedrich-Schiller-Universität Jena (FSU Jena), die Johann Wolfgang Goethe-Universität Frankfurt a.M. (JWGU Frankfurt), die Ludwig-Maximilians-Universität München (LMU München), die BESTEC GmbH Landau in der Pfalz (BESTEC), die DMT GmbH & Co. KG Essen (DMT) sowie das Institut für Innovation, Transfer und Beratung gGmbH Bingen (ITB). Die Laufzeit beträgt drei Jahre und endet Ende April 2022. Das Verbundvorhaben umfasst die folgenden Teilprojekte:

- Erfassung und Bewertung der Einwirkungen induzierter Seismizität sowie Koordination des Verbundvorhabens (BGR, DMT).
- Das Forschungsnetzwerk Südpfalz — Echtzeit-Monitoring, Netzwerkoptimierung und Öffentlichkeitsarbeit (BGR).
- Entwicklung eines kostengünstigen Arraysystems zur regionalen und synchronen seismischen Überwachung geothermischer Kraftwerke und Reservoirs (JWGU Frankfurt).
- Tiefe Geothermie im innerstädtischen Bereich (LMU München, DMT).
- Kartierung seismisch aktiver Störungen während des Produktionsbetriebs und Möglichkeiten ihrer Prognose vor dem Bohren (BESTEC, ITB).
- Automatische Momentenmagnitudenbestimmung für induzierte Seismizität bei tiefer Geothermie (FSU Jena).

Die Ergebnisse des Projekts dienen dem Ziel der Prognose induzierter seismischer Aktivität, so dass diese schon im Planungsstadium unter dem Aspekt des Erfolgsrisikos einbezogen werden kann.

Das Verbundprojekt SEIGER wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert und vom Projektträger Jülich (PTJ) betreut. Förderkennzeichen: 03EE4003A.



Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung Deutschlands wächst. Grundlage dafür ist das zum 1. April 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches 2014 und 2017 weiter reformiert wurde. Ziel der Bundesregierung ist es, zum einen den Anteil der erneuerbaren Energie am gesamten Bruttoendenergieverbrauchs bis 2020 auf mindestens 18 % zu erhöhen, sowie bis zum Jahr 2025 etwa 40 % bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen (BMWl, 2017; BMWl, 2018). Bis zum Jahr 2030 soll sich der Stromanteil auf 65 % und bis 2050 auf 80 % erhöhen (Abb. 2-8). Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist die Energieeffizienz die zweite Säule der Energiewende. Bis 2050 soll der Bedarf an Primärenergie in Deutschland um 50 % gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden (BMWl, 2019d).

Bislang fokussiert sich die Entwicklung der erneuerbaren Energien primär auf den Stromsektor. Aktuell werden knapp 35 % des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt. Windenergie und Biomasse sind dabei in Deutschland die wichtigsten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung. Zusätzlich leisten Solarenergie, Wasserkraft und Geothermie ihren Beitrag zur Deckung des Strombedarfes.

*>> 35 % des Strom- und 14 %
des Primärenergieverbrauchs
aus erneuerbaren Energien*

Insgesamt betrug die Stromerzeugung aus Windkraft (onshore und offshore) 111,6 Mrd. kWh und steht, mit einem Anteil von 18,6 % am deutschen Strommix nach der Braunkohle an zweiter Stelle der Stromerzeugung in Deutschland (AGEB, 2019). Der Ausbau der Windenergie an Land erlitt 2018 jedoch einen starken Rückgang (minus 55 % im Vergleich zum Vorjahr). Gründe hierfür sind vielschichtig aber primär auf Probleme im

Genehmigungs- und Ausschreibungsverfahren zurückzuführen. Insgesamt wurden Windenergieanlagen an Land mit einer Gesamtleistung von 2.273 MW neu in Betrieb genommen (UBA, 2019), was dem niedrigsten Wert seit 2013 entspricht. Trotz des vergleichbar geringen Zubaus erzeugten Windkraftanlagen an Land (Onshore), auf Grund von günstigen Windverhältnissen, mit 92,2 Mrd. kWh aber 5 % mehr Strom als im Vorjahr.

Auch die Offshore-Anlagen erzeugten 9 % mehr Strom als im Vorjahr. Hauptgrund ist, neben den guten Windverhältnissen in 2018, jedoch hier der stetige Zubau von Offshore-Windkraftanlagen der letzten Jahre. Betrug die Stromerzeugung auf See im Jahr 2014 noch 1,4 Mrd. kWh, wurden 2018 bereits 19,3 Mrd. kWh erzeugt. Insgesamt stehen in Deutschland über 58.980 MW installierte Leistungen aus Windanlagen (onshore und offshore) zur Verfügung (Tab. A-44 im Anhang).

*>> Windkraft und Biomasse
wichtigste Stromerzeuger
der erneuerbaren Energien*

Der zweitwichtigste Energieträger der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland ist die Biomasse. Aus knapp 9.000 MW installierter Leistung wurden 2018 51,3 Mrd. kWh Strom aus biogenen Energieträgern (fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse) produziert. Dazu gehören neben Biogas auch Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm, als auch biogene Abfälle zur Erzeugung von Strom in Müllkraftwerken (AGEB, 2019). Der Anteil der Biomasse am deutschen Strommix betrug, wie bereits im Vorjahr, 8 %. Während es bei fester und flüssiger Biomasse kaum Änderungen der installierten Leistung gab, wird derzeit besonders in Leistungserhöhungen bestehender Biogasanlagen, aber auch im Zubau neuer Anlagen, investiert (UBA, 2019).

Auch die Stromerzeugung aus Sonnenenergie (Photovoltaik) wird in Deutschland weiter intensiv ausgebaut und hat nach der Windkraft die höchsten installierten Kapazitäten unter den erneuerbaren Energien. Nach einem Rückgang des Ausbauvolumens in den letzten Jahren erhöhte sich die Zuwachsrate nun deutlich. Der Zubau der installierten Leistung von Photovoltaik betrug 2018 rund 2,9 GW und konnte damit zum ersten Mal den im EEG festgelegten Ausbaurahmen von 2,5 GW pro Jahr übertreffen (UBA, 2019). Insgesamt stehen in Deutschland derzeit knapp 45.300 MW installierte Leistung aus Photovoltaik zur Verfügung (Tab. A-44 im Anhang). Die Stromerzeugung aus dieser Quelle stieg 2018 um 17 % auf 46,2 Mrd. kWh, was primär auf den historischen Höchststand der Sonnenscheindauer in 2018 zurückzuführen ist.

>> Stromerzeugung aus Photovoltaik steigt um 17 % gegenüber 2017

Der Anteil (13,9 %) erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung blieb 2018 im Vergleich zum Vorjahr nahezu stabil. Aufgrund der milden Witterung in 2018 ging der gesamte Endenergieverbrauch in Deutschland leicht zurück, so dass auch der Verbrauch von fester Biomasse (insbesondere Holz) in Haushalten rückläufig war. Ausnahme ist der Verbrauch von Holzpellets. Dieser stieg (plus 5 %) hingegen weiter auf 2,2 Mt an. Mit rund 86 % hat die feste Biomasse (inkl. biogener Abfall) den bedeutendsten Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeerzeugung.

>> 5,6 % des deutschen Kraftstoffbedarfs aus erneuerbarer Energie

Biokraftstoffe wie Bioethanol, Biodiesel und Biogas machen den Hauptanteil (88 %) der

erneuerbaren Energien im Verkehrssektor aus (UBA, 2019). Deren Absatz stieg 2018 weiter um rund 5 % an. Neben dem Einsatz von Biokraftstoffen kommt im Verkehrssektor auch zunehmend mehr elektrische Energie (12 %) zum Einsatz.

Zwar hat sich der Bestand von 53.861 Elektrofahrzeugen in 2017 auf 83.175 in 2018 wesentlich erhöht, ist aber im Vergleich zu den insgesamt 57,3 Mio. zugelassenen Fahrzeugen in Deutschland 2018 (KFB, 2019) weiterhin sehr gering. Auch hinsichtlich des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien und konventioneller Stromerzeugung gibt es dabei große Unterschiede zwischen Schienenverkehr und Straßenverkehr. So liegt der Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen mit rund 0,2 Mrd. kWh/a weiterhin deutlich unter dem Verbrauch von Strom im Schienenverkehr mit 11,1 Mrd. kWh/a (UBA, 2019).

Mit Blick auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) nach Verwendungsfeldern dominiert der Einsatz zur Stromerzeugung mit einem Anteil von 57 %. Zweitgrößtes Einsatzgebiet der erneuerbaren Energien ist die Wärmeerzeugung, wobei die Wärmeerzeugung vor allem bei privat genutzten Anlagen (Kaminöfen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen etc.) mit einem Anteil von 24 % nach Verwendungsfeldern deutlich überwiegt. Der Einsatz zur Wärmeerzeugung in industriellen Kraftwerken beträgt hingegen nur 6 %. Weitere 6 % werden im Verkehrssektor als Beimischung von Benzin- und Dieselmotoren eingesetzt sowie weitere 6 % von der Industrie genutzt (AGEB, 2019). Biomasse ist mit einem Anteil der Erneuerbaren am PEV von knapp 54 % die dominierende Energieform (Abb. 2-10), gefolgt von Windenergie (22 %), Solarenergie (11 %), Abfällen (7 %), Wasserkraft (3 %) und Geothermie (3 %).



>> *Primärenergieverbrauch Deutschlands um 3,5 % gesunken*

Der PEV Deutschlands ist 2018 um knapp 3,5 % gegenüber dem Vorjahr auf 12.963 PJ leicht gesunken. Auch bei langfristiger Betrachtung ist eine Reduzierung des Energieverbrauchs in Deutschland sowie die schrittweise Reduzierung des Einsatzes von fossilen Energierohstoffen zur Energiegewinnung statistisch erkennbar. Verglichen mit dem Jahr 2001 hat sich der Primärenergieverbrauch in Deutschland um 12 % von 14.679 PJ (2001) auf 12.963 PJ (2018) verringert, während sich gleichzeitig der

Anteil der Erneuerbaren Energien am PEV von 427 PJ (2001) auf 1.809 PJ (2018) vervierfacht hat. Dazu trugen die einzelnen erneuerbaren Energieträger in unterschiedlichem Maße bei (Abb. 2-8). Mit Ausnahme der Wasserkraft stieg in den letzten 17 Jahren der Anteil aller erneuerbaren Energien am PEV deutlich an. Mit dem weiteren geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wird deren Anteil auch künftig wachsen und einen geringeren Bedarf an fossilen Energieträgern zur Folge haben. Gleichzeitig werden witterungsbedingte Schwankungen der Energieerzeugung aufgrund des fluktuierenden Charakters der meisten erneuerbaren Energien in Deutschland zunehmen.

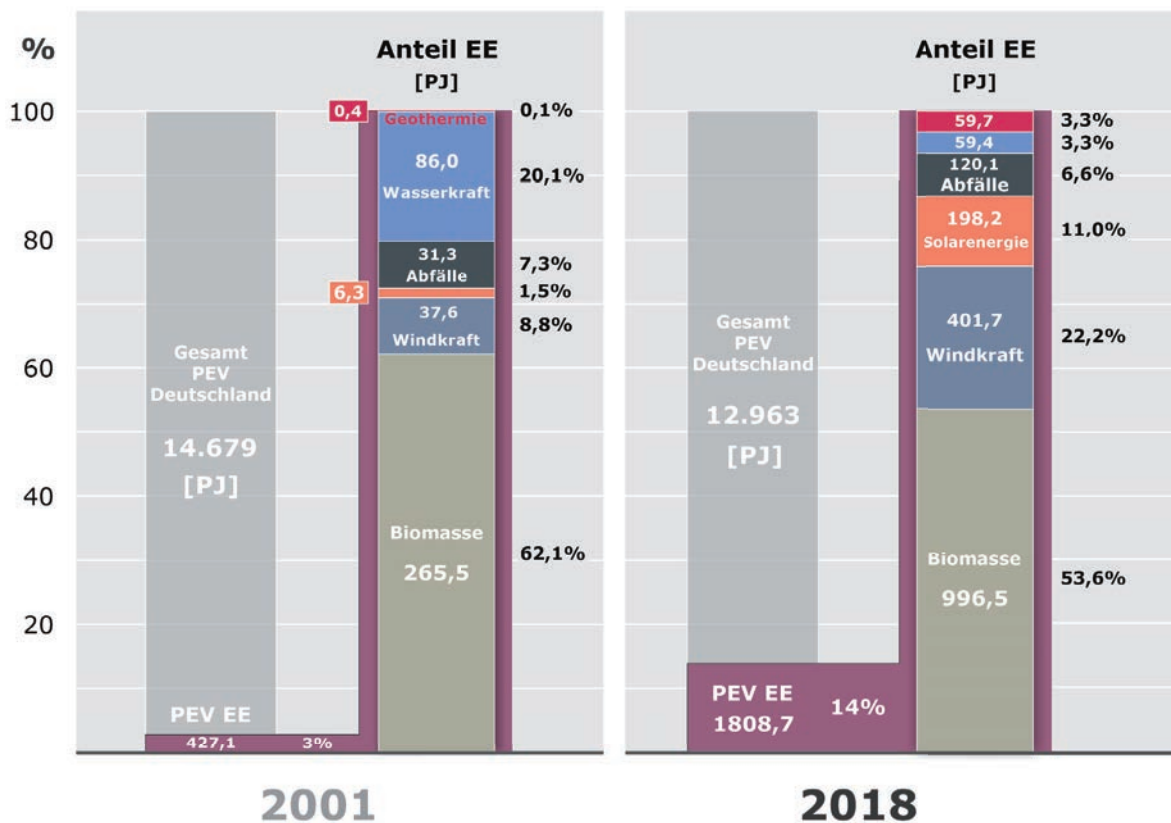


Abbildung 2-8: Primärenergieverbrauch in Deutschland in 2001 und 2018 sowie der Anteil der einzelnen Energieträger der erneuerbaren Energien im Vergleich (Daten: AGEB, BMWi).



3 Energierohstoffe weltweit

Die weltweite Nachfrage nach Energie steigt seit Jahrzehnten nahezu ungebrochen an, während Veränderungen im Energiemix nur marginal erscheinen (Abb. 3-1). Erst in historischen Zeiträumen wird der gravierende Wandel von der Biomasse zur Kohle und anschließend schrittweise in unser heutiges, weitgehend auf fossilen Energieträgern basierendes Energiesystem offenbar. Als jüngste Entwicklung etablieren sich seit der Jahrtausendwende zunehmend die „modernen“ erneuerbaren Energien wie Solar- und Windkraft. Jeder neu hinzugekommene Energieträger diente bislang der Deckung des zusätzlichen Bedarfs, nicht dem Ersatz der bereits genutzten. So sind in den letzten Jahren die verbrauchten Mengen aller Energieträger angestiegen und erreichten bei Erdöl und Erdgas auch in 2018 neue Maxima, um den Energiebedarf der Welt decken zu können.

Die global wachsende Bevölkerung verbunden mit dem Anstieg des allgemeinen Lebensstandards in vielen Ländern wird trotz steigender Energieeffizienz auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Bei fortlaufenden Verschiebungen im globalen Energiemix tragen weiterhin nur eine begrenzte Zahl von Energieträgern die Hauptlast der Energieversorgung. Ohne eine erhebliche Beschleunigung der Wandlung der globalen Energiesysteme werden die fossilen Energieträger noch langfristig benötigt werden. Um den weltweit steigenden Energiebedarf auch zukünftig bedarfsgerecht decken zu können, werden im Maßstab von Dekaden, aller Voraussicht nach, weiterhin fossile Energieträger sowie Kernkraft eine maßgebliche Rolle spielen (Abb. 3-1).

Im Anschluss an den globalen Überblick zur Vorratssituation werden die einzelnen fossilen Energieträger und Energien bezüglich der Vorräte und Potenziale, Produktion, Verbrauch und wichtigen Entwicklungen dargestellt. Die Tiefe Geothermie zählt als einziger Energieträger im geologischen Bereich zu den erneuerbaren Energien. Sie wird in einem eigenen Kapitel ebenfalls betrachtet.

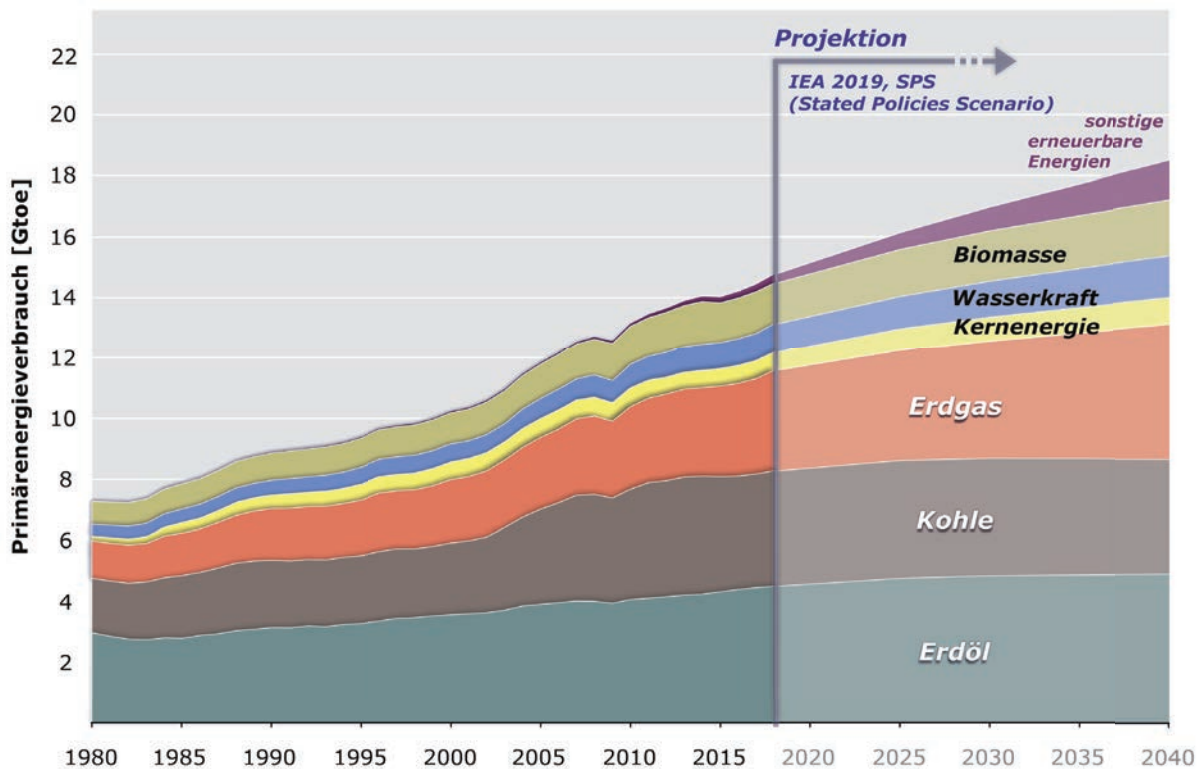


Abbildung 3-1: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario (IEA 2019a: Stated Policies Scenario) der künftigen Entwicklung (nach BP 2019, IEA 2019a).

3.1 Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 4 dargestellt. Zur ergänzenden Information sind die bei der Nutzung freiwerdenden theoretischen CO₂-Emissionen (berechnet nach IPCC, 2006) dargestellt. Die Vorratswerte ergeben sich aus der Summe der Länderdaten, die in den Tabellen A-8 bis A-44 im Anhang differenziert gelistet sind. Zusätzlich fließen Angaben zu den weltweiten Ressourcen von Aquifergas, Erdgas aus Gashydraten sowie Thorium mit ein, da deren Mengen nicht bis auf einzelne Länder herunter gebrochen werden können. Obgleich die Datenlage nicht vollständig ist, werden die nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffpotenziale soweit möglich dargestellt. Dazu gehören die Ressourcen und Reserven von Schieferöl, Bitumen (Ölsand), Schwerstöl und Ölschiefer sowie Tight Gas,

Schiefergas und Kohleflözgas. Insgesamt folgt diese Studie einem konservativen Ansatz und misst dem Kriterium einer potenziell wirtschaftlichen Gewinnbarkeit von Energierohstoffen eine hohe Bedeutung bei. Dementsprechend werden die enormen, aber nach heutigem Kenntnisstand auch langfristig nicht förderbaren sogenannten In-Place-Mengen nicht standardmäßig, beziehungsweise nicht ohne weitere Erläuterung aufgeführt. Insbesondere die Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydraten erscheinen daher in dieser tabellarischen Darstellung vergleichsweise niedrig.

Der größte Anteil mit 504.805 EJ an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um ein Vielfaches. In der Summe sanken die Ressourcen signifikant um 8,3 % im Vergleich zum Vorjahr (BGR, 2019). Zuwächse gab es bei



Tabelle 4: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe sowie theoretische CO₂-Emissionen (berechnet nach IPCC, 2006)

Energieträger	Maßeinheit	Reserven			Ressourcen		
		(s. Spalte 2)	EJ	Gt CO ₂	(s. Spalte 2)	EJ	Gt CO ₂
Konventionelles Erdöl	Gt	173	7.230	530	214	8.942	655
Schieferöl	Gt	3,2	133	9,8	67	2.813	206
Ölsand	Gt	26	1.079	115	67	2.785	298
Schwerstöl	Gt	42	1.752	187	42	1.767	189
Ölschiefer	Gt	< 0,5	7,2	0,77	112	4.681	501
Erdöl (gesamt)	Gtoe	244	10.201	843	502	20.988	1.850
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	191	7.243	406	324	12.314	691
Schiefergas	Bill. m ³	9,9	376	21	203	7.713	433
Tight Gas	Bill. m ³	– ¹	– ¹	– ¹	57	2.184	123
Kohleflözgas	Bill. m ³	1,8	67	3,7	44	1.690	95
Erdgas in Aquiferen	Bill. m ³	–	–	–	24	912	51
Erdgas aus Gashydrat	Bill. m ³	–	–	–	184	6.992	392
Erdgas (gesamt)	Bill. m ³	202	7.685	431	837	31.805	1.341
Hartkohle	Gt SKE	636	18.634	1.763	13.702	401.583	37.990
Weichbraunkohle	Gt SKE	123	3.608	364	1.399	41.014	4.142
Fossile Energieträger (gesamt)	–	–	40.129	3.402	–	495.390	45.323
Uran ²	Mt	– ^{1,3}	640 ⁴	–	12 ⁵	6.238 ⁵	–
Thorium ³	Mt	–	–	–	6,4	3.178	–
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	–	–	40.769	3.402	–	504.805	45.323

– keine Reserven oder Ressourcen

¹ in konventionellen Erdgasreserven enthalten

² 1 t U = 14.000 bis 23.000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 1.015 J

³ 1 t Th gleicher SKE-Wert wie 1 t U angenommen

⁴ RAR gewinnbar bis 80 USD / kg U

⁵ Summe aus RAR gewinnbar von 80 bis 260 USD / kg U sowie IR und unentdeckt < 260 USD / kg U

den Ressourcen vorrangig beim konventionellen Erdöl (plus 27 %) sowie Schieferöl (plus 13 %) aufgrund von Exploration und Neubewertungen. Niedrigere Ressourcen, vor allem bei der Weichbraunkohle (minus 21 %), Hartkohle (minus 8,4 %) sowie dem Kohleflözgas (minus 13 %), sind auf Neubewertungen zurückzuführen. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von 87,7 % (Abb. 3-2). Mit weitem Abstand folgen die Erdgasressourcen mit 6,3 %,

bei denen der Anteil nicht-konventioneller Vorkommen überwiegt. Die übrigen Energieträger, einschließlich Erdöl (4,2 %), spielen bezogen auf den Energieinhalt der Ressourcen nur eine untergeordnete Rolle.

>> *Weltweite Reserven an Energierohstoffen steigen geringfügig*

Der Energieinhalt der Reserven entsprach 2018 insgesamt 40.769 EJ und stieg damit um 1,3 % gegenüber dem Vorjahreswert an. Die größten Änderungen ergaben sich beim Schieferöl (plus 46 %) sowie beim Schiefergas (plus 12 %) aufgrund von Explorationsaktivitäten und der Neubewertung von Vorräten insbesondere in den USA. Gemessen am Energieinhalt bleibt die Kohle bei den Reserven mit 54,6 % weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 25 % der Gesamtreserven, Erdgas 18,9 % und Uran 1,6 %. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich damit die relativen Anteile aller Energieträger nur geringfügig verändert. Die produzierten Mengen an Erdöl konnten vollständig ausgeglichen und durch Neubewertungen die Reserven auch anteilig erhöht werden.

Im Jahr 2018 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energieinhalt von etwa 545 EJ gefördert. Damit erhöhte sich die Förderung um 3 % im Vergleich zum Vorjahr

(2017: 529 EJ). Bezogen auf den Energiegehalt erhöhten sich im Produktionsmix die Anteile von Erdgas und Hartkohle sowohl aufgrund gesteigerter Fördermengen als auch durch den Förderrückgang bei Uran (Abb.3-2). Weiterhin ist Erdöl (34,2 %) der wichtigste Rohstoff vor Hartkohle (31,2 %), gefolgt von Erdgas (27,9 %), Uran (4,9 %) und Weichbraunkohle (1,8 %).

Der Energieverbrauch der Welt lag im Jahr 2018 bei 624 EJ und umfasst die gesamte, global genutzte Menge an Primärenergie. In der Zusammensetzung des weltweiten Energiemixes, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem, angeführt von Erdöl mit 30,2 %, Kohle (25,6 %) und Erdgas (22%). Kernenergie trägt global 4,8 % zum PEV bei. Unter den erneuerbaren Energieträgern dominiert die Biomasse mit 9,1 % vor der Wasserkraft (6,4 %). Die übrigen erneuerbaren Energien darunter die Solar- und Windenergie haben global einen Anteil von 2 % (BP, 2019, IEA, 2019b).

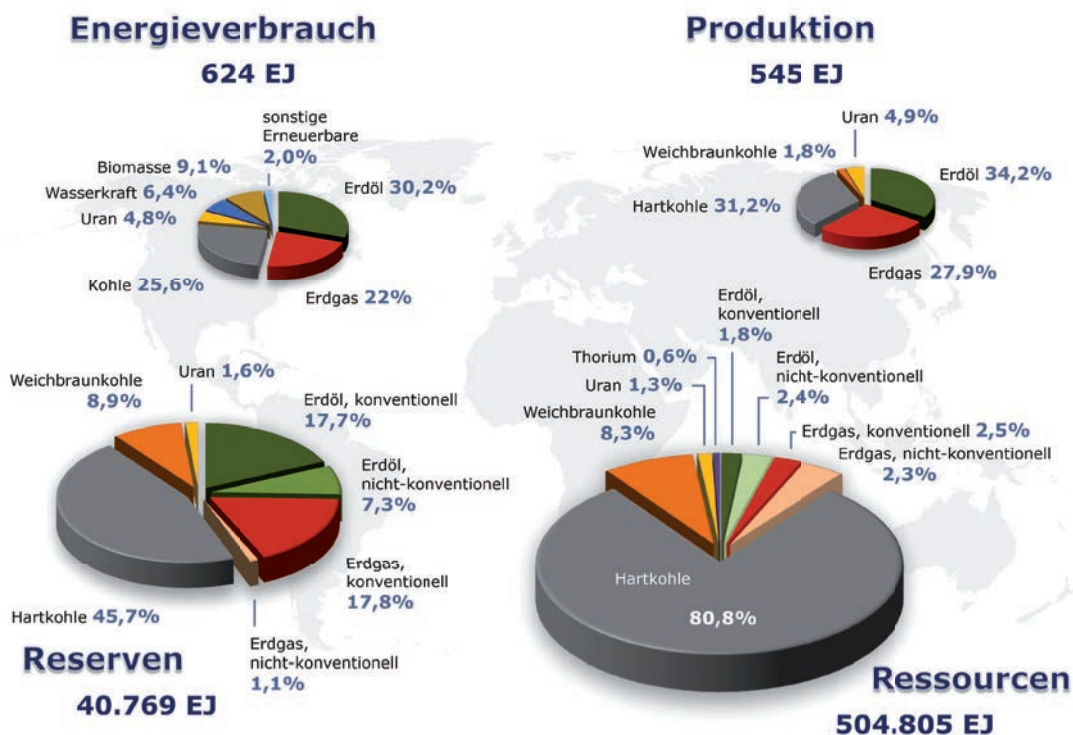


Abbildung 3-2: Weltweite Anteile aller Energien und Energieträger am Verbrauch (IEA, 2019a). Wirkungsgrad für Wasserkraft (berechnet nach BP, 2019) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2018.



>> *Erdöl, Kohle und Erdgas decken im Jahr 2018 noch fast 78 % des weltweiten Energieverbrauchs*

Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand noch gewaltige fossile Energiemengen, die aus rohstoffgeologischer Sicht auch einen steigenden Energiebedarf über Jahrzehnte hinaus decken könnten. An dieser Stelle nicht zu beantworten, ist die Frage, ob alle Energierohstoffe für sich genommen künftig immer dann in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden können, wenn sie benötigt werden. Diese Herausforderung stellt sich insbesondere beim Erdöl angesichts der geringen Investitionen in den Erdölsektor der letzten Jahre und der vergleichsweise fortgeschrittenen Ausförderung vieler Lagerstätten weltweit. Ob und wann welche Energieträger wie genutzt werden können, hängt unter anderem von dem geologischen Kenntnisgrad, der technisch-wirtschaftlichen Gewinnbarkeit und damit der bedarfsgerechten Verfügbarkeit ab. Die Verfügbarkeit von fossilen Energierohstoffen ist seit Jahren gesichert. Im Fokus stehen heute vielmehr Fragen bezüglich der Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit im Vordergrund. Der global weiter wachsende Energiebedarf wird für die absehbare Zukunft neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch durch die Produktion von fossilen Energierohstoffen gedeckt werden müssen. Angesichts der derzeitigen Phase vergleichsweise niedriger Investitionen in diesem Bereich ist mittelfristig wieder für einzelne Rohstoffe mit temporären Versorgungsengpässen und Preisanstiegen zu rechnen.

3.2 Erdöl

Erdöl bleibt weiterhin der wichtigste Energieträger weltweit. Sein Anteil am Primärenergieverbrauch lag bei rund 30 %. Sowohl die weltweite Erdölförderung als auch die –vorräte stiegen wie auch in den Vorjahren (Tab. 5). Die deutliche Erhöhung der Erdölressourcen ist vor allem auf eine verbesserte Datenlage in der Russischen Föderation und Australien zurückzuführen.

Die weltweiten Erdölreserven sind sehr ungleich verteilt. Die drei Länder mit den höchsten Erdölreserven, Venezuela, Saudi-Arabien und Kanada verfügen bereits über 45 % der weltweiten Reserven. Die konventionellen Erdölreserven, die für die weltweite Versorgung der Welt mit flüssige Kohlenwasserstoffen aufgrund ihres vergleichsweise geringen Förderaufwandes besonders relevant sind, lagern zu etwa zwei Dritteln in den Ländern des Nahen Ostens. (Abb. 3-3).

>> *Drei Länder verfügen über 45 % der Erdölreserven*

Obgleich die weltweite konventionelle Erdölförderung seit dem Jahr 2005 stagniert, bleibt sie mit einem Anteil von etwa 75 % an der gesamten Förderung auch langfristig die tragende Säule bei der Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen (Abb. 3-4). Die Zuwächse in der Gesamtproduktion flüssiger Kohlenwasserstoffe wurden vor allem durch Fördersteigerungen bei NGL, Schieferöl, der Ölsandproduktion sowie den Biokraftstoffen realisiert.

Tabelle 5: Weltweite Förder- und Vorratsentwicklung

	Förderung	4,5 Gt	+ 1,9 % →
	konventionelle Reserven	173 Gt	0,0 %
	nicht-konventionelle Reserven	71 Gt	+ 1,3 % →
	Ressourcen	502 Gt	+ 12,0 % ↑

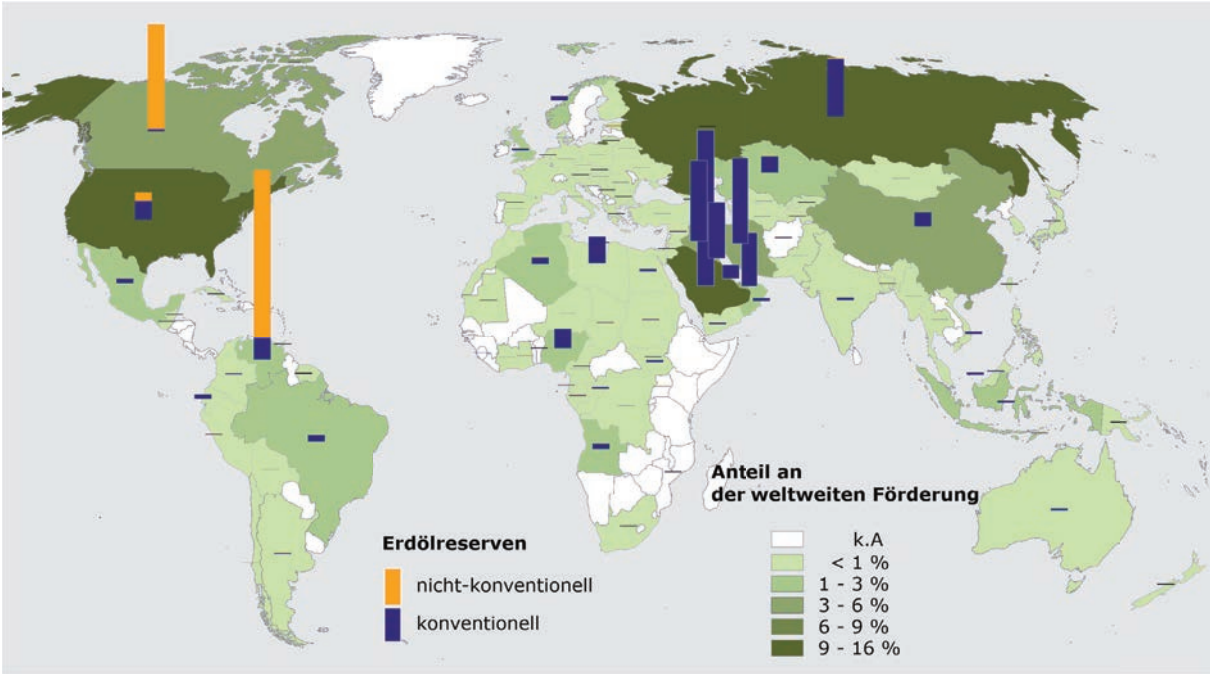


Abbildung 3-3: Verteilung der weltweiten konventionellen und nicht-konventionellen Erdölreserven sowie der Erdölförderung.

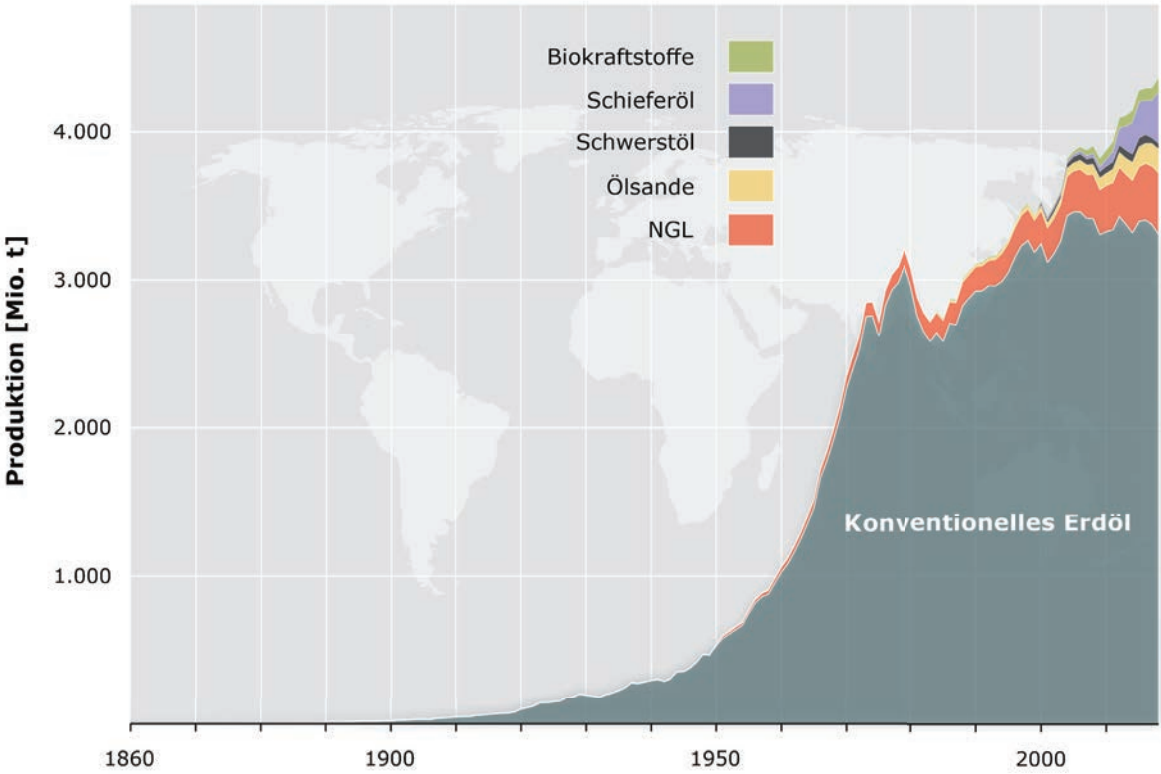


Abbildung 3-4: Entwicklung der weltweiten Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffe.



NGL fällt überwiegend bei der Erdgasverarbeitung an und wird der Erdölproduktion zugeschlagen. Durch die seit Jahrzehnten steigende Erdgasförderung fällt daher auch immer mehr NGL an. Die nicht-konventionelle Erdölförderung ist bislang auf Nord- und Südamerika beschränkt. Schieferöl wird vorwiegend in den USA gewonnen, wo es bereits einen Anteil von 59 % (EIA, 2019a) an der Gesamtförderung hat, sowie in geringerem Umfang in Kanada und Argentinien. Erdöl aus Ölsand wird bislang nur in Kanada gewonnen. Die Produktion wurde im Jahr 1967 aufgenommen und wird seitdem stetig ausgebaut. Eine Förderung von Schwerstöl findet nur im Orinoco-Schwerölgürtel in Venezuela statt. Durch den Rückgang der Erdölpreise seit dem Jahr 2014 sieht sich das Land allerdings mit erheblichen Problemen auf seinem Ölsektor konfrontiert, die zu einem deutlichen Rückgang der Schwerstölförderung führten.

Obleich die Produktion von Biokraftstoffen (Bioethanol und Biodiesel) im letzten Jahrzehnt jährliche Zuwächse von rund 9 % verzeichnete (BP, 2019), ist ihr Anteil an der Gesamtproduktion flüssiger Kohlenwasserstoffe gering. Die USA und Brasilien sind zusammen mit einem Anteil von über 60 % dominierend bei der Produktion von Biokraftstoffen.

Während alle Länder der Welt Erdöl in Form von Treibstoff (Benzin, Diesel oder Kerosin) oder petrochemischen Produkten verbrauchen, fördern nur 102 Länder diesen Rohstoff. Darüber hinaus ist die Erdölförderung auf die einzelnen Länder und Regionen sehr ungleichmäßig verteilt. Die 20 größten Erdölförderer decken bereits 88 % der gesamten Erdölproduktion ab. Die wichtigste Förderregion bleibt der Nahe Osten mit einem Anteil von 33 %.

Die mit Abstand förderstärksten Nationen bleiben die USA, Saudi-Arabien und die Russische Föderation. Durch eine abermalige deutliche Ausweitung der Schieferölförderung steiger-

ten die USA ihre Erdölförderung um 17 % und bauten damit die Spitzenposition unter den Erdölförderländern deutlich aus. Die Ursachen für die Fördersteigerung waren eine höhere Produktivität der Förderbohrungen (EIA, 2019b) sowie höhere Ölbohraktivität (Baker Hughes, 2019) im Vergleich zum Vorjahr.

>> *Schieferöl sichert den USA die Spitzenposition in der Förderung*

Erhebliche Förderrückgänge gab es wieder in Venezuela (minus 35 %). Die seit dem Jahr 2014 anhaltenden Förderrückgänge verstärkten sich im Berichtsjahr noch einmal erheblich. Sie sind im Wesentlichen das Ergebnis jahrelanger unzureichender Investitionen in den Upstream- und Downstream-Sektor (Pein, 2018). Einen deutlichen Förderrückgang verzeichnet auch der Iran (minus 6 %). Verursacht wurde dieser durch die im November 2018 in Kraft getretenen Sanktionen seitens der US-Regierung (The New York Times, 2018). Die Erdölförderung Mexikos ist mit minus 7 % abermals rückläufig gewesen. Dies ist auf die zunehmende Erschöpfung aufwändig zu fördernder, großer Erdölfelder wie beispielsweise Cantarell und dem Ku-Malooop-Zaap-Komplex zurückzuführen (PEMEX, 2019).

Da die Erdölförderung in Mexiko seit dem Jahr 2004 (minus 47 %) rückläufig ist, ergriff die Regierung Maßnahmen, um über das staatliche Unternehmen Petroleos Mexicanos (Pemex) durch verstärkte Exploration, die Entwicklung entdeckter Felder und den Ausbau produzierender Felder dem Förderabfall entgegenzuwirken. Durch eine Gesetzesänderung Ende des Jahres 2013 ist es ausländischen Firmen möglich, sich direkt an der Kohlenwasserstoffproduktion und -exploration zu beteiligen.

>> *Mineralölverbrauch erneut angestiegen*

Der weltweite Mineralölverbrauch ist gegenüber dem Vorjahr um 1,6 % auf 4.667 Mt erneut angestiegen. Als weltweit wichtigstes Handelsgut, bedeutendster Energieträger und Grundstoff der chemischen Industrie ist die Entwicklung des Verbrauches von Erdöl ein wichtiger Indikator für die weltwirtschaftliche Entwicklung. Trotz der im Vergleich zum Vorjahr höheren Preise für die Rohölreferenzsorten, ist Rohöl nach wie vor günstiger als im Durchschnitt der letzten zehn Jahre. Dies und die positive weltwirtschaftliche Entwicklung trug zu einem höheren Verbrauch bei.

Über drei Viertel des Mineralöls wurden von den 20 führenden Verbraucherländern genutzt. Von diesen sind aber lediglich fünf Staaten (Saudi-Arabien, die Russische Föderation, Kanada, Mexiko und der Iran) in der Lage, ihren Bedarf rechnerisch aus der eigenen Förderung zu decken und darüber hinaus (Netto-) Rohölexporte zu tätigen. Die Länder der Europäischen Union (EU-28) deckten lediglich 12 % ihres Bedarfes über Eigenförderung.

>> Drei Viertel des Mineralöls wird von nur 20 Ländern verbraucht

Von dem im Jahr 2018 geförderten Erdöl wurde über die Hälfte grenzüberschreitend direkt als Rohöl gehandelt. Der Transport erfolgte hauptsächlich per Tankschiff oder Pipeline, in sehr geringem Umfang auch mit dem Zug oder Tankwagen. Weltweit wurden rund 2.309 Mt Rohöl exportiert, ein Anstieg von 2,4 % gegenüber dem Vorjahr. Die beiden führenden Exportnationen sind Saudi-Arabien und die Russische Föderation. Die fünf größten Ausfuhrländer deckten bereits knapp die Hälfte aller Exporte ab.

Die wichtigste Importregion blieb Austral-Asien mit einem Anteil von etwa 52 %. Afrika importierte mit 0,5 % Gesamtanteil das wenigste Erdöl. Der größte Erdölimporteur der Welt war China mit 460 Mt (plus 9,5 %), gefolgt von den USA mit 385 Mt Jahreseinfuhren und Indien mit 225 Mt.

Zusammen decken diese drei Länder bereits etwa 46 % aller Einfuhren ab.

>> China größter Erdölimporteur

Der Durchschnittspreis des Jahres 2018 für die US-amerikanische Referenzölsorte „West Texas Intermediate“ (WTI) lag bei rund 65 USD/bbl (EIA, 2019c). Damit stieg der Preis um rund 28 % gegenüber dem Vorjahr (rund 51 USD/bbl) und setzte den seit Januar 2016 anhaltenden Trend steigender Ölpreise fort. Der Ölpreis stieg seit Beginn des Jahres 2018 mit geringen Schwankungen von knapp 64 USD/bbl auf 75 USD/bbl Anfang Oktober. Im letzten Quartal 2018 brachen die Ölpreise bis Jahresende allerdings deutlich auf unter 50 USD/bbl ein (Abb. 3-5). Gründe dafür waren das Zusammenspiel eines sich ausweitenden Überangebotes von Rohöl am Markt, stetig steigende Lagerbestände sowie Befürchtungen vor einer sich weltweit eintrübenden Konjunktur.

Auf dem Erdölmarkt bestanden wie auch in den Vorjahren zwei gegensätzlich wirkende Grundströmungen: Zum einen die latente Überproduktion, woran insbesondere die sich stetig ausweitende US-amerikanische Schieferölproduktion den größten Anteil hatte, und dem damit verbundenen Preisdruck. Zum andern die Versuche der OPEC-Staaten zusammen mit weiteren führenden Förderländern, darunter die Russische Föderation, dieser Überproduktion durch Förderregulierungen entgegenzuwirken und damit den Ölpreis zu stabilisieren.

Die Einnahmen aus dem Verkauf von Erdöl und Erdölprodukten stellen bei vielen erdölexportierenden Ländern einen hohen Anteil der Staatseinnahmen dar. Das Niveau der Erdölpreise lag im Jahr 2018 für einige dieser Staaten unter dem Wert, der nötig gewesen wäre, um einen ausgeglichenen Haushalt vorweisen zu können (Fiskalischer Break-Even-Erdölpreis). Insbesondere die erdölexportierenden Staaten am Persischen Golf sind von langanhaltend niedrigen Erdölpreisen besonders betroffen (Abb.3-6).

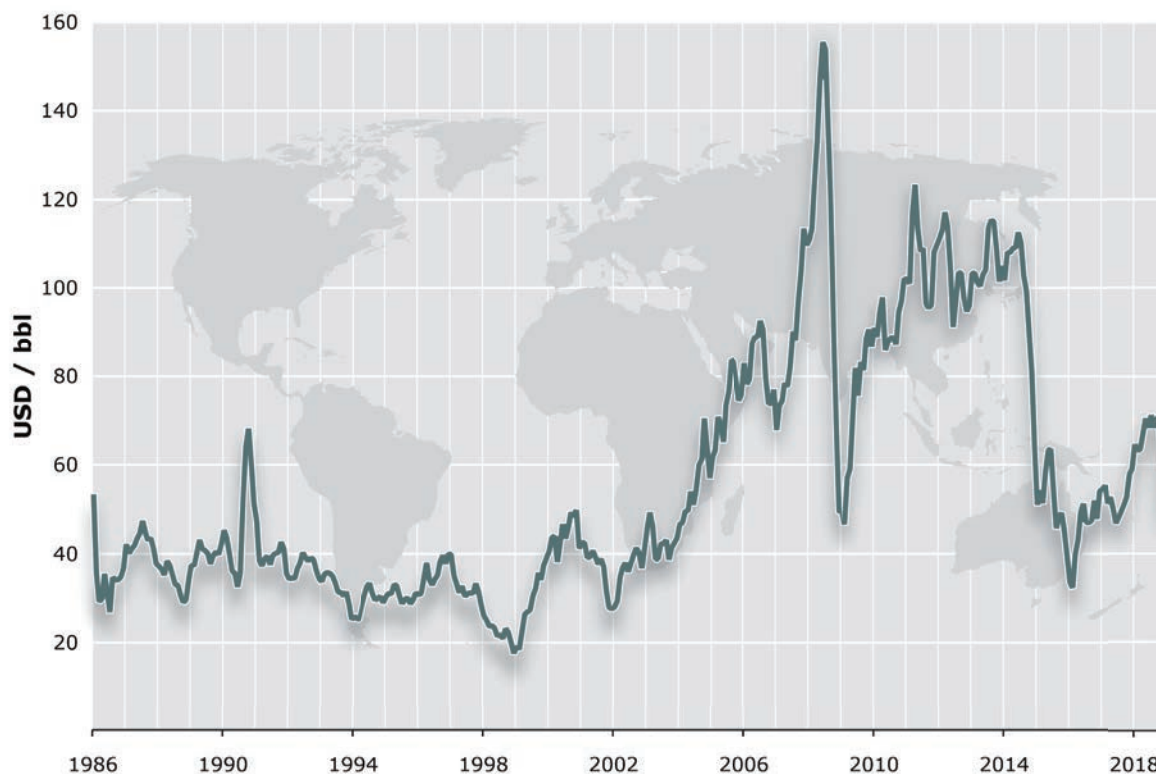


Abbildung 3-5: Inflationsbereinigte Entwicklung des WTI-Erdölpreises bis Ende 2018 (Daten: EIA, 2019c, FRED, 2020).

Vor dem Hintergrund einer in den nächsten Jahrzehnten auch weiterhin stark zunehmenden Bevölkerung in der MENA-Region (UN, 2019) sowie dem seit Ende des Jahres 2014 niedrigen Erdölpreinsniveau, kann die bestehende Abhängigkeit von den Einnahmen aus dem Ölsektor zukünftig zu wirtschaftlichen und politischen Instabilitäten in den betreffenden Ländern führen.

Ogbleich beispielsweise Saudi-Arabien, Katar und die Vereinigten Arabischen Emirate über erhebliche Devisenreserven verfügen und somit niedrigere Ölpreise über einen längeren Zeitraum kompensiert können, wurde eine Umstrukturierung dieser Volkswirtschaften begonnen. Durch den hier, wie in vielen Ländern der Welt begonnenen Umbau der Energiesysteme, hin zu einer kohlenstoffärmeren Energieerzeugung,

besteht die Aussicht auf einen möglichen Nachfragehöhepunkt an erdölbasierten Produkten in einigen Jahrzehnten („Peak demand“).

Am ambitioniertesten beim Umbau der Wirtschaft geht bislang Saudi-Arabien vor. Im Jahr 2016 wurde VISION 2030 vorgestellt (Rashad, 2016); ein Plan, die Wirtschaft zu diversifizieren und öffentliche Dienstleistungen, wie Infrastruktur, Gesundheit und Bildung auszubauen. Für die Finanzierung sollen zunächst die Überschüsse aus dem Erdölsektor verwendet werden. In diesem Zusammenhang stand auch die Teilprivatisierung (1,5 % der Anteile) des staatlichen Ölkonzerns Saudi Aramco, welche Anfang Dezember 2019 zunächst mit einer Platzierung an der saudischen Börse in Riyad (Tadawul) stattfand.

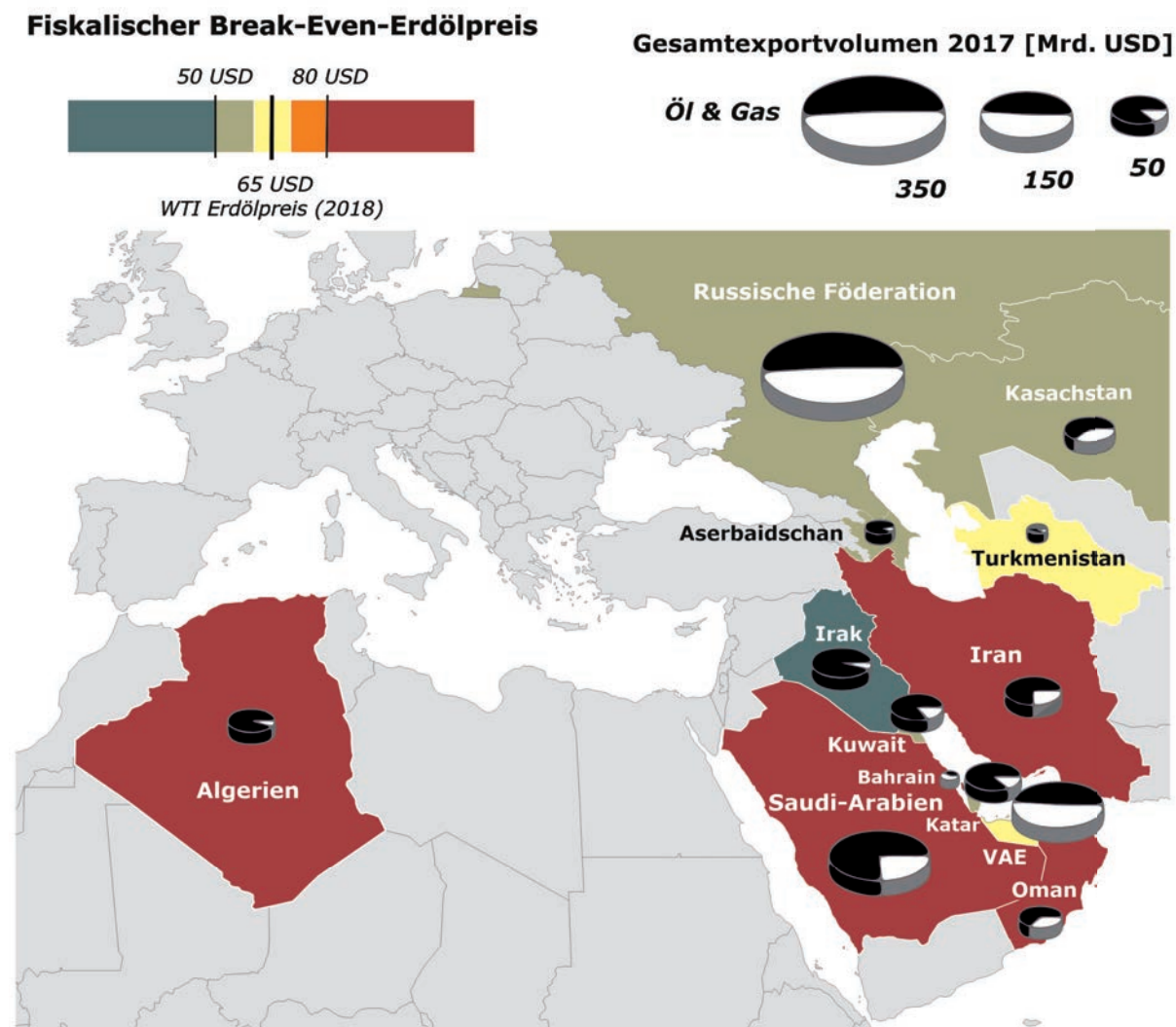


Abbildung 3-6: Fiskalischer Break-Even-Erdölpreis 2018 (Daten: IMF, 2019, Forbes, 2018) und Gesamtexporte 2017 (Daten: OEC, 2019).

Die Lagerkapazitäten der OECD-Staaten für Rohöl und Rohölprodukte (strategische Reserven und industrielle Vorräte), die in Kavernen oder oberirdischen Tanklagern vorgehalten werden, beliefen sich gegen Ende des Jahres 2018 auf rund 2,858 Mrd. Barrel (IEA, 2019c). Die freie Produktionskapazität¹ der OPEC-Staaten

betrug im dritten Quartal 2019 1,96 Mio. Barrel pro Tag (EIA, 2019d).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Ressourcen, Reserven, der Förderung und des Verbrauches sowie der Importe und Exporte an Rohöl (jeweils die 20 wichtigsten Länder) liefern die Tabellen A-8 bis A-14 im Anhang.

1 Die zusätzliche Menge an Erdöl, um welche die Förderung innerhalb von 30 Tagen gesteigert werden und mindestens 90 Tage beibehalten werden kann.



3.3 Erdgas

Bezogen auf seinen Anteil am globalen Primärenergieverbrauch blieb Erdgas hinter Erdöl und Kohle drittichtigster Energieträger im Berichtsjahr 2018.

>> *Weltweiter Erdgasverbrauch erhöhte sich um mehr als 4 %*

Die globalen Erdgasressourcen belaufen sich unverändert auf rund 629 Bill. m³. Die weltweiten Erdgasressourcen werden durch die konventionellen Vorkommen dominiert, gefolgt von Schiefergasressourcen mit 203 Bill. m³, Tight Gas mit 57 Bill. m³ und CBM mit 44 Bill. m³ (Tab. A-16 im Anhang). Die mit Abstand größten Erdgasressourcen werden für die Russische Föderation ausgewiesen, gefolgt von den USA, China, Australien und Kanada. Auch wenn nur die konventionellen Erdgasressourcen der Welt betrachtet werden,

hat die Russische Föderation die umfangreichsten Vorkommen, gefolgt von den USA, China und Saudi-Arabien (Abb. 3-7).

