

2016

ENERGIESTUDIE



Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen



ENERGIESTUDIE 2016

Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen

Hannover, Dezember 2016

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: Harald Andruleit (Koordination), Hans Georg Babies, Stephanie Fleig,
Stefan Ladage, Jürgen Meißner, Martin Pein, Dorothee Rebscher, Michael Schauer,
Sandro Schmidt, Gabriela von Goerne
- Mitarbeit: Andreas Bahr, Uwe Benitz, Jennifer Bremer
- Datenstand: 2015
- Quelleninformationen
- Titel: Pumpspeicherkraftwerk Malta Oberstufe (Verbund AG)
Wechselagerung von Sanden und Kohleflözen (Harald Andruleit / BGR)
Bohrplatz der Vaca Muerta Formation (YPF)
Arbeiten im Offshore Windpark DanTysk (Siemens AG)
- Vorwort: SST-500 GEO / Siemens-Dampfturbine für Geothermie-Kraftwerke (Siemens AG)
- Zitierhinweis: BGR (2016): Energiestudie 2016. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen (20). – 180 S., Hannover.

VORWORT

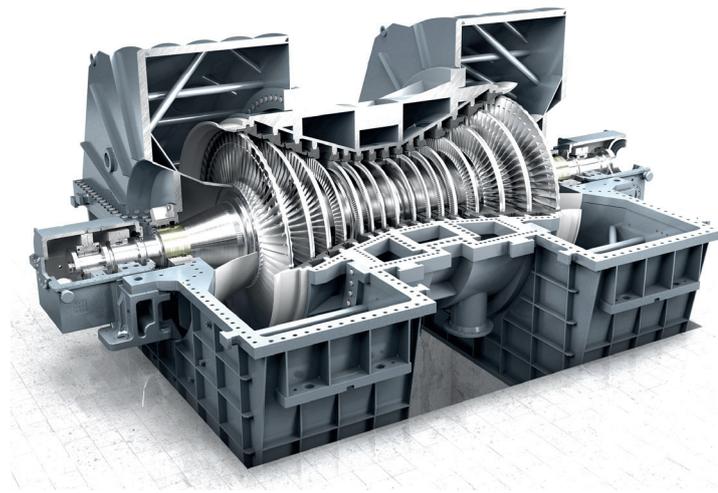
Das völkerrechtlich verbindliche Klimaabkommen von Paris ist im November 2016 in Kraft getreten und wird erhebliche Auswirkungen auf die globale Energieerzeugung entfalten. Mit der laufenden Energiewende betreibt Deutschland bereits seit Jahren den Umbau der heimischen Energieversorgung. Zur Erreichung der formulierten Ziele des Pariser Abkommens ist die Energiewende mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien als zentrale Energiequelle und weiteren flankierenden Maßnahmen unabdingbar.

Sowohl der Umbau von Energiesystemen als auch die Suche nach stofflichen Substituten für fossile Energierohstoffe sind komplex und brauchen Zeit. Die Entwicklung von Speichersystemen, die Steigerung der Energieeffizienz und die Anpassung von Stromnetzen sind nur einige Maßnahmen, die stellvertretend für die zu bewältigenden Herausforderungen stehen. Im globalen Maßstab ändert sich daher der Energiemix nur sehr langsam mit signifikanten Anteilsverschiebungen im Rahmen von Dekaden. Auch die Erfahrungen in Deutschland, beispielsweise bezüglich des Umbaus der Energieinfrastruktur, bestätigen die Langfristigkeit des Transformationsprozesses, trotz des erreichten gesellschaftlichen Konsenses in der Frage der zukünftigen energiepolitischen Ausrichtung. Die über Jahrzehnte gewachsene Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern ist zu groß, als dass diese innerhalb weniger Jahre überwunden werden könnten.

Die verlässliche und wirtschaftliche Bereitstellung von Primärenergie ist Grundlage unseres Wohlstandes und Voraussetzung für die Entwicklung funktionierender Volkswirtschaften. Die globale Bevölkerung wird in den nächsten Jahrzehnten weiter wachsen und daher mehr Primärenergie benötigen

als gegenwärtig. Angesichts dieser Herausforderungen wird die Versorgung mit Energie auch durch die Bereitstellung fossiler Energieträger notwendig sein. Daher bleiben fossile Energien auf absehbare Zeit – bei zurückgehenden Anteilen und effizienterer Nutzung – weiterhin unverzichtbar in der globalen Energieerzeugung, um den Ausbau der erneuerbaren Energien zu ermöglichen und den Wechsel im Energiemix ohne Brüche zu vollziehen.

Die Energiestudie 2016 informiert mit Daten und Fakten über die Verfügbarkeit und Entwicklungen aller Energieträger: Erdöl, Erdgas, Kohle, Uran und erneuerbare Energie einschließlich der Tiefen Geothermie. Im Abschnitt „Energierohstoffe im Fokus“ werden die Themen „Das Erdöl- und Erdgas-Potenzial der Länder am Horn von Afrika“, „Schieferöl- und Schiefergas in Deutschland – Ressourcen und Umweltaspekte“ sowie „Energiespeicher im Untergrund für die Energiewende“ gesondert betrachtet.



INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	9
2	Energiesituation in Deutschland	15
	2.1 Energieversorgung und Primärenergieverbrauch	15
	2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen	17
3	Energierohstoffe weltweit	34
	3.1 Globale Vorratssituation	35
	3.2 Erdöl	38
	3.3 Erdgas	43
	3.4 Kohle	48
	3.5 Kernbrennstoffe	54
	3.6 Tiefe Geothermie	60
	3.7 Erneuerbare Energien	63
4	Energierohstoffe im Fokus (Sonderthemen)	67
	4.1 Das Erdöl- und Erdgas-Potenzial der Länder am Horn von Afrika	67
	4.2 Schieferöl- und Schiefergas in Deutschland – Ressourcen und Umweltaspekte	77
	4.3 Energiespeicher im Untergrund für die Energiewende	84
5	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe und erneuerbarer Energien	90
	5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	90
	5.2 Zusammenfassung und Ausblick	91
6	Literatur	95
	Anhang	
	Tabellen	
	Quellen	
	Glossar/Abkürzungsverzeichnis	
	Definitionen	
	Ländergruppen	
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	
	Maßeinheiten	
	Umrechnungsfaktoren	

1 KURZFASSUNG

Einleitung – Der Energieverbrauch der Welt wie auch Deutschlands wird primär durch fossile Energieträger gedeckt. Eine weltweit wachsende Bevölkerungszahl und die Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards werden trotz höherer Energieeffizienz langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Die Abhängigkeit der Energieversorgung von fossilen Energierohstoffen wird daher noch für absehbare Zeit fortbestehen. Vor diesem Hintergrund ist ein steigender internationaler Wettbewerb um Energierohstoffe zu erwarten. Auch für Deutschland ist trotz der hohen Wachstumsraten bei den Erneuerbaren, begleitet von einer Abnahme der Eigenförderung und dem Ausstieg aus der Kernenergie eine Minderung der hohen Importabhängigkeit bei den fossilen Energierohstoffen nicht absehbar. Derzeit leisten Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle nach wie vor mit rund 80 % den mit Abstand größten Beitrag zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs.

Methodik – Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Aussagen und Analysen zur Situation bei den Energierohstoffen Erdöl, Erdgas, Kohle, den Kernbrennstoffen und den erneuerbaren Energieträgern einschließlich der Tiefen Geothermie. Schwerpunkte 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 fossilen Energierohstoffen betrachtet und aktuelle und gesellschaftlich relevante Energie-Themen aufgegriffen. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), der deutschen Wirtschaft und der Öffentlichkeit. Grundlage der Datensätze und Bewertungen bildet die kontinuierliche Auswertung von Informationen in Fachzeitschriften, wissenschaftlichen Publikationen, Berichten aus der Wirtschaft, Fachorganisationen und politischen Stellen, Internetquellen und eigenen Erhebungen. Sofern nicht explizit erwähnt, stammen alle aufgeführten Daten aus der Energierohstoff-Datenbank der BGR.

Ergebnisse – Nach heutigem Kenntnisstand sind noch umfangreiche fossile Energiemengen vorhanden. Der weltweite Vergleich von bislang bereits geförderten und damit verbrauchten Energierohstoffen mit noch vorhandenen Reserven und Ressourcen zeigt, dass in allen Regionen der Erde noch große, nicht ausgeschöpfte Energiepotenziale existieren (Abb.1). Während in den Regionen Austral-Asien, GUS und Nordamerika die Potenziale kaum berührt erscheinen, ist selbst in Europa bis heute nur ein kleiner Teil gefördert worden. Der Rohstoffreichtum wird dabei primär durch die großen Kohlevorkommen erreicht, die es auf allen Kontinenten gibt und die nicht, wie beim konventionellen Erdöl und Erdgas, auf einige Regionen begrenzt sind. Die für Erdöl und Erdgas so bedeutende Region des Nahen Ostens verfügt aufgrund der geringen Kohlenvorräte nur über ein vergleichsweise geringes Gesamtpotenzial.

Der größte Anteil mit 552.523 Exajoule (EJ) an den globalen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um ein Vielfaches. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls, das die Sonderrolle dieses Energierohstoffs unterstreicht. Der Energieinhalt aller Reserven stieg im letzten Jahr leicht auf 38.443 EJ (plus 1,3 %) aufgrund von Neu- und Höherbewertungen insbesondere bei der Weichbraunkohle. Insgesamt waren die Veränderungen bei den Ressourcen aber auch bei den Reserven gering. Gemessen am Energieinhalt ist die Kohle bei den Ressourcen und Reserven der beherrschende Energierohstoff. Hingegen dominiert Erdöl weiterhin im Verbrauch und der Förderung mit im

Vorjahresvergleich sogar leicht gestiegenen Anteilen. 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 weiterhin die fossilen Energieträger. Aus rohstoffgeologischer Sicht können die bekannten Energierohstoffvorräte auch langfristig einen steigenden Bedarf bei Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen decken und den Wechsel in ein kohlenstoffarmes Energiesystem gewährleisten. Erdöl ist der einzige Energierohstoff bei dem sich eine Limitierung abzeichnet.

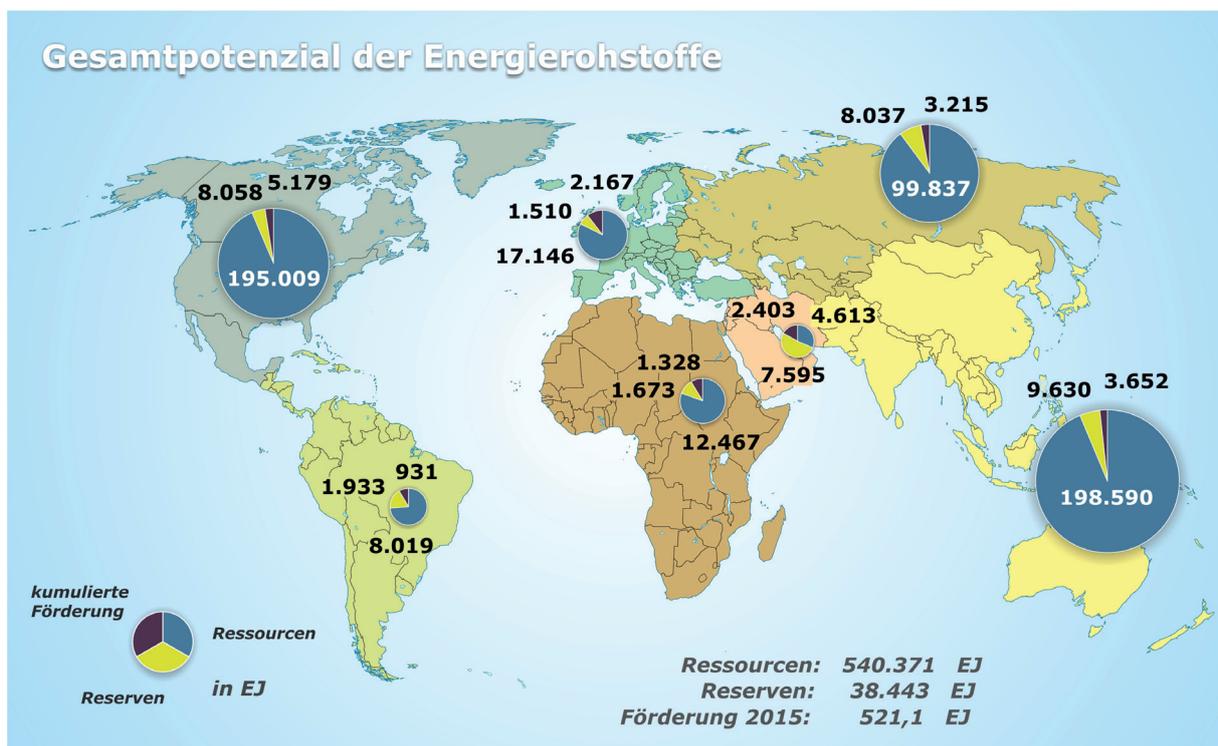


Abbildung 1: Gesamtpotenzial der fossilen Energierohstoffe einschließlich Uran für 2015 (ohne Antarktis): Regionale Verteilung ohne Ressourcen von Ölschiefer, Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium, da nicht regional zuordenbar (geschätzte kumulierte Förderung der Kohle ab 1950).

Energierohstoffe im Fokus:

Angesichts aktueller Erdöl- und Erdgasfunde im östlichen Afrika stellt sich die Frage, ob auch **Potenziale in der Region am Horn von Afrika** mit den Ländern Äthiopien, Dschibuti, Eritrea, Somalia und Kenia zu erwarten sind und, falls ja, in welcher Größe. Nach Auswertung von 45 Sedimentbecken der Region zeigt sich ein Potenzial von insgesamt 687 Mio. t an Erdöl- und knapp 800 Mrd. m³ an Erdgasressourcen. Vor dem Hintergrund laufender Konflikte ist aber nicht absehbar, wann diese Ressourcen erkundet beziehungsweise erschlossen werden können.

Die BGR hat das Potenzial an Schiefergas und Schieferöl in Deutschland untersucht und Anfang 2016 in der Studie „**Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Ressourcen und Umweltaspekte**“ veröffentlicht. Danach hat Schiefergas mit rund 800 Mrd. m³ ein bedeutendes sowie Schie-

feröl mit rund 50 Mio. t ein vergleichsweise geringes Ressourcenpotenzial. Für große Bereiche Deutschlands sind durch Fracking verursachte, spürbare Erdbeben wenig wahrscheinlich. Potenzielle Kontaminationspfade im Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen im tieferen Untergrund sind auch langfristig als unwahrscheinlich anzusehen. Aus geowissenschaftlicher Sicht kann der Einsatz der Fracking-Technologie kontrolliert und sicher erfolgen.

Energiespeicher für die Energiewende – Der geologische Untergrund bietet mit künstlich angelegten Salzkavernen und natürlichen Porenspeichern zwei verschiedene Optionen für die Speicherung größerer Energiemengen. Beide Energiespeicherformen könnten eine zentrale Rolle im Rahmen der Energiewende einnehmen, denn sie bieten die Möglichkeit sowohl der kurz- als auch der langfristigen Energiespeicherung. Wichtige Einsatzgebiete bieten sich für die Speicherung der Energieträger Druckluft und Wasserstoff. Die Energiespeicherpotenziale für Kavernenspeicher in Norddeutschen Salzstrukturen betragen für Druckluft rund 4,5 TWh und für Wasserstoff etwa 1.614 TWh.

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

Erdöl

- **Erdöl ist der weltweit wichtigste Energielieferant und wird es auch in absehbarer Zukunft bleiben.** Der Anteil an Erdöl am Primärenergieverbrauch erhöhte sich im Berichtszeitraum auf nun 35 %.
- **In den nächsten Jahren kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden.** Sowohl die Förderung als auch die Ressourcen stiegen im Berichtsjahr, während die Reserven leicht fielen.
- **Die kurzfristige Entwicklung des Erdölpreises ist nicht vorhersagbar.** Der Preisrückgang des Erdöls setzte sich auch 2015 aufgrund des anhaltenden Überangebots fort. Preissteigerungen sind jedoch für die Zukunft zu erwarten.
- **Die konventionelle Erdölförderung ist für die weltweite Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen von zentraler Bedeutung.** Der Anteil der konventionellen Erdölreserven an den Gesamtreserven liegt bei etwa 80 % und der Anteil der Gesamtproduktion bei rund 90 %.
- **Erdöl ist der einzige Energierohstoff, bei dem in den kommenden Jahrzehnten eine steigende Nachfrage wahrscheinlich nicht mehr gedeckt werden kann.** Bei anhaltend niedrigen Investitionen der KW-Industrie infolge des Erdölpreisverfalls, besteht bereits mittelfristig die Gefahr von Versorgungsengpässen, da der Förderrückgang produzierender Felder nicht mehr ausreichend kompensiert werden kann.
- **Die deutsche Erdölversorgung ist mit zurzeit 39 Lieferländer umfassend diversifiziert.** Das mit Abstand wichtigste Lieferland ist nach wie vor die Russische Föderation, gefolgt von Norwegen und dem Vereinigten Königreich. Alleine diese drei Länder decken über 60 % der Deutschen Einfuhren ab.

Erdgas

- **Aus rohstoffgeologischer Sicht kann die Erdgasversorgung der Welt noch über Jahrzehnte gewährleistet werden.** Erdgas ist weltweit noch in sehr großen Mengen vorhanden.
- **Etwa 80 % der globalen Erdgasreserven befinden sich in den Ländern der OPEC sowie der GUS und sind fast ausschließlich konventionell.** Weltweit liegt der Anteil der nicht-konventionellen Reserven bei unter 5 %.
- **Im Nahen Osten liegen die größten Erdgasvorräte.** Die Region verfügt sowohl über substanzielle offshore- als auch onshore-Reserven. Die umfangreichsten onshore-Reserven finden sich in der Russischen Föderation.
- **2015 ist der weltweite Handel mit Erdgas erneut gestiegen.** Dabei hat der leitungsgebundene Transport mehr zugenommen als der Handel mit LNG, obschon letzterer sein bisher größtes Handelsvolumen erreichte.
- **Anfang 2016 wurde das erste LNG-Export-Terminal der kontinentalen Vereinigten Staaten in Betrieb genommen.** Nach Südamerika und Asien wurde Europa (Portugal) im April 2016 mit verflüssigtem Erdgas aus der Schiefergasförderung beliefert.
- **Die engere Anbindung der verschiedenen Erdgasmärkte durch ein großzügiges LNG Angebot hat zu einer globalen Annäherung der Preise beigetragen.** In den nächsten Jahren werden dem Markt wachsende Mengen an LNG zur Verfügung stehen und grundsätzlich zu mehr Wettbewerb und einer entspannten Versorgungslage führen.
- **Aufgrund der rückläufigen Erdgasförderung in Deutschland und Europa wächst die Abhängigkeit von Importen.** Obwohl Europa Zugang zu einem großen Teil der weltweiten Reserven hat, sind geopolitische Risiken ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

Kohle

- **Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken.** Mit einem Anteil von rund 55 % an den Reserven und rund 89 % an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Potenzial von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.
- **Kohle wird auch zukünftig eine bedeutende Rolle bei einem zu erwartenden Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs einnehmen.** Aktuell sinken allerdings die globale Förderung und der Verbrauch von Kohle aufgrund eines verminderten Bedarfs in den vergangenen zwei Jahren.
- **Auf dem Weltmarkt für Hartkohle deuten die derzeitigen Preiserhöhungen auf eine Beendigung des jahrelangen Überangebotes hin – zumindest kurzfristig.** Die Verringerung der Weltkohlenförderung von rund drei Prozent in 2015 und eine voraussichtliche weitere

Verringerung um voraussichtlich sieben Prozent in 2016 sorgen derzeit für Verknappungen mit entsprechenden Preisanstiegen.

- **Die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlenpreise wird maßgeblich durch die aktuelle Situation in Asien bestimmt.** Ausgehend von Verknappungen im asiatischen (chinesischen) Markt stiegen seit dem Spätsommer 2016 erstmalig nach rund fünf Jahren die Kohlenpreise.
- **Deutschland erhöhte 2015 erneut seine Importe an Hartkohle (Steinkohle) auf nunmehr rund 55,5 Mt.** Zusammen mit Koks- und Briketteinfuhren importiert Deutschland derzeit rund 89 % seines Bedarfs an Steinkohle und -produkten.

Kernbrennstoffe

- **Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen.** Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise, ausgelöst durch die Folgen der Reaktorunfälle in Fukushima, setzte sich auch im vierten Jahr in Folge fort.
- **Die globale Uranproduktion steigt weiter.** Die Produktion wurde insbesondere in Kasachstan und Kanada ausgebaut. Kasachstan bleibt mit einem Anteil von knapp 40 % weiterhin der bedeutendste Uranproduzent der Welt. Die kanadische Cigar Lake Mine wurde 2015 bereits im ersten Jahr ihres kommerziellen Betriebes zur zweitgrößten Produktionsstätte der Welt.
- **Weltweit besteht weiterhin ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen.** Ende 2015 befanden sich 65 Kernreaktoren in 15 Ländern im Bau. Darunter allein 24 in China. Besonders in Asien wird die Nachfrage nach Uran langfristig weiter steigen.
- **Aus geologischer Sicht ist kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten.** Die globalen Vorräte sind sehr umfangreich und liegen derzeit bei 1,3 Mt Reserven (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und 13,7 Mt Uranressourcen.
- **In Deutschland ist der Ausstieg aus der Kernenergie zur kommerziellen Stromerzeugung gesetzlich festgelegt.** Neun der 17 Kernkraftwerke Deutschlands wurden seit der Änderung des Atomgesetzes von 2011 abgeschaltet. Mit Ablauf des Jahres 2022 ist der Ausstieg vollzogen.

Tiefe Geothermie

- **Die Tiefe Geothermie ist eine erfolgreich erprobte Form der Energiegewinnung, die sowohl im Hinblick auf die Klimaproblematik als auch geopolitisch attraktiv ist.** Sie ist eine grundlastfähige, emissionsarme innovative Technologie mit vergleichsweise geringem Oberflächenbedarf.

- **Das globale geothermische Potenzial ist sehr groß, wird bislang jedoch nur wenig genutzt.** Bis zu einer Tiefe von 3 km wird es auf insgesamt 42 Mio. EJ geschätzt.
- **Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben derzeit noch als schwierig.** Gründe hierfür sind unter anderem lange Projektierungszeiten und ein hohes Fündigkeitsrisiko.
- **Global ergibt sich eine sehr differenzierte Lage zur Anwendung der Geothermie.** Begünstigt sind Länder, die über Hochenthalpielagerstätten verfügen. Eine besondere Bedeutung könnte die Geothermie für Entwicklungsländer beispielsweise in Ostafrika erreichen, wo sie zur Strom- als auch Wärmezeugung in infrastrukturschwachen Regionen beitragen kann.
- **In Deutschland ist die Bedeutung der Geothermie weiterhin gering.** Der Beitrag der Tiefen Geothermie zur Stromerzeugung lag im Jahr 2015 bei 0,03 %, der Anteil geothermisch genutzter Wärme lag bei 0,09 %. In den letzten fünf Jahren vervielfachte sich die installierte Leistung und die produzierte Menge an Strom nahezu um den Faktor fünf und betrug annähernd 32 MW_e und 151 GWh. Geothermie wird hierzulande durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) gefördert.

Erneuerbare Energien

- **Erneuerbare Energien sind für die globale Energieversorgung von großer Bedeutung.** Rund 14 % des globalen Primärenergieverbrauchs wurden 2015 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 rasanten weltweiten Ausbaus noch vergleichsweise gering.
- **Der Beitrag zur global installierten Leistung der Stromerzeugung ist erheblich.** Weltweit sind 1.985 GW aus erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung installiert. Dies entspricht rund 30 % der geschätzten globalen Stromerzeugungskapazität. China ist marktführend und verdrängt bei der Photovoltaik mit 43 GW installierter Leistung zur Stromerzeugung Deutschland auf den zweiten Platz (39 GW).
- **Weltweit besteht ein wachsendes Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien.** Derzeit haben rund 173 Staaten konkrete Ziele zum weiteren Ausbau formuliert. Knapp 77 % des globalen Ausbaus der installierten Stromerzeugungskapazitäten erfolgte 2015 durch den Zubau von erneuerbaren Energien.
- **Der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix erreichte 2015 mit 30,1 % ein neues Maximum.** Windkraft, Biomasse und Photovoltaik leisten den Hauptanteil.

2 ENERGIESITUATION IN DEUTSCHLAND

2.1 Energieversorgung und Primärenergieverbrauch

Deutschland ist als hochentwickelte Industrienation einer der größten Energieverbraucher der Welt. Im Rahmen der Umsetzung der Energiewende und um den Verpflichtungen des Pariser Klimaabkommens von 2015 gerecht zu werden, baut Deutschland die Erzeugung von Primärenergie aus erneuerbaren Quellen weiter aus. Zurzeit müssen jedoch noch rund 80 % des Primärenergieverbrauchs aus fossilen Quellen bereitgestellt werden. Den Hauptteil der benötigten Energierohstoffe muss Deutschland importieren. Von allen im Jahr 2015 eingeführten Rohstoffen (mineralische und Energierohstoffe) im Wert von 106,8 Mrd. € entfiel der größte Teil mit über 60 % auf die Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle (Abb. 2). Während die absoluten importierten Mengen an Energierohstoffen klar anstiegen (plus 6,9 %) sanken hingegen die Importausgaben. Dies ist insbesondere auf die erheblich gesunkenen Erdölpreise zurückzuführen. Die relativen Wertanteile der Energierohstoffe lagen bei 50,1 % für Erdöl und 42,5 % für Erdgas sowie bei 6,5 % für Kohle und 1,0 % für Kernbrennstoffe. Insgesamt wurden 246 Mio. t an Energierohstoffen mit einem Wert von 65,7 Mrd. € eingeführt (BGR 2016a). Die wichtigsten Einfuhrländer fossiler Energieträger nach Deutschland waren die Russische Föderation, Norwegen und die Niederlande.

Nur noch rund 2 % des Erdöls und knapp 10 % des Erdgases stammen aus der inländischen Förderung (Abb. 3). Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der Lagerstätten und fehlende Neufunde zurückzuführen. Mit Erreichen des für 2018 vorgesehenen Ausstiegs aus der subventionierten Steinkohleförderung wird der Anteil der heimischen Steinkohle ganz verschwinden. Im Jahr 2015 lag der Anteil der Eigenförderung am Steinkohlenverbrauch bei 11 %. Ein voraussichtlich weiter bestehender, erheblicher Bedarf an Steinkohle muss dann ausschließlich über Importe gedeckt werden. Unter allen Energieträgern ist Weichbraunkohle der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt. Hier ist Deutschland Selbstversorger und sowohl größter Produzent als auch Verbraucher weltweit.

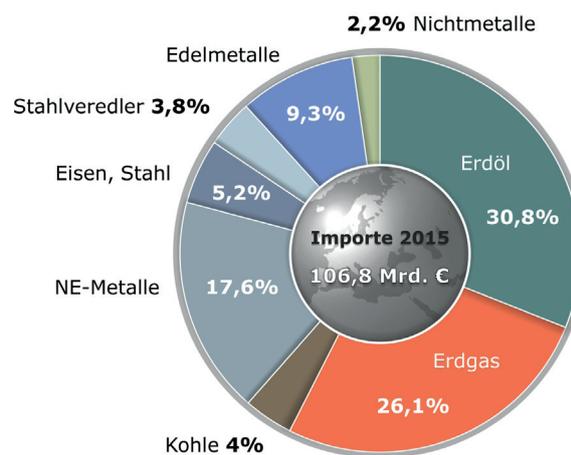


Abbildung 2: Anteile und Wert der Rohstoffeinfuhren Deutschlands im Jahr 2015.

Bereits Ende der 1970er Jahre erreichte der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland, zeitgleich zum Maximum des deutschen Erdölverbrauchs, sein Allzeithoch. Seitdem verblieb der Energiebedarf auf einem vergleichsweise hohen Niveau mit insgesamt leicht sinkender Tendenz.

Im Vergleich zum Vorjahr stieg der PEV in Deutschland leicht um 1,1 % und lag für 2015 bei 13.306 PJ und damit auf dem Niveau der 1970er Jahre. Den stärksten Einfluss auf den gestiegenen Energieverbrauch hatte die im Vergleich zu 2014 kühlere Witterung und den

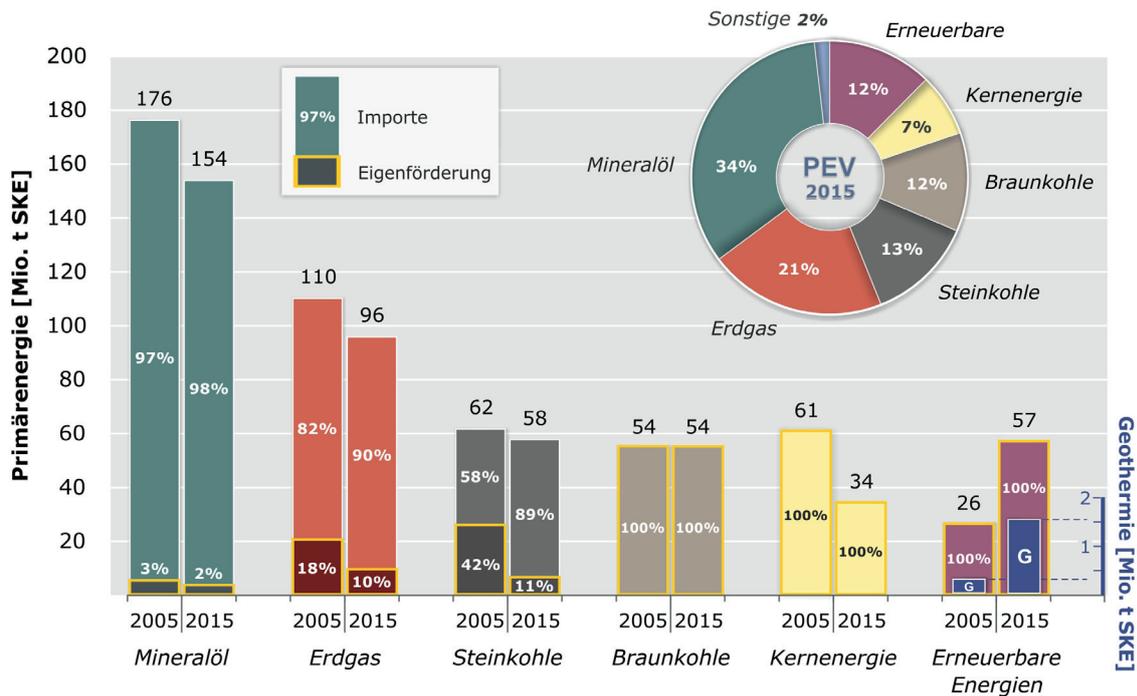


Abbildung 3: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei einzelnen Primärenergierohstoffen in den Jahren 2005 und 2015 (Quellen: AGEB 2016, LBEG 2016, BMU 2013).

damit verbundenen erhöhten Heizwärmebedarf. Laut AGEB (2016) wurde der Verbrauchszuwachs bedingt durch die positive Konjunktorentwicklung (plus 1,7 %) sowie durch den Bevölkerungszuwachs (plus 1 Mio. Menschen) durch Zugewinne bei der Energieeffizienz ausgeglichen. Bereinigt um den Witterungseffekt wäre der Energieverbrauch im vergangenen Jahr um etwa 0,4 % gesunken (AGEB 2016).

Mit Ausnahme der erneuerbaren Energien und des Erdgases nahm der Verbrauch aller übrigen Energieträger ab. Aufgrund des Rückgangs der nuklearen Stromerzeugung verminderte sich die Nutzung der Kernenergie mit 5,5 % am stärksten. Der Verbrauch an Steinkohle verringerte sich in 2015, nach dem deutlichen Rückgang im Vorjahr, nur um 0,7 %. Ähnliches gilt auch für die Braunkohle, deren Einsatz in 2015 um 0,3 % gegenüber dem Vorjahr sank. Auch der Mineralölverbrauch blieb im Jahr 2015 nach dem Rückgang im Vorjahr, trotz der unterschiedlichen Entwicklung der wichtigsten Mineralölprodukte (AGEB 2016), nahezu konstant und hatte mit 33,9 % weiterhin den klar größten Anteil am PEV. Es folgten Erdgas, dessen Verbrauch 2015 weitgehend temperaturbedingt um 5 % zulegte, mit gut 21 %, die Steinkohle mit 12,7 % und knapp dahinter mit 12,5 % die erneuerbaren Energien an vierter Stelle. Die Braunkohle war mit 11,8 % und die Kernenergie mit 7,5 % am gesamten Primärenergieverbrauch beteiligt. Die erneuerbaren Energien erhöhten 2015 ihren Beitrag um insgesamt rund 10 % auf knapp 1.670 PJ. Während die Nutzung der Biomasse um rund 3 % zunahm, hielt die Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) ihren Beitrag etwa auf Vorjahreshöhe. Den bei weitem stärksten Zuwachs gab es bei der Windenergie (an Land und auf See) mit einem Plus von 53 % gegenüber dem Vorjahr. Bei der Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie) fiel der Anstieg mit 6 % h schwächer aus als in den Vorjahren. Bei den Biokraftstoffen gab es einen Rückgang um 6 % (AGEB 2016).

Im 10-Jahresvergleich nahm der Anteil der Erneuerbaren erheblich zu, während alle fossilen Energieträger und insbesondere die Kernenergie geringere Anteile am PEV Deutschlands hatten. Dabei stagniert der Energieverbrauch schon seit Beginn der 1990er Jahre trotz wirtschaftlichen Wachstums. Ursache der fortschreitenden Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch sind der technologische Fortschritt in der Energiewirtschaft, die sparsamere und rationellere Energienutzung und die Veränderung der Wirtschaftsstrukturen. Schwankungen des Energieverbrauchs waren in den vergangenen Jahren hauptsächlich auf den Einfluss der Witterungsbedingungen zurückzuführen. Absolut betrachtet verringerten sich die Anteile fossiler Energieträger am deutschen Primärenergieverbrauch seit ihrem Maximum zum Ausgang der 1970er Jahre bis in die 2000er Jahre und verblieben seitdem auf einem vergleichsweise hohen Niveau. Angesichts des Förderabfalls bei der Produktion aus heimischen konventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen und des Auslaufens der subventionierten Steinkohlenförderung sinkt der Selbstversorgungsbeitrag weiter ab. Vor diesem Hintergrund ist derzeit eine Minderung der hohen Importabhängigkeit Deutschlands bei den fossilen Energierohstoffen nicht absehbar.

2.2 Energierohstoffe und Energien im Einzelnen

Erdöl

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist gegenüber dem Vorjahr um 2,9 Mio. t (plus 9,2 %) angewachsen und betrug Ende 2015 33,9 Mio. t. Der Reservenzuwachs beruht auf der Neubewertung der produzierenden Erdölfelder sowie der Inbetriebnahme neuer Lagerstättenbereiche. Die deutschen Erdölreserven lagern im Wesentlichen im Norddeutschen Becken, allein Schleswig-Holstein (45,7 %) und Niedersachsen (24,6 %) verfügen über 70 % der deutschen Reserven. Neue Lagerstätten wurden nicht entdeckt (LBEG 2016).

2015 wurden insgesamt 2,41 Mio. t Erdöl (inkl. Kondensat) gefördert. Damit erreichte die Förderung fast das Niveau des Vorjahres (minus 0,1 %). Die Erdölförderung des größten deutschen Erdölfeldes Mittelplate/Dieksand blieb ebenfalls mit 1,32 Mio. t stabil (minus 1,4 %) und deckte damit weiterhin über die Hälfte der deutschen Produktion. Bei den nachfolgenden Erdölfeldern lag die Produktion wie folgt: Römerberg (in Rheinland-Pfalz) 0,178 Mio. t (plus 6,1 %), Rühle 0,170 Mio. t (minus 5,5%) und Emlichheim 0,161 Mio. t (minus 3,1%) (beide in Niedersachsen) (LBEG 2016). Insgesamt waren 1.033 Fördersonden im Einsatz mit einer durchschnittlichen Tagesproduktion von etwa 6,4 t Erdöl.

Tertiäre Fördermethoden (Enhanced Oil Recovery, EOR) zur Erhöhung des Entölungsgrades wurden in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mittels Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten durchgeführt. Im Feld Bockstedt läuft zurzeit ein Wasserflutprojekt unter Testbedingungen unter Zugabe eines biologisch abbaufähigen Biopolymers auf Basis eines Pilzes. Die EOR-Maßnahmen hatten insgesamt einen Anteil von 11,7 % an der Reinölgesamtförderung.

Das bei der Erdgasförderung anfallende Kondensat hatte mit 14.030 t einen 0,6 prozentigen Anteil an der deutschen Erdölförderung. Mehr als 15 % der deutschen Kondensatförderung fiel im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Insgesamt wurde, wie im Vorjahr, aus 50 Feldern Erdöl produziert (LBEG 2016).

Das Absinken des Erdölpreises seit Ende 2014 hat sich erheblich auf den Umfang der Explorations- und Entwicklungstätigkeit im Kohlenwasserstoffsektor niedergeschlagen. So sank die Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahr um ein Drittel auf knapp 32.000 m – dem niedrigsten Wert seit 2003. Auch die geophysikalischen Aktivitäten wie 2-D- und 3-D-seismische Messungen sowie gravimetrische Untersuchungen zur Erkundung des Untergrundes sind 2015 deutlich zurückgegangen (LBEG 2016). Im Jahr 2015 waren in der deutschen Erdöl-/Erdgasindustrie 9.804 Mitarbeiter beschäftigt, 240 weniger als im Vorjahr (BVEG 2016).

Die Erdölförderabgaben, welche die erdölproduzierenden Unternehmen an die jeweiligen Bundesländer zahlen, sind infolge des niedrigen Erdölpreises ebenfalls erheblich zurückgegangen. Im Jahr 2015 konnten die Bundesländer etwa 79,9 Mio. € an Förderabgaben aus der Erdölproduktion einnehmen, nach 147,8 Mio. € und 189,3 Mio. € in den Jahren 2014 bzw. 2013 (BVEG 2016). Die Höhe der Fördergaben hängt vor allem vom Marktwert des Erdöls sowie der Menge des geförderten Erdöls ab.

Die wichtigsten Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2015 in Deutschland nach konsortialer Beteiligung waren (BVEG 2016):

• Wintershall Holding AG	928.898 t
• DEA Deutsche Erdöl AG	684.003 t
• GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	394.938 t
• BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	237.355 t

Die Rohölimporte Deutschlands erhöhten sich 2015 um 2,1 % auf etwa 91,3 Mio. t. Der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch liegt mit 33,9 % auf dem Niveau der Vorjahre. Die Hauptlieferregionen waren die GUS (48 %), Europa (26 %) und Afrika (knapp 19 %) (Abb. 4). Die vier bedeutendsten Lieferländer waren die Russische Föderation (32,6 Mio. t, plus 8,5 %), Norwegen (12,5 Mio. t, minus 18 %), Großbritannien (9,9 Mio. t, plus 2,3 %) und Nigeria (6,7 Mio. t, minus 6 %). Deutliche Steigerungen der Importmengen kamen aus Aserbaidschan (plus 28,7 %), Ägypten (plus 94,6 %) und aus dem Irak (plus 160 %). Sowohl aus Libyen als auch aus Saudi-Arabien verringerten sich die Einfuhren (BAFA 2016a). Eine Übersicht aller Rohstofflieferländer 2015 liefert Tabelle 10 (im Anhang).

Libyen war vor den andauernden Unruhen einer der wichtigsten Erdöllieferanten für Deutschland. Wurden im Jahr 2012 noch 8,6 Mio. t Erdöl aus Libyen importiert, waren es im Jahr 2015 nur noch 2,9 Mio. t (BAFA 2016a). Die Erdölförderung bzw. der Erdöllexport ist momentan nur eingeschränkt möglich. Die deutsche Wintershall Holding AG, einer der größten Erdölproduzenten in Libyen, hat ihre onshore-Produktion weitgehend eingestellt und die E&P-Aktivitäten stark zurückgefahren (Wintershall Holding AG 2016).

Die Ausfuhr von Rohöl aus Deutschland ins benachbarte Ausland wurde im Jahr 2015 von 30.131 t auf 333.292 t deutlich gesteigert. Auch der Handel mit Mineralölprodukten wird vorzugsweise mit EU-Ländern abgewickelt. Dabei wurde die Ausfuhr an Mineralölprodukten um etwa 5 % auf 22,3 Mio. t (2014: 21,2 Mio. t) gesteigert, während die Einfuhren leicht auf 37,4 Mio. t (2014: 37 Mio. t) stiegen (BAFA 2016a).

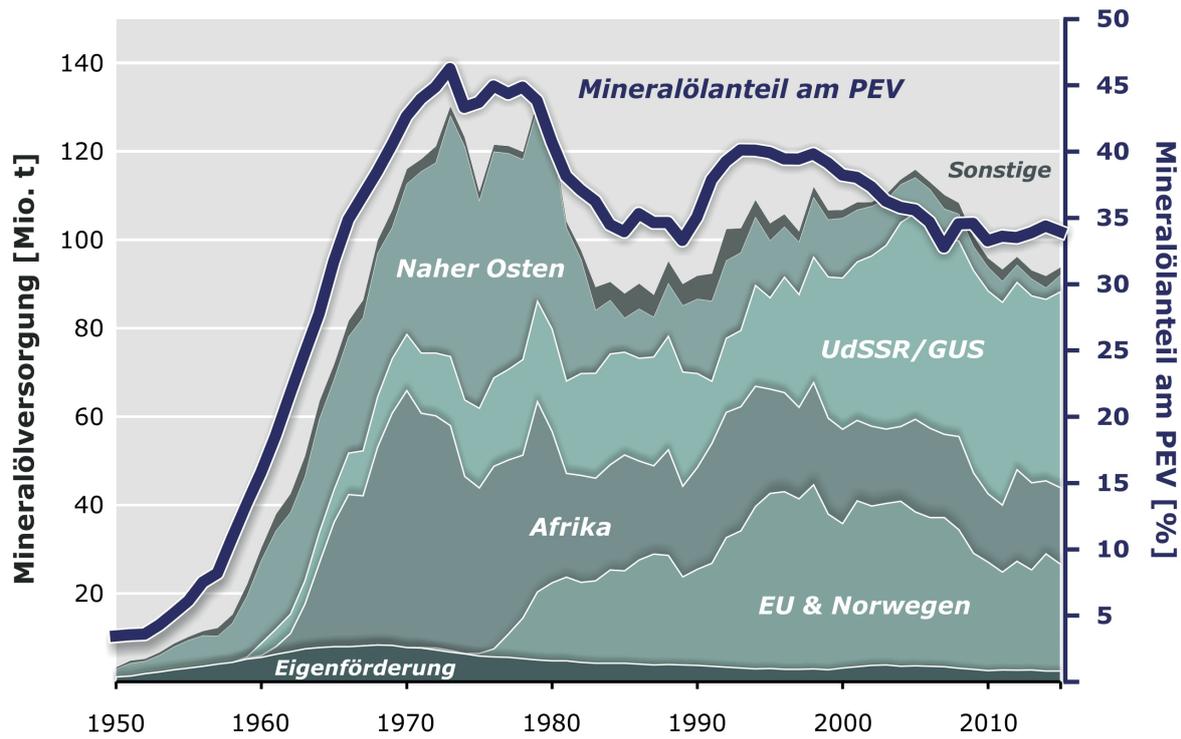


Abbildung 4: Erdölversorgung Deutschlands von 1950 bis 2015.

Deutsche Unternehmen produzierten im Ausland knapp 7 Mio. t Erdöl, was einer leichten Steigerung von 3,2 % gegenüber dem Vorjahr (6,7 Mio. t) entspricht. Die Firmen Bayerngas, E.ON, RWE Dea, VNG und Wintershall konnten ihre Förderungen zum Teil erheblich steigern. Suncor erlitt, bedingt durch die Unruhen in Libyen, große Fördereinbußen.

Die wichtigsten deutschen Erdöl-Fördergesellschaften und deren Förderung im Jahr 2015 nach konsortialer Beteiligung im Ausland waren (BVEG 2016, BGR-Recherche):

- Wintershall AG 4,5 Mio. t
- DEA Deutsche Erdoel AG 1,4 Mio. t
- E.ON Exploration & Production 1,6 Mio. t
- Bayerngas Norge AS 0,7 Mio. t
- VNG-Verbundnetz Gas AG 0,2 Mio. t
- Suncor Energy Germany GmbH 0,1 Mio. t

Erdgas

Die Summe aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands lag am 31.12.2015 bei 74,4 Mrd. m³ (V_n) Rohgas (minus 16 %) bzw. 67,6 Mrd. m³ (V_n) Reingas (minus 18,2 %). Somit gingen die Vorräte erneut stark zurück. Beim Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres zeigt sich, dass darüber hinaus aufgrund der Neubewertung von Feldern die Rohgasreserven um 4,8 Mrd. m³ (V_n) und die Reingasreserven um 6,6 Mrd. m³ (V_n) nach unten revidiert werden mussten. Des Weiteren sind nennenswerte Neufunde in den letzten Jahren ausgeblieben, sodass geförderte Erdgasmengen nicht durch Reservenzugewinne ersetzt werden konnten.