Erhebliche Erdgaspotenziale bestehen darüber hinaus in Gashydrat-Vorkommen. Schätzungen der globalen technisch förderbaren Ressourcen liegen in einer Größenordnung von 180 Bill. m³ bis 300 Bill. m³. Diese Angaben sind allerdings noch wenig belastbar, und eine kommerzielle Erschließung und Förderung von Erdgas aus Gashydrat-Vorkommen steht weiterhin aus.

Die globalen Erdgasreserven haben sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert und belaufen sich auf 202 Bill. m³ (Vorjahr 199 Bill. m³) (Abb. 3-7). Die USA haben in 2018 einen Anstieg der Erdgasreserven um rund 9 % erfahren und damit das zweite Jahr in Folge einen Höchststand an sicheren Erdgasreserven ausgewiesen (EIA, 2019e).

Erdgas

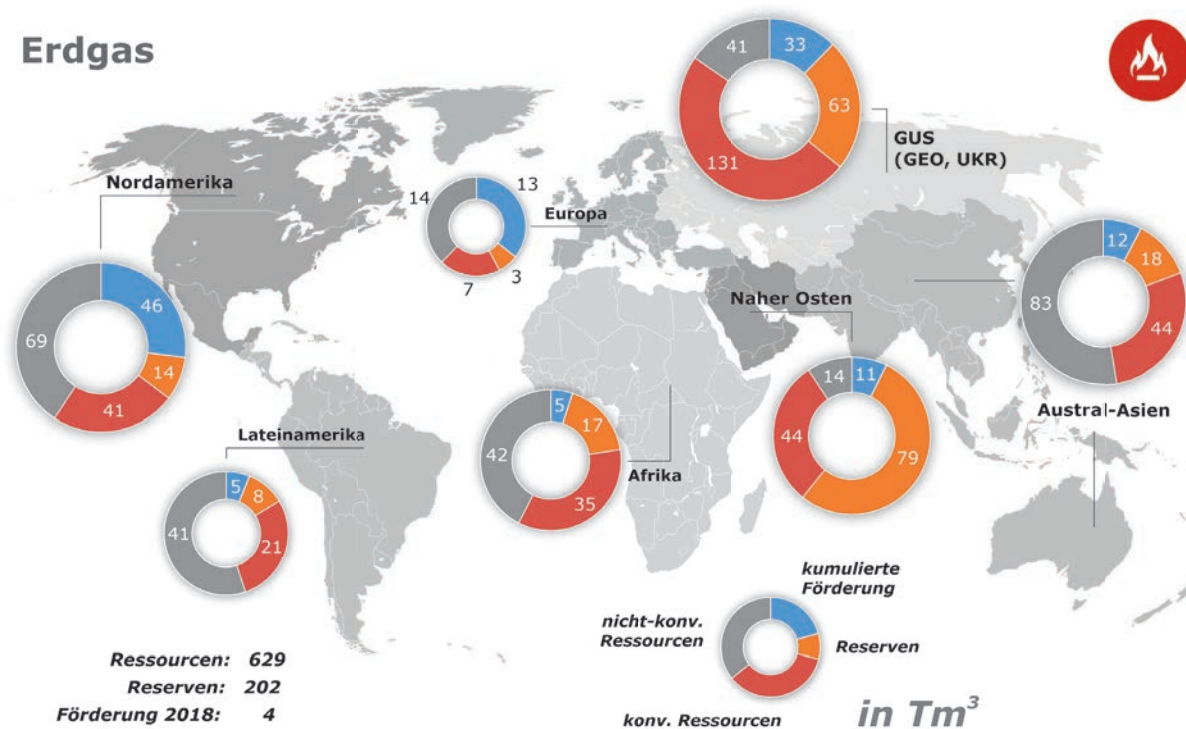


Abbildung 3-7: Gesamtpotenzial Erdgas 2018 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung (Tm³ = Bill. m³).

Im globalen Maßstab liegt der Anteil der Erdgasreserven in konventionellen Vorkommen bei rund 94 %; nicht-konventionelle Erdgasreserven in Schiefergas- und CBM-Vorkommen hingegen machen nur einen geringen Anteil der weltweiten Reserven aus (Tab. A-17 im Anhang). Tight Gas Reserven werden in aller Regel nicht separat sondern mit den konventionellen Reserven ausgewiesen. Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit nur für die USA ausgewiesen und machen dort mittlerweile laut EIA (2019e) rund 68 % an den Gesamtreserven aus.

Zusammen sind etwas mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar konzentriert (Tab. A-17 im Anhang) und befinden sich nahezu ausschließlich in konventionellen Vorkommen. Die meisten Onshore-Reserven finden sich in der GUS und hier insbesondere in der Russischen Föderation.

>> Die Russische Föderation, Iran und Katar halten mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven

Über die größten Offshore-Reserven verfügt der Nahe Osten, wobei der überwiegende Anteil auf das weltweit mit Abstand größte Erdgasfeld, North Dome/South Pars (Katar/Iran) im Persischen Golf entfällt. Dieses Mega-Giant-Erdgasfeld enthielt Schätzungen zufolge ursprünglich fast doppelt so viel förderbares Erdgas wie das zweitgrößte Erdgasfeld der Welt, Galkynysh im Osten Turkmenistans (Tab. 6). Im Vergleich mit dem 2015 vor der Küste Ägyptens entdeckten Feld Zohr, dem größten bisher im Mittelmeer gefundenen Erdgasvorkommen, verfügt North Dome/South Pars ungefähr über die 50-fache Menge an verbleibenden Reserven (Tab. 6).

Die weltweite Jahresförderung an Erdgas nahm um 5 % zu und betrug 2018 rund 4 Bill. m³ (Vorjahr 3,8 Bill. m³). Regional betrachtet kamen die größten prozentualen Förderzuwächse aus Nordamerika (10 %) und Afrika (8 %). In Afrika ist der Förderzuwachs vor allem in Ägypten mit

10 % Zunahme am deutlichsten, bedingt durch den Start der Förderung aus dem Zohr-Gasfeld. Starke Zuwächse gab es auch in China (14 %) und Katar (11 %). In der Europäischen Union sank die Förderung im Vergleich zum Vorjahr um 4 %. Auch in Norwegen ging, nach drei Jahren anhaltenden Wachstums mit einem Höchststand im Vorjahr die norwegische Erdgasförderung in 2018 um rd. 4 % zurück.

Die USA blieben vor der Russischen Föderation und gefolgt vom Iran weltgrößter Erdgasproduzent (Tab. A-18 im Anhang). Die USA konnten ihren gesamten Erdgasverbrauch aus eigener Förderung decken und sind seit 2017 Nettoexporteur. Der Schiefergasanteil an der US-amerikanischen Gesamtförderung stieg weiterhin und betrug 2018 69 % (EIA, 2019e). Neben den USA gab es nur in Kanada, China und Argentinien eine kommerzielle Schiefergasförderung, allerdings auf erheblich niedrigerem Niveau als in den USA.

Der weltweite Erdgasverbrauch stieg um 4 % gegenüber dem Vorjahr an. Die USA bleiben weltweit der größte Erdgasverbraucher mit 849 Mrd. m³, gefolgt von der Russischen Föderation (488 Mrd. m³) und China (280 Mrd. m³) (Tab. A-19 im Anhang). Die höchste prozentuale Zunahme der Top 3 Länder im Erdgasverbrauch verzeichnete China mit 19 %. In der EU nahm der Erdgasverbrauch im Vergleich zum Vorjahr um 3 % auf 523 Mrd. m³ ab und kehrte damit den Trend der letzten Jahre um.

In 2018 wurden rund 1,3 Bill. m³ Erdgas und damit 30 % des weltweit geförderten Erdgases (rund 4 Bill. m³) grenzüberschreitend gehandelt. Der interregionale Erdgashandel nahm stark zu. Hauptgrund hierfür war der anhaltend schnelle Ausbau von Flüssigerdgas (LNG). Weltweit nahmen die Erdgasimporte dabei um 2 % zu. Europa und Nordamerika importierten etwas weniger Erdgas als im Vorjahr (minus 2 %) und Afrika deutlich weniger (minus 35 %). Die GUS und Naher Osten importierten etwas mehr (3 %), Lateinamerika (8 %) und Austral-Asien (11 %) deutlich mehr.



Tabelle 6: Die größten Erdgasfelder der Welt (1 bis 5) und ausgewählte Beispiele aus verschiedenen Ländern

	Feldesname	Land	Lokation	Fundjahr	Initiale Reserven* [Mrd. m ³]	Verbleibende Reserven* [Mrd. m ³]	Jahresförderung** [Mrd. m ³]
1	North Dome South Pars	Katar Iran	Persischer Golf – Offshore	1971 1990	38.000	35.800	255
2	Galkynysh	Turkmenistan	Onshore	1970 2006	21.000	20.500	40
3	Urengoy	Russische Föderation	West-sibirien – Onshore	1966	9.500	2.500	77
4	Yamburg	Russische Föderation	West-sibirien – onshore	1969	6.200	1.500	60
5	Shtokman	Russische Föderation	Barentssee - Offshore	1988	3.800	3.800	–
	Hassi R'Mel	Algerien	Großer Erg – Onshore	1956	2.800	< 500	50
	Groningen	Niederlande	Onshore	1959	2.800	600	19
	Troll	Norwegen	Nordsee – Offshore	1979	1.625	823	36
	Zohr	Ägypten	Östl. Mittelmeer – Offshore	2015	700	700	12
	Leviathan	Israel	Östl. Mittelmeer – Offshore	2010	538	538	–
	Aphrodite	Zypern	Östl. Mittelmeer – Offshore	2011	125	125	–
	Calypso	Zypern	Östl. Mittelmeer – Offshore	2017	100	100	–
	Coral (Area 4)	Mosambik	Westl. Indischer Ozean – Offshore	2011	2.123	2.123	–
	Snøhvit	Norwegen	Barentssee – Offshore	1984	224	182	6
	Salzwedel	Deutschland	Sachsen-Anhalt Onshore	1968	200	2	0,4

*Schätzwerte, z. T. einschl. Ressourcen; **überwiegend Schätzwerte

Europa war für rund 45 % der globalen Erdgasimporte verantwortlich. Der Anteil Deutschlands an den weltweiten Erdgasimporten beträgt 9,5 % und nahm gegenüber dem Vorjahr um 11 Mrd. m³ zu. China steht 2018 im globalen Maßstab erstmals an erster Stelle der Erdgas-Importeure, gefolgt von Deutschland und Japan. Im Gegensatz zu China und Japan re-exportiert Deutschland einen bedeutenden Anteil in die Nachbarländer: in 2018 belief sich das Volumen auf rund 40 Mrd. m³ Erdgas. Deutschland steht mit einem Verbrauch von rund 85 Mrd. m³ an achter Stelle der größten Konsumenten in der Welt (Tab. A-19 im Anhang).

>> *China erstmals an erster Stelle der Erdgas-Importeure*

Während Deutschland sein Erdgas ausschließlich über Pipelines einführt, kann Japan als drittgrößter Erdgasimporteur der Welt sein Erdgas nur in verflüssigter Form (LNG) importieren.

Der weltweite Handel mit LNG legte mit rund 8 % (gegenüber 10 % in 2017) (GIIGNL, 2019) nochmals zu und hatten 46 % Anteil am gesamten Erdgashandel (BP, 2019).

Es stehen jetzt 42 LNG-Importnationen 20 LNG-exportierenden Ländern gegenüber. Neue Verflüssigungsanlagen an Land wurden in Australien (Ichthys LNG Train 1 & 2 und Wheatstone LNG Train 2), in den USA (Corpus Christi LNG Train 1, Cove Point LNG und Sabine Pass Train 5) und in der Russischen Föderation (Yamal LNG Train 2 & 3) in Betrieb genommen. Eine schwimmende Verflüssigungsanlage (FLNG) in Kamerun (Kribi) ging 2018 neu in Betrieb.

>> *Handel von Flüssiggas (LNG) legt um 8 % zu*

Der größte Anteil von LNG wurde dabei nach Asien geliefert (76 %). Bei LNG-Importen hat China (75 Mrd. m³) Südkorea (61 Mrd. m³) überholt und liegt nach Japan (114 Mrd. m³), auf dem zweiten Platz (GIIGNL, 2019).

2018 war erneut Katar mit einem leicht gesunkenen Exportvolumen von 106 Mrd. m³ der weltweit größte LNG-Exporteur (24,5 % Anteil). Australien folgte mit 92 Mrd. m³ und einem globalen Anteil von 21,2 %. An dritter Stelle lag Malaysia (34 Mrd. m³) vor den USA (28 Mrd. m³). Die größten Zunahmen beim Export aus den wichtigsten Ländern, verzeichneten Australien 27 % und die USA 69 % (GIIGNL, 2019).

Europa ist mit seinem wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven sowohl über Pipelines als auch über LNG-Anlandeterminale in Nachbarländern angeschlossen.

LNG wurde 2018 nach Europa vor allem aus Katar (23 Mrd. m³), Algerien (13 Mrd. m³) und Nigeria (13 Mrd. m³) geliefert. Der Anteil aus den USA erhöhte sich zum Vorjahr auf 3,7 Mrd. m³, liegt aber hinter der Russischen Föderation mit 6 Mrd. m³ (GIIGNL, 2019).

Einhergehend mit dem Preisanstieg beim Erdöl stiegen im Jahr 2018 ebenfalls die Erdgaspreise weiter an. In den USA war Erdgas aufgrund der reichlich zur Verfügung stehenden Mengen auch weiterhin vergleichsweise günstig. Der Jahresdurchschnittspreis (Henry Hub Spotpreis) lag dort bei 3,13 USD/Mio. Btu (Vorjahr 2,96 USD/Mio. Btu).

Die Preise für LNG-Importe nach Japan erhöhten sich um durchschnittlich 1,95 USD/Mio. Btu auf 10,05 USD/Mio. Btu. In Deutschland kostete Erdgas bei der Einfuhr im Schnitt 6,62 USD/Mio. Btu und damit rund 18 % mehr als im Vorjahr (BP, 2019).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Erdgas liefern die Tabellen A-15 bis A-21 im Anhang.



3.4 Kohle

Mit einem Anteil von 27,2 % am globalen PEV war Kohle im Jahr 2018 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger (BP, 2019). Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2017 mit einem Anteil von 38,3 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA, 2019b). Unter den fossilen Energierohstoffen ist Kohle sowohl der Energieträger mit den höchsten spezifischen CO₂-Emissionen als auch der Energierohstoff mit den bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen.

Zur besseren Vergleichbarkeit der Daten wird in dieser Studie nur zwischen Weichbraunkohle und Hartkohle unterschieden. Hartkohle mit einem Energieinhalt von ≥ 16.500 kJ/kg umfasst Hartbraunkohle, Steinkohle und Anthrazit. Hartkohle wird im Kohlenhandel häufig gemäß ihrer Verwendung in Koks- und Kraftwerkskohle unterschieden. Aufgrund des vergleichsweise hohen Energiegehalts ist Hartkohle wirtschaftlich zu transportieren und wird weltweit gehandelt. Dagegen wird Weichbraunkohle (Energieinhalt < 16.500 kJ/kg) aufgrund des geringeren Energie- und höheren Wassergehaltes primär lagerstättennah verwertet und dabei zumeist verstromt.

Die Kohlengesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) verringerten sich signifikant um rund 10 % gegenüber dem Vorjahr, was ausschließlich auf Veränderungen bei den Ressourcen zurückzuführen ist (Tab. 7). Ende 2018 waren weltweit Kohlenreserven in Höhe von rund 1.070 Gt nachgewiesen, die sich auf 749 Gt Hartkohle und 320 Gt Weichbraunkohle verteilen. Die Veränderungen bei den Ressourcen gegenüber 2017 (BGR, 2019) sind auf Neubewertungen der prognostischen Ressourcen in der Russischen Föderation (Russisches Energieministerium, 2019a) zurückzuführen.

>> *Globale Kohlenförderung stieg 2018 um rund 4 %*

Die Welt-Kohlenförderung nahm 2018 zu und belief sich auf rund 8.000 Mt. Dies entspricht einer Erhöhung von 4,1 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 6.983 Mt (plus 4,9 %) auf Hartkohle und die restlichen 1.017 Mt (minus 1,6 %) auf Weichbraunkohle.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle liefern die Tabellen A-22 bis A-33 im Anhang.

Tabelle 7: Förderung sowie Vorräte von Weichbraun- und Hartkohle im Jahr 2018 sowie Veränderungen zum Vorjahr

	Weichbraunkohle		Hartkohle	
Förderung	1.017 Mt	- 1,6 % →	6.983 Mt	+ 4,9 % →
Reserven	320 Gt	+ 0,2 % →	749 Gt	+ 1,9 % →
Ressourcen	3.672 Gt	- 17,0 % ↓	16.190 Gt	- 8,6 % ↓

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlenreserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion ab 1950 ist in Abbildung 3-8 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt die Region Austral-Asien mit 7.540 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.871 Gt und der GUS mit rund 1.464 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlenreserven verfügen die USA mit rund 220 Gt (29,3 % Weltanteil). Die VR China folgt mit 133 Gt (17,8 %) vor Indien mit 101 Gt (13,5 %). Danach folgen Australien (9,7 %) und die Russische Föderation (9,6 %). Bei den Ressourcen verfügen allein die USA mit 6.459 Gt über 39,9 % der weltweiten Hartkohlenressourcen, gefolgt von China (32,9 %) und Australien (9,6 %).

>> *Die Hälfte der globalen Hartkohlenförderung entfällt auf China*

Die drei größten Hartkohlenförderer (Abb. 3-9) in 2018 waren China mit einem Anteil von 50,6 % (3.530 Mt), Indien (10,5 %) und die USA (9,1 %). Während China (plus 4,4 %) und Indien (plus 8,1 %) ihre Förderung 2018 ausweiteten, verzeichneten die Vereinigten Staaten einen Förderrückgang von 1,1 %. Auf die Europäische Union (EU-28) entfiel mit rund 77 Mt – und damit rund 5 Mt weniger als im Vorjahr – ein Anteil von 1,1 % an der globalen Hartkohlenförderung.

Mit 1.412 Mt wurde 2018 rund 20 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.210 Mt seewärtig (VdKi, 2019a). Damit erhöhte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle gegenüber dem Vorjahr um 4,8 %. Indonesien dominierte den Hartkohlenweltmarkt mit Exporten in Höhe von 429,1 Mt (30,4 %), gefolgt von Australien (27,4 %) und der Russischen Föderation (14,1 %).

Hartkohle

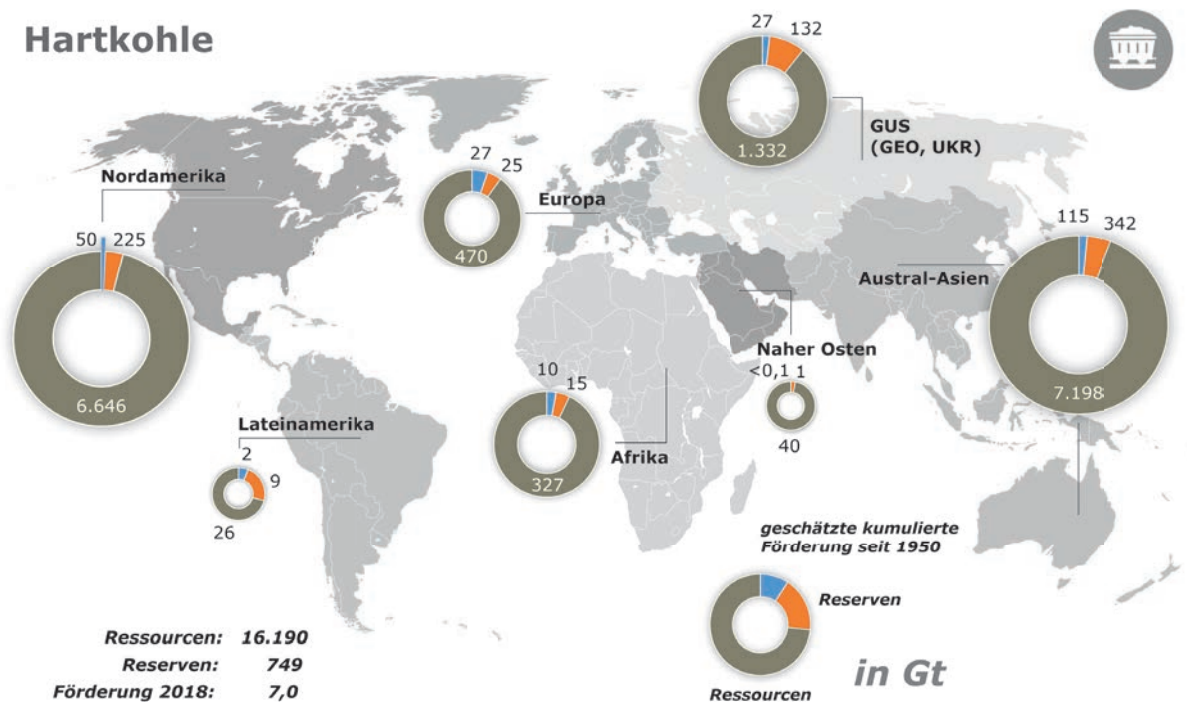


Abbildung 3-8: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Hartkohle 2018 (16.939 Gt).

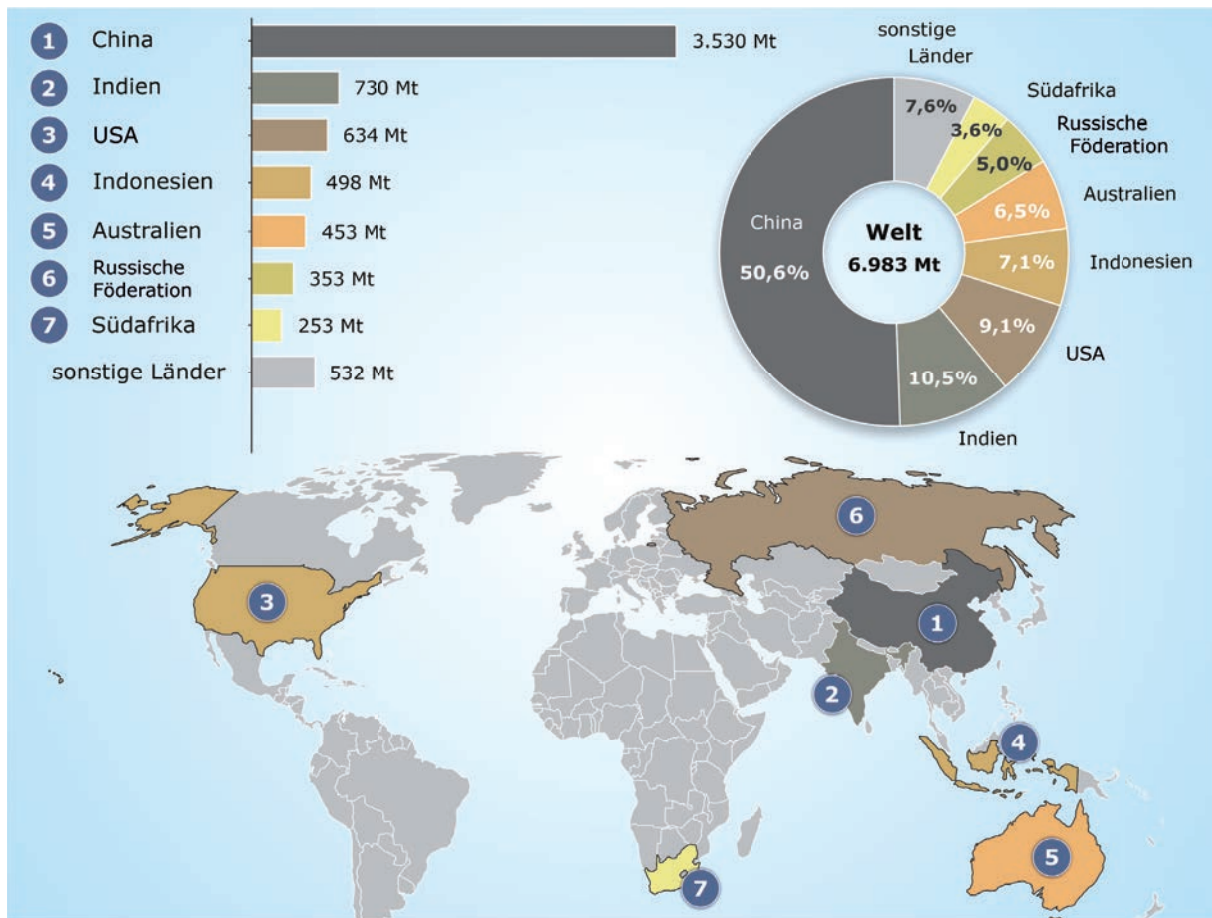


Abbildung 3-9: Die größten Hartkohlenförderländer (> 200 Mt/a) 2018.

>> Drei Viertel der Importe entfallen auf Asien

Bei den Hartkohlenimporten dominiert Asien mit einem Anteil von rund 75 % (1.072 Mt) den globalen Markt. Sowohl China als auch Indien erhöhten 2018 ihre Importe gegenüber dem Vorjahr auf 281 Mt (plus 4 %) bzw. auf rund 235 Mt (plus 13 %). Mit 165 Mt – und damit rund 6 Mt bzw. 3,5 % weniger als im Vorjahr – entfiel nur noch etwas mehr als ein Neuntel der weltweiten Hartkohlenimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit 2018 rund 71 % ihres Hartkohlenbedarfs deckte.

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) erhöhten sich von 98,38 USD/t SKE im Jahr 2017 um rund 10 USD/t SKE (plus 9,5 %) auf 107,73 USD/t SKE im Jahr 2018. Die Preise verringerten sich im Laufe des Jahres 2019 signifikant und beliefen sich im November 2019 auf 65,52 USD/t SKE (Abb. 3-10) (VDKI, 2019b).

>> Kohlenpreise sinken seit Anfang 2019

Die Koks kohlenpreise entwickelten sich ähnlich wie die Kraftwerkskohlen spotmarktpreise

(Abb. 3-10). Die jahresdurchschnittlichen Spotpreise für qualitativ hochwertige australische Koks-kohle verteuerten sich um 10 % von rund 189 USD/t im Jahr 2017 auf rund 208 USD/t im Jahr 2018. Bis zum Sommerbeginn 2019 konnten sich die Koks-kohlenpreise bei knapp über 200 USD/t halten, verringerten sich anschließend aber kontinuierlich bis auf fast 135 USD/t im November 2019 (IHS Markit, 2019).

Hintergrund für die Entwicklung der Kohlenpreise im Jahr 2019 ist die Ausweitung des Handelskonfliktes zwischen den USA sowie China (und weiteren Ländern) und die daraus resultierende abkühlende Weltwirtschaft.

Aufgrund des weltweit steigenden Energiebedarfs steigt seit 2017 auch der Bedarf an Koh-

le wieder an (Abb. 3-11), nachdem er sich im Zeitraum von 2013 bis 2016 signifikant verringerte (BGR, 2019). Gemäß dem Stated Policies Szenario aus dem aktuellen World Energy Outlook 2019 der Internationalen Energieagentur (IEA, 2019a; Informationen zu den IEA-Szenarien: <https://www.iea.org/commentaries/understanding-the-world-energy-outlook-scenarios>) wird der absolute globale Kohlenbedarf auch in den nächsten zwei Jahrzehnten in etwa auf dem heutigen Niveau liegen.

Regionale Veränderungen wie beispielsweise eine Halbierung des Bedarfes in Europa oder auch Nordamerika werden im Stated Policies Szenario insbesondere durch Zuwächse in Asien kompensiert.

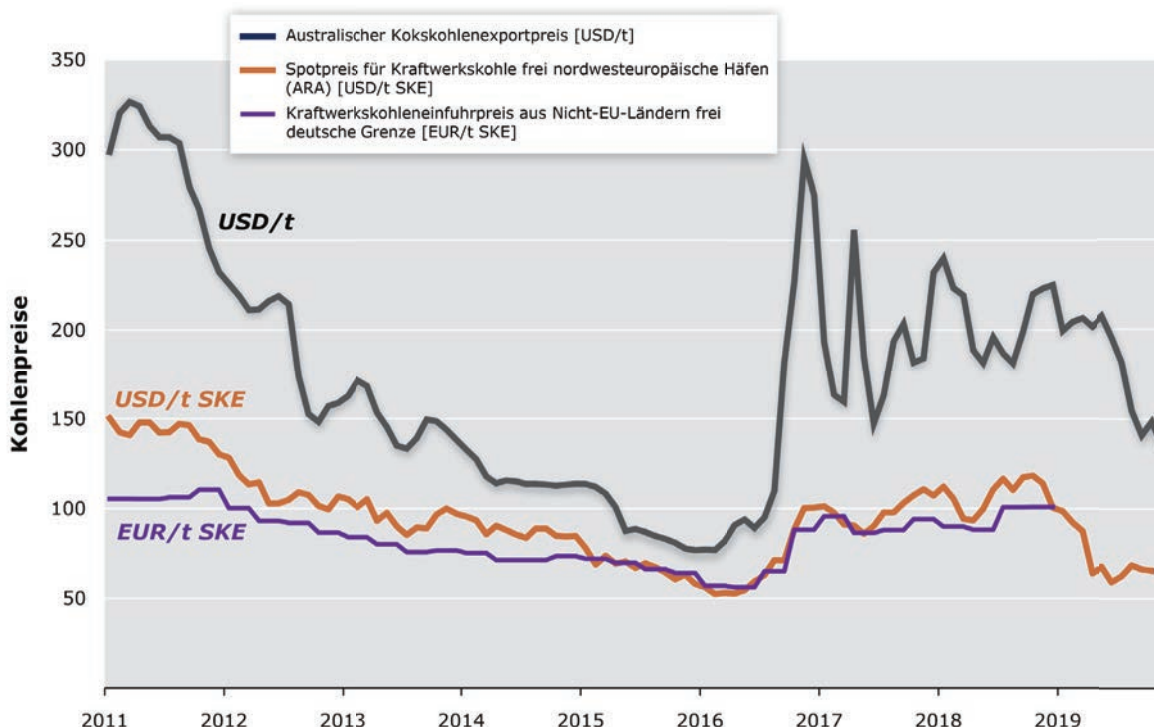


Abbildung 3-10: Entwicklung der australischen Exportpreise für Koks-kohlen (prime hard coking coals) sowie der nordwesteuropäischen und deutschen Kraftwerkskohleneinfuhrpreise von Jan. 2011 bis Nov. 2019 (Daten: BAFA, 2019c, IHS Markit, 2019, VDKI, 2019b).



Die zukünftige regionale Bedarfsveränderung im Stated Policies Szenario spiegelt sich ebenfalls in der Ausweitung bzw. Verringerung der Kohlenförderung in den bedeutendsten Kohleförderländern (Abb. 3-12) wider: Während die Vereinigten Staaten und andere Länder/Regionen (inkl. Europa) ihre Anteile – und damit auch in absolu-

ten Mengen – an der globalen Kohlenförderung bis 2040 signifikant verringern dürften, werden für die asiatischen Förderländer China, Indonesien sowie Südafrika nur geringe Verringerungen und für die Russische Föderation, Australien und vor allem Indien (BGR, 2019) Zuwächse bei der zukünftigen Förderung erwartet (IEA, 2019a).

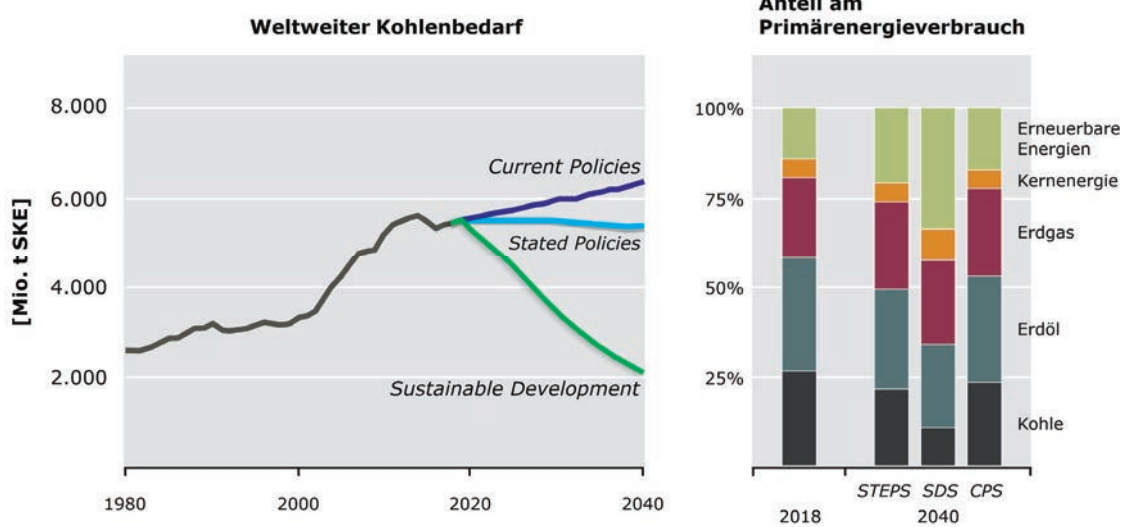


Abbildung 3-11: Drei mögliche Szenarien zur Entwicklung des zukünftigen globalen Kohlenbedarfs (links) sowie die jeweils daraus resultierenden Anteile der Energierohstoffe am globalen PEV (rechts) (IEA, 2019a).

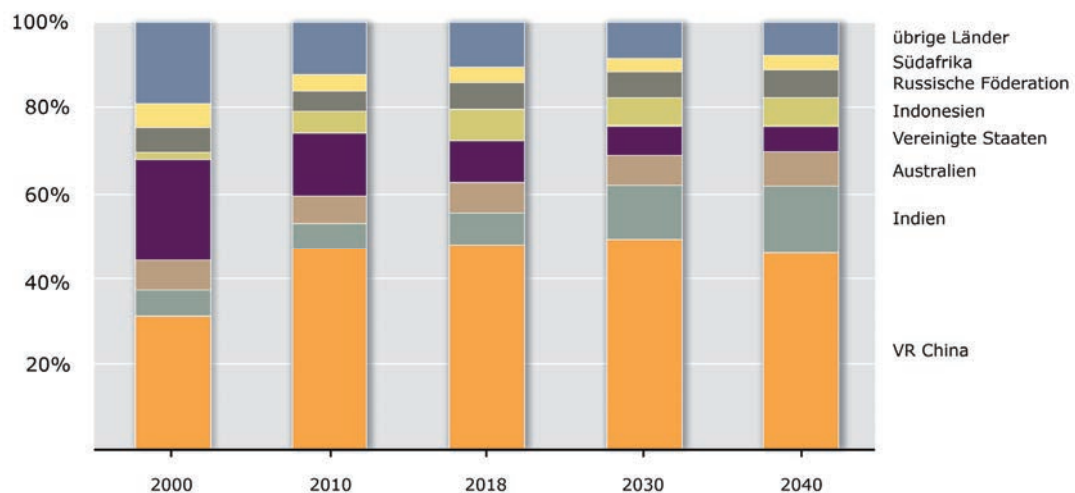


Abbildung 3-12: Die Entwicklung der Kohlenförderung nach Ländern im Stated Policies Szenario (IEA, 2019a).

Weichbraunkohle

Nordamerika verfügt mit rund 1.519 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von Austral-Asien (1.413 Gt) und der GUS (641 Gt, inkl. Hartbraunkohle) (Abb. 3-13). Von den 2018 weltweit bekannten 320 Gt an Weichbraunkohlenreserven lagern mit 90,5 Gt (inkl. Hartbraunkohle) mehr als ein Viertel in der Russischen Föderation (28,2 % Weltanteil), gefolgt von Australien (23,9 %), Deutschland (11,2 %), den USA (9,4 %) und Indonesien (3,7 %). Die USA verfügen mit rund 1.368 Gt (37,3 % Weltanteil) über die größten

Weichbraunkohlenressourcen vor der Russischen Föderation (14,7 %, inkl. Hartbraunkohle) und Australien (11 %). Aus nur 10 von insgesamt 38 Förderländern wurden 2018 mehr als drei Viertel der globalen Weichbraunkohlenförderung in Höhe von 1.017 Mt erbracht. Die globale Weichbraunkohlenförderung verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um 1,6 %. Deutschland verringerte gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung um 2,9 % und war mit einem Anteil von 16,3 % (166 Mt) der größte Weichbraunkohlenproduzent vor China (14,7 %) und der Russischen Föderation (8,4 %).

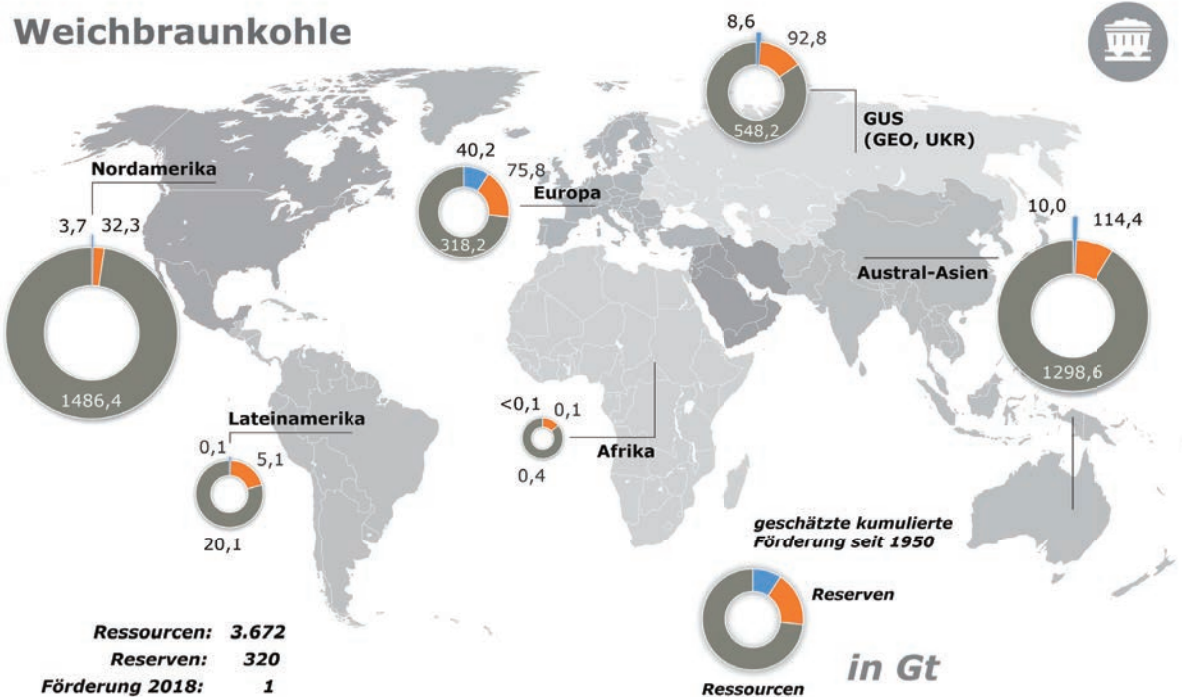


Abbildung 3-13: Regionale Verteilung des Gesamtpotenzials an Weichbraunkohle 2018 (3.992 Gt).



3.5 Kernbrennstoffe

Uran

Nach dem Beschluss zum Atomausstieg verliert die Kernenergie in Deutschland weiter an Bedeutung. Aus globaler Sicht bleibt Kernenergie ein Energieträger von hoher Relevanz. In Europa wird der Bedarf nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken, vor allem in Asien und im Nahen Osten ist mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. (IAEA, 2019, OECD-NEA/IAEA, 2019, WNA, 2019a).

*>> 2018 befinden sich in Asien
142 Reaktoren in Betrieb und
32 weitere im Bau*

Die globalen Uranressourcen² sind mit 12,5 Mt sehr umfangreich und in ihrer Höhe gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Wie in den vergangenen Jahren sind bei Uranressourcenänderungen hauptsächlich einige wenige Länder ausschlaggebend. Infolge der anhaltenden Rezession des Uranmarktes (BGR, 2017) blieben die globalen Uranressourcenzuwächse 2018 gering.

Abgesehen von erneuten meldebedingten Reduzierungen der US-amerikanischen Ressourcen (BGR, 2017), gab es 2018 erwähnenswerte Zuwächse in der Russischen Föderation und Australien. Hier sind auf Grund von Explorationsbemühungen der letzten Jahre Neubewertungen erfolgt. Paraguay weist 2018 erstmalig seit 1986 Uranressourcen aus. Minderungen von Ressourcen ergaben sich durch Überführung von Ressourcen in Reserven hauptsächlich in Spanien und Kasachstan. Kasachstan, die Russische Föderation und Australien sind bedeutende Uranförderländer (Tab. A-38 im Anhang) und bewerten regelmäßig ihre Vorräte neu.

Bezüglich der Ausweisung von Uranreserven spiegelt eine rein statische Betrachtung der wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U die realen Verhältnisse nur bedingt wider (BGR, 2014). Die Produktionskosten vieler Abbaue lagen im Jahr 2018 weiterhin über dem Marktpreis. Im Sinne des konservativen Ansatzes der Energiestudie (vgl. BGR, 2014), gelten dennoch ausschließlich die Uranvorkommen in der Gewinnungskategorie < 80 USD/kg U als Reserven. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden im Rahmen dieser Studie als Ressourcen betrachtet, auch wenn diese zum Teil schon abgebaut werden (Tab. A-37 im Anhang).

Wie bei den Uranressourcen ergeben sich bei den Uranreserven nur leichte Änderungen gegenüber dem Vorjahr (plus 3 %; Tab. A-36 im Anhang). Signifikante Erhöhungen der Reserven erfolgten in Kanada (plus 20 %) und Kasachstan (plus 18 %), wo zum einen Explorationsergebnisse der letzten Jahre in die Neubewertung einfließen als auch Ressourcen in die Kategorie gesicherte Reserven überführt wurden. Produktionsbedingte Minderungen aber auch Neubewertungen führten in Niger insgesamt zu einer Reduzierung der Reserven. Die weltweiten Uranreserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,3 Mt (2017: 1,2 Mt) (Abb. 3-14).

*>> Rund 93 % der Uranreserven
in nur zehn Ländern*

Die globale Uranproduktion ist weiterhin rückläufig. So fiel die Förderung 2018 um rund 6.100 t U auf insgesamt 53.499 t (minus 10 %). Ausschlaggebend hierfür bleibt die als marktregulatorische Maßnahme eingeführte Reduzierung der Förderung in einigen Minen, um dem derzeitige Uran-Überangebot auf dem Weltmarkt entgegenzuwirken (BGR, 2019).

² Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U (siehe Definitionen im Anhang).

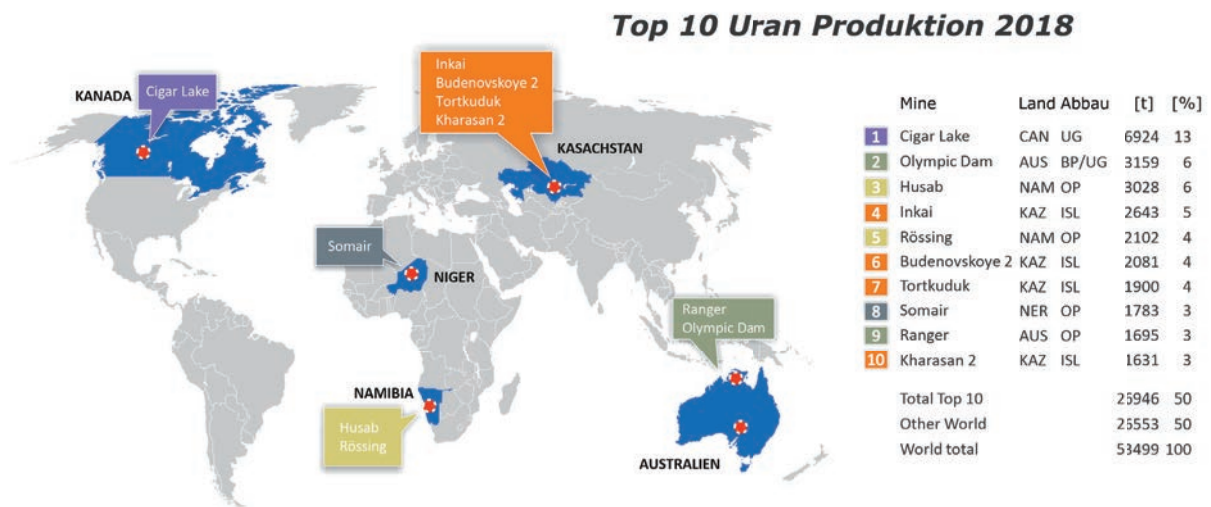


Abbildung 3-14: Top 10 der globalen Uranproduktionsstätten in 2018. Größte Einzelproduktionsstätte war 2018 die kanadische Mine Cigar Lake mit 6.924 t U und einem Marktanteil von 13 % . Rangfolge nach Mengen in Tonnen [t] Uran. Abbaumethoden: UG: Tiefbau (underground mining), OP: Tagebau (open pit mining), ISL: In-Situ Laugung (in-situ leaching), BP: als Nebenprodukt (by-product) (Daten: WNA, 2019b).

Rund 82 % der Weltproduktion wurde von nur fünf Ländern erbracht (Abb. 3-15). Größtes Förderland war erneut Kasachstan. Auf Grund der globalen Marktlage reduzierte das Land zwar weiterhin seine Produktion gegenüber dem Vorjahr (2017: 23.391 t U) auf 21.705 t U merklich, blieb aber mit einem Anteil von über 40 % an der globalen Uranförderung maßgebend. Die jährliche kasachische Produktion hat sich in den letzten zehn Jahren mehr als verfünffacht.

Die globale Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren bei rund 60.000 t U bei einem jährlichen Verbrauch von rund 65.000 t U. Die Differenz aus jährlichem Bedarf und Primärproduktion wurde aus zivilen und militärischen Lagerbeständen, insbesondere der Russischen Föderation und den USA, gedeckt. Viele Bestände wurden aus der Überproduktion von Uran im Zeitraum von 1945 bis 1990 sowohl in Erwartung eines steigenden zivilen Verbrauches als auch unter militärischen Gesichtspunkten angelegt. Insbesondere die militärischen Bestände wurden sukzessive abgebaut.

Grundlage dafür waren die 1992 zwischen den USA und der Russischen Föderation geschlossenen START-Verträge, hoch angereichertes Waffenuran (HEU) in niedrig angereichertes Uran (LEU) umzuwandeln.

Zusätzlich zur Bergwerksförderung steht damit für den künftigen Verbrauch Uran aus Lagerbeständen und der Abrüstung von Atomwaffen zur Verfügung. Eine weitere Quelle für Uran ist die Wiederaufarbeitung von Brennelementen. Hier wird aktuell von Seiten der Industrie an der Effizienzerhöhung von wiederaufbereitetem Material gearbeitet. Insbesondere die Nutzungsdauer von Material (Wiederverwertbarkeit) sowie stoffliche Verbesserung (Ressourcenschonung) stehen im Fokus. Der Prozess der Wiederaufbereitung ist nicht unumstritten. So entstehen nach dem ersten Brennstoffzyklus (Kernspaltung) Folgeprodukte (u. a. Plutonium), die um ein Vielfaches höhere toxische und radioaktive Eigenschaften haben und eine Weiterverarbeitung erschweren beziehungsweise kostenintensiver machen. Derzeit nutzen rund 8 % der weltweit

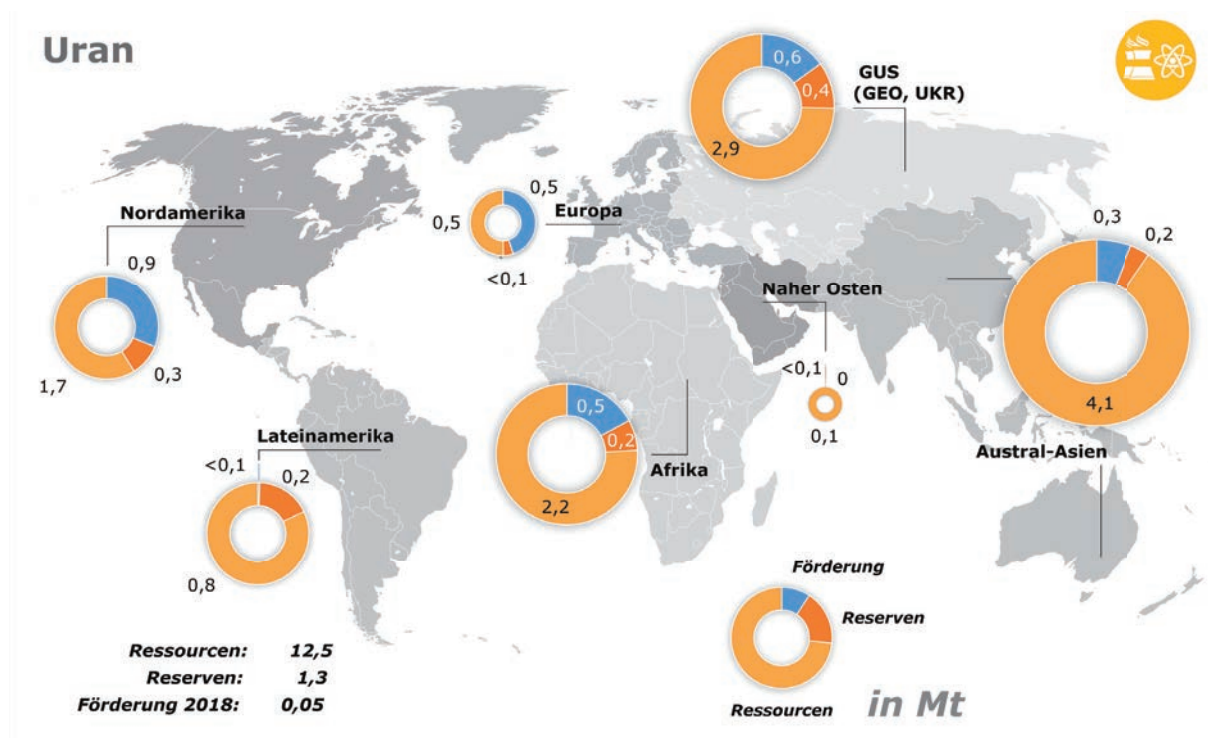


Abbildung 3-15: Gesamtpotenzial Uran 2018: Regionale Verteilung.

operierenden Kernreaktoren wiederaufbereitetes Material (sog. MOX-Brennstoffe) (OECD-NEA/IAEA, 2019).

Der Uranverbrauch konzentriert sich auf eine geringe Anzahl von Ländern. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2018 auf 67.244 t U (2017: 65.014 t U) und ist damit gegenüber dem Vorjahr um 3 % gestiegen. Vor allem in Asien und im Nahen Osten ist ein höherer Verbrauch von Uran zu verzeichnen (Tab. A-39 im Anhang), der voraussichtlich auch in den folgenden Jahren, insbesondere in China und Indien, weiter steigen wird.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferverträge gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2018 mit 12.835 t U (minus 10 %) unter dem Vorjahresniveau (2017: 14.312 t U). Wie in Europa üblich

lag der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen bei lediglich 5 % (European Union, 2019). Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte weiter in Frage stellen (BGR, 2019).

Mittel- bis langfristig ist weltweit eine steigende Nachfrage nach Uran zu erwarten. Besonders der wachsende Energiebedarf in Asien wird voraussichtlich einen höheren Uranbedarf zur Folge haben. Mehrere asiatische Staaten streben den Einstieg in die Nutzung der Kernenergie an (BGR, 2019). Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig weiterhin Bestand haben, trotz des zu erwartenden Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland und Belgien, sowie des Stopps der Ausbaupläne in Italien und der Schweiz. So

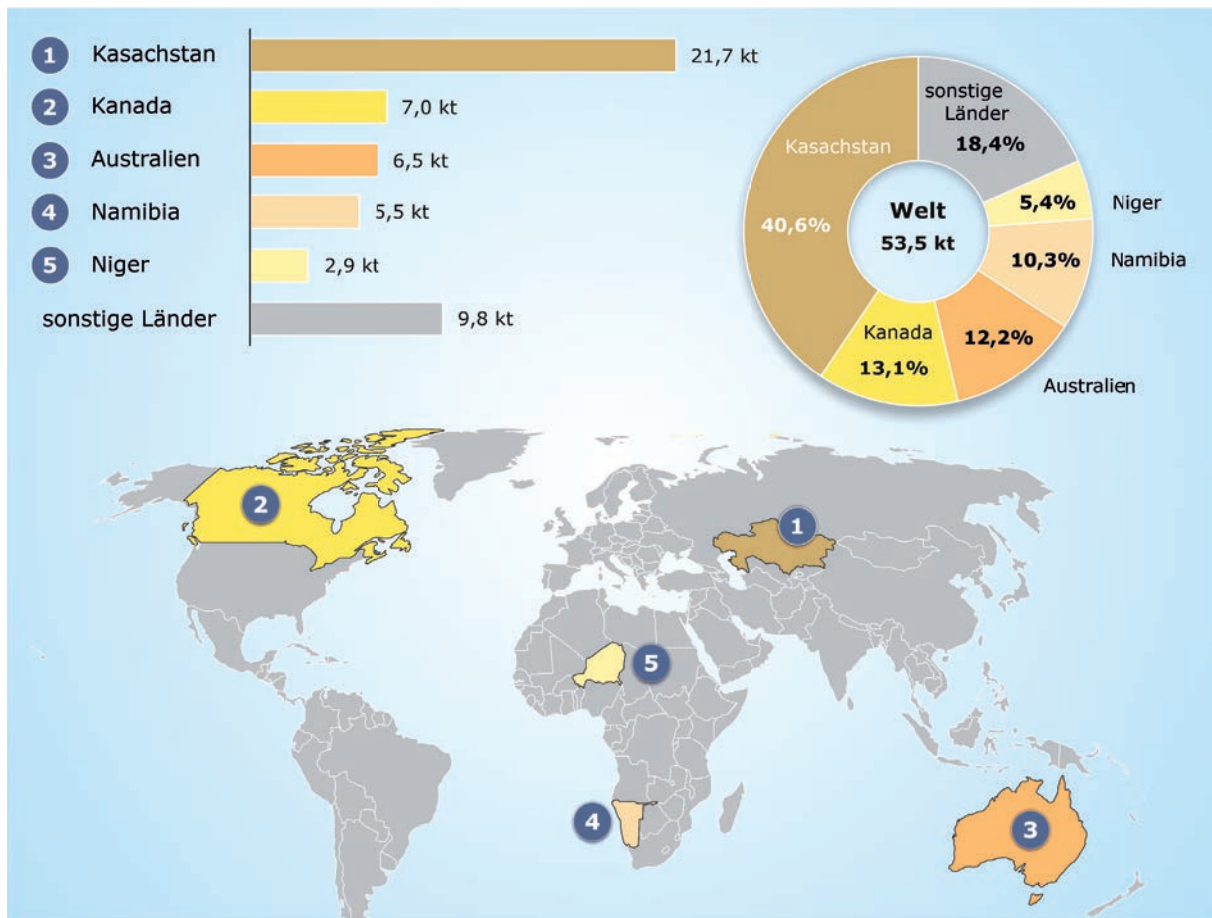


Abbildung 3-16: Die größten Uranförderländer 2018.

setzen Länder wie Finnland, Frankreich, Rumänien, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn und das Vereinigte Königreich auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes bis 2033.

>> Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig weiterhin Bestand haben

Ende 2018 befanden sich 55 Kernkraftanlagen in 18 Ländern im Bau, darunter 11 allein in Chi-

na. Seit der Nutzung von Kernreaktoren wurden über 115 kommerzielle Reaktoren (plus 48 Prototypen und 250 Forschungsreaktoren) weltweit stillgelegt (Stand: August 2019). Davon wurden 17 Reaktoren (inkl. Forschungsreaktoren und Prototypen) vollständig zurückgebaut (WNA, 2019c). In Europa wurden vier Stilllegungsprojekte vollständig abgeschlossen, davon allein drei in Deutschland (BfS, 2015). Neu in Betrieb genommen wurden acht Kernkraftwerke in China sowie eins in der Russischen Föderation.

Aus rohstoffgeologischer Sicht steht ein ausreichendes Potenzial zur Verfügung, um eine langfristige weltweite Versorgung mit Uran zu

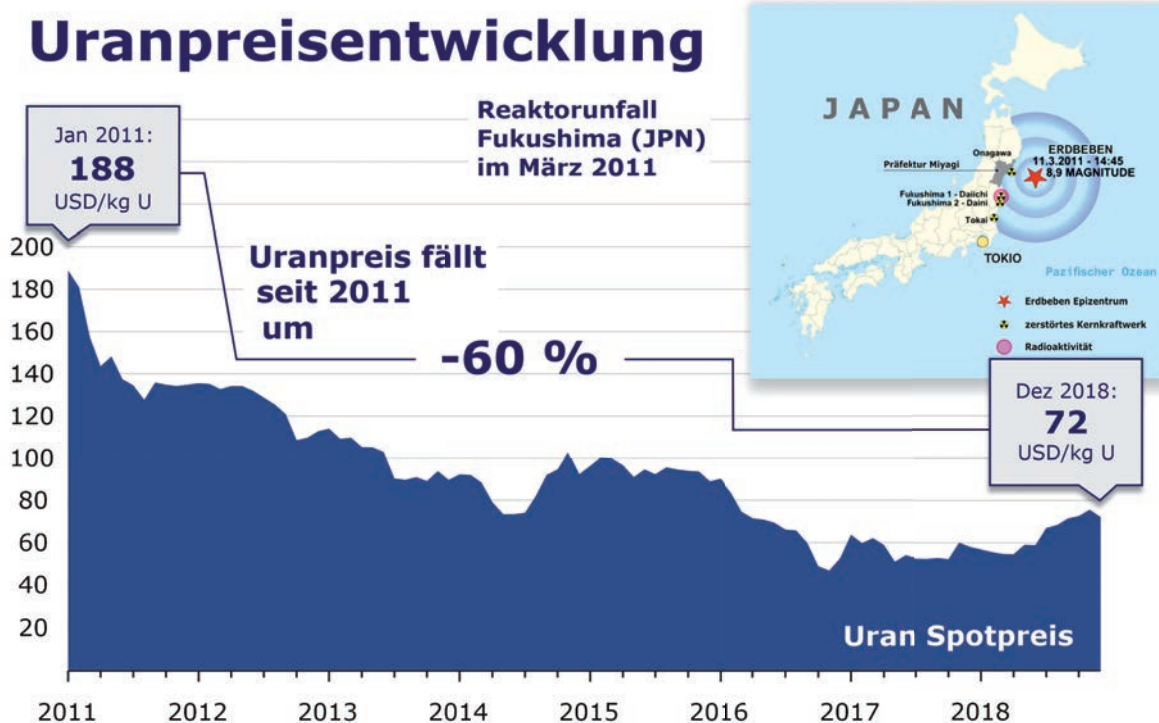


Abbildung 3-17: Uranspotmarktpreise im Zeitraum 2011 bis 2018. In der Folge der Reaktorunfälle in Fukushima 2011 kam es zu einem wirtschaftlichen Einbruch des globalen Uranmarktes mit fallenden Uranpreisen (Daten: Cameco, 2019).

gewährleisten. Die aktuelle Schließung von mehreren Minen und die Reduzierung von Explorationsprojekten ist ausschließlich den temporären wirtschaftlichen Bedingungen geschuldet. Die Entwicklung neuer Abbauprojekte wird aber zeit- und kostenintensiver (BGR, 2019). Betrug die Entwicklung einer Lagerstätte in den 1970er Jahren durchschnittlich fünf bis sieben Jahre, so werden dafür heute fünfzehn bis zwanzig Jahre veranschlagt (URAM, 2014).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches sowie der Reserven und Ressourcen an Uran liefern die Tabellen A-34 bis A-39 im Anhang.

Thorium

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zum Uran. Derzeit wird Thorium aber nicht für die Energieerzeugung genutzt. Weltweit sind keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb. Thoriumvorkommen werden dennoch durch die in den letzten Jahren zunehmende Explorations nach anderen Rohstoffen (Uran, Seltene Erden, Phosphat) erfasst und bewertet. Der Gehalt von Thorium in der Erdkruste liegt im Schnitt zwischen 6 g/t bis 10 g/t und damit etwa dreibis viermal so hoch, wie der von Uran. Für 2017 werden gut 6,35 Mt Ressourcen ausgewiesen.

3.6 Tiefe Geothermie

Die Tiefe Geothermie zählt als einziger Energieträger im geologischen Bereich zu den erneuerbaren Energien, da die Abnahme der im Erdinneren vorhandenen Erdwärme durch geothermische Nutzung in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Sie wird daher gesondert von den sonstigen erneuerbaren Energien (Kap. 3.7) betrachtet.

Die geothermische Stromproduktion verzeichnete im Jahr 2018 einen Zuwachs von vier Prozent. Die gesamte weltweit installierte elektrische Leistung beträgt 13,2 GW_e³ (IRENA, 2019, REN21, 2019). Der Anteil des global geothermisch erzeugten Stroms bleibt gegenüber der gesamten Stromproduktion mit etwa 0,3 % weiterhin sehr gering. Den Großteil der Stromversorgung decken weiterhin nicht-erneuerbare Energierohstoffe (REN21, 2019).

>> Sehr großes globales geothermisches Potenzial bleibt weitgehend ungenutzt

In 2018 wurden gegenüber dem Vorjahr etwa 0,5 GW_e neu installiert. Sie verteilen sich im Wesentlichen auf die Länder Türkei und Indonesien. Zusammen mit den USA und den Philippinen führen sie mit mehr als 1 GW_e installierter Leistung die geothermische Stromproduktion weltweit an. Länder entlang des ostafrikanischen Riftsystems, wie zum Beispiel Äthiopien und Kenia, haben zwar große geothermische Potenziale, jedoch verhindern neben hohen Kosten und Projektrisiken auch fehlende gesetzliche Grundlagen einen schnelleren und stärkeren Ausbau. Führend im Bereich geothermischer Stromproduktion sind weiterhin die USA (2,5 GW_e). Immer häufiger kommen sogenannte Dubletten zum Einsatz, die den Trend hin zur stärkeren Nutzung auch niedriger temperierter Ressourcen widerspiegeln (REN21, 2019). An Bedeutung

gewinnen zudem kombinierte Kraftwerke die beides – heißen Wasserdampf und heiße Sole – für Stromgewinnung und Wärmenutzung nutzen.

Aktuelle Daten einzelner Länder für das Jahr 2018 liegen weltweit derzeit nicht vollständig vor. Abbildung 3-18 gibt einen Überblick über die 27 Länder, die Tiefe Geothermie zur Stromproduktion nutzen. Die Daten basieren im Wesentlichen auf Informationen von IRENA, EGEC und REN21.

Innerhalb der EU-28 beläuft sich die installierte Leistung auf 0,9 GW_e. Die Anzahl der geothermischen Strom produzierenden Länder bleibt mit sechs Ländern unverändert (Portugal, Frankreich, Deutschland, Italien, Österreich, Ungarn). Italien ist mit 916 MW_e der größte Produzent geothermischen Stroms innerhalb der EU-28. Betrachtet man Europa gesamt, das heißt inklusive Türkei und Island, ergibt sich ein anderes Bild. Vergleichbar mit Italien, können beide Länder die Wärme im Untergrund aufgrund ihrer günstigen geologischen Voraussetzungen sehr viel stärker nutzen: Island (753 MW_e), Türkei (1.283 MW_e) (IRENA, 2019). Damit ergibt sich eine installierte Leistung von annähernd 3 GW_e für gesamt Europa. Es wird erwartet, dass die installierte Kapazität bis 2025 auf über 3,8 GW_e ansteigt (Sanner, 2019).

Der weltweite Markt geothermischer Wärmenutzung zeigt sich weiterhin stabil. In 2018 betrug der Zuwachs ca. 1,4 GW_{th} und beträgt nun etwa 26 GW_{th}. Verstärkte Aktivitäten sind insbesondere in Europa und China zu verzeichnen (REN21, 2019). Führende Länder im Bereich geothermischer Wärmenutzung sind China, Türkei, Island und Japan. Neben der Nutzung der Wärme für Schwimmbäder oder Gewächshäuser nimmt die Heizung (bzw. Kühlung) von Gebäuden den größten Anteil ein.

Europa ist neben China einer der aktivsten Märkte für geothermische Wärmenutzung, obwohl sein Ausbau im Verhältnis zu den zwei anderen geothermischen Sektoren (Tiefe Geothermie Strom und flache Geothermie) leicht

³ Ein direkter Vergleich mit Zahlen aus den Vorjahren ist aufgrund verzögerter Datenmeldungen und Datenpublikationen nicht immer möglich.

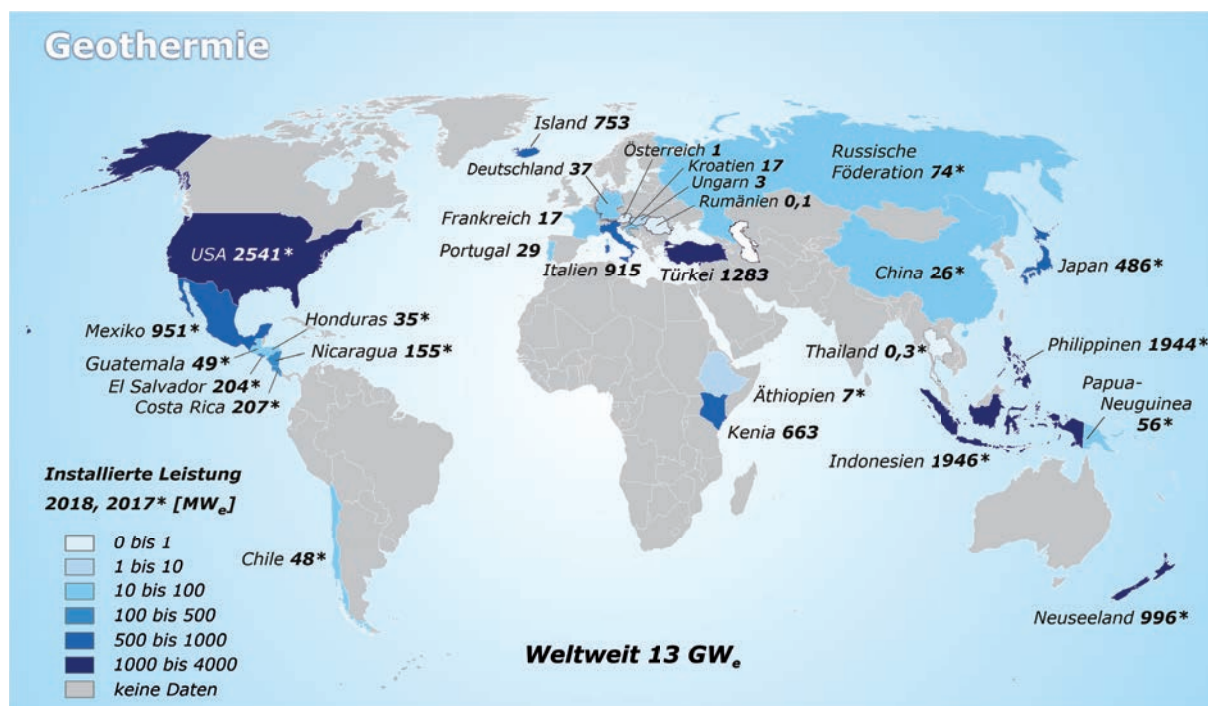


Abbildung 3-18: Länder, welche Tiefe Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität nutzen. Aufgrund der begrenzten Datenlage für 2018 wurden teilweise Daten mit Stand von 2017 dargestellt.

gesunken ist. Zwölf Anlagen wurden neu erstellt oder erneuert (EGEC, 2019). Neben den Niederlanden, mit seinem Bedarf an der Beheizung von Gewächshäusern, ist hier Frankreich zu nennen, welches die Region in und um Paris zunehmend geothermisch beheizt. Jedoch sind die Erwartungen hinsichtlich des weiteren zukünftigen Ausbaus nicht mehr ganz so ambitioniert, wie in den vergangenen Jahren. Als Gründe hierfür werden die generelle ökonomische Situation als auch realistischere Prognosen vermutet (Sanner, 2019).

>> *Europas Ambitionen zum weiteren Ausbau der geothermischen Wärmenutzung verringern sich*

Wie im Bereich der Stromerzeugung liegen auch im Bereich der Wärmenutzung für 2018 keine weltweit umfassenden Länderdaten vor. Eine Zusammenstellung der verfügbaren länderspezifischen installierten Leistung (elektrisch und thermisch), dem Verbrauch (elektrisch) sowie dem technischen Potenzial (Ressourcen) der Tiefen Geothermie liefern die Tabellen A-40 bis A-42 im Anhang.

Trotz positiver Wachstumszahlen läuft der Ausbau seinen Möglichkeiten noch hinterher. Hohe Bohrkosten und Fündigkeitsrisiken lassen potenzielle Investoren oft zurückschrecken. Dabei könnte die Geothermie gerade im Fernwärmesektor einen großen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten.

3.7 Erneuerbare Energien

Die Weltgemeinschaft hat Ende 2015 bei der UN-Klimakonferenz in Paris ein völkerrechtlich verbindliches Klimaabkommen beschlossen, das die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C begrenzen soll (UNFCCC, 2015). Voraussetzung für das Inkrafttreten war die Ratifizierung von mindestens 55 Staaten, die für mindestens 55 % der gesamten globalen Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Nach der Ratifizierung von in dieser Hinsicht bedeutenden Ländern wie den USA⁴ und China am 3. September 2016 sowie der Europäischen Union (inkl. Deutschland) am 5. Oktober 2016 (UNFCCC, 2019) wurden die Bedingungen dafür erfüllt, dass das Abkommen am 4. November 2016 in Kraft treten konnte. Derzeit haben 187 Staaten das Abkommen ratifiziert (Stand: November 2019). Zur Erreichung der formulierten Ziele des Pariser Abkommens ist eine weltweite Energiewende mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien als zentrale Energiequelle und weiteren flankierenden Maßnahmen unabdingbar.

>> *Pariser Klimaabkommen von 187 Staaten unterzeichnet*

In 2018 wurden bereits 18 % des globalen Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt (Abb. 3-2 PEV WELT). Über die Hälfte entfallen auf die biogenen Energieträger, wobei der Hauptanteil mit rund 40 % auf fester Biomasse und im speziellen auf Brennholz beruht. Noch heute werden vor allem in Entwicklungsländern vorwiegend Holz und Holzkohle zur Energiegewinnung genutzt, aber auch in Industrieländern steigt die Anzahl privat genutzter Anlagen wie Kaminöfen oder Pelletheizungen zur Wärmergewinnung. Nach der Biomasse ist die Wasserkraft als weitere „klassische“ regenerative die zweitstärkste Energiequelle mit einem

⁴ Im Juni 2017 gab der Präsident der USA Donald Trump den Ausstieg aus dem Pariser Klimaabkommen bekannt. Wirksam werden soll der Rückzug der USA allerdings erst im Jahr 2020.

Anteil von rund 3,6 % am globalen Primärenergieverbrauch. Die „modernen“ erneuerbaren Energien wie die Sonnen- oder Windenergie tragen nur zu rund 2 % zur Deckung des globalen Primärenergieverbrauchs bei. Ihr Ausbau verzeichnet in den letzten Jahren die höchsten Zuwachsraten.

>> *Erneuerbare Energien machen 64 % der global neu installierten Stromerzeugungskapazitäten aus*

Wie im Vorjahr wurden die global neu installierten Stromerzeugungskapazitäten vor allem durch den Zubau von erneuerbaren Energien erbracht. Ihr Anteil in 2018 betrug rund 64 % (2017: 70 %). Damit übersteigt der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien den Zubau der fossilen Energien zur Stromerzeugung beinahe um den Faktor 3 (REN21, 2019). Ein Grund sind die sich ändernden politischen Rahmenbedingungen, die den Ausbau von erneuerbaren Energien begünstigen. Aber auch Technologiekosten, insbesondere der Solar- und Windenergie, sind in den letzten Jahren deutlich gesunken und führen zu einer gesteigerten Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien. In 2018 sind Neuinstallationen auf dem Stromsektor vor allem bei der Photovoltaik maßgebend. Rund 55 % der neuinstallierten Leistung der erneuerbaren Energien wurden durch den Zubau mittels Photovoltaikanlagen umgesetzt. Dieser Zubau entspricht ungefähr der Netto-Nennleistung der konventionellen Kraftwerke Deutschlands von 113 GW (BNetzA, 2019). Rund die Hälfte (45 GW) der hinzu gekommenen Photovoltaikanlagen wurde allein in China installiert. Bei Windkraft und Wasserkraft wurden weltweit zusätzliche Kapazitäten von jeweils 51 GW und 20 GW in 2018 neu installiert.

Weltweit liegt die Kapazität zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei rund 2.351 GW (Abb. 3-19). Im Vergleich dazu standen rund 425 GW (brutto) aus der Kernenergie 2018 global zur Verfügung. China ist mit über einem Viertel der global installierten Leistung (696 GW) an erneuerbaren Energien führend



Erneuerbare Energien

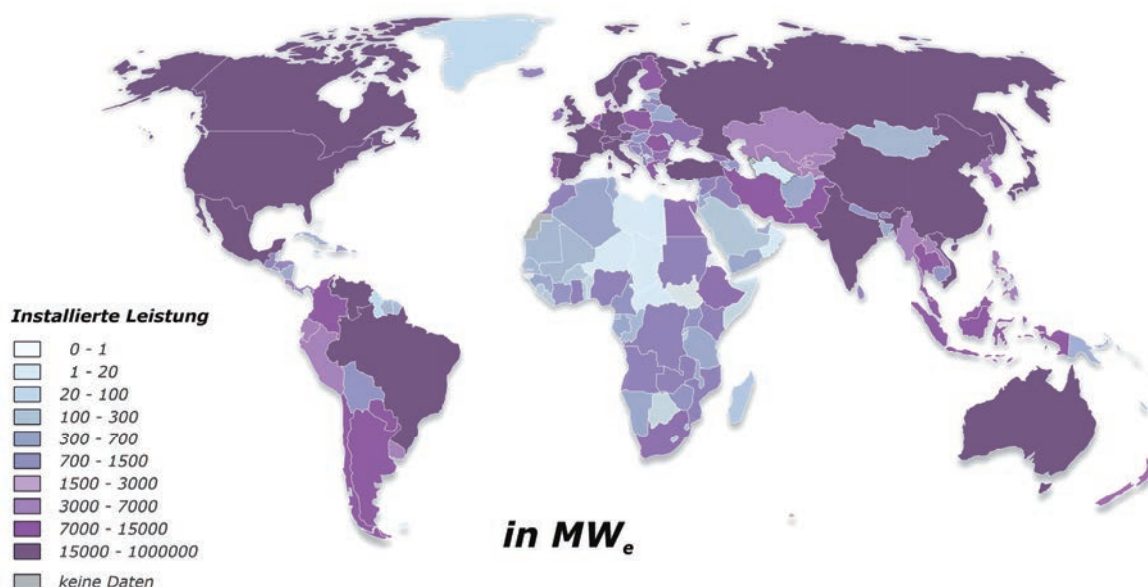


Abbildung 3-19: Gesamtpotenzial der installierten Leistung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (2.351 GW): Regionale Verteilung (Daten: IRENA, 2019).

(Tab. A-44 im Anhang). Allein 352 GW entfallen in China auf Wasserkraft sowie weitere 185 GW auf Windkraft und 175 GW auf Photovoltaik.

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wird intensiv vorangetrieben. Bislang ist die Stromerzeugung aus diesen Quellen aber gering. Zwar beträgt der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien an der globalen Stromerzeugung bereits 26 %, aber hier ist die Wasserkraft maßgeblich entscheidend. Windkraft, Photovoltaik und Biomasse trugen 2018 insgesamt zu 10 % der Stromerzeugung bei (REN21, 2019). Weltweit dominiert die Wasserkraft die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen. In Deutschland hingegen wurde über die Hälfte des aus regenerativen Energien gewonnenen Stroms aus Windkraft (111 Mrd. kWh; 17,3 % der deutschen Stromerzeugung) und Photovoltaik (46 Mrd. kWh; 7,1 %) gewonnen (Kapitel 2.2).

Über die Hälfte der weltweit zur Stromgewinnung genutzten Energie aus erneuerbaren Energiequellen erfolgte von China, USA, Brasilien und Kanada (Abb. 3-20).

Der zu erwartende weitere Zubau wird den Anteil der erneuerbaren Energien an der globalen Energieversorgung wachsen lassen. Hier sind neben den geographischen Voraussetzungen insbesondere die Strategien und Ziele der Staaten maßgebend dafür, welcher Entwicklungspfad zum Ausbau von erneuerbaren Energien eingeschlagen wird. So werden in Dänemark, Deutschland, Griechenland, Großbritannien, Honduras, Irland, Portugal, Spanien und Uruguay bereits heute jeweils über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie und Photovoltaik gedeckt (REN21, 2019). Island deckt seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien (79,2 % Wasserkraft; 20,7 % Geothermie;

0,06 % Windkraft) (IEA, 2019b). In Deutschland wurden 2018 rund 35 % (2017: 33 %) des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt (Kapitel 2.2).

>> *Deutschland größter Biodieselproduzent Europas*

Auch im Verkehrs- und Transportsektor gewinnen erneuerbare Energien, wenn auch deutlich langsamer als zur Stromgewinnung, in Form von Biokraftstoffen (Ethanol und Biodiesel) oder in Verwendung von Strom in Elektrofahrzeugen (E-Mobilität) an Bedeutung. Derzeit tragen Biokraftstoffe zu 0,9 % am globalen Endenergie-

verbrauch bei. Die globale Produktion hat sich in den letzten 14 Jahren von rund 30 Mrd. Liter (2004) auf rund 153 Mrd. Liter (2018) mehr als vervierfacht (REN21, 2019) und ein weiterer Anstieg ist zu erwarten. Bei der Produktion sind die USA und Brasilien führend. Über 60 % der Ethanolkraftstoffe und Biodiesel stammen aus diesen beiden Ländern. Aber auch Deutschland ist ein bedeutender Produzent von Biodiesel: mit 3,5 Mrd. Liter in 2018 (Weltanteil 3 %) ist Deutschland der größte Biodieselproduzent Europas. Neben dem bereits global bestehenden Einsatz im Schienenverkehr wird die Integration von E-Mobilität in den Verkehrs- und Transportsektor weiter vorangetrieben. Norwegen und China sind derzeit die führenden

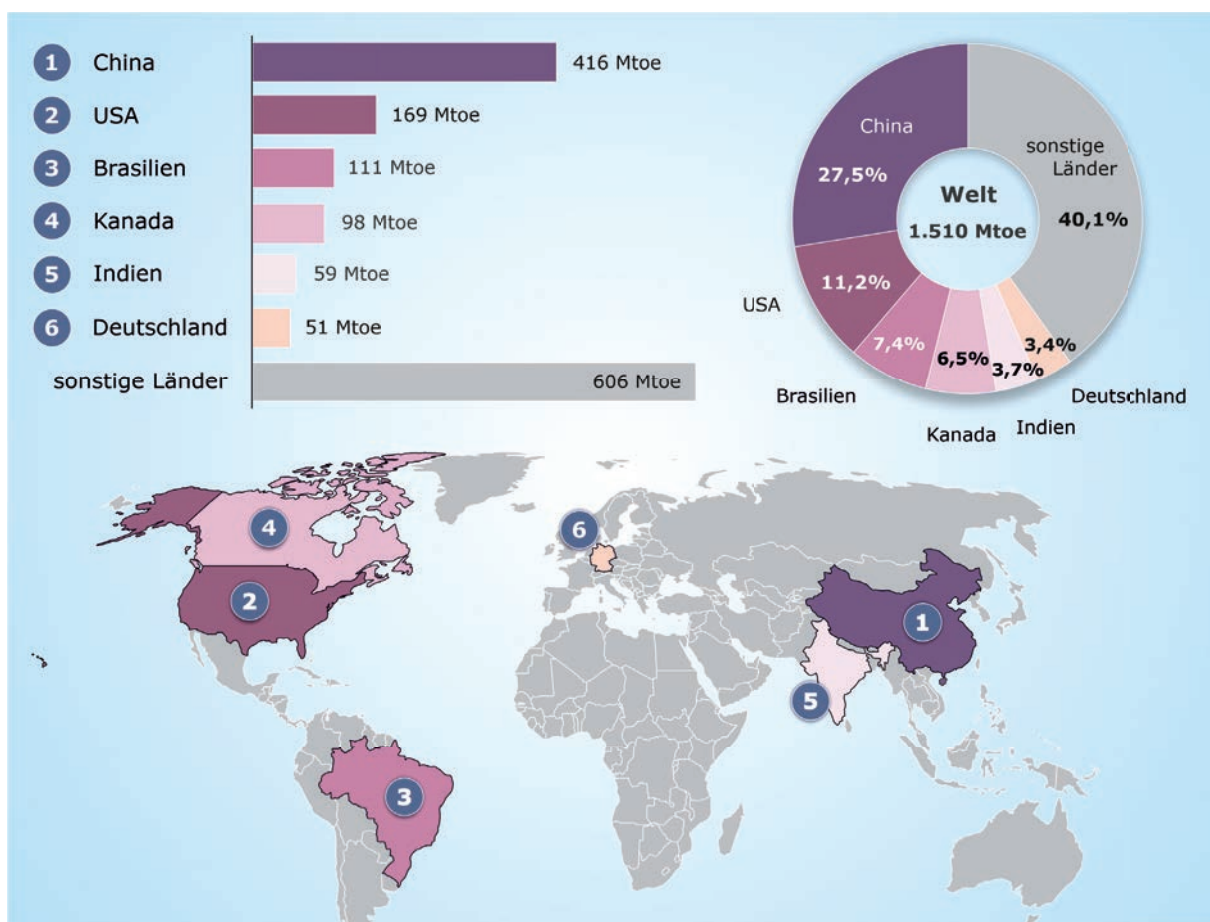


Abbildung 3-20: Die größten Nutzer erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung 2018.



Länder in der Nutzung von E-Mobilität. Rund 5,1 Mio. Elektroautos (2017: 3 Mio.) und über 260 Mio. zweirädrige Elektrofahrzeuge (2017: 200 Mio.) sind weltweit im Einsatz (REN21, 2019), Tendenz steigend. Auch die Verwendungsoptionen im Schwerlastverkehr auf der Straße aber auch in der Schifffahrt werden entwickelt bzw. ausgebaut. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Verbrauch im Transportsektor beträgt derzeit rund 3,3 %.

Eine Zusammenstellung der installierten elektrischen Leistung sowie des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien liefern die länderspezifischen Tabellen A-43 bis A-44 im Anhang.



4 Energierohstoffe im Fokus (Sonderthemen)

4.1 Chinas steigender Bedarf an Kohlenwasserstoffen

Durch die enorme wirtschaftliche Entwicklung Chinas, stieg der Energiebedarf des Landes in den letzten Jahrzehnten erheblich an. Das Land sieht sich seit Jahren einer schnell steigenden Importabhängigkeit, insbesondere von Erdöl und Erdgas, gegenüber.

Vor allem der Verbrauch von Erdgas nahm in den letzten Jahren deutlich zu. Dies steht u. a. in Zusammenhang mit den von der Regierung implementierten Maßnahmen zur Restrukturierung des Kohlesektors. Diese zielten darauf ab, kleinere Fördergruben mit geringen Produktionskapazitäten zu schließen und zunehmend Erdgas anstelle von Kohle einzusetzen (Coal-to-Gas-

Switch), um vorwiegend die Luftverschmutzung einzudämmen.

Nach dem China Energie Outlook 2050 (CNPC, 2018), wird der Verbrauch von Erdöl und Erdgas weiter zunehmen. Demnach wird der Bedarf an Ölprodukten seinen Höhepunkt mit 690 Mt Jahresverbrauch im Jahr 2030 erreichen und bis ins Jahr 2050 auf 570 Mt zurückgehen. Die Förderung von Rohöl verbleibt mit rund 200 Mt/a vergleichsweise konstant. Um den Förderrückgang aus murenen Feldern auszugleichen, müssen im großen Umfang neue Erdölfelder erschlossen sowie durch Einsatz moderner Fördertechnologien die Entölungsgrade in den bestehenden Feldern erhöht werden. In geringerem Umfang wird auch Erdöl aus dichten Gesteinen (Tight Oil) gefördert werden (CNPC, 2018).

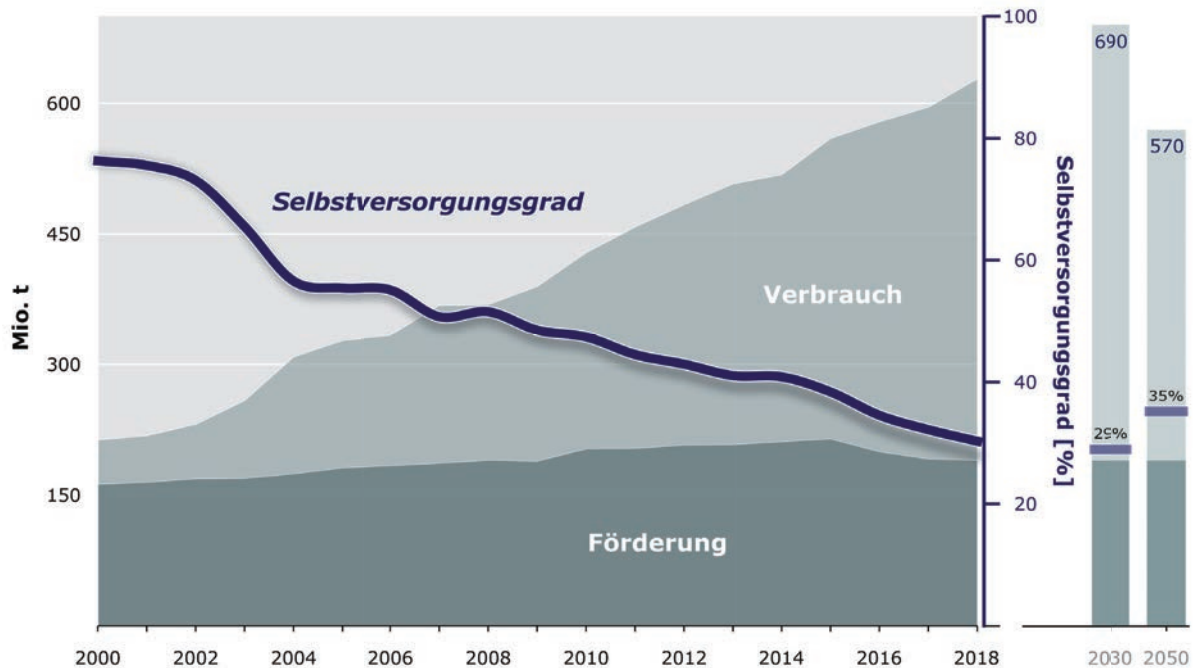


Abbildung 4-1: Erdölproduktion und –verbrauch von 2000 bis 2018 in China sowie Projektion bis 2030 und 2050 (Daten: CNPC, 2018).

Beim Erdgas ist ein Verbrauchswachstum bis über das Jahr 2050 hinaus zu erwarten, welches sich allerdings zu Beginn der 2040er Jahre deutlich abschwächen dürfte. Der Erdgasverbrauch im Jahr 2035 wird bei 620 Mrd. m³, im Jahr 2050 bei 650 Mrd. m³ prognostiziert. Die Erdgasförderung wird im Jahr 2035 auf 300 Mrd. m³ anwachsen (2050 bis 350 Mrd. m³). Die Förderung von Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen, wie Schiefergas, Coal Bed Methan (CBM) und, in geringem Umfang, Methan aus marinen Gashydraten, wird ab dem Jahr 2035 einen Anteil von rund 50 % an der Gesamtförderung haben (CNPC, 2018).

>> *Chinas Erdgasbedarf wird massiv steigen*

Importsituation

China war im Jahr 2018 der weltweit größte Importeur von Erdöl und Erdgas. Obgleich die Kohlenwasserstoffimporte über zahlreiche Länder diversifiziert waren, waren der Nahe Osten und Zentralasien die Hauptlieferregionen (Abb. 4-3).

Die wichtigste Importregion für Erdöl ist für China der Nahe Osten mit rund 38 % Anteil an den Gesamtimporten. Das wichtigste Lieferland ist allerdings die Russische Föderation (16 %).

Im Gegensatz zu Erdöl, das China schon seit Jahrzehnten (netto) importiert, führt das Land erst seit Mitte der 2000er Jahre (netto) Erdgas ein. Die ersten LNG-Importe in größerem Umfang begannen im Jahr 2006; der erste Pipeline-gasimport im Jahr 2010. China hat in den letzten

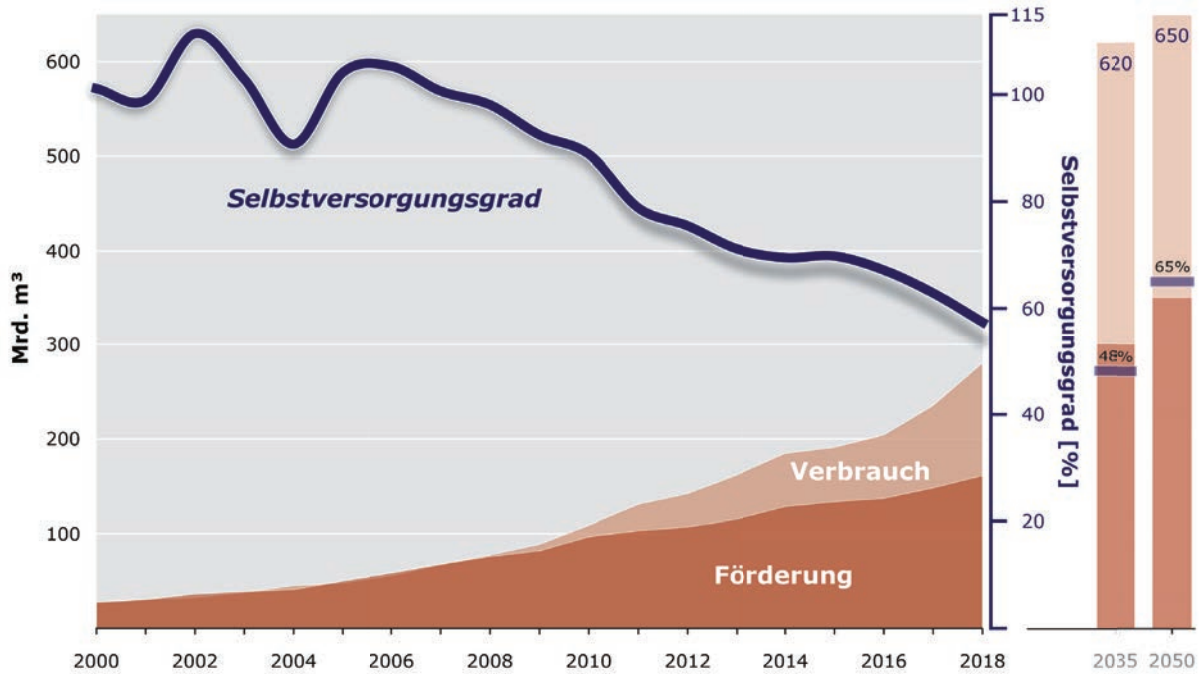


Abbildung 4-2: Erdgasproduktion und –verbrauch von 2000 bis 2018 in China sowie Projektion bis 2030 und 2050 (Daten: CNPC, 2018).

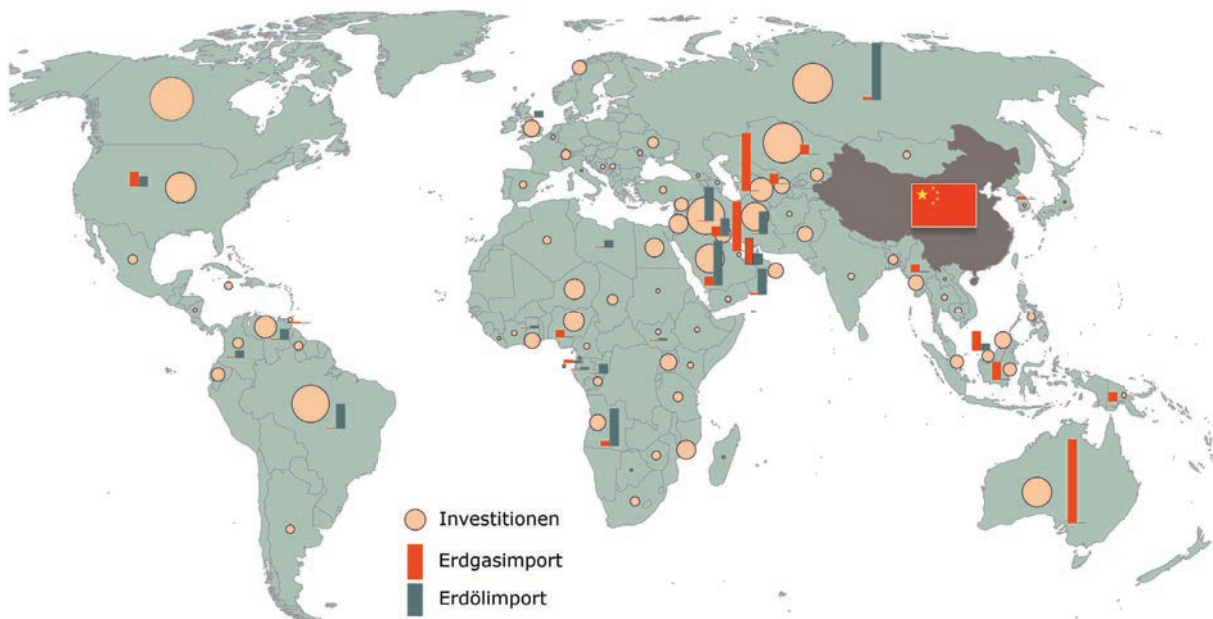


Abbildung 4-3: Relative Größe der länderspezifischen Erdölimporte sowie Importe von Erdgas Chinas im Jahr 2018 (ITC, 2019) und Auslandsinvestitionen seit 2005 in den KW-Sektor im Ausland (Beteiligungen und Infrastruktur) (Daten: AEI, 2019).

Jahren insbesondere seine LNG-Importinfrastruktur rasant ausgebaut, da LNG, den Vorteil bietet, vergleichsweise schnell und flexibel benötigtes Erdgas zu importieren. Im Jahr 2018 bezog China rund 60 % des importierten Erdgases in Form von LNG. Mit 54 Mt⁵ war das Land nach Japan der zweitgrößte LNG-Importeur der Welt (GIIGNL, 2019). Wichtigstes Erdgaslieferland ist Australien (23,1 Mrd.m³).

Ende des Jahres 2019 ging die russische Power of Siberia Gaspipeline in für den Export von Erdgas nach China in Betrieb. Diese hat eine Exportkapazität von 38 Mrd. m³ pro Jahr. Somit wird die Russische Föderation in wenigen Jahren voraussichtlich zum wichtigsten Erdgaslieferanten Chinas aufsteigen.

>> Russische Föderation zukünftig wichtigster Lieferant für Erdöl und Erdgas

Die energiepolitische Zusammenarbeit zwischen der Russischen Föderation und China wurde in den vergangenen zehn Jahren deutlich verstärkt. Das lässt sich an der Zunahme der Infrastrukturprojekte und Joint Ventures im Kohlenwasserstoffsektor erkennen. China ist beispielsweise mit insgesamt 20 % (jeweils 10 % durch CNPC und CNOOC) an dem russischen, im Aufbau befindlichen Arctic-LNG-2-Projekt beteiligt, das jährlich bis zu 20 Mt LNG⁶ produzieren wird (NOVATEK, 2019). Darüber hinaus ist das Land bereits mit rund 30 % (20 % über CNPC und 9,9 % über den Seidenstraßenfonds) am Yamal-LNG-Projekt beteiligt, das 16,5 Mt LNG⁷ Produktionskapazität aufweist (YAMAL LNG, 2019).

Für China ist die Straße von Malakka, die Meerenge zwischen der Malaiischen Halbinsel und der Nordostküste von Sumatra, von großer strategischer Bedeutung, da schätzungsweise 75 % der Erdöl- und 30 % der Erdgasimporte (in Form von LNG) durch sie führen. Für China ist es

5 Entspricht 74,5 Mrd. m³ Erdgas unter Normbedingungen

6 Entspricht rund 27,6 Mrd. m³ Methan unter Normbedingungen.

7 Entspricht 22,7 Mrd. m³ Methan unter Normbedingungen

daher wichtig, seine Energieimporte auch geografisch zu diversifizieren und einen substanziellen Teil der Importe nicht seegestützt einführen zu müssen. Insbesondere der Bau neuer Erdgaspipelines aus dem Zentralasiatischen Raum und der Russischen Föderation wird daher voraussichtlich weiter vorangetrieben werden. Chinesisch-russische Gespräche für den Bau einer weiteren Gaspipeline, entweder durch die Mongolei (Trans-Mongolische-Pipeline) oder über die gemeinsame Grenze im Westen des Landes (Altai-Pipeline) fanden bereits im Jahr 2019 statt (Petroleum Economist, 2019a).

Strategien zur Bedarfsdeckung

Die bestehende und in Zukunft noch weiter steigende Importabhängigkeit hat Auswirkungen auf die Energiepolitik des Landes. Um den Bedarf an Kohlenwasserstoffen auch zukünftig decken zu können, forciert das Land den Ausbau der heimischen Erdöl- und Erdgasförderung und betreibt eine Politik der Sicherung und Diversifizierung der Kohlenwasserstoffimporte. Letzteres geschieht über direkte und indirekte Beteiligung an Kohlenwasserstoffprojekten im Ausland. Auch wenn die Steigerung der heimischen Förderung einen bedeutenden Beitrag zur Versorgungssicherheit mit Kohlenwasserstoffen liefern wird, ist die Sicherung der Importe auf absehbare Zeit von hoher Bedeutung für China. Es ist unwahrscheinlich, dass die zukünftig zusätzlich benötigten Mengen allein über eine Erhöhung der Eigenförderung darstellbar sein werden.

>> China weltweit an Kohlenwasserstoffprojekten beteiligt

Der chinesische Kohlenwasserstoffsektor wird bislang von drei großen staatlichen Erdölunternehmen dominiert: CNPC⁸, CPC⁹ und CNOOC. Um die im China Energy Outlook 2050 (CNPC, 2018) angegebenen Mengen an Erdöl und

8 Mutterunternehmen von Petrochina

9 Mutterunternehmen von Sinopec



Erdgas zu fördern, sind hohe Investitionen in den E&P-Sektor nötig. In diesem Zusammenhang ist die vollständige Öffnung des chinesischen Öl- und Gasmarktes zum 01. Mai 2020 zu sehen (Xinhuanet, 2020), die es privaten und ausländischen Unternehmen erstmalig ermöglichen wird, im E&P-Bereich in China aktiv zu werden. Obgleich die Preise für Rohöl auf einem relativ niedrigen Niveau sind, haben staatliche Erdölunternehmen seit dem Jahr 2016 ihre Investitionen in den chinesischen E&P-Sektor erheblich ausgeweitet. Der Handelskonflikt mit den USA und ein sich verlangsamendes Wirtschaftswachstum wirken zusätzlichen als treibende Kräfte, durch Investitionen die künftige Energieproduktion aus heimischen Quellen sicherzustellen und somit auch die Gesamtwirtschaft zu stützen (Kawase, 2019).

Bemerkenswerte Fortschritte sind in China in den letzten Jahren bei der Erschließung schwer zugänglicher Kohlenwasserstoffressourcen, wie in ultra-tiefen Becken¹⁰, Schiefergasvorkommen und Methanhydraten erzielt worden. Zusätzlich baut China seine Kohleverflüssigungskapazitäten stetig aus.

Die Exploration und Entwicklung tiefliegender Erdöl- und Erdgasvorkommen bildet einen der wichtigsten zukünftigen Bereiche für Chinas Öl- und Gasindustrie. Schätzungsweise lagern 27 % der chinesischen Erdöl- und 49 % der Erdgasressourcen in ultra-tiefen Becken (Pang et al., 2015). In den letzten Jahren kam es in China zu einer Reihe von Durchbrüchen bei der Exploration und Erschließung von Kohlenwasserstoffen in ultra-tiefen Sedimentbecken, u. a. dem Tarim- und Sichuanbecken (Guo et al., 2019, Xu et al., 2018). Neben Neufunden und erlangtem geologischem Systemverständnis, wurden auch erfolgreich Testförderungen mit hohen Produktionsraten in Teufen von rund 8.000 m durchgeführt (Reuters, 2019a). Neben konventionellen Vorkommen erschließt das Land zunehmend seine nicht-konventio-

nellen Kohlenwasserstoffressourcen. Seit dem Jahr 2014 fördert das Land Schiefergas, wovon es über erhebliche Ressourcen verfügt. Die Produktion lag im Jahr 2018 bei rund 10 Mrd. m³ und hat damit bereits über 6 % Anteil an der chinesischen Erdgasförderung (PESGB, 2019). Die Förderung findet bislang vorwiegend im Sichuanbecken statt.

Nach fast zwei Jahrzehnten Forschungsarbeit über Gashydrate im Südchinesischen Meer, ist es im Jahr 2017 erstmalig gelungen über einen Zeitraum von 60 Tagen Erdgas aus Methanhydrat zu produzieren (Li et al., 2018). Dies stellt einen bedeutenden Entwicklungsschritt zur kommerziellen Erschließung dieser bislang nur potenziell nutzbaren Energieressource dar. Die insgesamt in Gashydraten gebundenen Erdgas-mengen sind, trotz noch großer Unsicherheiten bei deren Abschätzung, gewaltig und übersteigen die konventionellen Erdgas-mengen um ein Mehrfaches. Der überwiegende Anteil davon lagert in marinen Sedimenten (BGR, 2008). Ab Mitte der 2030er Jahre könnte Methan aus marinem Gashydrat einen wachsenden Anteil an der chinesischen Erdgasproduktion haben (CNPC, 2018).

Da aus Kohle über verschiedene technische Konversionsverfahren flüssige und gasförmige Kohlenwasserstoffe sowie zahlreiche chemische Grundstoffe gewonnen werden können und China über die zweitgrößten Hartkohlereserven der Welt verfügt, forscht das Land seit Jahrzehnten an Kohleveredlungsverfahren, wie u. a. der Kohleverflüssigung und -vergasung. Einen Schub bekamen diese Aktivitäten durch den Anstieg der Erdölpreise seit Mitte der 2000er Jahre sowie die zunehmende Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgasimporten. Chinas Kohlevorkommen lagern vor allem im nördlichen und westlichen Teil des Landes, während die Kohle vorrangig im dicht besiedelten und stark industrialisierten Osten und Süden des Landes verbraucht wird. Die Ansiedlung der Kohleverflüssigungs-

¹⁰ > 6.000 m Teufe

industrie in den nördlichen Teilen des Landes steht in Übereinstimmung mit der Strategie der chinesischen Regierung, die anderen Landesteile wirtschaftlich zu entwickeln, um die bestehenden ökonomischen Ungleichgewichte im Land abzubauen (Rong & Victor, 2011). Chinas Produktionskapazität an Ölprodukten aus Kohleverflüssigungsanlagen stieg im Jahr 2018 auf 9,21 Mt/a an (sxcoal, 2018). Damit verfügt China vor Südafrika über die größte Kohleverflüssigungskapazität der Welt.

Der Anteil von synthetischem Erdgas (Syngas), das durch Kohlevergasung erzeugt wird, nahm in den letzten Jahren in China ebenfalls erheblich zu und beträgt bereits 1,7 % der chinesischen Gesamterdgasproduktion. Eine weitere Zunahme der Syngasproduktion ist wahrscheinlich.

Bislang verfügt China im internationalen Vergleich mit 8 Mrd. m³ (entspricht rd. 3 % des jährlichen Verbrauches) über vergleichsweise geringe Erdgasspeicherkapazitäten im geologischen Untergrund¹¹ (Petroleum Economist, 2019b). Die strategischen Erdölreserven des Landes, die in Tanklagern oder Kavernen lagern, können den chinesischen Bedarf für 80 Tage¹² abdecken und liegen damit geringfügig unter dem 90-Tage-Durchschnitt, den die Internationale Energie Agentur (IEA) empfiehlt (Reuters, 2019b).

Weiterhin ist für China die Akquise und Beteiligung an Kohlenwasserstoffprojekten im Ausland ein wichtiger Baustein, die Energieimporte zu diversifizieren und zu sichern (Vasquez, 2019). Neben den direkten Investitionen in ausländische Kohlenwasserstoffprojekte hat China zahlreiche Kontrakte für den Bau von Erdöl- und Erdgasinfrastruktur, wie u. a. Pipelines, Tanklager und Raffinerien, im Ausland abgeschlossen. Seit dem Jahr 2005 beläuft sich das Volumen der öffentlich bekannt gewordenen Auslandsinvestitionen in den Öl- und Gassektor auf 260 Mrd. USD,

davon 169,5 Mrd. USD direkte Beteiligungen und 91 Mrd. USD in Erdöl – und Erdgasinfrastruktur (AEI, 2019). Die Investitionen erfolgten in jene Länder, die gegenwärtig China in bedeutenden Anteilen mit Erdöl oder Erdgas beliefern; oder durch die für China wichtige Importinfrastruktur verläuft (vgl. Abb. 4-3).

4.2 Entwicklung der Kohlenförderung in der Russischen Föderation

Die Russische Föderation ist derzeit der sechstgrößte Kohlenproduzent der Welt mit einem Anteil von 5,4 % an der globalen Kohlenförderung (Hartkohle plus Weichbraunkohle). Von der Kohlenförderung im Jahr 2018 entfielen rund vier Fünftel (352,6 Mt) der Produktion auf Hartkohle. Die Russische Föderation ist damit der weltweit sechstgrößte Hartkohlen- und der viertgrößte Weichbraunkohlenproduzent. Knapp 27 % (94 Mt) der russischen Hartkohlenförderung entfällt dabei auf Koks kohlen (Russisches Energieministerium, 2019b), womit die Russische Föderation nach China und Australien der drittgrößte Koks kohlenproduzent ist (IEA, 2019c).

>> Die Russische Föderation ist heute sechstgrößter Hartkohlenförderer und drittgrößter Exporteur

Rund drei Viertel der russischen Kohlenförderung stammt aus der Tagebauförderung, dessen Anteil seit den 1990er Jahren sukzessive erhöht wurde. Mit Stand vom 01.01.2019 erfolgte die Kohlenförderung aus 166 aktiven Bergwerken, davon 57 Tief- und 109 Tagebaue, die zusammen eine Produktionskapazität 470 Mt/a aufwiesen (Russisches Energieministerium, 2019c). Mit einem Anteil von rund 72 % an der Hartkohlen- und rund 77 % an der Koks kohlenförderung sowie fast 60 % der russischen Hart-

11 Deutschland verfügt über 24,6 Mrd. m³ Gasspeicherkapazität (entspricht 28 % des jährlichen Verbrauches)

12 Rechnerisch rund 766 Mio. Barrel



kohlereserven ist das Kusnezskbecken (abgekürzt: Kuzbass) in der westsibirischen Region Kemerowo das bedeutendste russische Kohlenbecken. Es erbrachte im Jahr 2018 mit 255,3 Mt (Russisches Energieministerium, 2019b) die mit Abstand höchste Förderung von allen russischen Förderregionen/Kohlenbecken (Abb. 4-4). Bedeutende Kokskohlevorräte weisen neben dem Kuzbass auch das im europäischen Teil der Russischen Föderation befindliche Pechora- und das im Fernen Osten befindliche Südjakutische Becken auf; allesamt ebenfalls bedeutsame Förderregionen von Kokskohle. Das wichtigste russische Braunkohlenbecken ist das ostsibirische Kansk-Achinsker-Becken, das rund drei Viertel der russischen Weichbraunkohlereserven enthält und aus dem derzeit rund die Hälfte der russischen Weichbraunkohleförderung stammt.

Nach dem Zerfall der Sowjetunion verringerte sich die russische Kohlenförderung signifikant. Im Jahr 1998 wurde mit einer Förderung von 232 Mt die Talsohle durchschritten (Abb. 4-4, Schmidt et al., 2006). In den letzten 20 Jahren erhöhte sich die Produktion dann nahezu kontinuierlich, und im Jahre 2018 wurde der bereits drei Jahrzehnte alte russische Förderrekord von rund 425 Mt Gesamtkohle eingestellt (Abb. 4-4). Die nahezu kontinuierliche Erhöhung der russischen Kohlenförderung seit 1998 ist weit überwiegend auf die stetig gestiegenen Kohlenexporte zurückzuführen. Diese haben sich in dem Zeitraum von rund 24 Mt (1998) auf rund 200 Mt (2018) mehr als verachtfacht. Damit war die Russische Föderation nach Australien und Indonesien der drittgrößte Hartkohlenexporteur mit einem Weltanteil von rund 14 %. Europa ist

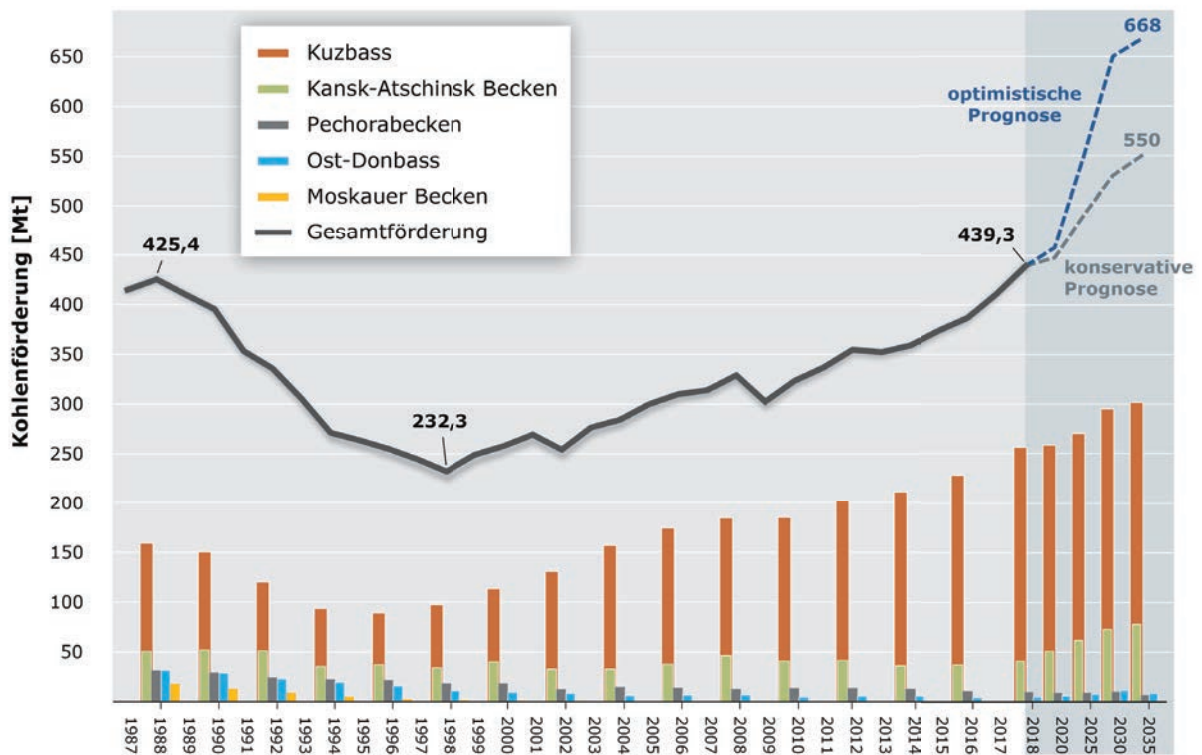


Abbildung 4-4: Die Entwicklung der russischen Kohlenförderung von 1987 bis 2018 nach bedeutenden Kohlebecken/-regionen sowie Prognosen bis 2035 (Daten: Klimov, 2003, Russisches Energieministerium, 2019d, UGOL, 2006 bis 2019, ZDU TEK, 2018).

Entwicklung der Kohlenförderung in der Russischen Föderation

der Hauptabnehmer der russischen Kohlenexporte, allerdings nahm der Anteil Asiens in den vergangenen Jahren stetig zu (Abb. 4-5).