Im Berichtsjahr 2015 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,7 bzw. 0,6 Mrd. m³ (V_n) auf nunmehr 9,3 Mrd. m³ (V_n) Rohgas bzw. 8,5 Mrd. m³ (V_n) Reingas weiter zurück. Dies entspricht einer Verringerung um 7,3 % beim Rohgas und 6,9 % beim Reingas gegenüber dem Vorjahr. Die rückläufige Fördermenge ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten in den beiden wichtigsten Fördergebieten, Weser-Ems und Elbe-Weser, also in den Gebieten der norddeutschen Zechstein/Buntsandstein/Karbon- und Rotliegend-Lagerstätten, zurückzuführen (LBEG 2016).

Definitionen zu Erdgas in Deutschland

Förderung und Reserven von Erdgas werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als „Rohgasmengen“ als auch gaswirtschaftlich als „Reingasmengen“ angegeben. Die Rohgasmengen entsprechen dabei dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland erheblich schwanken kann. Die Angaben zum Reingas beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3 (V_n)$, der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt (LBEG 2016).

In der deutschen Erdgasförderung von 9,3 Mrd. m³ (V_n) sind lediglich rund 65 Mio. m³ (V_n) Erdölbegleitgas enthalten, das größtenteils in Niedersachsen (59 %) und Schleswig-Holstein (28 %) gefördert wurde.

Insgesamt waren im Berichtsjahr 476 Fördersonden in 77 Erdgasfeldern in Betrieb, wobei über 90 % der Felder in Niedersachsen liegen.

Bezogen auf ihre konsortiale Beteiligung erbrachten 2015 fünf Firmen gut 98 % der heimischen Reingasförderung (WEG 2016). Diese sind:

• BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	3,510 Mrd. m ³
• Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2,052 Mrd. m ³
• DEA Deutsche Erdoel AG	1,550 Mrd. m ³
• GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	0,659 Mrd. m ³
• Wintershall Holding AG	0,562 Mrd. m ³
SUMME	8,333 Mrd. m ³

Etwa 40 % der inländischen Erdgasreserven enthalten in unterschiedlich hohen Konzentrationen Schwefelwasserstoff (H_2S). Bei der Aufbereitung des hauptsächlich aus Feldern des Fördergebietes zwischen Weser und Ems gewonnenen, schwefelwasserstoffhaltigen Erdgases sind in der Anlage Großenkneten rund 0,63 Mio. t an elementarem Schwefel angefallen. Er findet hauptsächlich in der chemischen Industrie Verwendung, wird aber auch zum Teil exportiert.

In Deutschland begann die Förderung von Erdgas im großen Maßstab erst in den 60er Jahren, ausgelöst durch die Erschließung der Buntsandstein- und Zechstein-Lagerstätten in Niedersachsen. Die Förderung von Erdgas lag 2003 noch bei rund 22 Mrd. m^3 , geht seit 2004 allerdings kontinuierlich zurück und betrug im Berichtsjahr nur noch deutlich weniger als die Hälfte.

Die in Deutschland potentiell gewinnbaren Erdgasmengen (Ressourcen) aus Schiefergasvorkommen werden auf ein Volumen von 0,32 bis 2,03 Bill. m^3 geschätzt und liegen in einer Tiefe von 1.000 bis 5.000 m (BGR 2016b). Darüber hinaus wird in Kohleflözen ein Potential von 0,45 Bill. m^3 an Erdgasressourcen vermutet (BGR 2015).

Die Erschließung von Schiefergasvorkommen und Kohleflözgestein erfordert den Einsatz der hydraulischen Stimulation („Fracking“). Das Verfahren wird auf Grund der Besorgnis um potenzielle Umweltauswirkungen in der Öffentlichkeit kontrovers diskutiert. Im Juni 2016 hat der Deutsche Bundestag den Einsatz des Fracking-Verfahrens zur Erschließung von Erdgas- oder Erdölvorkommen in Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein sowie Kohleflözgestein untersagt. Begleitet von einer Expertenkommission sind lediglich Erprobungsmaßnahmen möglich – insgesamt maximal vier – zur wissenschaftlichen Erforschung insbesondere der Umweltauswirkungen. Die Erprobungsmaßnahmen bedürfen zusätzlich der Zustimmung der jeweiligen Landesregierung. Im Jahr 2021 überprüft der Deutsche Bundestag die Angemessenheit des Verbotes. Mit der Aufsuchung und Erschließung der inländischen Schiefergas-Vorkommen ist auf Grund dieser Gesetzeslage in den nächsten Jahren daher nicht zu rechnen. Inländisch gefördertes Schiefergas wird damit nicht zur Dämpfung des Rückgangs der heimischen Erdgasproduktion auf absehbare Zeit beitragen.

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland (GUS/Russische Föderation, Südamerika, Europa und Nordafrika) nahm im Vergleich zu 2014 um 1,8 % zu und betrug im Berichtsjahr rund 24,8 Mrd. m^3 . Die mit Abstand höchste Förderung in 2015 erbrachte mit etwa 66 % Anteil erneut die Wintershall AG, der größte international tätige deutsche Erdöl- und Erdgasproduzent. Der Konzern ist in den Schwerpunktregionen Europa, Nordafrika, Südamerika sowie in der Russischen Föderation und im Raum am Kaspischen Meer tätig, mit zunehmenden Aktivitäten im Nahen Osten. Wintershall ist zudem einer der größten Erdgasproduzenten in den Niederlanden. Die E.ON AG förderte 2015 die zweitgrößte Erdgasmenge im Ausland und konnte ihre Produktion gegenüber 2014 geringfügig steigern. Tragende Säule der E.ON Förderung mit rund 5,9 Mrd. m^3 ist der Anteil an einem der größten Erdgasfelder der Welt, Yushno Russkoje, in der Russischen Föderation. Darüber hinaus wurden 1,95 Mrd. m^3 Erdgas in der Nordsee produziert (E.ON 2016).

2015 nahm der Erdgasverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vorjahr zu. Vor allem die verglichen mit 2014 niedrigeren Temperaturen während der Heizperiode führten zu einem Zuwachs beim Einsatz von Erdgas zur Wärmeerzeugung. Der Einsatz von Erdgas in den Kraft- und Heizwerken der allgemeinen Versorgung ging leicht zurück (AGEB 2016).

Bezogen auf das Erdgasvolumen (Rohgas) stieg der Verbrauch im Vergleich zum Vorjahr auf eine berechnete Menge von 96,4 Mrd. m³ (Tab. 11, im Anhang). Der Anteil am Primärenergieverbrauch (PEV) stieg im Vergleich zum Vorjahr von 20,4 % auf 21,1 % an (Abb. 5), Erdgas blieb hinter Mineralöl zweitwichtigster Energieträger in Deutschland (AGEB 2016). Aus heimischer Rohgasförderung stammten 9,7 % des in Deutschland verbrauchten Erdgasvolumens. Insgesamt lag das berechnete Volumen des Erdgasaufkommens, bestehend aus inländischer Förderung und Importen, bei 124,9 Mrd. m³. Rund 31,2 Mrd. m³ davon wurden wieder ausgeführt und etwa 2,8 Mrd. m³ deutschen Erdgasspeichern entnommen.

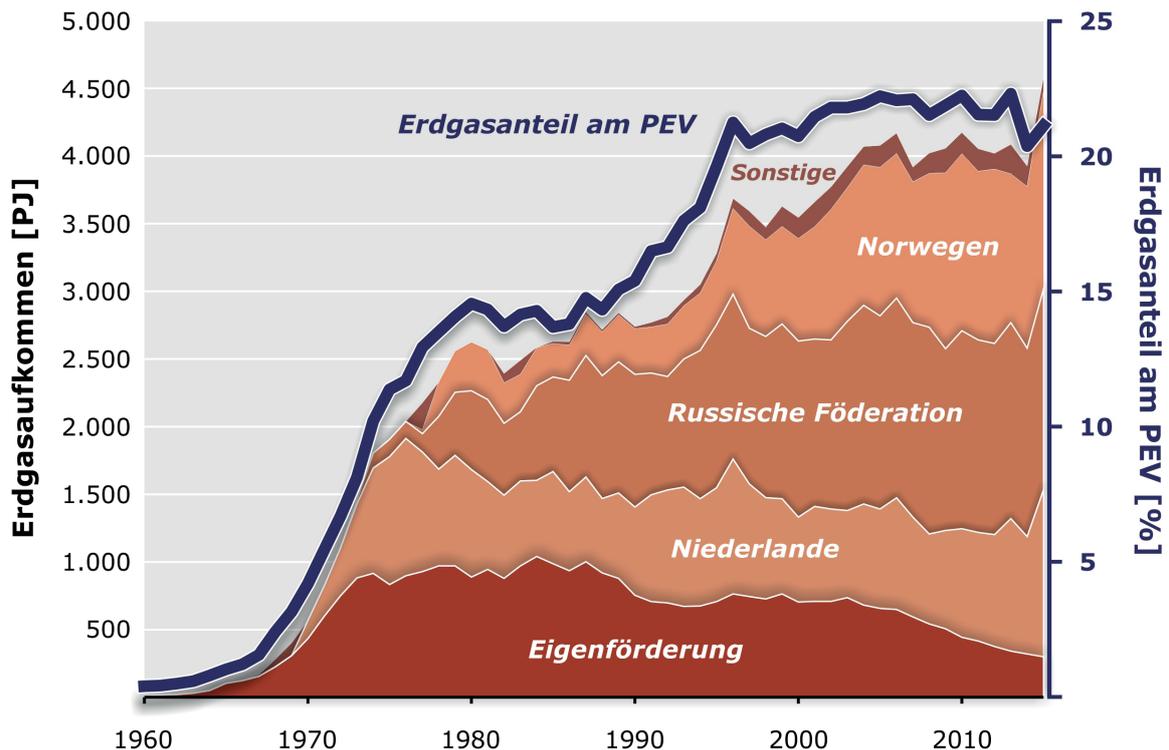


Abbildung 5: Erdgasaufkommen Deutschlands von 1960 bis 2015.

Im Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2015 lagen die Erdgasimporte mit 4.284.853 TJ um 18,9 % über der entsprechenden Menge der Referenzperiode Januar bis Dezember 2014 (3.604.567 TJ). Nach vorläufigen Berechnungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erhöhten sich die deutschen Erdgasimporte im Monat Dezember 2015 mit 397.552 TJ um 6,9 % über der entsprechenden Menge des Vorjahresmonats (371.898 TJ).

Die drei wichtigsten Lieferländer waren in diesem Jahr erneut die Russische Föderation (1.484.664 TJ), Norwegen (1.459.548 TJ) und die Niederlande mit 1.235.875 TJ (Abb. 5). Letztere exportierten 2015 bezogen auf den Energieinhalt gut 40 % mehr Erdgas nach Deutschland als noch ein Jahr zuvor (BAFA 2016b). Hierbei handelt es sich i. W. um zuvor in die Niederlande importiertes hochkalorisches Erdgas. Alle drei Länder zusammen erbrachten rund 98 % der gesamten deutschen Erdgasimporte. Der Rest stammte aus dänischen und britischen Fördergebieten. Die Russische Föderation hatte 2015 einen Anteil von knapp 35 % an den Erdgasimporten

Deutschlands, gefolgt von Norwegen mit 34 % und den Niederlanden mit knapp 29 %. Der Wert der Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten im Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2015 betrug 24,1 Mrd. € im Vergleich zu 23,6 Mrd. € im Vorjahreszeitraum (BAFA 2016b).

Steinkohle

Die heimische Steinkohle war Mitte des vorigen Jahrhunderts eine wesentliche Stütze des Wirtschaftsaufschwungs in Deutschland. Seitdem ist die Steinkohlenförderung rückläufig. Die höchste Steinkohlenförderung nach 1945 wurde 1956 mit 152,5 Mt v. F. erreicht (Abb. 6). Im Jahr 2015 waren es 6,2 Mt v. F. (4 % von 1956). In den vergangenen Jahrzehnten wurde heimische Steinkohle durch Erdöl, Erdgas sowie Uran und besonders durch Importkohle (Abb. 7) ersetzt. Insgesamt verfügt Deutschland über Steinkohlengesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) von etwa 83 Gt, von denen bis Ende 2018 voraussichtlich noch rund 12 Mt gewinnbar sind.

Im Ruhrrevier förderten 2015 noch zwei Bergwerke 73,7 % (4,6 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenproduktion. Im Ibbenbürener Revier wurden auf einer Schachtanlage 26,3 % (1,6 Mt v. F.) der deutschen Steinkohlenförderung gehoben. Die Steinkohlenförderung im Saarrevier wurde Ende Juni 2012 eingestellt. Bundesweit sank die Schichtleistung im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr geringfügig um 3,2 % auf 7.251 kg v. F. Der Gesamtabsatz deutscher Steinkohle verringerte sich im Berichtsjahr – einhergehend mit der verminderten Förderung – signifikant um 18,5 %. Er fiel um 1,5 Mt auf 6,6 Mt (GVSt 2016, SdK 2016).

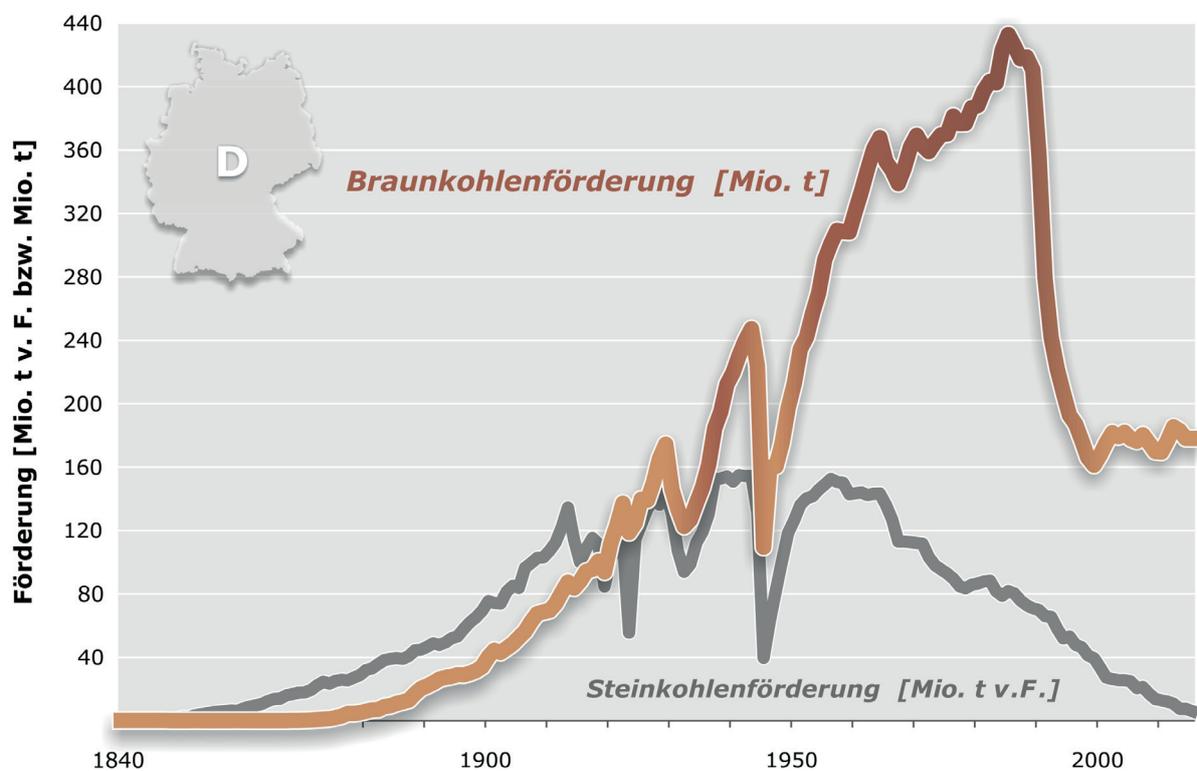


Abbildung 6: Entwicklung der deutschen Kohlenförderung von 1840 bis 2015 (nach SdK 2016).

Der deutsche Steinkohlenbergbau ist seit vielen Jahren insbesondere wegen der ungünstigen geologischen Bedingungen international nicht wettbewerbsfähig. Steinkohle wird daher in Deutschland vermutlich auch in der Zukunft nicht zu Weltmarktpreisen produziert werden können. Im Jahr 2015 lagen nach Schätzungen des Vereins der Kohlenimporteure e.V. (VDKi) die durchschnittlichen deutschen Produktionskosten bei 180 €/t SKE. Demgegenüber betragen die jahresdurchschnittlichen Preise für importierte Kraftwerkskohle 67,90 €/t SKE (VDKi 2016a). Um dennoch einen Beitrag zur Versorgung der Kraft- und Stahlwerke mit Steinkohle leisten zu können sowie aus arbeitsmarktpolitischen Gründen, wird der heimische Steinkohlenbergbau durch öffentliche Hilfen gefördert. Für das Berichtsjahr 2015 wurden dem Steinkohlenbergbau 1.503,4 Mio. € an öffentlichen Mitteln zugesagt (BMWi 2016a).

Im Februar 2007 haben sich der Bund, das Land Nordrhein-Westfalen und das Saarland darauf verständigt, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden. Diese Vereinbarung sollte im Jahr 2012 durch den Deutschen Bundestag überprüft werden. Durch die Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes im Frühjahr 2011 wurde auf diese sogenannte Revisionsklausel verzichtet. Die Höchstbeträge der Beihilfen, für die bereits ein Bewilligungsbescheid vorliegt, werden auf 1.015 Mio. € für 2019 sinken (BMWi 2016a). Seit 1958 verringert sich die Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau. Im Berichtsjahr sank die Zahl der Mitarbeiter gegenüber 2014 um 19,2 % auf 9.640 (Jahresende 2015, SdK 2016).

Gegenüber dem Jahr 2014 fiel der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland im Berichtsjahr nach vorläufigen Angaben etwas niedriger aus. Er verringerte sich um 0,7 % auf rund 57,7 Mt SKE. Damit fiel der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch auf 12,7 % nach 12,9 % im Vorjahr. Der deutsche Steinkohlenverbrauch wurde im Jahr 2015 nur noch zu rund 11 % aus heimischer Förderung gedeckt (AGEB 2016).

Die Importe von Steinkohle und Steinkohlenprodukten erhöhten sich um 2,3 % gegenüber 2014 auf 57,5 Mt. Sie stammten im Wesentlichen aus der Russischen Föderation, den USA, Kolumbien, Australien, Polen und Südafrika. Im Jahr 2015 war die Russische Föderation mit rund 16,7 Mt (29,1 %) erneut der größte Lieferant, gefolgt von den USA (19 %) und Kolumbien (17,3 %). Die Einfuhren aus Polen, dem einzig verbliebenen bedeutenden Kohleexporteur in der Europäischen Union (EU-28), verringerten sich geringfügig auf rund 4,1 Mt. Davon entfielen rund 1 Mt auf Koks (VDKi 2016b). Der Anteil der Importe am gesamten Kohleaufkommen in Deutschland erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr auf rund 89 %. Durch die beschlossenen Grubenschließungen in den nächsten Jahren wird sich die Importabhängigkeit bei Steinkohle weiter erhöhen. Nachdem die Steinkohlenförderung auf dem Bergwerk Auguste Victoria Ende 2015 eingestellt wurde, sollen die Bergwerke Ibbenbüren und Prosper-Haniel Ende 2018 die Förderung einstellen (RAG Stiftung 2015, van de Loo & Sitte 2016).

Die Preise (hier: Grenzübergangspreis) für importierte Kraftwerkskohlen verringerten sich von rund 72 €/t SKE am Anfang des Jahres 2015 auf rund 62 €/t SKE zum Jahresende. Der jahresdurchschnittliche Preis belief sich dabei auf 67,90 €/t SKE (minus 7 % gegenüber 2014). Ähnlich verhielt es sich auch bei Koks und Koks. Der jahresdurchschnittliche Preis für Koks verringerte sich gegenüber dem Vorjahr von 104,67 €/t um 4 % auf 100,52 €/t. Der Kokspreis verringerte sich um rund 3 % gegenüber dem Vorjahr und der jahresdurchschnittliche Preis belief sich auf 187,04 €/t (BAFA 2016c, VDKi 2016a, b).

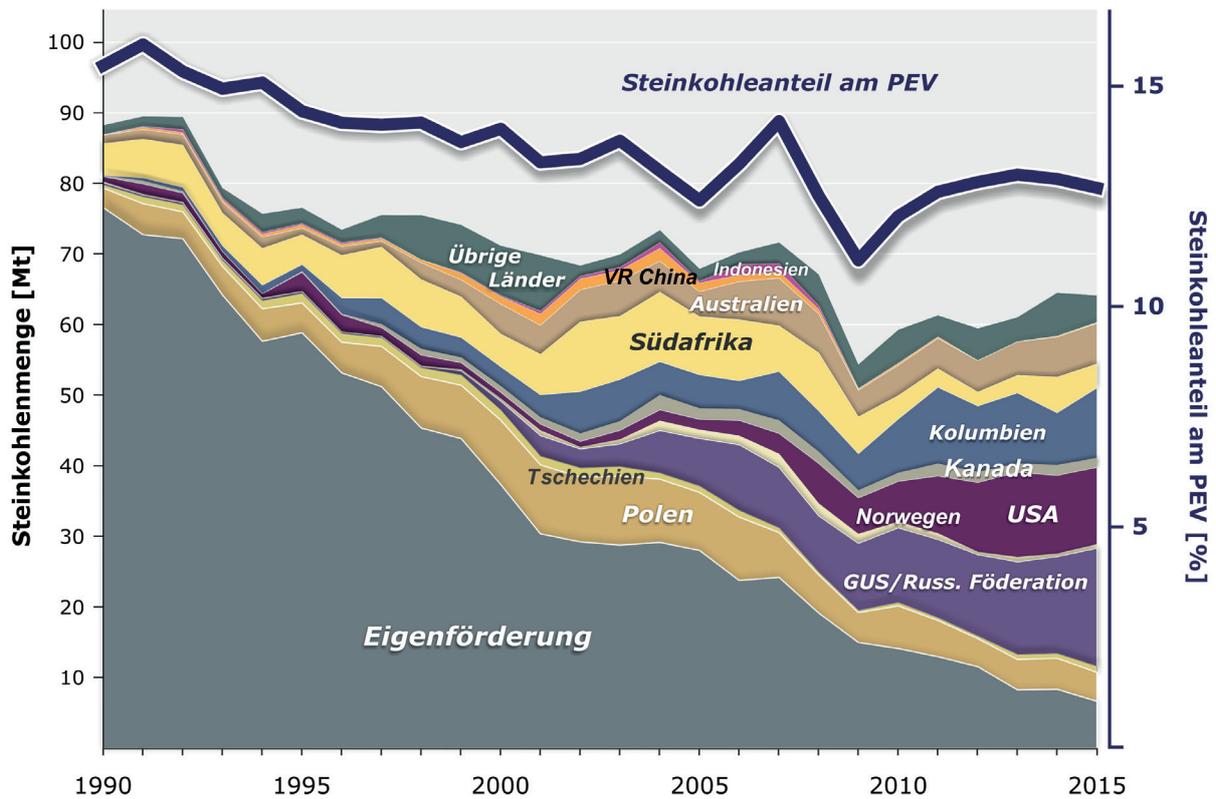


Abbildung 7: Steinkohlenversorgung Deutschlands von 1990 bis 2015 (AGEB 2016, IEA 2016a, SdK 2016, VDKi 2016a).

Braunkohle

Im Gegensatz zur Steinkohle kann deutsche Braunkohle im Wettbewerb mit Importenergieträgern ohne Subventionen weiterhin bestehen und wirtschaftlich gefördert werden. Günstige geologische Bedingungen der Lagerstätten ermöglichen den Einsatz einer leistungsfähigen Tagebautechnik, so dass große Mengen zu wettbewerbsfähigen Marktpreisen in nahegelegene Kraftwerke zur Stromerzeugung abgesetzt werden können. Seit Beginn der industriellen Braunkohlenproduktion am Ende des 19. Jahrhunderts ist Deutschland der größte Produzent von Braunkohle weltweit.

Über erschlossene und geplante Tagebaue sind in Deutschland rund 5 Gt an Braunkohlevorräten zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf rund 31 Gt. Die Ressourcen umfassen 36,5 Gt.

Braunkohle wird in Deutschland in vier Revieren gefördert. Bundesweit lag die Summe im Jahr 2015 bei 178,1 Mt und fiel damit rund 0,1 % geringer als im Vorjahr aus (Abb. 6). Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Power AG die drei Tagebaue Garzweiler, Hambach und Inden, deren Förderung sich 2015 auf zusammen 95,2 Mt belief. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach versorgen per Bahn die Kraftwerke Frimmersdorf, Goldenberg, Neurath und Niederaußem mit Braunkohle. Das Kraftwerk Weisweiler wird vom Tagebau Inden versorgt. Die Förderung im Lausitzer Revier in Höhe von 62,5 Mt erfolgte im Berichtsjahr aus den fünf Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord (Förderung wurde am 23.12.2015 eingestellt), Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde durch die Vattenfall Europe Mining AG. Die Braunkohle wird nahezu vollständig von den modernisierten

beziehungsweise neu gebauten Kraftwerken der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG (ehemalige Vereinigte Energiewerke, VEAG) abgenommen. Hier sind vor allem die Kraftwerke Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe zu nennen. Im Frühjahr 2016 hat Vattenfall den Verkauf seiner Tagebaue und Kraftwerke an den tschechischen Energiekonzern Energetický a Průmyslový Holding (EPH) und seinen Finanzpartner PPF Investments bekanntgegeben. Der Wechsel in der Eigentümerstruktur wurde – nachdem auch die EU-Kartellbehörde keine wettbewerbsrechtlichen Bedenken geäußert hat – zum 30. September vollzogen. Anfang Oktober 2016 wurde bekanntgegeben, dass die Gruben und die Braunkohlenkraftwerke zukünftig unter dem Namen Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG firmieren. Beide Unternehmen stellen sich unter dem gemeinsamen Markennamen LEAG (2016) dar. Die im Mitteldeutschen Revier erbrachte 2015er Förderung von 18,9 Mt stammte vorrangig aus den zwei Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die seit 2012 vollständig zur tschechischen EPH-Gruppe gehört. Der größte Teil der Braunkohle aus den zwei Tagebauen wird in den Kraftwerken Schkopau und Lippendorf verstromt. Die Braunkohlenförderung aus dem Tagebau Amsdorf der ROMONTA GmbH dient in erster Linie zur Herstellung von Montanwachsen. Die infolge eines Rutschungsereignisses am 6. Januar 2014 im Tagebau Amsdorf eingestellte Kohlenförderung konnte zum 1. April 2015 wieder aufgenommen werden. Im Helmstedter Revier versorgte der Tagebau Schöningen das Kraftwerk Buschhaus im Berichtsjahr mit rund 1,5 Mt Braunkohle; weitere 0,5 Mt Braunkohle wurden aus dem Tagebau Profen zugeiefert. Die MIBRAG (Helmstedter Revier GmbH – HSR) erwarb sowohl den Tagebau als auch das Kraftwerk in der zweiten Jahreshälfte 2013 von der E.ON Kraftwerke GmbH (DEBRIV 2015, Kaltenbach & Maaßen 2016, Maaßen & Schiffer 2016, SdK 2016). Die im August 1981 begonnene Braunkohlenförderung im Tagebau Schöningen wurde am 30. August 2016 aufgrund von Auskohlung eingestellt. Damit endet die über 150-jährige Bergbaugeschichte im Helmstedter Revier (HSR 2016a) und gleichzeitig die Braunkohlenförderung in Niedersachsen. Das Kraftwerk Buschhaus ging am 24. September 2016 außer Betrieb und wurde zum 1. Oktober 2016 – als erstes deutsches Braunkohlenkraftwerk – für vier Jahre in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Letzteres bedeutet, dass das Kraftwerk nicht mehr am Markt eingesetzt wird und ein Anfahren nur auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers, der für die Systemstabilität der Übertragungs-/Stromnetze zuständig ist, gestattet ist (HSR 2016b).

Der Absatz an Braunkohle verblieb im Berichtsjahr auf dem Vorjahresniveau von 167,6 Mt. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch verringerte sich gegenüber dem Vorjahr geringfügig auf 11,8 % (53,5 Mt SKE).

Während sich der Absatz an Braunkohlenbriketts gegenüber dem Vorjahr um 2,4 % auf 1,6 Mt verringerte, erhöhte sich der Absatz des Veredelungsprodukts Braunkohlenstaub geringfügig um 0,4 % auf 4,8 Mt.

Bundesweit waren 15.428 Personen (minus 3,2 % gegenüber dem Vorjahr) im Braunkohlenbergbau beschäftigt (AGEB 2016, SdK 2016).

Die Außenhandelsbilanz mit Braunkohle und Braunkohlenprodukten war im Jahr 2015 positiv, wenn auch auf einem relativ niedrigem Niveau. Die Gesamteinfuhren verringerten sich auf 61.000 t. Gleichzeitig nahm auch der Export (Briketts, Koks, Staub und Braunkohle) um 12,3 % auf 2,36 Mt ab. Hauptabnehmer sind die Länder der EU-28 (SdK 2016).

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 genauen Abschaltenden. Mit der Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld (Bruttoleistung 1.345 MW_e) am 27.06.2015 erfolgte ein weiterer Schritt zur Umsetzung des Kernenergieausstiegs. Die acht noch aktiven Kernkraftwerke werden nach folgendem Zeitplan, jeweils zum Jahresende, abgeschaltet: 2017: Gundremmingen B, 2019: Philippsburg 2, 2021: Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf, 2022: Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Der Beitrag der Kernenergie am Primärenergieverbrauch verringerte sich leicht auf 1.001 PJ (2014: 1.060 PJ), was 34,2 Mio. t SKE entspricht. Sie hatte damit einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 7,5 % (2014: 8,1 %). Wie im Vorjahr lag die Kernenergie mit einem Anteil von 14,1 % in der öffentlichen Stromversorgung nur noch an vierter Stelle hinter den erneuerbaren Energien (30,1 %), Braunkohle (23,8 %) und Steinkohle (18,1 %).

Die gesamtdeutschen Kraftwerke erzeugten mit 651,8 TWh rund 3,8 % mehr Strom als im Vorjahr (2014: 627,8 TWh). Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung sank weiter um 5,5 % auf 91,8 TWh gegenüber 2014 mit 97,1 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 86,8 TWh (2014: 91,8 TWh). Bis zur Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 waren 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 21.517 MW_e installiert. Von Mitte 2015 bis zum Jahresende waren noch acht Kernkraftwerke mit 11.357 MW_e (brutto) am Netz. Die zeitlichen und produzierenden Arbeitsverfügbarkeiten betragen 91,76 % (2014: 90,56 %) und 91,17 % (2014: 89,11%).

Der Bedarf an Natururan in Brennstoff lag bei 2.000 t. Er wurde durch Importe und aus Lagerbeständen gedeckt. Die für die Brennstoffherstellung benötigten Natururanmengen wurden fast ausschließlich über langfristige Verträge von Produzenten in Frankreich, Vereinigtes Königreich, Kanada, Niederlande, Schweden und den USA bezogen.

In Deutschland wird nach der Schließung der Sowjetisch-Deutschen Aktiengesellschaft (SDAG) WISMUT im Jahr 1990 kein Bergbau zur Produktion von Natururan mehr betrieben. Allerdings wurde in den vergangenen Jahren im Rahmen der Flutungswasserreinigung des Sanierungsbetriebes Königstein Natururan abgetrennt (2014: 33 t; 2015: <0,05 t).

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten und Liegenschaften der SDAG WISMUT befanden sich 2015 im 25. 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 (BGR) 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 2015 rund 85 % (6 Mrd. €) verausgabt. Ein verbleibender Schwerpunkt betrifft die Behandlung kontaminierter Wässer aus der

Grubenflutung und der Sanierung der industriellen Absetzanlagen. Im Jahr 2015 wurden insgesamt 18 Mio. m³ kontaminierte Wässer behandelt und an die Vorfluter abgegeben. Am Standort Königstein wurde der Abbruch der Schächte und der entsprechenden Bauwerke im August 2014 begonnen und bereits im Juni 2015 beendet. Für den Umbau zur Anpassung der jetzigen Wasserbehandlungsanlage an die künftigen Bedingungen werden 2016 die entsprechenden Genehmigungsverfahren durchgeführt. Für den Standort Crossen der Wismut GmbH wird gegenwärtig eine neue Wasserbehandlungsanlage geplant. Änderungen an den Qualitätsanforderungen der Wasserbehandlung sowie perspektivisch rückläufige Wassermengen machen diesen Schritt notwendig. Die neue Anlage soll weitestgehend automatisiert betrieben werden. Einen wesentlichen Schwerpunkt der Arbeiten am Standort Ronneburg stellt die Modernisierung und Erweiterung des Systems zur Fassung aufsteigender Flutungswässer im Gessental dar, um einen unkontrollierten oberflächlichen Austritt zu verhindern. Am Standort Ronneburg wurden zudem im Bereich der ehemaligen industriellen Absetzanlage Culmitzsch die Arbeiten zur Zwischen- und Endabdeckung sowie die Anbindung an die Vorflut forciert.

Tiefe Geothermie

In Deutschland produzierten die sechs am Netz befindlichen Geothermiekraftwerke zusammen etwa 150 GWh/a Strom im Jahr 2015 (GeotIS 2016, Agemar et al. 2014), es ist keine neue geothermische Anlage hinzugekommen. Die Verdoppelung der Stromproduktion gegenüber dem Vorjahr (80 GWh/a) ist hauptsächlich auf die starke Produktionszunahme von vier der fünf in den Jahren 2012 bis 2014 fertig gestellten Kraftwerke zurückzuführen. In einer Zehnjahresbetrachtung zeigt sich für den Zeitraum 2005 bis Ende 2015 vor allem ab dem Jahr 2012 eine deutliche Zunahme an geothermisch erzeugtem Strom (Abb. 8). Die installierte Leistung stieg in den vergangenen zehn Jahren von 0,2 MW_e auf 32 MW_e. Im selben Zeitraum steigerte sich im Wärmebereich der Wert von 100 MW_{th} (2005) um annähernd das Vierfache auf etwa 340 MW_{th} in 2015.. Die Wärmenutzung verdoppelte sich von rund 520 GWh/a auf ca. 1.100 GWh/a (GeotIS 2016) (Abb. 8). Genutzt wurde die Wärme an annähernd 200 Standorten, die sich über große Teile Deutschlands verteilen. Auffällige Häufungsbereiche finden sich vor allem in der Südhälfte Deutschlands. Hier befinden sich auch die Strom produzierenden Geothermiekraftwerke (Abb. 9).

Die geothermische Stromproduktion in Deutschland beschränkt sich im Wesentlichen auf den Oberrheingraben und das Süddeutsche Molassebecken sowie das Norddeutsche Becken (Abb. 9).

Bei der Nutzung von Erdwärme spricht man ab einer Tiefe von 400 m von Tiefer Geothermie. Diese bietet neben der direkten Wärmenutzung bei ausreichend hohen Wassertemperaturen auch die Möglichkeit der Stromerzeugung. Im geologischen Untergrund werden hierfür zwei verschiedene Reservoirtypen genutzt. Zum einen sind dies wassergefüllte poröse und permeable Gesteinsschichten und zum anderen dichtes Gestein, in denen die Wärme gespeichert ist. Bei der Nutzung der im Gestein vorhandenen heißen Wässer spricht man von hydrothermaler Geothermie. Soll die Wärme des dichten Gesteins genutzt werden, muss Wasser als Trägermedium für die Wärme erst zugeführt werden. Man spricht von petrothermalen Geothermie. Wärmeenergie ist im Untergrund ubiquitär vorhanden: Das theoretische hydrothermale Potenzial wird mit 1.574 EJ angegeben (BMU 2007), der Primärenergieverbrauch in Deutschland mit 13,2 EJ im Jahr 2015 (BMW 2016b).

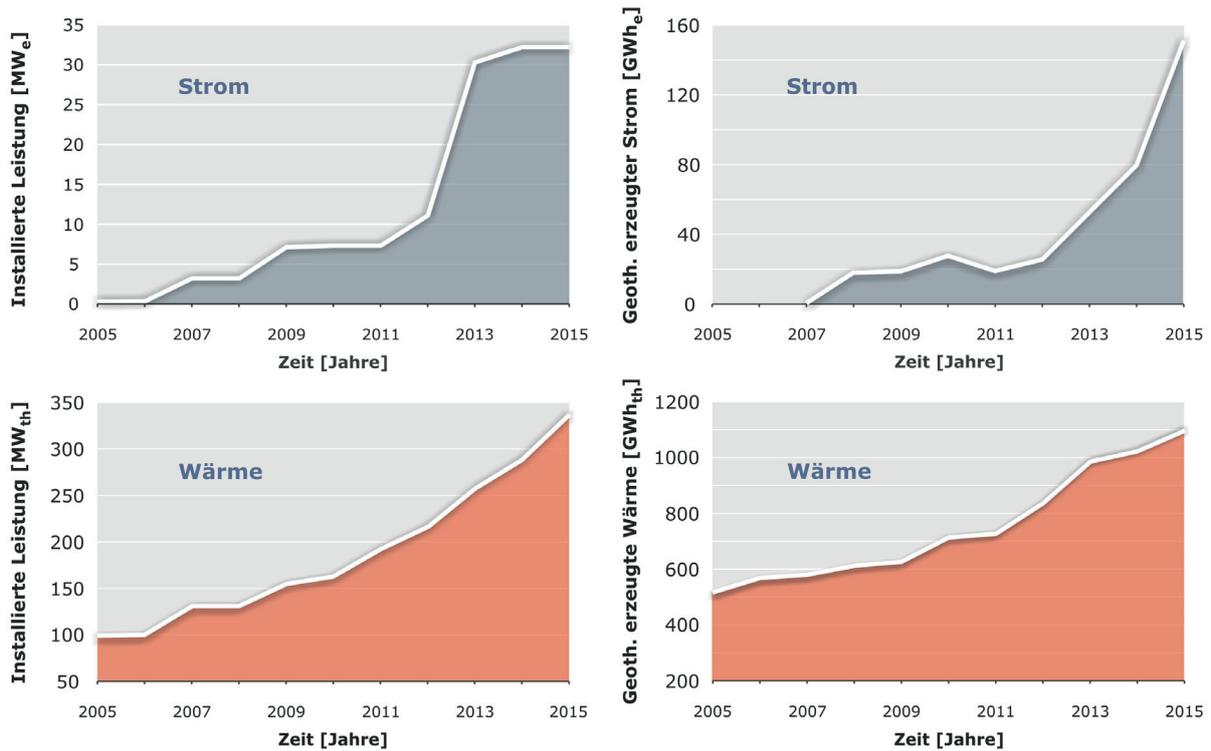


Abbildung 8: Entwicklung der in Deutschland im Zeitraum 2005 bis 2015 installierten Leistungen für Strom und Wärme sowie der erzeugten Energie aus Tiefer Geothermie. (Datenquelle: GeotIS 2016, Agemar et al. 2014).

In letzterem wird, trotz des im Vergleich zu den anderen Becken größten theoretischen Potenzials von annähernd 1.020 EJ in 2015 ausschließlich geothermische Wärme gewonnen (BMU 2007). Die ungleichmäßige Nutzung ist auch durch die Temperaturverteilung im Untergrund bedingt. In Teilen des Oberrheingrabens und des Molassebeckens, aber auch in einzelnen Bereichen des Norddeutschen Beckens gibt es Regionen mit gegenüber dem Durchschnittswert erhöhten Temperaturgradienten (orangefarbene bis dunkelrote Kolorierung in Abbildung 9).

Neben der Temperaturverteilung sind für eine geothermische Nutzung weitere Parameter von großer Bedeutung: Zu nennen sind insbesondere die Mineralisation der heißen Wässer, die Durchlässigkeit der Gesteine sowie die Thermalwasser-Schüttungen. Die Ergiebigkeit eines Aquifers beruht insbesondere auf dem Vorhandensein von offenen Klüften, dies trifft beispielsweise für den Oberrheingraben zu, einem geotektonischen Grabensystem mit großräumigen Störungen und entsprechend günstiger durchflusswirksamer Porosität (PK Tiefer Geothermie 2007, GRS 2014). Hier werden sowohl geothermischer Strom als auch Wärme erzeugt. Das südlichste der drei geothermisch genutzten Hauptgebiete in Deutschland, das Süddeutsche Molassebecken, verfügt im Vergleich aller Sedimentbecken zwar über das geringste theoretische Potenzial (Abb. 9), jedoch verfügen die dortigen gut durchlässigen Karbonate des Malm (Oberer Jura) über hohe Fließraten. Sie bilden somit den bedeutendsten geothermischen Nutzhorizont in Deutschland. Auffällig ist zudem, dass hier im Gegensatz zu den anderen Regionen auch in großen Tiefen (ab 1000 m) noch Süßwasser angetroffen wird (GRS 2014) (Tab. 1). Diese gering mineralisierten Wässer sind weniger problematisch hinsichtlich Ausfällungen und Korrosion und somit vorteilhaft für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb (Seibt & Thorwart 2011).

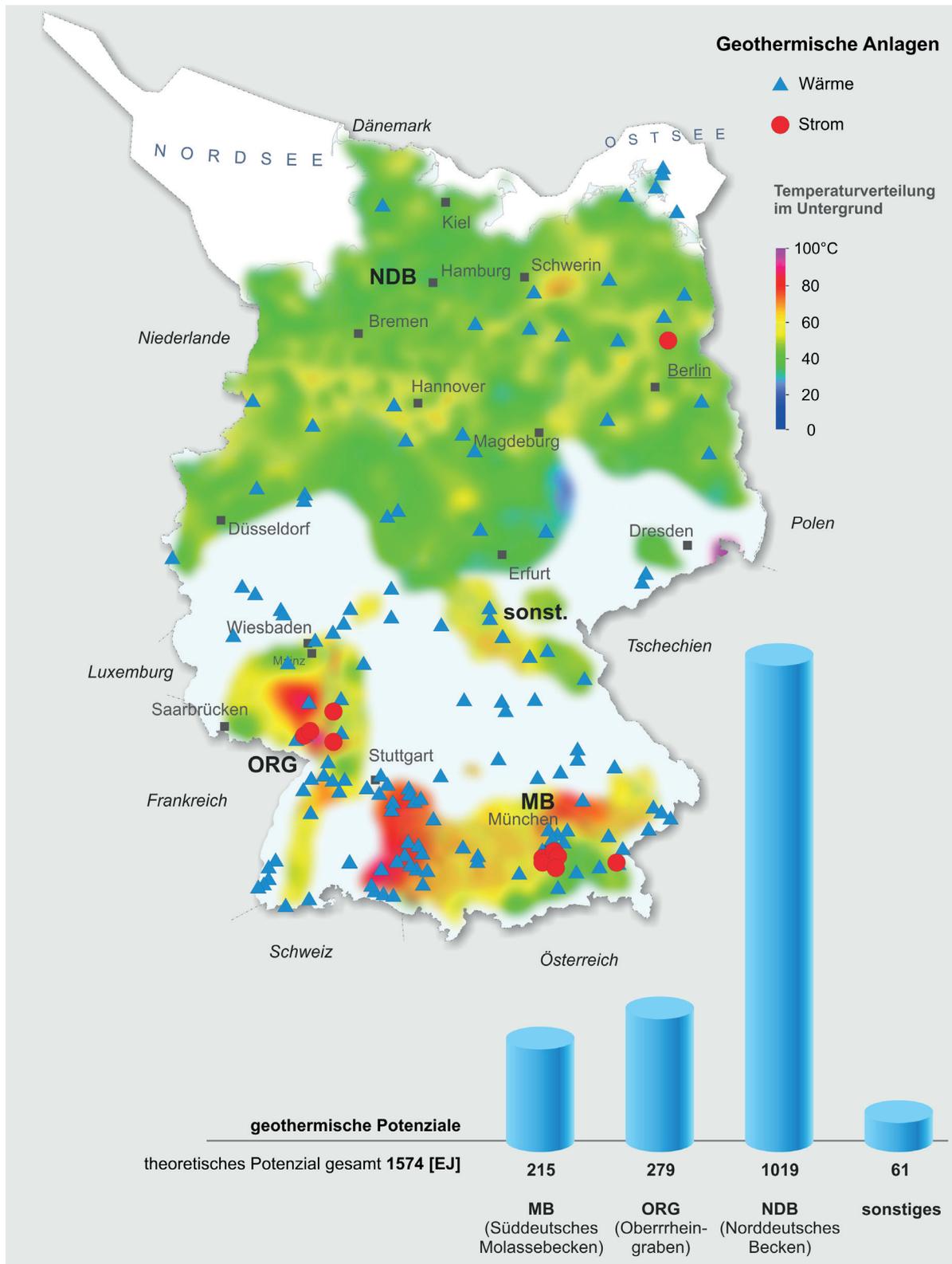


Abbildung 9: Temperaturverteilung in 1000 m Tiefe der großen Sedimentbecken auf dem deutschen Festland, d.h. Norddeutsches Becken (NDB), Oberrheingraben (ORG) und Süddeutsches Molassebecken (MB). Zusätzlich sind die Standorte mit Stromproduktion (12 Standorte mit insgesamt 32 MW_e, 150 GWh/a) und Standorte mit Wärmenutzung (196 Standorte mit insgesamt 330 MW_{th}, 1.100 GWh/a) dargestellt. Das gesamte theoretische Potenzial beläuft sich auf 1574 EJ (siehe Säulendiagramm), (gerundete Produktionsdaten (GeotIS 2016), Potenzialdaten (BMU 2007)).