In vergleichsweise geringem Umfang importiert die Russische Föderation auch Kohle, was vor allem in der geografischen Nähe der Verbraucher in der russischen Uralregion zum kasachischen Ekibastus-Kohlenrevier begründet liegt. Die russischen Importe an Hartkohle beliefen sich 2018 auf rund 22 Mt.

>> 43 % der deutschen Hartkohleneinfuhren aus der Russischen Föderation

Für Deutschland ist die Russische Föderation bereits seit mehreren Jahren der wichtigste Kohlenlieferant. So stammten mit 19 Mt fast 43 % der deutschen Hartkohleneinfuhren in 2018 aus der Russischen Föderation.

Ausblick – Auch in den kommenden Jahren soll die Kohlenförderung in der Russischen Föderation weiter anwachsen, vor allem aufgrund des steigenden Export-/Absatzpotenzials im asiatischen Raum. Die größten Förderzuwächse werden dementsprechend auch für die Regionen Ost-Sibirien und den Fernen Osten erwartet (Abb. 4-6). Der Entwurf des Programms zur Entwicklung der russischen Kohleindustrie für den Zeitraum bis 2035 (Russisches Energieministerium 2019d) vom August 2019 sieht laut konservativer Prognose eine Ausweitung der russischen Kohlenförderung auf 550 Mt und laut optimistischer Prognose sogar bis auf 668 Mt im Jahr 2035 vor (Abb. 4-4). Die Exporte könnten dann bis auf 313 Mt (konservative Prognose) bzw. 375 Mt (optimistische Prognose) ansteigen, wobei die russischen Kohlefirmen ein noch höheres Exportpotenzial von 530 Mt im Jahr 2035 prognostizieren. Die IEA geht im Stated Policies Szenario (IEA, 2019a) davon aus, dass die Russische Föderation im Jahre 2040 nach Australien der zweitgrößte Kohlenexporteur sein wird (IEA, 2019e).

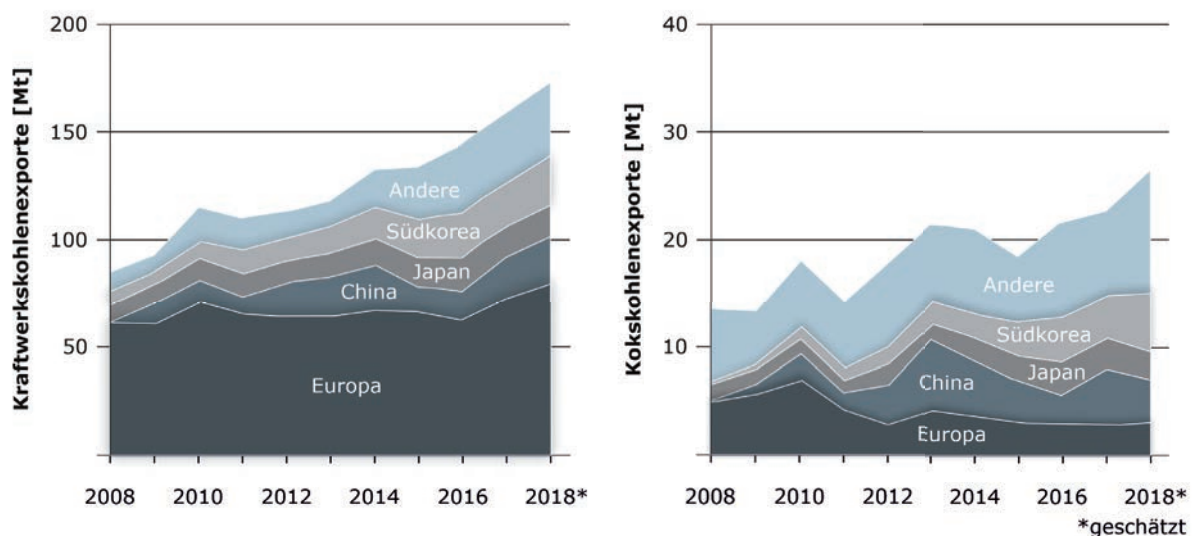


Abbildung 4-5: Die Entwicklung der russischen Kraftwerks- (links) und Kokskohlenexporte (rechts) von 2008 bis 2018 (IEA, 2019d).

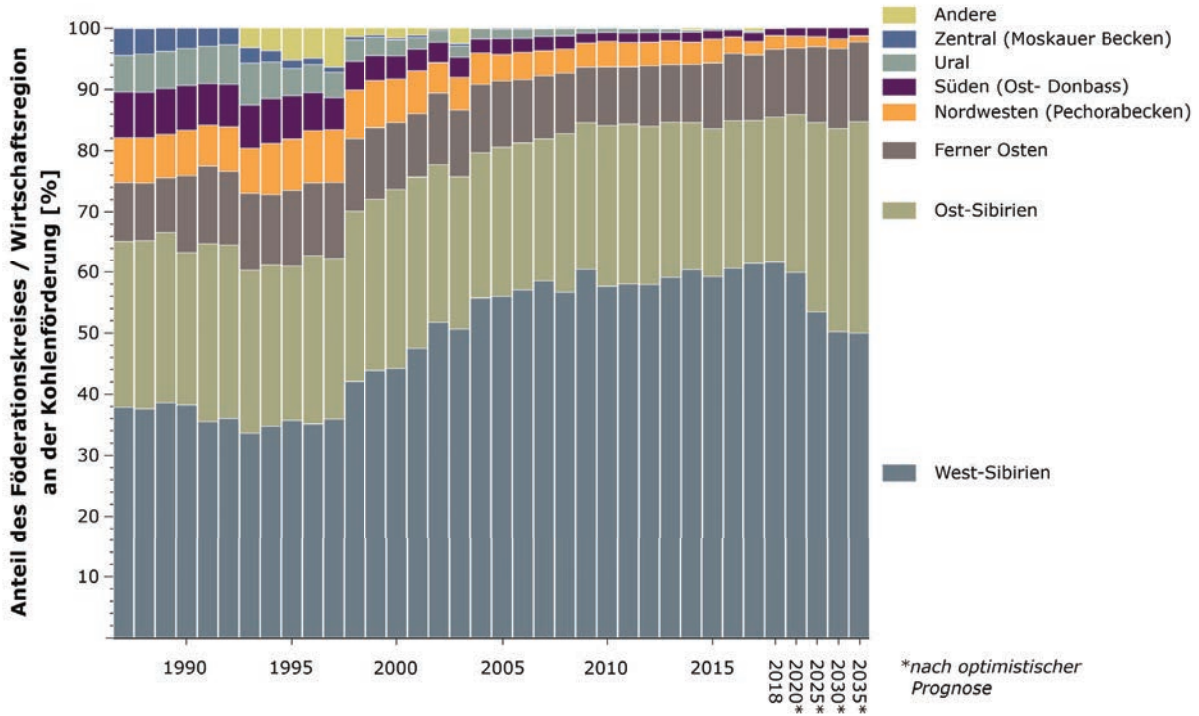


Abbildung 4-6: Relative Entwicklung der russischen Kohlenförderung von 1987 bis 2018 nach bedeutenden Wirtschaftsregionen/ Föderationskreisen sowie bis 2035 gemäß optimistischer Prognose (nach Klimov, 2003, Russisches Energieministerium, 2019d, UGOL, 2006 bis 2019, ZDU TEK, 2018).



5 Zukünftige Vergügbarkeit fossiler Energierohstoffe und Tiefer Geothermie

5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf

Die verlässliche und ununterbrochene Bereitstellung von Energie ist die essenzielle Voraussetzung für das Funktionieren unserer heutigen modernen Gesellschaften. Die globale Energieversorgung unterliegt dabei einem fortlaufenden Wandel. Erneuerbare Energien sind ein integraler Bestandteil der Energieversorgung. Bereits heute gibt es Länder, die den überwiegenden Teil ihres Strombedarfs aus regenerativen Quellen decken können. Auch in Deutschland stammen 2018 bereits 35 % des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energieträgern, und auch der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Primärenergieverbrauch (14 %)

steigt Jahr für Jahr und hat sich, verglichen mit dem Jahr 2001, mehr als vervierfacht. Aus dem globalen Blickwinkel betrachtet, handelt es sich dabei jedoch noch um Sonderfälle. Die große Herausforderung der kommenden Jahrzehnte ist daher der Umbau der Energiesysteme. Viele Industriestaaten und insbesondere Entwicklungs- und Schwellenländer mit absehbar steigendem Energiebedarf setzen für ihren zukünftigen Energiemix neben Sonne, Wind und Wasserkraft, die global am stärksten ausgebaut werden, vorerst weiterhin auf Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernenergie. Vor diesem Hintergrund ist es die große Herausforderung wirtschaftliches Wachstum als wichtige Voraussetzung für steigenden Wohlstand in den Schwellenländer mit dem Klimaschutz in Einklang zu bringen..

Angebotssituation und zukünftiger Bedarf

Der Schwerpunkt der vorliegenden Studie, die Analyse der weltweiten Kapazitäten und Potenziale von Energierohstoffen, liegt daher weiterhin auch auf der Darstellung der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe. Welche Mengen zukünftig abgebaut und verbraucht werden, ist von vielen Faktoren abhängig und nur bedingt vorhersagbar. Wird als Basis für den langfristigen Vergleich von Angebot und Nachfrage der projizierte Verbrauch dieser Energieträger bis zum Jahr 2040 nach dem Stated Policies Scenario der IEA (2019a) genutzt (Abb. 5-1), dann ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus rohstoffgeologischer Sicht entspannte Situation, denn der projizierte Bedarf umfasst nur einen kleinen Teil der derzeit ausgewiesenen Rohstoffvorräte und kann alleine aus den bereits heute bekannten Reserven gedeckt werden. Bei Kohle weisen umfangreiche Ressourcen darauf hin, dass noch große Potenziale bestehen. Auch nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffvorkommen tragen zu einer derzeit vergleichsweise entspannten Angebotssituation bei. Die Ressourcenzahlen enthalten jedoch auch Angaben zu bislang noch nicht wirtschaft-

lich nutzbaren Energieträgern wie beispielsweise die Erdölgewinnung aus Ölschiefern, Erdgas in Aquiferen und aus Gashydrat. Deren Potenziale fließen mit in die Betrachtung ein, unabhängig davon ob oder inwieweit in absehbarer Zeit eine wirtschaftliche Gewinnung erfolgt. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist aus rohstoffgeologischer Sichtweise ausschließlich die Verfügbarkeit von Erdöl absehbar limitiert. Nach dem IEA-Szenario wäre bis 2040 etwa die Hälfte der heute ausgewiesenen Erdölreserven verbraucht (Abb.5-1).

>> Viele Staaten decken steigenden Bedarf weiterhin überwiegend aus fossilen Energieträgern

Im Rahmen der vorliegenden Studie nicht zu beantworten sind die Fragen welche Rohstoffe in welchen Mengen und unter welchen Bedingungen zukünftig genutzt werden. Antworten darauf, insbesondere vor dem Hintergrund der Coronakrise im Frühjahr 2020 sowie der Ziele im Rahmen

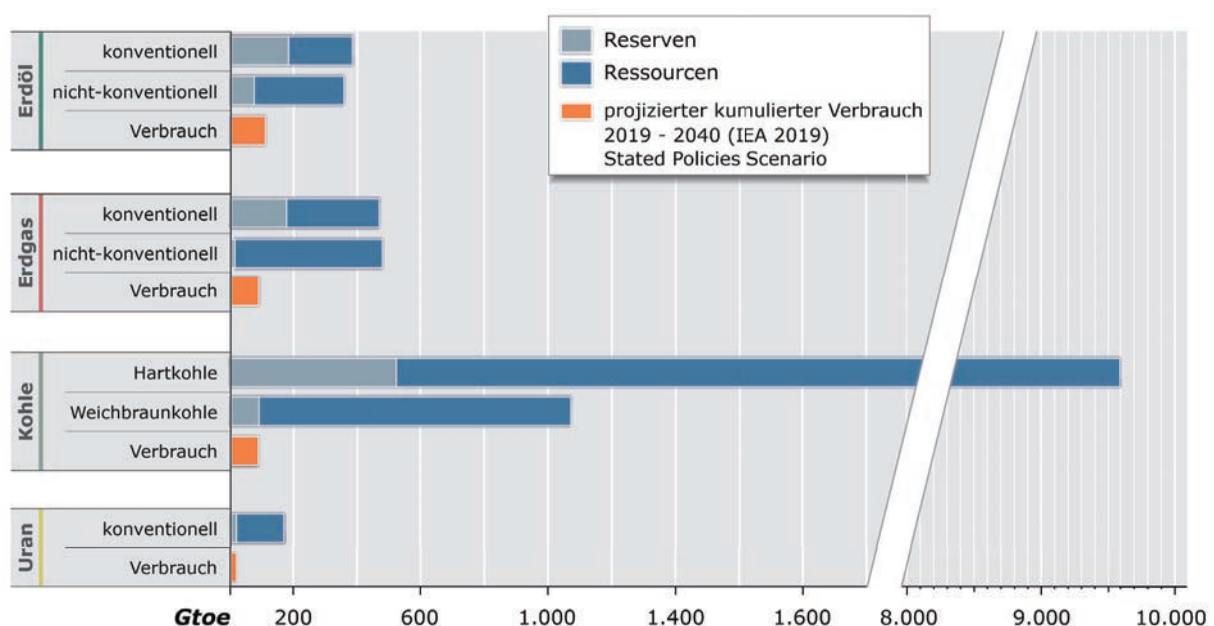


Abbildung 5-1: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2018.



der deutschen Energiewende und der vereinbarten internationalen Klimaabkommen, müssen an anderer Stelle gefunden werden. Aufgrund der eingebrochenen Energienachfrage während der Corona-Krise, sinken zwar zunächst die Emissionen von Treibhausgasen. Mittel- und langfristige dürfte die weltweite Energienachfrage aber weiterhin ansteigen.

5.2 Zusammenfassung und Ausblick

Erdöl

Bezogen auf den Primärenergiebedarf ist Erdöl der wichtigste Energieträger weltweit. Sowohl die Förderung als auch der Verbrauch stiegen auf ein neues Allzeithoch. Den größten Anteil an der Zunahme der Produktion hatte die US-amerikanische Schieferölförderung, die auf neue Höchststände stieg. Der weltweite Bedarf an Mineralölprodukten wird auch in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich weiter zunehmen. Die weltweiten Erdölressourcen erhöhten sich, was insbesondere auf eine verbesserte Datenlage in der Russischen Föderation und Australien zurückzuführen ist. Obgleich alle Länder Erdölprodukte verbrauchen, gibt es sowohl bei der Produktion als auch beim Export eine hohe Länderkonzentration. Bereits die zehn größten Erdölförderer decken rund 71 % der Produktion und die fünf größten Exporteure knapp die Hälfte der Exporte ab. Die Erdölpreise stiegen im Jahresvergleich zwar um rund 28 %, befinden sich aber dennoch auf einem relativ niedrigen Niveau. Die weltweiten Ausgaben im E&P-Bereich sind nach wie vor verhältnismäßig niedrig. Für die kommenden Jahre kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Allerdings kann dieser Umstand nur bedingt mit einer gesicherten Verfügbarkeit von Erdöl gleichgesetzt werden. Von höherer kurz- und mittelfristiger Bedeutung als die Vorkommen im geologischen Untergrund sind die installierten Förderkapazitäten, deren Auslastung sowie der Planungshorizont für die Aufnahme neuer Ölförderprojekte, um rückläufige Fördermengen aus maturaen Erdölfeldern auszugleichen. Die

OPEC-Staaten, insbesondere Saudi-Arabien, haben die größten freien Produktionskapazitäten. Die USA verfügen durch tausende bereits gebohrter, aber noch nicht komplettierter Schieferölbohrungen auch über Kapazitäten, um innerhalb eines relativ kurzen Zeitraumes ihre Fördermenge zusätzlich auszuweiten. Ein großer Teil der weltweiten Erdölproduktion sowie der -exporte stammt aus Gebieten, die von wachsenden geopolitischen Spannungen betroffen sind. Als auch zukünftig einer der größten Mineralölverbraucher sieht sich die EU-28, insbesondere Deutschland, einer hohen Importabhängigkeit gegenüber. Erdöl bleibt in seiner tragenden Rolle als Energie- und Basisrohstoff bislang alternativlos.

Erdgas

Erdgas blieb auch 2018 hinter Erdöl und Kohle der global dritt wichtigste Energieträger bezogen auf den Primärenergieverbrauch.

Der weltweite Erdgasverbrauch erhöhte sich 2018 um rund 4 %. Mittel- bis langfristig ist weiterhin mit einem Anstieg des weltweiten Erdgasverbrauches zu rechnen. Aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials kann die Versorgung der Welt mit diesem Rohstoff aber noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden. Die globalen Erdgasreserven haben sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert. Der globale Erdgashandel hat 2018 weiter zugenommen. Durch ein gestiegenes LNG-Angebot wachsen die globalen Erdgasmärkte enger zusammen. Es stehen jetzt 42 Importnationen 20 exportierenden Ländern gegenüber. Die größten Zunahmen beim LNG-Export verzeichneten die USA (plus 12 Mrd. m³) und wie im Vorjahr Australien (plus 15 Mrd. m³). Deutschland und Europa sind mit ihrem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen bedeutenden Teil der weltweiten Erdgasreserven sowohl über Pipelines als auch über LNG-Anlandeterminale angeschlossen und damit relativ gut abgesichert. Damit bleiben vor allem geopolitische Risiken ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

Kohle

Die globalen Vorräte an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Im Berichtszeitraum erhöhte sich die globale Kohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um 4,1 % und belief sich im Jahr 2018 auf rund 8.000 Mt. Während die großen Förderländer China und Indien ihre Förderung 2018 ausweiteten, verzeichneten die USA und auch die Europäische Union (EU-28) einen Förderrückgang. Dementsprechend zeigt sich auch bei der regionalen Betrachtung von Förderung sowie Verbrauch, dass vor allem die Regionen Austral-Asien sowie GUS Zuwächse und die Regionen Nordamerika sowie Europa Rückgänge aufweisen.

Der globale Hartkohlenwelthandel verzeichnete gegenüber dem Vorjahr mit fast 5 % abermals einen kräftigen Zuwachs. Die Bedeutung des pazifischen Marktes bleibt mit Blick auf den Anteil an den globalen Kohlenimporten (Asien: 75 %) wie in den Vorjahren ungebrochen hoch und steigt kontinuierlich. China ist der mit Abstand größte Hartkohlenproduzent und -verbraucher und seit 2011 auch der weltgrößte Hartkohlenimporteur, dicht gefolgt von Indien und Japan. Diese drei Länder beanspruchten mit rund 700 Mt fast die Hälfte der weltweiten Hartkohlenimporte im Jahr 2018. Mit 165 Mt entfiel nur noch etwas mehr als ein Neuntel der weltweiten Hartkohlenimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit rund 71 % ihres Hartkohlenbedarfs deckte. Die drei größten Hartkohlenexporteure Indonesien, Australien und die Russische Föderation steigerten abermals ihre Exporte auf nunmehr zusammen 1.015 Mt, was einem Anteil von fast 72 % an den globalen Hartkohlenexporten entspricht. Die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlenpreise wird nach wie vor maßgeblich durch die aktuelle Situation in Asien und vor allem in China bestimmt. Während die europäischen und auch deutschen Kohlenimportpreise im Jahr 2018 nochmals leicht gegenüber dem Vorjahr angestiegen sind, so verringerten sie sich im Laufe des Jahres 2019 signifikant.

Kernbrennstoffe

Die globalen Vorräte für Uran sind sehr umfangreich. Aus geologischer Sicht ist in absehbarer Zeit kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten. Der Uranmarkt ist aber weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen. Die Reduzierung der Uranproduktion im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr ist hauptsächlich der derzeitigen Rezession des Uranmarktes geschuldet und soll zu einem Anstieg der Uranpreise auf dem Weltmarkt führen. Zukünftig werden diese regulatorischen Maßnahmen, wie die Reduzierung oder Aussetzung der Produktion in marktdominierenden Produktionsstätten, langsam wieder zurückgenommen. So hatte Kasachstan, als mit Abstand größtes uranförmendes Land, seine Produktion in den letzten Jahren stark gedrosselt, wird aber in naher Zukunft die Produktion sukzessive wieder erhöhen. In Kanada und Namibia werden hingegen marktregulatorische Maßnahmen (BGR, 2019) auch noch im nächsten Jahr bestehen bleiben. Aktuell wird in Namibia auch der Abbau von weiteren Rohstoffen als Nebenprodukt (z. B. Vanadium) als ein mögliches wirtschaftliches Mittel zur Wiederanführung der Produktion erwägt.

Bei einem absehbar steigenden globalen Bedarf ist somit mittelfristig wieder mit Produktionszuwächsen zu rechnen. Während in Europa und auch in Nordamerika die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich sinken wird, da eine erhebliche Anzahl von Reaktoren ihr Betriebszeitende bis 2030 erreichen wird, ist vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern der Regionen Asien und des Nahen Ostens mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Derzeit befinden sich von den 55 weltweit im Bau befindlichen Reaktoren allein 35 in Asien. Der wachsende Energiebedarf in Asien führte bereits in der Vergangenheit zu einem Ausbau der Kernenergie vornehmlich in China, Japan, Indien und Südkorea. In Zukunft wird er sich noch auf weitere asiatische Staaten ausweiten. Auch im Nahen Osten wird Kernenergie



zukünftig eine größere Rolle spielen. Neben Iran und den Vereinigten Arabischen Emiraten, werden voraussichtlich auch Saudi-Arabien und Jordanien in den nächsten Jahren Kernenergie in ihren jeweiligen nationalen Energiemix integrieren. Aber auch in Europa setzen zahlreiche Staaten auf Kernenergie als wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes.

Tiefe Geothermie

Trotz der großen Potenziale entwickelt sich die Nutzung der Erdwärme in Deutschland, Europa und weltweit weiterhin langsam. Unsicherheiten bei der Vorhersage für die Geothermie maßgebender Parameter im Untergrund, das Fündigkeitsrisiko und signifikante Unterhaltungskosten sind nur einige der vielen Herausforderungen, mit denen die Tiefe Geothermie konfrontiert ist. Die weltweit zu beobachtende gesellschaftliche Hinwendung zu erneuerbaren Energien könnte auch den abgeflachten Trend der Geothermie positiv beeinflussen. Hierzu wird erwartet, dass der in 2021 auf Island stattfindende World Geothermal Congress neue Impulse liefert.

Erneuerbare Energien

Der Anteil der erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2018 vor allem zur Stromerzeugung weiter an. Besonders die Photovoltaik weist erneut die größten Wachstumsraten beim Ausbau der erneuerbaren Energien auf. Weltweit gibt es heute rund 2.351 GW_e installierter Leistung zur Stromerzeugung. Dabei werden besonders auch in Entwicklungs- und Schwellenländern vermehrt Investitionen getätigt. Das globale finanzielle Investitionsvolumen in erneuerbare Energien hat sich in den vergangenen zehn Jahren von 177 Mrd. USD/a auf knapp 289 Mrd. USD/a erhöht. Dabei wird derzeit nahezu ein Drittel aller Investitionen in erneuerbare Energien in China getätigt. Hier wurde, wie auch global, vor allem Kapital in den Sektoren Photovoltaik und Windkraft aufgewendet.

Zukünftig ist weltweit mit einem weiteren Ausbau in diesen aber auch in allen Bereichen der Energieversorgung, einhergehend mit der Entwicklung neuer bedeutender Märkte in Afrika, Asien und Lateinamerika, zu rechnen. Derzeit haben rund 187 Staaten Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien formuliert. Technologische Weiterentwicklungen, Investitionen und Ausbau von Kapazitäten werden den Einfluss der erneuerbaren Energien besonders im Stromsektor global weiter steigern, aber auch deren Einfluss im Wärme- und Verkehrssektor mittelfristig wachsen lassen. Eine große Herausforderung ist die Diskrepanz zwischen der potenziell zur Verfügung stehenden und der tatsächlich erbrachten Leistung erneuerbarer Energien, so dass bislang nur rund 18 % des globalen Primärenergieverbrauchs von erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Limitierende Faktoren sind weiterhin die begrenzte technische Effizienz (Wirkungsgrad), Verfügbarkeit (Speichertechnik) sowie die Eingliederung erneuerbarer Energien in bestehende globale Energiemärkte (Infrastruktur, Investitionen, Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz).



6 Literatur

- AEI – American Enterprise Institute (2019): China Global Investment Tracker; Washington DC, Vereinigte Staaten.
URL: <https://www.aei.org/china-global-investment-tracker/> [Stand: 12.2019]
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen (2019): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018. – 47 S.; Berlin, Bergheim.
URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2018_20190326_dt.pdf [Stand: 11.2019]
- BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2019a): Entwicklung der Rohöleinfuhr (1991–2018); Eschborn.
URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html [Stand: 07.2019]
- (2019b): Aufkommen und Export sowie Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991; Eschborn.
URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html [Stand: 08.2019]
- (2019c): Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle; Eschborn.
URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html [Stand: 11.2019]
- Baker Hughes (2019): North America Rig Count; Houston, Texas, Vereinigte Staaten.
URL: <https://rigcount.bakerhughes.com/na-rig-count/> [Stand: 12.2019]
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2019): Wärmemarkt; Berlin.
URL: <https://www.bdew.de/energie/waermemarkt/> [Stand: 11.2019]
- BfS – Bundesamt für Strahlenschutz (2015): Stilllegung kerntechnischer Anlagen in Europa, Stand: Dezember 2014, Schriften, BfSSCHR-56/15. – 64 S.; Salzgitter.
URL: https://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-2015052612750/3/BfS-SCHR-56-15_L%C3%A4nderberichtStilllegungEuropa_150526.pdf [Stand: 11.2019]

- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2008): Commodity Top News No. 28: Gashydrat: das "gefrorene Erdgas" – ein fossiler Energieträger am Beginn seiner Nutzung. – 8 S.; Hannover.
URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Commodity_Top_News/Energie/28_gashydrate.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 11.2019]
- (2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (18). – 129 S.; Hannover.
URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf [Stand: 11.2019]
- (2016): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte. – 197 S.; Hannover.
URL: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf [Stand: 08.2019]
- (2017): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (21). – 184 S.; Hannover.
URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2017.pdf [Stand: 11.2019]
- (2019): BGR Energiestudie 2018 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung (22). – 178 S.; Hannover.
URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [Stand: 11.2019]
- BMJV – Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2012): Gesetz über die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen (Erdölbevorratungsgesetz – Erdöl-BevG). – 21 S.; Berlin.
URL: http://www.gesetze-im-internet.de/erd_lbevog_2012/Erd%C3%B6lBevG.pdf [Stand 07.2019]
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. – 91 S.; Berlin.
URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf [Stand: 11.2019]
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017; Berlin.
URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EEG.html> [Stand: 11.2019]
- (2018): Erneuerbare Energien in Zahlen; Berlin.
URL: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.html> [Stand: 11.2019]
- (2019a): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Abschlussbericht. – 275 S.; Berlin.
URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaefigung.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 11.2019]
- (2019b): Konventionelle Energieträger – Kohle; Berlin.
URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/kohlepolitik.html> [Stand: 11.2019]
- (2019c): Energiedaten: Gesamtausgabe, Stand: Oktober 2019. – S. 79; Berlin.
URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=40 [Stand: 12.2019]
- (2019d): Unsere Energiewende: sicher, sauber, bezahlbar; Berlin.
URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html> [Stand: 11.2019]
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2019): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur.
URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html [Stand:11.2019]
- BP (2018): Statistical Review of World Energy. – 56 S.; London.
URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> [Stand: 11.2019]
- (2019): Statistical Review of World Energy. – 64 S.; London.
URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf> [Stand: 11.2019]



BVEG – Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geenergie e. V. (2019): Die E&P-Industrie in Zahlen. Statistischer Bericht 2018. – 32 S.; Hannover.

URL: <https://www.bveg.de/content/download/11711/134387/file/BVEG%20Statistischer%20Bericht%202018.pdf> [Stand: 11.2019]

BWP – Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2019): Absatzzahlen; Berlin.

URL: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen> [Stand: 11.2019]

Cameco (2019): Uranium Price; Saskatoon, Kanada.

URL: <https://www.cameco.com/invest/markets/uranium-price> [Stand: 11.2019]

CNPC – China National Petroleum Corporation (2018): China Energy Outlook 2050, CNPC/ETRI. – 58 S.; Tokio, Japan.

URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/8192.pdf> [Stand: 11.2019]

DEBRIV – Bundesverband Braunkohle (2019): Braunkohle in Deutschland – Daten und Fakten 2018. – 2 S.; Berlin.

URL: <https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/04/Braunkohle-in-Deutschland-Daten-und-Fakten-Statistikfaltblatt-deutsch.pdf> [Stand: 11.2019]

DESTATIS – Statistisches Bundesamt (2019): Pressemitteilung Nr. 212 vom 6. Juni 2019.

URL: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/06/PD19_212_31121.html [Stand: 11.2019]

EGEC – European Geothermal Energy Council (2019): 2018 EGEN Geothermal Market Report – Key Findings. – 20 S.; Brüssel, Belgien.

URL: https://www.egec.org/wp-content/uploads/2019/05/KeyFindings_MR-18.pdf [Stand: 02.2020]

EIA – U. S. Energy Information Administration (2019a): How much shale (tight) oil is produced in the United States?; Washington, DC, Vereinigte Staaten.

URL: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=847&t=6> [Stand 12.2019]

– (2019b): Drilling Productivity Report; November 2019 (Report data). – 11 S.; Washington, DC, Vereinigte Staaten

URL: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf> [Stand 12.2019]

– (2019c): Cushing, OK WTI Spot Price FOB; Washington, DC, Vereinigte Staaten.

URL: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=M> [Stand: 07.2019]

– (2019d): WHAT DRIVES CRUDE OIL PRICES? An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly; Washington, DC, Vereinigte Staaten.

URL: <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/supply-opec.php> [Stand: 12.2019]

– (2019): How much shale gas is produced in the United States?; Washington, DC, Vereinigte Staaten.

URL: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8> [Stand: 09.2019]

– (2019): U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2018. – 51 S.; Washington, DC, Vereinigte Staaten.

URL: <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf> [Stand: 12.2019]

EBV – Erdölbevorratungsverband (2008): Mineralölpflichtbevorratung in der Bundesrepublik Deutschland. – 6 S.; Hamburg.

URL: <https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/pflicht2008.pdf> [Stand: 07.2019]

– (2018): Geschäftsbericht einschl. Jahresabschluss 2017/2018 nach Feststellung durch die Mitgliederversammlung am 29.11.2018. – 75 S.; Hamburg.

URL: https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/EBV-GB_2017_2018.pdf [Stand: 07.2019]

EURACOAL – European Association for Coal and Lignite (2019): EURACOAL Market Report 2019 No. 1. – 16 S.; Brüssel, Belgien.

URL: http://euracoal2.org/download/Public-Archive/Library/Market-Reports/EURACOAL-Market-Report-2019-1_v03.pdf [Stand: 11.2019]

- European Union (2019): EURATOM Supply Agency (ESA), ANNUAL REPORT 2018. – 68 S.; Luxemburg.
 URL: <https://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf> [Stand: 11.2019]
- Forbes (2018): High Five At OPEC: Russia And Saudi Arabia Agree To 1.2Mbd Production Cut.
 URL: <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2018/12/07/high-five-at-opec-russia-and-saudi-arabia-agree-1-2mbd-production-cut/#6b651f0b6d24> [Stand: 12.2019]
- FRED – Federal Reserve Economic Research (2020), Federal Reserve Bank of St. Louis, Economic Data, St. Louis, Vereinigte Staaten.
 URL: <https://fred.stlouisfed.org/series/CPIAUCSL> [Stand: 11.2019]
- LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (2019): GeotIS – Geothermisches Informationssystem. Direktwärmenutzung aus vorhandenen und berechneten Werten in der Bundesrepublik Deutschland; Hannover.
 URL: <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> [Stand: 11.2019]
- GIIGNL – International Group of Liquefied Natural Gas Importers (2019): The LNG Industry Annual Report 2019. – 53 S.; Neuilly-sur-Seine, Frankreich
 URL: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_annual_report_2019-compressed.pdf [Stand 12.2019]
- Guo, X., Hu, D., Li, Y., Duan, Y., Zhang, X., Fan, X., Duan, H. & Li, W. (2019): Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration, Engineering, 5(3), 458–470.
 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eng.2019.01.012>
- GVSt – Gesamtverband Steinkohle e.V. (2019): Kennzahlen des deutschen Steinkohlenbergbaus 1957 bis 2018; Essen.
 URL: <https://gvst.de/kennzahlen-1957-bis2018/> [Stand: 11.2019]
- IAEA – International Atomic Energy Agency (2019): Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2019 edition, IAEA-RDS-1/39. – 154 S.; Wien, Österreich.
 URL: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/19-00521_web.pdf [Stand: 11.2019]
- IEA – International Energy Agency (2018): Natural Gas Information 2018: Natural gas. – 418 S.; Paris, Frankreich.
 URL: <https://webstore.iea.org/natural-gas-information-2018> [Stand: 11.2019]
- (2019a): World Energy Outlook 2019. – 807 S.; Paris, Frankreich.
- (2019b): Electricity Information 2019. – 703 S.; Paris, Frankreich.
- (2019c): Coal Information 2019. – 509 S.; Paris, Frankreich.
- (2019d): Coal 2019 – Analysis and forecast to 2024. – 165 S.; Paris, Frankreich.
- (2019e): Southeast Asia Energy Outlook 2019. – 197 S.; Paris, Frankreich.
 URL: <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2019> [Stand: 11.2019]
- (2019f): Oil Market Report – February 2019; Paris, Frankreich.
 URL: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-february-2019> [Stand: 12.2019]
- (2019g): Renewables Information 2019. – 502 S.; Paris, Frankreich
 URL: <https://webstore.iea.org/renewables-information-2019> [Stand: 11.2019]
- IHS Markit (2019): McCloskey Coal Report. – 14-tägiger Newsletter.
 URL: <https://www.ihs.com/products/global-coal-news-analysis.html> [Stand: 11.2019]
- IMF – International Monetary Fund (2019): Breakeven Oil Prices – IMF Data, Washington DC, Vereinigt Staaten.
 URL: <http://data.imf.org/regular.aspx?key=60214246> [Stand: 10.2019]



- IRENA – International Renewable Energy Agency (2019): Renewable Energy Statistics 2019. – 398 S.; Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate.
URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf [Stand: 02.2020]
- ITC – International Trade Center (2019): Trade statistics for international business development; Genf, Schweiz.
URL: <https://www.trademap.org/> [Stand 12.2019]
- Kaltenbach, E. & Maaßen, U. (2019): Braunkohle. – In: BWK, 71(6): – 12 S.; Düsseldorf.
URL: <https://www.energiefachmagazin.de/2019/Ausgabe-06/Jahresuebersichten-II/Braunkohle> [Stand: 11.2019]
- Kawase, Kenji (2019): NIKKEI ASIAN REVIEW, Chinese oil majors on track for capex upswing amid slowing economy.
URL: <https://asia.nikkei.com/Business/Energy/Chinese-oil-majors-on-track-for-capex-upswing-amid-slowing-economy> [Stand: 09.2019]
- KFB – Kraftfahrt-Bundesamt (2019): Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2019; Flensburg.
URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html [Stand: 11.2019]
- Klimov, S. (2003): Outlook for Development of Russian Coal Industry. UNECE Ad Hoc Group of Experts on Coal in Sustainable Development, 17. November 2003.
URL: <https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/coal/klimov.pdf> [Stand: 11.2019]
- LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2019): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2018. – 68 S.; Hannover.
URL: https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/144280/Erdol_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2018.pdf [Stand: 07.2019]
- LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (2019): GeotIS – Geothermisches Informationssystem. Direktwärmenutzung aus vorhandenen und berechneten Werten in der Bundesrepublik Deutschland; Hannover.
URL: <https://www.geotis.de/homepage/GeotIS-Startpage> [Stand: 11.2019]
- Li, JF, Ye, JL, Qin, XW, Qiu, HJ, Wu, NY, Lu, HL, Xie, WW, Lu, JA, Peng, F, Xu, ZQ, Lu, C, Kuang, ZG, Wei, JG, Liang, QY, Lu, HF & Kou, BB (2018): The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea, China Geology, 1, 5–16; Beijing, China.
DOI: <https://doi.org/10.31035/cg2018003>.
- MWV – Mineralölwirtschaftsverband e. V. (2019): Jahresbericht 2019 – Neue Technologien für mehr Klimaschutz. – 106 S.; Berlin.
URL: https://www.mwv.de/wp-content/uploads/2019/11/MWV_Jahresbericht_2019_Web_191219.pdf [Stand 09.2019]
- NOVATEK (2019): NOVATEC Closes Arctic LNG 2 Transaction; Moskau, Russische Föderation.
URL: http://www.novatek.ru/en/press/releases/index.php?id_4=3317 [Stand: 07.2019]
- OECD – The Observatory of Economic Complexity (2019): An Analytical Tool for Understanding the Dynamics of Economic Development.
URL: <https://oec.world/en> [Stand: 12.2019]
- OECD-NEA/IAEA (2019): Uranium 2018: Resources, Production and Demand, NEA No. 7413. – 462 S.; OECD Publishing; Paris, Frankreich.
URL: <http://www.oecd.org/publications/uranium-20725310.htm> [Stand: 11.2019]
- Pang, XQ, Jia, CZ & Wang, WY (2015): Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. Petroleum Science 12, 1–53(2015)
DOI: <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
- Pein, M (2018): Venezuelas Schwer- und Schwerstöllagerstätten am Orinoco. ERD-ÖL ERDGAS KOHLE Heft 7/8.2018. – S. 302 f.
- PEMEX – Petróleos Mexicanos (2019): Statistical Yearbook 2018. – 142 S.; Mexiko-Stadt, Mexiko.
URL: <https://www.pemex.com/en/investors/publications/Anuario%20Estadstico%20Archivos/statistica-yearbook2018.pdf> [Stand 12.2019]

- PESGB – Petroleum Exploration Society of Great Britain (2019): The Magazine of the Petroleum Exploration Society of Great Britain, Dezember 2019. – S.48; London, Großbritannien.
- Petroleum Economist (2013): World Energy Atlas, 7th Edition. – 268 S.; London, Großbritannien.
- (2019a): Putin backs trans-Mongolian pipeline; London, Großbritannien.
URL: <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/asia-pacific/2019/putin-backs-trans-mongolian-pipeline> [Stand: 11.2019]
- (2019b): Cost could curb China's gas appetite; London, Großbritannien.
URL: <https://www.petroleum-economist.com/articles/politics-economics/asia-pacific/2019/cost-could-curb-china-s-gas-appetite> [Stand: 11.2019]
- Rashad, M. (2016): Saudis await prince's vision of future with hope and concern.
URL: <https://www.reuters.com/article/us-saudi-plan-idUSKCN0XL0B2> [Stand: 11.2019]
- REN21 (2019): Renewables 2019 Global Status Report; Paris, Frankreich.
URL: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/> [Stand: 11.2019]
- Reuters (2019a): PetroChina unit strikes high oil, gas flows in deep Tarim well.
URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-petrochina-discovery-tarim/petrochina-unit-strikes-high-oil-gas-flows-in-deep-tarim-well-idUSKBN1WJ0PN> [Stand: 11.2019]
- (2019b): China has enough oil inventories to last about 80 days: NEA,
URL: <https://www.reuters.com/article/us-china-energy/china-has-enough-oil-inventories-to-last-about-80-days-nea-idUSKBN1W514V> [Stand: 11.2019]
- Rong, F. & Victor D.G. (2011): Coal liquefaction policy in China: Explaining the policy reversal since 2006. Energy Policy, 39(12), 8175-8184
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.017>
- Russisches Energieministerium (2019a): Entwurf eines Programms zur Entwicklung der russischen Kohleindustrie für den Zeitraum bis 2035 (Überarbeitung vom 05.08.2019) – Anhang Nr. 2 (in Russisch)
URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download/433/101529> [Stand: 11.2019]
- (2019b): Kohlenförderung – wichtige Kennziffern (in Russisch).
URL: <https://minenergo.gov.ru/node/435> [Stand: 11.2019]
- (2019c): Informationen über den russischen Kohlesektor (in Russisch).
URL: <https://minenergo.gov.ru/node/433> [Stand: 11.2019]
- (2019d): Entwurf eines Programms zur Entwicklung der russischen Kohleindustrie für den Zeitraum bis 2035 (Überarbeitung vom 05.08.2019) – Anhang Nr. 3 (in Russisch)
URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download/433/101529> [Stand: 11.2019]
- Sanner B. (2019): Summary of EGC 2019 Country Update Reports on Geothermal Energy in Europe. European Geothermal Congress 11.–14.06.2019. – 14 S.; Den Haag, Niederlande.
URL: <http://europeangeothermalcongress.eu/wp-content/uploads/2019/07/CUR-00-Summary-Europe.pdf> [Stand: 11.2019]
- Schmidt, S., Thielemann, T. & Littke, R. (2006): Die Kohleindustrie Russlands im Jahr 2005 – ein Überblick. – In: Glückauf, 142 (1/2): 49–55; Essen.
- SdK – Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2019): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft.
URL: <https://kohlenstatistik.de/daten-fakten> [Stand: 11.2019]
- SXCOAL (2018): China coal-to-liquids capacity soars 214.3 %.
URL: <http://www.sxcoal.com/news/4579984/info/en> [Stand: 10.2019]



The New York Times (2018): Iran Sanctions Explained: U.S. Goals, and the View From Tehran.

URL: <https://www.nytimes.com/2018/11/05/world/middleeast/iran-sanctions-explained.html> [Stand: 12.2019]

Thomson Reuters (2019): Oil and gas regulation in Mexico: overview.

URL: [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/6-524-0285?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/6-524-0285?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1) [Stand: 12.2019]

UBA – Umweltbundesamt (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. – 26 S.

URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2018> [Stand: 11.2019]

UGOL (monatlich erscheinende russische Kohlezeitschrift; jeweilige Märzangabe 2006 – 2019): Die Ergebnisse des russischen Kohlenbergbaus von Januar bis Dezember 2005 – 2018 (in Russisch). Alle Ausgaben seit 2006 downloadbar unter:

URL: <http://www.ugolinfo.ru/onLine.html> [Stand: 11.2019]

UN – United Nations (2019): United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2019). Revision Population Database. Online; New York, Vereinigte Staaten.

URL: <https://population.un.org/wpp/> [Stand: 12.2019]

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change (2015): Paris Agreement. – 27 S.; Bonn.

URL: https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf [Stand: 11.2019]

– (2019): Paris Agreement – Status of ratification of the convention; Bonn.

URL: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification> [Stand: 11.2019]

URAM (2014): International Symposium on Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Exploration, mining, production, Supply and Demand, economics and environmental Issues, 23.–27.06.2014, Conference ID: 46085 (CN-216); Wien, Österreich.

URL: <http://www-pub.iaea.org/iaea meetings/cn-216Presentations.aspx> [Stand: 11.2019]

Vasquez, P. I. (2019): China's Oil and Gas Footprint in Latin America and Africa, International Development Policy | Revue internationale de politique de développement [Online], 11.1 | 2019, Online since 26 August 2019, connection on 20 December 2019.

URL: <http://journals.openedition.org/poldev/3174>; <https://doi.org/10.4000/poldev.3174> [Stand: 11.2019]

VCI – Verband der Chemischen Industrie e. V. (2017): Daten und Fakten, Rohstoffbasis der chemischen Industrie. – 3 S.; Frankfurt am Main.

URL: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-chemieindustrie.pdf> [Stand: 01.2019]

VDKi – Verein der Kohlenimporteure e. V. (2019a): Weber, J., H. Born, S. Pester und I. Moeck, Geothermal Energy Use in Germany, Country Update 2015-2019, Proceedings World Geothermal Congress 2020 Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020, subm.

– (2019b): Marktinformationen / Steinkohlenpreise, Wechselkurse; Berlin.

URL: <https://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html> [Stand: 11.2019]

Weber, J., H. Born, S. Pester und I. Moeck (2020): Geothermal Energy Use in Germany, Country Update 2015–2019, Proceedings World Geothermal Congress 2020 Reykjavik, Iceland, April 26 – May 2, 2020.

WNA – World Nuclear Association (2019a): Nuclear Power in the World Today

<http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx> [Stand: 11.2019]

– (2019b): World Uranium Mining Production

<https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx> [Stand: 11.2019]

– (2019c): Decommissioning Nuclear Facilities.

<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Nuclear-Wastes/Decommissioning-Nuclear-Facilities/> [Stand: 11.2019]

XINHUANET (2020): China opens oil, gas exploration market to private, foreign firms.

URL: http://www.xinhuanet.com/english/2020-01/09/c_138691597.htm [Stand: 01.2020]

Xu, C, Zou, W, Yang, Y, Duan, Y, Shen, Y, Luo, B, Ni, C, Fu, X & Zhang, J (2018): Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China – In: Journal of Natural Gas Geoscience; 3(1), 11–24.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2018.03.004>

YAMAL LNG (2019): Yamal LNG exceeds annual nameplate production capacity; Moskau, Russische Föderation.

URL: <http://www.yamalng.ru/en/press/news/37916/> [Stand: 11. 2019]

ZDU TEK – Zentrale Dispatcherverwaltung des Brennstoff- und Energiekomplexes (2018): Kohle in Russland und in der Welt: Produktion, Verbrauch, Export, Import. Beitrag vom 27.09.2018 (in Russisch).

URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/5/499/?PAGEN_1=5 [Stand: 11.2019]



7 Anhang

- Tabellen / Grafiken
- Quellen
- Glossar/Abkürzungsverzeichnis
- Definitionen
- Ländergruppen
- Wirtschaftspolitische Gliederungen
- Maßeinheiten
- Umrechnungsfaktoren

Tabelle A-1: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell ¹	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	87	7	95	< 0,5	654	678	25	1.547	3,8
GUS (+ GEO, UKR)	825	–	2.403	2	3.333	1.350	204	8.117	19,9
Afrika	711	–	662	–	347	1	103	1.824	4,5
Naher Osten	4.675	–	2.999	–	30	–	–	7.705	18,9
Austral-Asien	268	–	642	59	8.386	1.154	77	10.584	26,0
Nordamerika	278	1.213	154	382	5.660	382	144	8.213	20,1
Lateinamerika	386	1.751	287	–	223	43	88	2.779	6,8
Welt	7.230	2.971	7.243	442	18.634	3.608	640	40.769	100,0
OECD	375	1.220	350	416	8.277	1.743	169	12.550	30,8
EU-28	35	7	32	< 0,5	627	478	21	1.201	2,9
OPEC	5.518	1.751	3.601	–	59	1	–	10.929	26,8

¹ einschließlich Tight Gas

Tabelle A-2: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	203	209	285	538	12.566	2.970	255	286	17.310	3,5
GUS (+ GEO, UKR)	3.025	1.245	4.978	1.572	32.719	8.003	1.472	103	53.116	10,7
Afrika	1.171	443	1.332	1.611	7.687	4	1.118	264	13.630	2,7
Naher Osten	1.276	254	1.681	521	1.008	–	56	–	4.797	1,0
Austral-Asien	1.152	1.160	1.676	3.141	176.182	12.315	2.062	771	198.460	39,9
Nordamerika	1.082	6.576	1.547	2.635	166.910	17.549	858	427	197.582	39,8
Lateinamerika	1.034	2.159	814	1.570	686	173	417	466	7.319	1,5
Welt	8.942	12.046	12.314	11.587	401.583²	41.014	6.238	3.178³	496.901	100,0
OECD	1.455	7.266	2.118	4.148	220.725	24.029	2.126	1.010	262.876	52,9
EU-28	95	162	189	494	12.527	2.684	255	55	16.462	3,3
OPEC	1.881	2.160	1.866	1.717	1.220	3	22	150	9.019	1,8

¹ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

² einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

³ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (863 EJ)



Tabelle A-3: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	7,3	9,3	2,1	4,6	–	23,2	4,3
GUS (+ GEO, UKR)	29,3	35,0	12,4	1,3	14,1	92,2	16,9
Afrika	16,3	9,5	6,5	< 0,05	4,4	36,6	6,7
Naher Osten	62,2	26,1	< 0,05	–	< 0,05	88,4	16,2
Austral-Asien	14,7	24,6	129,4	3,4	4,4	176,5	32,4
Nordamerika	43,2	40,9	17,2	0,7	3,8	105,8	19,4
Lateinamerika	13,4	6,6	2,4	< 0,05	–	22,5	4,1
Welt	186,5	152,0	170,0	10,0	26,7	545,2	100,0
OECD	50,9	55,4	31,4	4,7	7,1	149,4	27,4
EU-28	3,3	4,7	2,0	3,3	–	13,3	2,4
OPEC	77,3	31,0	0,1	–	< 0,05	108,5	19,9

Tabelle A-4: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2018: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	28,5	19,9	7,2	4,6	9,6	69,7	12,5
GUS (+ GEO, UKR)	8,2	24,7	8,2	1,3	3,8	46,1	8,3
Afrika	8,3	5,5	4,7	< 0,05	0,1	18,7	3,4
Naher Osten	17,1	21,4	0,3	–	0,3	39,1	7,0
Austral-Asien	68,7	30,7	134,0	3,4	9,0	245,7	44,2
Nordamerika	50,9	39,2	14,4	0,7	10,5	115,7	20,8
Lateinamerika	13,3	6,1	1,1	< 0,05	0,3	20,8	3,7
Welt	195,1	147,5	169,9	9,9	33,6	556,0	100,0
OECD	94,2	67,2	32,4	4,6	22,8	221,2	39,8
EU-28	25,2	17,5	6,1	3,3	9,4	61,5	11,1
OPEC	19,0	22,1	0,1	–	0,3	41,6	7,5

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch



Tabelle A-5: Deutschland: Rohöllieferländer 2017/2018 [kt]

Land / Gruppe	2017	2018*	[%]	Veränderung 2017 / 2018	[%]
Russische Föderation	33.512	30.969	36,3	-2.543	-7,6
Norwegen	10.303	10.044	11,8	-259	-2,5
Libyen	6.915	7.205	8,5	290	4,2
Kasachstan	8.114	6.821	8,0	-1.293	-15,9
Vereinigtes Königreich	8.555	6.685	7,8	-1.870	-21,9
Nigeria	4.916	5.494	6,4	578	11,8
USA	868	3.886	4,6	3.018	347,7
Aserbaidshan	2.451	3.063	3,6	612	25,0
Irak	4.675	3.031	3,6	-1.644	-35,2
Saudi-Arabien	1.021	1.425	1,7	404	39,6
Ägypten	1.737	1.092	1,3	-645	-37,1
Ghana	662	747	0,9	85	12,8
Algerien	1.958	688	0,8	-1.270	-64,9
Côte d'Ivoire	460	673	0,8	213	46,3
Venezuela	654	666	0,8	12	1,8
Dänemark	612	621	0,7	9	1,5
Niederlande	440	360	0,4	-80	-18,2
Kuwait	176	353	0,4	177	100,6
Iran	794	273	0,3	-521	-65,6
Polen	219	241	0,3	22	10,0
Kanada	0	238	0,3	238	
Mexiko	345	191	0,2	-154	-44,6
Italien	316	121	0,1	-195	-61,7
Kamerun	0	98	0,1	98	
Angola	205	85	0,1	-120	-58,5
Äquatorialguinea	180	58	0,1	-122	-67,8
Schweden	30	48	0,1	18	60,0
Guatemala	14	27	0,0	13	92,9
Frankreich	3	4	0,0	1	33,3
Südafrika	87	0	0,0	-87	-100,0
Kolumbien	138	0	0,0	-138	-100,0



Fortsetzung Tabelle A-5
[kt]

Land / Gruppe	2017	2018*	[%]	Veränderung 2017 / 2018	[%]
nicht ermittelte Länder	82	0	0,0	-82	-100,0
Brasilien	97	0	0,0	-97	-100,0
Tunesien	160	0	0,0	-160	-100,0
Kongo, Rep.	39	0	0,0	-39	-100,0
Einfuhr insgesamt	90.738	85.207	100,0	-5.531	-6,1
OPEC		19.278	22,6		
Naher Osten	6.666	5.082	6,0	-1.584	-23,8
Afrika	17.319	16.140	18,9	-1.179	-6,8
GUS (+ GEO, UKR)	44.077	40.853	47,9	-3.224	-7,3
Europa	20.478	18.124	21,3	-2.354	-11,5

* Daten für 2018 sind zum Teil vorläufig

Quelle: BAFA (2019)

Tabelle A-6: Deutschland: Erdgasversorgung 2017/2018 [Mrd. m³]

Herkunft	2017	[%]	2018	[%]	Veränderung 2017 / 2018	[%]
Import	104,0	92,9	114,0	94,3	10,1	9,7
Eigenproduktion*	7,9	7,1	6,9	5,7	-1,0	-13,2
Gesamtaufkommen	111,9	100,0	120,9	100,0	9,0	8,0
Re-Export	29,0	25,9	39,3	32,5	10,3	35,5
Speichersaldo	0,4	0,3	-2,6	-2,1	-3,0	-801,3
Gesamtverbrauch	83,3	74,4	79,0	65,3	-4,3	-5,1
Anteil Eigenproduktion am Gesamtverbrauch		9,5		8,7		

* (Rohgas ohne Erdölgas und Grubengas)

Quellen: BAFA 2019b (Originalausgaben in TJ), LBEG 2019

Umwandlung von Energieeinheiten in Volumeneinheiten basiert auf Umrechnungskoeffizienten der IEA 2018

Anmerkung: Eine eindeutige Umrechnung in Volumeneinheiten (m³) ist wegen des unterschiedlichen Energiegehaltes von Erdgas aus verschiedenen Fördergebieten nur eingeschränkt möglich.