Das Alpenvorland ist derzeit das bedeutendste Gebiet für die Geothermie in Deutschland. Annähernd zwei Drittel aller betriebenen Anlagen der Tiefen Geothermie befinden sich im Süddeutschen Molassebecken. Die installierten Leistungen betragen hier etwa $260 \text{ MW}_{\text{th}}$ beziehungsweise annähernd 27 MW_{e} (GeotIS 2016). Die Hälfte der zukünftigen 30 Geothermieprojekte zur Gewinnung von Strom für den Standort Deutschland sind auch in Bayern geplant (GtV 2016). Außerdem hat sich die Stadt München das ambitionierte Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2040 die erste deutsche Großstadt zu werden, in der Fernwärme zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Überwiegend soll dies durch den Ausbau der Tiefen Geothermie erreicht werden (SWM 2016). In Münchens Untergrund befinden sich in einer Tiefe von 3.350 m Heißwasservorkommen mit Temperaturen von 125 °C und hohen Schüttungsraten von 140 l/s (Tab. 1, Unterhaching).

Tabelle 1: Typische Beispiele von Geothermieanlagen aus den drei Sedimentbecken Norddeutsches Becken (NDB), Oberrheingraben (ORG) und Süddeutsches Molassebecken (MB) sowie deren Charakteristika. Die Temperatur im Förderhorizont ist auf 5 °C gerundet (Daten, wenn nicht abweichend angegeben aus GeotIS 2016).

Typlokalität – Anlage	Becken	Installierte Leistung	Temperatur in Fördertiefe	Förderrate	Mineralisation	Daten Mineralisation der Thermalwässer
Neustadt-Glewe	NDB	$4,0 \text{ MW}_{\text{th}}$	100 °C in 2.450 m	35 l/s	ca. 220 g/l	Schröder & Hesshaus 2009
Insheim	ORG	$4,3 \text{ MW}_{\text{e}}$	165 °C in 3.600 m	80 l/s	ca. 107 g/l	unec 2016
Unterhaching	MB	$3,4 \text{ MW}_{\text{e}}$ $38 \text{ MW}_{\text{th}}$	125 °C in 3.350 m	140 l/s	0,9 g/l	Birner 2013

Zwar konnte die Energieproduktion durch die Tiefe Geothermie in Deutschland mit dem derzeitigen Anlagenbestand gesteigert werden, insgesamt gesehen bleibt die Bedeutung jedoch gering. Ihr Anteil im Bereich der Stromerzeugung lag im Jahr 2015 bei 0,03 %, im Bereich der Wärmenutzung lag der geothermische Anteil bei 0,09 % (BMWi 2016b). Gründe für den geringen Anteil sind vor allem wirtschaftlicher Art. Janczik & Kaltschmitt (2016) geben unter anderem lange Projektierungszeiten und das hohe Fündigkeitsrisiko als Ursachen an. Ausreichend hohe Förderraten und Temperaturen in der Fördertiefe sind wesentliche Faktoren für die Leistung und Wirtschaftlichkeit eines Geothermiekraftwerks. Im Bereich der Wärmenutzung hindern häufig fehlende Abnehmer (vor allem in den Sommermonaten) und Wärmenetze einen breiteren Ausbau. In Bayern wurde daher ein Förderprogramm zum verstärkten Ausbau von Wärmenetzen der Tiefen Geothermie eingerichtet. Für den gesamten deutschen Raum bieten die KfW Förderprogramme für Maßnahmen zur Nutzung von Geothermie im Wärmemarkt an (KfW 2016). Denn ohne einen bedeutenden Zubau wird die Geothermie auch zukünftig keinen relevanten Beitrag zur deutschen Energieversorgung leisten können.

Geothermische Potenziale lassen sich nach unterschiedlichen Definitionen quantifizieren. Zumeist werden die Kategorien theoretisches, technisches, ökonomisch nachhaltiges beziehungsweise ökonomisch entwickelbares Potenzial verwendet (z. B. Rybach 2015). Am 30. September 2016 verabschiedete das UNECE Committee on Sustainable Energy in seiner 25. Sitzung die Spezifikationen und Anwendungen der Definitionen von Reserven und Ressourcen für fossile Energieträger und Mineralische Rohstoffe (UN 2010) auf geothermale Ressourcen (UNECE 2016). In der vorliegenden Studie findet die Kategorie „theoretisches Potenzial“ entsprechend der Definition von BMU (2007), vergleichbar mit der von Falcone et al. (2013), Verwendung. Auf Angaben zu „technischen Potenzialen“ (äquivalent in etwa zum Begriff „Reserven“) wird verzichtet (Anmerkung s. u.):

„Als **theoretisches Potenzial** wird das gesamte vorhandene Erdwärmevorkommen bezeichnet, das theoretisch innerhalb einer Region nutzbar wäre.“

„Das **technische Potenzial** beschreibt den Anteil am theoretischen Potenzial, welcher mit dem heutigen Stand der Technik nutzbar gemacht werden könnte. Dabei werden auch infrastrukturelle und ökologische Restriktionen sowie gesetzliche Vorgaben berücksichtigt.“

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

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 weiter reformiert wurde. Ziel der Bundesregierung ist, bis zum Jahr 2025 40 bis 45 % des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Bis zum Jahr 2035 soll sich dieser Anteil auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf 80 % erhöhen (Abb.10).

Bislang fokussiert sich die Einführung der erneuerbaren Energien primär auf den Stromsektor. Sonnen- und Windenergie sind dabei in Deutschland die wichtigsten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung. Zusätzlich leisten Biomasse, Wasserkraft und Geothermie ihren Beitrag zur Deckung des Energieverbrauchs. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stieg von 6 % im Jahr 2000 auf 30,1 % im Jahr 2015.

In 2015 erhöhte sich der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch vor allem auf Grund des weiterhin starken Ausbaus der Windenergienutzung (Zubau von 6 GW in 2015) sowie günstiger Windverhältnisse (starkes Windjahr). In den drei Wintermonaten Januar, November und Dezember wurden allein 10 Mrd. kWh Windstrom generiert (AGEB 2016). Insgesamt betrug die Stromerzeugung aus Windkraft 88 Mrd. kWh. Mit 79,3 Mrd. kWh erzeugten die Windkraftanlagen an Land (Onshore) 23,4 Mrd. kWh mehr Strom als im Vorjahr. Das entspricht einem Anstieg um fast 42 %. Die Offshore-Anlagen lieferten 8,7 Mrd. kWh beziehungsweise 7,3 Mrd. kWh mehr als 2014 (AGEB 2016). Insgesamt stehen in Deutschland rund 45.000 MW installierte Leistung aus Windanlagen (Onshore und Offshore) zur Verfügung.

Der zweitwichtigste Energieträger der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland ist die Sonnenenergie (Photovoltaik). Der Beitrag zum deutschen Strommix betrug mit 38,4 Mrd. kWh rund 5,9 %. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einem Zuwachs von 2,4 Mrd. kWh. Der Zubau

der installierten Leistung von Photovoltaik betrug 2015 rund 1,4 GW, wobei sich die Zuwachsrates aber weiter abschwächte. Kamen in 2012 noch 3,3 GW hinzu, reduzierte sich der Zubau bereits im letzten Jahr auf 1,9 GW. Ein Grund dafür dürfte die Absenkung der Vergütungssätze für Solarstrom gemäß EEG sein. Die Investitionen in Photovoltaikanlagen gingen 2015 um rund 36 % im Vergleich zum Vorjahr zurück (BMW 2016b). Insgesamt stehen in Deutschland derzeit rund 40.000 MW installierte Leistung aus Photovoltaik zur Verfügung.

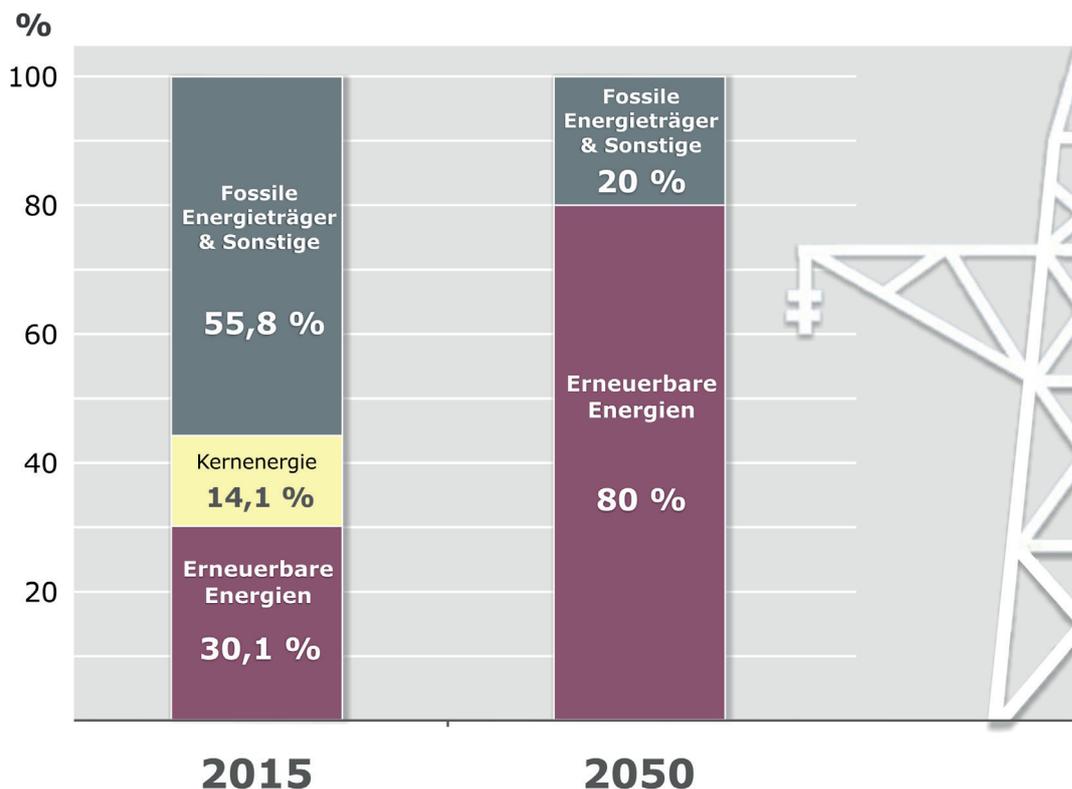


Abbildung 10: Anteil an der Bruttostromerzeugung einzelner Energieträger (verändert nach BMWi).

Die Nutzungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien sind sehr vielseitig und umfassen neben der Stromgewinnung auch die Wärme- und Kältenutzung sowie auch Kraftstoffe im Verkehrs- und Transportsektor. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch ist 2015 auf 13,2 % gewachsen. Insbesondere der im Jahr 2015 witterungsbedingt gestiegene Holzverbrauch in Privathaushalten sowie der fortschreitende Ausbau von Solarthermie-, Wärmepumpen-, und Holzpellettheizungen haben dazu beigetragen (BMW 2016b). Im Verkehrssektor leisten Biokraftstoffe wie Bioethanol, Biodiesel und Biogas rund 5,3 % des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland (BMW 2016b).

Mit Blick auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) nach Verwendungsfeldern dominiert der Einsatz zur Stromerzeugung mit einem Anteil von 56 %, gefolgt vom Wärmebereich mit 36 % und dem Verkehrssektor mit rund 8 % (AGEB 2016). Biomasse ist mit einem Anteil an den Erneuerbaren von fast 57 % die dominierende Energieform, gefolgt von Windenergie (19 %), Solarenergie (10 %), Abfällen (8 %), Wasserkraft (4 %) und Geothermie (3 %).

3 ENERGIEROHSTOFFE WELTWEIT

Die verlässliche und ununterbrochene Bereitstellung von Energie ist die essenzielle Voraussetzung für das Funktionieren unserer heutigen modernen Gesellschaften. Die weltweite Nachfrage nach Energie steigt dabei seit Jahrzehnten nahezu ungebrochen an (Abb. 11). Eine weltweit wachsende Bevölkerungszahl verbunden mit der Erhöhung des allgemeinen Lebensstandards wird auch langfristig einen steigenden Energiebedarf zur Folge haben. Trotz fortlaufender Verschiebungen im globalen Energiemix tragen auch heute nur eine begrenzte Zahl von Energieträgern zur Energieversorgung bei. Weltweit haben die erneuerbaren Energien hohe Wachstumsraten am Anteil der Primärenergieerzeugung. Trotzdem wird der weltweit steigende Energiebedarf im Maßstab von Dekaden auch zukünftig aller Voraussicht nach durch nicht-erneuerbare Energieträger maßgeblich gestützt werden müssen.

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, da die Abnahme der im Erdinneren vorhandenen Erdwärme in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Sie wird daher in einem eigenen Kapitel gesondert betrachtet.

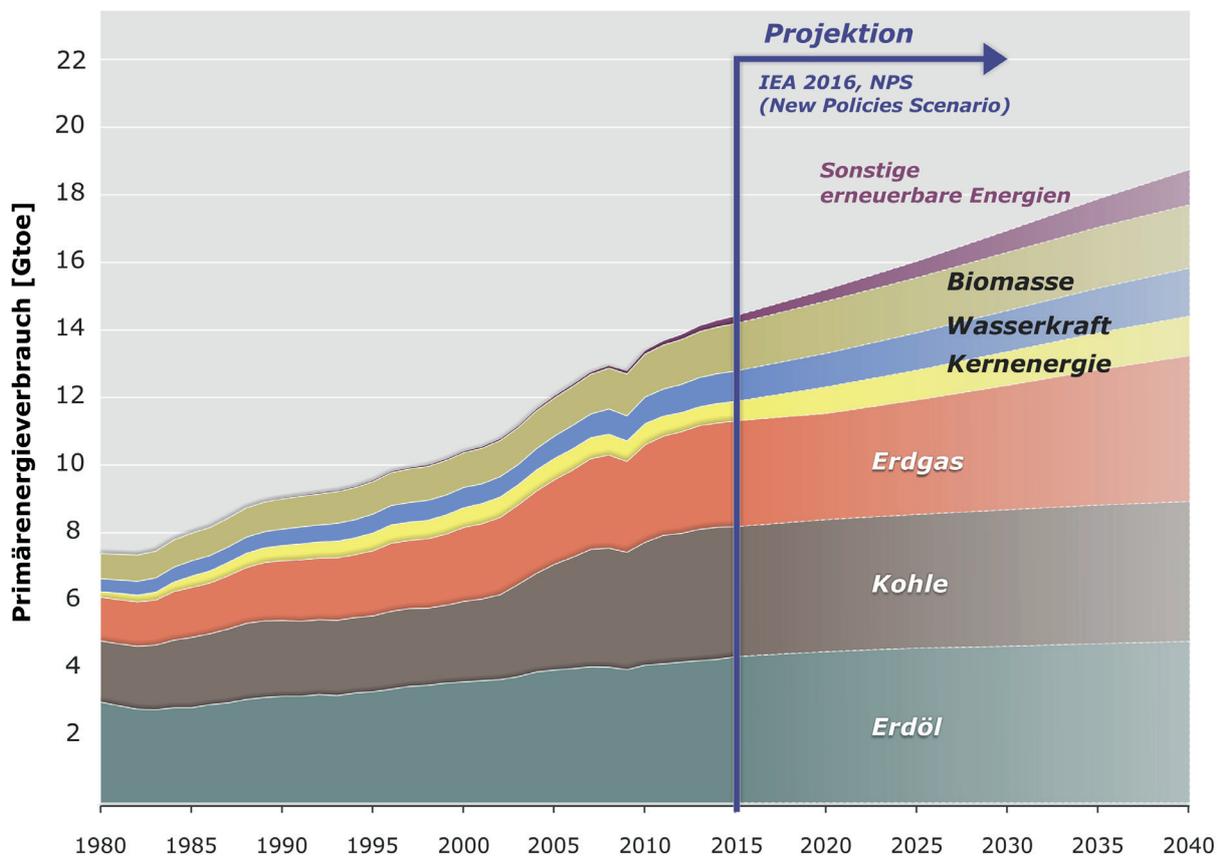


Abbildung 11: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung (New Policies Scenario, IEA 2016b).

3.1 Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 2 dargestellt. Die Werte ergeben sich aus der Summe der Länderdaten, die in den Tabellen 13 bis 49 im Anhang differenziert gelistet sind. Zusätzlich fließen Angaben zu den Ressourcen von Ölschiefer, Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat sowie Thorium mit ein, da deren Mengen nicht bis auf einzelne Länder herunter gebrochen werden können. Trotz weiter bestehender Datenlücken werden die nicht-konventionellen Potenziale soweit möglich dargestellt. Dazu gehören die Ressourcen und Reserven von Schwerstöl, Erdöl aus dichten Gesteinen (Tight Oil) und Bitumen (Ölsand) 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 Gashydrat erscheinen daher in dieser tabellarischen Darstellung vergleichsweise niedrig.

Der größte Anteil mit 552.523 EJ an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um ein Vielfaches. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls bei dem die Ressourcen kleiner als die Reserven sind. In der Summe erhöhten sich die Ressourcen nur minimal um 0,1 % im Vergleich zum Vorjahr (BGR 2015). Leichte Zuwächse gab es bei den Ressourcen an konventionellem Erdöl (plus 2,6 %) (vgl. Kap. 4.1 – Das Erdöl- und Erdgas-Potenzial der Länder am Horn von Afrika) sowie beim nicht-konventionellen Erdöl (Ölsande plus 6,6 % und Schieferöl plus 4,9 %) aufgrund von Neubewertungen. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von rund 89 % (Abb. 12). Mit weitem Abstand folgen die Erdgasressourcen mit 5,9 %, bei denen der Anteil nicht-konventioneller Vorkommen überwiegt. Die übrigen Energieträger, einschließlich Erdöl (3,5 %), spielen bezogen auf den Energieinhalt der Ressourcen nur eine untergeordnete Rolle. Im Vorjahresvergleich zeigen sich nur sehr geringe Änderungen.

Der Energieinhalt der Reserven entsprach 2015 insgesamt 38.443 EJ und liegt damit leicht (plus 1,3 %) über dem Vorjahreswert. Die größten absoluten Änderungen ergaben sich aufgrund von Neubewertungen der australischen Weichbraunkohlevorräte (plus 290 EJ bzw. 8,9 %) sowie bei den Ölsanden Kanadas (minus 161 EJ bzw. 14,6%). Weitere wesentliche Änderungen betrafen die Kohleflözgasreserven (plus 27,9 %) aufgrund von Höherbewertungen in China und Australien sowie die Schiefergasreserven (plus 23,2 %) aufgrund der aktualisierten Datenlage in den USA (dort nun Stand 2014). Höhere Uranreserven (plus 9,2 %) beruhen primär auf Explorationserfolgen und der Anwendung moderner Fördermethoden. Trotz eines vergleichsweise niedrigen Preisniveaus für Energierohstoffe im Jahr 2015 zeigten sich die Reserven davon weitgehend unbeeinflusst beziehungsweise sind insgesamt erneut leicht angestiegen.

Gemessen am Energieinhalt bleibt die Kohle bei den Reserven mit 55,4 % weiterhin der herrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 23,5 % der Gesamtreserven, Erdgas 19,4 % und Uran 1,7 %. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich damit die relativen Anteile aller Energieträger nur minimal verändert. Die produzierten Mengen an Erdöl konnten vollständig durch die Überführung von Ressourcen in Reserven ausgeglichen werden. Der

vergleichsweise höhere Anteil von Erdöl an den Reserven weist auf die seit Jahrzehnten laufenden intensiven Explorations- und Produktionsanstrengungen bei diesem Energierohstoff hin.

Im Jahr 2015 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energieinhalt von etwa 521 EJ gefördert. Dies entspricht nahezu dem Wert vom Vorjahr (2014: 522 EJ). Im Produktionsmix bezogen auf den Energiegehalt erhöhten sich die Anteile von Erdöl, Erdgas und Kernbrennstoffe aufgrund gestiegener Fördermengen, aber auch aufgrund des Förderrückgangs bei der Weichbraun- und insbesondere Hartkohle (Abb.12). Weiterhin ist Erdöl (34,9 %) der wichtigste Rohstoff vor Hartkohle (31,4 %), gefolgt von Erdgas (26,1 %), Uran (5,8 %) und Weichbraunkohle (1,9 %).

Tabelle 2: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

Energieträger	Maßeinheit	Reserven (s. linke Spalte)	EJ	Ressourcen (s. linke Spalte)	EJ
Konventionelles Erdöl	Gt	172	7.171	167	6.993
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	188	7.148	323	12.293
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	342	14.319	461	19.285
Ölsand	Gt	23	944	67	2.785
Schwerstöl	Gt	21	886	61	2.539
Schieferöl	Gt	< 0,5	14	60	2.494
Ölschiefer	Gt	k. A.	k. A.	102	4.248
Nicht-konventionelles Erdöl	Gtoe	44	1.844	289	12.066
Schiefergas	Bill. m ³	6,2 ¹	234 ¹	215	8.162
Tight Gas	Bill. m ³	– ²	– ²	63	2.385
Kohleflözgas	Bill. m ³	2,3	87	51	1.950
Erdgas in Aquiferen	Bill. m ³	–	–	24	912
Erdgas aus Gashydrat	Bill. m ³	–	–	184	6.992
Nicht-konventionelles Erdgas	Bill. m ³	8,4	321	537	20.402
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	52	2.165	776	32.468
Kohlenwasserstoffe	Gtoe	394	16.484	1.237	51.753
Hartkohle	Gt SKE	605	17.737	14.969	438.705
Weichbraunkohle	Gt SKE	121	3.560	1.775	52.019
Kohle	Gt SKE	727	21.297	16.744	490.723
Fossile Energieträger	–	–	37.781	–	542.477
Uran ³	Mt	1,3 ⁵	663 ⁵	14 ⁶	6.869 ⁶
Thorium ⁴	Mt	–	–	6,4	3.178
Kernbrennstoffe	–	–	663	–	10.047
Nicht-erneuerbare Energierohstoffe	–	–	38.443	–	552.523

– keine Reserven oder Ressourcen

¹ zum Teil Datenstand 2014

² in konventionellen Erdgasreserven enthalten

³ 1 t U = 14.000 bis 23.000 t SKE, unterer Wert verwendet, bzw. 1 t U = 0,5 x 10¹⁵ J

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

⁵ RAR gewinnbar bis 80 USD / kg U

⁶ Summe aus RAR gewinnbar von 80 bis 260 USD / kg U sowie IR und unentdeckt < 260 USD / kg U

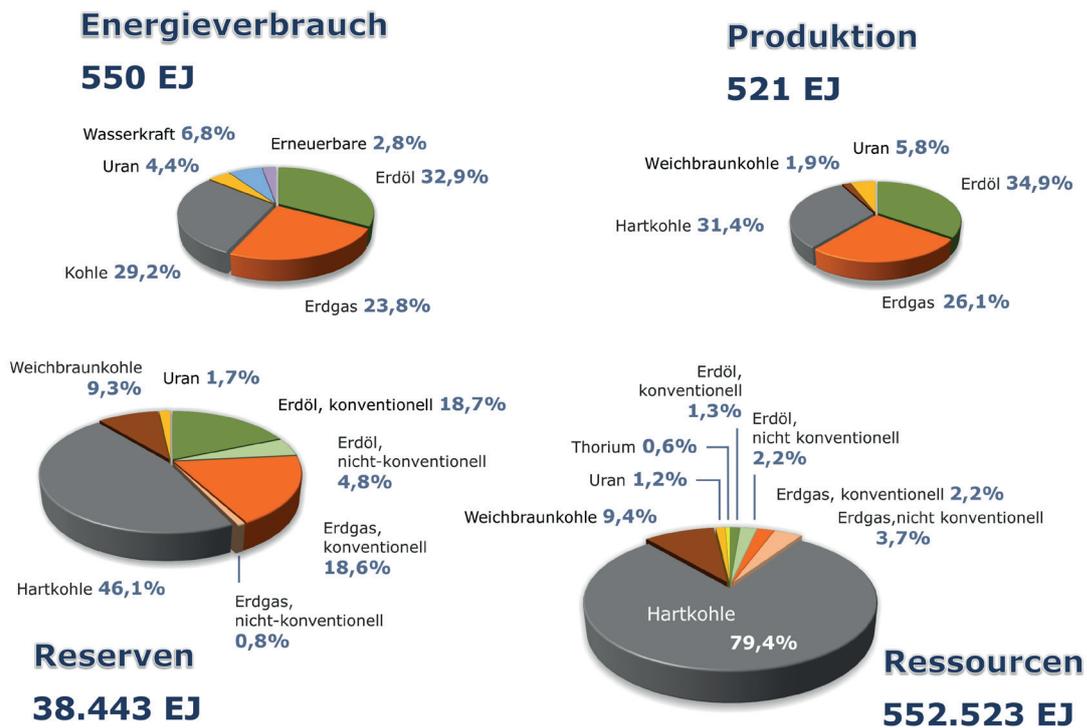


Abbildung 12: Weltweite Anteile aller Energien und Energieträger am Verbrauch (BP 2016) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2015.

Der Verbrauch erhöhte sich im Berichtszeitraum um 10 EJ auf 550 EJ (plus 1,9 %). In der Zusammensetzung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, dominieren die fossilen Energieträger noch bei weitem. Große Wachstumsraten verzeichneten die erneuerbaren Energieträger (ohne Wasserkraft), die ihren Anteil an der Primärenergieversorgung um 2,1 EJ auf 15,3 EJ erhöhen konnten (plus 16 %). Sie erreichen jetzt einen Anteil von 2,8 % an der globalen Energieerzeugung (BP 2016). Unverändert zum Vorjahr hält die Wasserkraft signifikante Anteile mit rund 6,8 %. Der Verbrauch von Kohle ging als einziger Energieträger leicht zurück (BP 2016).

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 vergleichsweise geringen Ressourcen. 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. Dank einer seit Jahren weitgehend ungestörten und ausreichenden Versorgungslage für Energierohstoffe, stehen heute zunehmend Fragen bezüglich der Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit sowie der öffentlichen Akzeptanz im Vordergrund. Der global weiter wachsende Energiebedarf wird für die absehbare Zukunft neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch durch eine steigende Produktion von fossilen Energierohstoffen gedeckt werden müssen. Angesichts derzeit stark gesunkener und weiter sinkender Investitionen in diesem Bereich ist daher mittelfristig wieder für einzelne Rohstoffe mit temporären Förderengpässen und Preisspitzen zu rechnen.

3.2 Erdöl

Nach wie vor ist Erdöl weltweit der wichtigste Energieträger. Sein Anteil am globalen Primärenergieverbrauch erhöhte sich auf 35 Prozent. Die Weltförderung ist mit 2,5 % gegenüber dem Vorjahr erheblich gestiegen und betrug 4.346 Mio.t (2014: 4.240 Mio.t). Damit wurden seit Beginn der industriellen Förderung etwa 183 Gt Erdöl gefördert und somit mehr Erdöl verbraucht, als heute noch an bekannten konventionellen Erdölreserven vorhanden ist. Im Berichtsjahr wurden 71 % des weltweit geförderten Erdöls onshore gewonnen (EIA 2016a).

Bei den Erdölressourcen (konventionell und nicht-konventionell) kam es zu größeren Änderungen. Die gesamten Erdölressourcen nahmen um 3,2 % auf 354,3 Mrd. t zu. Aufgrund einer verbesserten Datenlage haben sich die Ölsandressourcen in China, den USA und der Russischen Föderation erhöht. Neue Ressourcenabschätzungen für konventionelles Erdöl liegen zudem für Äthiopien, Eritrea, Kenia und Somalia vor (Kap. 4.1).

Im Jahr 2015 sanken die weltweiten Erdölreserven (konventionell und nicht-konventionell) um 1,5 % (minus 3,2 Mrd. t) auf 215,7 Mrd. t. Während die konventionellen Reserven um 0,4 % auf 171,5 Mrd. t leicht stiegen, sanken die nicht-konventionellen Erdölreserven aufgrund einer Neubewertung der kanadischen Ölsandreserven auf 44,1 Mrd. t etwas ab. Der größte Anteil der Gesamtreserven liegt dabei im Nahen Osten mit rund 110 Mrd. t (51 %) gefolgt von Nordamerika mit 31,4 Mrd. t (14,6 %) und Lateinamerika mit 30,7 Mrd. t (14,2 %) (Abb. 13). Der Anteil von Europa mit knapp 2 Mrd. t (1 %) an Gesamtreserven fällt sehr gering aus. Allein Saudi-Arabien, Kanada, Iran und Irak verfügen über 60 % der Gesamtreserven, die führenden 20 Länder zusammen über 95 %.

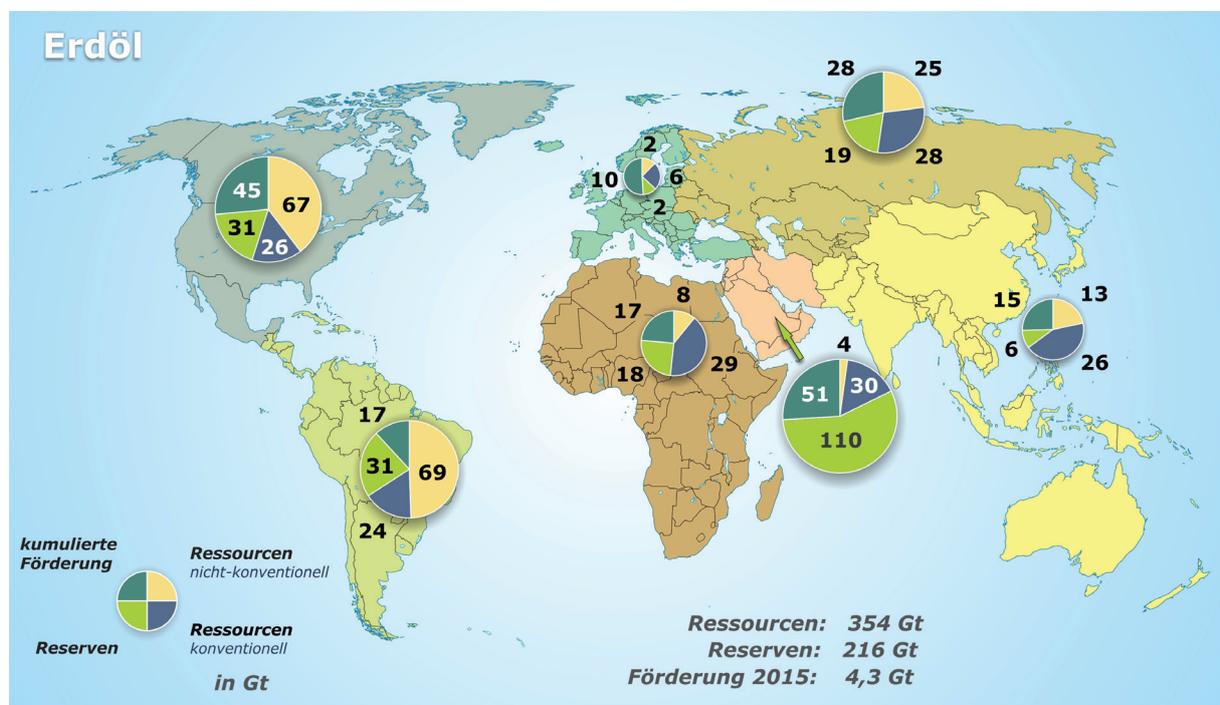


Abbildung 13: Gesamtpotenzial Erdöl 2015 (ohne Ölschiefer): Regionale Verteilung.

Die drei förderstärksten Nationen waren die USA, Saudi-Arabien und die Russische Föderation, welche wiederholt Förderzuwächse aufwiesen. Die USA steigerten ihre Erdölproduktion abermals erheblich (plus 9 %). Damit sind sie der größte Erdölproduzent der Welt – eine Position, die sie zuletzt 1976 innehielten. Der Anstieg der Erdölproduktion ist vor allem auf eine abermalige Steigerung bei der Schieferölproduktion (Erdöl aus dichten Gesteinen) zurückzuführen, welche seit dem Jahr 2008 durch ihre jährlich zweistelligen Zuwachsraten faktisch den gesamten US-amerikanischen Produktionszuwachs ausmachte. Die USA haben damit im Berichtsjahr ihren historischen Produktionsrekord von 1970 übertroffen. Für das Jahr 2016 ist jedoch mit einem deutlichen Rückgang der US-amerikanischen Erdölproduktion zu rechnen, der sich bereits Ende 2015 andeutete. Von den OPEC-Staaten steigerten unter anderem Saudi-Arabien (plus 7 %), Irak (plus 23 %), Iran (plus 8 %) und Angola (plus 7 %) ihre Produktion signifikant. Insgesamt erhöhten die OPEC-Staaten ihre Förderung um 2,6 %. Durch die Reduzierung der Sanktionen gegen den Iran, hat das Land seit Anfang 2016 wieder stärkeren Zugang zum internationalen Erdöl- und Finanzmarkt bekommen. Der Iran unternimmt gegenwärtig große Anstrengungen, sowohl Förderanlagen als auch Raffinerien durch Technologieimporte und Investitionen zu modernisieren. Brasilien baute seine Erdölförderung, trotz Verzögerungen bei der Entwicklung seiner Tiefwasserölprojekte, um 6 % aus. Großbritannien konnte seine Ölproduktion das erste Mal in 15 Jahren steigern (plus 15 %). Grund hierfür waren die hohen Investitionen in die Fördertechnologie produzierender Felder der britischen Nordsee in den letzten Jahren. In Libyen, einem für Deutschland traditionell wichtigem Lieferland, in dem deutsche Unternehmen wie die Wintershall Förderkonzessionen besitzen, sank die Produktion wiederholt aufgrund des Bürgerkrieges um 26 % auf nunmehr 20 Mio. t. Dies ist die niedrigste Erdölförderung in dem Land seit 1962.

Die Förderung von Erdöl aus nicht-konventionellen Vorkommen in größerem Maßstab beschränkt sich bisher auf die USA (Schieferöl), Kanada (Ölsand, Schieferöl) und Venezuela (Schwerstöl). Andere Länder, wie beispielsweise China (Schieferöl, Ölsand), Argentinien (Schieferöl) und der Republik Kongo (Ölsand), unternehmen Anstrengungen ihre nicht-konventionellen Erdölvorkommen zu erschließen. Obwohl die Förderung aus nicht-konventionellen Vorkommen zunimmt, bleibt die Stellung des konventionellen Erdöls mit gegenwärtig etwa 86 % der Gesamtförderung (einschließlich NGLs) für die Versorgungssicherheit mit flüssigen Kohlenwasserstoffen unersetzlich. Die große Bedeutung des konventionellen Erdöls liegt darin, dass es nicht nur etwa 80 % der weltweiten Gesamterdölreserven darstellt, sondern auch technisch leichter als nicht-konventionelles Erdöl zu fördern ist. Durch die meist wesentlich höhere Qualität des konventionellen Erdöls lässt es sich einfacher und kostengünstiger raffinieren als nicht-konventionelles, welches in der Regel energie- und ressourcenintensiv veredelt werden muss. Weiterhin lassen sich in konventionellen Erdöllagerstätten sowohl höhere Förderraten als auch größere energetische Erntefaktoren als in nicht-konventionellen Lagerstätten erzielen.

Der weltweite Verbrauch an Mineralölprodukten ist 2015 gegenüber dem Vorjahr insgesamt um 1,1 % auf 4.352 Mio. t weiter angestiegen (Abb. 14). Während in Europa und Nordamerika der Verbrauch stagnierte beziehungsweise leicht sank, ging er in der GUS kräftig um 13 % zurück. In den Großregionen Naher Osten, Afrika und in Austral-Asien stieg der Mineralölverbrauch deutlich zwischen 3 und 6 %. Die OECD-Staaten verbrauchten etwa die Hälfte des Mineralöls, angeführt von den USA mit knapp 20 %. Drei Viertel des weltweiten Mineralöls wurde in den 20 führenden Verbraucherländern genutzt. Die beiden größten Mineralölverbraucher sind mit Abstand die USA (845 Mio. t) und China (560 Mio. t). Beide verbrauchen etwa ein Drittel des weltweiten Mineralöls.

Der Mineralölverbrauch ist sehr ungleichmäßig verteilt. So haben beispielsweise die Staaten Afrikas und der OECD eine vergleichbare Einwohnerzahl. Der Mineralölverbrauch pro Person ist bei letzteren jedoch etwa 10 Mal so hoch (1,62 t Mineralöl pro Person und Jahr in den OECD-Staaten).

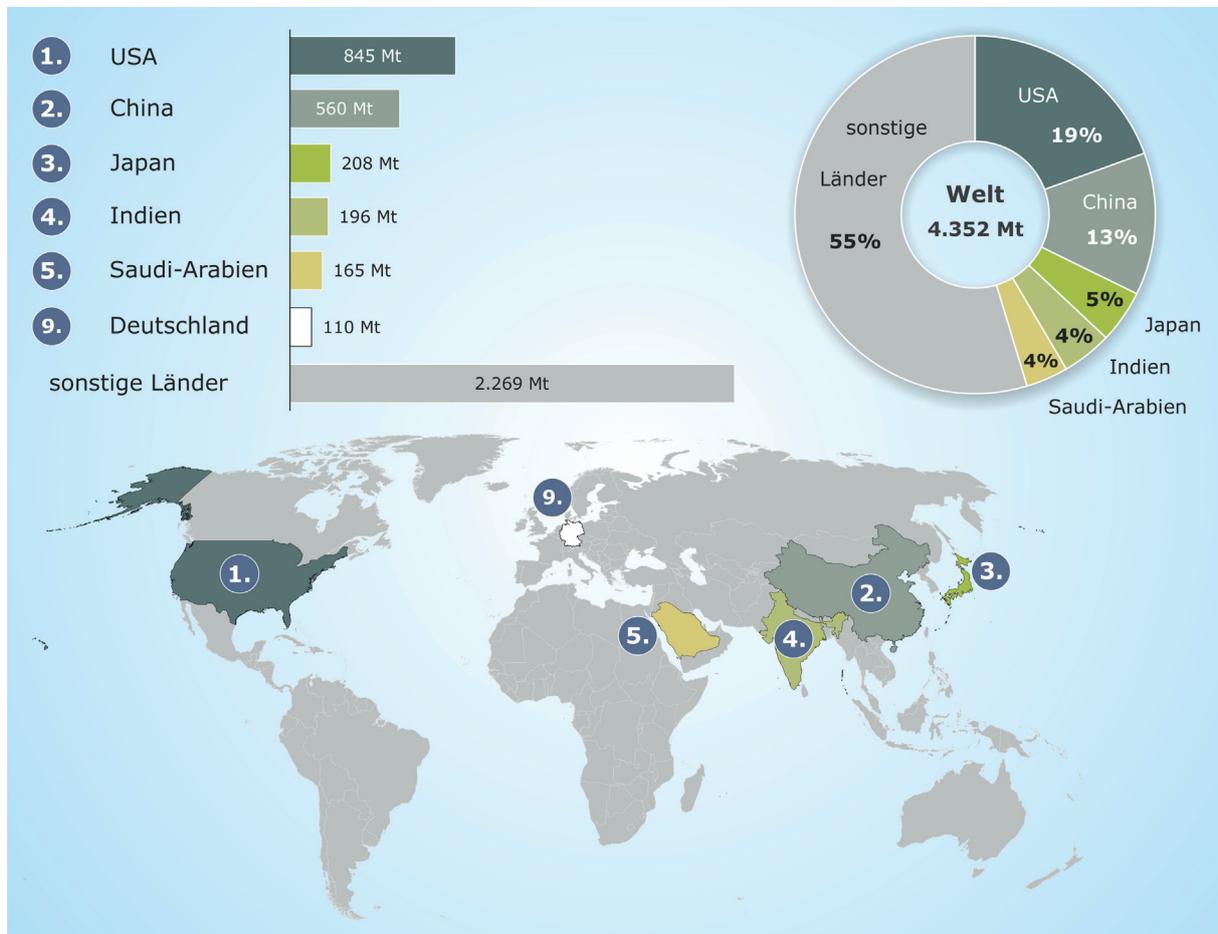


Abbildung 14: Die größten Mineralölverbraucher 2015.

Von dem 2015 geförderten Rohöl wurde etwa die Hälfte grenzüberschreitend gehandelt. Der Transport erfolgte hauptsächlich per Tanker oder Pipeline, in geringem Umfang auch mit dem Zug oder per Laster. Weltweit wurden im Vorjahr 2.106 Mio. t Rohöl exportiert, rund 71 Mio. t mehr als im Jahr 2014, während die Importe auf 2.205 Mio. t um 96 Mio. t (plus 4,6 %) zulegten. Die exportstärksten Regionen waren der Nahe Osten, die GUS Staaten und Afrika. Die drei führenden Exportnationen, Saudi-Arabien, die Russische Föderation und Kanada, deckten etwa ein Drittel der weltweiten Rohölexporte ab. Die höchsten Exportzuwächse der 20 führenden Rohölexportnationen wiesen Brasilien (plus 47 %), der Irak (plus 19 %) sowie die Russische Föderation und Mexiko (jeweils plus 9 %) auf. Die weltweite Raffineriekapazität stieg auf etwa 4.831 Mio. t.

Die wichtigsten Importregionen waren Austral-Asien, Europa und Nordamerika. Der größte Rohölimporteur blieben die USA mit 368 Mio. t. An zweiter Stelle folgt China, das seine Importe um gut 8 % auf 334 Mio. t erhöhte. Die Rohölimporte Deutschland stiegen um 2,1 % auf 91 Mio. t.

Für Rohöl existieren qualitativ unterschiedliche Referenzsorten, die abgesehen von geringen Preisaufschlägen oder -abschlägen, auf dem Weltmarkt weitgehend einheitlich gehandelt werden. Der Jahresdurchschnittspreis für die europäische Rohölreferenzsorte ‚Brent‘ ist im Vergleich zum Vorjahr sehr stark um 46,65 USD/bbl auf 52,32 USD/bbl zurückgegangen. Damit verstärkte sich der Preisverfall, der im letzten Jahresquartal 2014 begann, erheblich. Während sich der Preis in der ersten Jahreshälfte zu stabilisieren schien und im Juni bei über 60 USD/bbl lag, brach er bis Ende Dezember auf Tagestiefstwerte von nur noch 31,67 USD/bbl ein. Der Preis für die US-amerikanischen Referenzsorte ‚West Texas Intermediate‘ (WTI) und der OPEC-Korbpreis (Durchschnittspreis ausgewählter Erdölsorten der OPEC) zeichneten ähnlich Preisverläufe.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Ressourcen, Reserven, der Förderung und des Verbrauches sowie der Export und Importe an Erdöl (jeweils die 20 wichtigsten Länder) liefern die Tabellen 13 bis 19 im Anhang.

Erdölpreis und Erdölförderung – Aktuelle Entwicklung und Folgen

Die Preise für Erdöl (z. B. WTI) sanken seit dem dritten Quartal 2014 von über 100 USD/bbl auf unter 40 USD/bbl bis Ende 2015. Dieser Rückgang korreliert mit einem deutlichen Angebotsüberhang seit Beginn des Jahres 2014 (Abb. 15). Generell lassen sich längerfristige Preisanstiege und -rückgänge mit einem Auseinanderlaufen von Angebot und Nachfrage korrelieren (Abb. 15). Die hohen Preissteigerungen zwischen 2006 und 2008 spiegeln daher den Nachfrageüberhang in diesem Zeitraum wider. Der aktuelle Angebotsüberhang seit Mitte 2014 ist vor allem auf die Produktionsausweitung im Irak (plus 29 %), Brasilien (plus 20 %), die USA (plus 17 %), Kanada (plus 12 %) und Saudi-Arabien (plus 8 %) zurückzuführen.