Tabelle A-7: Deutschland: Import von Steinkohle (STK) und Steinkohlekoks (STKK) nach Lieferländern [kt]

Land / Gruppe	2014	2015	2016	2017	2018	Veränderung 2017/2018	[%]
EU	11.024	8.248	7.209	6.009	4.988	-1.021	-17,0
STK	8.817	6.651	5.502	4.112	3.053	-1.059	-25,8
STKK	2.207	1.597	1.707	1.897	1.935	38	2,0
Nicht-EU	45.182	49.262	49.835	45.291	41.652	-3.639	-8,0
STK	44.854	48.894	49.584	44.927	41.320	-3.607	-8,0
STKK	328	368	251	364	332	-32	-8,8
Australien	5.673	5.737	6.608	5.635	5.162	-473	-8,4
STK	5.673	5.737	6.608	5.635	5.162	-473	-8,4
STKK	0	0	0	0	0	0	
Indonesien	0	53	180	0	0	0	
STK	0	53	180	0	0	0	
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kanada	1.462	1.316	1.487	1.523	1.590	67	4,4
STK	1.462	1.316	1.487	1.481	1.552	71	4,8
STKK	0	0	0	42	38	-4	-9,5
Kolumbien	7.381	9.948	10.745	6.511	3.820	-2.691	-41,3
STK	7.381	9.948	10.711	6.469	3.786	-2.683	-41,5
STKK	0	0	34	42	34	-8	-19,0
Norwegen	435	561	636	171	73	-98	-57,3
STK	435	561	636	171	73	-98	-57,3
STKK	0	0	0	0	0	0	
Polen	4.389	4.096	3.705	2.678	1.731	-947	-35,4
STK	2.931	3.098	2.421	1.253	246	-1.007	-80,4
STKK	1.458	998	1.284	1.425	1.485	60	4,2
GUS	13.722	16.724	17.943	19.780	19.158	-622	-3,1
STK	13.495	16.528	17.854	19.682	19.037	-645	-3,3
STKK	227	196	89	98	121	23	23,5
Südafrika	5.082	3.400	2.003	1.630	1.044	-586	-36,0
STK	5.082	3.400	2.003	1.630	1.044	-586	-36,0
STKK	0	0	0	0	0	0	



Fortsetzung Tabelle A-7
[kt]

Land / Gruppe	2014	2015	2016	2017	2018	Veränderung 2017/2018	[%]
Tschechien	659	832	539	441	289	-152	-34,5
STK	362	566	393	160	18	-142	-88,8
STKK	297	266	146	281	271	-10	-3,6
USA	11.099	10.913	9.547	9.142	9.751	609	6,7
STK	11.099	10.913	9.547	9.142	9.747	605	6,6
STKK	0	0	0	0	4	4	
China	124	91	140	184	145	-39	-21,2
STK	23	16	12	12	10	-2	-16,7
STKK	101	75	128	172	135	-37	-21,5
sonstige nicht-EU Länder	204	519	546	717	908	191	26,6
STK	204	422	546	707	908	201	28,4
STKK	0	97	0	10	0	-10	-100,0
insgesamt	56.206	57.510	57.044	51.300	46.639	-4.661	-9,1
STK	53.671	55.545	55.086	49.039	44.372	-4.667	-9,5
STKK	2.535	1.965	1.958	2.261	2.267	6	0,3

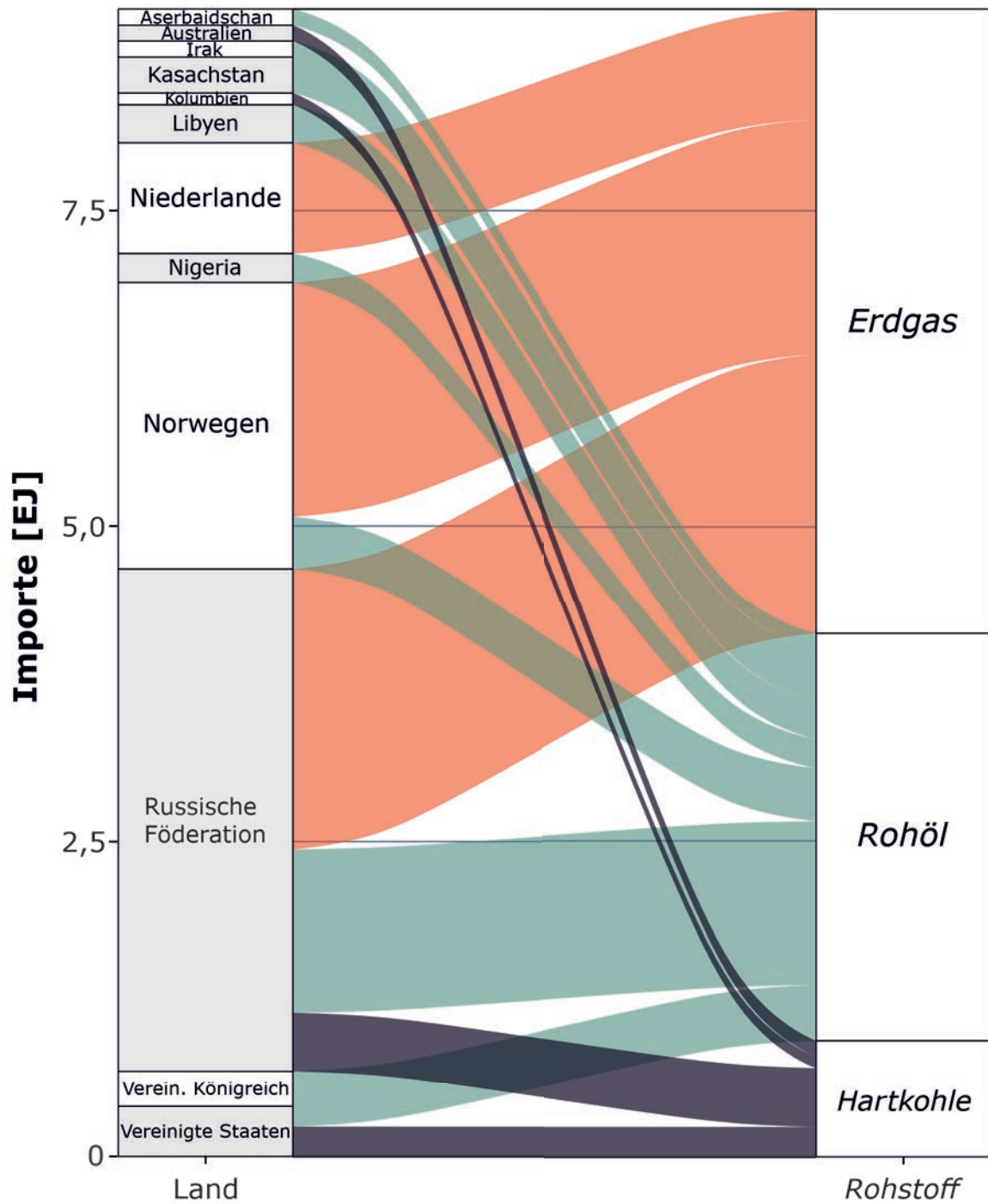


Abbildung A-1: Energierohstoffimporte Deutschlands nach Herkunftsländern 2018.



Tabelle A-8: Übersicht Erdöl 2018 [Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	0,9	61	20	56	138	76
	Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
	Bulgarien	0,3	10	2	34	46	36
	Dänemark	5,7	374	58	187	619	245
	Deutschland	2,1	311	29	240	580	269
	Estland	1,1	10	172	455	637	627
	Finnland	0,8	7	–	–	7	–
	Frankreich	0,8	130	8	801	939	809
	Griechenland	0,2	17	1	35	54	36
	Irland	–	–	–	245	245	245
	Italien	4,7	209	76	1.540	1.825	1.616
	Kroatien	0,9	107	10	16	132	26
	Litauen	0,2	5	2	60	67	62
	Malta	–	–	–	5	5	5
	Niederlande	2,5	155	10	455	620	465
	Norwegen	92,0	4.016	1.179	2.415	7.611	3.594
	Österreich	0,7	127	6	10	142	16
	Polen	0,9	68	14	259	340	272
	Rumänien	3,7	787	82	200	1.069	282
	Schweden	–	–	–	112	112	112
	Serbien	0,9	50	11	220	280	231
	Slowakei	0,5	4	1	5	11	6
	Slowenien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Spanien	0,1	39	20	43	102	63
	Tschechien	0,6	14	1	27	43	29
	Türkei	3,6	157	44	980	1.181	1.024
Ungarn	1,3	106	3	16	125	19	
Vereinigtes Königreich	51,2	3.812	507	1.378	5.697	1.885	
Zypern	–	–	–	35	35	35	
GUS (+ GEO, UKR)	Armenien	–	–	–	6	6	6
	Aserbaidschan	38,7	2.006	952	1.245	4.204	2.197
	Georgien	< 0,05	24	5	51	79	55
	Kasachstan	90,3	2.039	4.082	12.933	19.054	17.015
	Kirgisistan	< 0,05	12	5	10	27	15



Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
GUS (+ GEO, UKR)	Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
	Russische Föderation	555,8	24.929	14.452	84.799	124.180	99.251
	Tadschikistan	< 0,05	8	2	60	69	62
	Turkmenistan	10,6	598	82	1.700	2.379	1.782
	Ukraine	2,5	375	54	377	806	431
	Usbekistan	2,3	209	81	800	1.090	881
	Weißrussland	1,6	145	27	158	330	185
AFRIKA	Ägypten	32,7	1.755	418	2.280	4.454	2.698
	Algerien	65,3	3.295	1.660	1.483	6.439	3.143
	Angola	74,6	1.891	1.141	5.095	8.126	6.236
	Äquatorialguinea	8,7	266	150	250	666	400
	Äthiopien	–	–	–	60	60	60
	Benin	–	4	1	70	75	71
	Côte d'Ivoire	1,6	36	14	300	350	314
	Eritrea	–	–	–	15	15	15
	Gabun	9,7	591	272	1.400	2.264	1.672
	Gambia	–	–	–	20	20	20
	Ghana	8,6	46	90	210	346	300
	Guinea	–	–	–	150	150	150
	Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
	Kamerun	3,4	203	27	350	580	377
	Kenia	–	–	–	300	300	300
	Kongo, DR	1,1	50	24	1.980	2.054	2.004
	Kongo, Rep.	17,0	427	218	519	1.164	737
	Liberia	–	–	–	160	160	160
	Libyen	47,5	3.938	6.580	4.750	15.268	11.330
	Madagaskar	–	k. A.	k. A.	2.131	2.131	2.131
	Mali	–	–	–	128	128	128
	Marokko	< 0,05	2	< 0,5	2.607	2.609	2.607
	Mauretanien	0,2	8	3	184	195	187
	Mosambik	k. A.	k. A.	2	2.300	2.302	2.302
	Namibia	–	–	–	300	300	300
	Niger	0,8	k. A.	20	30	50	50
	Nigeria	98,4	4.869	5.030	5.378	15.277	10.408



Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
AFRIKA	São Tomé und Príncipe	–	–	–	180	180	180
	Senegal	–	–	–	136	136	136
	Seychellen	–	–	–	470	470	470
	Sierra Leone	–	–	60	260	320	320
	Simbabwe	–	–	–	10	10	10
	Somalia	–	–	–	300	300	300
	Südafrika	0,2	17	2	502	521	504
	Sudan	4,9	–	204	365	569	569
	Sudan & Südsudan	11,3	210	680	730	1.621	1.410
	Südsudan	6,4	–	476	365	841	841
	Tansania	–	–	–	500	500	500
	Togo	–	–	–	70	70	70
	Tschad	5,3	93	216	2.365	2.673	2.581
	Tunesien	2,3	217	55	300	572	355
	Uganda	–	–	340	300	640	640
NAHER OSTEN	Bahrain	9,6	291	15	200	506	215
	Irak	226,1	6.009	19.730	6.320	32.060	26.050
	Iran	220,4	10.574	21.170	7.200	38.944	28.370
	Israel	0,2	3	2	970	975	972
	Jemen	1,9	404	393	500	1.298	893
	Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	1.912	1.912	1.912
	Katar	78,8	1.988	3.435	700	6.122	4.135
	Kuwait	146,8	6.802	13.810	700	21.311	14.510
	Libanon	–	–	–	150	150	150
	Oman	47,8	1.634	731	1.540	3.905	2.271
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	60	60	60
	Saudi-Arabien	578,3	22.059	38.886	11.800	72.745	50.686
	Syrien	1,4	749	363	400	1.512	763
V. Arab. Emirate	177,7	5.374	13.306	4.160	22.840	17.466	
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	–	–	12	80	92	92
	Australien	13,3	1.092	337	14.594	16.023	14.931
	Bangladesch	0,2	5	4	30	39	34
	Brunei	5,4	543	150	160	853	310



Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	China	190,0	7.089	3.540	29.001	39.630	32.541
	Indien	34,6	1.442	594	1.840	3.876	2.434
	Indonesien	38,3	3.559	428	3.572	7.559	4.000
	Japan	0,4	54	6	24	84	30
	Kambodscha	–	–	–	25	25	25
	Korea, DVR	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	< 0,05	k. A.	< 0,5	k. A.	< 0,5	< 0,5
	Laos	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Malaysia	31,5	1.224	490	850	2.563	1.340
	Mongolei	1,0	8	35	1.015	1.059	1.050
	Myanmar	0,6	59	19	595	673	614
	Neuseeland	1,1	66	9	250	326	259
	Pakistan	4,9	122	47	1.342	1.511	1.389
	Papua-Neuguinea	2,2	78	23	290	391	313
	Philippinen	0,7	21	14	270	305	284
	Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
	Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
	Thailand	11,3	240	44	452	736	496
	Timor-Leste	1,6	56	51	175	282	226
Vietnam	14,0	398	599	600	1.597	1.199	
N-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
	Kanada	232,5	6.562	26.366	57.170	90.098	83.536
	Mexiko	102,8	6.883	1.102	4.760	12.745	5.862
	USA	698,4	34.284	8.193	117.768	160.245	125.961
LATEINAMERIKA	Argentinien	25,2	1.678	274	4.183	6.135	4.457
	Barbados	< 0,05	3	< 0,5	30	33	30
	Belize	0,1	2	1	15	17	16
	Bolivien	3,9	98	29	280	407	309
	Brasilien	130,2	2.661	1.853	15.206	19.720	17.059
	Chile	0,2	63	20	330	414	351
	Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
	Ecuador	25,7	878	1.126	107	2.111	1.232
Falklandinseln	–	–	–	800	800	800	



Fortsetzung Tabelle A-8
[Mt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
LATEINAMERIKA	(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
	Guatemala	0,5	23	20	40	83	60
	Guyana	–	–	–	450	450	450
	Haiti	–	–	–	100	100	100
	Kolumbien	45,8	1.429	242	1.790	3.461	2.032
	Kuba	2,5	78	17	1.145	1.240	1.162
	Panama	–	–	–	122	122	122
	Paraguay	–	–	–	575	575	575
	Peru	6,4	412	134	2.321	2.868	2.455
	Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
	Suriname	0,8	17	12	700	729	712
	Trinidad und Tobago	4,3	539	33	67	640	101
	Uruguay	–	–	–	275	275	275
Venezuela	75,0	10.353	47.385	46.820	104.558	94.205	
	Welt	4.460,6	196.754	244.049	502.104	942.907	746.152
	Europa	175,4	10.577	2.255	9.840	22.672	12.096
	GUS (+ GEO, UKR)	701,9	30.345	19.741	102.148	152.234	121.890
	Afrika	388,8	17.920	17.003	38.613	73.536	55.616
	Naher Osten	1.489,1	55.887	111.841	36.612	204.340	148.453
	Austral-Asien	351,2	16.062	6.401	55.311	77.774	61.712
	Nordamerika	1.033,8	47.728	35.661	183.198	266.588	218.859
	Lateinamerika	320,6	18.235	51.146	76.381	145.762	127.527
	OPEC	1.850,1	79.315	173.897	96.682	349.894	270.579
	OPEC-Golf	1.428,1	52.806	110.337	30.880	194.022	141.217
	OECD	1.217,9	58.568	38.167	208.631	305.366	246.798
	EU-28	78,1	6.292	1.001	6.159	13.452	7.161

k. A. keine Angaben
– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen



Tabelle A-9: Erdölressourcen 2018 [Mt]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell		nicht-konventionell		
			Schieferöl	Ölsand	Schwerstöl	Ölschiefer	
1	USA	117.768	15.900	10.600	1.237	50	89.981
2	Russische Föderation	84.799	64.721	10.300	5.225	3	4.550
3	Kanada	57.170	3.500	3.390	50.000	–	280
4	Venezuela	46.820	3.000	1.820	–	42.000	–
5	China	29.001	16.200	4.380	2.300	121	6.000
6	Brasilien	15.206	13.000	720	–	–	1.486
7	Australien	14.594	3.334	10.000	–	–	1.260
8	Kasachstan	12.933	4.000	1.440	7.441	–	52
9	Saudi-Arabien	11.800	11.800	–	–	–	–
10	Iran	7.200	7.200	–	–	–	–
11	Irak	6.320	6.100	220	–	–	–
12	Nigeria	5.378	5.300	–	78	–	–
13	Angola	5.095	5.000	–	95	–	–
14	Mexiko	4.760	2.980	1.780	–	< 0,5	–
15	Libyen	4.750	1.200	3.550	–	–	–
16	Argentinien	4.183	500	3.675	–	–	8
17	V. Arab. Emirate	4.160	1.100	3.060	–	–	–
18	Indonesien	3.572	2.400	1.075	97	–	–
19	Grönland	3.500	3.500	–	–	–	–
20	Marokko	2.607	1.600	27	–	–	980
84	Deutschland	240	20	70	–	–	150
	sonstige Länder [123]	60.248	41.562	11.196	162	86	7.241
	Welt	502.104	213.917	67.303	66.635	42.261	111.988
	Europa	9.840	4.850	2.181	46	33	2.731
	GUS (+ GEO, UKR)	102.148	72.356	11.890	12.667	23	5.213
	Afrika	38.613	28.012	7.391	276	8	2.926
	Naher Osten	36.612	30.532	4.134	–	< 0,5	1.946
	Austral-Asien	55.311	27.548	17.827	2.397	121	7.418
	Nordamerika	183.198	25.880	15.770	51.237	50	90.261
	Lateinamerika	76.381	24.739	8.110	13	42.025	1.494
	OPEC	96.682	45.008	9.425	242	42.007	–
	OPEC-Golf	30.880	27.600	3.280	–	–	–
	OECD	208.631	34.810	28.338	51.283	77	94.123
	EU-28	6.159	2.284	1.541	46	27	2.261

– keine Ressourcen

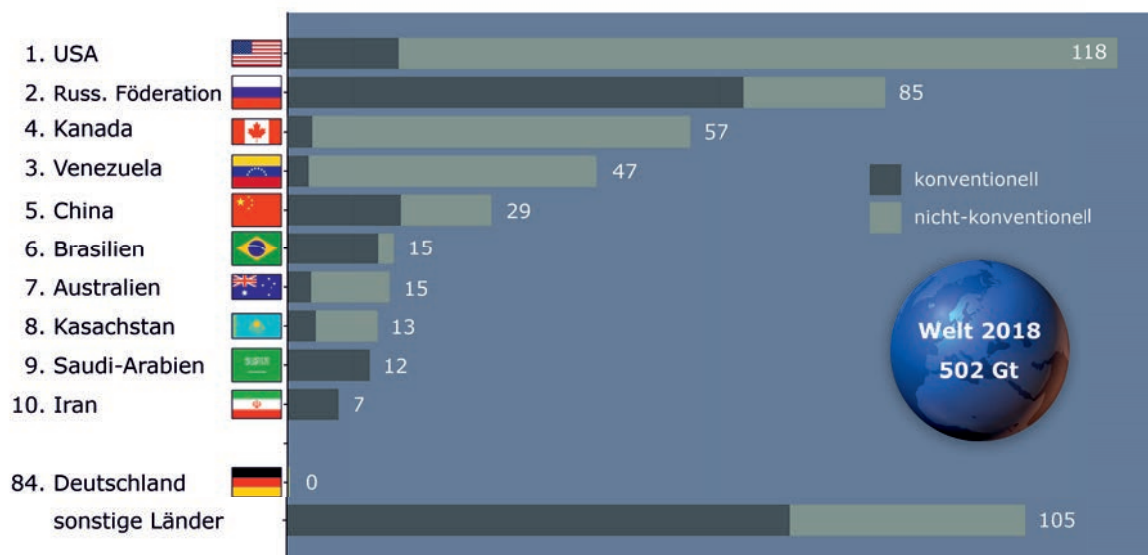


Abbildung A-2: Erdölressourcen – Top 10 Länder 2018.



Tabelle A-10: Erdölreserven 2018 [Mt]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell			
				Schieferöl ¹	Ölsand	Schwerstöl	Ölschiefer
1	Venezuela	47.385	5.485	–	–	41.900	–
2	Saudi-Arabien	38.886	38.886	–	–	–	–
3	Kanada	26.366	475	68	25.823	–	–
4	Iran	21.170	21.170	–	–	–	–
5	Irak	19.730	19.730	–	–	–	–
6	Russische Föderation	14.452	14.452	–	–	–	–
7	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–	–
8	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–	–
9	USA	8.193	5.070	3.120	–	3	–
10	Libyen	6.580	6.580	–	–	–	–
11	Nigeria	5.030	5.030	–	–	–	–
12	Kasachstan	4.082	4.082	–	–	–	–
13	China	3.540	3.540	–	–	k. A.	–
14	Katar	3.435	3.435	–	–	–	–
15	Brasilien	1.853	1.853	–	–	–	k. A.
16	Algerien	1.660	1.660	–	–	–	–
17	Norwegen	1.179	1.179	–	–	–	–
18	Angola	1.141	1.141	–	–	–	–
19	Ecuador	1.126	1.126	–	–	k. A.	–
20	Mexiko	1.102	1.102	–	–	–	–
58	Deutschland	29	29	–	–	–	–
	sonstige Länder [84]	9.995	9.824	–	–	–	172
	Welt²	244.049	172.963	3.188	25.823	41.903	172
	Europa	2.255	2.084	–	–	–	172
	GUS (+ GEO, UKR)	19.741	19.741	–	–	–	–
	Afrika	17.003	17.003	–	–	–	–
	Naher Osten	111.841	111.841	–	–	–	–
	Austral-Asien	6.401	6.401	–	–	–	–
	Nordamerika	35.661	6.647	3.188	25.823	3	–
	Lateinamerika	51.146	9.246	–	–	41.900	–
	OPEC	173.897	131.997	–	–	41.900	–
	OPEC-Golf	110.337	110.337	–	–	–	–
	OECD	38.167	8.981	3.188	25.823	3	172
	EU-28	1.001	830	–	–	–	172

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen

² beinhaltet die Ölschieferreserven Estlands

k. A. keine Angaben
– keine Reserven

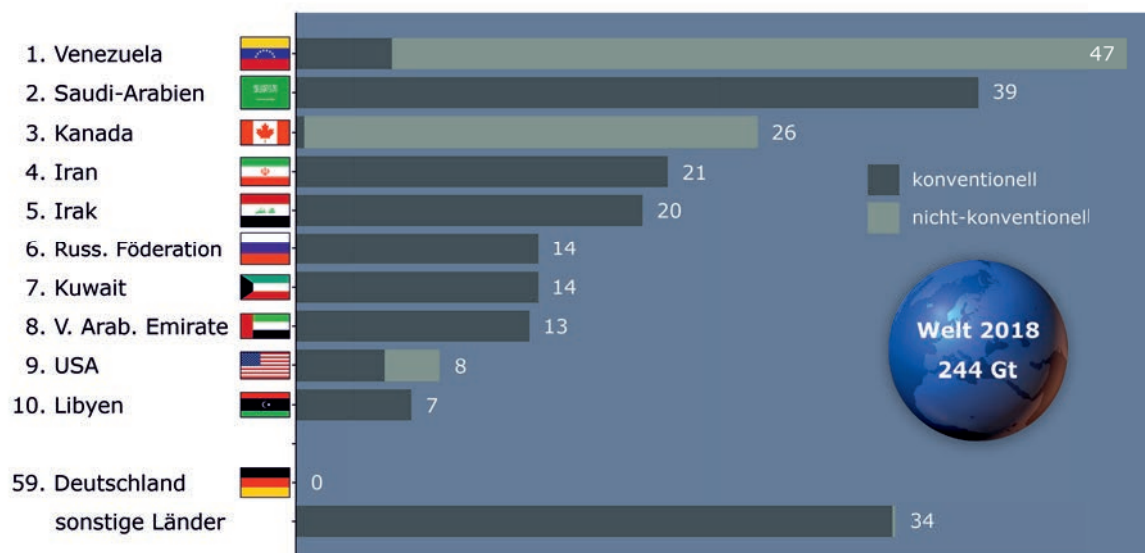


Abbildung A-3: Erdölreserven – Top 10 Länder 2018.



Tabelle A-11: Erdölförderung 2013 bis 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Anteil [%]		Veränderung	
								Land	kum.	2017/2018	[%]
					[Mt]						
1	USA	485,2	519,9	567,2	543,0	595,0	698,4	15,7	15,7	103,4	17,4
2	Saudi-Arabien	523,6	530,1	565,3	589,1	555,1	578,3	13,0	28,6	23,3	4,2
3	Russische Föderation	522,6	526,7	533,6	547,5	546,7	555,8	12,5	41,1	9,1	1,7
4	Kanada	192,4	208,0	215,1	218,2	224,0	232,5	5,2	46,3	8,6	3,8
5	Irak	152,6	160,3	197,0	218,9	222,2	226,1	5,1	51,4	3,9	1,8
6	Iran	177,7	169,2	182,6	216,4	234,6	220,4	4,9	56,3	-14,2	-6,1
7	China	208,1	211,4	214,6	199,7	191,5	190,0	4,3	60,6	-1,5	-0,8
8	V. Arab. Emirate	165,7	167,3	175,5	182,4	176,3	177,7	4,0	64,5	1,4	0,8
9	Kuwait	151,3	150,1	149,1	152,7	146,0	146,8	3,3	67,8	0,8	0,5
10	Brasilien	105,0	118,5	125,6	125,0	130,2	130,2	2,9	70,8	0,0	0,0
11	Mexiko	143,5	137,1	128,8	121,0	110,6	102,8	2,3	73,1	-7,8	-7,0
12	Nigeria	118,3	120,4	113,0	98,8	95,3	98,4	2,2	75,3	3,1	3,3
13	Norwegen	90,2	93,1	94,8	98,5	97,7	92,0	2,1	77,3	-5,8	-5,9
14	Kasachstan	83,8	82,1	80,2	79,3	86,2	90,3	2,0	79,4	4,1	4,8
15	Katar	84,2	83,5	79,3	79,4	79,9	78,8	1,8	81,1	-1,1	-1,4
16	Venezuela	155,0	149,5	148,6	134,2	115,4	75,0	1,7	82,8	-40,4	-35,0
17	Angola	87,4	83,0	88,7	87,9	81,8	74,6	1,7	84,5	-7,2	-8,8
18	Algerien	72,6	70,6	68,1	67,8	66,6	65,3	1,5	85,9	-1,3	-2,0
19	Vereinigtes Königreich	40,6	39,6	45,7	47,9	47,0	51,2	1,1	87,1	4,2	9,0
20	Oman	46,1	46,2	48,0	49,3	47,6	47,8	1,1	88,2	0,2	0,4
58	Deutschland	2,6	2,4	2,4	2,4	2,2	2,1	< 0,05	99,4	-0,2	-7,0
	sonstige Länder [81]	574,8	555,5	538,8	515,6	527,6	526,0	11,8	100,0	-1,7	-0,3
	Welt	4.183,5	4.224,7	4.362,0	4.375,0	4.379,5	4.460,6	100,0	-	81,1	1,9
	Europa	164,4	167,4	173,2	176,8	176,8	175,4	3,9	-	-1,4	-0,8
	GUS (+ GEO, UKR)	671,3	671,8	674,4	687,2	690,4	701,9	15,7	-	11,5	1,7
	Afrika	430,7	407,3	397,9	374,7	384,6	388,8	8,7	-	4,2	1,1
	Naher Osten	1.320,1	1.324,9	1.410,4	1.501,2	1.473,6	1.489,1	33,4	-	15,5	1,0
	Austral-Asien	384,4	387,6	391,9	377,1	361,1	351,2	7,9	-	-9,9	-2,7
	Nordamerika	821,1	865,1	911,1	882,2	929,6	1.033,8	23,2	-	104,2	11,2
	Lateinamerika	391,5	400,6	402,8	375,7	363,5	320,6	7,2	-	-42,9	-11,8
	OPEC	1.805,0	1.779,9	1.853,3	1.910,7	1.875,8	1.850,1	41,5	-	-25,7	-1,4
	OPEC-Golf	1.255,1	1.260,5	1.348,7	1.438,9	1.414,1	1.428,1	32,0	-	14,1	1,0
	OECD	996,9	1.044,6	1.096,0	1.070,4	1.115,8	1.217,9	27,3	-	102,1	9,2
	EU-28	69,6	69,3	73,2	73,1	73,9	78,1	1,7	-	4,2	5,7

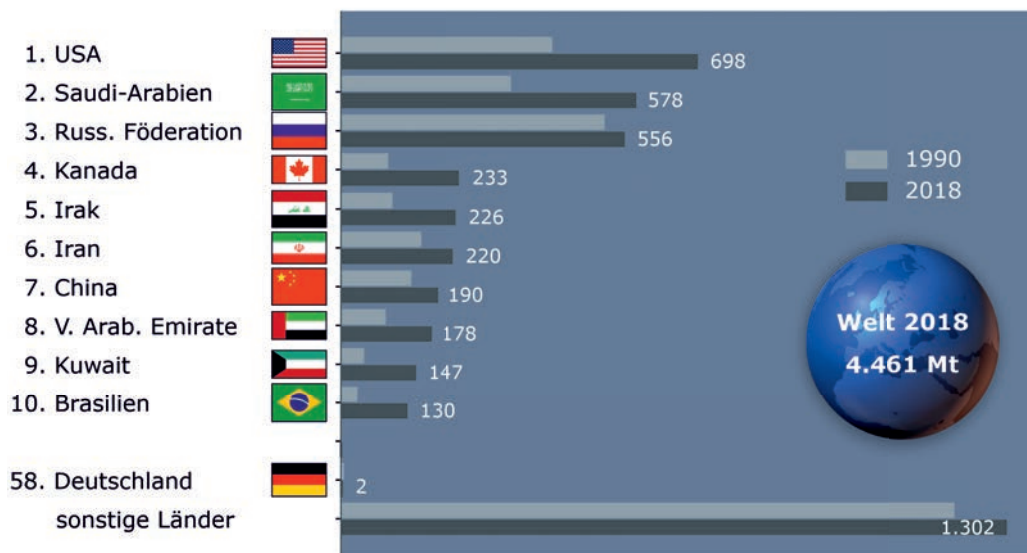


Abbildung A-4: Erdölförderung – Top 10 Länder 1990 und 2018.

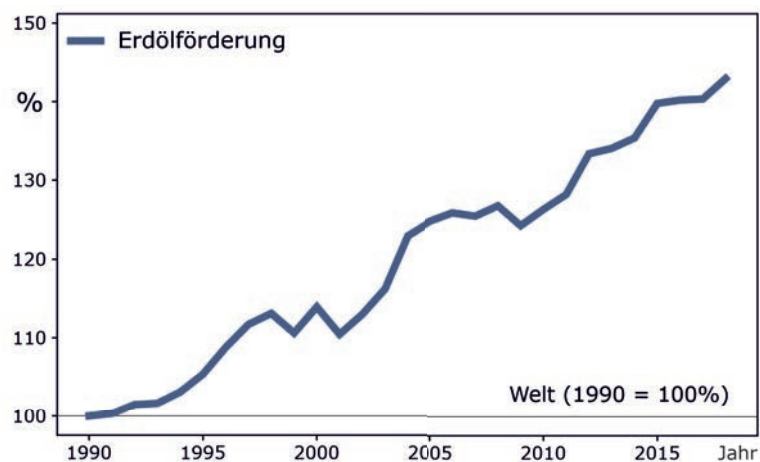


Abbildung A-5: Entwicklung der weltweiten Erdölförderung 1990 bis 2018.



Tabelle A-12: Mineralölverbrauch 2018¹

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.015,7	21,8	21,8
2	China	628,0	13,5	35,2
3	Indien	236,6	5,1	40,3
4	Japan	173,4	3,7	44,0
5	Saudi-Arabien	154,2	3,3	47,3
6	Russische Föderation	146,3	3,1	50,4
7	Brasilien	141,3	3,0	53,5
8	Korea, Rep.	126,8	2,7	56,2
9	Kanada	105,2	2,3	58,4
10	Deutschland	101,5	2,2	60,6
11	Mexiko	97,7	2,1	62,7
12	Iran	92,1	2,0	64,7
13	Frankreich	80,4	1,7	66,4
14	Singapur	75,2	1,6	68,0
15	Thailand	70,8	1,5	69,5
16	Indonesien	70,1	1,5	71,0
17	Vereinigtes Königreich	69,8	1,5	72,5
18	Spanien	60,0	1,3	73,8
19	Italien	59,0	1,3	75,1
20	Australien	51,7	1,1	76,2
	sonstige Länder [180]	1.111,9	23,8	100,0
	Welt	4.667,6	100,0	
	Europa	680,9	14,6	
	GUS (+ GEO, UKR)	196,4	4,2	
	Afrika	198,6	4,3	
	Naher Osten	408,8	8,8	
	Austral-Asien	1.644,4	35,2	
	Nordamerika	1.218,8	26,1	
	Lateinamerika	318,1	6,8	
	OPEC	454,6	9,7	
	OPEC-Golf	360,2	7,7	
	OECD	2.253,4	48,3	
	EU-28	602,9	12,9	

¹ beinhaltet auch den Verbrauch von Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen auf Kohle- und Erdgasbasis sowie Entnahmen aus Lagern und strategischen Vorräten.

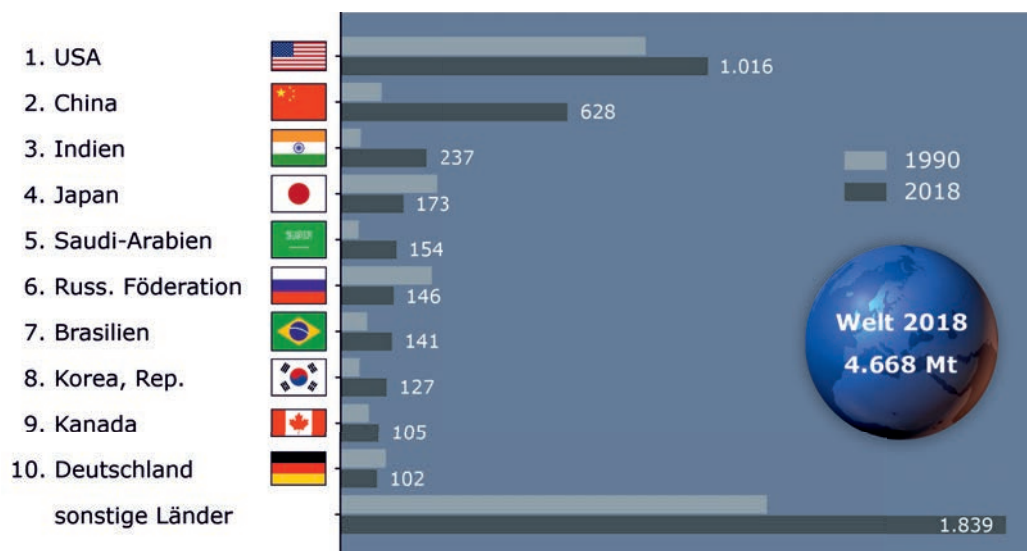


Abbildung A-6: Mineralölverbrauch – Top 10 Länder 1990 und 2018.

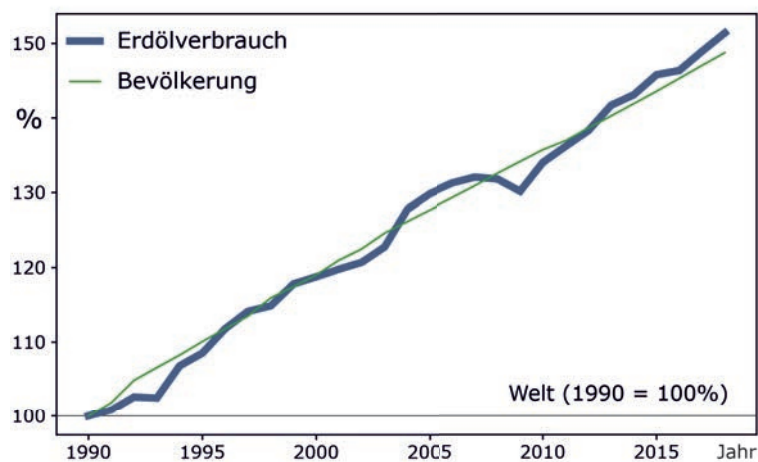


Abbildung A-7: Wachstum des weltweiten Mineralölverbrauches und der Weltbevölkerung 1990 bis 2018.



Tabelle A-13: Erdöllexport 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	366,3	15,9	15,9
2	Russische Föderation	257,5	11,1	27,0
3	Irak	191,9	8,3	35,3
4	Kanada	186,0	8,1	43,4
5	V. Arab. Emirate	114,1	4,9	48,3
6	Kuwait	101,9	4,4	52,7
7	USA	99,5	4,3	57,0
8	Nigeria	98,4	4,3	61,3
9	Iran	91,9	4,0	65,3
10	Norwegen	75,0	3,2	68,5
11	Kasachstan	71,5	3,1	71,6
12	Angola	70,6	3,1	74,7
13	Venezuela	63,3	2,7	77,4
14	Mexiko	59,0	2,6	80,0
15	Brasilien	55,8	2,4	82,4
16	Libyen	49,3	2,1	84,5
17	Vereinigtes Königreich	42,7	1,8	86,3
18	Oman	40,1	1,7	88,1
19	Aserbaidshan	32,7	1,4	89,5
20	Kolumbien	29,4	1,3	90,8
71	Deutschland	< 0,05	< 0,05	100,0
	sonstige Länder [59]	213,2	9,2	100,0
	Welt	2.309,8	100,0	
	Europa	131,9	5,7	
	GUS (+ GEO, UKR)	365,8	15,8	
	Afrika	308,5	13,4	
	Naher Osten	930,0	40,3	
	Austral-Asien	58,4	2,5	
	Nordamerika	344,4	14,9	
	Lateinamerika	170,8	7,4	
	OPEC	1.250,8	54,2	
	OPEC-Golf	889,9	38,5	
	OECD	488,7	21,2	
	EU-28	56,3	2,4	

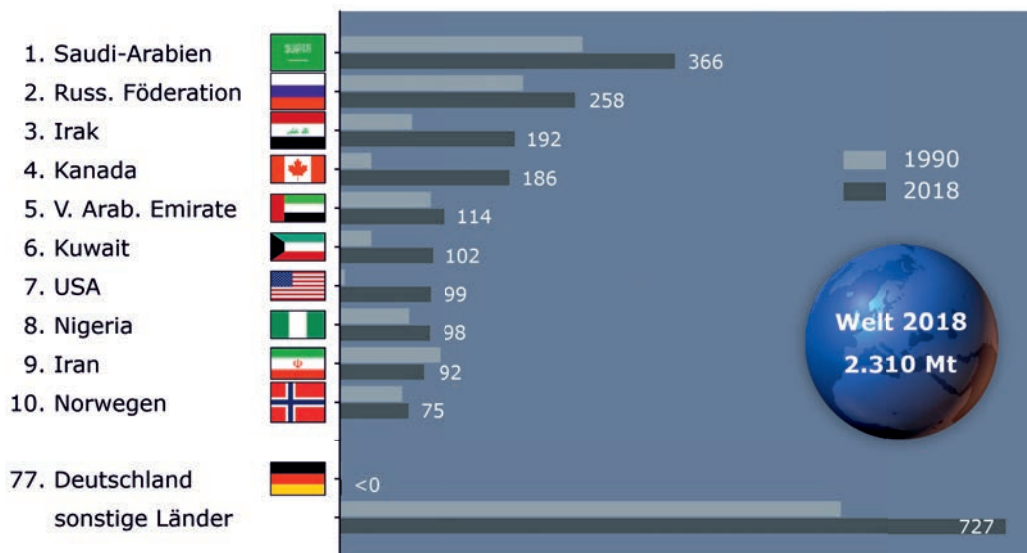


Abbildung A-8: Erdölexport – Top 10 Länder 1990 und 2018.

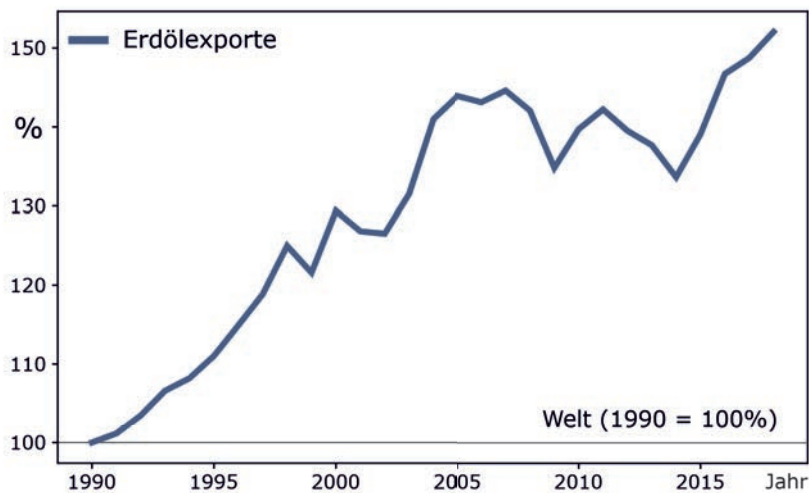


Abbildung A-9: Entwicklung der weltweiten Erdölexporte 1990 bis 2018.



Tabelle A-14: Erdölimport 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	460,0	19,7	19,7
2	USA	385,2	16,5	36,1
3	Indien	225,8	9,6	45,8
4	Korea, Rep.	151,9	6,5	52,3
5	Japan	151,9	6,5	58,8
6	Deutschland	85,2	3,6	62,4
7	Spanien	67,6	2,9	65,3
8	Italien	62,2	2,7	67,9
9	Singapur	57,2	2,4	70,4
10	Frankreich	56,3	2,4	72,8
11	Niederlande	54,7	2,3	75,1
12	Thailand	47,2	2,0	77,1
13	Vereinigtes Königreich	46,0	2,0	79,1
14	Taiwan	43,7	1,9	81,0
15	Belgien	33,1	1,4	82,4
16	Kanada	32,9	1,4	83,8
17	Griechenland	30,3	1,3	85,1
18	Polen	27,5	1,2	86,3
19	Türkei	21,0	0,9	87,2
20	Schweden	20,9	0,9	88,1
	sonstige Länder [63]	279,5	11,9	100,0
	Welt	2.339,8	100,0	
	Europa	603,8	25,8	
	GUS (+ GEO, UKR)	20,7	0,9	
	Afrika	11,9	0,5	
	Naher Osten	28,8	1,2	
	Austral-Asien	1.211,8	51,8	
	Nordamerika	418,9	17,9	
	Lateinamerika	43,8	1,9	
	OECD	1.351,7	57,8	
	EU-28	574,1	24,5	

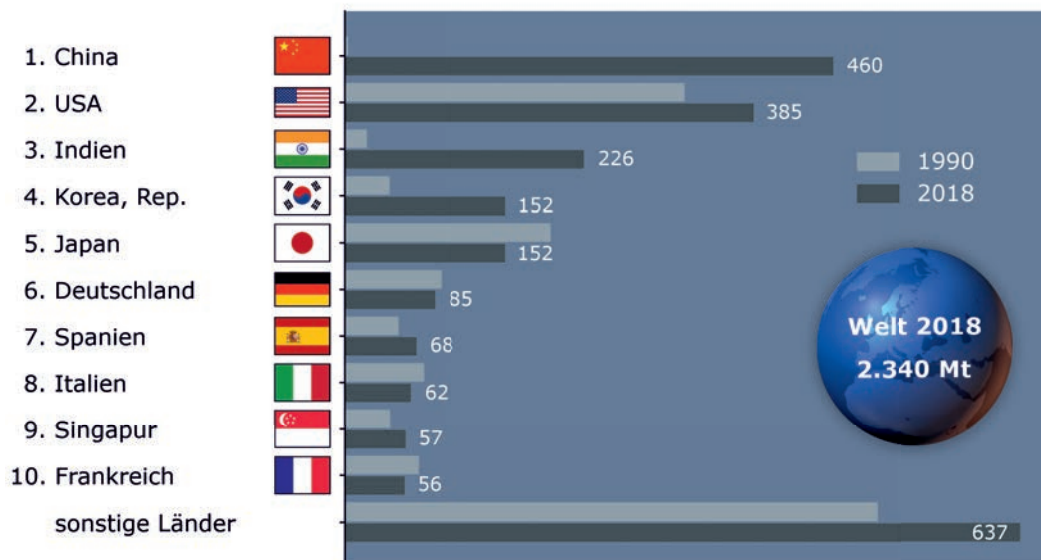


Abbildung A-10: Erdölimport – Top 10 Länder 1990 und 2018.

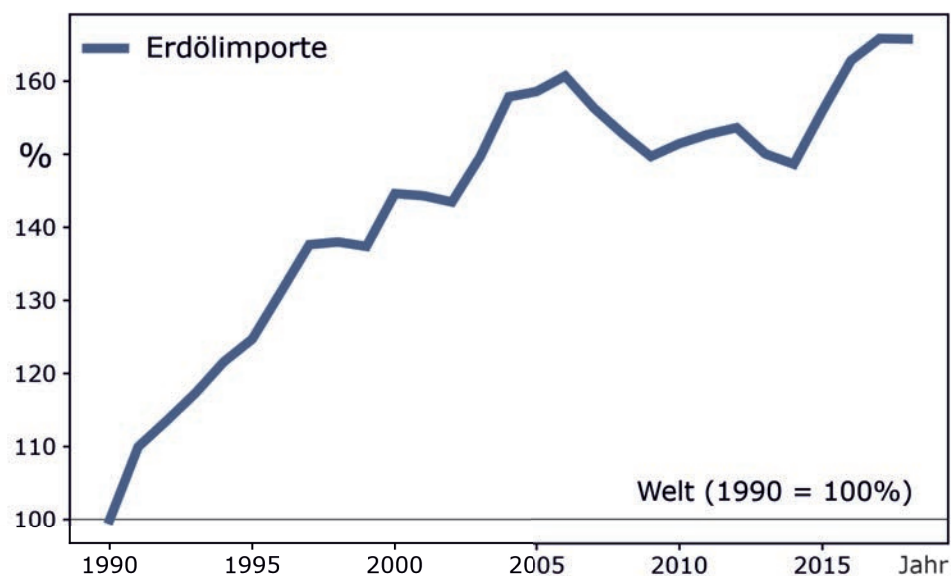


Abbildung A-11: Entwicklung der weltweiten Erdölimporte und der Weltbevölkerung 1990 bis 2018.



Tabelle A-15: Übersicht Erdgas 2018 [Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	0,1	8	1	50	59	51
	Belgien	–	–	–	85	85	85
	Bulgarien	0,2	8	6	575	589	581
	Dänemark	4,0	200	27	236	464	264
	Deutschland	7,2	1.053	30	1.360	2.443	1.390
	Frankreich	0,1	229	8	3.984	4.221	3.992
	Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
	Irland	3,4	66	10	50	126	60
	Italien	5,6	772	45	405	1.221	449
	Kroatien	1,2	78	25	50	153	75
	Litauen	–	–	–	14	14	14
	Malta	–	–	–	10	10	10
	Niederlande	42,7	3.705	209	512	4.425	720
	Norwegen	119,2	2.467	1.611	2.445	6.523	4.056
	Österreich	1,0	103	8	244	355	251
	Polen	5,1	278	88	1.250	1.616	1.338
	Portugal	–	–	–	148	148	148
	Rumänien	9,5	1.338	105	1.142	2.586	1.248
	Schweden	–	–	–	48	48	48
	Serbien	0,5	35	48	10	93	58
	Slowakei	0,1	26	14	10	50	24
	Slowenien	< 0,05	k. A.	1	30	31	31
	Spanien	0,1	12	3	653	667	655
	Tschechien	0,3	16	4	181	201	185
	Türkei	0,4	16	5	1.153	1.173	1.158
	Ungarn	1,9	236	6	173	415	179
Vereinigtes Königreich	40,9	2.664	264	6.311	9.239	6.575	
Zypern	–	–	–	500	500	500	
GUS (+ GEO, UKR)	Armenien	–	–	< 0,5	18	18	18
	Aserbaidshon	17,9	632	1.269	1.900	3.801	3.169
	Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
	Kasachstan	24,4	625	1.885	4.179	6.689	6.064
	Kirgisistan	< 0,05	8	6	20	33	26
Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20	



Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
GUS (+ GEO, UKR)	Russische Föderation	725,5	24.382	47.811	145.200	217.392	193.011
	Tadschikistan	–	9	6	20	34	26
	Turkmenistan	80,7	2.874	9.805	15.000	27.679	24.805
	Ukraine	20,0	2.080	950	4.495	7.525	5.445
	Usbekistan	53,0	2.480	1.542	1.400	5.422	2.942
	Weißrussland	0,2	14	3	10	27	13
AFRIKA	Ägypten	62,3	1.026	2.138	12.380	15.543	14.518
	Algerien	95,9	2.674	4.504	26.720	33.898	31.224
	Angola	9,6	38	383	800	1.221	1.183
	Äquatorialguinea	7,8	78	42	180	300	222
	Äthiopien	–	–	35	151	186	186
	Benin	–	–	< 0,5	100	100	100
	Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
	Côte d'Ivoire	2,5	37	28	350	415	378
	Eritrea	–	–	–	29	29	29
	Gabun	0,5	7	26	650	683	676
	Gambia	–	–	–	25	25	25
	Ghana	1,2	k. A.	23	275	298	298
	Guinea	–	–	–	160	160	160
	Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
	Kamerun	0,8	k. A.	135	250	385	385
	Kenia	–	–	–	330	330	330
	Komoren	–	–	–	10	10	10
	Kongo, DR	k. A.	k. A.	1	50	51	51
	Kongo, Rep.	0,9	k. A.	109	350	459	459
	Liberia	–	–	–	225	225	225
	Libyen	13,9	355	1.505	4.650	6.510	6.155
	Madagaskar	–	–	–	4.500	4.500	4.500
	Mali	–	–	–	30	30	30
	Marokko	0,1	3	5	2.170	2.178	2.175
	Mauretanien	k. A.	k. A.	28	900	928	928
	Mosambik	4,7	51	2.832	3.160	6.043	5.992
Namibia	–	–	62	300	362	362	
Niger	–	–	–	250	250	250	



Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
AFRIKA	Nigeria	44,3	664	5.346	3.300	9.309	8.646
	Ruanda	k. A.	k. A.	1	157	158	158
	São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
	Senegal	–	–	–	500	500	500
	Seychellen	–	–	–	600	600	600
	Sierra Leone	–	–	–	197	197	197
	Simbabwe	–	–	–	10	10	10
	Somalia	–	–	6	255	261	261
	Südafrika	0,9	48	10	7.277	7.335	7.287
	Sudan & Südsudan	k. A.	k. A.	85	300	385	385
	Tansania	1,6	k. A.	37	1.500	1.537	1.537
	Togo	–	–	–	80	80	80
	Tschad	–	–	–	1.455	1.455	1.455
	Tunesien	2,0	63	65	750	878	815
Uganda	–	–	14	90	104	104	
NAHER OSTEN	Bahrain	14,8	341	182	400	924	582
	Irak	11,1	162	3.557	5.000	8.719	8.557
	Iran	248,5	3.252	33.813	10.000	47.065	43.813
	Israel	10,3	69	412	1.700	2.181	2.112
	Jemen	0,6	53	267	500	820	767
	Jordanien	0,1	6	6	270	282	276
	Katar	181,6	2.117	23.846	2.000	27.963	25.846
	Kuwait	17,7	404	1.784	500	2.688	2.284
	Libanon	–	–	–	850	850	850
	Oman	36,0	542	664	3.085	4.292	3.750
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	380	380	380
	Saudi-Arabien	112,1	2.229	8.035	25.664	35.928	33.699
	Syrien	5,8	154	269	300	722	569
	V. Arab. Emirate	47,6	1.424	6.091	7.315	14.829	13.406
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,2	58	50	400	507	450
	Australien	131,1	1.477	3.230	31.687	36.395	34.917
	Bangladesch	27,5	455	169	800	1.424	969
	Brunei	12,5	459	240	200	899	440
	China	176,0	2.086	6.021	63.400	71.507	69.421



Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indien	31,7	885	1.289	7.039	9.213	8.328
	Indonesien	69,9	2.364	2.761	9.980	15.105	12.741
	Japan	2,8	147	21	10	178	31
	Kambodscha	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	0,3	k. A.	7	50	57	57
	Laos	–	–	–	10	10	10
	Malaysia	72,5	1.555	2.348	1.900	5.803	4.248
	Mongolei	–	–	–	133	133	133
	Myanmar	17,8	253	637	2.000	2.891	2.637
	Neuseeland	4,4	180	28	353	561	381
	Pakistan	36,9	998	402	4.560	5.960	4.962
	Papua-Neuguinea	9,7	13	182	1.000	1.196	1.182
	Philippinen	4,3	56	99	502	656	600
	Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
	Taiwan	0,2	53	6	5	64	11
	Thailand	36,1	727	188	740	1.654	928
	Timor-Leste	5,0	k. A.	88	300	388	388
Vietnam	9,6	141	646	1.355	2.142	2.001	
NORD-AMERIKA	Kanada	172,7	6.655	2.040	26.801	35.496	28.841
	Mexiko	40,2	1.789	185	17.720	19.694	17.905
	USA	863,0	37.428	11.888	65.531	114.847	77.420
LATEINAMERIKA	Argentinien	47,2	1.299	346	23.710	25.355	24.056
	Barbados	k. A.	k. A.	< 0,5	100	100	100
	Belize	–	–	–	10	10	10
	Bolivien	16,0	337	292	1.620	2.250	1.912
	Brasilien	28,0	391	370	18.446	19.207	18.816
	Chile	1,2	113	–	1.745	1.858	1.745
	Ecuador	0,3	9	11	20	39	31
	Falklandinseln	–	–	–	1.500	1.500	1.500
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	400	400	400
	Grenada	–	–	–	25	25	25
	Guatemala	–	–	–	10	10	10
	Guyana	–	–	–	300	300	300
	Haiti	–	–	–	40	40	40



Fortsetzung Tabelle A-15
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
LATEINAMERIKA	Kolumbien	9,6	301	106	2.307	2.714	2.413
	Kuba	1,0	20	71	400	490	471
	Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
	Peru	12,8	169	351	1.340	1.859	1.691
	Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
	Suriname	–	–	–	350	350	350
	Trinidad und Tobago	34,0	771	310	–	1.081	310
	Uruguay	–	–	–	828	828	828
	Venezuela	24,8	1.218	5.708	7.130	14.055	12.838
	Welt	3.999,7	124.616	202.239	628.979	955.834	831.218
	Europa	243,5	13.310	2.519	21.639	37.468	24.157
	GUS (+ GEO, UKR)	921,8	33.105	63.284	172.364	268.753	235.648
	Afrika	248,8	5.042	17.420	77.456	99.917	94.875
	Naher Osten	686,4	10.753	78.928	57.964	147.644	136.891
	Austral-Asien	648,4	11.907	18.412	126.774	157.093	145.186
	Nordamerika	1.075,9	45.872	14.113	110.052	170.037	124.165
	Lateinamerika	175,0	4.627	7.564	62.731	74.922	70.295
	OPEC	816,6	14.630	94.760	94.279	203.668	189.038
	OPEC-Golf	618,7	9.588	77.127	50.479	137.194	127.605
	OECD	1.458,1	59.701	20.145	164.899	244.745	185.044
	EU-28	123,3	10.784	854	17.981	29.619	18.835

k. A. keine Angaben
– keine Förderung, keine Reserven



Tabelle A-16: Erdgasressourcen 2018 [Mrd. m³]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Tight Gas	Schiefergas	Kohleflözgas
1	Russische Föderation	145.200	110.000	20.000	9.500	5.700
2	USA	65.531	31.970	11.815	17.276	4.470
3	China	63.400	20.000	10.500	22.000	10.900
4	Australien	31.687	6.090	8.000	11.756	5.841
5	Kanada	26.801	6.500	–	16.230	4.071
6	Algerien	26.720	1.200	5.500	20.020	–
7	Saudi-Arabien	25.664	20.000	–	5.664	–
8	Argentinien	23.710	1.000	–	22.710	–
9	Brasilien	18.446	11.500	–	6.940	6
10	Mexiko	17.720	2.250	–	15.440	30
11	Turkmenistan	15.000	15.000	–	–	–
12	Ägypten	12.380	9.550	–	2.830	–
13	Iran	10.000	10.000	–	–	–
14	Indonesien	9.980	5.500	–	1.300	3.180
15	V. Arab. Emirate	7.315	1.500	–	5.815	–
16	Südafrika	7.277	1.000	–	5.707	570
17	Venezuela	7.130	2.400	–	4.730	–
18	Indien	7.039	2.000	–	2.720	2.319
19	Vereinigtes Königreich	6.311	2.738	–	3.543	30
20	Irak	5.000	5.000	–	–	–
46	Deutschland	1.360	20	90	800	450
	sonstige Länder [123]	95.308	58.833	1.567	27.995	6.914
	Welt	628.979	324.050	57.472	202.976	44.481
	Europa	21.639	7.488	527	12.416	1.207
	GUS (+ GEO, UKR)	172.364	130.988	20.000	11.274	10.102
	Afrika	77.456	35.064	5.500	35.482	1.410
	Naher Osten	57.964	44.250	670	13.044	–
	Austral-Asien	126.774	44.115	18.690	40.996	22.973
	Nordamerika	110.052	40.720	11.815	48.946	8.571
	Lateinamerika	62.731	21.425	270	40.818	218
	OPEC	94.279	49.100	5.500	39.679	–
	OPEC-Golf	50.479	39.000	–	11.479	–
	OECD	164.899	55.728	20.577	73.027	15.566
	EU-28	17.981	4.984	327	11.746	924

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

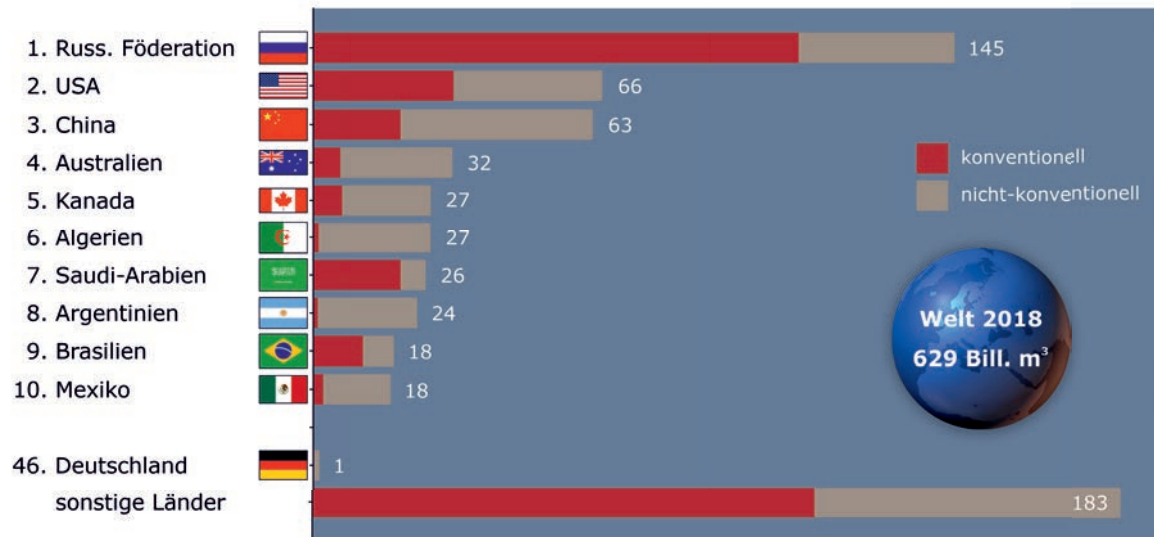


Abbildung A-12: Erdgasressourcen – Top 10 Länder 2018.