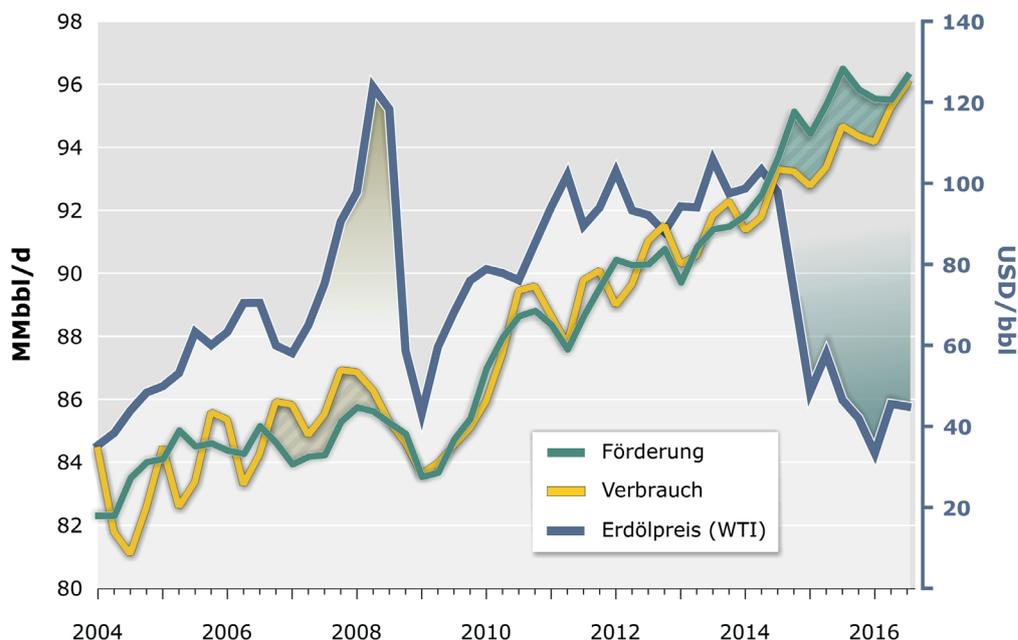


Abbildung 15: Quartalsweiser Verlauf von Erdölförderung und -verbrauch (EIA 2016b) sowie WTI-Preisentwicklung 2004 bis 2015.

Die weltweiten Lagerkapazitäten für Erdöl und Erdölprodukte (strategische Reserven und industrielle Vorräte), die in Kavernen oder oberirdischen Tanklagern vorgehalten werden, stiegen gegen Ende des Jahres 2015 auf historische Höchststände. Allein die OECD Staaten hatten Ende 2015 rund 3 Mrd. bbl an Erdöl und Erdölprodukten auf Lager (EIA 2016b). Dies entspricht bei einem gleichbleibenden fiktiven Verbrauch einer statischen Reichweite von etwa 64 Tagen. Die Höhe der Vorräte an Erdöl und Erdölprodukten der OECD Staaten lag damit etwas über dem langjährigen Durchschnitt von rund 57 Tagen. In Relation zu den geologischen Vorräten beziehungsweise dem fortlaufenden hohen Verbrauch erscheinen diese Mengen aber vergleichsweise gering.

Die USA steigerten ihre Erdölproduktion seit 2008 durch Erschließung ihrer Schieferölvorkommen erheblich. Dies wurde durch den Einsatz neuer Fördertechnologien wie die hydraulische Stimulation („Fracking“) und Horizontalbohrungen ermöglicht. Während die konventionelle Erdölproduktion in den USA in den letzten Jahren annähernd konstant blieb, stieg der Anteil des Schieferöls stark an und lag im Herbst 2016 etwa bei der Hälfte der Gesamtproduktion. Die Förderung stieg 2015 gegenüber dem Vorjahr noch um neun Prozent, verringerte sich aber gegen Ende des Jahres (Abb. 16). Eng korreliert mit dem Absinken der Erdölpreise ging zeitversetzt die Anzahl der abgeteufelten Erdölbohrungen innerhalb eines Jahres erheblich zurück. Durch kontinuierliche Technologiefortschritte (z. B. Multi-Stage-Fracking) verzögert, begannen als Folge des Rückgangs der Bohraktivitäten zum Ende des Berichtsjahres die produzierten Schieferölmengen zu sinken. Angesichts des andauernden vergleichsweise niedrigen Preisniveaus ist davon auszugehen, dass die Schieferölproduktion weiter zurückgehen wird und zwar umso stärker je länger die Phase der niedrigen Erdölpreise andauert.

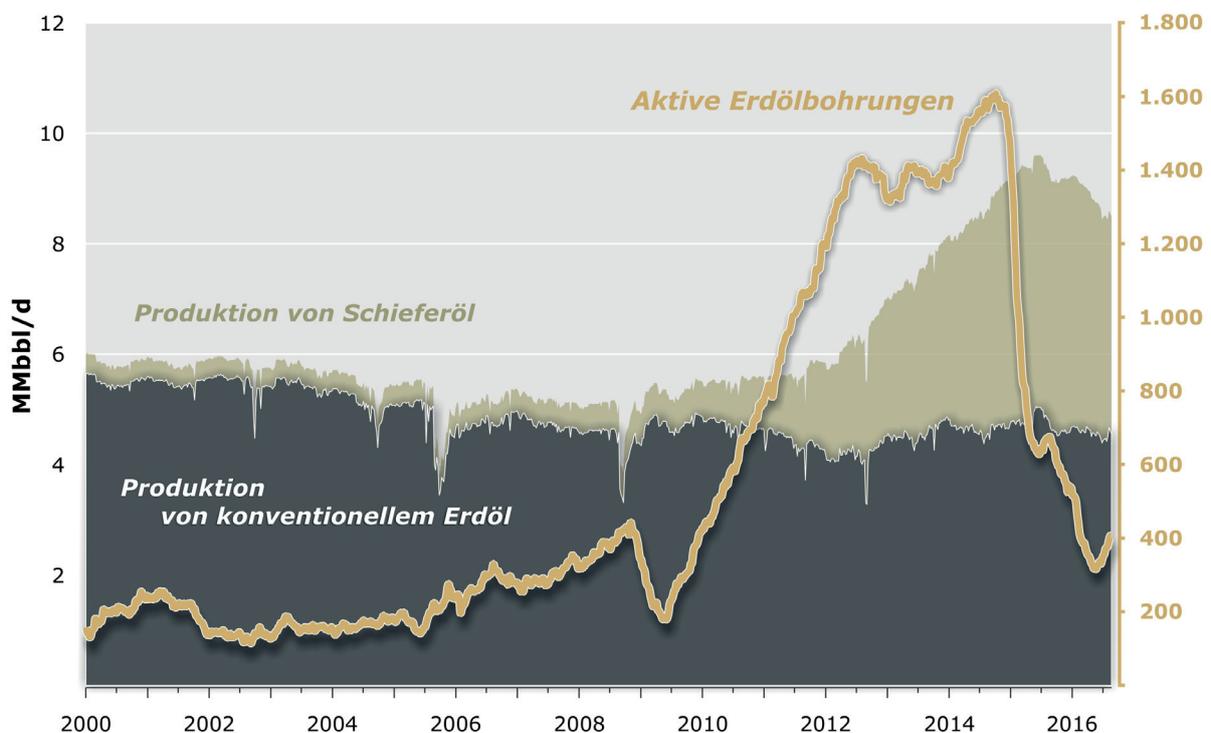


Abbildung 16: Zusammensetzung der US-amerikanischen Erdölproduktion (EIA 2016c, 2016d) und Erdölbohrungen (Baker-Hughes 2016).

Der Erdölpreistrückgang führte zu einem bisher beispiellosen Zurückfahren der weltweiten Investitionen im Upstream-Sektor um knapp 30 % allein von 2014 bis 2015 (Barclays Research 2016). Dies könnte mittel- bis langfristig große Herausforderungen für die Versorgung der Welt mit flüssigen Kohlenwasserstoffen zur Folge haben, da der Förderrückgang in den seit teilweise Jahrzehnten produzierenden großen Erdöl- und Kondensatfeldern, die einen hohen Anteil an der Gesamtproduktion haben, ersetzt werden muss. Seit dem Beginn des Erdölpreistrückgangs wurde die Entwicklung von weltweit rund 68 Erdöl- und Erdgasgroßprojekten mit einem gesamten Volumen von 27 Mrd. Barrel Erdöläquivalent verschoben oder gestrichen (Wood Mackenzie 2016). Dies hat zur Folge, dass unabhängig von der weiteren Entwicklung des Erdölpreises ursprünglich geplante große Fördervolumen nicht oder nur um Jahre verspätet in Produktion gehen werden. Offen bleibt dabei die Frage inwieweit die Schieferölproduktion aufgrund ihres vergleichsweise schnellen Anfahrens der Förderung Produktionslücken bei anziehenden Erdölpreisen ausgleichen kann.

3.3 Erdgas

Erdgas blieb mit einem gegenüber dem Vorjahr leicht erhöhten Anteil von 23,8 % (BP 2016) am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittichtigster Energieträger. Der weltweite Erdgasverbrauch näherte sich nach Jahren geringeren Wachstums mit einem Anstieg von 2,3 % wieder dem historischen 10-Jahres-Durchschnitt in Höhe von 2,6 %. Ob dies bereits eine Trendwende hin zum Erdgas als Brückenenergie einleitet, bleibt abzuwarten.

Die mit Abstand größten Erdgasressourcen (konventionell und nicht-konventionell) werden für die Russische Föderation ausgewiesen, gefolgt von China, den USA, Kanada und Australien (Tab. 21). Die umfangreichsten konventionellen Erdgasressourcen der Welt werden überwiegend in der Russischen Föderation vermutet, gefolgt von den USA, China, Saudi Arabien und Turkmenistan. Insgesamt werden die Erdgasressourcen der kommerziell genutzten konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf 652 Bill. m³ (Vorjahr 650 Bill. m³) geschätzt (Abb. 17).

Einschließlich Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat werden global Ressourcen in der Größenordnung von 860 Bill. m³ angenommen (Tab. 2). Bei den bereits erschlossenen nicht-konventionellen Erdgasvorkommen dominieren die relativ gut erfassten Schiefergasressourcen mit rund 215 Bill. m³, gefolgt von Tight Gas mit 63 Bill. m³ und Kohleflözgas (CBM) mit 51 Bill. m³ (Tab. 2). Beim Erdgas in dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas) stehen aktuelle, länderbezogene und belastbare Abschätzungen zu deren Ressourcen kaum zur Verfügung. Selbst wenn grobe Schätzungen zu in-place Zahlen vorliegen, ist es schwierig, den Ausbeutegrad und damit die technisch gewinnbaren Mengen zu quantifizieren. Darüber hinaus ist grundsätzlich davon auszugehen, dass Tight Gas insbesondere in paläozoischen Schichten der meisten erdgashöffigen Becken der Welt vorkommt. Insofern sind die globalen Ressourcen in dieser Studie mit 63 Bill. m³ deutlich unterbewertet. Zu den Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat existieren bislang überwiegend globale Abschätzungen und nur wenige detaillierte Regionalstudien. Nach dem derzeitigen Kenntnisstand können demnach 24 Bill. m³ Erdgas in Aquiferen und 184 Bill. m³ Erdgas aus Gashydrat ausgewiesen werden. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt offen, ob und wann dieses Potenzial kommerziell genutzt werden kann. Insbesondere beim Gashydrat betreiben aber Staaten mit geringen eigenen Ressourcen an konventionellen Energierohstoffen wie beispielsweise Japan weiterhin Forschungsprojekte, um heimische Gashydratvorkommen innerhalb der 200-Meilen-Zone (ausschließliche Wirtschaftszone) als potenzielle Energiequelle zu erschließen.

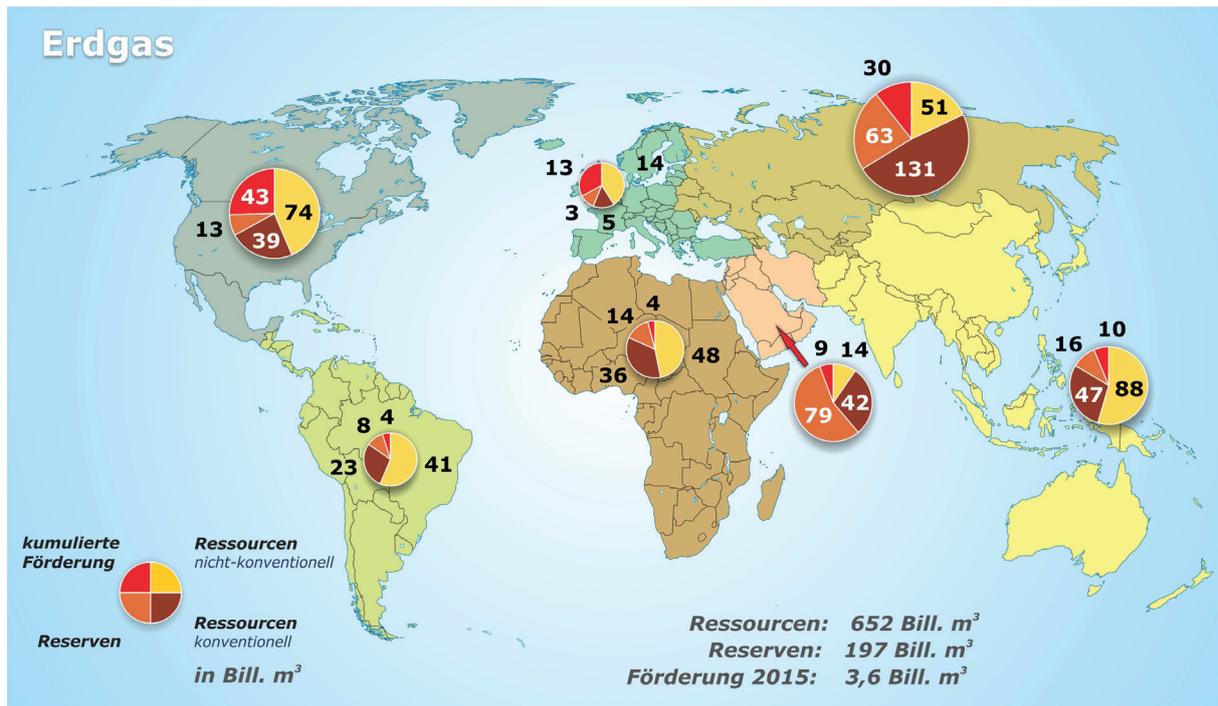


Abbildung 17: Gesamtpotenzial Erdgas 2015 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung.

Die globalen Erdgasreserven sind im Vergleich zum Vorjahr mit 0,7 % deutlich kräftiger gesunken und werden Ende 2015 auf 197 Bill. m³ geschätzt (Abb. 17). Unter Berücksichtigung der Jahresförderung 2015 in Höhe von 3.574 Mrd. m³ zeigt sich aber auch, dass fast zwei Drittel der Förderung durch Reserven-Zugewinne ausgeglichen werden konnten. Im globalen Maßstab ist der Anteil der nicht-konventionellen Reserven relativ gering und wird dies vermutlich auch auf absehbare Zeit bleiben (Tab. 22). Allerdings werden Tight Gas Reserven in aller Regel nicht separat ausgewiesen, sodass eine genauere Erfassung im Rahmen einer globalen Berichterstattung nicht möglich ist. Schätzungen in den USA gehen davon aus, dass Tight Gas Reserven dort in einer Größenordnung von mehr als 20 % der verbleibenden Reserven liegen (IEA 2013). Allerdings sind die USA ein Sonderfall, da dort bereits seit Jahrzehnten das anfänglich subventionierte Tight Gas gefördert wird. Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit ebenfalls ausschließlich für die USA ausgewiesen. Sie lagen dort Ende 2014 bei 5,7 Bill. m³ und tragen inzwischen mit einem Anteil von mehr als 50 % zu den Gesamtreserven des Landes bei. Über die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven sind in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar konzentriert (Abb. 17). Etwa 80 % der globalen Reserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der GUS.

Mit 126 Bill. m³ kommen fast zwei Drittel der globalen Erdgasreserven an Land (onshore) vor. Der Anteil im marinen Bereich (offshore) wächst seit Jahren und liegt mittlerweile bei mehr als einem Drittel (71 Bill. m³). Einen Überblick zur regionalen Verteilung der Reserven gibt Abbildung 18. In Europa, Austral-Asien und dem Nahen Osten dominieren offshore-Reserven über die Erdgasreserven an Land. Der nahe Osten verfügt zudem weltweit über die meisten offshore-Reserven, wobei der überwiegende Anteil auf das größte Erdgasfeld der Welt, South Pars/North Dome (Iran/Katar), im Persischen Golf entfällt. Die meisten onshore-Reserven finden sich in der GUS und hier insbesondere in der Russischen Föderation (75 %).

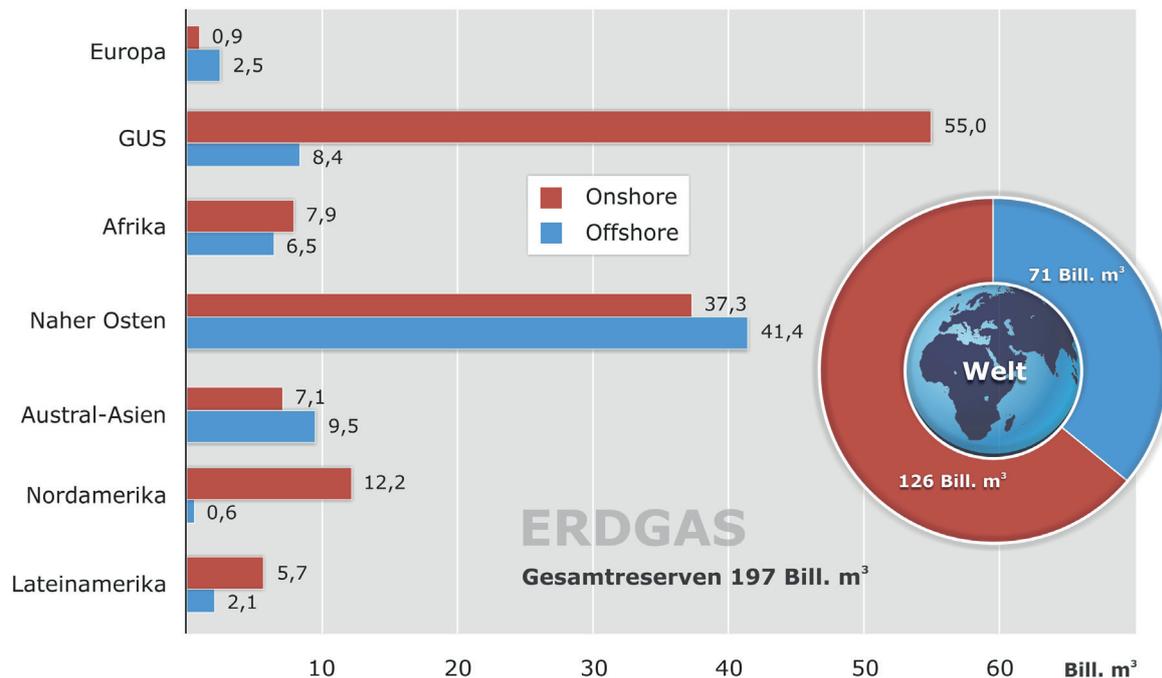


Abbildung 18: Globale Erdgasreserven unterteilt in on- und offshore.

Vor allem ein gestiegener Verbrauch in Europa, Afrika, dem Nahen Osten und Nordamerika bedingte eine Ausweitung der weltweiten Erdgasförderung in 2015 auf 3.574 Mrd. m³ (plus 2,6 %). Der Anstieg liegt deutlich über dem Vorjahreswert von rund 1 % und befindet sich wieder im Bereich des langjährigen 10 Jahres-Mittelwertes von 2,5 %. Regional betrachtet kamen die größten prozentualen Förderzuwächse aus Austral-Asien (3,9 %), gefolgt von Nordamerika (3,6 %), dem Nahen Osten (3,2 %) und der GUS mit einer Zunahme von 3,1 %. Einen erneuten, starken Einbruch erlebte dagegen die Europäische Union. Hier ging die Förderung um 9,4 % zurück, primär aufgrund der weiteren Drosselung der Förderung im riesigen Erdgasfeld Groningen in den Niederlanden. Gründe hierfür sind Erdbeben in Folge der jahrzehntelangen Erdgasförderung.

Das im Groningen Feld geförderte Erdgas ist sogenanntes L-Gas (niedrig kalorische Gas). Die meisten anderen Erdgasfelder in der Welt liefern H-Gas (hochkalorisches Gas). Formal unterschieden werden die beiden Gasarten durch den Wobbe-Index, der den Heizwert sowie die Dichte des Erdgases misst. L-Gas hat einen Index-Wert unter 46,5 MJ/m³, während Erdgas mit einem Wobbe-Index über 46,5 MJ/m³ als H-Gas bezeichnet wird. In Deutschland existieren derzeit noch zwei Pipeline-Netze parallel, eines für L-Gas und eines für H-Gas. Bis 2030 soll jedoch das Erdgasnetz sukzessive auf H-Gas umgestellt werden (DIW 2015).

Die USA blieben vor der Russischen Föderation und dem Iran weltgrößter Erdgasproduzent (Tab. 23) und könnten theoretisch nahezu ihren gesamten Erdgasverbrauch aus eigener Förderung decken. Der Anstieg in den USA fiel mit 5,3 % Wachstum etwas niedriger aus als noch im Vorjahr und beruhte auf einer Zunahme der Schiefergasförderung. Letztere trägt zu etwa der Hälfte zur Erdgasförderung der USA bei (EIA 2016e), gefolgt von der Förderung aus Tight Gas Lagerstätten mit einem Anteil von rund 18 % (EIA 2016f). Im Berichtsjahr gab es neben den USA nur in Kanada (42,4 Mrd. m³), China (5,2 Mrd. m³) und Argentinien (0,7 Mrd. m³) eine kommerzielle Schiefergasförderung, allerdings auf erheblich niedrigerem Niveau.

Anfang 2016 wurde das erste LNG-Export-Terminal der kontinentalen USA, Sabine Pass/Texas, in Betrieb genommen. Nach Südamerika und Asien wurde Europa (Portugal) im April 2016 mit verflüssigtem Erdgas aus der Schiefergasförderung beliefert.

Die höchsten volumetrischen Zuwächse in der Erdgasförderung verzeichneten die USA (39 Mrd. m³), gefolgt von der Russischen Föderation (25,9 Mrd. m³), Australien (14,6 Mrd. m³), Norwegen (12,5 Mrd. m³), Iran und Katar (jeweils 11,3 Mrd. m³) sowie Turkmenistan (10,9 Mrd. m³). In den Niederlanden (minus 15,1 Mrd. m³) hingegen ging die Förderung weiter stark zurück, während China seine Erdgasproduktion um 5,4 Mrd. m³ oder 4 % erhöhen konnte (Tab. 23). Den prozentual stärksten Zuwachs (26,4 %) konnte Australien verzeichnen, insbesondere aufgrund der deutlich angestiegenen Förderung von Kohleflözgas. Anfang 2016 wurde dann auch die erste Ladung von verflüssigtem Kohleflözgas nach Asien verschifft. Bedingt durch die fortschreitende Entwicklung von Galkynysh, des zweitgrößten Erdgasfeldes der Welt, konnte Turkmenistan seine Förderung weiter erheblich ausbauen (15,7 %).

Die Russische Föderation und die USA produzierten 2015 zusammen 1,4 Bill. m³. Dies entspricht rund 40 % der globalen Erdgasförderung (Abb. 19).

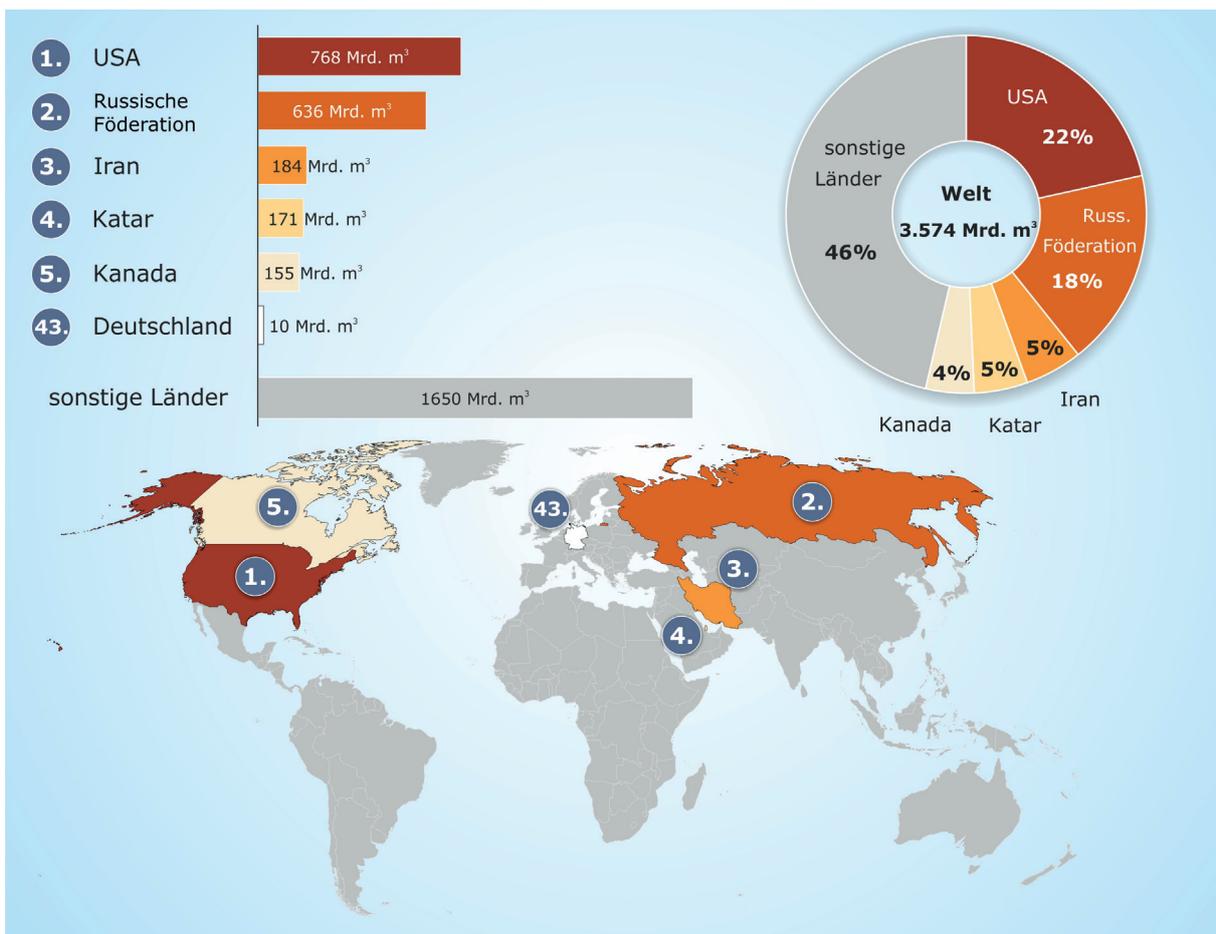


Abbildung 19: Die größten Erdgasförderländer 2015.

Nach Jahren geringeren Wachstums stieg der Erdgasverbrauch 2015 global um knapp 2,3 % (Vorjahr 1,5 %) auf 3.562 Mrd. m³ an und näherte sich damit dem historischen 10-Jahres-Durchschnitt in Höhe von 2,6 %. Mit Ausnahme von Lateinamerika stieg der Verbrauch in allen Regionen der Welt mehr oder weniger stark an. Der mit Abstand größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von der Russischen Föderation, China, Iran und Japan (Tab. 24).

Die USA und die Russische Föderation haben allein fast 35 % Anteil am weltweiten Bedarf. In der EU erholte sich die Nachfrage im Vergleich mit anderen Regionen der Welt (plus 5,7 %) am meisten, nachdem sie ein Jahr zuvor noch um 10 % gesunken war. In Austral-Asien und der GUS dagegen nahm der Verbrauch nur vergleichsweise wenig zu. Chinas Erdgasbedarf erhöhte sich zwar um 3,5 %, lag damit aber deutlich unter den langjährigen Wachstumszahlen.

Im Berichtsjahr wurden etwa 1.042 Mrd. m³ Erdgas (BP 2016) und damit 29,3 % des weltweiten geförderten Erdgases grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt, davon 32,5 % (338 Mrd. m³) in Form von verflüssigtem Erdgas (LNG). Hinter Katar war Australien mit Abstand der zweitgrößte Exporteur von LNG, gefolgt von Malaysia.

Insgesamt hat der globale Erdgashandel gegenüber dem Vorjahr wieder zugenommen. Der weltweite Handel mit LNG legte zwar weniger stark zu als der bei den leitungsgebundenen Transporten, erreichte aber sein bisher höchstes Volumen. Japan blieb der weltweit größte Importeur von verflüssigtem Erdgas, das aus einer Vielzahl von Ländern stammte. Rund zwei Drittel wurden aus Australien, Malaysia, Katar und der Russischen Föderation eingeführt. Deutschland importierte 2015 mit 115,5 Mrd. m³ zwar weltweit das meiste Erdgas, exportierte aber auch wieder rund 27 % davon. Japan folgt mit 111,4 Mrd. m³ hinter Deutschland. Während letzteres sein Erdgas ausschließlich über Leitungen einführt, muss Japan sein Erdgas gänzlich in verflüssigter Form importieren.

Weltweit existieren überregionale Erdgasmärkte, die aufgrund des globalen Handels mit LNG aber immer mehr zusammenwachsen. Die engere Anbindung der verschiedenen Erdgasmärkte durch ein großzügiges LNG Angebot hat zu einer globalen Annäherung der Preise beigetragen. In den USA war Erdgas 2015 aufgrund der reichlich zur Verfügung stehenden Mengen weiterhin günstig. Der durchschnittliche Erdgaspreis (Henry Hub Spotpreis) lag dort bei 2,6 USD/Mio. Btu (Vorjahr 4,35 USD/Mio. Btu). In Deutschland kostete Erdgas im Schnitt zweieinhalb Mal so viel, die Preise für LNG Importe nach Japan lagen im Mittel um bis zu vier-Mal über denen der USA. Dank schwacher Nachfrage und eines zusätzlichen Angebotes in der Region haben sich die Preise in Asien allerdings in jüngerer Zeit dem europäischen Niveau angenähert. So fielen die japanischen Importpreise, die primär an den Erdölpreis gekoppelt sind, im Jahresverlauf um 78 % (IGU 2016) und Spot-Preise für LNG in Ostasien lagen Anfang 2016 bei 4,5 USD/Mio. Btu. In den kommenden Jahren werden dem Markt wachsende Mengen an LNG, insbesondere aus den USA und Australien zur Verfügung stehen und zu mehr Wettbewerb führen sowie zu einer entspannten Versorgungslage beitragen.

Europa ist mit seinem wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven entweder über Pipelines oder über LNG Anlande-Terminals angeschlossen. Damit befindet sich der Europäische Erdgasmarkt grundsätzlich in einer relativ komfortablen Position, geopolitische Risiken sind aber ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Erdgas liefern die Tabellen 20 bis 26 im Anhang.

3.4 Kohle

Unter den fossilen Energierohstoffen ist Kohle der Energierohstoff mit den bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen. Mit einem Anteil von 29,2 % (Hartkohle 27,5 %, Weichbraunkohle 1,7 %) am globalen PEV war Kohle im Jahr 2015 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger (nach BP 2016). Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2014 mit einem Anteil von 39,3 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA 2016c).

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 wird Hartkohle 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) veränderten sich gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig (minus 0,07 %). Ende 2015 waren weltweit Kohlenreserven in Höhe von 1.029 Gt nachgewiesen, die sich auf 712 Gt Hartkohle und 317 Gt Weichbraunkohle verteilten. Es ergeben sich bei den Reserven gegenüber der vorherigen Studie (BGR 2015) Veränderungen sowohl bei den Hartkohlenreserven (plus 1,9 %) als auch den Weichbraunkohlenreserven (plus 10,8 %). Die größeren Weichbraunkohlenreserven basieren auf neuen Erkenntnissen und daraus resultierenden Neubewertungen vor allem im Bundesstaat Victoria/Australien (Geoscience Australia 2016, pers. com. Roberts/Geoscience Australia).

Die Welt-Kohlenförderung nahm abermals, und damit zum zweiten Mal im neuen Millennium, gegenüber dem Vorjahr ab und belief sich im Jahr 2015 auf rund 7.713 Mt. Dies entspricht einer Verringerung von 3,2 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 6.702 Mt (minus 3,5 %) auf Hartkohle, wobei der Rückgang bei Koks- und Kraftwerkskohle laut des Vereins der Kohlenimporteure wesentlich größer als bei Weichbraunkohle ausfiel (VDKi 2016b). Die restlichen 1.011 Mt (minus 1 %) entfielen auf Weichbraunkohle.

Im Gegensatz zu konventionellem Erdöl und Erdgas sind Kohlevorkommen und deren Produktion auf viele Unternehmen und Staaten verteilt. Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches, der Im- und Exporte sowie der Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle liefern die Tabellen 27 bis 38 im Anhang.

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlenreserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion ab 1950 ist in Abbildung 20 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt die Region Austral-Asien mit 7.533 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.872 Gt und der GUS mit rund 3.003 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlenreserven verfügen die Vereinigten Staaten mit 221 Gt (31,1 % Weltanteil). Die VR China folgt mit rund 126 Gt (17,7 %) vor Indien mit rund 90 Gt (12,6 %). Danach folgen die Russische Föderation (9,8 %), Australien (9,6 %) und die Ukraine (4,5 %). Die bis Ende 2018 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen rund 0,01 Gt Hartkohle. Bei den Ressourcen verfügen allein die USA mit 6.458 Gt über 36,5 % der weltweiten Hartkohlenressourcen, gefolgt von China (30,1 %) und der Russischen Föderation (15 %).

Die drei größten Hartkohlenförderer in 2015 (Abb. 21) waren China mit einem Anteil von 50,5 % (3.387 Mt), die USA (11,2 %) und Indien (9,5 %). Während Indien seine Produktion um 4,2 % steigern konnte, sanken die Förderung in China (minus 3,4 %) und den USA (minus 10,3 %). Auf die Europäische Union (EU-28) entfällt mit derzeit noch 89 Mt ein Anteil von 1,5 % an der globalen Hartkohlenförderung.

Mit rund 1.260 Mt wurde 2015 etwa 19 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.104 Mt seewärtig (VDKi 2016a). Damit verringerte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle gegenüber dem Vorjahr um rund 6 %. Australien dominierte den Hartkohlenweltmarkt mit Exporten in Höhe von 388 Mt (30,8 %), gefolgt von Indonesien (29,1%) und der Russischen Föderation (12 %).

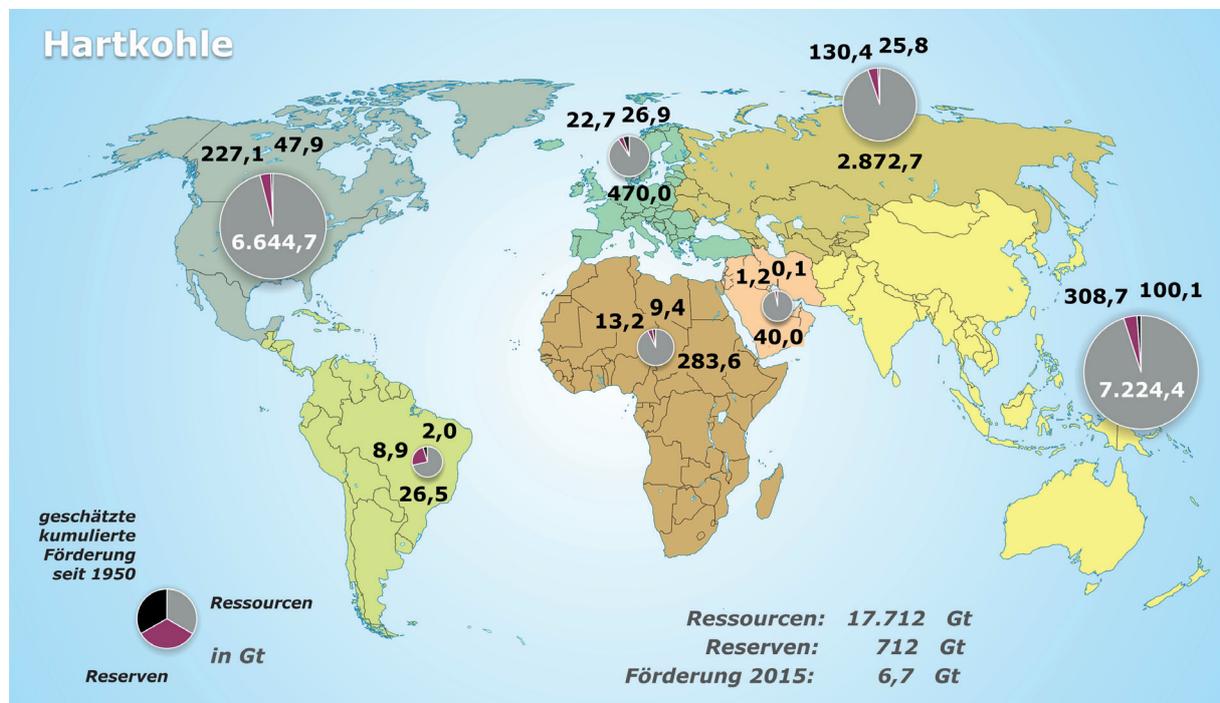


Abbildung 20: Gesamtpotenzial Hartkohle 2015 (18.424 Gt): Regionale Verteilung.

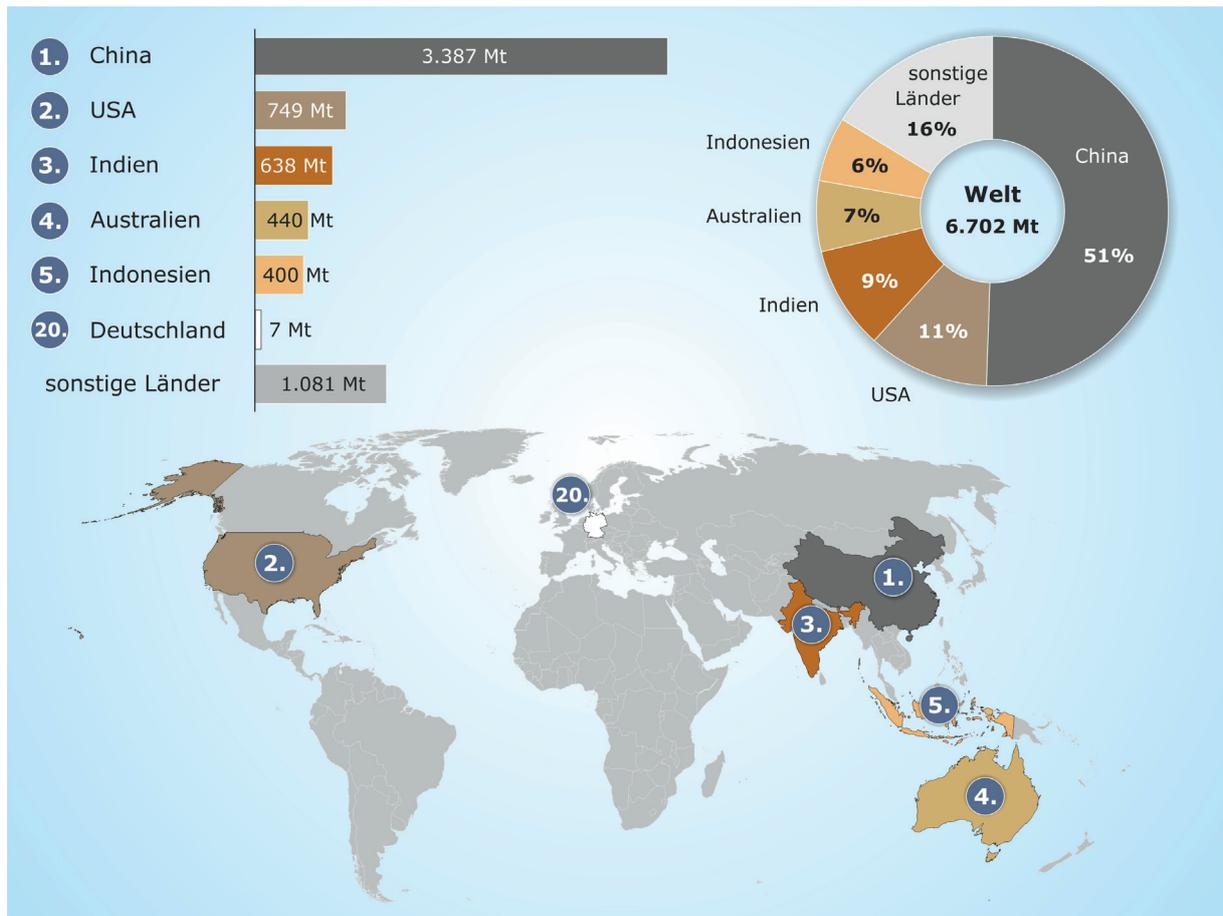


Abbildung 21: Die größten Hartkohlenförderländer 2015.

Die höchsten Hartkohlenimporte verzeichneten China, Indien und Japan mit einem Volumen von zusammen rund 595 Mt (47,5 %). Im Vergleich zum Vorjahr verringerte China auch 2015 erneut seine Importe (291 Mt) beträchtlich um fast 30 % auf nunmehr 204 Mt. Damit entfiel 2015 rund ein Sechstel der globalen Hartkohlenimporte auf China. Indien, das 2014 seine Importe noch signifikant um rund ein Viertel auf 215 Mt ausgeweitet hatte, importierte 2015 mit rund 200 Mt knapp 7 % weniger Hartkohle als im Vorjahr. Japan erhöhte seine Importe geringfügig um 1,2 % gegenüber dem Vorjahr auf rund 191 Mt. Wie schon in den Vorjahren dominiert Asien den globalen Hartkohlenimport-Markt mit einem Anteil von rund 71 %. Mit 195,7 Mt entfiel nur noch rund ein Sechstel der weltweiten Hartkohlenimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit bereits mehr als 70 % ihres Hartkohlenbedarfs deckt.

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) verringerten sich von 87,83 USD/t SKE im Jahr 2014 um rund 20 USD/t SKE (minus 23 %) auf 67,45 USD/t SKE im Jahr 2015 (VDKI 2016a). Dieser Trend setzte sich bis zum April 2016 nahezu kontinuierlich fort und der Preis fiel bis auf 52,61 USD/t SKE. Bis zum September 2016 stiegen die Spotpreise dann aber wieder um fast 20 USD/t SKE auf 71,12 USD/t SKE an, getrieben vor allem durch die Preiserhöhungen im asiatischen (chinesischen) Kohlenmarkt. Wie auch im Vorjahr verringerten sich nach vorläufigen

Schätzungen die europäischen Kohlenimporte 2015 signifikant um rund 7 %. Dieser Rückgang ist fast ausschließlich auf die verringerten Importe des Vereinigten Königreiches zurückzuführen. Dort wurde die Wettbewerbsfähigkeit des Energierohstoffes Kohle in der Stromerzeugung durch einen 2013 eingeführten CO₂-Mindestpreis (Carbon Price Support Rate), der zum 1. April 2015 auf 18 £/t CO₂ erhöht wurde und zudem zusätzlich zu den Kosten für ein CO₂-Zertifikat aus dem europäischen Emissionshandel anfällt, erheblich verringert (Scottish Government 2016).

Die Verringerung der Koks kohlenpreise setzte sich über das Jahr 2015 und bis Anfang 2016 ebenfalls fort. Die Preise fielen von rund 114 USD/t im Januar 2015 auf rund 77 USD/t im Dezember 2015. Ab März 2016 stiegen die Koks kohlenpreise wieder kontinuierlich an; ab Mitte August „explodierten“ die Preise dann förmlich (Abb. 22) und der Spotpreis für hochqualitative australische Koks kohle belief sich Anfang November 2016 auf 310 USD/t, was mehr als einer Verdreifachung der Spotpreise seit Juni 2016 entspricht (IHS Energy 2016, VDKI 2016a, b). Ursächlich für diese Preissteigerungen sind primär die Auswirkungen der Produktionskürzungen sowohl in China als auch in den USA.

Infolge der bis Anfang 2016 weiter gesunkenen Kohlenweltmarktpreise kam es auch 2015 weltweit zu Schließungen von Gruben mit hohen Produktionskosten. Die größten Einschnitte verzeichnete dabei der US-amerikanische Kohlensektor. Die Kohlenförderung in den USA verringerte sich 2015 um rund 10 %. Nachdem bereits im Laufe des Jahres 2015 drei große US-amerikanische Kohlefirmen (Alpha Natural Resources, Arch Coal und Walter Energy) Konkurs angemeldet hatten, musste im April 2016 auch die weltgrößte private Kohlefirma Peabody Energy für den Großteil seiner US-amerikanischen Aktivitäten Konkurs anmelden. Diese Veränderungen im US-Kohlensektor spiegeln sich auch in weiteren Kennziffern wieder: Im Zeitraum von 2008 bis 2015 reduzierte

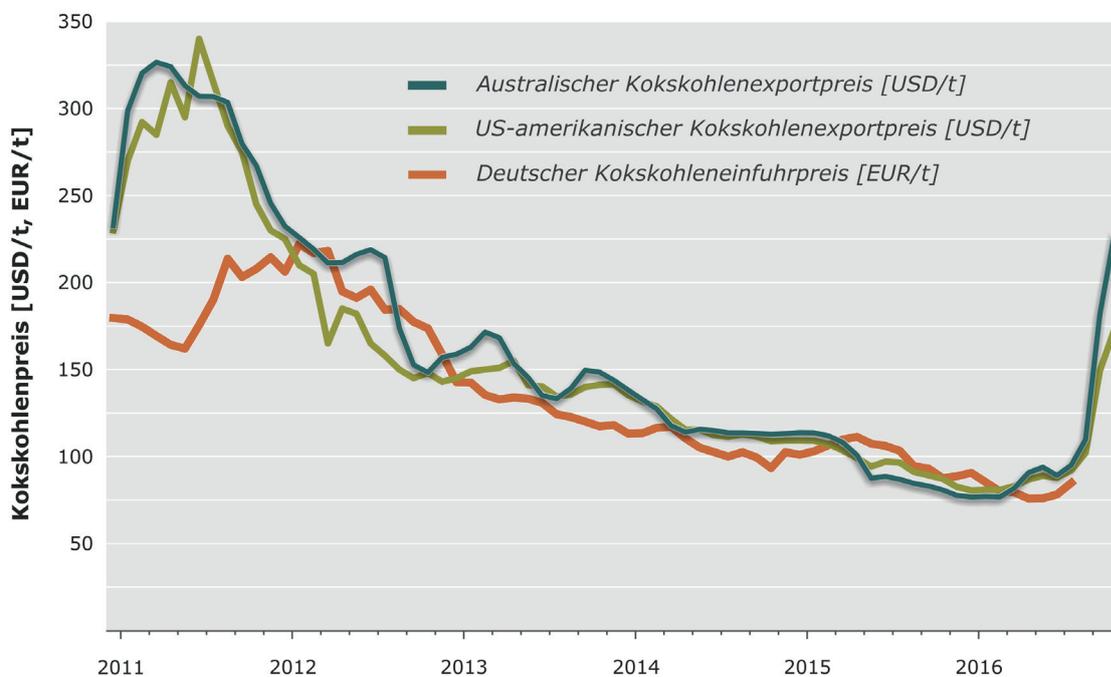


Abbildung 22: Entwicklung der australischen (prime hard coking coal) und US-amerikanischen (low vol coking coal) Exportpreise sowie der deutschen Grenzübergangspreise für Koks kohlen von Dez. 2010 bis Okt. 2016 (IHS Energy 2016, VDKi 2016a, b).

sich die Anzahl der aktiven Kohlengruben um rund zwei Fünftel (605 Gruben) auf 853 (EIA 2015, EIA 2016g) und die Anzahl der Beschäftigten im Kohlenbergbau halbierte sich nahezu seit 2011 von 91.611 (EIA 2013) auf rund 52.000 im Sommer 2016 (NCA 2016). Mit verantwortlich für die mit dem Rückgang des Kohlenverbrauchs einhergehenden Förderreduzierungen waren einerseits die gewachsene Konkurrenz, insbesondere durch günstiges heimisches Erdgas (Schiefergas), andererseits aber auch strengere Umweltauflagen für Kohlenkraftwerke wie beispielsweise die Mercury and Air Toxics Standards (EPA 2016) oder der Clean Power Plan (White House 2015).

Die vorläufigen Schätzungen für 2016 deuten auf eine nochmalige signifikante Reduzierung der US-amerikanischen Kohlenförderung in der Größenordnung von voraussichtlich 20 % gegenüber 2015 hin (EIA 2016h). Dadurch dürften die USA bereits 2016 den Rang als zweitgrößten Kohlenförderer an Indien abtreten.

Die in der Vergangenheit auf dem Weltkohlenmarkt als sogenannte swing supplier bekannte US-Kohleindustrie dürfte trotz der ab dem Spätsommer 2016 gestiegenen Weltmarktpreise (insbesondere bei Kokscohlen) kurzfristig kaum größere Mengen für den Weltmarkt bereitstellen können. Die US-Kohleindustrie sah sich in den vergangenen Jahren einem schwierigen wirtschaftlichen Umfeld ausgesetzt (s. o.) und befindet sich daher in einer Umstrukturierungsphase, so dass derzeit keine entsprechenden Förderkapazitäten vorhanden sind. Zudem reagieren die US-Produzenten zurückhaltend bezüglich einer Ausweitung der Förderung aufgrund der nur schwer vorhersagbaren Dauer der derzeitigen globalen Preishausse (China Coal Resource 2016a).

China, welches seine Kohle-Produktionskapazitäten in den vergangenen 15 Jahren mehr als verdreifachte, verringerte im Jahr 2015 erneut nachfragebedingt seine Hartkohlenförderung um rund 3 % gegenüber dem Vorjahr. Nach Angaben der China National Coal Association (CNCA) produzierten 2015 insgesamt 43 Kohlefirmen und damit neun weniger als im Vorjahr jeweils mehr als 10 Mt Kohle (China Coal Resource 2015, 2016b). Neun von diesen 43 Kohlefirmen produzierten 2015 sogar mehr als 100 Mt (Tab. 3).

Tabelle 3: Die größten chinesischen Kohlenfirmen nach Fördermenge (nach CNCA, China Coal Resource 2015, 2016b).

Rang (2015)	Firma	Förderung 2015 [Mt]	Förderung 2014 [Mt]
1	Shenhua Group	433,26	473,51
2	Datong Coal Mine Group	173,51	167,54
3	China National Coal Group	166,68	183,04
4	Shandong Energy Group	133,68	139,26
5	Shaanxi Coal & Chemical Industry Group	127,11	127,12
6	Shanxi Coking Coal Group	105,35	107,00
7	Yankuang Group	109,02	102,12
8	Jizhong Energy Group	101,75	102,00
9	Henan Coal Chemical Industry Group	101,63	101,86
10	Kailuan Group	91,70	89,64

China treibt die Restrukturierung des Kohlensektors und dabei insbesondere die Schließung von kleinen Gruben mit geringen Produktionskapazitäten (< 90 kt/a) und vergleichsweise vielen (tödlichen) Unfällen weiter voran. Da diese Maßnahmen nur langsam zu einem Abbau der bestehenden Überkapazitäten auf dem chinesischen Kohlensektor führen, hat sich die chinesische Regierung Anfang 2016 zu weiteren Maßnahmen entschlossen, um eine Verringerung der 2016er Jahresförderung von mehr als 250 Mt zu erreichen (China Coal Resource 2016c). So wurden zusammen mit weiteren Maßnahmen zum 1. Mai 2016 die Arbeitstage von 330 auf 276 pro Jahr im chinesischen Kohlenbergbau reduziert, wodurch die chinesische Kohlenförderung um fast 10 % im ersten Halbjahr 2016 gegenüber dem Vorjahreszeitraum gedrosselt werden konnte (China Coal Resource 2016d). Die Verringerung der Arbeitstage wurde für mehr als 800 Kohlengruben im September 2016 bereits wieder gelockert, da dadurch ein signifikanter Kohlenpreisanstieg, zuerst nur in China und kurzzeitig später auch im Weltkohlenhandel, zu verzeichnen war. Der Anstieg der chinesischen Kohlenpreise, die sich von Juni 2016 bis Anfang November 2016 für Kraftwerkskohlen nahezu verdoppelten (in RMB), ist aber nicht allein auf die Verringerung der inländischen Förderung zurückzuführen. Als weitere Ursachen gelten ein größerer Strombedarf aufgrund einer höher als erwarteten industriellen Produktion sowie des heißen Sommers 2016 (erhöhter Strombedarf von Klimaanlageanlagen), einhergehend mit geringeren Niederschlägen und der damit verbundenen geringeren Stromerzeugung aus Wasserkraft (IHS Energy 2016). Vor dem Hintergrund dieser Ereignisse bleibt abzuwarten, inwiefern die im Sommer 2016 für 2020 formulierten Ziele von (a) Schließung von 500 Mt Kohlenförderkapazitäten und (b) Konsolidierung weiterer 500 Mt an Förderkapazitäten tatsächlich umgesetzt werden. Von diesen Plänen, einschließlich Kapazitätsverringeringen im Stahlsektor, wären rund 1,8 Mio. Arbeitsplätze in den kommenden drei bis fünf Jahren betroffen (China Coal Resource 2016e).

Nachdem China seine Kohlenimporte 2015 gegenüber dem Vorjahr auf rund 204 Mt reduzierte, dürften aufgrund der zuvor genannten Ereignisse im chinesischen Kohlensektor die Importe 2016 nach derzeitigen Schätzungen voraussichtlich 18 % höher als im Vorjahr ausfallen.

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 (1.389 Gt, inklusive Hartbraunkohle) (Abb. 23). Von den 2015 weltweit bekannten 317 Gt an Weichbraunkohlenreserven lagern mit 90,7 Gt (inklusive Hartbraunkohle) mehr als ein Viertel in der Russischen Föderation (28,6 % Weltanteil), gefolgt von Australien (24,2 %), Deutschland (11,4 %), den USA (9,5 %) und der Türkei (3,5 %). Die USA verfügen mit rund 1.368 Gt (30,9 % Weltanteil) über die größten Weichbraunkohlenressourcen vor der Russischen Föderation (29,1 %, inklusive Hartbraunkohle) und Australien (9,1 %). Aus nur 11 von insgesamt 35 Förderländern wurden 2015 mehr als 81 % der globalen Weichbraunkohlenförderung in Höhe von 1.011 Mt erbracht. Deutschland, welches gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung nur geringfügig verringerte (minus 0,06 %), war mit einem Anteil von 17,6 % (178 Mt) der größte Weichbraunkohlenproduzent vor China (13,8 %) und der Russischen Föderation (7,2 %).

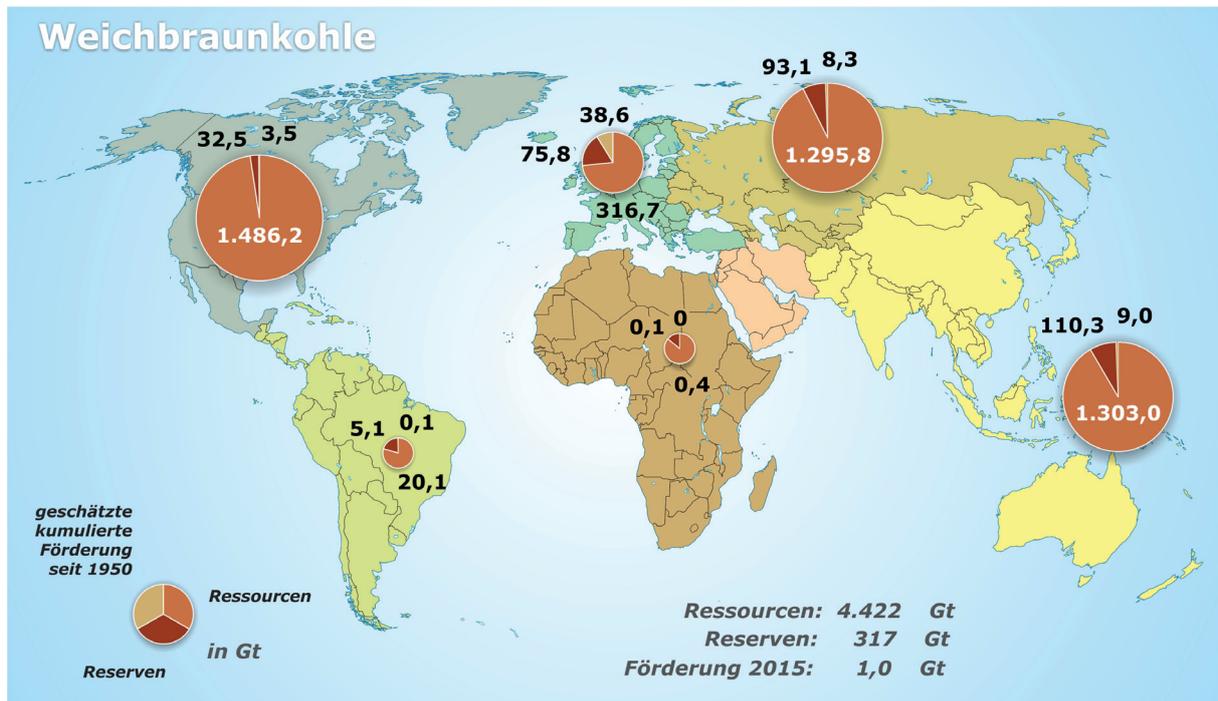


Abbildung 23: Gesamtpotenzial Weichbraunkohle 2015 (4.739 Gt): Regionale Verteilung.

3.5 Kernbrennstoffe

Uran

Nach dem Beschluss zum Ausstieg verliert die Kernenergie in Deutschland weiter an Bedeutung, bleibt aber aus globaler Sicht ein nachgefragter Energieträger von hoher Relevanz. In Europa wird der Bedarf nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken, aber vor allem in Asien und im Nahen Osten ist mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Schon heute befinden sich allein in Südostasien 128 Reaktoren in Betrieb, weitere 40 sind derzeit im Bau. Auch für die Regionen Nordamerika, Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden erwartet (IAEA 2016a; IAEA 2015; OECD-NEA/IAEA 2014).

Die globalen Uranressourcen¹ sind mit 13,7 Mt sehr umfangreich und gegenüber dem Vorjahr um rund 295 kt gewachsen. Ausschlaggebend sind dabei Änderungen bei einigen wenigen Ländern. Zuwächse sind vor allem in Kanada (plus 190 kt U) und in Kasachstan (plus 219 kt U) auf Grund von Explorationsbemühungen der letzten Jahre zu verzeichnen. Beide Länder sind bedeutende Uranförderländer der Welt (Tab. 43) und bewerten regelmäßig ihre Vorräte neu. Überführungen von Vorräten aus niedrigeren in höhere Kostenkategorien trugen nur noch untergeordnet zu einem Anstieg bei. Hier sind vor allem Zuwächse durch erneute Evaluierung von gesicherten Ressourcen in Indien und Australien zu verzeichnen. Minderungen von Ressourcen sind vor allem auf eine deutliche Revidierung der Uranvorräte in den USA zurückzuführen. Die

¹ 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 Anhang: Definitionen).

Klassifizierung und Abschätzung der US-amerikanischen Uranvorräte basierte bisher hauptsächlich auf Untersuchungen aus den 1980er Jahren, welche einer Validierung nach heutigen Gesichtspunkten nicht mehr genügen. Danach reduzieren sich die Uranressourcen der USA von 2.564 kt in 2014 auf 2.252 kt in 2015 (minus 12 %). Angaben zu prognostizierten Ressourcen werden in naher Zukunft von den USA nicht mehr veröffentlicht. Bereits in 2013 veröffentlichten Argentinien, Brasilien, Iran, Indien und Vietnam erstmalig keine Daten mehr zu spekulativen Ressourcen. Bedeutende Förderländer wie Kasachstan, der Russischen Föderation und Südafrika geben seit 2009 sowie Australien schon seit über 20 Jahren keine Angaben mehr zu spekulativen Ressourcen bekannt. Angesichts dieser meldebedingten Unsicherheiten sind die Ressourcenangaben in dieser Studie als konservativ anzusehen.

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 liegen derzeit über dem Marktpreis, und rund ein Drittel der aktiven Uranminen produzieren nicht wirtschaftlich (WNN 2015). Australien, als eines der größten Uranförderländer der Welt, gewinnt Uran auch zu höheren Kosten und weist nur Uranreserven über 80 USD/kg U aus (Tab 41). Im Sinne des konservativen Ansatzes der Energiestudie (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, selbst dann, wenn diese schon abgebaut werden.

Bei den Uranreserven ergeben sich in der Gesamtbilanz Erhöhungen gegenüber dem Vorjahr. Entgegen der teilweise erheblichen Reduzierung der globalen Reserven in den letzten Jahren (BGR 2014), weisen insbesondere die großen Uranförderländer Kanada, Kasachstan und der Russischen Föderation wieder höhere Reserven aus, was vor allem auf Explorationserfolgen der letzten Jahre und dem Einsatz moderner Fördermethoden beruht. Die Russische Föderation verdoppelte ihre Reserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U von 11.800 kt U in 2014 auf 27.300 kt U in 2015. Kanada und Kasachstan steigerten ihre Reserven um 17 % beziehungsweise 30 %. In der Russischen Föderation und Kasachstan trug vor allem die Ausweitung des Uranabbaus mittels In-Situ Leaching zur Ausweitung der Reserven bei, da so Uranvorkommen zu niedrigeren Förderkosten als mit bisheriger Fördertechnik abgebaut werden können. Zusätzlich ergaben auch Explorationserfolge, wie hauptsächlich in Kanada, eine Erhöhung der Reserven.

Zu signifikanten Reservenminderungen führten die Änderungen in der Abschätzung amerikanischer Vorräte, die neben einer signifikanten Reduzierung der Ressourcen (s. o.) auch die Uranreserven nahezu halbierten. In der Kostenkategorie < 80 USD/kg U verringerten sich die amerikanischen Reserven daher von 39.064 t U in 2014 auf 17.425 t U in 2015. Derzeit finden zahlreiche Untersuchungen und Projekte seitens des U.S. Geological Survey (USGS) in den USA statt (USGS 2007; USURA 2016), dessen Ergebnisse nach und nach in die Neubewertung der amerikanischen Reserven in den nächsten Jahren einfließen werden.

Die weltweiten Uranreserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,3 Mt (2014: 1,2 Mt). Rund 96 % der Reserven befinden sich in nur elf Ländern, angeführt von Kanada, gefolgt von Kasachstan und Brasilien. In diesen drei Ländern befinden sich nach aktuellem Datenstand über die Hälfte der Weltreserven an Uran (Abb. 24).

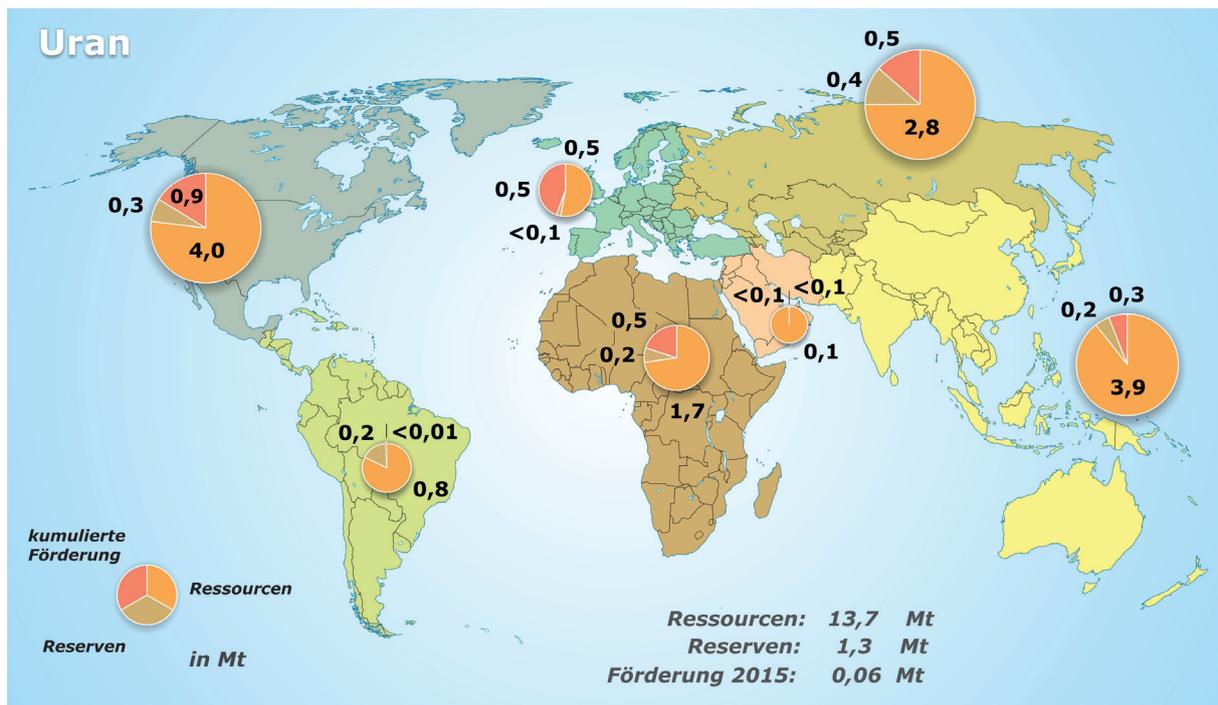


Abbildung 24: Gesamtpotenzial Uran 2015: Regionale Verteilung.

Die globale Uranproduktion stieg 2015, nach einer kurzzeitigen Verringerung im Vorjahr, wieder an auf 60.497 t U (plus 8 %). Ausschlaggebend waren zum einen die erneute Steigerung der kasachischen Produktion um 3 % und zum anderen der Beginn des kommerziellen Abbaus in der kanadischen Lagerstätte Cigar Lake. Die im Untertagebau betriebene Lagerstätte förderte bereits im ersten Jahr ihres kommerziellen Betriebes 4.345 t U. Größte Einzelproduktionsstätte blieb weiterhin McArthur River, Kanada (7.345 t U, 12 % der Weltproduktion), gefolgt von erstmalig Cigar Lake, Kanada (4.345 t U, 7 %), Torkuduk und Myunkum, Kasachstan (4.109 t U, 7 %), Olympic Dam, Australien (3.161 t U, 5 %) und Somair, Niger (2.509 t U, 4 %). Einige Minen sind auf Grund des seit Jahren vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreises, weiterhin gezwungen ihre Förderung einzuschränken (z. B. Rössing, Namibia) oder einzustellen (z. B. Kayelekera, Malawi).

Rund 87 % der Weltproduktion wurden von nur sechs Ländern erbracht (Abb. 25). Größtes Förderland war erneut Kasachstan. Mit 23.800 t U steigerte das Land erneut seine Produktion (2014: 23.127 t U) und förderte damit allein knapp 40 % des globalen Urans. Die jährliche kasachische Produktion hat sich in den letzten zehn Jahren mehr als verfünffacht. Kanada, Australien, Niger, die Russische Föderation und Namibia erbrachten insgesamt weitere 47 % der Weltförderung. Die Uranproduktion konzentrierte sich wie in den Vorjahren auf einige wenige große Konzerne. So wurden 2015 rund 87 % der Weltproduktion von lediglich acht Bergbaugesellschaften erbracht. Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die drei Konzerne Kazatomprom (Kasachstan) mit 21 % Weltanteil, Cameco (Kanada) mit 18 % und Areva (Frankreich) mit 15 %.

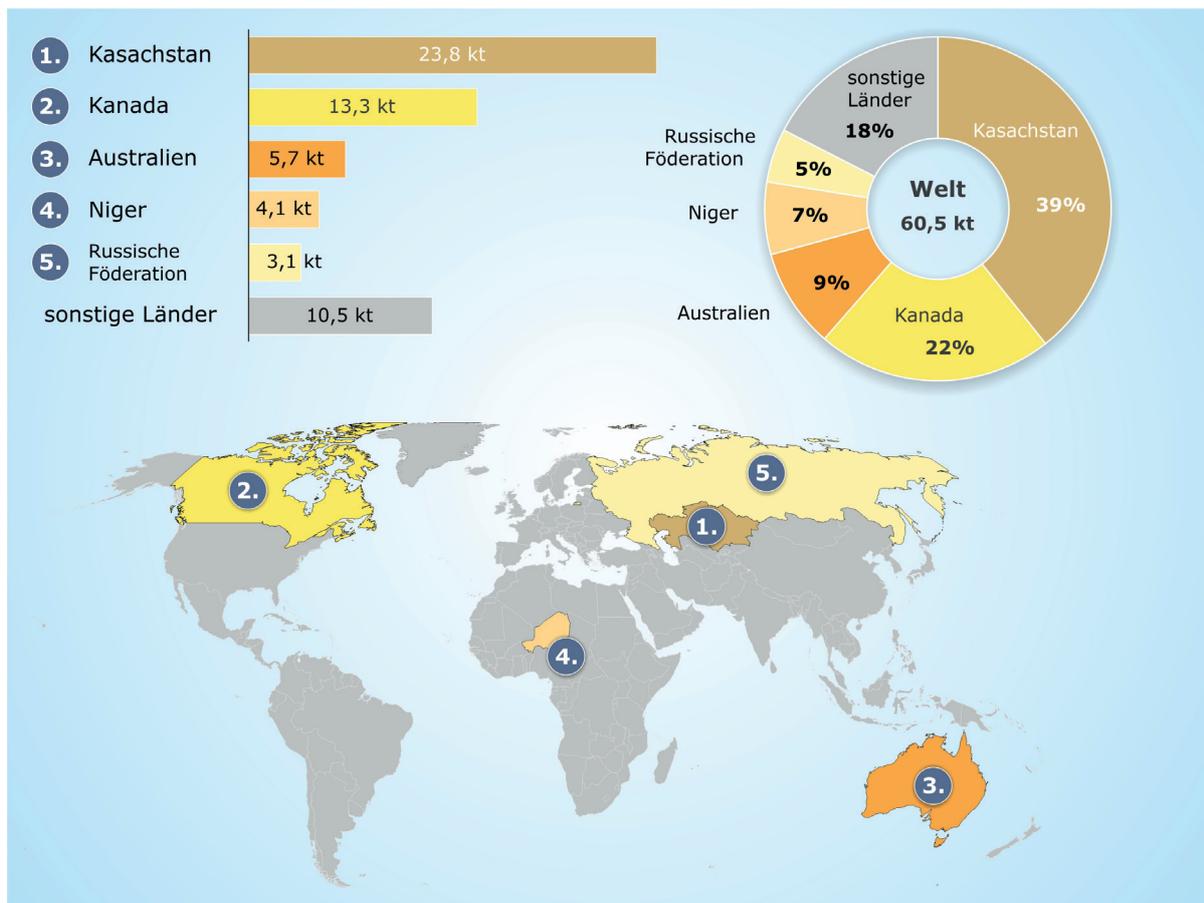


Abbildung 25: Die größten Uranförderländer 2015.

Der Uranverbrauch konzentriert sich auf eine geringe Anzahl von Ländern. Über die Hälfte des globalen Uranbedarfs entfallen auf die drei Länder USA, Frankreich und China. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2015 auf 66.880 t U (ein leichtes Plus von 972 t U im Vergleich zu 2014). Ein Zuwachs war vor allem in Indien und Finnland zu verzeichnen (Tab. 44). Auch der Neustart von acht Reaktoren in China sowie jeweils einem in Südkorea und die Russische Föderation trugen zu den Zuwächsen bei. Durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken in Deutschland 2011 verringerte sich der Uranbedarf und lag 2015 wie im Vorjahr bei 1.889 t U (s. Kap. 2). Die Abschaltung des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld im Juni 2015 hatte statistisch bedingt noch keinen Einfluss auf den Jahresreaktorbedarf, da die Abschalttermine der noch laufenden Kernkraftwerke rechnerisch zum Jahresende erfolgen.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferkontrakte gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2015 bei 15.990 t U (ein Plus von 1.239 t U oder 8,4 %). Der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen lag bei lediglich 5 % (European Union 2016). Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen. Der seit 2011 bestehende Trend fallender Uranpreise (Stand Jan. 2011: 188 USD/kg U), ausgelöst durch die Folgen der Reaktorunfälle in Fukushima mit der Abschaltung von 48 Reaktoren in Japan und 8 Reaktoren in Deutschland, setzte sich auch im vierten Jahr in Folge fort. So fielen im Jahresverlauf 2015 die

Spotmarktpreise von 96,2 USD/kg U auf 89 USD/kg U und betrug somit rund 100 USD/kg U weniger als noch 2011. Ein Ende des Preissturzes ist kurzfristig noch nicht absehbar. Auch 2016 setzte sich der Abwärtstrend fort mit einem Uranpreis von 65,65 USD/kg U im August 2016.

Der Uranpreis hat an den Stromproduktionskosten nur einen geringen Anteil (rund 14 % an den Gesamtkosten; WNA 2016a), ist aber für die Entwicklung neuer Explorations- und Abbauprojekten maßgebend. In vielen Explorationsprojekten wurden Investitionen gestoppt oder reduziert. Die Zahl der ruhenden oder verzögert fortgeführten Projekte steigt. Trotz gestiegener Förderkosten profitieren viele Uranproduzenten noch von bestehenden Langzeitverträgen, die meist eine höhere Preisgarantie beinhalten.

Mittel bis langfristig ist weltweit eine steigende Nachfrage zu erwarten, wenn auch nicht so stark wie noch vor Jahren prognostiziert (IAEA 2015). Besonders der steigende Energiebedarf in Asien wird voraussichtlich einen wachsenden Uranbedarf zur Folge haben. Auch in Europa wird Uran als Energierohstoff langfristig weiterhin Bestand haben, trotz des zu erwartenden langfristigen Rückgangs der Nachfrage aufgrund des Kernenergieausstiegs in Deutschland und des Stopps der Ausbaupläne in Italien, Schweiz und Belgien. So setzen Länder wie Finnland, Frankreich, das Vereinigte Königreich, Rumänien, die Russische Föderation, Schweden, die Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien und Ungarn auf Kernenergie als einen wichtigen Teil ihres nationalen Energiemixes. Polen plant den Bau eines ersten Kernkraftwerkes bis 2025. Auch in der Türkei sollen zwei erste Reaktoren mit Hilfe der Russischen Föderation und Frankreichs bis 2023 gebaut werden.

Ende 2015 befanden sich 65 Kernkraftanlagen in 15 Ländern im Bau, darunter China (24), die Russische Föderation (8), Indien (6), USA (5), Südkorea (4), Vereinigte Arabische Emirate (4), Slowakei (2), Japan (2), Pakistan (2), Taiwan (2), Weißrussland (2), Argentinien (1), Brasilien (1), Finnland (1) und Frankreich (1). Weitere 125 Kernkraftwerke befinden sich weltweit in der Planungs- bzw. in der Genehmigungsphase. Stilllegungen gab es in Japan (5), Deutschland (1), Großbritannien (1) sowie in Schweden (1). Seit der Nutzung von Kernreaktoren wurden 156 Reaktoren weltweit stillgelegt (Stand Jan. 2016). Davon wurden 15 Reaktoren (inkl. Forschungsreaktoren und Prototypen) vollständig zurückgebaut (WNA 2016b). In Europa wurden vier Stilllegungsprojekte vollständig abgeschlossen, davon allein drei in Deutschland (BfS 2015). Neu in Betrieb genommen wurden acht Kernkraftwerke in China sowie jeweils eins in Südkorea und der Russischen Föderation. Von den 2015 weltweit 441 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Nettoleistung von 382 GW_e (IAEA 2016b) wurden rund 66.880 t Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 60.497 t aus der Bergwerksproduktion.

Die Welt-Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren zwischen 54.610 und 60.497 t U bei einem jährlichen Verbrauch von über 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. Diese 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. In einem Zeitraum von 20 Jahren wurden 500 t russischen HEUs – dies entspricht der Menge von rund 20.000 Sprengköpfen – in 14.446 t LEU umgewandelt (WNA 2016c). Beide Staaten initiierten bereits 2010 einen NEW-START Vertrag zur Abrüstung weiterer Atomwaffen, um das enthaltene Uran zu nutzen. Dieser Vertrag wurde 2011 ratifiziert und hat bis 2020 Gültigkeit.

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 wieder aufbereitetem 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 operierenden Kernreaktoren wiederaufbereitetes Material (sog. MOX-Brennstoffe) (OECD-NEA/IAEA 2014).

Aus rohstoffgeologischer Sicht steht ein ausreichendes Potenzial zur Verfügung, um eine langfristige weltweite Versorgung mit Uran zu gewährleisten. Die aktuelle Reduzierung von einigen Explorationsprojekten ist ausschließlich den temporären wirtschaftlichen Bedingungen geschuldet. Die Entwicklung neuer Abbauprojekte wird aber zunehmend zeit- und kostenintensiver. Betrug die Entwicklung einer Lagerstätte in den 1970er Jahren durchschnittlich fünf bis sieben Jahre sind es heute fünfzehn bis zwanzig Jahre (URAM 2014). Jedoch sind kostenintensivere konventionelle Abbaumethoden (Tagebau, Untertagebau) rückläufig. Das sogenannte In-Situ Leaching (ISL) ist mit einem Anteil von 50 % der Uranproduktionsmethoden führend. Die durchschnittlichen Gewinnungskosten liegen hier unter 80 USD/kg U (Stand: 2016).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches sowie der Reserven und Ressourcen an Uran liefern die Tabellen 39 bis 44 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 Explorationen nach anderen Rohstoffen (Uran, Seltene Erden, Phosphat) mit erfasst und bewertet. Generell kommt Thorium drei- bis viermal häufiger in der Erdkruste vor als Uran (ca. 6 bis 10 g/t). Für 2015 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 in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Sie wird daher gesondert von den sonstigen erneuerbaren Energien (Kap. 3.7) betrachtet.

Geothermischer Strom wurde Ende 2015 in 24 Ländern auf vier Kontinenten erzeugt. Die installierte Leistung betrug global 13,2 GW_e (GEA 2016). Damit wurden 75 TWh Strom produziert. Dies entspricht einem Anteil von 0,3 % an der gesamten Stromproduktion von etwa 24.000 TWh (Enerdata 2016). Trotz eines Zuwachses von rund 2,5 % gegenüber dem Vorjahr nahm der relative Anteil der Geothermie an der globalen Stromversorgung aufgrund des stärkeren Zuwachses anderer Energieträger im Jahr 2015 ab. Den Großteil der Stromversorgung deckten mit etwa 76,3 % weiterhin nicht-erneuerbare Energierohstoffe (REN21 2016).

Bezogen auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, insbesondere Kohlendioxid (CO₂), die einen wesentlichen Beitrag zur globalen Erwärmung leisten, bedeutet das aktuelle Klimaabkommen von Paris (Kap. 3.7) „Netto-Null-Emissionen“ in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts. Unter Netto-Null-Emissionen wird im Pariser Abkommen (UNFCCC 2015) ein „Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“ (Bundesrat 2016) verstanden. Die Geothermie soll hierzu einen Beitrag leisten, da sie als erneuerbare Energie in der gesamten Prozesskette (Stichwort: „Life Cycle“) im Durchschnitt einen vergleichsweise geringen Ausstoß an Treibhausgasen aufweist. Auf der Klimakonferenz in Paris haben sich die 28 Mitglieder der „Global Geothermal Alliance“, unter ihnen einige führende Länder im Bereich der Geothermie, wie Indonesien, Italien, Kenia und die USA, in einem Kommuniqué für globale Ausbauziele für die geothermische Stromproduktion um das Fünffache (Abb. 26) ausgesprochen. Bis zum Jahr 2030 soll die geothermische Leistung im Wärmesektor verdoppelt werden. Die genannten Ausbauzahlen basieren auf dem Strategieplan „REmap 2030“ der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien (IRENA 2014).

Dem angestrebten Zuwachs steht die Realität beziehungsweise der Stand heute gegenüber. Der Ausbau an neu installierter Leistung belief sich in 2015 global auf 313 MW_e und lag nur etwa halb so hoch wie im Jahr 2014 (610 MW_e), obwohl eine annähernd gleich große Anzahl neuer Kraftwerke hinzukam, d.h. 18 Anlagen in 2015 gegenüber 21 im Vorjahr, (GEA 2016). Annähernd die Hälfte der Anlagenkapazität ging in der Türkei ans Netz, gefolgt von den USA, Mexiko und Kenia. Aktuelle Daten für das Jahr 2015 liegen weltweit nicht vollständig vor. Die derzeit verfügbaren Länderzahlen des vorliegenden Berichtes beruhen auf Daten von EGEC (Antics et al. 2016) und REN21 (2016). Im Bereich der Stromgewinnung gehören zu den weltweit führenden Nationen weiterhin die USA mit 3.567 MW_e, gefolgt von den Philippinen mit 1.930 MW_e, Indonesien mit 1.404 MW_e und Mexiko mit 1.069 MW_e. In Europa wird in acht Ländern (sechs davon in der Europäischen Union) geothermischer Strom produziert. Die drei größten Produzenten sind Italien (915 MW_e), Island (661 MW_e) und die Türkei (624). Italien liegt damit weltweit auf dem sechsten Platz. Abbildung 27 liefert einen aktuellen Überblick über die Länder, die Tiefe Geothermie zur Stromproduktion nutzen.

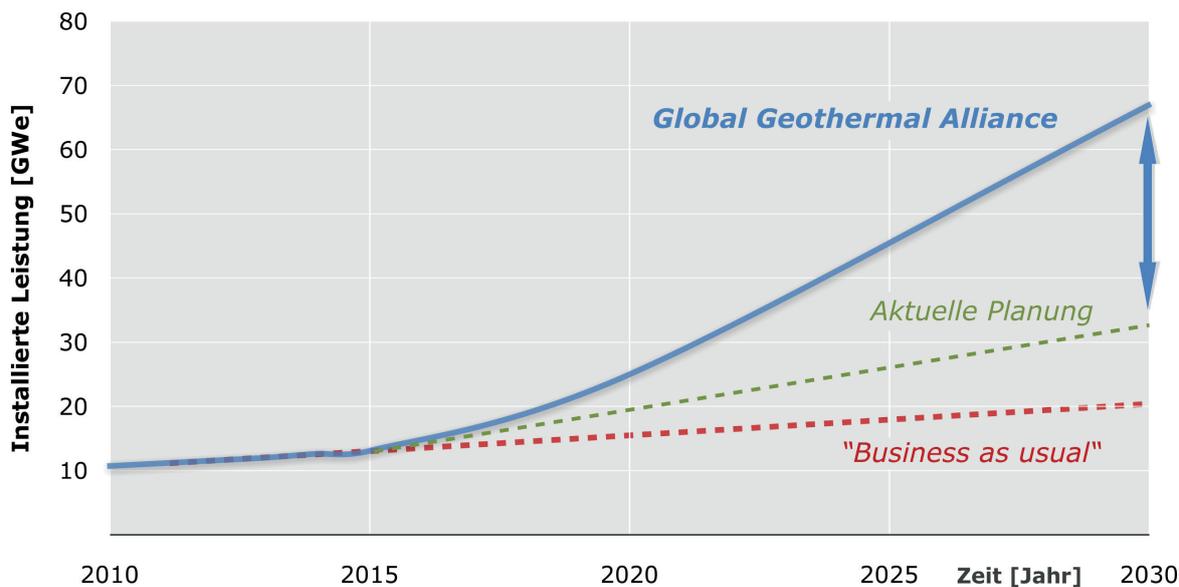


Abbildung 26: Globale Ausbauziele des geothermischen Stromsektors für 2020 auf 25 GW_e und 2030 auf 67 GW_e (blaue Punkte) der „Global Geothermal Alliance“. Rote Punkte entsprechen den aktuellen Zahlen (installierte Leistung in GW_e) der Jahre 2010 bis 2015. Bei gleichbleibendem Ausbau („Business as usual“, gestrichelte rote Linie) würde eine Verdopplung der installierten Leistung (bezogen auf 2010) bis zum Jahr 2030 erreicht. Bei Umsetzung aller aktuellen Planungen (grüne gestrichelte Linie) könnte der globale Markt einen Ausbau auf 32 GW_e in den frühen 2030er Jahren erreichen (GEA 2016).

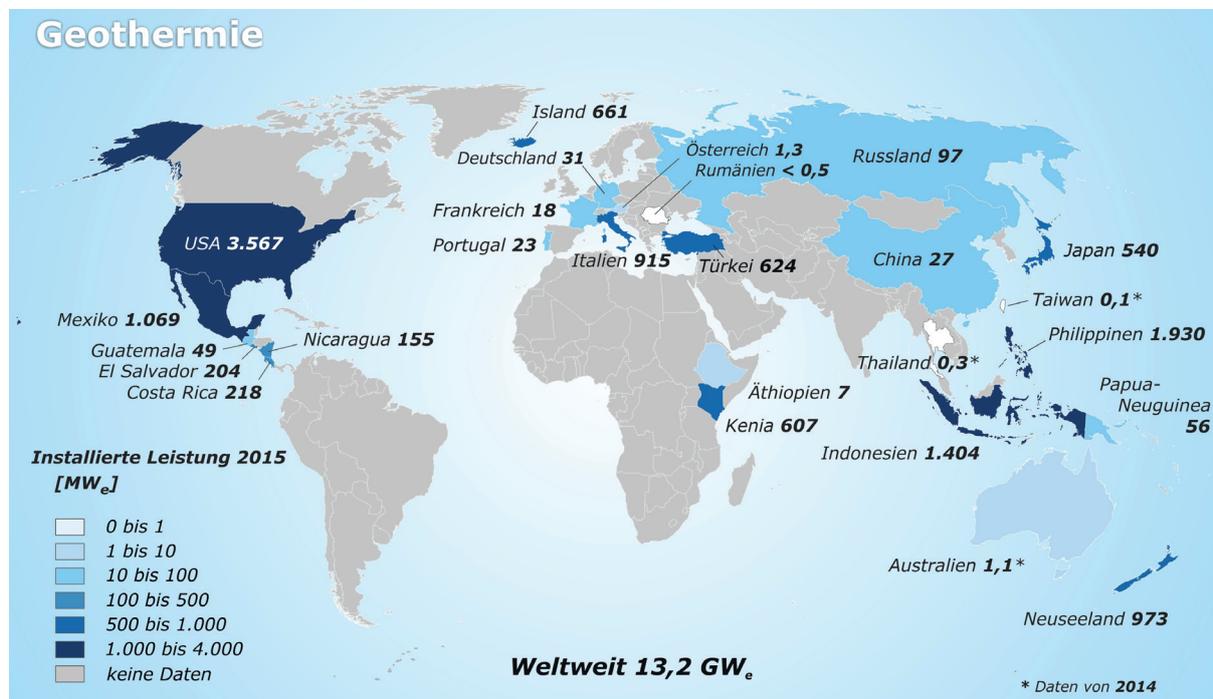


Abbildung 27: Länder, welche die Tiefe Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität nutzen. Ende 2015 betrug die installierte Leistung weltweit 13,2 GW_e (GEA 2016).

Im Bereich der Wärmenutzung liegen für 2015 noch keine global umfassenden Länderdaten vor. Eine Ausnahme bildet Europa. Hier hat der Europäische Geothermische Energierat (European Geothermal Energy Council, EGENC) Daten erhoben und auf dem Europäischen Geothermiekongress 2016 publiziert (Antics et al. 2016) publiziert. Erstmals werden für 2015 die unterschiedlichen Nutzungen in der Datenbasis differenziert und auch Anwendungen der flachen Geothermie mit Wärmepumpen aufgeführt. Somit ist im Bereich der geothermischen Wärmenutzung nun eine klare Differenzierung zwischen Tiefer und Oberflächennaher Geothermie möglich. Als Beispiel sei Polen herausgegriffen: Die Wärmenutzung ist gegenüber 2014 um $116 \text{ MW}_{\text{th}}$ angestiegen und liegt in 2015 bei $605 \text{ MW}_{\text{th}}$. Diese installierte Leistung verteilt sich auf die Tiefe Geothermie ($105 \text{ MW}_{\text{e}}$) und die oberflächennahe Geothermie ($500 \text{ MW}_{\text{th}}$), bei der die Wärme oft mit Hilfe von Wärmepumpen genutzt wird (Tab. 4). In Deutschland ist die Trennung von Oberflächennaher und Tiefer Geothermie bereits seit vielen Jahren Praxis (Tiefe Geothermie: Bohrungen ab 400 m, Temperaturen über $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$). Global gesehen wurde im Bereich der gesamten geothermischen Wärmenutzung eine Leistung von $1,2 \text{ GW}_{\text{th}}$ (ohne Wärmepumpen) neu installiert. Die gesamte installierte Leistung (ohne Wärmepumpen) belief sich für 2015 auf $21,7 \text{ GW}_{\text{th}}$ (REN21 2016). Dies entsprach einem Zuwachs von mehr als 5 %, die genutzte Wärme betrug rund $75,5 \text{ TWh}$.

Tabelle 4: Geothermische Wärmenutzung in Polen in 2015 (Daten: Antics et al. 2016).

Gesamt	Tiefe Geothermie			Oberflächennahe Geothermie (mit Wärmepumpen)
	Heizung	Landwirtschaft	Balneologie	
$605 \text{ MW}_{\text{th}}$	$76 \text{ MW}_{\text{th}}$	3 MW_{th}	$26 \text{ MW}_{\text{th}}$	$500 \text{ MW}_{\text{th}}$
	$105 \text{ MW}_{\text{th}}$			

Über den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism CDM) der UN werden auch Geothermieprojekte in Entwicklungsländern umgesetzt. Industriestaaten mit Zielen zur Emissionsminderung nach dem Kyoto-Protokoll können damit Projekte zur Treibhausgasreduktion in Entwicklungsländern finanzieren und sich die erzielten Minderungen als eigene Reduktion gutschreiben lassen (DEHSt 2015). Mit Stand August 2016 sind 35 Projekte gemeldet (UNEP 2016), 33 davon sind stromproduzierende Anlagen. Der Großteil der Projekte (23) liegt im asiatisch-pazifischen Raum, davon allein 14 in Indonesien. Die fünf afrikanischen Projekte werden alle in Kenia durchgeführt. Das ostafrikanische Land produziert aufgrund seiner vorteilhaften geologischen Situation mit Hochenthalpielagerstätten im Rift-Valley bereits heute etwa die Hälfte seines Stroms mit Tiefer Geothermie. Darüber hinaus wird überschüssiger geothermischer Strom an Nachbarländer Ruanda und Uganda geliefert (GEA 2016). Mit $607 \text{ MW}_{\text{e}}$ installierter Leistung liegt Kenia weltweit an neunter Stelle. Ein weiterer Ausbau um mehr als $1.000 \text{ MW}_{\text{e}}$ ist für die kommenden Jahre geplant (GEA 2016). Trotz der guten geologischen Ausgangssituation verbleiben Risiken, wenn ein geothermisches Reservoir beispielsweise nicht die erwartete Leistung erbringt. Solche Fündigkeitsrisiken deckt u. a. die Münchner Rückversicherung (Munich Re 2015) ab. In Kenia gibt es für das Akiira Projekt im Rift-Valley die erste Geothermie-Versicherung der Munich Re in Afrika.