Tabelle A-17: Erdgasreserven 2018 [Mrd. m³]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land / Region	Summe	konventionell ¹	nicht-konventionell ²	
				Schiefergas	Kohleflözgas
1	Russische Föderation	47.811	47.762	–	49
2	Iran	33.813	33.813	–	–
3	Katar	23.846	23.846	–	–
4	USA	11.888	1.863	9.689	336
5	Turkmenistan	9.805	9.805	–	–
6	Saudi-Arabien	8.035	8.035	–	–
7	V. Arab. Emirate	6.091	6.091	–	–
8	China	6.021	5.483	198	340
9	Venezuela	5.708	5.708	–	–
10	Nigeria	5.346	5.346	–	–
11	Algerien	4.504	4.504	–	–
12	Irak	3.557	3.557	–	–
13	Australien	3.230	2.351	k. A.	879
14	Mosambik	2.832	2.832	–	–
15	Indonesien	2.761	2.761	–	–
16	Malaysia	2.348	2.348	–	–
17	Ägypten	2.138	2.138	–	–
18	Kanada	2.040	2.005	k. A.	35
19	Kasachstan	1.885	1.885	–	–
20	Kuwait	1.784	1.784	–	–
65	Deutschland	30	30	–	–
	sonstige Länder [81]	16.766	16.651	–	115
	Welt	202.239	190.598	9.887	1.754
	Europa	2.519	2.512	–	6
	GUS (+ GEO, UKR)	63.284	63.236	–	49
	Afrika	17.420	17.420	–	–
	Naher Osten	78.928	78.928	–	–
	Austral-Asien	18.412	16.886	198	1.327
	Nordamerika	14.113	4.053	9.689	372
	Lateinamerika	7.564	7.564	–	–
	OPEC	94.760	94.760	–	–
	OPEC-Golf	77.127	77.127	–	–
	OECD	20.145	9.200	9.689	1.257
	EU-28	854	847	–	6

¹ einschließlich Tight Gas

² z. T. Datenstand 2016

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

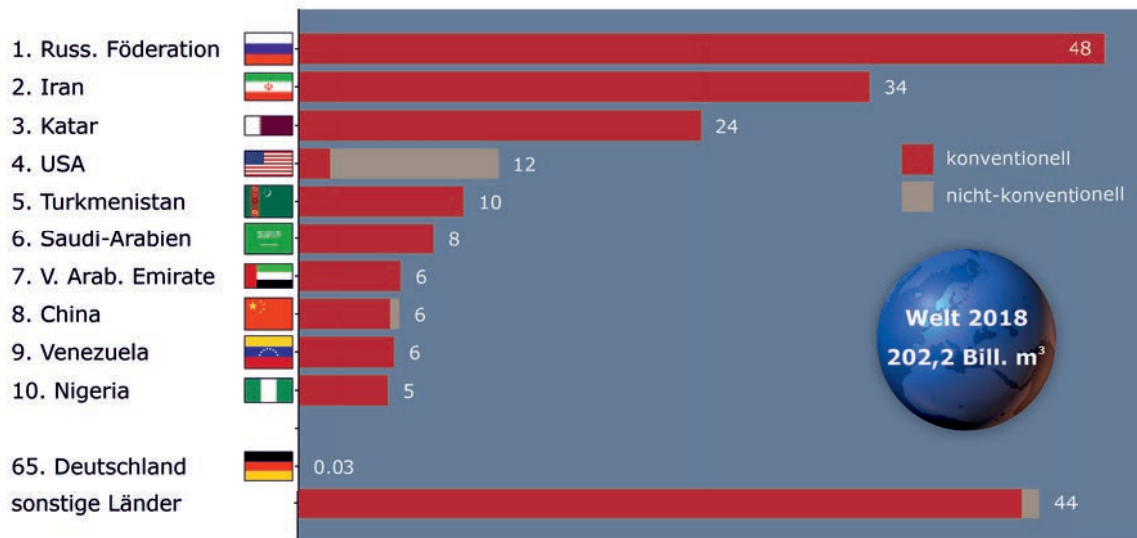


Abbildung A-13: Erdgasreserven – Top 10 Länder konventionell und nicht-konventionell 2018.



Tabelle A-18: Erdgasförderung 2013 bis 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2013	2014	2015			2017	2018	Anteil [%]		Veränderung	
				2016	2017	2018			Land	kum.	2017/2018	[%]
				[Mrd. m ³]								
1	USA	687,2	729,1	768,1	755,8	761,1	863,0	21,6	21,6	101,9	13,4	
2	Russische Föderation	627,6	610,1	636,0	640,7	691,6	725,5	18,1	39,7	33,9	4,9	
3	Iran	159,1	172,6	183,9	202,4	238,0	248,5	6,2	45,9	10,5	4,4	
4	Katar	158,5	160,0	171,3	165,4	163,6	181,6	4,5	50,5	18,0	11,0	
5	China	119,3	132,8	138,2	141,9	154,0	176,0	4,4	54,9	22,0	14,3	
6	Kanada	154,8	161,3	154,8	157,1	176,3	172,7	4,3	59,2	-3,6	-2,0	
7	Australien	50,1	55,3	69,9	88,2	113,9	131,1	3,3	62,5	17,2	15,1	
8	Norwegen	107,1	108,8	121,3	121,2	124,2	119,2	3,0	65,4	-5,0	-4,0	
9	Saudi-Arabien	103,0	108,2	106,4	109,4	111,4	112,1	2,8	68,3	0,7	0,6	
10	Algerien	79,6	79,7	82,3	93,2	94,8	95,9	2,4	70,6	1,1	1,2	
11	Turkmenistan	62,3	69,3	80,2	77,0	80,5	80,7	2,0	72,7	0,3	0,3	
12	Malaysia	69,1	66,4	68,2	73,8	78,4	72,5	1,8	74,5	-5,9	-7,6	
13	Indonesien	70,4	71,8	72,7	74,0	70,4	69,9	1,7	76,2	-0,6	-0,8	
14	Ägypten	56,1	48,7	44,3	41,8	51,9	62,3	1,6	77,8	10,4	20,0	
15	Usbekistan	58,7	59,3	58,8	51,6	52,1	53,0	1,3	79,1	0,9	1,8	
16	V. Arab. Emirate	56,0	55,6	55,8	61,9	54,1	47,6	1,2	80,3	-6,5	-12,0	
17	Argentinien	41,7	41,5	42,9	45,0	44,6	47,2	1,2	81,5	2,6	5,8	
18	Nigeria	36,1	40,3	43,7	41,2	43,0	44,3	1,1	82,6	1,2	2,9	
19	Niederlande	84,5	66,3	51,2	47,4	43,9	42,7	1,1	83,7	-1,2	-2,6	
20	Vereinigtes Königreich	38,5	38,7	41,3	42,0	42,3	40,9	1,0	84,7	-1,4	-3,4	
48	Deutschland	11,1	10,5	9,7	9,0	8,3	7,2	0,2	98,4	-1,1	-13,0	
	sonstige Länder [70]	600,3	608,7	585,5	581,8	596,8	605,7	15,1	100,0	8,8	1,5	
	Welt	3.431,1	3.495,0	3.586,5	3.621,8	3.795,3	3.999,7	100,0		204,4	5,4	
	Europa	276,3	258,2	256,5	253,2	253,7	243,5	6,1		-10,2	-4,0	
	GUS (+ GEO, UKR)	817,1	807,6	832,5	826,9	884,6	921,8	23,0		37,2	4,2	
	Afrika	202,3	200,9	202,7	208,1	230,5	248,8	6,2		18,3	7,9	
	Naher Osten	566,0	587,2	605,4	628,6	656,1	686,4	17,2		30,3	4,6	
	Austral-Asien	498,5	520,5	541,2	570,7	613,4	648,4	16,2		35,0	5,7	
	Nordamerika	887,8	935,2	968,9	960,1	978,1	1.075,9	26,9		97,8	10,0	
	Lateinamerika	183,1	185,5	179,2	174,3	179,0	175,0	4,4		-4,0	-2,2	
	OPEC	662,5	689,5	711,4	740,0	789,2	816,6	20,4		27,4	3,5	
	OPEC-Golf	498,0	520,0	540,6	563,4	595,1	618,7	15,5		23,6	4,0	
	OECD	1.216,4	1.251,7	1.298,9	1.307,7	1.352,5	1.458,1	36,5		105,7	7,8	
	EU-28	168,0	148,3	134,3	130,9	128,6	123,3	3,1		-5,3	-4,1	

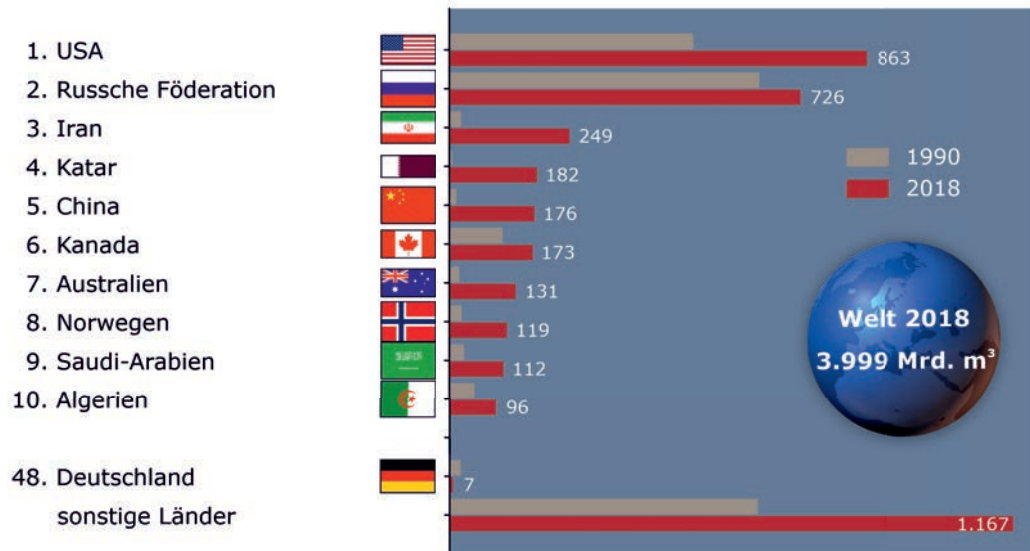


Abbildung A-14: Erdgasförderung – Top 10 Länder 1990 und 2018.

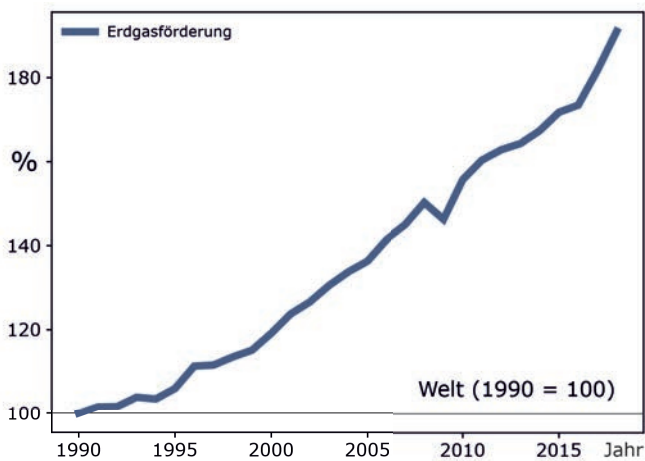


Abbildung A-15: Entwicklung der weltweiten Erdgasförderung 1990 bis 2018.



Tabelle A-19: Erdgasverbrauch 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	848,6	21,9	21,9
2	Russische Föderation	487,8	12,6	34,4
3	China	280,3	7,2	41,7
4	Iran	242,4	6,2	47,9
5	Japan	115,7	3,0	50,9
6	Saudi-Arabien	112,1	2,9	53,8
7	Kanada	102,4	2,6	56,4
8	Deutschland	85,0	2,2	58,6
9	Mexiko	81,2	2,1	60,7
10	Vereinigtes Königreich	76,2	2,0	62,7
11	V. Arab. Emirate	70,0	1,8	64,5
12	Italien	69,2	1,8	66,2
13	Ägypten	62,0	1,6	67,8
14	Indien	58,1	1,5	69,3
15	Korea, Rep.	55,9	1,4	70,8
16	Argentinien	50,5	1,3	72,1
17	Thailand	49,9	1,3	73,4
18	Türkei	49,6	1,3	74,6
19	Algerien	44,4	1,1	75,8
20	Pakistan	43,6	1,1	76,9
	sonstige Länder [90]	896,0	23,1	100,0
	Welt	3.880,9	100,0	
	Europa	522,9	13,5	
	GUS (+ GEO, UKR)	649,6	16,7	
	Afrika	145,7	3,8	
	Naher Osten	563,1	14,5	
	Austral-Asien	808,2	20,8	
	Nordamerika	1.032,3	26,6	
	Lateinamerika	159,3	4,1	
	OPEC	581,8	15,0	
	OPEC-Golf	497,6	12,8	
	OECD	1.767,6	45,5	
	EU-28	460,9	11,9	

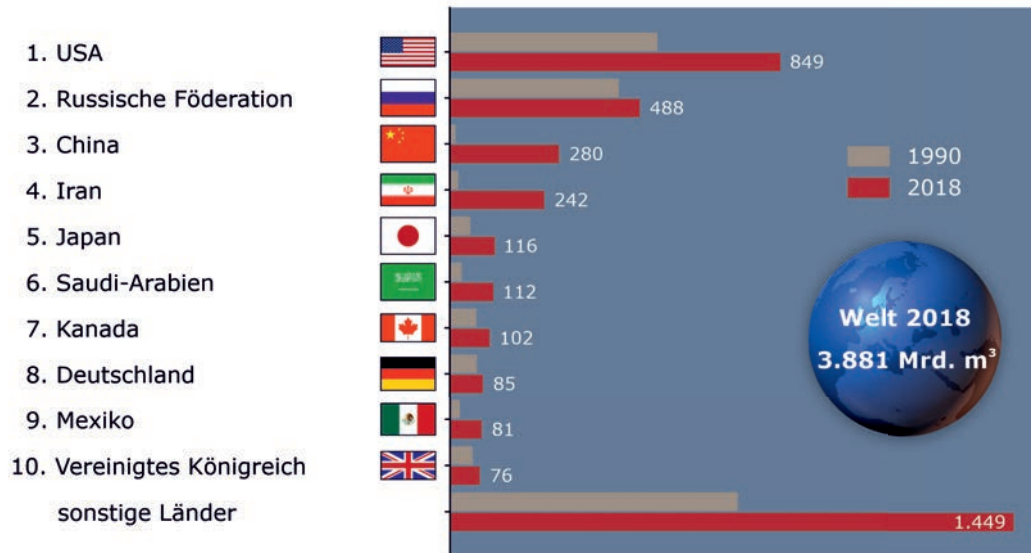


Abbildung A-16: Erdgasverbrauch – Top 10 Länder 1990 und 2018.

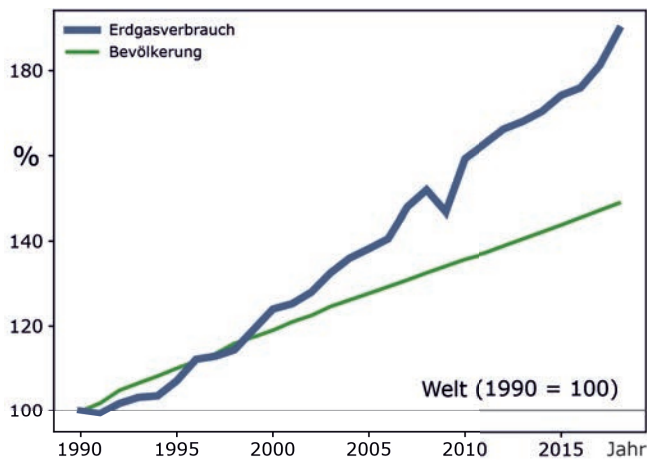


Abbildung A-17: Wachstum des weltweiten Erdgasverbrauches und der Weltbevölkerung 1990 bis 2018.



Tabelle A-20: Erdgasexport 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation	251,3	19,4	19,4
2	Katar	143,4	11,0	30,4
3	Norwegen	120,9	9,3	39,7
4	USA	102,2	7,9	47,6
5	Australien	90,7	7,0	54,6
6	Kanada	80,3	6,2	60,8
7	Turkmenistan	55,9	4,3	65,1
8	Niederlande	52,6	4,0	69,1
9	Algerien	51,4	4,0	73,1
10	Deutschland	40,3	3,1	76,2
11	Indonesien	35,6	2,7	78,9
12	Malaysia	32,8	2,5	81,5
13	Nigeria	28,6	2,2	83,7
14	Belgien	23,8	1,8	85,5
15	Trinidad und Tobago	17,7	1,4	86,9
16	Bolivien	17,0	1,3	88,2
17	Kasachstan	16,8	1,3	89,5
18	Oman	13,4	1,0	90,5
19	Iran	12,3	0,9	91,4
20	Myanmar	12,0	0,9	92,4
	sonstige Länder [26]	99,1	7,6	100,0
	Welt	1.298,2	100,0	
	Europa	267,9	20,6	
	GUS (+ GEO, UKR)	343,6	26,5	
	Afrika	95,6	7,4	
	Naher Osten	176,3	13,6	
	Austral-Asien	192,0	14,8	
	Nordamerika	182,5	14,1	
	Lateinamerika	40,4	3,1	
	OPEC	253,2	19,5	
	OPEC-Golf	162,9	12,5	
	OECD	541,1	41,7	
	EU-28	146,3	11,3	

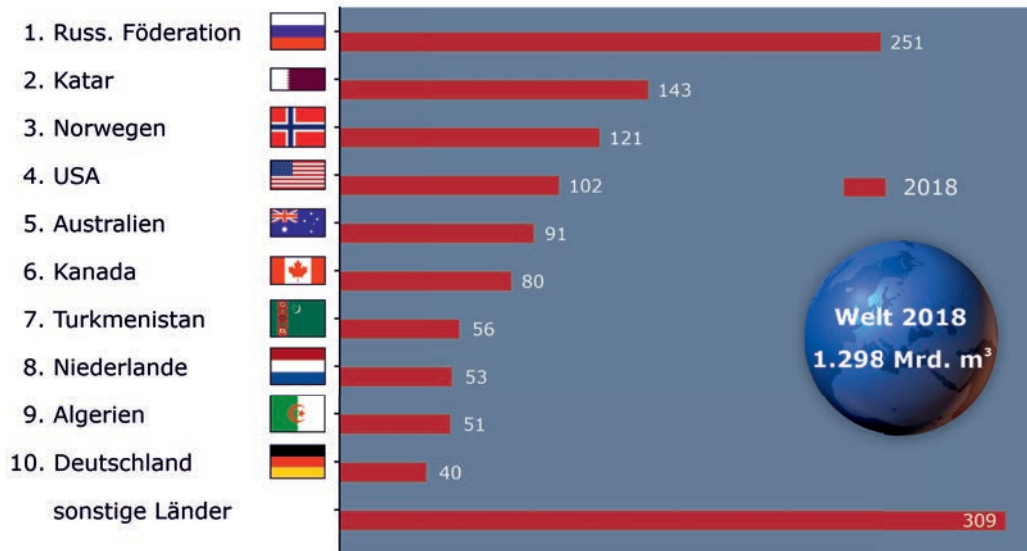


Abbildung A-18: Erdgasexport – Top 10 Länder 1990 und 2018.

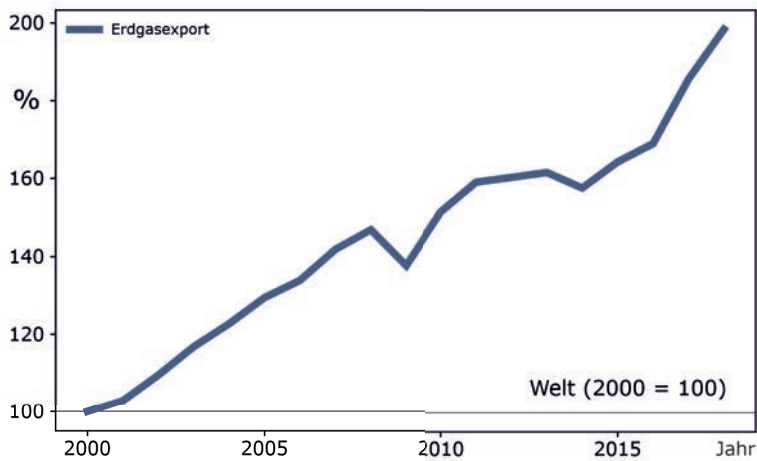


Abbildung A-19: Entwicklung der weltweiten Erdgasexporte 2000 bis 2018.



Tabelle A-21: Erdgasimport 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mrd. m ³]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	125,4	10,2	10,2
2	Deutschland	117,0	9,5	19,6
3	Japan	110,7	9,0	28,6
4	USA	81,8	6,6	35,2
5	Italien	67,9	5,5	40,7
6	Niederlande	59,0	4,8	45,5
7	Korea, Rep.	55,5	4,5	50,0
8	Mexiko	51,7	4,2	54,2
9	Türkei	50,4	4,1	58,3
10	Frankreich	49,3	4,0	62,3
11	Vereinigtes Königreich	47,2	3,8	66,1
12	Belgien	39,8	3,2	69,3
13	Spanien	34,8	2,8	72,1
14	Indien	28,7	2,3	74,5
15	V. Arab. Emirate	26,1	2,1	76,6
16	Taiwan	22,4	1,8	78,4
17	Kanada	21,3	1,7	80,1
18	Weißrussland	20,6	1,7	81,8
19	Polen	15,8	1,3	83,1
20	Brasilien	14,3	1,2	84,2
	sonstige Länder [50]	194,8	15,8	100,0
	Welt	1.234,5	100,0	
	Europa	548,9	44,5	
	GUS (+ GEO, UKR)	56,8	4,6	
	Afrika	11,0	0,9	
	Naher Osten	43,8	3,5	
	Austral-Asien	387,3	31,4	
	Nordamerika	154,8	12,5	
	Lateinamerika	31,9	2,6	
	OPEC	36,5	3,0	
	OPEC-Golf	36,5	3,0	
	OECD	872,9	70,7	
	EU-28	492,6	39,9	

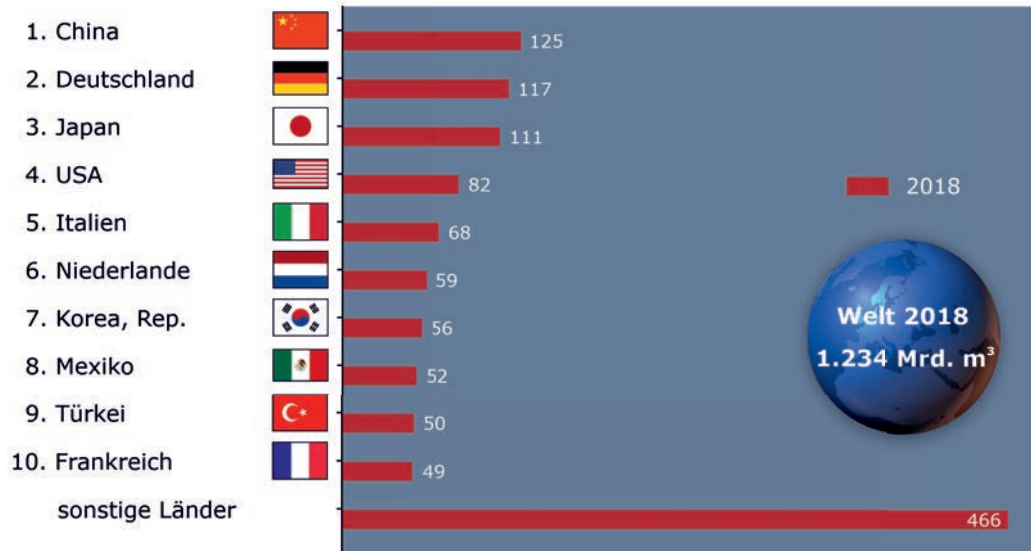


Abbildung A-20: Erdgasimport – Top 10 Länder 2018.

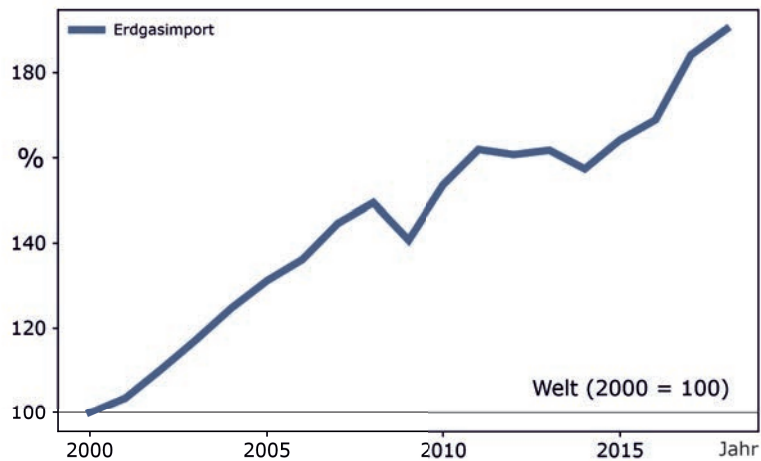


Abbildung A-21: Entwicklung der weltweiten Erdgasimporte 2000 bis 2018.



Tabelle A-22: Übersicht Hartkohle 2018 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Belgien	–	–	4.100	4.100
	Bulgarien	–	192	3.920	4.112
	Deutschland	2,8	–	82.965	82.965
	Frankreich	–	–	160	160
	Irland	–	14	26	40
	Italien	–	10	600	610
	Kroatien	–	–	4	4
	Montenegro	–	142	195	337
	Niederlande	–	497	2.750	3.247
	Norwegen	0,1	2	84	86
	Polen	63,6	21.067	161.189	182.257
	Portugal	–	3	k. A.	3
	Rumänien	–	11	2.435	2.446
	Schweden	–	1	4	5
	Serbien	0,1	402	453	855
	Slowakei	–	–	19	19
	Slowenien	–	56	39	95
	Spanien	2,2	868	3.363	4.231
	Tschechien	4,1	413	15.257	15.670
	Türkei	1,1	550	786	1.337
Ungarn	–	276	5.075	5.351	
Vereinigtes Königreich	2,6	26	186.700	186.726	
GUS (+ GEO, UKR)	Armenien	–	163	154	317
	Georgien	–	201	700	901
	Kasachstan	111,9	25.605	123.090	148.695
	Kirgisistan	0,3	971	27.528	28.499
	Russische Föderation	352,6	71.719	1.117.389	1.189.108
	Tadschikistan	1,9	375	3.700	4.075
	Turkmenistan	–	–	800	800
	Ukraine	33,3	32.039	49.006	81.045
	Usbekistan	0,1	1.375	9.477	10.852
AFRIKA	Ägypten	–	16	166	182
	Algerien	–	59	164	223
	Botsuana	2,5	1.660	56.300	57.960



Fortsetzung Tabelle A-22
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AFRIKA	Eswatini	0,2	144	4.500	4.644
	Kongo, DR	–	88	900	988
	Madagaskar	–	–	150	150
	Malawi	0,1	2	800	802
	Marokko	–	14	82	96
	Mosambik	15,2	1.792	30.528	32.321
	Namibia	–	–	350	350
	Niger	0,2	–	90	90
	Nigeria	0,4	287	1.857	2.144
	Sambia	1,0	45	900	945
	Simbabwe	3,3	502	25.000	25.502
	Südafrika	253,3	9.893	203.667	213.560
	Tansania	0,6	269	1.141	1.410
	Uganda	–	–	800	800
	Iran	1,8	1.203	40.000	41.203
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	2,4	66	k. A.	66
	Australien	452,8	72.571	1.550.972	1.623.543
	Bangladesch	0,9	293	2.967	3.260
	Bhutan	0,2	k. A.	k. A.	k. A.
	China	3.530,0	133.467	5.321.722	5.455.189
	Indien	730,3	100.858	170.881	271.739
	Indonesien	497,8	28.163	72.819	100.982
	Japan	1,0	340	13.543	13.883
	Korea, DVR	20,0	600	10.000	10.600
	Korea, Rep.	1,2	326	1.360	1.686
	Laos	0,1	4	58	62
	Malaysia	2,7	148	840	988
	Mongolei	47,6	1.170	39.854	41.024
	Myanmar	0,7	3	248	252
	Nepal	< 0,05	1	7	8
	Neukaledonien	–	2	k. A.	2
	Neuseeland	2,9	825	2.350	3.175
	Pakistan	3,3	207	5.789	5.996
	Papua-Neuguinea	–	–	11	11



Fortsetzung Tabelle A-22
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Philippinen	13,1	215	1.074	1.289
	Taiwan	–	1	101	102
	Vietnam	42,0	3.116	3.519	6.635
N-AMERIKA	Grönland	–	183	200	383
	Kanada	46,9	4.346	183.260	187.606
	Mexiko	6,8	1.160	3.000	4.160
	USA	634,2	219.534	6.459.327	6.678.861
LATEINAMERIKA	Argentinien	< 0,05	500	300	800
	Bolivien	–	1	k. A.	1
	Brasilien	3,6	1.547	4.665	6.212
	Chile	2,3	1.181	4.135	5.316
	Costa Rica	–	–	17	17
	Kolumbien	84,3	4.554	9.928	14.482
	Peru	0,2	102	1.465	1.567
	Venezuela	0,2	731	5.981	6.712
	Welt	6.982,7	749.166	16.189.759	16.938.926
	Europa	76,6	24.531	470.125	494.656
	GUS (+ GEO, UKR)	500,1	132.446	1.331.845	1.464.291
	Afrika	276,8	14.770	327.395	342.165
	Naher Osten	1,8	1.203	40.000	41.203
	Austral-Asien	5.349,0	342.377	7.198.116	7.540.494
	Nordamerika	687,9	225.223	6.645.787	6.871.010
	Lateinamerika	90,6	8.616	26.491	35.107
	Antarktis ¹	–	–	150.000	150.000
	OPEC	2,3	2.279	48.002	50.281
	OPEC-Golf	1,8	1.203	40.000	41.203
	OECD	1.224,6	324.251	8.681.265	9.005.515
	EU-28	75,2	23.435	468.606	492.041

¹ Die Exploration und Produktion von Rohstoffen ist in der Antarktis völkerrechtlich untersagt

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen



Tabelle A-23: Hartkohleressourcen 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.459.327	39,9	39,9
2	China	5.321.722	32,9	72,8
3	Australien	1.550.972	9,6	82,3
4	Russische Föderation ¹	1.117.389	6,9	89,3
5	Südafrika	203.667	1,3	90,5
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,2	91,7
7	Kanada	183.260	1,1	92,8
8	Indien	170.881	1,1	93,8
9	Polen	161.189	1,0	94,8
10	Kasachstan	123.090	0,8	95,6
11	Deutschland	82.965	0,5	96,1
12	Indonesien	72.819	0,4	96,6
13	Botsuana	56.300	0,3	96,9
14	Ukraine ¹	49.006	0,3	97,2
15	Iran	40.000	0,2	97,5
16	Mongolei ¹	39.854	0,2	97,7
17	Mosambik	30.528	0,2	97,9
18	Kirgisistan	27.528	0,2	98,1
19	Simbabwe	25.000	0,2	98,2
20	Tschechien ¹	15.257	0,1	98,3
	sonstige Länder [59]	272.304	1,7	100,0
	Welt	16.189.759	100,0	
	Europa	470.125	2,9	
	GUS (+ GEO, UKR)	1.331.845	8,2	
	Afrika	327.395	2,0	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	7.198.116	44,5	
	Nordamerika	6.645.787	41,0	
	Lateinamerika	26.491	0,2	
	Antarktis ²	150.000	0,9	
	OPEC	48.002	0,3	
	OPEC-Golf	40.000	0,2	
	OECD	8.681.265	53,6	
	EU-28	468.606	2,9	

¹ Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

² Die Exploration und Produktion von Rohstoffen ist in der Antarktis völkerrechtlich untersagt

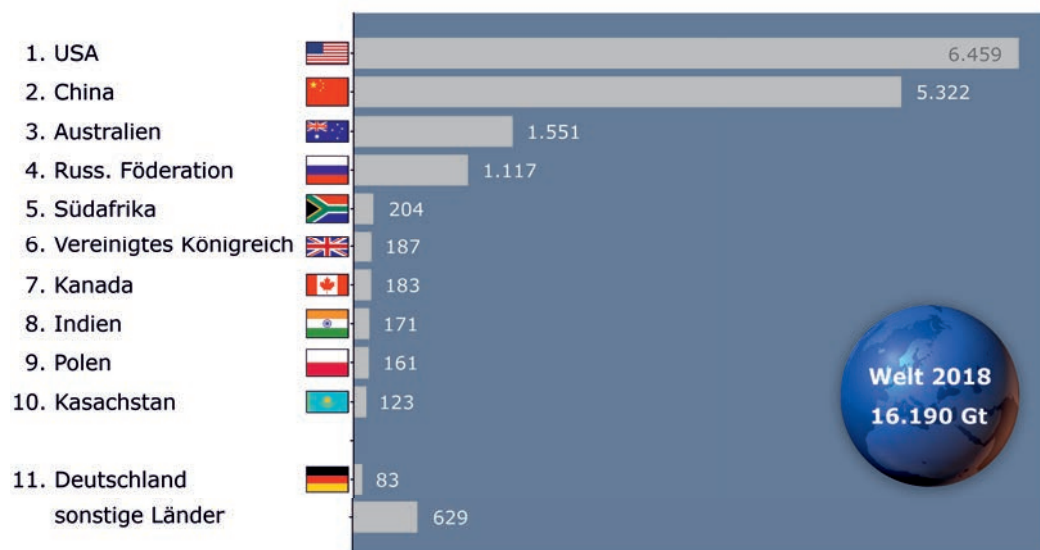


Abbildung A-22: Hartkohleressourcen 2018.



Tabelle A-24: Hartkohlereserven 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	219.534	29,3	29,3
2	China	133.467	17,8	47,1
3	Indien	100.858	13,5	60,6
4	Australien	72.571	9,7	70,3
5	Russische Föderation ¹	71.719	9,6	79,8
6	Ukraine ¹	32.039	4,3	84,1
7	Indonesien	28.163	3,8	87,9
8	Kasachstan	25.605	3,4	91,3
9	Polen	21.067	2,8	94,1
10	Südafrika	9.893	1,3	95,4
11	Kolumbien	4.554	0,6	96,0
12	Kanada	4.346	0,6	96,6
13	Vietnam	3.116	0,4	97,0
14	Mosambik	1.792	0,2	97,3
15	Botsuana	1.660	0,2	97,5
16	Brasilien	1.547	0,2	97,7
17	Usbekistan	1.375	0,2	97,9
18	Iran	1.203	0,2	98,0
19	Chile	1.181	0,2	98,2
20	Mongolei ¹	1.170	0,2	98,4
	sonstige Länder [50]	12.306	1,6	100,0
	Welt	749.166	100,0	
	Europa	24.531	3,3	
	GUS (+ GEO, UKR)	132.446	17,7	
	Afrika	14.770	2,0	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	342.377	45,7	
	Nordamerika	225.223	30,1	
	Lateinamerika	8.616	1,2	
	OPEC	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	OECD	324.251	43,3	
	EU-28	23.435	3,1	

¹ Hartkohlereserven umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

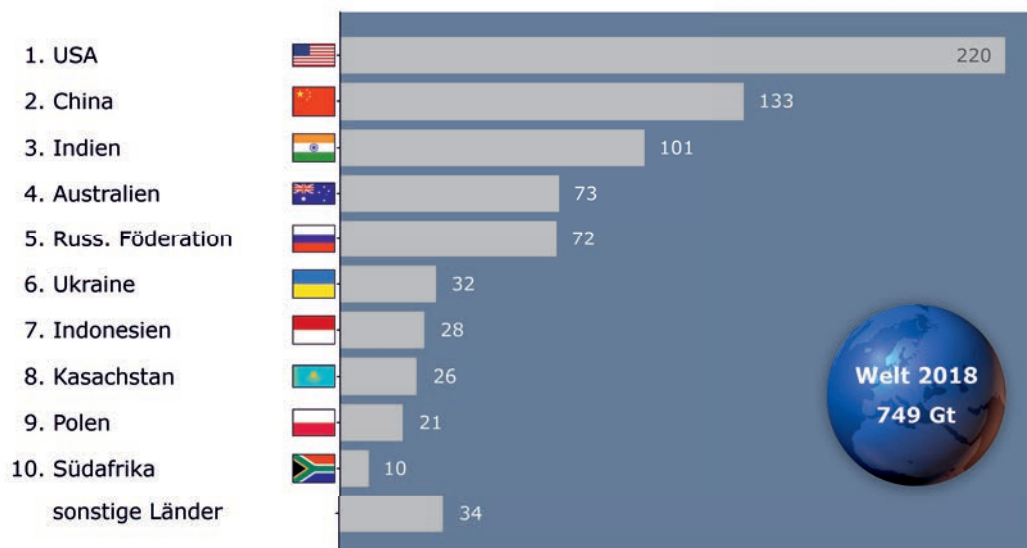


Abbildung A-23: Hartkohlereserven 2018.



Tabelle A-25: Hartkohleförderung 2013 bis 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Anteil [%]		Veränderung	
		[Mt]						Land	kum.	2017/2018	[%]
1	China	3.601,5	3.495,2	3.423,2	3.268,0	3.380,0	3.530,0	50,6	50,6	150,0	4,4
2	Indien	565,8	609,2	639,2	657,9	675,4	730,3	10,5	61,0	54,9	8,1
3	USA	823,4	835,1	749,4	596,1	641,3	634,2	9,1	70,1	-7,1	-1,1
4	Indonesien	430,0	410,8	401,6	396,2	401,2	497,8	7,1	77,2	96,5	24,1
5	Australien	411,3	441,5	440,0	443,4	435,9	452,8	6,5	83,7	16,9	3,9
6	Russische Föderation ¹	279,0	287,0	300,1	312,0	333,9	352,6	5,0	88,8	18,7	5,6
7	Südafrika	256,6	261,9	252,2	250,6	252,3	253,3	3,6	92,4	1,0	0,4
8	Kasachstan	112,9	107,7	101,8	97,3	106,2	111,9	1,6	94,0	5,7	5,4
9	Kolumbien	86,0	88,9	86,6	91,1	91,1	84,3	1,2	95,2	-6,8	-7,4
10	Polen	77,1	73,3	72,7	70,8	66,0	63,6	0,9	96,1	-2,4	-3,6
11	Mongolei ¹	27,0	18,1	18,2	28,4	42,7	47,6	0,7	96,8	4,9	11,5
12	Kanada	59,9	60,9	53,5	51,4	51,5	46,9	0,7	97,5	-4,6	-9,0
13	Vietnam	41,0	41,1	41,7	38,7	38,4	42,0	0,6	98,1	3,6	9,5
14	Ukraine ¹	83,4	65,0	39,7	40,9	34,9	33,3	0,5	98,5	-1,6	-4,7
15	Korea, DVR ²	31,6	34,0	34,0	34,0	20,0	20,0	0,3	98,8	0,0	0,0
16	Mosambik	5,9	6,3	6,6	6,2	11,8	15,2	0,2	99,0	3,5	29,4
17	Philippinen	7,2	8,4	8,2	12,1	13,3	13,1	0,2	99,2	-0,2	-1,8
18	Mexiko	13,1	13,5	7,5	8,2	7,5	6,8	0,1	99,3	-0,8	-10,0
19	Tschechien ¹	8,6	8,3	7,6	6,1	4,9	4,1	0,1	99,4	-0,8	-15,6
20	Brasilien	-	4,5	4,5	3,5	3,3	3,6	0,1	99,4	0,2	7,2
24	Deutschland	8,3	8,3	6,6	4,1	3,8	2,8	< 0,05	99,6	-1,1	-28,0
	sonstige Länder [32]	51,7	52,6	44,6	35,6	38,0	36,7	0,5	100,0	-1,3	-3,5
	Welt	6.981,1	6.931,8	6.739,5	6.452,4	6.653,5	6.982,7	100,0		329,2	4,9
	Europa	117,6	109,5	101,4	89,2	82,1	76,6	1,1		-5,5	-6,7
	GUS (+ GEO, UKR)	476,4	461,0	443,7	452,3	477,6	500,1	7,2		22,6	4,7
	Afrika	268,0	277,2	266,5	262,8	271,6	276,8	4,0		5,2	1,9
	Naher Osten	0,9	1,4	1,5	1,5	1,5	1,8	< 0,05		0,3	16,7
	Austral-Asien	5.130,7	5.073,4	5.020,7	4.893,1	5.022,7	5.349,0	76,6		326,2	6,5
	Nordamerika	896,4	909,5	810,4	655,6	700,3	687,9	9,9		-12,5	-1,8
	Lateinamerika	91,0	99,8	95,3	97,9	97,6	90,6	1,3		-7,0	-7,2
	OPEC	3,3	3,8	2,4	3,0	2,3	2,3	< 0,05		0,0	0,2
	OPEC-Golf	0,9	1,4	1,5	1,5	1,5	1,8	< 0,05		0,3	16,7
	OECD	1.432,7	1.471,1	1.360,9	1.196,2	1.226,2	1.224,6	17,5		-1,6	-0,1
	EU-28	113,6	105,9	98,7	86,9	80,7	75,2	1,1		-5,5	-6,8

¹ Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

² Daten vorläufig

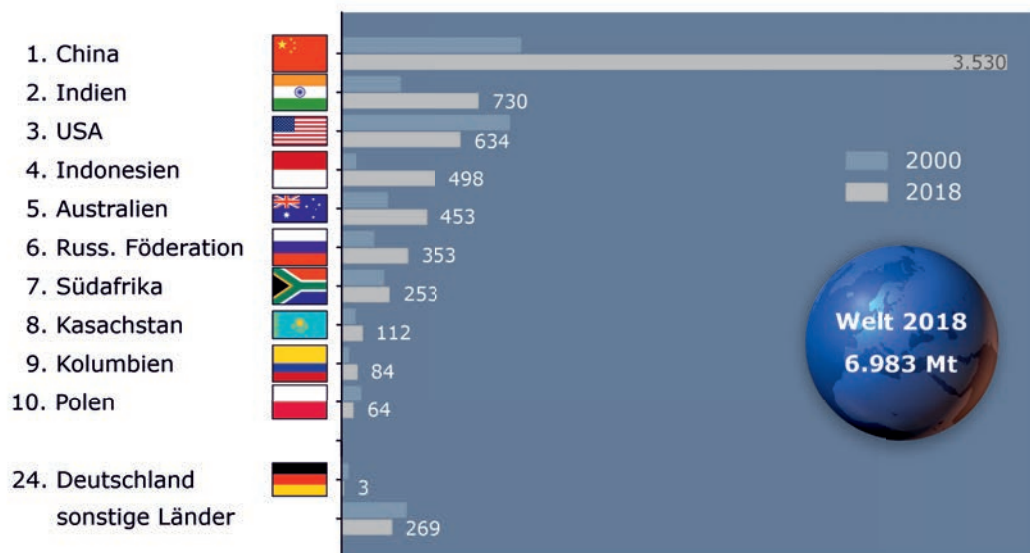


Abbildung A-24: Hartkohleförderung – Top 10 Länder 2000 und 2018.

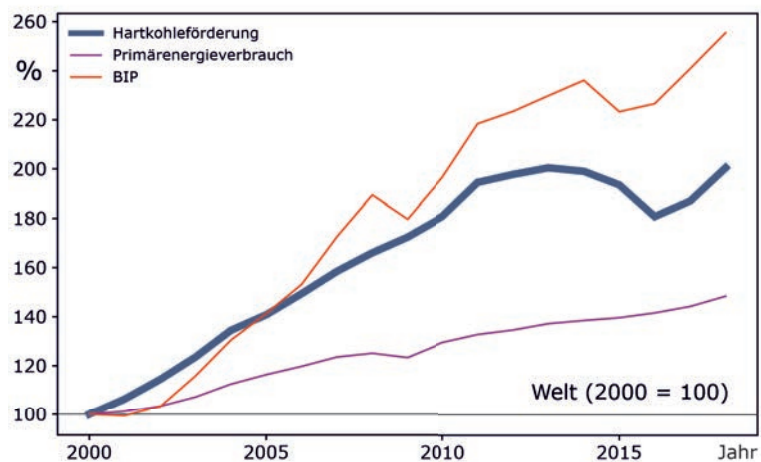


Abbildung A-25: Entwicklung der weltweiten Hartkohleförderung, des Primärenergieverbrauches und des Bruttonationalproduktes (BIP) 2000 bis 2018.



Tabelle A-26: Hartkohleverbrauch 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.806,3	54,4	54,4
2	Indien	964,1	13,8	68,2
3	USA	534,7	7,6	75,9
4	Japan	190,3	2,7	78,6
5	Südafrika	175,3	2,5	81,1
6	Russische Föderation	175,2	2,5	83,6
7	Korea, Rep.	149,9	2,1	85,8
8	Kasachstan	89,6	1,3	87,1
9	Polen	78,3	1,1	88,2
10	Indonesien	74,2	1,1	89,2
11	Taiwan	67,0	1,0	90,2
12	Australien	66,4	1,0	91,1
13	Vietnam	62,4	0,9	92,0
14	Ukraine	54,6	0,8	92,8
15	Deutschland	46,9	0,7	93,5
16	Türkei	39,5	0,6	94,1
17	Malaysia	36,4	0,5	94,6
18	Philippinen	34,2	0,5	95,1
19	Brasilien	24,6	0,4	95,4
20	Thailand	23,7	0,3	95,8
	sonstige Länder [91]	296,9	4,2	100,0
	Welt	6.990,5	100,0	
	Europa	275,7	3,9	
	GUS (+ GEO, UKR)	325,2	4,7	
	Afrika	201,3	2,9	
	Naher Osten	13,3	0,2	
	Austral-Asien	5.553,9	79,4	
	Nordamerika	574,3	8,2	
	Lateinamerika	46,8	0,7	
	OPEC	5,5	0,1	
	OPEC-Golf	5,1	0,1	
	OECD	1.275,1	18,2	
	EU-28	233,0	3,3	

¹ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

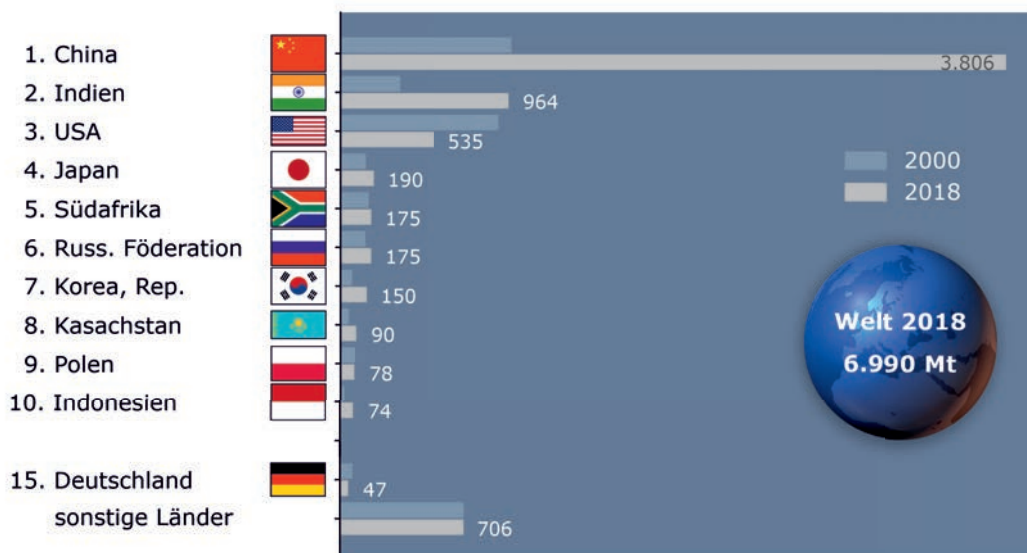


Abbildung A-26: Hartkohleverbrauch – Top 10 Länder 2000 und 2018.

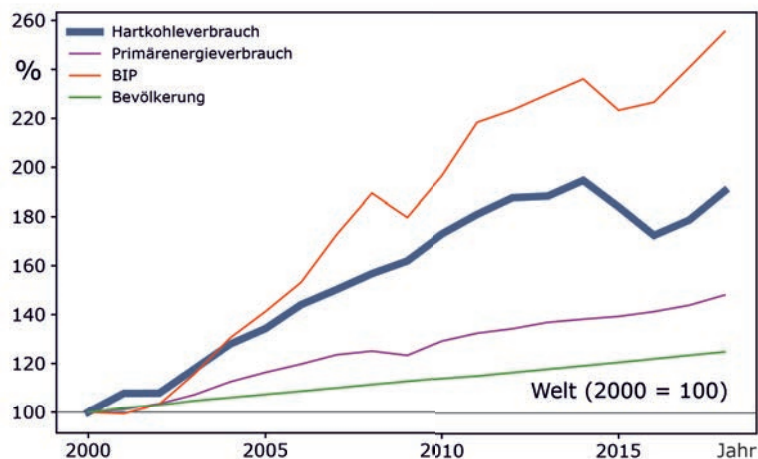


Abbildung A-27: Entwicklung des weltweiten Hartkohleverbrauches, des Primärenergieverbrauches, des Bruttonationalproduktes (BIP) und der Weltbevölkerung 2000 bis 2018.



Tabelle A-27: Hartkohleexport 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Indonesien	429,1	30,4	30,4
2	Australien	386,5	27,4	57,7
3	Russische Föderation	199,5	14,1	71,9
4	USA	104,9	7,4	79,3
5	Kolumbien	81,9	5,8	85,1
6	Südafrika	81,0	5,7	90,8
7	Mongolei	36,7	2,6	93,4
8	Kanada	30,9	2,2	95,6
9	Kasachstan	23,1	1,6	97,2
10	Mosambik	13,5	1,0	98,2
11	Philippinen	5,2	0,4	98,6
12	Polen	5,0	0,4	98,9
13	China	4,9	0,3	99,3
14	Vietnam	2,4	0,2	99,4
15	Tschechien	1,9	0,1	99,6
16	Indien	1,4	0,1	99,7
17	Neuseeland	1,3	0,1	99,8
18	Vereinigtes Königreich	0,6	< 0,05	99,8
19	Peru	0,6	< 0,05	99,8
20	Chile	0,6	< 0,05	99,9
23	Deutschland	0,2	< 0,05	100,0
	sonstige Länder [6]	1,3	0,1	100,0
	Welt	1.412,6	100,0	
	Europa	8,1	0,6	
	GUS (+ GEO, UKR)	222,7	15,8	
	Afrika	94,5	6,7	
	Naher Osten	0,2	< 0,05	
	Austral-Asien	867,9	61,4	
	Nordamerika	135,8	9,6	
	Lateinamerika	83,3	5,9	
	OPEC	0,3	< 0,05	
	OPEC-Golf	0,2	< 0,05	
	OECD	532,4	37,7	
	EU-28	8,0	0,6	

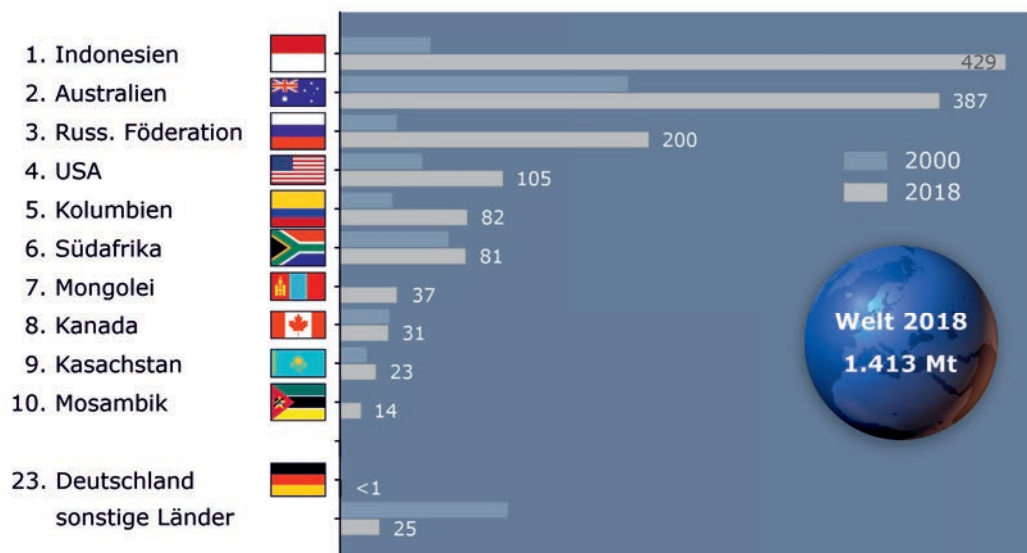


Abbildung A-28: Hartkohleexport – Top 10 Länder 2000 und 2018.

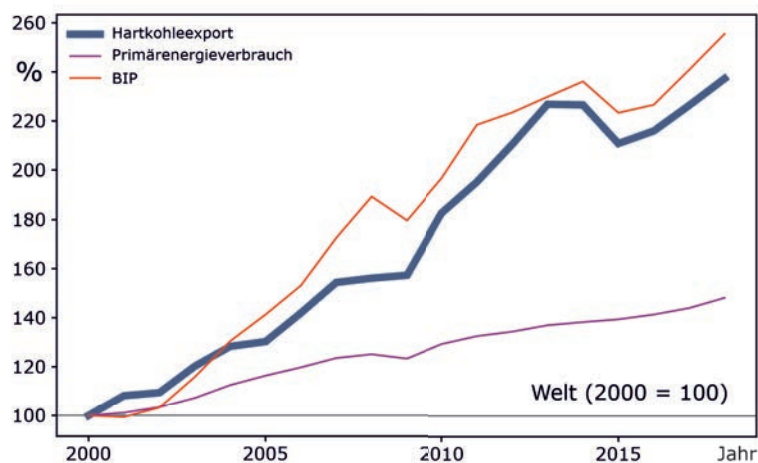


Abbildung A-29: Entwicklung der weltweiten Hartkohleexporte, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes 2000 bis 2018.