Maßgebend für den weiteren weltweiten Ausbau der Tiefen Geothermie werden die Entwicklung der Kosten im Vergleich zu anderen Energieträgern sein sowie die jeweilige geologische und geopolitische Situation. Zu letzterem zählen staatenabhängige Ziele, Energie-Infrastruktur, Wasserverfügbarkeit, Stand des technischen Wissens, Investitionsbereitschaft sowie politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen. Das Klimaschutzabkommen von Paris kann dem Ausbau der Geothermie einen positiven Anreiz geben. Ein Argument für die Geothermie ist ihr Einsatz als eine im Vergleich zur Nutzung fossiler Energieträger emissionsarme Technologie. Bis zum Jahr 2050 geht die IEA (OECD/IEA 2011) von einem weltweiten Anwachsen der Geothermie auf 1.400 TWh_e pro Jahr für elektrische Energie und 1.600 TWh_{th} pro Jahr für thermische Energie aus. Dies entspricht jeweils einem Anteil an der Weltproduktion von 3,5 % bzw. 3,9 %. Der IPCC (2011) prognostiziert ähnliche Zahlen. Bis zum Jahr 2050 könnte die Geothermie danach 3 % des weltweiten Strombedarfs und 5 % des weltweiten Wärmebedarfs decken. In Europa wird das ökonomische Potenzial für geothermisch produzierten Strom in 2050 auf insgesamt 4.160 TWh_e geschätzt.

Eine Zusammenstellung der verfügbaren länderspezifischen installierten Leistung (elektrisch und thermisch), Verbrauch (elektrisch) sowie dem technischen Potenzial (Ressourcen) der Tiefen Geothermie liefern die Tabellen 45 bis 47 im Anhang.

3.7 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien sind eine global etablierte Energieressource. Zu ihnen zählen Biomasse, Geothermie², Meeresenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft und Windenergie. 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. Der Anteil der erneuerbaren Energien stieg im Jahr 2015 sowohl im Transportsektor als auch zur Stromerzeugung weiter an und erreichte seinen bislang größten Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch im Anthropozän.

Ende 2015 hat die Weltgemeinschaft bei der UN-Klimakonferenz in Paris ein völkerrechtlich verbindliches Klimaabkommen auf den Weg gebracht, das die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C begrenzen soll (UNFCCC 2015). Voraussetzung für das Inkrafttreten ist die Ratifizierung von mindestens 55 Staaten, die gesamt für mindestens 55 % der gesamten globalen Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Nach der Ratifizierung von USA und China am 3. September 2016 sowie der Europäischen Union (inklusive Deutschland), Kanadas und Nepals am 5. Oktober 2016 (UNFCCC 2016) wurden die Bedingungen dafür erfüllt, dass das Abkommen am 4. November in Kraft treten konnte. Zur Erreichung der formulierten Ziele des Pariser Abkommens ist die Energiewende mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien als zentrale Energiequelle und weiteren flankierenden Maßnahmen unabdingbar.

Rund 13,8 % des globalen Primärenergieverbrauchs werden aus erneuerbaren Energien gedeckt (IEA 2016a, Abb.11: Entwicklung PEV). Über Dreiviertel entfallen auf die biogenen Energieträger, wobei der Hauptanteil mit rund 70 % auf fester Biomasse und im speziellen auf Brennholz beruht. Noch heute werden vor allem in Entwicklungsländern vorwiegend Holz und Holzkohle zur

² Geothermie zählt als einziger Energieträger im geologischen Bereich zu den erneuerbaren Energien und wird daher gesondert betrachtet (s. 3.6 Tiefe Geothermie).

Energiegewinnung genutzt. Nach der Biomasse ist die Wasserkraft als weitere „klassische“ regenerative Energiequelle mit einem Anteil von rund 2,4 % am globalen Primärenergieverbrauch die zweitstärkste Kraft. Nur zu rund 1,3 % tragen die „modernen“ erneuerbaren Energien wie die Sonnen- oder Windenergie zur Deckung des globalen Primärenergieverbrauchs bei. Deren Ausbau verzeichnet aber in den letzten Jahren die höchsten Zuwachsraten.

Wie im Vorjahr wurden die global neu installierten Stromerzeugungskapazitäten vor allem durch den Zubau von erneuerbaren Energien erbracht. Ihr Anteil in 2015 betrug rund 77 % (2014: 60 %). Damit übersteigt der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien den Zubau aller fossilen Energien zur Stromerzeugung zusammen und war damit so groß wie nie zuvor. Ein Grund sind die in vielen Ländern politischen Rahmenbedingungen, die den Ausbau von erneuerbaren Energien begünstigen. Die Zubauraten unterscheiden sich im internationalen Vergleich erheblich. So sind die Investitionen in Europa im Jahr 2015, darunter auch in Deutschland, gesunken (REN21 2016). Ein deutliches Wachstum (plus 19 %) hingegen ist in den USA und den BRICS-Staaten zu verzeichnen.

Weltweit liegt die Kapazität zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei rund 1.985 GW, siehe Abbildung 28 (IRENA 2016). Im Vergleich dazu standen rund 409 GW (brutto) aus der Kernenergie 2015 global zur Verfügung. Hauptkraft der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist mit rund 1.208 GW installierter Leistung (rund 61 %) die Wasserkraft, gefolgt von Windkraft (433 GW; 22%) und Photovoltaik (227 GW; 11%). China ist mit über einem Viertel der global installierten Leistung (520 GW) an erneuerbaren Energien führend. Allein 321 GW entfallen in China auf Wasserkraft sowie weitere 145 GW auf Windkraft. In den USA (219 GW), Brasilien (114 GW) und Deutschland (105 GW) sind weitere 438 GW an erneuerbaren Energien installiert. Diese vier Länder decken knapp die Hälfte der weltweit installierten Leistung aus erneuerbaren Energien ab (Tab.49).

Bei Neuinstallationen von erneuerbaren Energien auf dem Stromsektor ist vor allem die Windkraft mit einem Zubau von 63 GW in 2015 (2014: 51 GW) auf weltweit insgesamt 433 GW maßgebend. Bei der Photovoltaik und Wasserkraft sind zusätzliche Kapazitäten von jeweils 50 GW und 28 GW in 2015 dazu gekommen.

Deutschland ist bei der Photovoltaik mit knapp 40 GW installierter Leistung zur Stromerzeugung erstmalig nicht mehr weltweit führend. Trotz zusätzlich installierter Leistung von 1,4 GW wird Deutschland von China übertroffen, wo in 2015 die Photovoltaik um 15 GW auf rund 43 GW ausgebaut wurde. Schon im Vorjahr kamen in China 10 GW neu hinzu. Auch in Japan (10 GW) und in den USA (7,3 GW) wurden zusätzliche Kapazitäten neu installiert. Die global installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Photovoltaik stieg um 25 % gegenüber dem Vorjahr auf 227 GW an (2014: 175 GW). Das Jahr 2015 war damit ein Rekordjahr im Zubau von Photovoltaik.

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wird intensiv vorangetrieben. Bisher ist die Stromerzeugung aus diesen Quellen aber vergleichsweise gering. Zwar beträgt der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien an der globalen Stromerzeugung bereits 23,7 % (2014: 22,8 %), aber auch hier ist mit rund 16,6 % (rund 70 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) die Wasserkraft führend. Windkraft (3,7 %), Biomasse (2,0 %) und Photovoltaik (1,2 %) trugen 2015 insgesamt zu knapp 7 % der Stromerzeugung bei (REN21 2016). Der zu erwartende weitere Zubau wird den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zukünftig weiter wachsen lassen.

Erneuerbare Energien

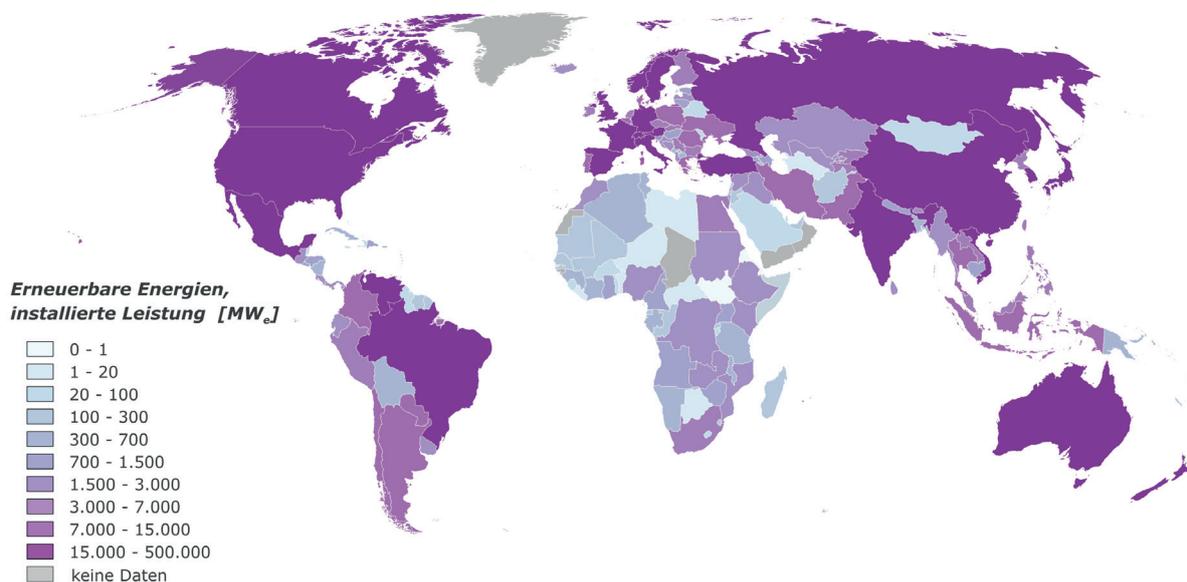


Abbildung 28: Gesamtpotenzial der installierten Leistung erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung (1.985 GW): Regionale Verteilung (IRENA 2016).

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, Irland, und Portugal bereits heute jeweils über 20 % des Strombedarfs durch Windenergie gedeckt (REN21 2016). Island deckt seinen Strombedarf zu 100 % aus erneuerbaren Energien (73,3 % Wasserkraft; 26,6 % Geothermie; 0,1 % Windkraft) (IEA 2016d). In Deutschland wurden 2015 erstmalig 30 % (2014: 26 %) des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt (siehe Deutschlandkapitel). Weit über die Hälfte des aus regenerativen Energien erzeugten Stroms wurde in Deutschland, abweichend vom globalen Trend, aus Windkraft (88 Mrd. kWh; 14 % des deutschen Strommixes) und Biomasse (44,2 Mrd. kWh; 7 % des deutschen Strommixes) gewonnen.

Auch im Verkehrs- und Transportsektor gewinnen erneuerbare Energien in Form von Biokraftstoffen (Ethanol und Biodiesel) an Bedeutung. Derzeit tragen Biokraftstoffe, gemessen am globalen Endenergieverbrauch, zu 0,8 % bei. Die globale Produktion hat sich dabei in den letzten 10 Jahren von rund 30 Mrd. Liter (2004) auf rund 133 Mrd. Liter (2015) mehr als vervierfacht (REN21 2016) und ein weiterer Anstieg ist zu erwarten. Bei der Produktion sind die USA und Brasilien führend. Über 70 % der Ethanolkraftstoffe und Biodiesel stammen aus diesen beiden Ländern. Die Produktion von Holzpellets zur Wärmegewinnung stieg von rund 4 Mt (2004) auf rund 24 Mt (2014). Europa und Nordamerika sind hierbei die maßgeblichen Produzentenregionen. Wurden in Europa (EU-28) 2004 noch rund 2 Mt Holzpellets produziert, waren es 2014 bereits rund 13 Mt (REN21 2015). Der Bedarf in Europa, aber auch in Asien ist in den letzten Jahren signifikant gestiegen (IEA 2015) und kann aus eigener Förderung bereits kaum mehr gedeckt werden. Größter Exporteur dabei ist

heute Nordamerika. Seit 2011 hat sich der Import von Holzpellets aus Nordamerika nach Europa vervierfacht (REN21 2015). Allein der Inlandsbedarf in Deutschland berechnet sich auf 1,85 Mt pro Jahr mit steigender Tendenz (2006: 470 kt) (DEPI 2016).

Die von den Erneuerbaren erzeugte Energie wird primär dort genutzt, wo auch die größten Kapazitäten global installiert sind (Tab. 49). Im internationalen Vergleich dominieren beim Verbrauch die USA (71,75 Mtoe), China (62,72 Mtoe) und Deutschland (39,95 Mtoe). Knapp die Hälfte der weltweit verbrauchten Energie aus erneuerbaren Energiequellen (364,86 Mtoe) wurde von diesen drei Ländern genutzt (Tab. 48; Abb. 29).

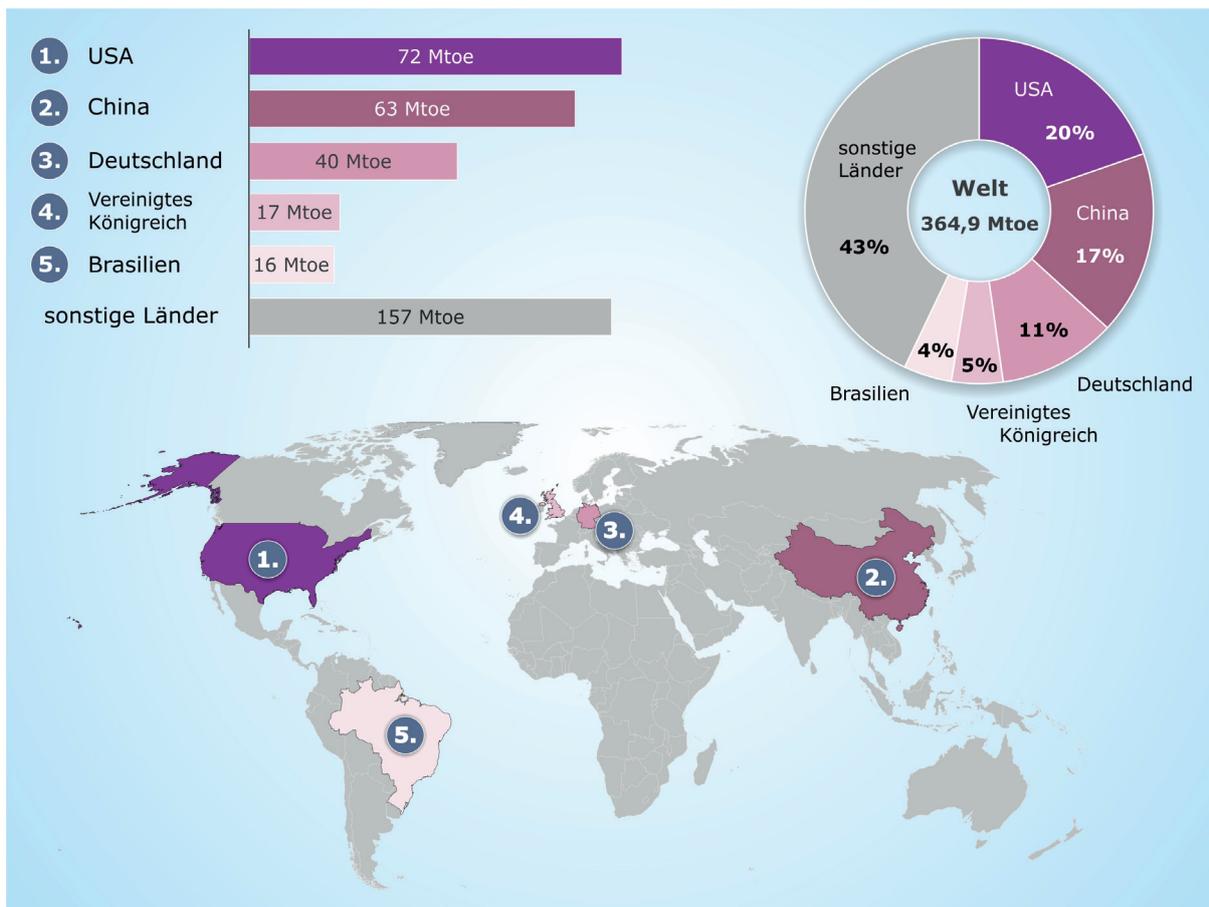


Abbildung 29: Die größten Nutzer erneuerbarer Energien 2015.

4 ENERGIEROHSTOFFE IM FOKUS (SONDERTHEMEN)

4.1 Das Erdöl- und Erdgas-Potenzial der Länder am Horn von Afrika

Nachdem das östliche Afrika ein Jahrhundert lang als wenig hoffig für Erdöl und Erdgas angesehen wurde, ist 2006 in Uganda und 2010 in Mosambik und Tansania Erdöl und Erdgas in bedeutenden Mengen entdeckt worden. Im weiter westlich gelegenen Sudan und Südsudan wird Erdöl seit etwa der Jahrtausendwende gefördert. Auch wenn die jüngsten Funde bisher überwiegend noch nicht entwickelt und in Förderung gebracht wurden, sind damit mehrere voneinander unabhängige Kohlenwasserstoff (KW)-Systeme nachgewiesen. Von Interesse ist daher die Frage, ob auch Potenziale in der Region am Horn von Afrika (Abb. 30) mit den Ländern Äthiopien, Dschibuti, Eritrea, Somalia und Kenia zu erwarten sind und, falls ja, in welcher Größe. Neben den Auswirkungen auf den globalen Erdöl- und Erdgasmarkt könnte eine erfolgreiche Erschließung von neuen Vorkommen diesen Ländern, die zu den ärmsten der Erde gehören, die Möglichkeit eröffnen, diese Rohstoffe zu Gunsten der Bevölkerung zu nutzen und einen Beitrag zur sozio-ökonomischen Entwicklung in dieser Region zu leisten

Zur Abschätzung der erdöl- und erdgasgeologischen Situation wurde 2016 eine Studie von der Firma Falcon-Geoconsulting im Auftrag der BGR durchgeführt. Als Grundlage dienten veröffentlichte Daten und Informationen wie geologische Karten, Fachartikel, Berichte geologischer Dienste und Firmenpräsentationen. Etwa 350 Bohrungsdaten, 750 mögliche Vorkommen sowie Felder wurden erfasst und analysiert. Daraufhin konnten 45 Sedimentbecken kartiert und deren Potenzial an Erdöl und Erdgas volumetrisch bewertet werden. Dabei wurden die Erdöl- und Erdgasressourcen auf Basis der im Rahmen der Studie definierten Sedimentbecken berechnet und anschließend auf Länder-Basis zusammengefasst. Um die Ressourcen für das Arbeitsgebiet quantitativ abschätzen zu können, wurden die Volumina der erfassten Prospekte zugrunde gelegt. Aus diesen Werten wurden dann drei Szenarien erfasst: Ein Minimum-, ein Mittel- und ein Maximum-Fall. Für jedes Land wurden dabei Werte aller Onshore- und, sofern relevant, aller Offshore-Ressourcenvolumina berechnet, jeweils separat für Erdgas und für Erdöl.

Reserven entsprechend der BGR Definition konnten für keines der betrachteten Länder ausgewiesen werden. Obwohl beispielsweise in Äthiopien (Calub-Feld, Hilala-Feld, Kuran-Feld) und Kenia (Lokichar-Becken) Erdöl und Erdgas gefunden wurden, sind diese Vorkommen unter heutigen marktwirtschaftlichen Bedingungen nicht förderwürdig. Zum einen handelt es sich bei den Funden im Ogaden-Becken (Äthiopien) um Erdgas und nicht um wirtschaftlich interessanteres Erdöl, zum anderen hängt dies mit der isolierten geographischen Lage zusammen. Davon betroffen sind beispielsweise die Erdölfunde im Lokichar-Becken (Kenia), die weitab von Pipeline-Routen liegen. Für Dschibuti wurden aufgrund sehr hoher Explorationsrisiken weder Reserven noch Ressourcen ausgewiesen.

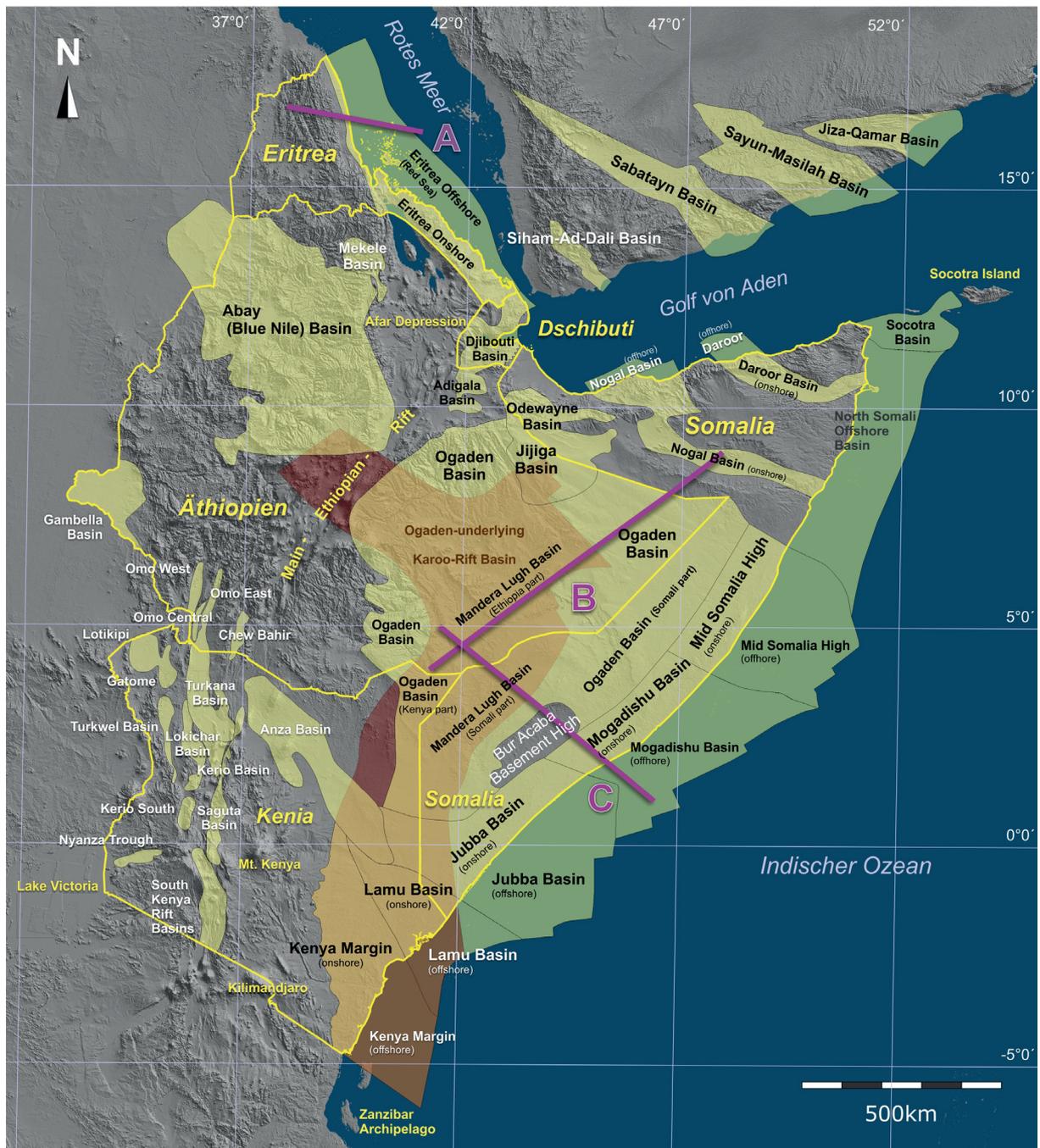


Abbildung 30: Länder in der Region am Horn von Afrika mit Lage der untersuchten Sedimentbecken sowie Lage der im Text gezeigten geologischen Profile.

Geologischer Überblick

In der Erdfrühzeit (Paläozoikum) war das Untersuchungsgebiet Teil des Superkontinents Gondwana. Lange Zeit lag es dabei in südlichen Breiten, während des Devon-Karbon auch in hohen südlichen Breiten, so dass es randlich von der Gondwana-Vereisung im Permo-Karbon erfasst wurde. Gegen Ende des Paläozoikums, während der Permo-Trias wurde das Arbeitsgebiet durch eine langanhaltende Dehnungsphase geprägt, und es wurden weiträumige Riftbecken angelegt, die sogenannten „Karoo“-Gräben. In dieser Zeit wanderte das Untersuchungsgebiet im Rahmen plattentektonischer Bewegungen nach Norden, so dass es in der ausgehenden Trias bereits leicht südlich des Äquators zu liegen kam und das Klima generell wärmer wurde mit stark schwankenden Niederschlagsmengen. Nach der Öffnung des Neotethys Ozeans in der Trias zerbrach im Jura Gondwana in zwei Großfragmente und Indien, Australien, die Antarktis und Madagaskar bewegten sich weg von Afrika und dem Rest des westlichen Gondwanafragments. Diese Phase ist charakterisiert durch geologische Extension mit der Anlage der nordsomalischen Gräben und der Kontinentränder des heutigen westlichen Indischen Ozeans. Das Proto-Horn-von-Afrika lag zu dieser Zeit immer noch auf leicht südlichen Breiten.

In der Kreidezeit wurden im Untersuchungsgebiet durch tektonische Aktivität entlang der zentralafrikanischen Scherzone die hochprospektiven, NW-SE streichenden Gräben im Sudan (Muglad- und Melut-Becken) und Kenia (Anza-Becken) angelegt, bevor die Region in der Oberkreide von der ersten von zwei Hauptkompressions- und Inversionsphasen erfasst wurde. Während der Kreide und bis in das frühe Känozoikum hinein driftete das Arbeitsgebiet über den Äquator und lag zum ersten Mal in leicht nördlichen Breiten. In dieser Zeit (Paläogen) wurde das Gebiet von der zweiten Kompressions- und Inversionsphase erfasst. Ab dem Oligozän kam es erneut zu Dehnung und dann zur Trennung der afrikanischen von der arabischen Platte. In der Folge bildeten sich der Golf von Aden und das Rote Meer einhergehend mit teilweise starkem Vulkanismus. Zu dieser Zeit wurde auch das Horn von Afrika über den Meeresspiegel herausgehoben. Rezent herrscht Dehnung vor, mit Verbreiterung des Roten Meeres, des Golfes von Aden und Extension in der Afar-Senke sowie im Ostafrikanischen Rift.

Darstellung der Länder im Einzelnen

Eritrea, das nördlichste untersuchte Land, grenzt direkt an das Rote Meer. Das am besten entwickelte Sedimentbecken des Landes ist das Eritrea-Offshore-Becken (Abb. 31), während der Onshore Bereich Eritreas im Wesentlichen die kristalline, westliche Rift-Schulter des Roten Meeres darstellt. Einzig im südlichen Onshore-Bereich Eritreas gibt es einen schmalen Streifen, in dem Reste von Mesozoikum erhalten sind. Dieses Gebiet wird in dieser Studie aber aufgrund des heutigen, tiefen Erosionsniveaus als nicht-prospektiv eingeschätzt und damit ausschließlich der Offshore-Anteil des Eritrea-Beckens evaluiert.

Das Offshore-Becken von Eritrea wurde mit der Öffnung des Roten Meeres angelegt (Abb. 31), so dass hier an Fallenstrukturen im Wesentlichen Abschiebungen und verschiedene Arten von Bruchschollen (antithetisch, synthetisch) erwartet werden. Durch die nachgewiesene Präsenz von Evaporiten wird außerdem das Entstehen von Salzstrukturen begünstigt.

Für Erdöl ergibt sich ein Ressourcenpotenzial von zwischen 8,3 Mio. t und 75,4 Mio. t mit einem Mittelwert von 14 Mio. t. Für Erdgas liegen die Werte zwischen 17,5 Mrd. m³ und 124,5 Mrd. m³, im Mittel 29 Mrd. m³ (Abb. 32, Tab. 5).

Profil A Eritrea

WNW

ESE

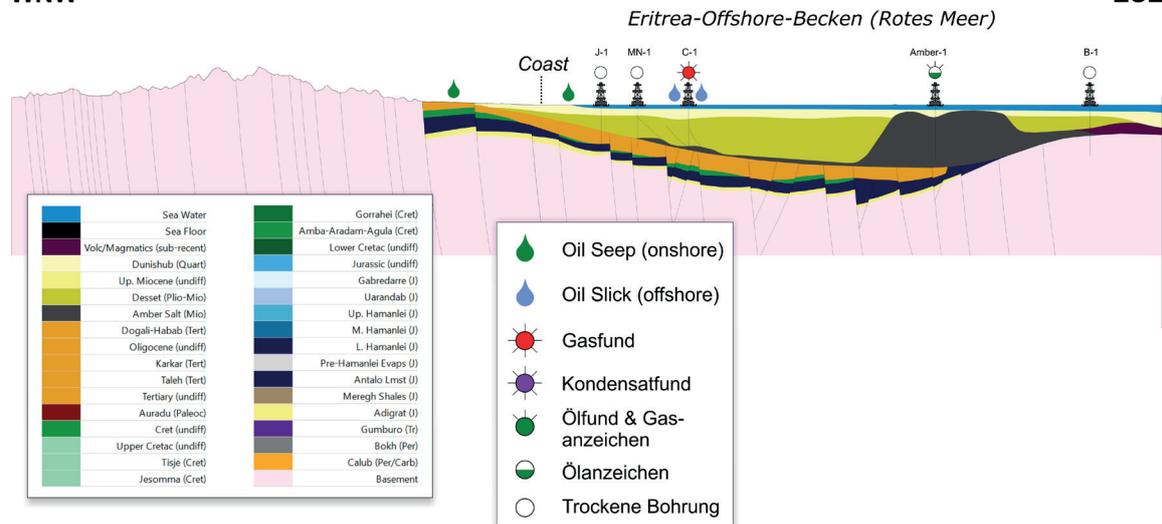


Abbildung 31: Schematisches geologisches Profil Eritrea (Profil A, s. Abb.30).

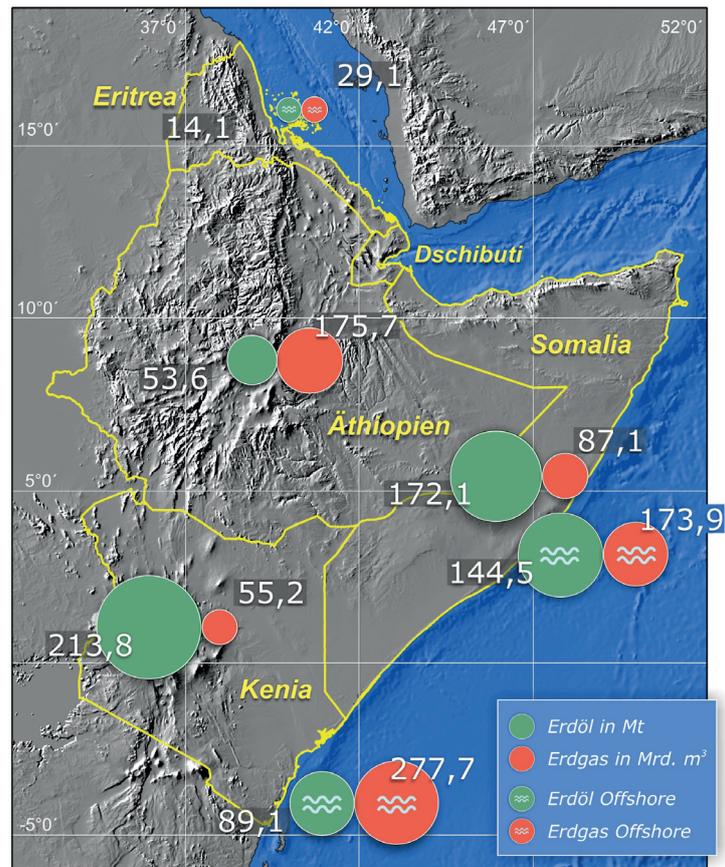


Abbildung 32: Erdöl- und Erdgasressourcen (Mittelwert) der Länder am Horn von Afrika, getrennt nach Onshore- und Offshore-Vorkommen.

Die Etablierung eines Erdgas-Exportmarktes dürfte problematisch sein, da der naheliegende potenzielle Abnehmer Ägypten mittlerweile eigene erhebliche Erdgas-Vorkommen erschlossen hat. Andere Abnehmer könnten aus Asien kommen, jedoch dürfte die Konkurrenz aus dem Persischen Golf und aus dem südlichen Ostafrika groß sein. Küstennahe kleinere Erdgas-Volumina könnten eine lokale Verwendung finden. Die Erdölhöffigkeit ist mit hohem Risiko behaftet. Wenn es gelänge, dieses Risiko zu minimieren, beispielsweise durch erfolgreiche küstennahe Exploration des Prä-Rift Plays, könnte dies den Weg für eine erfolgreiche Erschließung auch kleinerer Volumina ebnen. Für größere Volumina bräuchte es erhebliche Investitionen in Häfen beziehungsweise den Aufbau einer Erdöl- bzw. Erdgas-Infrastruktur.

Tabelle 5: Erdöl- und Erdgaspotenzial der Länder am Horn von Afrika

Erdölressourcen [Mio. t]									
Land	Onshore			Offshore			Ressourcen (gesamt)		
	Min	Mittel (mean)	Max	Min	Mittel (mean)	Max	Min	Mittel (mean)	Max
Eritrea	–	–	–	8,4	14,1	75,4	8,4	14,1	75,4
Djibouti	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Äthiopien	41,4	53,7	356,2	–	–	–	41,4	53,7	356,2
Somalia	97,3	172,1	409,3	81,4	144,5	393,2	178,7	316,6	802,5
Kenia	176,4	213,8	483,8	51,2	89,1	157,5	227,6	302,9	641,3

Erdgasressourcen [Mrd. m³]									
Land	Onshore			Offshore			Ressourcen (gesamt)		
	Min	Mittel (mean)	Max	Min	Mittel (mean)	Max	Min	Mittel (mean)	Max
Eritrea	–	–	–	17,4	29,1	124,5	17,4	29,1	124,5
Djibouti	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Äthiopien	147,9	175,7	328,6	–	–	–	147,9	175,7	328,6
Somalia	48,7	87,1	215,1	100,0	173,9	528,1	148,7	261,0	743,2
Kenia	34,7	55,2	230,7	159,2	277,7	449,0	193,9	332,9	679,7

In **Dschibuti** könnte sich nach Auswertung gravimetrischer Daten unter den im zentralen Bereich vorkommenden mächtigen Vulkaniten ein erhaltenes Sedimentbecken befinden. Aufgrund der tektonischen Lage in einem Gebiet, das von drei Rift-Ästen beeinflusst wird und aufgrund der relativ gut dokumentierten Stratigraphie der Nachbarregionen (Eritrea und Somalia) ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich in diesem aktiven Senkungsgebiet auch eine mesozoische Beckenfüllung erhalten hat. Aufgrund der Lage in einem tektonisch hochaktiven Gebiet (Triple-Junction) mit sehr hohen geothermischen Gradienten, die eine Überreife möglicher mesozoischer Muttergesteine wahrscheinlich machen, wird dieses Becken aber als nicht prospektiv eingestuft.

Prospektive Bereiche in **Äthiopien** konzentrieren sich in zwei mesozoischen Sedimentbecken, dem Abay-Becken im Nordwesten und dem Ogaden-Becken (Abb. 30 und 33) im Südosten des Landes. Beide Strukturen wurden als intrakontinentale Karoo-Riftbecken angelegt und mit mächtigen mesozoischen Sedimenten gefüllt. Diese Becken werden begleitet von einer Serie kleinerer angrenzender Satelliten-Becken. Dazu gehören das Mekele-Becken, das Adigala-Becken und das Jijiga-Becken (Abb. 30). Ein separates Becken für sich bildet das Gambella-Becken im äußersten Westen des Landes, welches stratigraphisch-tektonisch mit den kretazischen Gräben im Sudan zusammenhängt. Außerdem existieren im Südwesten Äthiopiens eine Reihe schmaler Rift-Gräben (Omo West, Omo Central, Omo-East-Becken, Chew-Bahir-Becken), die aber als nicht beziehungsweise nur eingeschränkt hoffig bewertet wurden.

Im Untergrund des nördlichen Teils des riesigen Ogaden-Beckens erstreckt sich ein mächtiger Karoo-Graben, an dessen Südrand Erdöl- und Erdgasvorkommen entdeckt wurden. Im äthiopischen Teil des Beckens wurden die drei Felder Calub und Hilala (Erdgas) sowie El Kuran (Erdöl) gefunden. Dies weist darauf hin, dass es sowohl ein erdgashöufiges Karoo-Muttergestein (Bokhtonstein) als auch ein oberjurassisches Muttergestein gibt, welches für die Erdölanzeichen verantwortlich ist. Im zentralen Bereich des Karoo-Grabens ist der Permo-Triassische Bokhtonstein wahrscheinlich überreif, während das jurassische Muttergestein im südlichen Teil des Ogaden-Beckens unreif ist, so dass ausschließlich der zentrale Teil des äthiopischen Ogadens als prospektiv eingestuft wird. In Frage kommende Speichergesteine sind Sandsteine des Perm (Calub) und des Trias/Jura (Adigrat).

Profil B Äthiopien-Somalia

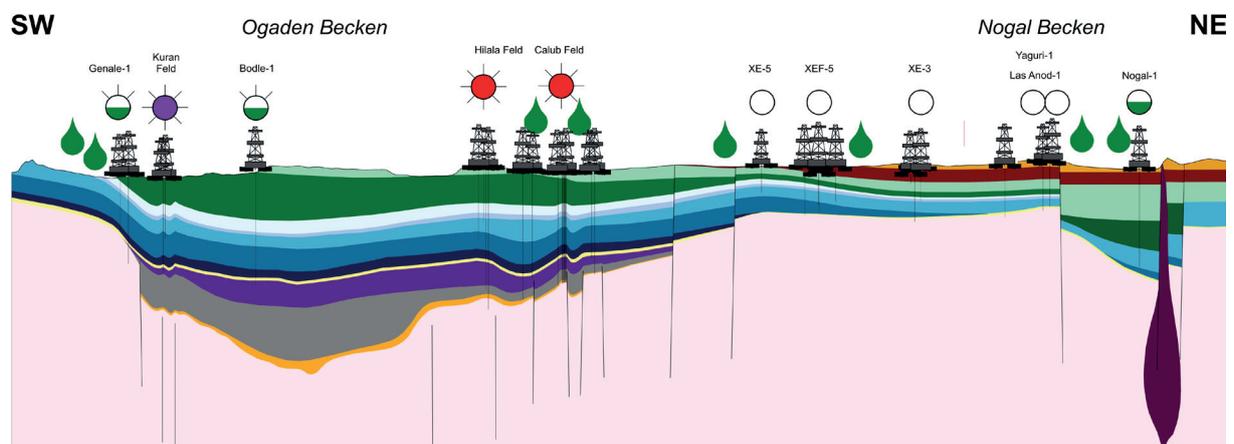


Abbildung 33: Schematisches geologisches Profil Äthiopien – Somalia (Profil B, s. Abb. 30, Legende s. Abb. 31).

Das Jijiga-Becken stellt die äthiopische Verlängerung des somalischen Odewayne-Beckens dar. Hier sind keine natürlichen Erdölaustritte bekannt, was entweder auf ein dichtes Abdeckgestein oder auf ein Risiko hinsichtlich des Muttergesteins beziehungsweise des Zeitpunktes der Kohlenwasserstoff-Genese hindeutet. Am westlichen Beckenrand befindet sich ein Karoo-Graben im Untergrund. Insgesamt ergibt sich bezüglich der Mutter- und Speichergesteine eine ähnliche Situation wie im Ogaden-Becken.

Das Abay (Blue Nile)-Becken ist ein sehr großes Becken, das gravimetrisch klar nachzuweisen ist, aber noch nicht im Rahmen einer KW-Exploration erbohrt wurde. Ursprünglich als Teil des Ogaden-Beckens wurde es im Miozän durch das Ostafrikanische Rift-System abgetrennt. Große Gebiete des Beckens sind heute von jungen Basaltlaven überdeckt. Es ist ungeklärt, ob sich ein Arm des Ogaden-Karoo-Grabens im Untergrund des Abay-Beckens befindet, was die Prospektivität stark erhöhen würde. Es ist nur eine Erdölaustrittsstelle bekannt. Denkbar wären ähnliche Erdöl- und Erdgassysteme wie im Ogaden-Becken.

Zwei Bohrungen, die bisher im Omo-East-Becken abgeteuft wurden, haben sehr gute Erdöl- sowie gute Erdgasanzeichen ergeben und dokumentieren ein aktives KW-System. Allerdings scheinen die Bohrungsdaten ein Abdeckrisiko in diesem Becken anzudeuten. In seismischen und gravimetrischen Daten deutet sich die begrenzte räumliche Ausdehnung des höffigen Gebietes an. Als Speichergestein kommen mio-pliozäne lakustrine Sandsteine in Frage.

Für Erdöl ergibt sich für die vier Becken ein Ressourcenpotenzial zwischen 41,4 Mio. t und 356,2 Mio. t mit einem Mittelwert von 53,7 Mio. t. Für Erdgas liegen die Werte zwischen 147,9 Mrd. m³ und 328,6 Mrd. m³, Mittelwert 175,7 Mrd. m³ (Abb. 32, Tab. 5).

Trotz der größeren Erdgasfunde (rund 110 Mrd. m³) in den Calub und Hilala-Feldern des Ogaden-Becken ist die Entwicklung der Felder schwierig, da es mangels geeigneter Infrastruktur unklar ist, wie produziertes Erdgas transportiert werden könnte. Schwelende Konflikte mit Somalia und mit Eritrea sowie jüngste Überfälle von Extremisten in die Gambella-Provinz erschweren zukünftige Erdöl- und Erdgasaktivitäten in den verschiedenen Landesteilen.

In Nord-**Somalia** befinden sich mit den Odewayne-, Nogal- und Daroor-Becken eine Reihe NW-SE orientierter Riftbecken. Entlang der Ostküste liegen die Socotra- und Nord-Somali Offshore-Becken. In Zentral- und Südsomalia befinden sich der somalische Anteil am Ogaden-Becken (Abb. 34), das Mid-Somali-Hoch-Becken (On- und Offshore-Teil), das Mogadishu-Becken (On- und Offshore-Teil) sowie das ganz im Süden liegende Jubba-Becken (On- und Offshore-Teil) (Abb. 30).

Von den 15 kartierten Sedimentbecken wurden 12 (unterteilt in Onshore und Offshore) einer erdölgeologischen Bewertung unterzogen, sechs davon im Offshore-Bereich. Im nördlichen Offshore-Bereich (Nordsomalia bis Socotra) reichen die möglichen Speichergesteine vom Oberjura (Gabredare Sandsteine) bis Kreide mit Muttergesteinen vorwiegend jurassischen bis kretazischen Alters. Entlang der Ostküste Somalias ist möglicherweise ein Erdöl- und Erdgassystem mit dem Bokh Shale als Muttergestein und Calub und Adigrad Sandsteinen beziehungsweise Turbiditen der Kreide als Speichergestein entwickelt. Die somalische Verlängerung der jemenitischen Say'un Masilah und Sab'atayin-Becken (die wichtigsten Erdölbeckens Jemens) bilden die Daroor- und

Profil C Äthiopien-Somalia

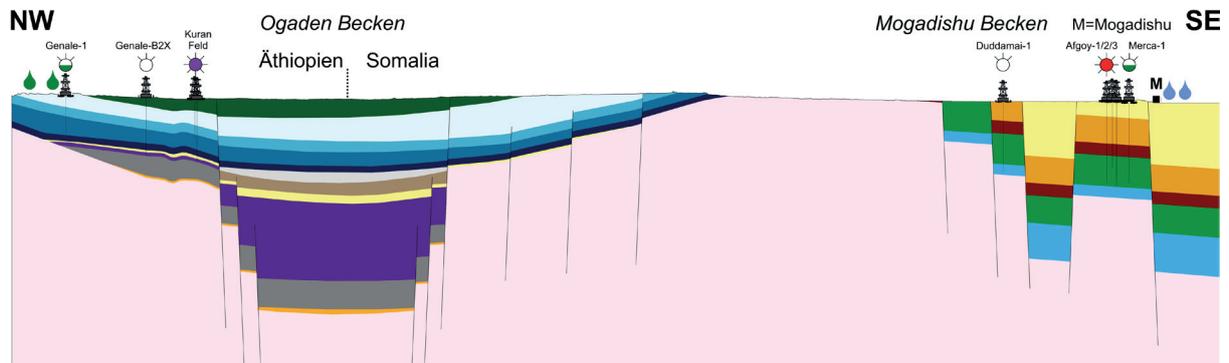


Abbildung 34: Schematisches geologisches Profil Äthiopien – Somalia (Profil C, s. Abb. 30, Legende s. Abb. 31).

Nogal-Becken (Abb.30). In Analogie mit dem Jemen besteht das Petroleumsystem aus überwiegend jurassischen Muttergesteinen und Oberjura-Kalken und Unterkreide Jesomma Sandsteinen als Speichergestein. Adigrat-Sandsteine könnten ein weiteres Erdöl- und Erdgassystem darstellen, besonders in strukturell hohen Positionen auf Bruchschollen.

Für Erdöl ergibt sich für die evaluierten Becken ein Ressourcenpotenzial zwischen 178,7 Mio. t und 802,5 Mio. t mit einem Mittelwert von 316,6 Mio. t. Für Erdgas liegen die Werte zwischen 148,7 Mrd. m³ und 743,2 Mrd. m³, Mittelwert 261 Mrd. m³ (Abb. 32, Tab. 5).

Die Situation in Somalia ist bis heute geprägt von dem bereits Jahrzehnte dauernden Bürgerkrieg. Bislang existiert keine Infrastruktur für die Erdöl- und Erdgasindustrie. Die wichtigsten Sedimentbecken des Landes (Nogal und Daroor Onshore) sowie der passive Kontinentalrand des Indischen Ozeans stehen unter „Force Majeure“. Anzeichen deuten auf eine langsame Normalisierung der Zustände in Somalia hin, jedoch könnten neue Probleme durch die Sezessionsbestrebungen Somalilands und Puntlands entstehen. Eine Wiederaufnahme der Exploration Offshore Somalias erscheint grundsätzlich möglich, vorbehaltlich dem anhängigen „Force Majeure“-Status der vorherigen Konzessionäre. Während das südliche Offshore klar erdgashöffig ist, könnte das Mid-Somalia-Hoch und eventuell das NE-Somalia Offshore Becken durchaus erdölhöffig sein, ebenso der Schelf im Golf von Aden. Onshore bleibt die Lage kritisch, speziell im Ogaden, wo Grenzkonflikte mit Äthiopien fortauern.

In **Kenia** kommen sehr unterschiedlichen Beckentypen vor. Während der Westen des Landes durch känozoische Riftbecken dominiert ist (Turkana, Lotikipi-Gatome, Turkwel, Lokichar, Nord-Kerio, Süd-Kerio, Saguta, Nyanza, Süd-Kenia Riftbecken), handelt es sich beim Anza-Becken um ein kretazisches Riftbecken. Im nordöstlichen Territorium liegen Ausläufer des Ogaden-Becken (mesozoischer und Karoo-Anteil). Im Südosten von Kenia liegen das Lamu-Becken (Onshore- und Offshore-Teil), sowie das Kenia-Margin-Becken (Onshore- und Offshore-Teil), bei denen es sich um passive Kontinentrand-Becken handelt.

Zehn Becken (Onshore und Offshore) wurden für Kenia bewertet. Besonders interessant sind die zum Teil kleinräumigen Becken entlang des ostafrikanischen Riftsystems, zu denen das Lokichar-Becken mit einer ganzen Reihe von Erdölfündigkeiten gehört. Östlich davon befindet sich das Anza-Becken mit dem Bogal-Erdgasfund. Hier werden vorwiegend miozäne Speichergesteine mit kretazischen Muttergesteinen erwartet. Das Anza-Becken ist ursprünglich eine Verlängerung der südsudanesischen Unterkreide-Riftbecken mit Unterkreide-Muttergestein, das später vom oligo-miozänen ostafrikanischen Rift tektonisch aufgegliedert wurde. Diese Restrukturierung bewirkte wahrscheinlich die Trennung existierender Erdölfelder, so dass heute viele Erdölanzeigen, aber kaum eine Erdölkumulation gefunden wurde. Gegen Südosten in Richtung Lamu-Becken wird die Sedimentsäule mächtiger, womit die potenzielle Erdgashöflichkeit steigt. Bislang wurden drei sub-wirtschaftliche Felder gefunden (zwei Erdgasfunde, ein Erdölfund). Vorliegende Daten zu den Kreide-Sandsteinen weisen auf eine schlechte Porosität hin, so dass das Hauptspeichergestein wahrscheinlich in eozänen Sandsteinen zu finden ist.

Für Erdöl ergibt sich für die evaluierten Becken ein Ressourcenpotenzial zwischen 227,7 und 641,3 Mio. t mit einem Mittelwert von 302,9 Mio. t. Für Erdgas liegen die Werte zwischen 193,9 und 679,7 Mrd. m³, Mittelwert 332,9 Mrd. m³ (Abb. 32, Tab. 5).

Kenia ist eines der stabileren Länder Ostafrikas hat aber dennoch ethnische Konflikte. Auch die somalische Al Shahaab-Miliz sorgt für Unruhe im Land. Offen ist die Erschließung von rund 100 Mio. t Erdölressourcen im Lokichar-Becken, da bislang keine Transportmöglichkeiten bestehen. Dieses Erdöl ist (wie alle lakustrinen Typ-1 Erdöle) stark wachshaltig und zusätzliche Investitionen, wie etwa Heizvorrichtungen an den Pipelines oder den Eisenbahn-Wagons wären für den Transport notwendig. Im Offshore-Bereich hat Kenia ein großes Erdgas- und ein kleines Erdölpotenzial.

Zusammenfassung und Fazit

Die 45 kartierten und bewerteten Sedimentbecken in den Ländern Äthiopien, Dschibuti, Eritrea, Somalia und Kenia zeigen ein Potenzial von insgesamt 687 Mio. t Erdöl- und knapp 800 Mrd. m³ Erdgasressourcen (jeweils für den Mittel-Fall). Dies entspricht in der Größenordnung den Erdölressourcen Kuwaits (700 Mio. t), Katars (700 Mio. t) oder Jemens (500 Mio. t) und den Erdgasressourcen Tunesiens (750 Mrd. m³), Jemens oder Kuwaits (jeweils 500 Mrd. m³). Somalia und Kenia verzeichnen dabei die größten Erdölressourcen on- und offshore mit 317 bzw. 303 Mio. t. Bei den Erdgasressourcen dominieren die Offshore-Gebiete Somalias und Kenias mit 174 und 278 Mrd. m³ und das Ogaden-Becken Äthiopiens mit 278 Mrd. m³.

Werden die ermittelten Erdöl und Erdgasressourcen getrennt nach Speicher-Lithologie oder nach stratigraphischem Alter der Speicher dargestellt, so ergibt sich für die Erdöl-Ressourcen, dass etwa 30 % der Volumen in Karbonat-Speichern vorliegen und rund 70 % in klastischen Speichern. Die Erdgasressourcen lagern zu etwa 94 % in klastischen Reservoirs, während nur knapp 6 % der Volumen in Karbonaten lagern.

Für die Unterteilung nach stratigraphischem Alter zeigt sich für Erdöl, dass nur ein sehr geringer Anteil (< 50 Mio. t) in permischen Speichern liegt, während sich der überwiegende Anteil der Gesamtressourcen auf triassische bis miozäne Speicher verteilt, wobei die triassischen-jurassischen Speicher die größten Volumina beinhalten. Für Erdgas ergibt sich ein völlig anderes Bild. Der höhere Anteil an Erdgasressourcen in permischen Speichern (im Vergleich zum Erdöl) ist auf den Einfluss der großen Volumina in den Karoo-Sedimenten des Ogaden-Beckens zurückzuführen. Die hohen Ressourcen im Eozän beruhen auf den zahlreichen potenziell Erdgas-höffigen Strukturen in tertiären Klastika im südlichen Teil des Arbeitsgebietes (Kenia Offshore, südliches Somalia).

Unter den aktuellen Bedingungen ist nicht absehbar, wann die vereinzelt bekannten Onshore-Vorkommen erschlossen werden können. Fehlende Infrastruktur und schwelende politische, Grenzstreitigkeiten sowie Rebellen- und Extremisten-Konflikte in zahlreichen Regionen dieser Länder erschweren die Situation zusätzlich. Bessere Chancen haben hier aufgrund ihrer leichteren verkehrstechnischen Erreichbarkeit die hochprospektiven und unterexplorierten Offshore-Becken Kenias und Somalias, in welchen durchaus das Potenzial für einzelne Riesenfelder (Giants) besteht.

4.2 Schieferöl- und Schiefergas in Deutschland – Ressourcen und Umweltaspekte

Schieferöl- und Schiefergasvorkommen sind weltweit als bedeutende Ressource für fossile Energieträger etabliert. Auslöser hierfür war die wirtschaftliche Erschließung zahlreicher Schiefergasvorkommen in den USA in den letzten fünfzehn Jahren. Voraussichtlich werden die USA ihren Erdgasbedarf mittelfristig aus eigenen Quellen decken können. Dem einsetzenden Schiefergasboom folgte mit wenigen Jahren Verzögerung ein Schieferölboom, in dessen Folge die USA zum weltweit größten Erdölförderland noch vor Saudi Arabien und der Russischen Föderation aufgestiegen sind.

Vor diesem Hintergrund hat die BGR das Potenzial an Schiefergas und Schieferöl in Deutschland in einem mehrjährigen Projekt (NiKo) untersucht und Anfang 2016 in der Studie „Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Ressourcen und Umweltaspekte“ veröffentlicht (BGR 2016b). Neben der Ressourcenabschätzung werden in dieser Studie auch geowissenschaftliche Aspekte möglicher Umweltauswirkungen beim Einsatz des Fracking-Verfahrens aufgegriffen.

Einhergehend mit der Entwicklung in den USA setzte eine gesellschaftliche Debatte über die Umweltauswirkungen bei der Erschließung und Nutzung dieser Vorkommen ein. Im Vordergrund stehen dabei die Besorgnis um Umweltauswirkungen beim Einsatz der hydraulischen Stimulation („Fracking“) zur Erschließung dieser Vorkommen, insbesondere mit Blick auf den Grund- und Trinkwasserschutz. Nachdem in einer der ersten Aufschlussbohrungen auf potenzielle Schiefergasvorkommen in Niedersachsen hydraulisch stimuliert worden war, wurde auch in Deutschland die Fracking-Technologie kontrovers diskutiert. Seit 2011 ruhten die Erkundungsaktivitäten auf Schiefergas-Vorkommen in Deutschland weitgehend und der Einsatz der hydraulischen Stimulation wurde in zahlreichen Bundesländern ausgesetzt.

Im Juni 2016 hat der Deutsche Bundestag den Einsatz des Fracking-Verfahrens neu geregelt und zur Erschließung von Erdgas- oder Erdölvorkommen in Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein sowie Kohleflözgestein untersagt. Begleitet von einer Expertenkommission sind lediglich maximal vier Erprobungsmaßnahmen zur wissenschaftlichen Erforschung insbesondere der Umweltauswirkungen möglich, vorausgesetzt die jeweilige Landesregierung stimmt zu. Vorgesehen ist, die Angemessenheit des Verbotes in 2021 zu überprüfen.

Vorkommen und Ressourcen in Deutschland

Die umgangssprachlichen Begriffe Schieferöl und Schiefergas bezeichnen Erdöl- und Erdgasvorkommen in organisch-reichen sedimentären Tongesteinen, sogenannten Muttergesteinen. Solche Tongesteine werden im Deutschen häufig als „Schiefer“ bezeichnet. Insgesamt gibt es eine Reihe solcher Formationen, die regional im Untergrund Deutschlands verbreitet sind.

Als mit Abstand häufigste Formation für Schieferöl erweist sich in Deutschland der Posidonien-schiefer des Unterjura. Das größte Potenzial befindet sich im Niedersächsischen Becken, kleinere Potenziale im Oberrheingraben und im nördlichen Norddeutschland (Abb. 35). Gefolgt vom Unterkarbon, weist der Posidonien-schiefer auch das größte Schiefergaspotenzial auf. Dieses ist, wie beim Schieferöl, vor allem im Niedersächsischen Becken anzutreffen sowie untergeordnet im Oberrheingraben. Für das Unterkarbon ist vor allem die Vorpommersche Ostseeküste zu nennen. Daneben besitzt die Wealden-Formation der Unterkreide im Niedersächsischen Becken ein signifikantes Potenzial sowohl für Schieferöl als auch für Schiefergas. Dieses befindet sich jedoch

Der weit überwiegende Anteil der Ressourcen an Schieferöl und Schiefergas befindet sich in Tiefen flacher als 3.000 m. Dies betrifft nahezu alle betrachteten Formationen. Eine Ausnahme bildet das Unterkarbon an der Vorpommerschen Ostseeküste, wo ein Schiefergaspotenzial auch unterhalb 3.000 m Tiefe anzunehmen ist.

Die technisch förderbaren Schieferölressourcen in 1.000 bis 5.000 m Tiefe liegen zwischen 13 und 164 Mio. t, im Mittel 50 Mio. t (Abb. 36). Die Potenziale erhöhen sich, im Mittel auf 70 Mio. t, sofern flachere Potenziale bis zu 500 m Tiefe berücksichtigt werden. Die Ressourcen an Schieferöl in Deutschland liegen in der Größenordnung der konventionellen Ressourcen und Reserven (LBEG 2016) und sind damit geringer als der inländische Jahresverbrauch (Stand 2015).

Die technisch förderbaren Schiefergasressourcen in Deutschland in der Tiefenlage 1.000 bis 5.000 m betragen nach der BGR-Studie zwischen 320 und 2.030 Mrd. m³, im Mittel 800 Mrd. m³ (Abb. 36). Werden auch die Potenziale zwischen 500 m und 1.000 m Tiefe berücksichtigt, erhöhen sich die Beträge im Mittel auf 940 Mrd. m³. Die Ressourcen Deutschlands an technisch förderbarem Schiefergas übersteigen damit die konventionellen Erdgasressourcen (inklusive Tight Gas) um ein Mehrfaches. Im Vergleich dazu liegen die deutsche Jahresförderung bei rund 10 Mrd. m³ beziehungsweise der Jahresverbrauch bei rund 90 Mrd. m³.

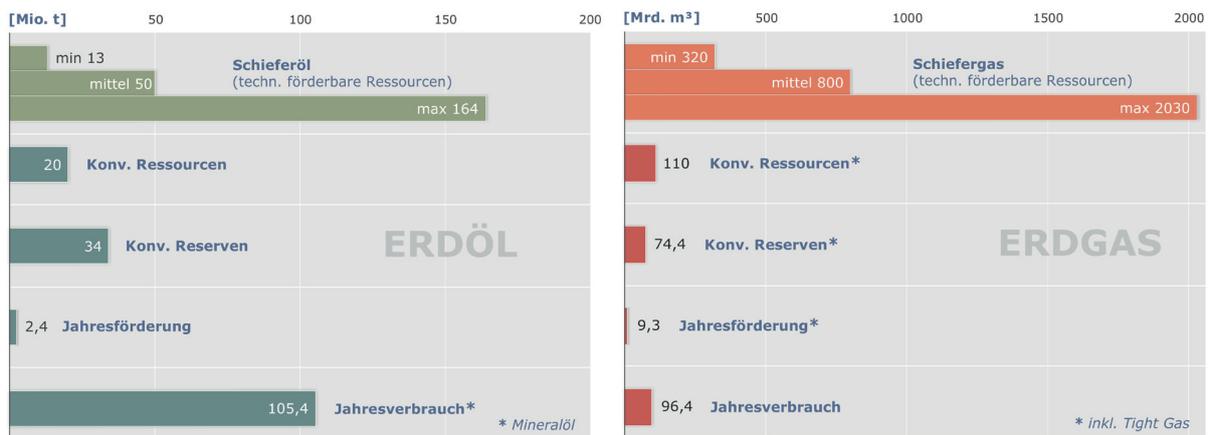


Abbildung 36: Schieferöl- und Schiefergasressourcen in der Tiefenlage 1.000 bis 5.000 m; konventionelle Erdöl- und Erdgasressourcen und Reserven, Förderung und Verbrauch in 2015.

Die Schieferölressourcen Deutschlands sind die fünftgrößten in Europa, die insgesamt rund 2 Mrd. t betragen. Im internationalen Vergleich liegt Deutschland bei den Schieferölressourcen an 35. Stelle (Abb. 37). Auffallend ist die herausragende Stellung von der Russischen Föderation und den USA gefolgt von China, Argentinien und Libyen, deren Potenzial allerdings nur noch halb so groß ist. Einschränkend muss darauf hingewiesen werden, dass die weltweiten Abschätzungen noch nicht abgeschlossen beziehungsweise eine Reihe von Regionen noch nicht bewertet wurde.

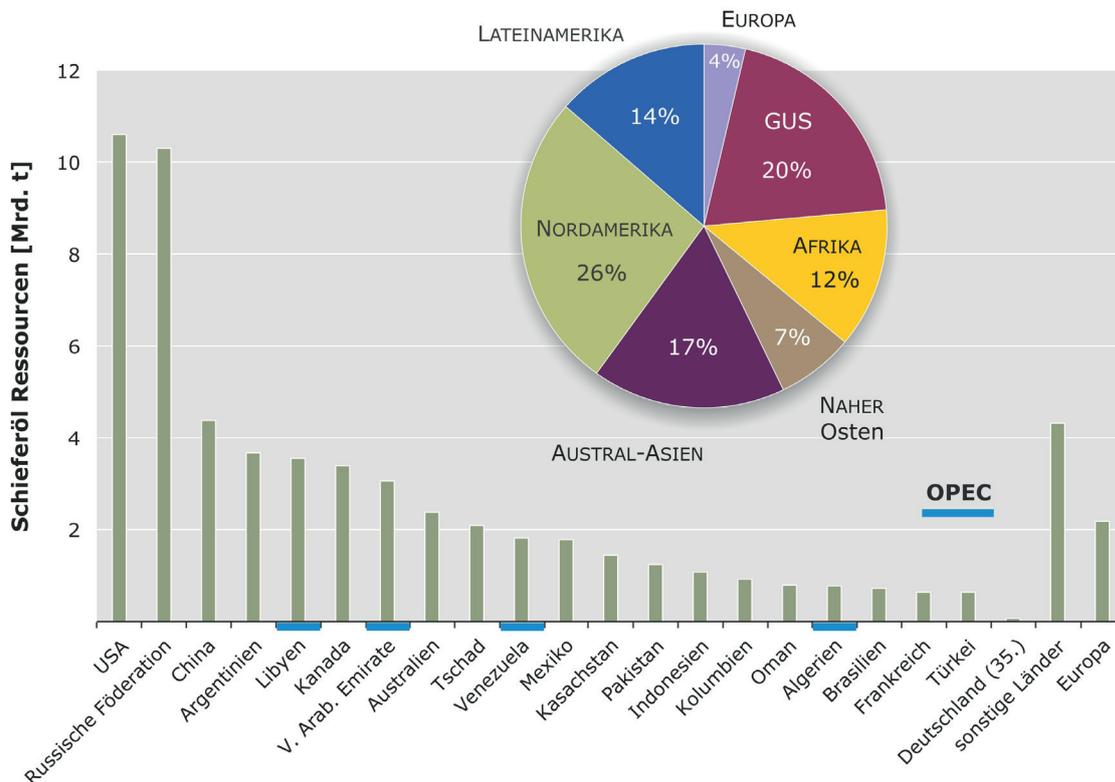


Abbildung 37: Schieferölressourcen der Top 20-Länder und Deutschland sowie Verteilung nach Regionen.

Die Schiefergasressourcen sind im europäischen Vergleich nach Frankreich, Spanien und Rumänien die viertgrößten. Die für Europa insgesamt ausgewiesenen Schiefergasressourcen belaufen sich derzeit auf 12,6 Bill. m³ und stellen damit über die Hälfte der europäischen Erdgasressourcen. Im internationalen Vergleich finden sich die Schiefergasressourcen in Deutschland weit hinter den Ressourcen Chinas, Argentinien, Algeriens und der USA an 30. Stelle (Abb. 38). Im Vergleich zu den Schieferölressourcen sind die Schiefergasressourcen gleichmäßiger und über eine größere Anzahl von Ländern verteilt. Noch bestehen aber auch hier erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Mengenabschätzungen.

Die Abschätzungen der technisch förderbaren Ressourcen zeigen einerseits, dass vor allem Schiefergas eine bedeutende Ressource in Deutschland darstellt; dazu kommt ein begrenztes Potenzial an Schieferöl. Andererseits sind weder ein Schiefergas- noch ein Schieferölboom wie in Nordamerika zu erwarten. Die Gewinnung von Schiefergas in Deutschland könnte aber die rückläufige Erdgasförderung in Deutschland kompensieren helfen und damit dazu beitragen, die zunehmende Abhängigkeit von Erdgasimporten zu dämpfen.

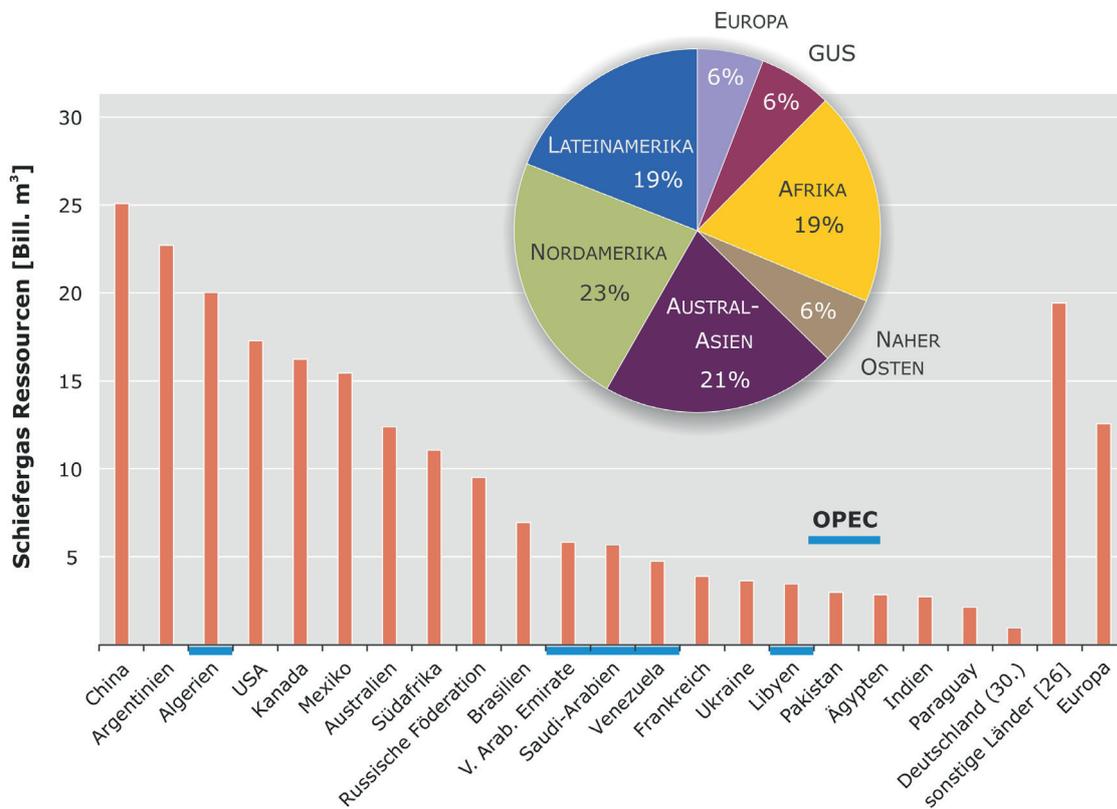


Abbildung 38: Schiefergasressourcen der Top 20-Länder und Deutschland sowie Verteilung nach Regionen.

Umweltaspekte „Fracking“

Zur Erschließung von Schiefergasvorkommen ist der Einsatz der hydraulischen Stimulation („Fracking“) erforderlich. Das Verfahren ist wegen der in der Diskussion stehenden Umweltauswirkungen, insbesondere mit Blick auf den Grund- und Trinkwasserschutz als auch der Entsorgung und den Umgang mit anfallenden Lagerstättenwässern und das Auftreten spürbarer seismischer Ereignisse, in der Öffentlichkeit umstritten. Da Schiefergas und Schieferöl flächenhaft im Untergrund vorkommen und die Gesteine nur sehr geringe Durchlässigkeit aufweisen, erfordert ihre Erschließung zudem ein Mehrfaches an Bohrungen mit multiplen hydraulischen Stimulationen gegenüber der Erschließung konventioneller Lagerstätten. Daher sind Aspekte wie Wasserbedarf, Flächenbedarf, Auswirkungen auf das Landschaftsbild, der Schwerlastverkehr, Luftschadstoffemissionen und die Treibhausgasbilanz ebenfalls Gegenstand der Diskussion um die Umweltauswirkungen bei einer Nutzung dieser Vorkommen.

Im Rahmen der NiKo-Studie hat die BGR daher geowissenschaftliche Untersuchungen und numerische Modellierungen über die Vorgänge bei der hydraulischen Stimulation im Untergrund vorgenommen, um mögliche Gefährdungen für das oberflächennahe nutzbare Grundwasser und hinsichtlich möglicher induzierter Erdbeben zu bewerten. Als Modellszenario wurde ein hypothetisches Schiefergasvorkommen im Posidonienschiefer in Norddeutschen Becken zugrunde gelegt, also der Formation und dem Becken mit den größten Ressourcen in Deutschland. Die so ermittelten Ergebnisse können somit für eine Bewertung der potenziellen Umweltrisiken im Vorfeld von Erprobungsvorhaben mit herangezogen werden.

Zum einen wurden mögliche Aufstiegsprozesse von injizierten Fluiden aus dem geologischen Untergrund numerisch simuliert. Danach konnte selbst bei Langzeitszenarien auch bei Vorhandensein von bevorzugten natürlichen Transportpfaden (Störungszonen, offene Klüfte) kein Aufstieg bis in die oberflächennahen Grundwasserleiter festgestellt werden. Zum anderen wurden die bei der hydraulischen Stimulation künstlich geschaffenen Risse modelliert. Dabei konnte gezeigt werden, dass das Risswachstum über die Injektionsparameter – vor allem dem injizierten Fluidvolumen – gesteuert wird und für das verwendete Szenario im Mittel die Risshöhen 50 m betragen. Ein ausreichender Sicherheitsabstand zu den nutzbaren grundwasserführenden Schichten kann demnach eingehalten werden.

Darüber hinaus haben die an der BGR durchgeführten numerischen Modellierungen der induzierten Seismizität bei den Fracking-Maßnahmen gezeigt, dass maximale Moment-Magnituden von M_w 0,5 auftreten. Diese induzierten seismischen Ereignisse bleiben somit an der Erdoberfläche unterhalb der für Menschen spürbaren Grenze. Für eine Überprüfung dieser numerischen Ergebnisse wurde die räumlich-zeitliche Korrelation zwischen bereits vorwiegend in Tight Gas Lagerstätten erfolgten Fracking-Maßnahmen (327) und spürbaren Erdbeben in Niedersachsen untersucht. Dabei zeigte sich, dass keine spürbaren Erdbeben (Lokalmagnitude oberhalb M_L 2,0) durch die hydraulischen Stimulationen verursacht wurden. Für große Bereiche Deutschlands, in denen wie im Norddeutschen Becken eine geringe natürliche Erdbebengefährdung besteht, sind durch Fracking verursachte, spürbare Erdbeben daher wenig wahrscheinlich.

Als Fazit der Studie ergibt sich, dass potenzielle Kontaminationspfade im Zusammenhang mit der eigentlichen Fracking-Maßnahme im tieferen Untergrund auch langfristig als unwahrscheinlich anzusehen sind. Durch detaillierte standortbezogene Untersuchungen können Stimulationsmaßnahmen so geplant werden, dass ein unkontrolliertes Entweichen der Fluide in genutzte Grundwasserleiter mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Damit wird, wie in einer Vielzahl nationaler und internationaler Studien bereits festgestellt (z. B. EPA 2015), bestätigt, dass Aktivitäten an der Geländeoberfläche das wesentliche Risiko für Kontaminationen des nutzbaren Grundwassers darstellen, gefolgt von mangelnder Bohrlochintegrität. Eine weitere Fortentwicklung des technischen Monitorings der Bohrlochintegrität und der sicheren Verwahrung von Altbohrungen wird eine der zukünftigen Herausforderungen sein. „Baseline“-Monitoring für die Bewertung und Beurteilung von Veränderungen gegenüber dem Ausgangszustand kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Aus geowissenschaftlicher Sicht kann grundsätzlich, unter Einhaltung der gesetzlichen Regelungen und der erforderlichen technischen Standards sowie der erforderlichen Standort-bezogenen Voruntersuchungen der Einsatz der Fracking-Technologie kontrolliert und sicher erfolgen.

Ausblick

Deutschland verfügt über bedeutende Schiefergasressourcen, bei deren Erkundung man erst am Anfang steht. Eine Erschließung der Vorkommen wäre schon aus technischer Sicht nicht kurzfristig möglich, sondern könnte nur schrittweise erfolgen und würde sich über Jahrzehnte hinziehen. Allerdings steht nach den neuen gesetzlichen Vorschriften einer weiteren Erkundung und Förderung von Schiefergas und Schieferöl in Deutschland das Verbot des Einsatzes des Fracking-Verfahrens in derartigen Vorkommen entgegen. Ob die vom Gesetzgeber ermöglichten Erprobungsmaßnahmen zu Forschungszwecken – insbesondere der Umweltauswirkungen – realisiert werden, ist offen. Zahlreiche Landesregierungen haben sich bereits gegen Pilotprojekte in ihrem Zuständigkeits-

bereich ausgesprochen. Dies wäre allerdings für eine Anpassung des Fracking-Verfahrens beim Einsatz in Schiefergas-Vorkommen unter hiesigen Verhältnissen und der Weiterentwicklung der Umweltstandards, wie etwa der Monitoring-Maßnahmen, erforderlich.

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist jedwede Nutzung der Schiefergasvorkommen in Deutschland auf absehbare Zeit wenig wahrscheinlich. Ohne diese Option jedoch erscheint ein weiterer Rückgang der inländischen Erdgasförderung bei steigender Importabhängigkeit unvermeidlich.

4.3 Energiespeicher im Untergrund für die Energiewende

Mit der Energiewende hat sich Deutschland entschieden, seine Energieversorgung grundlegend umzustellen. Der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und der Weg hin zu erneuerbaren Energien und weg von fossilen Energieträgern sollen den Übergang in eine sichere, umweltverträgliche und wirtschaftlich erfolgreiche Zukunft sichern (BMWi 2015). Die Energiewende soll damit zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen, entsprechend einer Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050. Bis zur Mitte dieses Jahrhunderts soll die Stromversorgung zu 80 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll 60% erreichen (Bundesregierung 2010).

Quantitative Ziele der Energiewende (Treibhausgasemissionen, sowie Erneuerbare Energien ohne Verkehrsbereich) und aktueller Status (2015). Quelle: BMWi 2015, 2016 (* Zahl aus dem Jahr 2014, ** Wärme + Kälte)

	2015	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (THG)					
THG gegenüber 1990	-27 %	Mindestens -40 %	Mindestens -55 %	Mindestens -70 %	Mindestens -80 bis -95 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	13,5 %*	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	32,6 %	Mindestens 35 %	Mindestens 50 %	Mindestens 65 %	Mindestens 80 %
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %**	14 %			

Getragen werden die erneuerbaren Energien in Deutschland im Wesentlichen durch die fluktuierenden Energieträger Windkraft und Solarenergie. Bei einem starken Ausbau fluktuierender Stromerzeuger wird es zukünftig in wachsendem Maße Zeiträume geben, in denen entweder bei ungünstigen Wetterlagen wenig Strom produziert oder bei günstigen Wetterlagen sehr viel mehr Strom erzeugt wird, als Netze aufnehmen und verteilen bzw. Verbraucher nutzen können. Selbst gut ausgebaute, „intelligente“ Stromnetze werden diese Schwankungen über Regionen und Grenzen hinweg nicht immer ausgleichen können. Hier können Speicher von Energie und Energieträgern dazu beitragen, einen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch sowie eine Bevorratung größerer Energieüberschüsse über längere Zeiträume hinweg zu gewährleisten. Der Umwandlung von beispielsweise Strom aus erneuerbaren Energien in Methan (CH₄) oder Wasserstoff (H₂) werden große Entwicklungspotenziale zugeschrieben, begründet durch die Möglichkeit zur direkten Nutzung sowie zur langfristigen Speicherung (SRU 2013).

Die Höhe des zukünftigen Speicherbedarfs hängt von verschiedenen Faktoren ab und kann derzeit nur abgeschätzt werden. Einen guten Überblick über die Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf liefert die Metastudie „Energiespeicher“ des Fraunhofer-Instituts (Fraunhofer UMSICHT & Fraunhofer IWES 2014). Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung geht bei einem Anteil von mehr als 70 % erneuerbarer Energien im Strommix von einem erheblichem Speicherbedarf aus, dessen Höhe von Rahmenbedingungen wie z. B. der Zusammensetzung des Stromerzeugungssystems sowie dem Netzausbau abhängt (Schill et al. 2015). Bei einer vollständigen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien ergeben Simulationen einen Bedarf von 34 GW Stromspeicherleistung. Konventionelle Pumpspeicherkraftwerke werden diesen Bedarf nicht decken können (Zfes 2012). Für die Umsetzung der Energiewende sind daher die Entwicklung und der Ausbau neuer Speichertechnologien erforderlich.

Energiespeicher im geologischen Untergrund

Für die Speicherung größerer Energiemengen bietet der geologische Untergrund mit (1) künstlich angelegten Salzkavernen und (2) natürlichen Porenspeichern zwei verschiedene Speicheroptionen. Gasspeicher spielen in Deutschland bereits seit den 1960er Jahren eine wichtige Rolle für die saisonale Speicherung von Erdgas. Ende 2015 befinden sich 51 Gasspeicheranlagen, davon 20 Porenspeicher, sowie 31 Kavernenspeichern mit insgesamt 260 Einzelkavernen, in Betrieb. Zur Bevorratung von Rohöl, Mineralölprodukten und Flüssiggas werden 103 Einzelkavernenspeicher betrieben (LBEG 2016). Durch die Energiewende ergeben sich neue Einsatzgebiete wie beispielsweise der Speicherung von Druckluft und Wasserstoff. Auf die Speicherung dieser beiden Energieträger in Kavernen- und Porenspeichern wird im Folgenden näher eingegangen.

Kavernenspeicher

Bei Kavernenspeichern handelt es sich um künstlich geschaffene Hohlräume in Salzformationen, die durch kontrolliertes Auflösen des Salzes mit Wasser (sogenannter Solung) geschaffen werden. Die so erzeugten Kavernen besitzen typischerweise ein Volumen von mehreren 100.000 m³ (Gillhaus & Horvath 2008). Salz bietet aufgrund seiner sehr geringen Durchlässigkeit hervorragende Bedingungen für die Speicherung flüssiger und gasförmiger Energieträger. Voraussetzung für die Errichtung von Kavernen sind eine ausreichende Mächtigkeit und Güte der Salzformation und die Möglichkeit zur umweltverträglichen Ableitung oder Nutzung der anfallenden Sole. Gegenüber Porenspeichern bieten Kavernen den Vorteil einer schnelleren Ein- und Ausspeisung des Speichergutes. Dadurch sind sie sowohl für kurzfristige Spitzenlastabdeckung als auch für eine mittel- und langfristige Speicherung geeignet.

Größere Salzvorkommen befinden sich vor allem in Norddeutschland. Hier sind aus ursprünglich flach lagernden Salzformationen durch Salzaufstiegsbewegungen in den letzten 250 Mio. Jahren mächtige Salzstrukturen entstanden (Abb. 39). Sie zeigen eine große Formenvielfalt. Neben einfachen und relativ flachen Aufwölbungsstrukturen, den sogenannten Salzkissen, sind insbesondere Salzdiapire von Bedeutung. Sie haben ihr Deckgebirge durchbrochen, sind zum Teil bis nahe an die Erdoberfläche aufgestiegen und können mächtige Salzzakkumulationen von bis zu 7.000 m Mächtigkeit bilden.

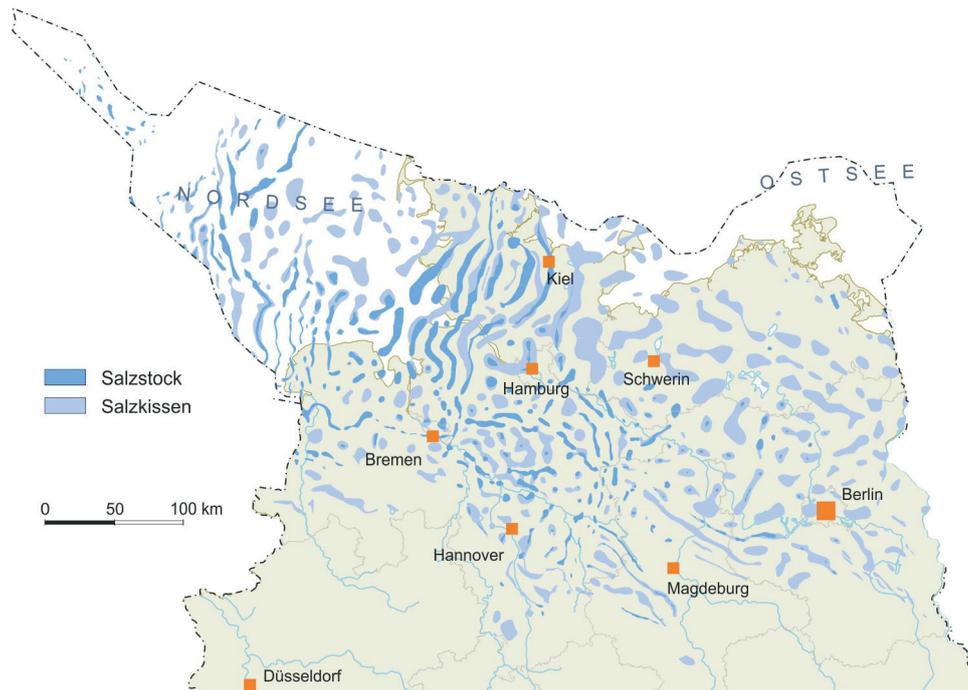


Abbildung 39: Verbreitung von Salzstrukturen in Norddeutschland (BGR 2008).

Das Potenzial für Kavernenspeicher in Salzstrukturen in Deutschland ist groß. Die im Projekt In-SpEE (Informationssystem Salzstrukturen – Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien, BGR et al. 2016) ermittelten Energiespeicherpotenziale in Norddeutschen Salzstrukturen betragen unter Anwendung von spezifischen Kriterien (Mindestfläche, Mindestmächtigkeit, maximale Teufe, Salzqualität) sowie der Berücksichtigung einer bestehenden oder zukünftigen Nutzungskonkurrenz durch Bergbau und Bebauung für Druckluft rund 4,5 TWh. Für Wasserstoff ergibt sich nicht zuletzt aufgrund der höheren Energiedichte ein wesentlich größeres Potenzial von insgesamt etwa 1.614 TWh (Zander-Schiebenhöfer et al. 2015).

Die Speicherung regenerativer Energien in Form von Druckluft (Compressed Air Energy Storage – CAES) wird bereits in Projekten erprobt beziehungsweise schon industriell praktiziert. Derzeit befinden sich weltweit zwei große Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb, eines davon in Deutschland. Im niedersächsischen Huntorf ist seit 1978 eine 330-MW-Anlage in Betrieb, die mit einem Wirkungsgrad von 42 % arbeitet. Konzepte zur effizienteren adiabaten Druckluftspeicherung (A-CAES) befinden sich derzeit in der Entwicklung. Sie sehen die Zwischenspeicherung eines Großteils der Kompressionswärme vor, um diese bei der Auspeisung wieder zur Erwärmung der Luft zu nutzen.

Die grundsätzliche Machbarkeit der Wasserstoffspeicherung in Kavernen konnte durch den jahrelangen erfolgreichen Betrieb von Speicheranlagen in den USA und Großbritannien nachgewiesen werden (Stolzenburg 2014). In Deutschland gibt es noch kein Demonstrationsprojekt zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff. Die notwendigen hohen Sicherheitsanforderungen für

Wasserstoff machen weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten unabdingbar. So ist insbesondere die Dichtheit der Einzelkomponenten und ihrer Kontaktflächen gegenüber Wasserstoff in weiterführenden Forschungen nachzuweisen (Stolzenburg 2014).

Unabhängig von der Art ihrer Nutzung können der Bau und der Betrieb von Kavernenspeichern an der Geländeoberfläche zu Senkungen führen. Unter Umständen kann es zu Schäden an den dort befindlichen baulichen Anlagen sowie im Extremfall zu Änderungen der hydrologischen Verhältnisse kommen. Um Bergschäden aus dem Kavernenbau zu vermeiden und Schutzmaßnahmen effektiv zu planen, sind zuverlässige Prognosen der zu erwartenden horizontalen Verschiebungen von entscheidender Bedeutung. Die BGR führt seit Jahren diesbezügliche Prognosen über Kavernfelder für nationale und internationale Auftraggeber durch.

Porenspeicher

Porenspeicher bestehen aus gut durchlässigen, porösen oder klüftigen Gesteinen. Während bei Kavernen die Dichtheit des Speichers auf den petrographischen Eigenschaften von Salz basiert, bedürfen poröse Gesteine einer vollständigen Abdichtung durch Barrieregesteine, wie beispielsweise Ton, Tonstein oder Salz. Speicherformationen sollten als Fallen ausgebildet sein. Man unterscheidet strukturelle, tektonische oder stratigraphische Fallen, bei denen sich ein Medium im Speichergestein ansammelt und ein Entweichen durch die Struktur, durch Störungen oder Flanken von Salzstöcken oder durch den Wechsel der gesteinsphysikalischen Eigenschaften (Fazieswechsel) verhindert wird. Typische poröse Gesteinsschichten sind Sole-führende Sandsteine (salinare Aquifere) sowie Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Diese sind an Fallenstrukturen gebunden und lassen sich nach ihrer Ausföderung für die Speicherung von Gasen nutzen.

In Deutschland werden Porenspeicher seit Jahrzehnten für die Speicherung von Erdgas zur saisonalen Grundlastabdeckung genutzt. Im Jahr 2015 waren 20 Porenspeicher, davon acht in salinaren Aquifere, mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 9.784 Mio. m³ (V_n) in Betrieb (LBEG 2016). Beim Einspeichern von Gas wird in den Porenräumen vorhandenes Wasser verdrängt und so eine künstliche Gaslagerstätte geschaffen. Bei späterer Entnahme drückt das zuvor verdrängte Wasser das Speichergas zurück zu den Bohrungen.

Für die Speicherung von Wasserstoff sind Porenspeicher nach heutigem Kenntnisstand weniger gut geeignet. Aufgrund der Reaktivität und Diffusivität von Wasserstoff muss mit erhöhten chemischen Reaktionen und daher mit einem Verlust von eingespeichertem Wasserstoff gerechnet werden. Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern wurde weltweit bislang nicht realisiert (EFZN 2013). Im Falle von Druckluft muss überprüft werden, inwieweit der Sauerstoff der Luft mit dem Gestein und mit Mikroorganismen im Gestein reagiert, weil diese Reaktion zu einer Verringerung des Sauerstoffgehaltes oder zur Blockierung von Porenraum im Porenspeicher führen könnte (ESA 2015).

Das deutschlandweite Speicherpotenzial von Porenspeichern wurde bislang noch nicht abgeschätzt. Speicher- und Barrieregesteine, die für eine Untergrundspeicherung grundsätzlich geeignet sind, kommen nur in den wenig deformierten und nicht metamorph überprägten Ablagerungen der großen Sedimentbecken vor (Abb. 40). Das größte Sedimentbecken ist das Norddeutsche Becken mit einer maximalen Sedimentmächtigkeit von über 10 km und einer Ausdehnung über den gesamten norddeutschen Raum (Müller & Reinhold 2011). Vergleichbare Ablagerungen sind

im Molassebecken der Alpen, im Oberrheingraben und im Thüringer Becken vorhanden. Neben Verbreitung und Mächtigkeit bestimmen nutzbare Porosität und Permeabilität die Qualität eines Aquifers beziehungsweise dessen mögliche Eignung als Porenspeicher für Gase. Die Kenntnisse über regionale Ablagerungsbedingungen und die geologische Entwicklung sind essentiell für die Abschätzung speicherrelevanter Eigenschaften.