Tabelle A-28: Hartkohleimport 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	281,2	19,8	19,8
2	Indien	235,2	16,5	36,3
3	Japan	189,3	13,3	49,6
4	Korea, Rep.	148,7	10,5	60,1
5	Taiwan	66,5	4,7	64,8
6	Deutschland	44,4	3,1	67,9
7	Türkei	38,3	2,7	70,6
8	Malaysia	34,3	2,4	73,0
9	Philippinen	26,3	1,8	74,9
10	Thailand	24,7	1,7	76,6
11	Vietnam	22,7	1,6	78,2
12	Russische Föderation	22,1	1,6	79,7
13	Ukraine	21,4	1,5	81,2
14	Brasilien	21,0	1,5	82,7
15	Polen	19,7	1,4	84,1
16	Pakistan	15,9	1,1	85,2
17	Spanien	15,1	1,1	86,3
18	Italien	14,1	1,0	87,3
19	Frankreich	13,5	0,9	88,2
20	Niederlande	13,1	0,9	89,1
	sonstige Länder [77]	154,3	10,9	100,0
	Welt	1.421,8	100,0	
	Europa	206,7	14,5	
	GUS (+ GEO, UKR)	47,7	3,4	
	Afrika	20,7	1,5	
	Naher Osten	11,8	0,8	
	Austral-Asien	1.073,4	75,5	
	Nordamerika	22,3	1,6	
	Lateinamerika	39,3	2,8	
	OPEC	3,5	0,2	
	OPEC-Golf	3,5	0,2	
	OECD	582,4	41,0	
	EU-28	165,3	11,6	

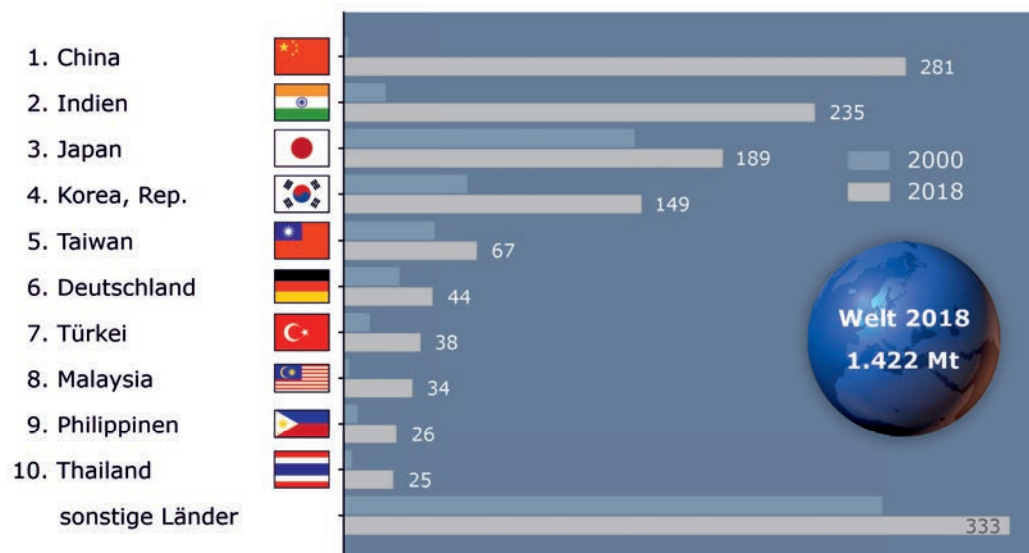


Abbildung A-30: Hartkohleimport – Top 10 Länder 2000 und 2018.

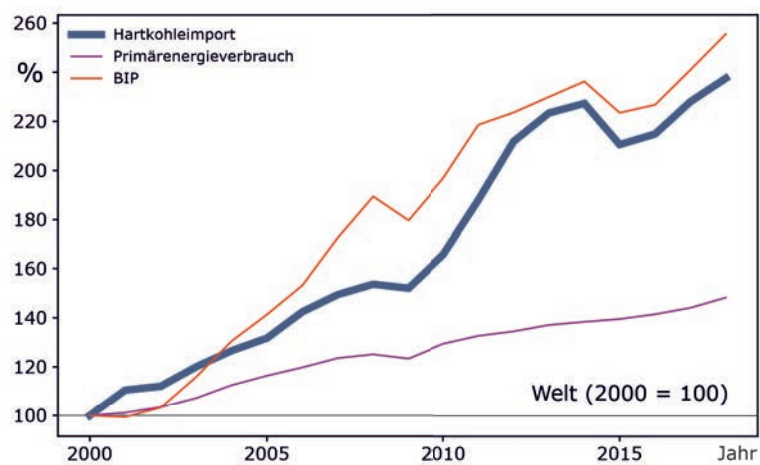


Abbildung A-31: Entwicklung der weltweiten Hartkohleimporte, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes (BIP) 2000 bis 2018.



Tabelle A-29: Übersicht Weichbraunkohle 2018 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	0,4	522	205	727
	Bosnien & Herzegowina	14,0	2.264	3.010	5.274
	Bulgarien	30,3	2.174	2.400	4.574
	Deutschland	166,3	35.900	36.500	72.400
	Frankreich	–	k. A.	114	114
	Griechenland	36,1	2.876	3.554	6.430
	Italien	–	7	22	29
	Kosovo	7,2	1.564	9.262	10.826
	Kroatien	–	k. A.	41	41
	Mazedonien	5,0	332	300	632
	Montenegro	1,6	k. A.	k. A.	k. A.
	Österreich	–	–	333	333
	Polen	58,6	5.865	222.394	228.259
	Portugal	–	33	33	66
	Rumänien	23,6	280	9.640	9.920
	Serbien	37,5	7.112	13.074	20.186
	Slowakei	1,5	135	938	1.073
	Slowenien	3,2	315	341	656
	Spanien	–	319	k. A.	319
	Tschechien	39,2	2.514	7.070	9.584
Türkei	85,0	10.975	5.284	16.259	
Ungarn	7,9	2.633	2.704	5.337	
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000	
GUS (+ GEO, UKR)	Georgien	0,1	–	–	–
	Kasachstan	6,6	k. A.	k. A.	k. A.
	Kirgisistan	2,0	k. A.	k. A.	k. A.
	Russische Föderation	80,0	90.447	541.353	631.800
	Tadschikistan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
	Ukraine	0,2	2.336	5.381	7.717
	Usbekistan	4,0	k. A.	k. A.	k. A.
Weißrussland	–	–	1.500	1.500	



Fortsetzung Tabelle A-29
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AFRIKA	Äthiopien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.
	Madagaskar	–	–	37	37
	Mali	–	–	3	3
	Marokko	–	–	40	40
	Niger	–	6	k. A.	6
	Nigeria	–	57	320	377
	Sierra Leone	–	–	2	2
	Zentralafrikanische Rep.	–	3	k. A.	3
AUSTRAL-ASIEN	Australien	45,1	76.508	403.382	479.890
	Bangladesch	–	–	3	3
	China	150,0	8.128	324.068	332.196
	Indonesien	60,0	11.728	27.998	39.726
	Japan	–	10	1.026	1.036
	Korea, DVR	6,0	k. A.	k. A.	k. A.
	Laos	15,9	499	22	521
	Malaysia	–	78	817	896
	Mongolei	7,0	1.350	119.426	120.776
	Myanmar	0,2	3	2	5
	Neuseeland	0,3	6.750	4.600	11.350
	Pakistan	1,2	2.857	176.739	179.596
	Philippinen	–	146	842	988
	Thailand	14,9	1.063	826	1.889
	Vietnam	–	244	199.876	200.120
N-AMERIKA	Kanada	7,7	2.236	118.270	120.506
	Mexiko	–	51	k. A.	51
	USA	51,7	30.003	1.368.102	1.398.105
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	7.300	7.300
	Brasilien	1,4	5.049	12.587	17.636
	Chile	–	k. A.	7	7
	Dominikanische Rep.	–	–	84	84
	Ecuador	–	24	k. A.	24
	Haiti	–	–	40	40
	Peru	–	–	100	100



Fortsetzung Tabelle A-29
[Mt]

Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
Welt	1.017,2	320.468	3.671.943	3.992.411
Europa	517,4	75.821	318.218	394.039
GUS (+ GEO, UKR)	93,0	92.783	548.234	641.016
Afrika	< 0,05	66	402	468
Naher Osten	–	–	–	–
Austral-Asien	345,9	114.436	1.298.599	1.413.035
Nordamerika	59,5	32.290	1.486.372	1.518.662
Lateinamerika	1,4	5.073	20.118	25.191
OPEC	–	81	320	401
OPEC-Golf	–	–	–	–
OECD	502,7	177.131	2.175.673	2.352.804
EU-28	366,7	53.051	287.084	340.135

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen



Tabelle A-30: Weichbraunkohleressourcen 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.368.102	37,3	37,3
2	Russische Föderation ¹	541.353	14,7	52,0
3	Australien	403.382	11,0	63,0
4	China	324.068	8,8	71,8
5	Polen	222.394	6,1	77,9
6	Vietnam	199.876	5,4	83,3
7	Pakistan	176.739	4,8	88,1
8	Mongolei ¹	119.426	3,3	91,4
9	Kanada	118.270	3,2	94,6
10	Indien	38.971	1,1	95,7
11	Deutschland	36.500	1,0	96,7
12	Indonesien	27.998	0,8	97,4
13	Serbien	13.074	0,4	97,8
14	Brasilien	12.587	0,3	98,1
15	Rumänien	9.640	0,3	98,4
16	Kosovo	9.262	0,3	98,6
17	Argentinien	7.300	0,2	98,8
18	Tschechien ¹	7.070	0,2	99,0
19	Ukraine	5.381	0,1	99,2
20	Türkei	5.284	0,1	99,3
	sonstige Länder [32]	25.265	0,7	100,0
	Welt	3.671.943	100,0	
	Europa	318.218	8,7	
	GUS (+ GEO, UKR)	548.234	14,9	
	Afrika	402	< 0,05	
	Austral-Asien	1.298.599	35,4	
	Nordamerika	1.486.372	40,5	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC	320	< 0,05	
	OECD	2.175.673	59,3	
	EU-28	287.084	7,8	

¹ Weichbraunkohleressourcen enthalten auch Hartbraunkohlen

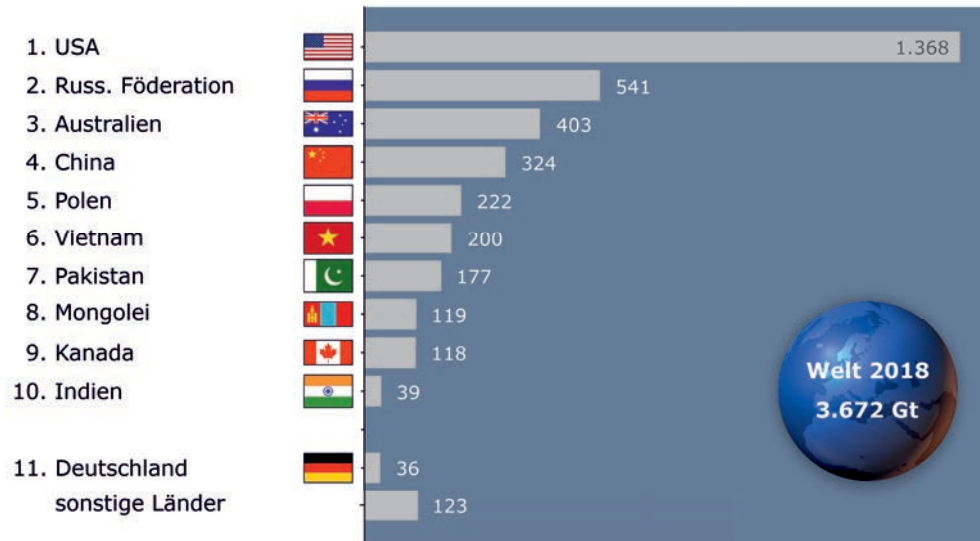


Abbildung A-32: Weichbraunkohleressourcen – Top 10 Länder 2018.



Tabelle A-31: Weichbraunkohlereserven 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation ¹	90.447	28,2	28,2
2	Australien	76.508	23,9	52,1
3	Deutschland	35.900	11,2	63,3
4	USA	30.003	9,4	72,7
5	Indonesien	11.728	3,7	76,3
6	Türkei	10.975	3,4	79,7
7	China	8.128	2,5	82,3
8	Serbien	7.112	2,2	84,5
9	Neuseeland	6.750	2,1	86,6
10	Polen	5.865	1,8	88,4
11	Indien	5.073	1,6	90,0
12	Brasilien	5.049	1,6	91,6
13	Griechenland	2.876	0,9	92,5
14	Pakistan	2.857	0,9	93,4
15	Ungarn	2.633	0,8	94,2
16	Tschechien ¹	2.514	0,8	95,0
17	Ukraine	2.336	0,7	95,7
18	Bosnien & Herzegowina ¹	2.264	0,7	96,4
19	Kanada	2.236	0,7	97,1
20	Bulgarien	2.174	0,7	97,8
	sonstige Länder [22]	7.041	2,2	100,0
	Welt	320.468	100,0	
	Europa	75.821	23,7	
	GUS (+ GEO, UKR)	92.783	29,0	
	Afrika	66	< 0,05	
	Austral-Asien	114.436	35,7	
	Nordamerika	32.290	10,1	
	Lateinamerika	5.073	1,6	
	OPEC	81	< 0,05	
	OECD	177.131	55,3	
	EU-28	53.051	16,6	

¹ Weichbraunkohlereserven enthalten auch Hartbraunkohlen

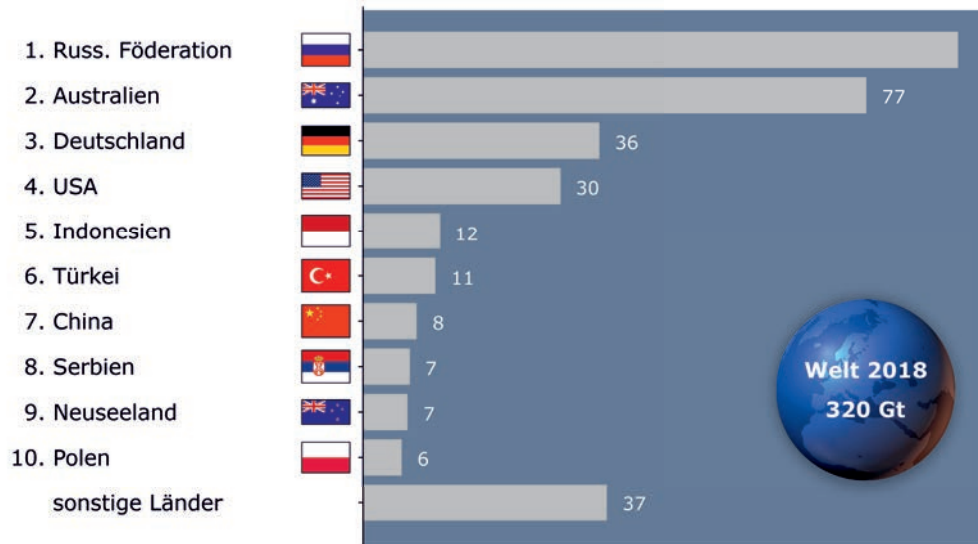


Abbildung A-33: Weichbraunkohlereserven – Top 10 Länder 2018.



Tabelle A-32: Weichbraunkohleförderung 2013 bis 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Anteil [%]		Veränderung	
								Land	kum.	2017/2018	[%]
					[Mt]						
1	Deutschland	183,0	178,2	178,1	171,5	171,3	166,3	16,3	16,3	-5,0	-2,9
2	China	147,0	145,0	140,0	140,0	145,0	150,0	14,7	31,1	5,0	3,4
3	Türkei	57,5	62,6	56,1	70,2	71,5	85,0	8,4	39,4	13,5	18,9
4	Russische Föderation ¹	73,0	70,0	73,2	73,7	75,0	80,0	7,9	47,3	5,0	6,7
5	Indonesien ¹	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	5,9	53,2	0,0	0,0
6	Polen	65,8	63,9	63,1	60,2	61,2	58,6	5,8	59,0	-2,6	-4,2
7	USA	70,1	72,1	64,3	64,7	61,4	51,7	5,1	64,1	-9,6	-15,7
8	Indien	44,3	48,3	43,8	45,2	46,7	45,3	4,5	68,5	-1,3	-2,8
9	Australien	59,9	58,0	61,0	59,8	56,1	45,1	4,4	72,9	-11,0	-19,7
10	Tschechien ¹	40,6	38,3	38,3	38,6	39,3	39,2	3,9	76,8	-0,1	-0,3
11	Serbien ¹	40,1	29,7	37,7	38,4	39,8	37,5	3,7	80,5	-2,3	-5,7
12	Griechenland	53,9	50,8	46,2	32,6	37,7	36,1	3,6	84,0	-1,6	-4,2
13	Bulgarien ²	26,5	31,3	35,9	31,2	34,4	30,3	3,0	87,0	-4,1	-12,0
14	Rumänien ¹	24,7	23,6	25,5	23,0	25,7	23,6	2,3	89,3	-2,0	-7,9
15	Laos	0,4	< 0,05	4,5	13,1	13,4	15,9	1,6	90,9	2,5	18,3
16	Thailand	18,1	18,0	15,2	17,0	16,3	14,9	1,5	92,4	-1,4	-8,7
17	Bosnien & Herzegowina ¹	11,8	11,7	12,2	13,6	13,8	14,0	1,4	93,7	0,2	1,8
18	Ungarn ¹	9,6	9,6	9,3	9,2	8,0	7,9	0,8	94,5	-0,1	-0,9
19	Kanada	9,0	8,5	8,4	10,0	9,4	7,7	0,8	95,3	-1,6	-17,4
20	Kosovo	8,2	7,2	8,2	8,8	7,6	7,2	0,7	96,0	-0,4	-5,3
	sonstige Länder [18]	50,9	45,0	42,6	41,5	40,2	40,8	4,0	100,0	0,6	1,4
	Welt	1.059,3	1.031,7	1.023,4	1.022,6	1.033,6	1.017,2	100,0		-16,4	-1,6
	Europa	536,2	520,2	523,6	509,3	522,1	517,4	50,9		-4,7	-0,9
	GUS (+ GEO, UKR)	85,5	83,2	84,9	85,3	87,1	93,0	9,1		5,8	6,7
	Afrika	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05		0,0	0,0
	Austral-Asien	349,5	344,1	338,6	349,8	352,1	345,9	34,0		-6,3	-1,8
	Nordamerika	79,0	80,6	72,7	74,7	70,8	59,5	5,8		-11,3	-15,9
	Lateinamerika	9,1	3,6	3,6 ³	3,5 ³	1,5 ³	1,4 ³	0,1		-0,1	-4,4
	OECD	556,3	547,8	530,2	522,4	521,2	502,7	49,4		-18,6	-3,6
	EU-28	410,2	400,9	401,4	371,7	382,7	366,7	36,1		-16,0	-4,2

¹ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen

² Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen ab 2014

³ Förderung ab 2014 aufgrund Änderung in der Statistik nicht mit den Vorjahren vergleichbar

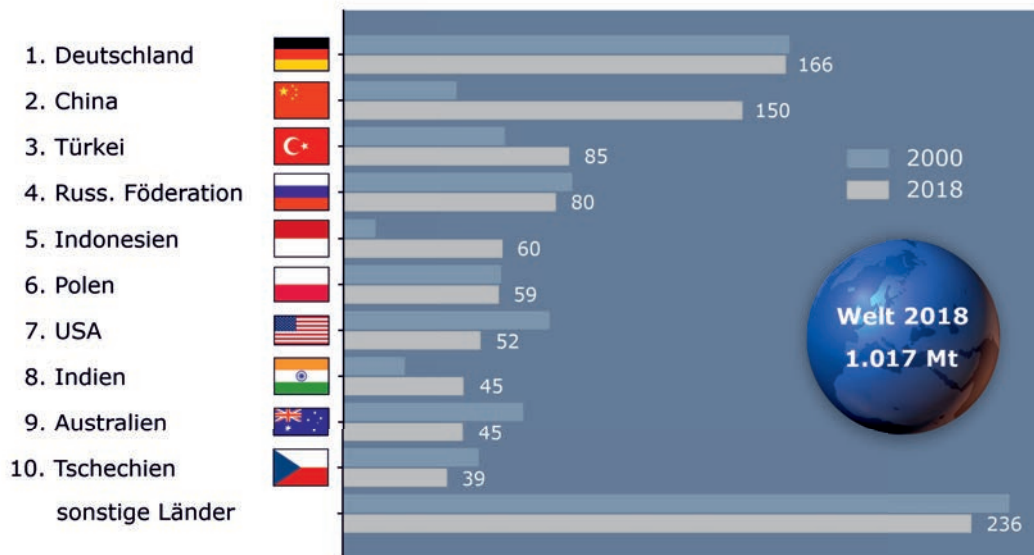


Abbildung A-34: Weichbraunkohleförderung – Top 10 Länder 2000 und 2018.

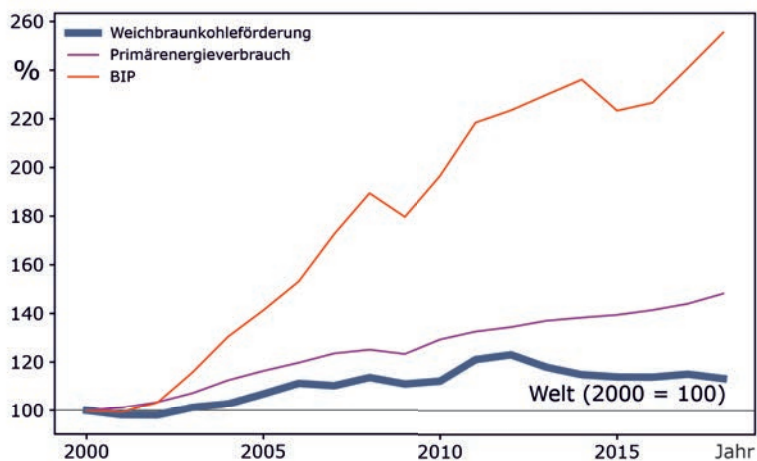


Abbildung A-35: Entwicklung der weltweiten Weichbraunkohleförderung, des Primärenergieverbrauches und des Bruttoinlandsproduktes (BIP) 2000 bis 2018.



Tabelle A-33: Weichbraunkohleverbrauch 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[Mt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	166,3	16,4	16,4
2	China	150,0	14,8	31,2
3	Türkei	85,0	8,4	39,5
4	Russische Föderation ¹	80,0	7,9	47,4
5	Indonesien ¹	60,0	5,9	53,3
6	Polen	58,6	5,8	59,1
7	USA	51,7	5,1	64,2
8	Indien	45,3	4,5	68,6
9	Australien	45,1	4,4	73,1
10	Serbien ¹	37,5	3,7	76,8
11	Tschechien	37,0	3,6	80,4
12	Griechenland	36,1	3,6	84,0
13	Bulgarien ¹	30,3	3,0	87,0
14	Rumänien ¹	24,2	2,4	89,3
15	Laos	15,9	1,6	90,9
16	Thailand	14,6	1,4	92,4
17	Bosnien & Herzegowina ¹	14,0	1,4	93,7
18	Ungarn ¹	7,9	0,8	94,5
19	Kanada	7,7	0,8	95,3
20	Kosovo ¹	7,2	0,7	96,0
	sonstige Länder [18]	40,8	4,0	100,0
	Welt	1.015,2	100,0	
	Europa	515,7	50,8	
	GUS (+ GEO, UKR)	93,0	9,2	
	Afrika	< 0,05	< 0,05	
	Austral-Asien	345,6	34,0	
	Nordamerika	59,5	5,9	
	Lateinamerika	1,4	0,1	
	OECD	500,5	49,3	
	EU-28	365,1	36,0	

¹ Weichbraunkohleverbrauch enthält auch Hartbraunkohlen

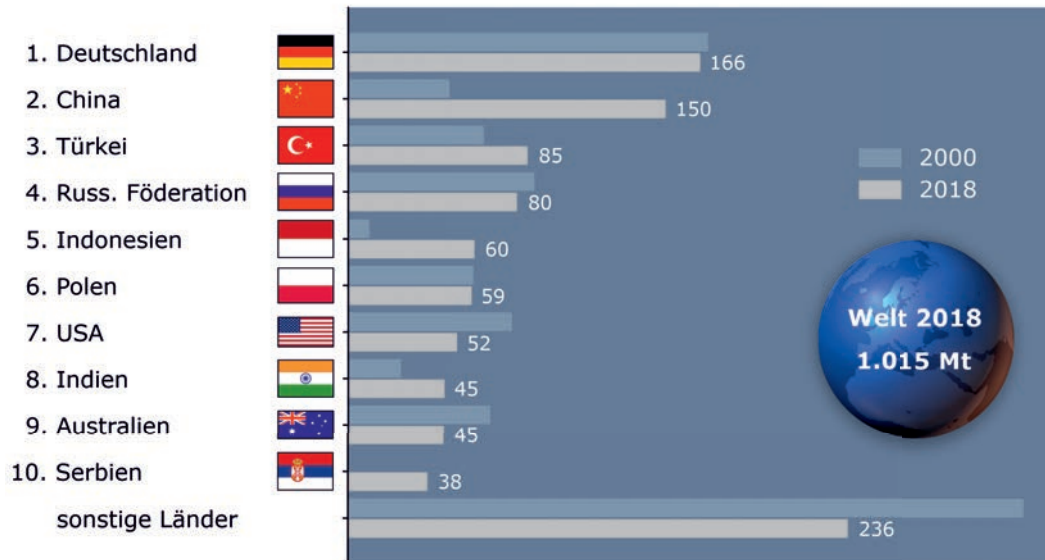


Abbildung A-36: Weichbraunkohleverbrauch – Top 10 Länder 2000 und 2018.

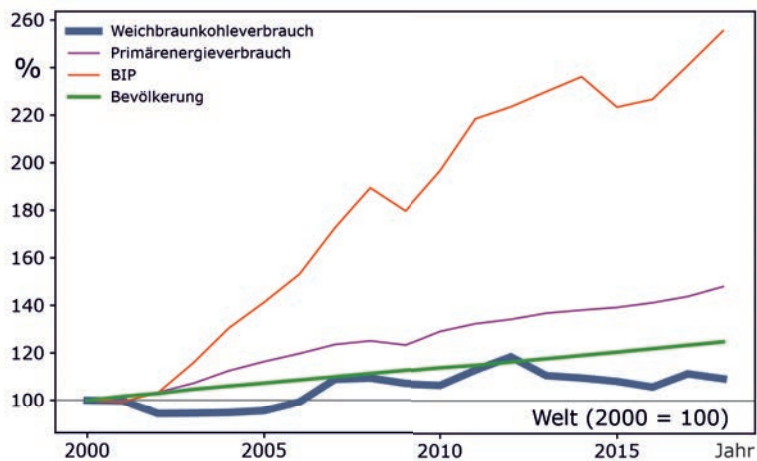


Abbildung A-37: Entwicklung des Weichbraunkohleverbrauches, des Primärenergieverbrauches, des Bruttoinlandsproduktes und der Weltbevölkerung 2000 bis 2018.



Tabelle A-34: Übersicht Uran 2018 [kt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
EUROPA	Bulgarien	–	–	–	25	25	25
	Deutschland	< 0,05	220	–	7	227	7
	Finnland	k. A.	< 0,5	–	1	1	1
	Frankreich	< 0,05	76	–	12	88	12
	Griechenland	–	–	–	13	13	13
	Italien	–	–	5	11	16	16
	Portugal	–	4	5	11	19	16
	Rumänien	< 0,05	19	–	13	32	13
	Schweden	k. A.	< 0,5	–	10	10	10
	Slowakei	k. A.	–	9	18	26	26
	Slowenien	k. A.	–	2	9	10	10
	Spanien	–	5	23	11	39	34
	Tschechien	< 0,05	112	–	342	454	342
	Türkei	–	–	7	1	7	7
	Ungarn	–	21	–	27	48	27
GUS (+ GEO, UKR)	Kasachstan	21,7	339	304	1.131	1.774	1.435
	Russische Föderation	2,9	171	25	1.367	1.563	1.392
	Ukraine	1,2	24	41	320	385	362
	Usbekistan	2,4	60	37	127	223	164
AFRIKA	Ägypten	–	–	–	2	2	2
	Algerien	–	–	–	20	20	20
	Botsuana	–	–	–	74	74	74
	Gabun	k. A.	25	–	6	31	6
	Kongo, DR	–	26	–	3	28	3
	Malawi	< 0,05	4	–	14	19	14
	Mali	–	–	–	9	9	9
	Mauretanien	–	–	–	24	24	24
	Namibia	5,5	137	–	598	736	598
	Niger	2,9	150	–	491	640	491
	Sambia	–	< 0,5	–	57	57	57
	Simbabwe	–	–	–	26	26	26
	Somalia	–	–	–	8	8	8
	Südafrika	0,3	161	168	851	1.181	1.019
	Tansania	–	–	38	20	58	58
	Tschad	–	–	–	2	2	2
Zentralafrikanische Rep.	–	–	–	32	32	32	



Fortsetzung Tabelle A-34
[kt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Iran	0,1	< 0,5	–	19	19	19
	Jordanien	–	–	–	93	93	93
AUSTRAL-ASIEN	Australien	6,5	218	–	2.055	2.273	2.055
	China	1,9	46	102	196	344	298
	Indien	0,4	13	–	272	285	272
	Indonesien	–	–	2	36	38	38
	Japan	k. A.	< 0,5	–	7	7	7
	Mongolei	–	1	50	1.475	1.525	1.525
	Pakistan	< 0,05	2	–	–	2	–
	Vietnam	–	–	–	85	85	85
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	198	198	198
	Kanada	7,0	531	275	1.421	2.227	1.696
	Mexiko	k. A.	< 0,5	–	8	8	8
	USA	0,6	378	13	88	479	101
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	3	5	119	127	124
	Brasilien	< 0,05	4	156	421	581	577
	Chile	–	–	–	4	4	4
	Kolumbien	–	–	–	228	228	228
	Paraguay	–	–	–	4	4	4
	Peru	–	–	14	59	73	73
	Welt	53,5	2.749	1.280	12.477	16.506	13.757
	Europa	< 0,05	457	49	510	1.016	559
	GUS (+ GEO, UKR)	28,2	593	408	2.945	3.945	3.352
	Afrika	8,8	504	206	2.236	2.946	2.442
	Naher Osten	0,1	< 0,5	–	112	112	112
	Austral-Asien	8,9	279	154	4.125	4.558	4.278
	Nordamerika	7,6	909	288	1.715	2.912	2.003
	Lateinamerika	< 0,05	7	175	835	1.016	1.010
	OPEC	0,1	26	–	44	69	44
	OPEC-Golf	0,1	< 0,5	–	19	19	19
	OECD	14,1	1.565	338	4.252	6.155	4.590
	EU-28	< 0,05	457	43	509	1.009	552

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen



Tabelle A-35: Uranressourcen 2018 (>20 kt U) [kt]

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Land/Region	entdeckt		Gesamt	unentdeckt		Gesamt	Anteil [%]	
	RAR 80-260 USD/kg	vermutet <260 USD/kg		prognostiziert <260 USD/kg	spekulativ <260 USD/kg		Land	kumu- liert
1	2	3	4 \triangle 2+3	5	6	7 \triangle 4+5+6	8	9
Australien	1.401	654	2.055	k. A.	k. A.	2.055	16,5	16,5
Mongolei	–	64	64	21	1.390	1.475	11,8	28,3
Kanada	318	254	571	150	700	1.421	11,4	39,7
Russische Föderation	236	397	632	144	591	1.367	11,0	50,6
Kasachstan	130	470	600	231	300	1.131	9,1	59,7
Südafrika	92	190	281	159	411	851	6,8	66,5
Namibia	369	173	541	57	k. A.	598	4,8	71,3
Niger	336	89	426	14	51	491	3,9	75,3
Brasilien	–	121	121	300	k. A.	421	3,4	78,6
Tschechien	51	68	119	223	–	342	2,7	81,4
Ukraine	96	81	178	23	120	320	2,6	83,9
Indien	149	8	157	115	k. A.	272	2,2	86,1
Kolumbien	–	k. A.	–	11	217	228	1,8	87,9
Grönland	67	81	148	k. A.	50	198	1,6	89,5
China	35	154	188	4	4	196	1,6	91,1
Usbekistan	20	82	102	25	–	127	1,0	92,1
Argentinien	6	20	26	14	80	119	1,0	93,1
Jordanien	5	39	43	–	50	93	0,7	93,8
USA	88	k. A.	88	–	–	88	0,7	94,5
Vietnam	1	3	4	81	k. A.	85	0,7	95,2
Botsuana	14	60	74	k. A.	k. A.	74	0,6	95,8
Peru	–	19	19	20	20	59	0,5	96,3
Sambia	11	16	27	30	k. A.	57	0,5	96,7
Indonesien	4	2	6	30	k. A.	36	0,3	97,0
Zentralafrikanische Rep.	32	k. A.	32	k. A.	k. A.	32	0,3	97,3
Ungarn	–	14	14	13	k. A.	27	0,2	97,5
Simbabwe	1	k. A.	1	–	25	26	0,2	97,7
Bulgarien	–	–	–	25	k. A.	25	0,2	97,9
Mauretanien	1	23	24	–	–	24	0,2	98,1
Deutschland	3	4	7	–	–	7	0,1	99,8
Welt	3.547	3.176	6.722	1.730	4.025	12.477	100,0	–
Europa	77	131	208	286	16	510	4,1	–



Fortsetzung Tabelle A-35
[kt]

Land/Region	entdeckt		Gesamt	unentdeckt		Gesamt	Anteil [%]	
	RAR 80-260 USD/kg	vermutet <260 USD/kg		prognostiziert <260 USD/kg	spekulativ <260 USD/kg		Land	kumu- liert
1	2	3	4 \triangle 2+3	5	6	7 \triangle 4+5+6	8	9
GUS (+ GEO, UKR)	483	1.029	1.512	422	1.011	2.945	23,6	–
Afrika	903	587	1.489	259	487	2.236	17,9	–
Naher Osten	6	44	50	12	50	112	0,9	–
Austral-Asien	1.595	885	2.480	251	1.394	4.125	33,1	–
Nordamerika	474	338	812	153	750	1.715	13,7	–
Lateinamerika	9	162	171	347	316	835	6,7	–
OPEC	25	6	32	12	–	44	0,4	–
OPEC-Golf	1	5	6	12	–	19	0,1	–
OECD	1.956	1.121	3.076	413	763	4.252	34,1	–
EU-28	77	131	207	286	16	509	4,1	–

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

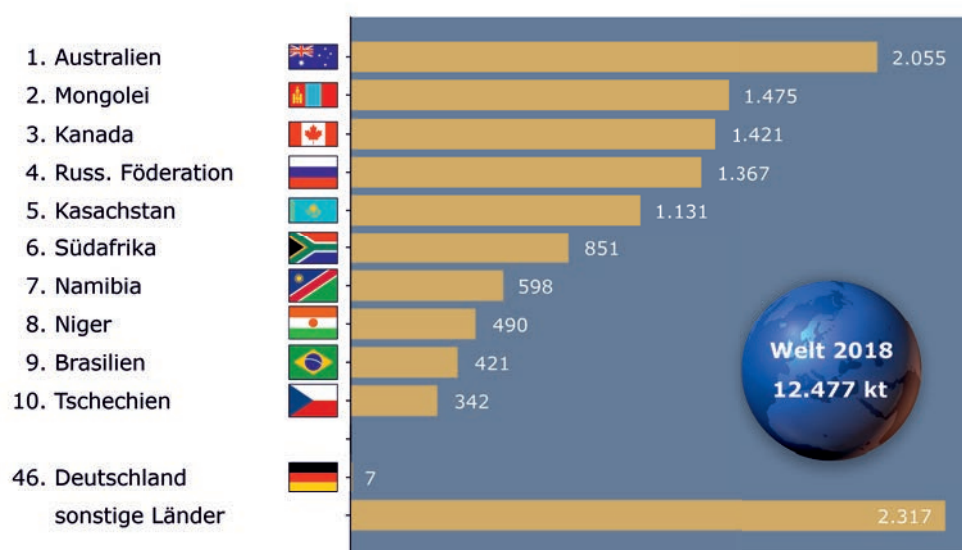


Abbildung A-38: Uranressourcen – Top 10 Länder 2018 (>20 kt U) [kt].



Tabelle A-36: Uranreserven 2018 (gewinnbar < 80 USD/kg U)

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Kasachstan	304	23,8	23,8
2	Kanada	275	21,5	45,3
3	Südafrika	168	13,1	58,4
4	Brasilien	156	12,2	70,6
5	China	102	8,0	78,6
6	Mongolei	50	3,9	82,5
7	Ukraine	41	3,2	85,7
8	Tansania	38	3,0	88,7
9	Usbekistan	37	2,9	91,6
10	Russische Föderation	25	1,9	93,5
11	Spanien	23	1,8	95,3
12	Peru	14	1,1	96,4
13	USA	13	1,0	97,4
14	Slowakei	9	0,7	98,1
15	Türkei	7	0,5	98,6
16	Argentinien	5	0,4	99,0
17	Italien	5	0,4	99,4
18	Portugal	5	0,4	99,7
19	Slowenien	2	0,1	99,9
20	Indonesien	2	0,1	100,0
	Welt	1.280	100,0	
	Europa	49	3,9	
	GUS (+ GEO, UKR)	408	31,8	
	Afrika	206	16,1	
	Austral-Asien	154	12,0	
	Nordamerika	288	22,5	
	Lateinamerika	175	13,7	
	OECD	338	26,4	
	EU-28	43	3,3	

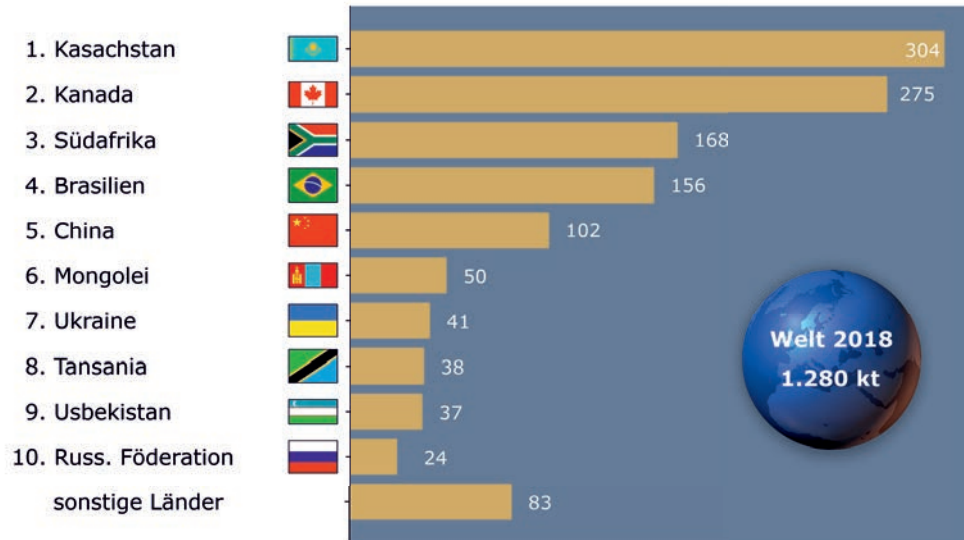


Abbildung A-39: Uranreserven – Top 10 Länder 2018 (gewinnbar < 80 USD/kg U).



Tabelle A-37: Uranressourcen 2018 (gewinnbar < 130 USD/kg U)

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Australien	1.269,8	32,9	32,9
2	Kasachstan	415,2	10,7	43,6
3	Kanada	409,7	10,6	54,2
4	Namibia	335,3	8,7	62,9
5	Südafrika	237,6	6,1	69,0
6	Niger	237,4	6,1	75,2
7	Russische Föderation	214,5	5,5	80,7
8	Brasilien	155,9	4,0	84,7
9	China	136,7	3,5	88,3
10	Ukraine	81,2	2,1	90,4
11	Usbekistan	57,6	1,5	91,9
12	Mongolei	49,8	1,3	93,2
13	USA	47,2	1,2	94,4
14	Tansania	39,7	1,0	95,4
15	Zentralafrikanische Rep.	32,0	0,8	96,2
16	Spanien	23,0	0,6	96,8
17	Peru	14,0	0,4	97,2
18	Botsuana	13,7	0,4	97,6
19	Sambia	11,1	0,3	97,8
20	Argentinien	11,0	0,3	98,1
	sonstige Länder [18]	72,6	1,9	100,0
	Welt	3.865,0	100,0	
	Europa	61,1	1,6	
	GUS (+ GEO, UKR)	768,5	19,9	
	Afrika	921,7	23,8	
	Naher Osten	5,9	0,2	
	Austral-Asien	1.468,2	38,0	
	Nordamerika	458,7	11,9	
	Lateinamerika	180,9	4,7	
	OPEC	5,9	0,2	
	OPEC-Golf	1,1	< 0,05	
	OECD	1.793,2	46,4	
	EU-28	54,6	1,4	

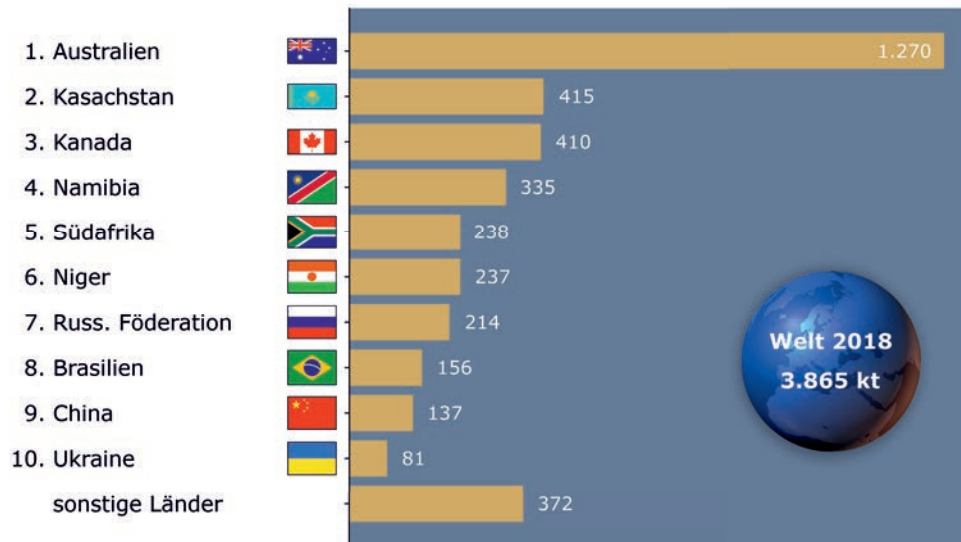


Abbildung A-40: Uranressourcen – Top 10 Länder 2018 (gewinnbar < 130 USD/kg U).



Tabelle A-38: Natururanproduktion 2013 bis 2018

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Anteil [%]		Veränderung	
								Land	kum.	2017/2018	[%]
					[Mt]						
1	Kasachstan	22,6	23,1	23,8	24,6	23,4	21,7	40,6	40,6	-1,7	-7,2
2	Kanada	9,3	9,1	13,3	14,0	13,1	7,0	13,1	53,7	-6,1	-46,6
3	Australien	6,4	5,0	5,7	6,3	5,9	6,5	12,2	65,8	0,6	10,8
4	Namibia	4,3	3,3	3,0	3,7	4,2	5,5	10,3	76,2	1,3	30,8
5	Niger	4,5	4,1	4,1	3,5	3,4	2,9	5,4	81,6	-0,5	-15,6
6	Russische Föderation	3,1	3,0	3,1	3,0	2,9	2,9	5,4	87,0	0,0	-0,4
7	Usbekistan	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	4,5	91,5	0,0	0,0
8	China	1,5	1,5	1,6	1,6	1,9	1,9	3,5	95,1	0,0	0,0
9	Ukraine	1,1	0,9	1,2	1,0	0,6	1,2	2,2	97,3	0,6	114,5
10	USA	1,8	1,9	1,3	1,1	0,9	0,6	1,1	98,3	-0,4	-38,1
11	Indien	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,8	99,1	0,0	0,5
12	Südafrika	0,5	0,6	0,4	0,5	0,3	0,3	0,6	99,8	0,0	12,3
13	Iran	-	-	-	-	-	0,1	0,1	99,9		
14	Pakistan	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,1	100,0	0,0	0,0
15	Malawi	1,1	0,4	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	0,0	
	Frankreich	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	0,0	
	Deutschland ¹	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	0,0	-100,0
	Rumänien	0,1	0,1	0,1	0,1	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	0,0	
	Tschechien	0,2	0,2	0,2	0,1	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	0,0	
	Brasilien	0,2	0,2	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0	0,0	
	Welt	59,6	56,2	60,5	62,4	59,6	53,5	100,0		-6,1	-10,2
	GUS (+ GEO, UKR)	29,2	29,4	30,4	31,0	29,3	28,2	52,7		-1,1	-3,7
	Afrika	10,5	8,3	7,5	7,6	8,0	8,8	16,4		0,8	10,0
	Naher Osten	-	-	-	-	-	0,1	0,1			
	Austral-Asien	8,2	6,9	7,7	8,4	8,2	8,9	16,6		0,6	7,7
	Nordamerika	11,2	11,1	14,6	15,2	14,1	7,6	14,2		-6,5	-46,1
	OPEC	-	-	-	-	-	0,1	0,1			
	OPEC-Golf	-	-	-	-	-	0,1	0,1			
	OECD	17,8	16,3	20,4	21,7	20,0	14,1	26,4		-5,9	-29,4

¹ nur im Rahmen der Sanierung von Produktionsstätten als Urankonzentrat

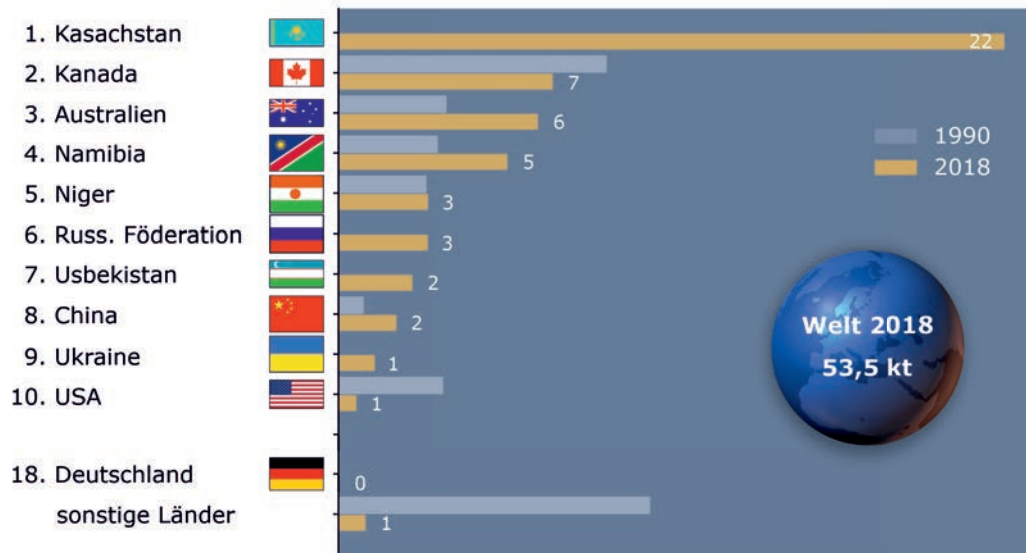


Abbildung A-41: Natururanproduktion – Top 10 Länder 1990 und 2018.

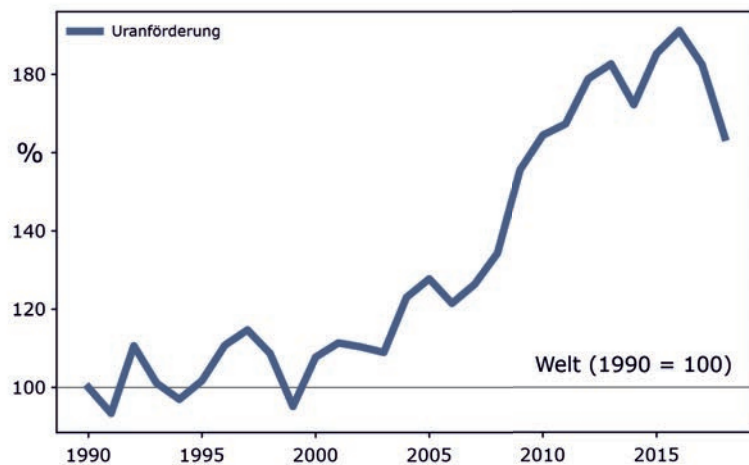


Abbildung A-42: Entwicklung der weltweiten Uranförderung 1990 bis 2018.



Tabelle A-39: Uranverbrauch 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[kt]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	19,16	28,5	28,5
2	Frankreich	8,74	13,0	41,5
3	China	8,71	13,0	54,5
4	Russische Föderation	5,62	8,4	62,8
5	Korea, Rep.	4,59	6,8	69,6
6	Indien	2,33	3,5	73,1
7	Ukraine	1,89	2,8	75,9
8	Vereinigtes Königreich	1,80	2,7	78,6
9	Kanada	1,62	2,4	81,0
10	Deutschland	1,38	2,1	83,0
11	Japan	1,34	2,0	85,0
12	Schweden	1,24	1,8	86,9
13	Spanien	1,22	1,8	88,7
14	Finnland	1,07	1,6	90,3
15	Belgien	0,90	1,3	91,6
16	Taiwan	0,74	1,1	92,7
17	Tschechien	0,69	1,0	93,7
18	Slowakei	0,59	0,9	94,6
19	Schweiz	0,50	0,7	95,3
20	V. Arab. Emirate	0,49	0,7	96,1
	sonstige Länder [12]	2,65	3,9	100,0
	Welt	67,24	100,0	
	Europa	19,21	28,6	
	GUS (+ GEO, UKR)	7,58	11,3	
	Afrika	0,29	0,4	
	Naher Osten	0,65	1,0	
	Austral-Asien	17,93	26,7	
	Nordamerika	21,02	31,3	
	Lateinamerika	0,56	0,8	
	OPEC	0,65	1,0	
	OPEC-Golf	0,65	1,0	
	OECD	45,63	67,9	
	EU-28	18,71	27,8	

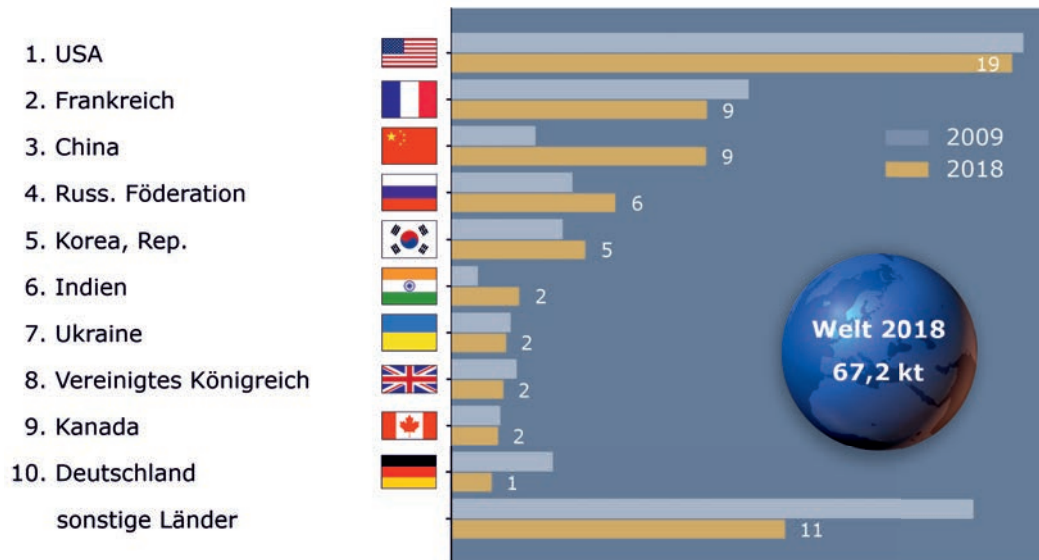


Abbildung A-43: Uranverbrauch – Top 10 Länder 2009 und 2018.

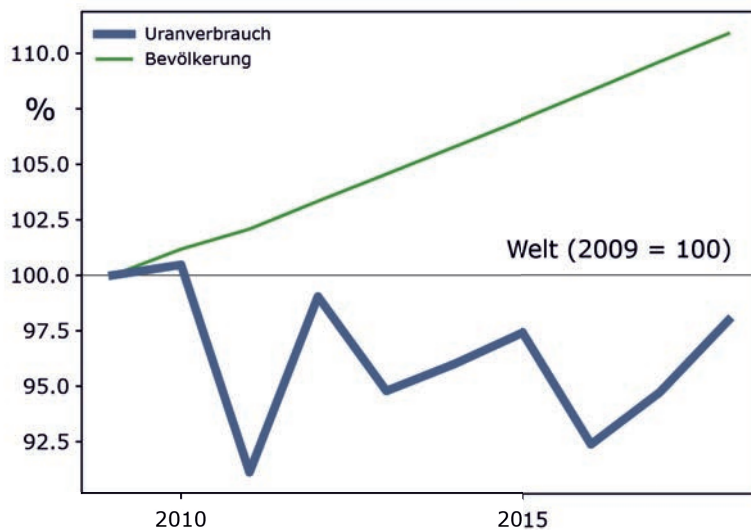


Abbildung A-44: Entwicklung des weltweiten Uranverbrauches und der Weltbevölkerung 2009 bis 2018.



Tabelle A-40: Übersicht Geothermie 2018¹

	Land/Region	elektrische Leistung [MW _e]	elektrischer Verbrauch [GWh _e]	thermische Leistung ohne Wärmepumpen [MW _{th}]	thermischer Verbrauch ohne Wärmepumpen [GWh _{th}]
EUROPA	Belgien	–	–	17	15
	Dänemark	–	–	33	99
	Deutschland	37	159	374	1.377
	Finnland	–	–	1.560 (2016)	5.000 (2016)
	Frankreich	17	102	586	1.652
	Griechenland	–	–	232 (2017)	–
	Island	753	5.170	2.172	7.422 (2016)
	Italien	916	6.064	149	237
	Kroatien	17	4	42	45
	Litauen	–	–	18	34
	Mazedonien	–	–	43	106
	Niederlande	–	–	142	–
	Norwegen	–	–	1.300 (2016)	2.295 (2016)
	Österreich	1	3	76	225
	Polen	–	–	75	250
	Portugal	29	204	2	15
	Rumänien	< 0,5	< 0,5	158	300
	Schweden	–	–	44	–
	Schweiz	–	–	12	36
	Serbien	–	–	48	154
	Slowakei	–	–	22	41
	Slowenien	–	–	47	124
	Spanien	–	–	3	2
	Tschechien	–	–	7	21
	Türkei	1.283	6.763	1.453	4.600
Ungarn	3	–	223	636	
Vereinigtes Königreich	–	2	3	15	
GUS (+ GEO., UKR)	Russische Föderation	74 (2017)	–	–	–
	Tadschikistan	–	–	3 (2016)	15 (2016)
	Ukraine	–	–	1 (2017)	–
AFRIKA	Äthiopien	7 (2017)	< 0,5 (2016)	2 (2016)	12 (2016)
	Kenia	663 (2017)	3.178 (2016)	22 (2016)	51 (2016)
	Madagaskar	–	–	3 (2016)	21 (2016)
	Marokko	–	–	5 (2016)	–
	Südafrika	–	–	2 (2016)	10 (2016)
	Tunesien	–	–	44 (2016)	–



Fortsetzung Tabelle A-40

	Land/Region	elektrische Leistung [MW _e]	elektrischer Verbrauch [GWh _e]	thermische Leistung ohne Wärmepumpen [MW _{th}]	thermischer Verbrauch ohne Wärmepumpen [GWh _{th}]
NAHER OSTEN	Iran	–	–	153 (2016)	428 (2016)
	Israel	–	–	82 (2016)	609 (2016)
	Jemen	–	–	1 (2016)	–
	Jordanien	–	–	153 (2016)	428 (2016)
	Saudi-Arabien	–	–	44 (2016)	–
AUSTRAL-ASIEN	Australien	< 0,5	–	18 (2016)	–
	China	26 (2017)	145 (2016)	17.870 (2016)	48.435 (2016)
	Indien	–	–	986 (2016)	1.195 (2016)
	Indonesien	1.946 (2017)	10.038 (2016)	2 (2016)	12 (2016)
	Japan	486 (2017)	2.489 (2017)	2.094 (2017)	7.250 (2017)
	Korea, Rep.	–	–	44 (2017)	165 (2017)
	Mongolei	–	–	20 (2016)	95 (2016)
	Nepal	–	–	3 (2016)	23 (2016)
	Neuseeland	996 (2017)	7.453 (2017)	487 (2016)	2.395 (2016)
	Pakistan	–	–	0 (2016)	–
	Papua-Neuguinea	56 (2017)	–	–	–
	Philippinen	1.944 (2017)	10.308 (2016)	3 (2016)	11 (2016)
	Thailand	< 0,5 (2017)	–	129 (2016)	–
	Vietnam	–	–	31 (2016)	–
NORD-AMERIKA	Kanada	–	–	1 467 (2016)	3.227 (2016)
	Mexiko	951 (2017)	5 937 (2017)	149 (2017)	1 159 (2017)
	USA	2.541 (2017)	16.060 (2017)	17.416 (2016)	21.075 (2016)
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	164 (2016)	278 (2016)
	Brasilien	–	–	360 (2016)	1.840 (2016)
	Chile	48 (2017)	–	20 (2016)	–
	Costa Rica	207 (2017)	1.538 (2016)	1 (2016)	6 (2016)
	El Salvador	204 (2017)	1.558 (2016)	3 (2016)	16 (2016)
	Guatemala	49 (2017)	247 (2016)	2 (2016)	16 (2016)
	Honduras	35 (2017)	–	–	–
	Nicaragua	155 (2017)	662 (2016)	–	–

¹ Aktuelle Daten außerhalb Europas liegen für das Jahr 2018 nicht gesichert vor

² Daten teilweise von 2017 und älter

– keine Daten verfügbar

Daten beruhen auf die folgenden Quellen

EGEC, LIAG-GeotIS (für Deutschland), IRENA Renewable Statistics 2019



Tabelle A-41: Geothermie – elektrisch installierte Leistung 2013 bis 2018¹

Rang	Land/Region	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Anteil [%]		Veränderung	
				[MW _e]				Land	kum.	2017/2018	[%]
1	Türkei	368	397	624	775	1.131	1.283	42,0	42,0	152	13,4
2	Italien	916	916	915	916	916	916	30,0	72,0	-1	-0,1
3	Island	665	665	661	665	708	753	24,6	96,6	45	6,4
4	Deutschland	27	27	31	38	36	37	1,2	97,8	1	3,1
5	Portugal	29	29	23	29	33	29	0,9	98,8	-4	-12,1
6	Frankreich	17	16	18	17	17	17	0,5	99,3	0	-1,8
7	Kroatien	–	–	–	–	–	17	0,5	99,8		
8	Ungarn	–	–	–	–	3	3	0,1	100,0	0	10,0
9	Österreich	2	1	1	–	1	1	< 0,05	100,0	0	20,0
10	Rumänien	–	< 0,5	< 0,5	–	< 0,5	< 0,5	< 0,05	100,0	0	0,0

¹ nur Europa berücksichtigt

Daten beruhen auf den folgenden Quellen

BP Statistical Review 2018, IRENA Renewable Statistics 2019

Tabelle A-42: Geothermie – Ressourcen 2018

Region	theoretisches Potenzial bis 5 km Tiefe [EJ] gesamt	technisches Potenzial [EJ/Jahr]		
		Strom	Wärme	gesamt
Europa	2.342.000	37,1	3,5	40,6
GUS (+ GEO, UKR)	6.607.000	104,0	9,9	113,9
Afrika	6.083.000	95,0	9,1	104,1
Naher Osten	1.355.000	21,0	2,0	23,0
Austral-Asien	10.544.000	164,3	15,2	179,5
Nordamerika	8.025.000	127,0	11,8	138,8
Lateinamerika	6.886.000	109,0	9,9	118,9
Welt	41.842.000	657,4	61,4	718,8

Anmerkung: Die BGR hält die Verwendung des Begriffs „technisches Potenzial“ für zurzeit nicht sinnvoll, da die Technologie zur Gewinnung der Tiefen Geothermie insbesondere für die petrothermale Geothermie noch nicht hinreichend entwickelt ist.



Tabelle A-43: Stromverbrauch erneuerbare Energien 2018 [Mtoe]

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	Summe	Wasserkraft	erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)
1	China	415,6	272,1	143,5
2	USA	169,1	65,3	103,8
3	Brasilien	111,4	87,7	23,6
4	Kanada	97,9	87,6	10,3
5	Indien	59,1	31,6	27,5
6	Deutschland	51,2	3,8	47,3
7	Japan	43,7	18,3	25,4
8	Russische Föderation	43,3	43,0	0,3
9	Norwegen	32,3	31,3	0,9
10	Italien	25,3	10,4	14,9
11	Vereinigtes Königreich	25,1	1,2	23,9
12	Frankreich	25,1	14,5	10,6
13	Spanien	24,0	8,0	16,0
14	Türkei	22,0	13,5	8,5
15	Schweden	20,6	14,0	6,6
16	Vietnam	18,4	18,3	0,1
17	Venezuela	16,3	16,3	< 0,05
18	Kolumbien	13,3	12,8	0,5
19	Mexiko	12,2	7,3	4,8
20	Österreich	11,3	8,5	2,8
	sonstige Länder [60]	273,0	183,1	89,9
	Welt	1.510,0	948,8	561,3
	Europa	317,5	145,3	172,2
	GUS (+ GEO, UKR)	56,0	55,4	0,6
	Afrika	37,3	30,1	7,2
	Naher Osten	5,1	3,4	1,7
	Austral-Asien	614,2	388,9	225,4
	Nordamerika	279,1	160,3	118,8
	Lateinamerika	200,8	165,5	35,4
	OPEC	24,8	24,2	0,7
	OPEC-Golf	3,6	3,1	0,4
	OECD	651,7	321,3	330,4
	EU-28	237,7	78,0	159,6

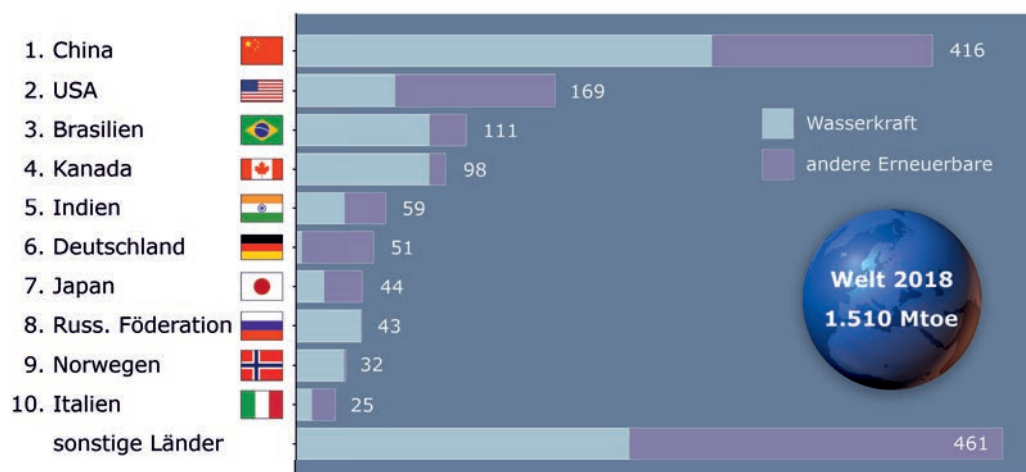


Abbildung A-45: Stromverbrauch erneuerbare Energien – Top 10 Länder Wasserkraft und andere erneuerbare Energien 2018.



Tabelle A-44: Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung 2018

Die wichtigsten Länder (Top 20) sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	[MW]	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	695.865	29,6	29,6
2	USA	245.245	10,4	40,0
3	Brasilien	135.674	5,8	45,8
4	Deutschland	120.014	5,1	50,9
5	Indien	117.919	5,0	55,9
6	Kanada	99.035	4,2	60,1
7	Japan	90.154	3,8	64,0
8	Italien	53.290	2,3	66,2
9	Russische Föderation	52.224	2,2	68,5
10	Frankreich	50.504	2,1	70,6
11	Spanien	48.278	2,1	72,7
12	Vereinigtes Königreich	43.460	1,8	74,5
13	Türkei	42.215	1,8	76,3
14	Norwegen	34.333	1,5	77,8
15	Schweden	29.067	1,2	79,0
16	Australien	23.749	1,0	80,0
17	Mexiko	22.128	0,9	81,0
18	Österreich	20.026	0,9	81,8
19	Vietnam	18.523	0,8	82,6
20	Schweiz	17.134	0,7	83,3
	sonstige Länder [196]	391.700	16,7	100,0
	Welt	2.350.535	100,0	
	Europa	570.550	24,3	
	GUS (+ GEO, UKR)	79.954	3,4	
	Afrika	45.883	2,0	
	Naher Osten	20.026	0,9	
	Austral-Asien	1.041.155	44,3	
	Nordamerika	366.500	15,6	
	Lateinamerika	226.039	9,6	
	OPEC	42.421	1,8	
	OPEC-Golf	15.807	0,7	
	OECD	1.055.606	44,9	
	EU-28	465.565	19,8	

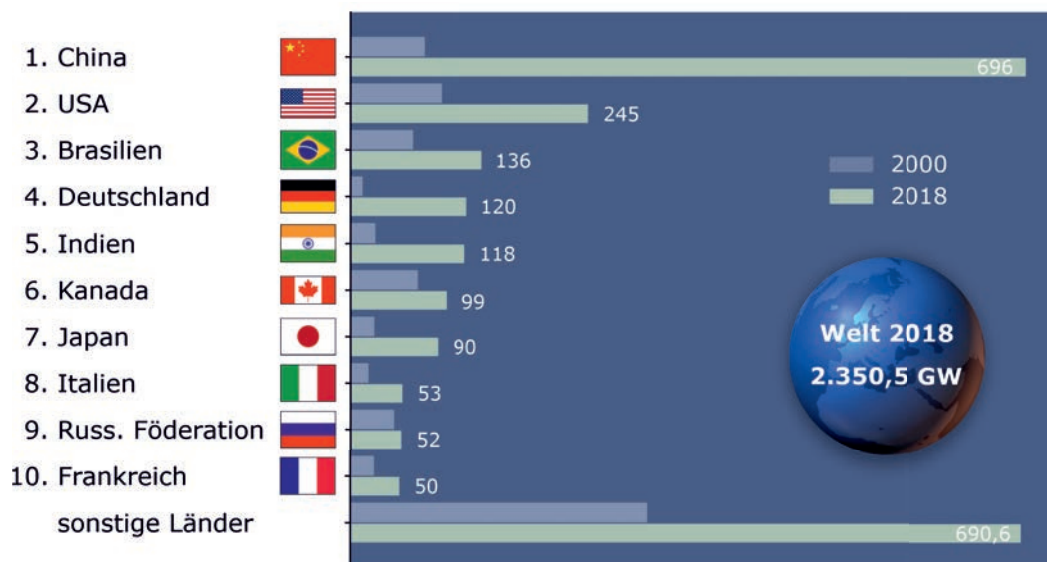


Abbildung A-46: Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung – Top 10 Länder 2000 und 2018.

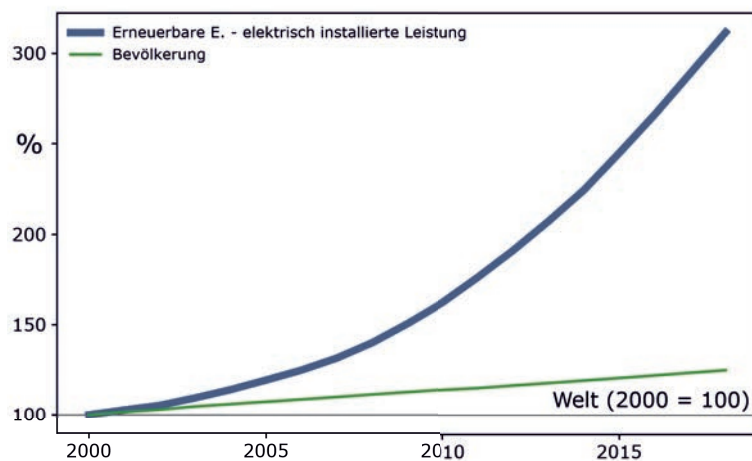


Abbildung A-47: Entwicklung der weltweiten erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung und der Weltbevölkerung 2000 bis 2018.

Quellen

Anuário Estatístico Brasileiro (Brasilien)

Appea Key Statistics (Australien)

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. –
AGEB

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik –
AGEE

Belorusneft (Belarus)

Bloomberg (China)

BMI Research, Oil and Gas Report (Malaysia)

British Petroleum – BP

British Geological Survey – BGS

Bundesamt für Energie (Schweiz)

Bundesamt für Strahlenschutz – BfS

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
– BAFA

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit – BMUB

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
– BMWi

Bundesministerium für wirtschaftliche Zusam-
menarbeit und Entwicklung – BMZ

Bundesnetzagentur – BNetzA

Bundesverband Geothermie – GtV

Bundesverband Wärmepumpe e. V. – BWP

Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs
(Taiwan)

Bureau of Resources and Energy Economics –
BREE (Australien)

Cameco Corporation (Kanada)

Canadian Association of Petroleum Producers –
CAPP (Kanada)

CARBUNION (Spanien)

China Coal Information Institute

Coal India Limited – CIL

Comité Professionnel Du Pétrole – CPDP
(Frankreich)

CORES (Spanien)

Customs Statistics of Foreign Trade (Russische
Föderation)

Department for Business, Energy and Industrial
Strategy – BEIS (Vereinigtes Königreich)

Department of Energy – DOE (Philippinen)

Department of Energy (Südafrika)

Department of Geological Science, Pusan Nati-
onal University (Republik Korea)

Department of Natural Resources and Mines
(Australien)

Department of Industry, Innovation and Science
(Australien)

Department of Resources, Energy and Tourism
(Australien)

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. –
DEBRIV

Deutsches Atomforum e. V. – DAfF

Deutsches Pelletinstitut – DEPI

Digest of UK Energy Statistics – DUKES

Direzione generale per le risorse minerarie ed
energetiche –DGRME (Italien)

DTEK Annual reports (Ukraine)

Energy Fact Book (Australien)

Energy Resources Conservation Board – ERCB
(Kanada)

Environmental Protection Agency – EPA

Euratom Supply Agency, European Commissi-
on – ESA

European Biomass Association – AEBIOM

European Geothermal Congress – EGC

European Geothermal Energy Council – EGEC
(Belgien)

Extractive Industries Transparency Initiative –
EITI

Fenwei Energy Information Services

Gas Infrastructure Europe – GIE (Belgien)

Gazprom (Russische Föderation)

Geological Survey of Czech Republic – ČGS

Geological Survey of India – GSI

Geological Survey of Namibia



- Geoscience Australia
- Geothermal Energy Association – GEA (USA)
- Geothermisches Informationssystem für Deutschland – GeotIS
- Gesamtverband Steinkohle e.V. – GVSt
- Global Methan Initiative – GMI (USA)
- Government of Australia, Australian Energy Ressource Assessment
- Grubengas Deutschland e. V. – IVG
- Handbook of Energy & Economics Statistics (Indonesien)
- IHS McCloskey Coal Report
- INA-Industrija nafte, d.d. (INA, d.d.) (Kroatien)
- Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS
- Interfax Russia & CIS
- Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC
- International Atomic Energy Agency – IAEA
- International Energy Agency – IEA (Frankreich)
- International Geothermal Association – IGA
- International Journal of Geothermal Research and its Applications – Geothermics
- International Renewable Energy Agency – IRENA
- Korea Energy Economics Institute – KEEI
- Kosmos Energy (Mauretanien)
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie – LBEG
- Mineral Resources and Petroleum Authority of Mongolia – MRPAM
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV)
- Ministerie van Economische Zaken (Niederlande)
- Ministerio de Energia y Minas (Guatemala)
- Ministerio de Energia y Minas (Peru)
- Ministério de Minas e Energia (Brasilien)
- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Venezuela)
- Ministry of Business, Innovation and Employment – MBIE (Neuseeland)
- Ministry of Coal (Indien)
- Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (Frankreich)
- Ministry of Economy, Trade and Industry – METI (Japan)
- Ministry of Economic Development (Neuseeland)
- Ministry of Energy of the Russian Federation (Russische Föderation)
- Ministry of Energy and Coal Mining (Ukraine)
- Ministry of Energy and Energy and Energy Industries Trinidad & Tobago
- Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Indonesia – ESDM
- Ministry of Energy and Mining (Algerien)
- Ministry of Energy and Natural Resources (Türkei)
- Ministry of Energy Myanmar
- Ministry of Energy, Energy Policy and Planning Office – EPPO (Thailand)
- Ministry of Energy (Islamische Republik Iran)
- Ministry of Energy (Vereinigte Arabische Emirate)
- Minister of Energy and Mineral Resources of Kazakhstan – MEMP PK
- Ministry of Land and Resources (MLR) (China)
- Ministry of Minerals, Energy and Water Resources, Department of Mines (Botsuana)
- Ministry of Mining and Energy of the Republic of Serbia (Serbien)
- Ministry of Mines and Energy – MME (Brasilien)
- Ministry of Petroleum and Natural Gas (Indien)
- Ministry of Science, Energy & Technology (Jameika)
- Ministry of Statistics and Programme Implementation – MOSPI (Indien)
- Nacionalni naftni komitet Srbije (Serbien)
- NAFTA (Slowakei)
- National Coal and Mineral Industries Holding Corporation – Vinacomin (Vietnam)

Quellen

- National Coal Mining Engineering Technology Research Institute (China)
- National Energy Board (Kanada)
- National Oil & Gas Authority – NOGA (Bahrain)
- Natural Gas Europe – NGE
- Natural Gas World (Namibia)
- National Rating Agency (Russische Föderation)
- Norsk Petroleum (Norwegen)
- Norwegian Petroleum Directorate – NPD
- Nuclear Energy Agency – NEA
- Oberbergamt des Saarlandes
- Office Djiboutien de Developpement de l'Energie Geothermique, Djiboutian Office for the Development of Geothermal Energy – OD-DEG
- Oil and Gas Authority (Vereinigtes Königreich)
- Oil & Gas Journal
- Organization for Economic, Co-operation and Development – OECD
- Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC
- Oxford Institute for Energy Studies (Vereinigtes Königreich)
- Petrobangla (Bangladesch)
- Petróleos Mexicanos – PEMEX (Mexiko)
- Petroleum Association of Japan (Japan)
- Petróleos de Venezuela S. A – PDVSA (Venezuela)
- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü – PIGM (Türkei)
- Philippine Department of Energy – DOE
- Polish Geological Institute – National Research Institute; Department of Deposits and Mining Areas Information – PSH (Polen)
- Proceedings World Geothermal Congress 2010 – WGC2010
- Proceedings World Geothermal Congress 2015 – WGC2015
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – REN21
- Saudi Arabian Oil Company – Saudi Aramco
- (Saudi-Arabien)
- Secretaría de Energía, Ministerium für Energie in Mexiko – SENER
- Servico Geológico Mexicano – SGM
- Servicio Nacional de Geología y Minería – Ser-nageomin (Chile)
- Singapore Energy Statistics - SES (Singapur)
- Sino Gas & Energy Holdings Limited (China)
- State Oil Company of Azerbaijan Republic – SOCAR (Aserbaidshan)
- State Statistic Service of Ukraine (Ukraine)
- Statistics Africa
- Statistics Bosnia and Herzegovina
- Statistics Bulgaria
- Statistics Canada
- Statistics China
- Statistics Croatia
- Statistics Czech Republic
- Statistics Finland
- Statistics Hong Kong
- Statistics Israel
- Statistics Japan
- Statistics Kasachstan
- Statistics Kosovo
- Statistics Macedonia
- Statistics Malaysia
- Statistics Montenegro
- Statistics Netherlands – CBS
- Statistics Norway
- Statistics Pakistan
- Statistics Peru
- Statistics Poland
- Statistics Romania
- Statistics Russian Federation
- Statistics Slovakia
- Statistics Slovenia
- Statistics Taiwan
- Statistics Thailand



Statistics Vietnam

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. – SdK

Statistisches Bundesamt – Destatis

Tanzania Chamber of Minerals and Energy

The Coal Authority (Vereinigtes Königreich)

The Human-Induced Earthquake Database

TÜRKİYE KÖMÜR İŞLETMELERİ KURUMU –
TKİ

Türkiye Taşkömürleri Kurumu – TTK (Türkische
Steinkohlegesellschaft)

Unidad de Planeación Minero Energética –
UPME (Kolumbien)

U.S. Energy Information Administration – EIA

U.S. Geological Survey – USGS

Verein der Kohlenimporteure e.V. – VDKi

Wirtschaftskammer Österreich – WKO (Öster-
reich)

Wismut GmbH

World Coal Association

World Energy Council – WEC

World Geothermal Congress – WGC

World Nuclear Association – WNA

Glossar/Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Sitz: Berlin
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Sitz: Berlin
Aquifer	Gesteinsschicht im Untergrund deren Permeabilität die Führung von Fluiden erlaubt
Aquifergas	in Grundwasser gelöstes Erdgas
API	American Petroleum Institute; Interessenverband der Erdöl-, Erdgas und petrochemischen Industrie der USA
°API	Maßeinheit für die Dichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe; niedrige Gradzahlen entsprechen Erdöl mit hoher Dichte
ARA	Kurzform für Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen
b, bbl	Barrel (Fass); (amerikanische) Volumen-Maßeinheit für Erdöl und Erdölprodukte; <i>s. u. Maßeinheiten</i>
Binary	über Wärmetauscher wird ein Binärkreislauf erhitzt, dessen Wärmemittel einen niedrigeren Siedepunkt hat als Wasser. Dieses wird verdampft und betreibt eine Turbine
Biofuels	flüssige oder gasförmige Kraftstoffe die aus Biomasse hergestellt werden; bspw. Bioethanol, Biodiesel oder Biomethan.
Biodiesel	ist ein Kraftstoff, der ähnliche Brenneigenschaften des mineralischen Dieselmotorkraftstoffes aufweist. Er wird aus ölhaltigen Pflanzen (z.B. Raps, Soja) durch Umesterung des Öls und der Zugabe von Methanol oder Ethanol hergestellt. Aber auch die Gewinnung aus Algen oder zellulosehaltiger (→ Biomasse), wie Pflanzenabfälle (Getreidehalme, Weizenstroh) sind möglich
Biomasse	ist der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich tierischer und pflanzlicher Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur. Auch der biologisch abbaubare Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten zählt zur Biomasse
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Sitz: Berlin
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Sitz: Berlin
boe	barrel(s) oil equivalent; Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Barrel Erdöl frei wird
BP	British Petroleum; international tätiges Energieunternehmen, Sitz: London



Brent	wichtigste Rohölsorte in Europa, bildet für den europäischen Markt den Referenzpreis
BTL	biomass to liquid; synthetische Kraftstoffe aus Biomasse
BTU	British thermal unit(s); englische Energie-Maßeinheit
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e. V. , Sitz: Berlin
CBM	coalbed methane (Kohleflözgas); in Kohlen enthaltenes Gas, u. a. Methan
cif	cost, insurance, freight (Kosten, Versicherungen und Fracht); im Überseege­schäft übliche Transportklausel, entspricht der ‚free on board‘- Klausel zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versiche- rung und die Fracht bis zum Bestimmungshafen trägt
CTL	coal to liquid; aus Kohle hergestellte synthetische Kraftstoffe
dena	Deutsche Energie-Agentur; Sitz: Berlin
DOE	Department of Energy (Energienministerium der USA)
downstream	Aktivitäten ab Fördersonde wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf
EEG 2017	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGC	European Geothermal Congress
EGS	enhanced geothermal systems; durch Fracking künstlich erweiterte geo- thermische Systeme ohne natürliche konvektive Fluide
EIA	U.S. Energy Information Administration
EIB	European Investment Bank
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative; internationale Transparenz- Initiative für den Rohstoffsektor
Entölungsgrad	bzw. Ausbeutegrad; prozentuale Menge des gewinnbaren Erdöls aus einer Lagerstätte
EOR	enhanced oil recovery; Verfahren zur Verbesserung des natürlichen Ent- ölungsgrades einer Erdöllagerstätte
Erdgas	natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung <i>Nasses Erdgas</i> enthält außer Methan auch länger­kettige Kohlenwasserstoff- Komponenten <i>Trockenes Erdgas</i> enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und besteht überwiegend aus Methan <i>Saures Erdgas</i> oder <i>Sauergas</i> enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwas- serstoff (H ₂ S) im ppm Bereich

	<p><i>Konventionelles Erdgas:</i> freies Erdgas und Erdölgas in strukturellen und/oder stratigraphischen Fallen</p> <p><i>Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen</i> (kurz: <i>nicht-konventionelles Erdgas</i>): Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat</p>
Erdöl	<p>natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet</p> <p><i>Konventionelles Erdöl:</i> Allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1 g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)</p> <p><i>Nicht-konventionelles Erdöl:</i> Kohlenwasserstoffe, die nicht mit „klassischen“ Methoden gefördert werden können, sondern aufwändigerer Technik bedürfen, um sie zu gewinnen. In der Lagerstätte sind sie nur bedingt oder nicht fließfähig, was auf die hohe Viskosität bzw. Dichte (Schweröl, Bitumen) oder auf die sehr geringe Permeabilität des Speichergesteins zurückzuführen ist (Erdöl in dichten Gesteinen, Tight Oil, Schieferöl). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor</p>
Erdölgas	in der Lagerstätte im Erdöl gelöstes Gas, wird bei der Erdölförderung freigesetzt
Erneuerbare Energien	umfassen eine sehr große Bandbreite von Energiequellen. Da sie nahezu unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich vergleichsweise schnell erneuern, grenzen sie sich von fossilen Energiequellen ab, die sich erst über den Zeitraum von Millionen Jahren regenerieren. Zu ihnen zählen (→ Biomasse), (→ Geothermie), (→ Meeresenergie), (→ Sonnenenergie), (→ Wasserkraft), und (→ Windenergie)
ESA	Euratom Supply Agency – European Commission
EUR	estimated ultimate recovery (→ <i>Gesamtpotenzial</i>)
Feldeserweiterung	field growth; Zunahme / Wachstum der ursprünglichen Reserven während der Förderungsperiode in einem Erdöl- / Erdgasfeld infolge Nutzung verbesserter Fördertechnologien und besserer Kenntnis der Lagerstätte und Abbauprozesse (→ <i>Reservenzuwachs</i>)



Geothermie	<p>die Erdwärme setzt sich zusammen aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von im Erdinneren vorhandenen radioaktiven Isotopen. Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m und der Tiefen Geothermie ab 400 m unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt (direkte Nutzung), jedoch findet lediglich die Tiefe Geothermie, durch die höheren Temperaturen im tieferen Untergrund und die damit verbundenen ausreichenden Temperaturdifferenzen im Vergleich zu Lufttemperaturen, Anwendung zur Erzeugung elektrischer Energie. Bei der Tiefen Geothermie wird zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen unterschieden, abhängig davon ob vorrangig Wärme des zirkulierenden Thermalwassers im Untergrund genutzt wird oder die Wärme des heißen Tiefengesteins. Die Geothermie gilt als eine grundlastfähige, bedarfsbestimmte, emissionsarme innovative Technologie, die geopolitisch attraktiv ist und einen Beitrag in der Klimaproblematik leisten kann. Sie zählt zu den erneuerbaren Energieträgern</p> <p><i>Hydrothermale Geothermie</i> die Energie, die die in natürlichen tiefen thermalwasserführenden Schichten (hydrothermal) gespeicherte Wärmeenergie nutzt</p>
Gashydrat	feste (schneeartige) molekulare Verbindung aus Gas und Wasser, die unter hohem Druck und bei niedrigen Temperaturen stabil ist
GeotIS	Geothermisches Informationssystem, Leibnitz Institut für Angewandte Geophysik, Hannover
GDC	Geothermal Development Company
Gesamtpotenzial (EUR)	geschätzte Gesamtmenge eines Energierohstoffs, die Lagerstätten letztendlich entnommen werden kann
Giant, Super-Giant, Mega-Giant	Kategorien der Erdöl- und Erdgasfelder entsprechend ihrer Reserven: Giant: > 68 Mt Erdöl oder > 85 Mrd. m ³ Erdgas, Super-Giant: > 680 Mt Erdöl oder > 850 Mrd. m ³ Erdgas, Mega-Giant: > 6.800 Mt Erdöl oder > 8.500 Mrd. m ³ Erdgas
Globale Produktion	für die globale Produktion wird die Summe aus den bekannten Einzelwerten der Länder gebildet. Länder für die keine Werte vorliegen oder deren Produktions- bzw. Förderdaten vertraulich sind, sind nicht enthalten und die tatsächliche globale Produktion ist vermutlich höher
GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility
Grubengas	Gase die bei der Gewinnung von Kohle freigesetzt werden. Vor allem Methan, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Stickoxide und teilweise Wasserstoff
GTL	gas to liquid; Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch-Synthese
GW _e	Gigawatt elektrisch
GW _{th}	Gigawatt thermisch

Glossar/Abkürzungsverzeichnis

GWh	Gigawattstunden
Hartkohle	Anthrazit, Steinkohlen, Hartbraunkohlen mit einem Energieinhalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei)
HEU	highly enriched uranium; hoch angereichertes Uran (> 90 % U-235), vorwiegend für militärische Zwecke benutzt
Hochenthalpie-lagerstätte	Geothermie-Lagerstätte, die über eine große Wärmeanomalie verfügt. Die hohen Temperaturdifferenzen ermöglichen einen hohen Wirkungsgrad bei der Erzeugung von elektrischem Strom. Lagerstätten dieser Art befinden sich zumeist in der Nähe von aktiven Plattenrändern
IAEA	International Atomic Energy Agency; UN-Behörde (Internationale Atomenergie Organisation, IAEO); Sitz: Wien; s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur), Organisation der OECD; Sitz: Paris
IMF	International Monetary Fund
in-place	insgesamt in einem Vorkommen / einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff (bezogen auf das Volumen)
in-situ	in der Lagerstätte befindlich; auch Bezeichnung einer Reaktion oder eines Prozesses am Entstehungsort, auch als Synonym für in-place benutzt
installierte Leistung	auch installierte Kapazität (engl. installed capacity), gibt die Nennleistung bzw. die maximale Leistung eines Kraftwerkes an. Die zugehörige SI- Einheit ist das Watt
IOC	International Oil Companies (Internationale Erdölgesellschaften), dazu zählen u. a. die Supermajors: Chevron Corp., ExxonMobil Corp., BP plc, Royal Dutch Shell plc, Total, etc.
IR	inferred resources; Ressourcen von Uran, entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. Entspricht der früheren Klasse EAR I (EAR = estimated additional resources)
IRENA	International Renewable Energy Agency
J	Joule; s. u. <i>Maßeinheiten</i>
Kondensat	flüssige Bestandteile des Erdgases, die in der Lagerstätte gasförmig sind und nach der Förderung separiert werden können, engl. Bezeichnung natural gas liquids (NGL) (Dichte >45° API oder < 0,80 g/cm ³)
kumulierte Förderung	Summe der Förderung seit Förderbeginn
kWh	Kilowattstunden
Lagerstätte	Bereich der Erdkruste mit natürlichen Anreicherungen von wirtschaftlich gewinnbaren mineralischen und/oder energetischen Rohstoffen



LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Sitz: Hannover
LEU	low enriched uranium; niedrig angereichertes Uran
LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik; Sitz Hannover
LNG	liquefied natural gas (verflüssigtes Erdgas). Für Transportzwecke bei -162 °C verflüssigtes Erdgas (1 t LNG enthält ca. 1.380 Nm ³ Erdgas, 1 m ³ LNG wiegt ca. 0,42 t)
LS	(→ Lagerstätte)
Meeresenergie	Energiegewinnung aus dem Meer mittels Nutzung großer Meeresströmungen, wie etwa dem Golfstrom, die Strömung von Ebbe und Flut oder die Strömung einzelner Wellen. Für jede dieser Strömungsarten sind spezielle Kraftwerke im Einsatz
MENA	Ländergruppe (Ägypten, Algerien, Bahrain, Dschibuti, Irak Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen (Staat), Marokko, Oman, Palästinensische Gebiete, Saudi-Arabien, Sudan, Syrien, Tunesien, Vereinigte Arabische Emirate)
Methan	einfachster Kohlenwasserstoff (CH ₄), Erdgas
MFAT	New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade
Mineralöl	Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte
MW _e	Megawatt elektrisch
NCG	nicht kondensierbare Gase, aus dem englischen „non-condensable gases“
NDB	Norddeutsches Becken
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend; Sitz: Paris
NGL	natural gas liquids; (→ <i>Kondensat</i>)
NGPL	natural gas plant liquids; Bestandteile des gefördert Erdgases, die in Prozessanlagen separat verflüssigt werden; (→ <i>Kondensat</i>)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; s. u. Wirtschaftspolitische Gliederungen
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdöl exportierender Länder), Sitz: Wien; s. u. <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>

OPEC-Korbpreis	bildet einen Preisquerschnitt der verschiedenen Rohölqualitäten der OPEC-Mitgliedsstaaten
ORG	Oberreingraben
"Peak Oil"	Zeitpunkt, bei dem das Maximum der Förderung von Erdöl erreicht ist
Permeabilität	Maß für die hydraulische Durchlässigkeit eines Gesteins; Maßeinheit: Darcy [D]; Symbol: k; s. u. <i>Maßeinheiten</i>
Photovoltaik	(oder Fotovoltaik) bezeichnet die elektrische Nutzung von (→ Sonnenenergie). Mit Hilfe von Solarzellen wird Energie in Form von Licht direkt in elektrische Energie umgewandelt
Porosität	Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%]
Potenzial	Gesamtpotenzial: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen verbleibendes Potenzial: Reserven plus Ressourcen
Primärenergie	Primärenergie ist die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie, zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasser, Wind, Kernbrennstoffe, Solarstrahlung. Die Primärenergie wird etwa in Kraftwerken oder Raffinerien in die sogenannte Endenergie umgewandelt. Ein Teil der Primärenergie wird auch dem nichtenergetischen „Verbrauch“ zugeführt (zum Beispiel Rohöl für die Kunststoffindustrie)
Primärenergieverbrauch (PEV)	bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge
REEGLE	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership
Reingas	normiertes Erdgas, in Deutschland mit einem Heizwert von 9,7692 kWh / Nm ³ für Deutschland
REmap 2030	Renewable Energy Roadmap
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen <i>ursprüngliche Reserven</i> : kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Reservenzuwachs	reserve growth; (→ <i>Feldeserweiterung</i>)
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen
Rohgas	bei der Förderung gewonnenes, unbehandeltes Erdgas. Die Rohgasmengen entsprechen dabei dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der spezifisch für jede Lagerstätte ist und daher erheblich schwanken kann
Schiefergas	Shale Gas; Erdgas aus feinkörnigen Gesteinen (Tonsteinen)



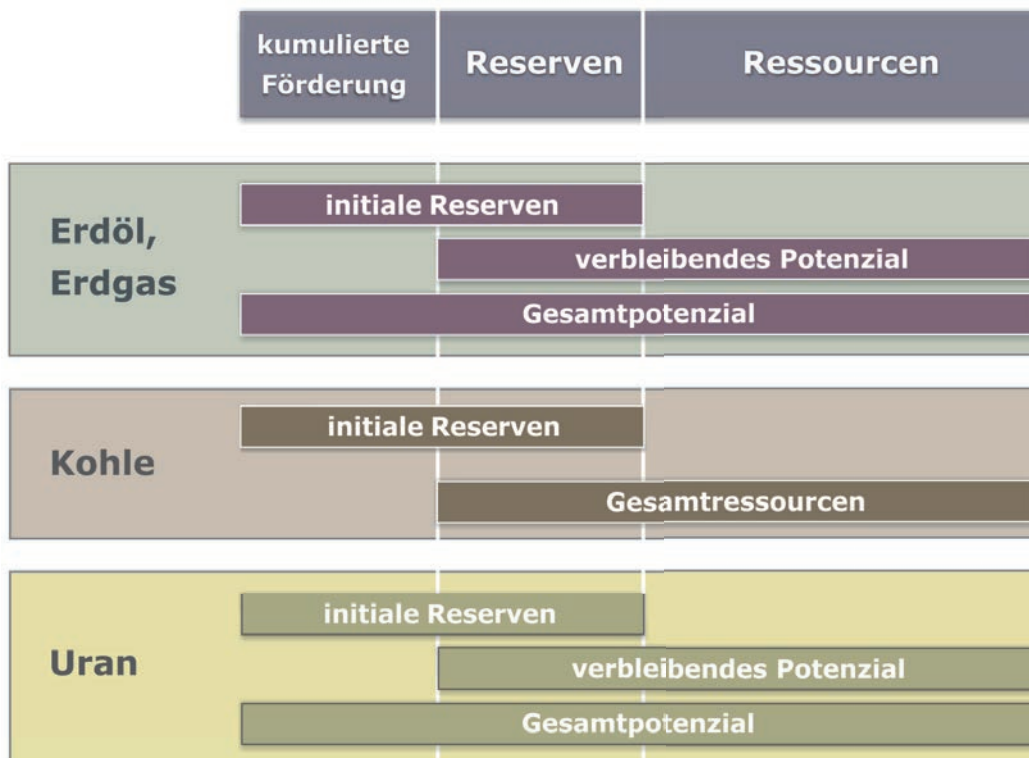
Single Flash	Hydrothermales Fluid > 182 °C, das in einem Tank bei Unterdruck verdampft und eine Turbine antreibt
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; s. u. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
Solarthermie	bezeichnet die thermische Nutzung von (→ Sonnenenergie)
Sonnenenergie	(oder Solarenergie) ist die von der Sonne in Form von Strahlung (vor allem Wärmestrahlung und sichtbarem Licht) zur Erde gesandte Energie. Sie wird in unterschiedlichen Formen genutzt (→ Photovoltaik), (→ Solarthermie)
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
Synfuel	synthetischer Kraftstoff; Flüssige Kraftstoffe können durch verschiedene technische Verfahren synthetisch erzeugt werden. Wichtige Verfahren sind die Kohle- und Gasverflüssigung sowie die Herstellung von Kraftstoffen aus Biomasse (→ <i>Biofuels</i>)
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (→ SKE, hier: in Tonnen) entspricht ca. $29,308 \times 10^9$ Joule; s. u. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; s. u. <i>Umrechnungsfaktoren</i>
UNDP	United Nations Development Programme
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFC	United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
upstream	alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus der Fördersonde; Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung/Produktion (exploitation/production)
Uran	ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan [Unat] (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein. Von wirtschaftlicher Bedeutung sind derzeit folgende (→ Lagerstätten): Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätte(→ LS), LS in Sandsteinen, Hydrothermale Ganglagerstätten, LS in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate, Brekzienkomplex-LS, Intragranitische und meta-somatische LS

	Uran aus nicht-konventionellen Vorkommen (kurz: nicht-konventionelles Uran): Uranressourcen, bei dem Uran ausschließlich untergeordnet als Beiprodukt gewonnen werden könnte. Hierzu zählt Uran in Phosphaten, Nicht-Metallen, Karbonaten, Schwarzschiefern (black shales) und in Ligniten. Auch im Meerwasser befinden sich rund 3 ppb (3 µg/l) gelöstes Uran, welches (theoretisch) gewonnen werden könnte
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
USAID	United States Agency for International Development
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten von Amerika
USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
v. F.	verwertbare Förderung
VDKi	Verein der Kohlenimporteure e.V.; Sitz: Berlin
Verbrauch	energetische und stoffliche Nutzung von Energierohstoffen. Sofern keine statistischen Daten zum Verbrauch vorliegen, wird dieser vereinfacht ermittelt aus der Summe von Förderung und Importen abzüglich Exporten. Bestandsänderungen von Energierohstoffen auf Halden, Lagern oder in Speichern werden bei hinreichender Datenlage miteinbezogen
Wasserkraft	(auch Hydroenergie) ist die Nutzung der kinetischen oder potenziellen Energie des Wassers mittels Wasserkraftwerken
WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress)
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg
WGC	World Geothermal Congress; findet alle fünf Jahre statt. Für fünf Tage findet ein Austausch zu geothermischen Fragen zwischen weltweiten Vertretern aus Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft statt. Eine umfangreiche Datenerhebung wird im Vorfeld zur aktuellen Lage sowohl der Oberflächennahen als auch der Tiefen Geothermie auf nationaler Ebene erhoben und auf dem Kongress vorgestellt
Windenergie	bezeichnet die Nutzung der kinetischen Energie des Windes meist zur Gewinnung von Strom mittels Windenergieanlagen. Aber auch die direkte Nutzung zum Antrieb von z. B. Segelschiffen ist verbreitet
WNA	World Nuclear Association; Sitz: London
WPC	World Petroleum Council (Welt-Erdöl-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Petroleum Congress (Welt-Erdöl-Kongress)
WTI	West Texas Intermediate (Rohölsorte), bildet für den amerikanischen Markt den Referenzpreis

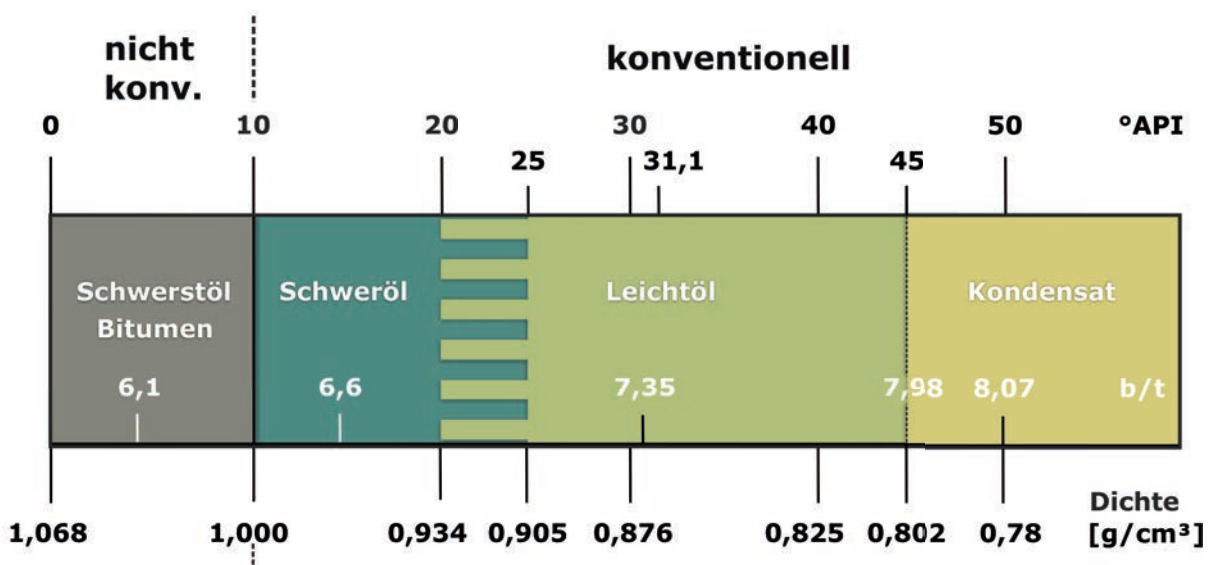


Definitionen

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte

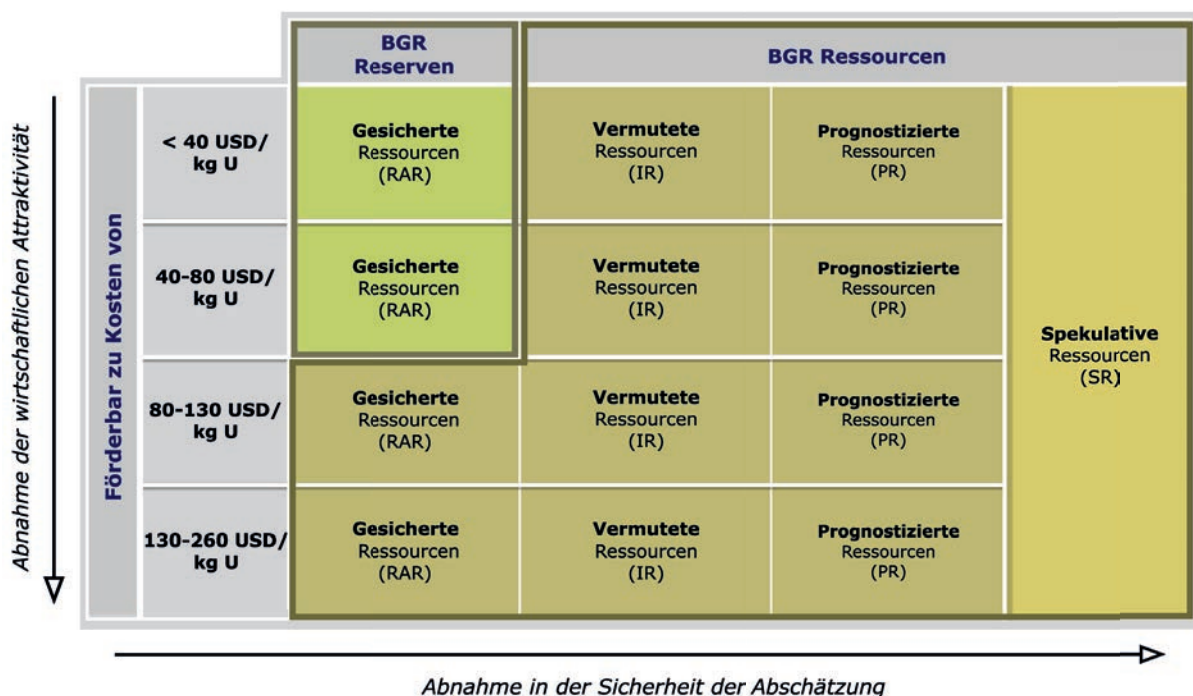


Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Abbaukosten bei < 80 USD/kg U. Allerdings sind die tatsächlichen Abbaukosten in vielen Ländern deutlich höher. Die nachfolgende Abbildung illustriert den Zusammenhang zwischen den verschiedenen Ressourcenkategorien. Die horizontale Achse beschreibt den geologischen Kenntnisstand und die Gewissheit über eine bestimmte Menge der Ressource. Die vertikale Achse hingegen gibt den wirtschaftlichen Aufwand der Gewinnung der Ressource in US-Dollar an. Das System ist dabei dynamisch zu betrachten. Veränderungen der Vorratseinteilung sind einerseits die Folge von neuen Erkenntnissen (z. B. über Größe und Lage) von Uranvorkommen und beziehen sich andererseits auf steigende technisch-wirtschaftliche Anforderungen und Kosten der Gewinnung. Daher können für Teile der Vorräte sowohl die Vorratskategorie als auch die Klasse der Gewinnungskosten neu definiert werden. Am zuverlässigsten sind die Angaben in der Kostenkategorie RAR < 80 USD/ kg U, die nach derzeitiger BGR-Definition als Reserven (grün) eingestuft werden. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden aus Sicht der BGR als Ressourcen (ocker) betrachtet.

Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

(verändert nach IAEA und OECD 2014)





Ländergruppen der BGR Energiestudie

Europa

Albanien, Andorra, Belgien, Bosnien und Herzegowina, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Färöer, Finnland, Frankreich, Gibraltar, Griechenland, Insel Man, Irland, Island, Italien, Jersey, Kosovo, Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Mazedonien, Monaco, Montenegro, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, San Marino, Schweden, Schweiz, Serbien, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vatikanstadt, Vereinigtes Königreich, Zypern

GUS inkl. Georgien

Armenien, Aserbaidtschan, Belarus, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldau (Republik), Russische Föderation, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Côte d'Ivoire, Dschibuti, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kenia, Komoren, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Marokko, Mauretanien, Mauritius, Mayotte, Mosambik, Namibia, Niger, Nigeria, Ruanda, Sambia, São Tomé und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Somalia, St. Helena, Ascension und Tristan da Cunha, Südafrika, Südsudan, Sudan, Swasiland, Tansania (Vereinigte Republik), Togo, Tschad, Tunesien, Uganda, Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Palästinensische Gebiete, Saudi-Arabien, Syrien (Arabische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

Austral-Asien

„Austral“-Anteil:

Australien, Cookinseln, Fidschi, Französisch-Polynesien, Guam, Kiribati, Marshallinseln, Mikronesien (Föderierte Staaten), Nauru, Neukaledonien, Neuseeland, Nördliche Marianen, Norfolkinsel, Palau, Pitcairniseln, Salomonen, Samoa, Timor-Leste, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis und Futuna

„Asien“-Anteil:

Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei Darussalam, China, Hongkong, Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik), Korea (Republik), Laos (Demokratische Volksrepublik), Malaysia, Malediven, Mongolei, Myanmar, Nepal, Pakistan, Papua-Neuguinea, Philippinen, Singapur, Sri Lanka, Taiwan, Thailand, Vietnam

Nordamerika

Grönland, Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

Lateinamerika (Mittel- und Südamerika ohne Mexiko)

Anguilla, Antigua und Barbuda, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermudas, Bolivien (Plurinationaler Staat), Brasilien, Chile, Costa Rica, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Falklandinseln (Malwinen), (Französisch-) Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Jungferninseln (Brit.), Jungferninseln (Amerik.),

Kaimaninseln, Kolumbien, Kuba, Martinique, Montserrat, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, Puerto Rico, St. Kitts und Nevis, St. Lucia, St. Pierre und Miquelon, St. Vincent und die Grenadinen, Suriname, Trinidad und Tobago, Turks- und Caicosinseln, Uruguay, Venezuela (Bolivarische Republik)

Wirtschaftspolitische Gliederungen Stand:2018

BRICS-Staaten

Brasilien, Russische Föderation, Indien, China, Südafrika

Europäische Union

- EU-15 Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweden, Spanien, Vereinigtes Königreich
- EU-25 Europäische Union (ab 1.5.2004):
EU-15 plus neue Mitgliedsländer: Estland, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn, Zypern
- EU-27 Europäische Union (ab 1.1.2007):
EU-25 plus neue Mitgliedsländer: Bulgarien, Rumänien
- EU-28 Europäische Union (ab 01.07.2013)
EU-27 plus neues Mitgliedsland: Kroatien

IAEA (International Atomic Energy Agency; 169 Länder)

Afghanistan, Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Antigua und Barbuda, Argentinien, Armenien, Aserbaidshan, Äthiopien, Australien, Bahamas, Bahrain, Bangladesch, Barbados, Belarus, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botsuana, Brasilien, Brunei Darussalam, Bulgarien, Burkina Faso, Burundi, Chile, China, Costa Rica, Côte d'Ivoire, Dänemark, Deutschland, Dschibuti, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Eritrea, Estland, Fidschi, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Griechenland, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Indien, Indonesien, Irak, Iran (Islamische Republik), Irland, Island, Israel, Italien, Jamaika, Japan, Jemen, Jordanien, Kambodscha, Kamerun, Kanada, Kasachstan, Katar, Kenia, Kirgisistan, Kolumbien, Kongo (Demokratische Republik), Kongo (Republik), Korea (Republik), Kroatien, Kuba, Kuwait, Laos (Demokratische Volksrepublik), Lesotho, Lettland, Libanon, Liberia, Libyen, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Madagaskar, Malawi, Malaysia, Mali, Malta, Marokko, Marshallinseln, Mauretanien, Mauritius, Mazedonien (ehem. jugoslawische Republik), Mexiko, Moldau (Republik), Monaco, Mongolei, Montenegro, Mosambik, Myanmar, Namibia, Nepal, Neuseeland, Nicaragua, Niederlande, Niger, Nigeria, Norwegen, Österreich, Oman, Pakistan, Palau, Panama, Papua-Neuguinea, Paraguay, Peru, Philippinen, Polen, Portugal, Ruanda, Rumänien, Russische Föderation, Sambia, San Marino, Saudi-Arabien, Schweden, Schweiz, Senegal, Serbien, Seychellen, Sierra Leone, Simbabwe, Singapur, Slowakei, Slowenien, Spanien, Sri Lanka, St. Vincent und die Grenadinen, Südafrika, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Swasiland, Tadschikistan, Tansania (Vereinigte Republik), Thailand, Togo, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechien, Türkei, Tunesien, Turkmenistan, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vanuatu, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, Zentralafrikanische Republik, Zypern



NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 35 Länder)

Australien, Belgien, Chile, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Israel, Italien, Japan, Kanada, Korea (Republik), Lettland, Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 14 Länder)

Äquatorialguinea, Algerien, Angola, Ecuador, Gabun, Irak, Iran (Islamische Republik), Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate

OPEC-Golf

Irak, Iran (Islamische Republik), Katar, Kuwait, Saudi-Arabien, Vereinigte Arabische Emirate

Maßeinheiten

b, bbl	barrel, Fass	1 bbl = 158,984 Liter
cf	Kubikfuß	1 cf = 0,02832 m ³
J	Joule	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
kJ	Kilojoule	1 kJ = 10 ³ J
MJ	Megajoule	1 MJ = 10 ⁶ J
GJ	Gigajoule	1 GJ = 10 ⁹ J = 278 kWh = 0,0341 t SKE
TJ	Terajoule	1 TJ = 10 ¹² J = 278 x 10 ³ kWh = 34,1 t SKE
PJ	Petajoule	1 PJ = 10 ¹⁵ J = 278 x 10 ⁶ kWh = 34,1 x 10 ³ t SKE
EJ	Exajoule	1 EJ = 10 ¹⁸ J = 278 x 10 ⁹ kWh = 34,1 x 10 ⁶ t SKE
m ³	Kubikmeter	
Nm ³	Norm-Kubikmeter	Gasmenge in 1 m ³ bei 0° C und 1,01325 bar [auch m ³ (Vn) abgekürzt]
Mio. m ³	Millionen Kubikmeter	1 Mio. m ³ = 10 ⁶ m ³
Mrd. m ³	Milliarden Kubikmeter	1 Mrd. m ³ = 10 ⁹ m ³
Bill. m ³	Billionen Kubikmeter	1 Bill. m ³ = 10 ¹² m ³
lb	pound, Pfund	1 lb = 453,59237 Gramm
t	Tonne	1 t = 10 ³ kg
t / a	metrische Tonne(n) pro Jahr	
toe	Tonnen Öl-Äquivalent (= tons of oil equivalent)	

Umrechnungsfaktoren

kt	Kilotonne	$1 \text{ kt} = 10^3 \text{ t}$
Mt	Megatonne	$1 \text{ Mt} = 10^6 \text{ t} = 1 \text{ Mio. t}$
Gt	Gigatonne	$1 \text{ Gt} = 10^9 \text{ t} = 1 \text{ Mrd. t}$
Tt	Teratonne	$1 \text{ Tt} = 10^{12} \text{ t}$
W	Watt	$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg m}^2 / \text{s}^3$
MW_e	Megawatt elektrisch	$1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
MW_{th}	Megawatt thermisch	$1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
Wh	Wattstunde	$1 \text{ Wh} = 3,6 \text{ kWh} = 3,6 \text{ kJ}$
GWh_e	Gigawattstunde elektrisch	$3,6 \cdot 10^9 \text{ kJ}$
GWh_{th}	Gigawattstunde thermisch	$3,6 \cdot 10^9 \text{ kJ}$
k	Kilo	10^3
M	Mega	10^6
G	Giga	10^9
T	Tera	10^{12}
P	Peta	10^{15}

Umrechnungsfaktoren

1 t Erdöl	$1 \text{ toe} = 7,35 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1.101 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
1 t Schwerstöl	$1 \text{ toe} = 6,19 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1.101 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
1 t NGL/ Kondensat	$1 \text{ toe} = 10,4 \text{ bbl} = 1,428 \text{ t SKE} = 1.101 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 41,8 \times 10^9 \text{ J}$
1 t LNG	$1.380 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 1,06 \text{ toe} = 1,52 \text{ t SKE} = 44,4 \times 10^9 \text{ J}$
1.000 Nm ³ Erdgas	$35.315 \text{ cf} = 0,9082 \text{ toe} = 1,297 \text{ t SKE} = 0,735 \text{ t LNG} = 38 \times 10^9 \text{ J}$
1 t SKE	$0,70 \text{ toe} = 770,7 \text{ m}^3 \text{ Erdgas} = 29,3 \times 10^9 \text{ J}$
1 EJ (10^{18} J)	$34,1 \text{ Mio. t SKE} = 23,9 \text{ Mio. toe} = 26,3 \text{ Mrd. m}^3 \text{ Erdgas} = 278 \text{ Mrd. kWh}$
1 t Uran (nat.)	14.000 bis 23.000 t SKE; je nach Ausnutzungsgrad veränderliche Werte
1 kg Uran (nat.)	2,6 lb U ₃ O ₈