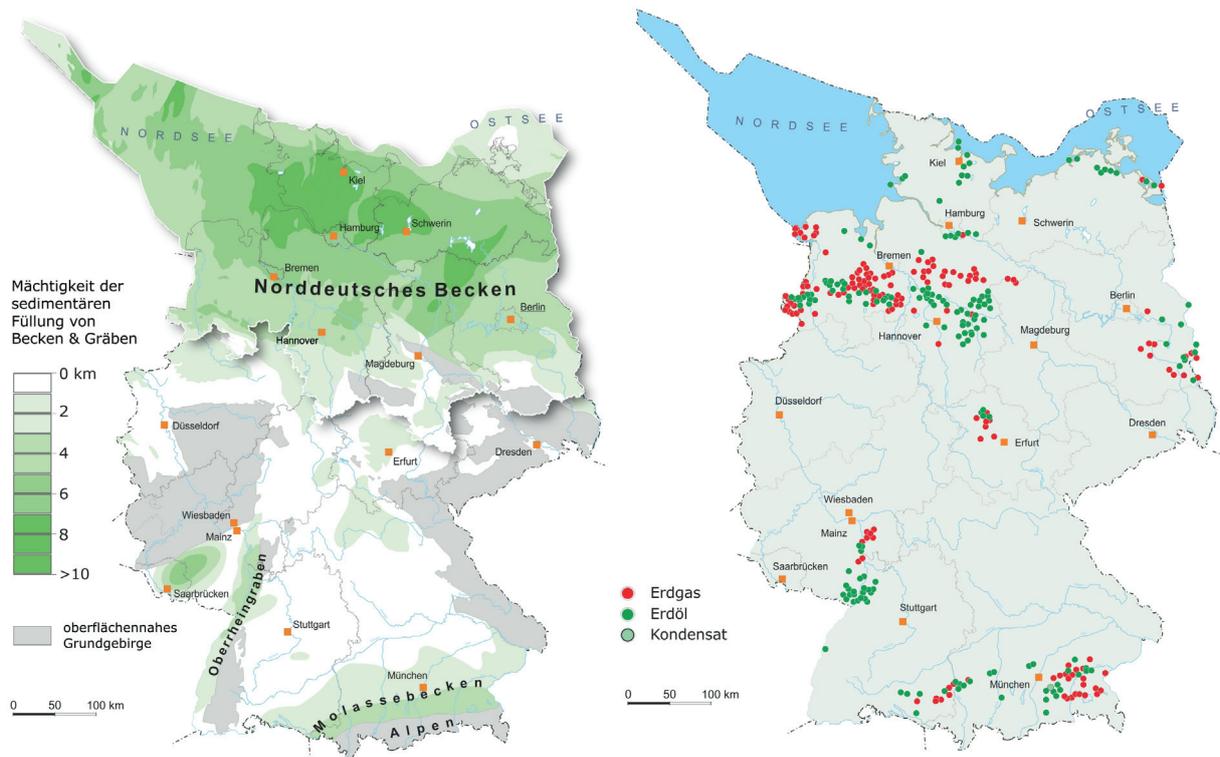


Abbildung 40: Verteilung von Sedimentbecken und Gräben in Deutschland sowie des Grundgebirges (linke Abbildung). Lage der Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland (Müller & Reinhold 2011) (rechte Abbildung).

Hinweise auf die Größe der Speicherkapazitäten liefern Abschätzungen, die Geowissenschaftler der BGR für Kohlendioxid in salinaren Aquiferen und Erdöl- und Gaslagerstätten durchgeführt haben. Die Speicherkapazität lässt sich für Erdöl- und Gasfelder anhand der geförderten Mengen an Erdgas und Erdöl ermitteln. Sie beträgt für Erdgasfelder annähernd 2,8 Gt und für Erdölfelder inklusive bekannter Reserven 150 Mio. t (May et al. 2009). Die Ermittlung von Speicherkapazitäten für salinare Aquifere gestaltet sich aufgrund der geringeren Informationsdichte schwierig. Kapazitätsabschätzungen für Kohlendioxid (CO_2) liegen zwischen 6,3 und 12,8 (Medianwert 9,3) Gt CO_2 unter Einbindung von 75 % der Fläche des Norddeutschen Beckens, des Oberrheingrabens und des Molassebeckens (Knopf et al. 2010). Prinzipiell sind die für die CO_2 -Speicherung in salinaren Aquiferen ermittelten Potenziale auf die Speicherung von Methan übertragbar. Berücksichtigte man die Möglichkeit, Methan in Aquifere mit einer geringeren Tiefenlage als für die Lagerung von Kohlendioxid erforderlich ist, einspeichern zu können, wären die potenziell verfügbaren Hohlraumvolumina höher anzusetzen (Obst 2008).

Eingeschränkt wird dieses große Speicherpotential in Porenspeichern durch konkurrierende Nutzungsansprüche. Salinare Aquifere sind nicht nur als Energiespeicher geeignet, sie können auch zur geothermischen Nutzung von Wärme und, bei geeigneten Temperaturbereichen, zur Erzeugung von Strom dienen. Die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten genauer zu bestimmen, mögliche Nutzungskonflikte aber auch -synergien abzuschätzen, ist für die Fortsetzung der Energiewende unabdingbar. Bei fortschreitender Dekarbonisierung des Energiesektors wird der tiefe Untergrund mit seinen salinaren Aquifere vielfältigeren Anforderungen unterliegen. Da die Eigenschaften des Untergrundes räumlich stark variieren und auch technisch nur geringfügig beeinflussbar sind, ist die Kenntnis über Aufbau und Charakteristika der geologischen Strukturen eine essentielle Voraussetzung für die sinnvolle und optimale Nutzung der begrenzten Ressourcen des unterirdischen Raumes.

Fazit

Die seit Jahrzehnten erfolgreich praktizierte Speicherung von Erdgas im geologischen Untergrund zeigt, dass in untätigen Speicherräumen, wie Salzkavernen und Porenspeichern, große Mengen gasförmiger Speichermedien langfristig sicher bevorratet werden können. Bei der Umstellung auf andere Speichermedien wie Druckluft, Wasserstoff oder synthetisches Erdgas, wird man von der jahrelangen praktischen Erfahrung ebenso profitieren können wie von der bestehenden Infrastruktur. Der geologische Untergrund kann daher eine zentrale Rolle als Energiespeicher im Rahmen der Energiewende einnehmen. Poren- und Kavernenspeicher bieten die Möglichkeit sowohl der kurz- als auch der langfristigen Energiespeicherung. Die Potenziale sind groß, müssen jedoch im Detail unter Berücksichtigung möglicher Nutzungskonkurrenzen noch genauer untersucht werden.

5 ZUKÜNFTIGE VERFÜGBARKEIT FOSSILER ENERGIEROHSTOFFE UND TIEFER GEOTHERMIE

5.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf

Die globale Energieversorgung unterliegt einem fortlaufenden Wandel. Erneuerbare Energien sind dabei schon jetzt ein integraler Bestandteil der weltweiten Energieversorgung, und bereits heute gibt es Länder, die den überwiegenden Teil ihres Energiebedarfs aus regenerativen Quellen decken können. Aus dem globalen Blickwinkel betrachtet handelt es sich dabei noch um Sonderfälle, beispielsweise aufgrund spezifischer geologischer Bedingungen, wie sie etwa auf Island zu finden sind. Der weitaus überwiegende Teil der Länder wird, trotz zum Teil intensiver und ambitionierter Bemühungen, den Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen, noch für Jahrzehnte seine Energieversorgung teilweise, wenn nicht überwiegend aus fossilen Quellen und der Kernenergie decken müssen. Viele Industriestaaten und insbesondere Entwicklungs- und Schwellenländer mit absehbar steigendem Energiebedarf setzen daher für ihren zukünftigen Energiemix neben Sonne, Wind und Erdwärme vorerst weiterhin auf Erdöl, Erdgas Kohle und Kernenergie. Von grundlegender Bedeutung für einen nur langfristig umsetzbaren Übergang in ein kohlenstoffarmes Energiesystem ist daher, dass fossile Energieträger auch künftig in dem Maße bereitgestellt werden können, wie sie tatsächlich noch benötigt werden.

Mit der vorliegenden Studie werden die weltweiten Kapazitäten und Potenziale der Energieerzeugung und von Energierohstoffen analysiert. Der Schwerpunkt liegt weiterhin auf der Darstellung der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe. Welche Mengen davon zukünftig abgebaut und verbraucht werden, ist von vielen Faktoren abhängig und nur bedingt vorhersagbar. Als Basis für den langfristigen Vergleich von Angebot und Nachfrage kann der projizierte Verbrauch dieser Energieträger bis zum Jahr 2040 nach dem New Policies Scenario der IEA (2016b) genutzt werden (Abb. 41). Danach ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus rohstoffgeologischer Sicht komfortable 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. Insbesondere sticht die Kohle hierbei mit einem weit über den Bedarf hinausgehenden Angebot hervor. Umfangreiche Ressourcen (im Vergleich zu Reserven) weisen darauf hin, dass noch große und bislang nicht ausgeschöpfte Potenziale bestehen, die in wirtschaftlich gewinnbare Vorräte überführt werden könnten. Insbesondere nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffvorkommen tragen zu einer derzeit vergleichsweise entspannten Angebotssituation bei. Die Ressourcenzahlen enthalten jedoch auch Angaben zu bislang noch nicht wirtschaftlich 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. Außerdem beginnt die Produktion aus technischen Gründen bereits zu einem Zeitpunkt abzusinken, zu dem noch große Vorräte vorhanden sind. Nach dem IEA-Szenario wäre bis 2040 etwa die Hälfte der heute ausgewiesenen Erdölreserven verbraucht.

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 Ziele im Rahmen der deutschen Energiewende und des aktuellen Klimaabkommens von Paris, müssen an anderer Stelle gefunden werden.

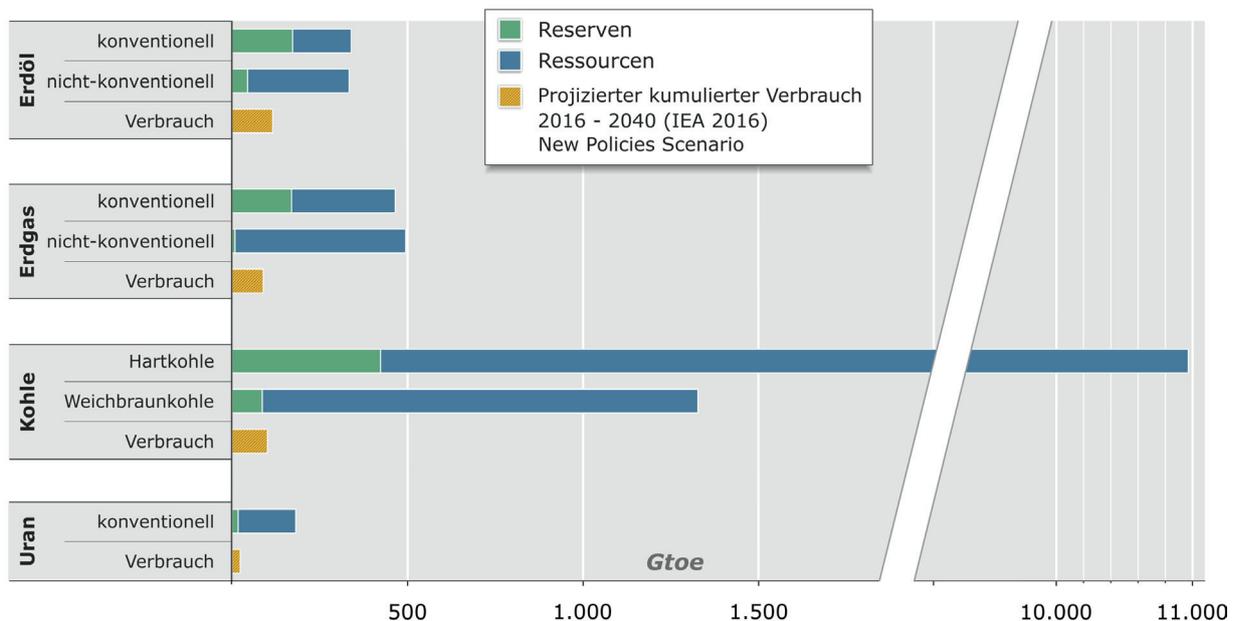


Abbildung 41: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2015.

5.2 Zusammenfassung und Ausblick

Erdöl

Im Jahr 2015 sind die Erdölreserven leicht gesunken, während die Ressourcen gestiegen sind. Für die kommenden Jahre kann aus rohstoffgeologischer Sicht bei einem weiterhin moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Die seit 2014 andauernde Phase der Überversorgung mit Erdöl ist die Ursache für den niedrigen Erdölpreis. Hauptsächlich einzelne förderstarke Länder trugen in den letzten Jahren durch hohe Produktionszuwächse zur Ausweitung der weltweiten Erdölförderung bei. Trotz der zunehmenden Diversifizierung der globalen Erdölproduktion durch steigende Anteile der Förderung aus Ölsand-, Schieferöl- und Schwerstölvorkommen, wird die konventionelle Erdölproduktion weiterhin die tragende Säule der globalen Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen darstellen.

Die Kosteneinsparungen der KW-Industrie haben sich im Jahr 2015 intensiviert und zum Hinausschieben und Streichen vieler Entwicklungsvorhaben vor allem in kostenintensiven Frontiergebieten wie im Tief- und Tiefstwasser und der Arktis, aber auch in zahlreichen nicht-konventionellen

Onshore-Projekten (Schieferöl- und Ölsandvorkommen) geführt. Bei weiterhin niedrigen Erdölpreisen stehen zunehmend sowohl Unternehmen als auch erdölexportierende Staaten vor finanziellen Herausforderungen. Mittelfristig können die Investitionskürzungen der Ölindustrie zu Förderengpässen und Preissteigerungen führen. Die Erdölreserven werden durch ausbleibende Investitionen erst mittel- bis langfristig beeinflusst, da typische Projektentwicklungszeiträume bis zu zehn Jahre in Anspruch nehmen können. Eine unmittelbare Folge der derzeit vergleichsweise niedrigen Erdölpreise ist ein Absinken der US-amerikanischen Schieferölproduktion, da diese aufgrund wesentlich kürzerer Projektrealisationszeiträume schneller auf sich ändernde Marktlagen reagiert.

Erdgas

Erdgas war auch 2015 mit einem Anteil von 23,8 % am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittgrößter Energieträger. Aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials kann die Versorgung der Welt mit diesem Rohstoff selbst bei einem stärker steigenden Bedarf noch über Jahrzehnte gewährleistet werden. Obwohl die Reserven insgesamt erneut zurückgingen, konnten fast zwei Drittel der Förderung durch Reserven-Zugewinne ausgeglichen werden. Insgesamt hat der globale Erdgashandel 2015 wieder zugenommen. Die engere Anbindung der verschiedenen Erdgasmärkte durch ein großzügiges LNG Angebot hat zu einer globalen Annäherung der Preise beigetragen. In den kommenden Jahren werden dem Markt wachsende Mengen an LNG, insbesondere aus den USA und Australien zur Verfügung stehen und zu mehr Wettbewerb sowie einer entspannten Versorgungslage führen. Deutschland und Europa sind mit einem integrierten und wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven über Pipelines und LNG-Anlandeterminals angeschlossen. Trotz eines Rückganges der Bohraktivitäten erhöhten die USA ihre Schiefergasförderung mit Hilfe von Effizienzsteigerungen und Technologiefortschritten noch bis Anfang 2016. Obwohl die Förderung aufgrund der fortwährend niedrigen Erdgaspreise seitdem zurückgeht, ist zukünftig wieder mit einer Ausweitung der Produktion zu rechnen. Anfang 2016 wurde auch das erste LNG-Export-Terminal der kontinentalen Vereinigten Staaten, Sabine Pass/Texas, in Betrieb genommen. Neben Südamerika und Asien wird auch Europa mit verflüssigtem Erdgas aus der Schiefergasförderung beliefert. Ebenfalls zu Beginn des Jahres 2016 verschifft Australien die erste Ladung von verflüssigtem Kohleflözgas nach Asien.

Kohle

Die globalen Vorräte an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Im Berichtszeitraum verringerte sich nachfragebedingt das zweite Mal in Folge die globale Kohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um rund drei Prozent und belief sich im Jahr 2015 auf rund 7.713 Mt. Erstmals seit 2009 fiel der Hartkohlenweltmarkt geringer als im Vorjahr aus, trotz weiter gefallener Kohlenweltmarktpreise und anhaltend geringer Frachtraten. Die Bedeutung des pazifischen Marktes bleibt mit Blick auf den Anteil an den globalen Kohlenimporten (Asien: 71 %) ungebrochen hoch. China ist der mit Abstand größte Hartkohlenproduzent und -verbraucher und seit 2011 auch der weltgrößte Hartkohlenimporteur, dicht gefolgt von Indien und Japan. Indien dürfte bereits 2016, und damit wesentlich schneller

als bislang prognostiziert, die Vereinigten Staaten als zweitgrößten Kohlenproduzenten ablösen. Dieser Umstand ist aber vorrangig den Produktionskürzungen in den Vereinigten Staaten und nur nachgeordnet der indischen Produktionsausweitung zuzuschreiben. Die 2012 begonnene Konsolidierungsphase im globalen Kohlensektor setzte sich auch im Jahr 2016 fort. Bereits 2015, aber insbesondere 2016 kam es dadurch in China und den Vereinigten Staaten zu massiven Förderrückgängen, die die globale Kohlenförderung 2016 voraussichtlich sieben Prozent geringer als 2015 ausfallen lassen werden. Diese Produktionskürzungen führten seit dem Spätsommer 2016 bereits zu Verknappungen und spürbaren Preiserhöhungen insbesondere im asiatischen Kohlenmarkt. Da aufgrund dessen einige Produzenten bereits ihre Förderung wieder ausweiten wollen, bleibt abzuwarten, ob es sich bei den derzeitigen Preissteigerungen nur um eine kurzfristige Preisspitze oder um einen mittelfristigen Trend handelt.

Kernbrennstoffe

Die globalen Vorräte für Uran sind sehr umfangreich, sodass aus geologischer Sicht in absehbarer Zeit kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten ist. Während in Europa die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken wird, ist vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern der Regionen Asien und des Nahen Ostens mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Auch in Nordamerika, Lateinamerika und Afrika ist ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden zu erwarten. Der Uranmarkt ist weiterhin geprägt von vergleichsweise niedrigen Spotmarktpreisen, die die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage stellen, da diese zunehmend zeit- und kostenintensiver werden. Dennoch konnte durch die Ausweitung des Uranabbaus in einigen wenigen Ländern, die Weltbergwerksförderung um 8 % gegenüber dem Vorjahr wieder gesteigert werden. Bei einem absehbar global steigenden Bedarf ist mittelfristig weiterhin mit Produktionszuwächsen zu rechnen.

Tiefe Geothermie

Trotz der großen Potenziale entwickelt sich die Nutzung der Erdwärme sowohl in Deutschland als auch weltweit nur langsam. Herausforderungen bestehen vor allem im Bereich der geothermischen Stromproduktion aufgrund hoher Fündigkeitsrisikos, langer Planungszeiten und großem Investitionsaufwand (BMWi 2015). Prognosen erwarten für 2018 einen Zuwachs an installierter Leistung auf 50 MW_e in Deutschland (Weber 2016). Auch global verläuft die Entwicklung weniger dynamisch als in den vergangenen Jahren. Zwar ist ein Zuwachs von 2,5 % zu verzeichnen, allerdings hat sich dieser für die installierte Leistung für die Stromproduktion in 2015 gegenüber dem Vorjahr halbiert (von 610 MW_e auf 313 MW_e) und verteilt sich auf nur wenige Länder. Einen Anreiz für den Ausbau der Geothermie könnte das am 4. November in Kraft getretene Klimaabkommen von Paris sein im Zuge dessen eine massive Verringerung der Treibhausgasemissionen in den kommenden Jahrzehnten notwendig wird. Die 28 Mitglieder der „Global Geothermal Alliance“ haben sich für eine Steigerung der geothermischen Stromproduktion um den Faktor fünf und im Wärmesektor um den Faktor zwei bis 2030 ausgesprochen.

Erneuerbare Energien

Auch die „modernen“ Erneuerbaren wie Wind- und Sonnenenergie haben ihr Nischendasein längst hinter sich gelassen und sind eine global etablierte Energieressource. Besonders die Windkraft ist beim Ausbau der erneuerbaren Energien führend. Weltweit gibt es heute rund 1.985 GW installierter Leistung an erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Eine große Herausforderung ist die Diskrepanz zwischen dieser potenziell zur Verfügung stehenden und der tatsächlich erbrachten Leistung, so dass bislang nur rund 14 % des globalen Primärenergieverbrauchs von erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Zukünftig ist mit einem weiteren Ausbau in allen Bereichen der Energieversorgung zu rechnen einhergehend mit der Entwicklung neuer bedeutender Märkte in Afrika, Asien und Lateinamerika. Derzeit haben rund 173 Staaten Ziele zum Ausbau von erneuerbaren Energien formuliert. Das globale finanzielle Investitionsvolumen in erneuerbare Energien hat sich in den vergangenen zehn Jahren von 73 Mrd. USD/a auf über 286 Mrd. USD/a in 2015 erhöht. Dabei sind die Investitionen besonders in Entwicklungs- und Schwellenländern stark gestiegen. Deren Anteil am Gesamtinvestitionsvolumen erhöhte sich auf über 55 % in 2015 und übertraf damit erstmalig das Investitionsvolumen der westlichen Industriestaaten. Investitionen und Ausbau von Kapazitäten werden den Einfluss der erneuerbaren Energien besonders im Stromsektor global weiter steigern, während voraussichtlich der Einfluss im Wärme- und Verkehrssektor mittelfristig eher moderat wachsen wird.

6 LITERATUR

- AGEB (2016): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015 – Jahresbericht. – 42 S.; Berlin, Köln.
<http://www.ag-energiebilanzen.de/20-0-Berichte.html/jahresbericht2015> [11.2016]
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S. & Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – In: ZDGG, 165 (2), 129–144.
- Antics, M., Bertani, R. & Sanner, B. (2016): Summary of EGC 2016 Country update reports on geothermal energy in Europe. Abstract European Geothermal Congress 2016, 19–24 Sept. 2016. – 16 S.; Straßburg, Frankreich.
<http://ubeg.de/Lit/EGC2016%20-%20Keynote%20K1%20-%20Country%20Update%20Reports.pdf> [11.2016]
- BAFA (2016a): Amtliche Mineralöl-daten.
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/amtliche_mineraloeldaten/index.html [11.2016]
- (2016b): Erdgas, EnergiINFO, Erdgasimporte Dezember 2015; Eschborn.
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/energieinfo/2015/dezember.html> [11.2016]
- (2016c): Drittländerskohlepreis, Mengen- und Preisübersicht.
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittländerskohlepreis/> [11.2016]
- Baker Hughes (2016): North American Rig Count.
<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reports&other> [11.2016]
- Barclays Research (2016): Global 2016 E&P Spending Outlook.
<http://www.oilandgas360.com/ep-capex-first-double-dip-since-86/> [11.2016]
- BfS (2015): Stilllegung kerntechnischer Anlagen in Europa, Stand: Dezember 2014.
https://doris.bfs.de/jspui/bitstream/urn:nbn:de:0221-2015052612750/3/BfS-SCHR-56-15_L%C3%A4nderberichtStilllegungEuropa_150526.pdf [11.2016]
- BGR (2008): Salzstrukturen Norddeutschlands 1 : 500 000. – 2 S.; Berlin / Hannover.
- (2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (18). – 129 S.; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [11.2016]
- (2015): Energiestudie 2015. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (19). – 172 S.; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [11.2016]
- (2016a): Deutschland – Rohstoffsituation 2015. – 172 S.; Hannover.
- (2016b): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte. – 197 S.; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [11.2016]

- , IGTH & KBB UT (2016c): Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft). Abschlussbericht Verbundprojekt InSpEE. – 346 S.; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/InSpEE_Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [11.2016]
- Birner, J. (2013): Hydrogeologisches Modell des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken. Dissertation Freie Universität Berlin. – 102 S.; Berlin.
http://www.diss.fu-berlin.de/diss/servlets/MCRFileNodeServlet/FUDISS_derivate_000000013647/Birnerxx2013xx-xDissertationxxHydrogeologischesxModellxdesxMalmaquifersx.pdf?hosts= [11.2016]
- BMU (2007): Tiefe Geothermie in Deutschland. – 44 S.; Berlin.
http://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Downloads/BMU_TiefeGeothermie.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [11.2016]
- (2013): Erneuerbare Energie in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. – 112 S.; Berlin.
- BMWi (2015): Die Energiewende gemeinsam zum Erfolg führen. – 27 S.; Berlin.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/die-energiewende-gemeinsam-zum-erfolg-fuehren,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [11.2016]
- (2016a): Steinkohle / Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland.
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/kohle,did=190808.html> [11.2016]
- (2016b): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2015. – 18 S.; Berlin.
- BP (2016): Statistical Review of World Energy. June 2016. – 44 S.; London, UK.
<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> [11.2016]
- Bundesrat (2016): Entwurf eines Gesetzes zu dem Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015. Gesetzentwurf der Bundesregierung Drucksache 427/166 vom 12.08.2016. – 48 S.
<https://www.bundesrat.de/SharedDocs/beratungsvorgaenge/2016/0401-0500/0427-16.html> [11.2016]
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (28.09.2010). – 40 S.
https://www.bundesregierung.de/Content/Archiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [11.2016]
- BVEG (2016): Statistischer Jahresbericht 2015. – 20 S.; Hannover.
<http://www.bveg.de/content/download/8255/95091/file/Statistischer%20Bericht%202015.pdf> [11.2016]
- China Coal Resource (2015): China 52 coal firms output exceeding 10 mln t in 2014.
<http://en.sxcoal.com/165/132015/DataShow.html> [11.2016]
- (2016a): U.S. coking coal miners slow to increase output.
<http://www.sxcoal.com/news/4548862/info/en> [11.2016]
- (2016b): 2016 China top 50 coal enterprises by revenue and output.
<http://www.sxcoal.com/news/info?lang=en&id=4547204> [11.2016]
- (2016c): China Coal Weekly, Issue 558. – 10. S.

- (2016d): China sees effects of coal capacity cuts, NDRC.
<http://www.sxcoal.com/news/info?lang=en&id=4546122> [11.2016]
- (2016e): China warns of punishment for delaying coal, steel capacity cuts.
<http://en.sxcoal.com/165/149278/DataShow.html> [11.2016]
- DEBRIV (2015): Braunkohle in Deutschland 2015. Profil eines Industriezweiges. – 92 S.; Köln.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf [11.2016]
- DEHSt (2015): Deutsches CDM Handbuch – Leitfaden für Antragsteller. – 74 S.; Berlin.
http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/JI-CDM/JI-CDM_CDM_Handbuch.pdf?__blob=publicationFile
[11.2016]
- DEPI (2016): Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland (Grafik).
http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/Pelletproduktion_und_Inlandsbedarf.jpg [11.2016]
- DIW (2015): DIW Wochenbericht, 48/2015, 82. Jhrg.; Berlin.
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.520576.de/15-48.pdf [11.2016]
- EFZN (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Abschlussbericht FA43/12 (08.03.2013). – 294 S.; Goslar.
<http://www.speicherinitiative.at/assets/Uploads/24-eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit.pdf> [11.2016]
- EIA (2013): Annual Coal Report 2012. Dezember 2013. – 59 S.; Washington, D.C., USA.
<http://www.eia.gov/coal/annual/archive/05842012.pdf> [11.2016]
- (2015): Today in Energy: Coal mine starts continue to decline. 23.09.2015; Washington, D.C., USA.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=23052> [11.2016]
- (2016a): Offshore production nearly 30% of global crude oil output in 2015; Washington, D.C., USA.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492> [11.2016]
- (2016b): Global Petroleum and Liquid Fuels; Washington, D.C., USA.
https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global_oil.cfm [11.2016]
- (2016c): Shale in the United States; Washington, D.C., USA.
https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm [11.2016]
- (2016d): Weekly U.S. field production of Crude Oil; Washington, D.C., USA.
<https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=WCRFPUS2&f=W> [11.2016]
- (2016e): Independent Statistics and Analysis; Washington, D.C., USA.
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27512> [11.2016]
- (2016f): Annual Energy Outlook; Washington, D.C., USA.
https://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm [11.2016]
- (2016g): Annual Coal Report 2015, November 2016. – 59 S.; Washington, D.C., USA.
<http://www.eia.gov/coal/annual/pdf/acr.pdf> [11.2106]

- (2016h): Weekly Coal Production, For the week ended October 22, 2016. Release date: 27.10.2016; Washington, D.C., USA.
<http://www.eia.gov/coal/production/weekly/> [11.2016]
- (2016): Drilling Productivity Report.
<http://www.eia.gov/petroleum/drilling/> [11.2016]
- Enerdata (2016): Global Energy Statistical Yearbook 2016.
<https://yearbook.enerdata.net/world-electricity-production-map-graph-and-data.html> [11.2016]
- E.ON (2016): E.ON Geschäftsbericht 2015; Düsseldorf.
http://www.eon.com/content/dam/eon-com/ueber-uns/publications/EON_Geschaeftsbericht_2015_D.pdf [11.2016]
- EPA (2015): Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources – Executive Summary US Environmental Protection Agency. – 28 S.; Washington, D.C., USA.
https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/hf_es_erd_jun2015.pdf [11.2016]
- (2016): Mercury and Air Toxics Standards; Washington, D.C., USA.
<https://www.epa.gov/mats/regulatory-actions-final-mercury-and-air-toxics-standards-mats-power-plants> [11.2016]
- ESA (2015): Compressed Air Energy Storage (CAES); Washington D.C., USA.
<http://energystorage.org/compressed-air-energy-storage-caes> [11.2016]
- European Union (2016): EURATOM Supply Agency (ESA), ANNUAL REPORT 2015. – 62 S.; Luxemburg, Belgien.
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf> [11.2016]
- Falcone, G., Gnoni, A., Harrison, B. & Alimonti, C. (2013): Classification and reporting requirements for geothermal resources. European Geothermal Congress, 3–7 June 2013. – 9 S.; Pisa, Italien.
- Fraunhofer UMSICHT & Fraunhofer IWES (2014): Metastudie „Energiespeicher“. Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). – 272 S.
<http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2015/Abschlussbericht-Metastudie-Energiespeicher.pdf> [11.2016]
- GEA (2016): 2016 Annual U.S. & global geothermal power production report. – 36 S.
<http://geo-energy.org/reports/2016/2016%20Annual%20US%20Global%20Geothermal%20Power%20Production.pdf> [11.2016]
- Geoscience Australia (2016): Australia’s Identified Mineral Resources, Table 1. Preliminary as at December 2015.
<http://www.ga.gov.au/scientific-topics/minerals/table1> [11.2016]
- Gillhaus, A. & Horvarth, P.-L. (2008): Compilation of geological and geotechnical data of worldwide domal salt deposits and domal salt cavern fields. KBB Underground Technologies GmbH. Forschungsbericht für Solution Mining Research Institute, Clarks Summit, PA, USA.
- GRS (2014): GeoSys Systemanalyse der geothermalen Energieerzeugung. Teil B Ausführliche Ergebnisdokumentation. GRS – 316 (Teil B). – 851 S.
https://www.grs.de/sites/default/files/pdf/grs-316_teilb.pdf [11.2016]

- GVSt (2016): Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2015.
<http://www.gvst.de/site/steinkohle/kennzahlen2015.htm> [11.2016]
- HSR (2016a): Ende der Bergbauära im Helmstedter Revier. Pressemitteilung 04/2016 vom 01.09.2016.
<http://www.helmstedterrevier.de/index.php/aktuelles.html> [11.2016]
- (2016b): Beginn der Sicherheitsbereitschaft im Helmstedter Revier. Pressemitteilung 05/2016 vom 30.09.2016.
<http://www.helmstedterrevier.de/index.php/aktuelles.html> [11.2016]
- IAEA (2011): Technology Roadmap – Geothermal Heat and Power. OECD/IEA. – 52 S.; Paris, Frankreich.
http://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_roadmap.pdf [11.2016]
- (2013): Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future. – 268 S.; Paris, Frankreich.
<https://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf> [11.2016]
- (2015): Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2015 Edition.
- (2016a): IAEA conference „The Prospects for Nuclear Power in the Asia Pacific Region“, 30.08.–01.09.2016; Manila, Philippinen.
<https://www.iaea.org/newscenter/news/asias-prospects-for-nuclear-power-highlighted-at-regional-conference> [11.2016]
- (2016b): Nuclear Power Reactors in the World, 2016 Edition. – 86 S.; Wien, Österreich.
http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS_2-36_web.pdf
- IEA (2011): Technology Roadmap – Geothermal Heat and Power. – 44 S.; Paris, Frankreich.
http://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_roadmap.pdf [11.2016]
- (2013): International Energy Agency, Resources to Reserves 2013; Oil; Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future, 268 S.; Paris, Frankreich.
<https://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/Resources2013.pdf> [11.2016]
- (2015): Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015. – 14 S.; Paris, Frankreich.
<https://www.iaea.org/Textbase/npsum/MTrenew2015sum.pdf> [11.2016]
- (2016a): Coal Information 2016. – 543 S.; Paris, Frankreich.
- (2016b): World Energy Outlook. – 684 S.; Paris, Frankreich.
- (2016c): Electricity Information 2016. – 650 S.; Paris, Frankreich.
- (2016d): Renewables Information 2016, IEA Statistics. – 62 S.; Paris, Frankreich.
http://wds.iaea.org/wds/pdf/Ren_documentation.pdf [11.2016]
- IGU (2016): World LNG Report, LNG 18 Conference & Exhibition Edition; Fornebu, Norwegen.
www.igu.org/download/file/fid/2123 [11.2016]
- IHS Energy (2016): McCloskey Coal Report. – 14-tägiger Newsletter.
<https://www.ihs.com/products/global-coal-news-analysis.html> [11.2016]

- IPCC (2011): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. – 246 S.
https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf [11.2016]
- IRENA (2014): REMap 2030 – A Renewable Energy Roadmap. – 188 S.; Abu Dhabi, VAE.
http://www.irena.org/remap/IRENA_REMap_Report_June_2014.pdf [11.2016].
- Janczik, S. & Kaltschmitt, M. (2016): Nationale und internationale Nutzung der tiefen Geothermie: Statusreport 2016. In: ERDÖL ERDGAS KOHLE 132, Heft 7/8, 302–308.
- Kaltenbach, E. & Maaßen, U. (2016): Braunkohle. – In: BWK, 68(5): 100–111; Düsseldorf.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=bwk_05_2016_sd_braunkohle.pdf [11.2016]
- KfW (2016): Merkblatt Erneuerbare Energien. Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. – 15 S.
[https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf) [11.2016]
- Knopf, S., May, F., Müller, C. & Gerling, J.P. (2010): Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. – In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg., Heft 4, 76–80.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [11.2016]
- LBEG (2016): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2015. – 56 S.; Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/108431/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2015.pdf [11.2016]
- LEAG (2016): LEAG – die neue Lausitzer Energie.
<https://www.leag.de/de/unternehmen/> [11.2016]
- Maaßen, U. & Schiffer, H.-W. (2016): The German lignite industry in 2015 / Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2015. – In: World of mining – surface & underground, 68(3): 147–156; Clausthal-Zellerfeld.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=bk_in_d_2015_wom3_2016.pdf [11.2016]
- May, F., Knopf, S., Müller, C. & Hoth, P. (2009): CO₂ storage options in Germany. – In: M. Grobe, J. Pashin, R. Dodge eds., Carbon dioxide sequestration in geological media – state of the science: AAPG Studies in geology 59, 35–46.
- Müller, C. & Reinhold, K. (Hrg.) (2011): Geologische Charakterisierung tiefliegender Speicher- und Barrierehorizonte in Deutschland – Speicher-Kataster Deutschland. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften SDGG, 74. – 244 S.
- Munich Re (2015): Munich Re versichert Fündigkeitsrisiko für Geothermie-Projekt Akiira in Kenia. Presseerklärung vom 30.07.2015; München.
<https://www.munichre.com/de/media-relations/publications/company-news/2015/2015-07-30-company-news/index.html>. [11.2016]
- NCA (2016): Coal Industry Update – The Path Forward for Coal. – 40 S.; Präsentation vom 23.09.2016; Washington D.C., USA.
<http://www.nationalcoalcouncil.org/NCC-Presentations/2016-09-Coal-Industry-Update-Janet-Gellici.pdf> [11.2016]

- Obst, K. (2008): Möglichkeiten der Untergrundspeicherung für Erdgas und CO₂ im Nordosten Deutschlands. Z. Geol. Wiss., Berlin 36, 4–5, 281–302, 9 Abb., 2 Tab.
- OECD-NEA/IAEA (2014): Uranium 2014: Resources, Production and Demand. NEA No. 7209. – 508 S.; Paris, Frankreich.
<https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf> [11.2016]
- PK Tiefe Geothermie (2007): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem Tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – Arbeitshilfe für geologische Dienste. 08.02.2007. – 25 S.
http://www.infogeo.de/download_pool/tiefe_geothermie_arbeitshilfe_08022007.pdf [11.2016]
- RAG Stiftung (2015): Geschäftsbericht 2014. – 84 S.; Essen.
http://www.rag-stiftung.de/fileadmin/user_upload/rag-stiftung.de/Dokumente/geschaeftsberichte/Annual_Report_2014.pdf [11.2016]
- REN21 (2015): REN21, Renewables 2015 – Global Status Report. – 251 S.; Paris, Frankreich.
http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf [11.2016]
- (2016): REN21, Renewables 2016 – Global Status Report. – 272 S.; Paris, Frankreich.
http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf [11.2016]
- Rybach, L. (2015): Classification of geothermal resources by potential. Geoth. Energ. Sci., 3, 13-17.
<http://www.geoth-energ-sci.net/3/13/2015/gtes-3-13-2015.pdf> [11.2016]
- Schill, W.-P., Diekmann, J. & Zerrahn, A. (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht Nr. 10/2015, 195–205.
https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.497929.de/15-10-1.pdf [11.2016]
- Schröder, H. & Hesshaus, A. (2009): Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen, Abschlussbericht zum BMU-Forschungsvorhaben 0329937A, BGR, Hannover, Tgb. Nr. B3.3 10703/09, Tab. 2.9. – 136 S.; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_Betriebssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [11.2016]
- Scottish Government (2016): UK Carbon Price Floor and Carbon Price Support Mechanism.
<http://www.gov.scot/Topics/Environment/climatechange/ukandeclimatechange/Carbon-Price-Floor> [11.2016]
- Seibt, A. & Thorwart, K. (2011): Untersuchungen zur Gasphase geothermisch genutzter Tiefenwässer und deren Relevanz für den Anlagenbetrieb. Z. Geol. Wiss. 39 (3/4), 261–274, 4 Abb., 4 Tab.
<http://www.zgw-online.de/en/media/261-113.pdf> [11.2016]
- SdK (2016): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft.
<http://www.kohlenstatistik.de/4-0-Download.html> [11.2016]
- SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. SRU Sondergutachten; Berlin.
http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_10_SG_Strommarktdesign_Eckpunktetepapier.pdf?__blob=publicationFile [11.2016]
- Stolzenburg, K. (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht. – 250 S.

- SWM (2016): Ausbauoffensive Erneuerbare Energien: Ökostrom & Ökowärme. SWM – Gestalter der Energiewende. Presse-Information Juni 2016. – 10 S.; München.
<https://www.swm.de/dam/jcr:f3a916e3-a11d-436c-8e59-d24b40a65b6b/ausbauoffensive-erneuerbare-energien-projekte.pdf> [11.2016]
- UN (2010): United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009. ECE Energy Series, 39. – 25 S.; New York (USA) & Genf (Schweiz).
http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009_ES39_e.pdf [11.2016]
- (2016): Report of the Conference of the parties on its twenty-first session, held in Paris from 30.11.-13.12.2015. Dokument FCCC/CP/2015/10/Add.1. – 32 S.
<http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/10.pdf> [11.2016]
- UNECE (2016): UNFC is now applicable to geothermal energy resources. Presseerklärung vom 05.10.2016.
<http://www.unece.org/info/media/presscurrent-press-h/sustainable-energy/2016/unfc-is-now-applicable-to-geothermal-energy-resources/doc.html> [11.2016]
- UNEP (2016): UNEP DTU Partnership. CDM projects by host region.
<http://www.cdmpipeline.org/cdm-projects-region.htm> [11.2016]
- UNFCCC (2015): Paris Agreement. – 27 S.
http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf [11.2016]
- (2016): Status of ratification of the convention.
http://unfccc.int/essential_background/convention/status_of_ratification/items/2631.php [11.2016]
- 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; Wien, Österreich.
<http://www-pub.iaea.org/iaeameetings/cn216Presentations.aspx> [11.2016]
- USGS (2007): Facing tomorrow's challenges – U.S. Geological Survey science in the decade 2007–2017: U.S. Geological Survey Circular 1309. – 70 S.; Reston (Virginia), USA.
<https://pubs.usgs.gov/circ/2007/1309/pdf/C1309.pdf> [11.2016]
- USURA (2016): U.S. Uranium Resource Assessment, U.S. Geological Survey Central Energy Resources Team, Uranium Research Group
<http://energy.usgs.gov/Portals/0/Rooms/uranium/text/UResourceAssessment.pdf> [11.2016]
 and <http://energy.usgs.gov/OtherEnergy/Uranium.aspx> [11.2016]
- van de Loo, K. & Sitte, A.-P. (2016): Steinkohle. – In: BWK, 68(5): 112–118; Düsseldorf.
http://www.gvst.de/dokumente/aktuelles/BA8999%20JUE5%20Steinkohle_VL.PDF [11.2016]
- VDKi (2016a): Marktinformationen / Preise aktuell (für Steinkohlen).
<http://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html> [11.2016]
- (2016b): Jahresbericht 2016. – 118 S.; Hamburg.
http://www.kohlenimporteure.de/aktuelles/jahresbericht-2016.html?file=files/user_upload/jahresberichte/vdKi_jahresbericht_2016_web.pdf [11.2016]

- Weber, J., Ganz, Sanner, B. & Moeck, I. (2016): Geothermal Energy Use, Country Update for Germany, Proceedings to European Geothermal Congress 19.–24.09.2016. – 17 S., Strasbourg, Frankreich.
- WEG (2016): Statistischer Bericht 2015 – Zahlen und Fakten; Hannover.
<http://www.bveg.de/content/search?SearchText=statistischer+bericht+2015> [11.2016]
- White House (2015): The Clean Power Plan.
<https://www.whitehouse.gov/climate-change> [11.2016]
- Wintershall Holding AG (2016): E&P- Kompakt: Libyen 2016. – 4 S.; Kassel.
https://www.wintershall.com/fileadmin/07_Reference_Data/01_Factsheets/01.2_Deutsch/01_Gesamt/Factsheet_Libyen_de.pdf [11.2016]
- WNA (2016a): The Economics of Nuclear Power; London, UK.
<http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> [11.2016]
- (2016b): Military Warheads as a Source of Nuclear Fuel; London, UK.
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Military-Warheads-as-a-Source-of-Nuclear-Fuel/> [11.2016]
- (2016c): World Uranium Mining Production; London, UK.
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/> [11.2016]
- (2016d): World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements 2015; London, UK.
<http://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/world-nuclear-power-reactors-archive/reactor-archive-january-2016.aspx> [11.2016]
- (2016e): Decommissioning Nuclear Facilities; London, UK.
<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Nuclear-Wastes/Decommissioning-Nuclear-Facilities/> [11.2016]
- WNN (2015): Paladin narrows its loss, continues to cut costs, (28.08.2015); London, UK.
<http://www.world-nuclear-news.org/C-Paladin-narrows-its-loss-continues-to-cut-costs-28081501.html> [11.2016]
- Wood Mackenzie (2016): Deferred upstream projects tally reaches 68.
<https://www.woodmac.com/analysis/12530462> [11.2016]
- Zander-Schiebenhöfer, D., Donadei, S., Horvath P., Zapf, D., Staudtmeister, R., Rokahr, B., Fleig, S., Pollok, L., Hölzner, M., Hammer, J., Gast, S., Riesenberger, C. & von Goerne, G. (2015): Bestimmung des Speicherpotenzials Erneuerbarer Energien in den Salzstrukturen Norddeutschlands: Projekt InSpEE. – In: ERDÖL ERDGAS KOHLE 131, Heft 7/8, 289–293.
- Zfes (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung. – 110 S.; Stuttgart.
http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf [11.2016]

ANHANG

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

Tabelle 6: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2015: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell ¹	nicht-konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	83	< 0,5	129	–	606	678	13	1.510	3,9
GUS	781	–	2.404	2	3.282	1.354	214	8.037	20,9
Afrika	734	–	546	–	309	1	83	1.673	4,4
Naher Osten	4.581	–	2.992	–	30	–	–	7.602	19,8
Austral-Asien	240	–	533	86	7.570	1.100	102	9.630	25,1
Nordamerika	355	958	251	234	5.707	384	170	8.058	21,0
Lateinamerika	397	886	294	–	232	43	81	1.933	5,0
Welt	7.171	1.844	7.148	321	17.737	3.560	663	38.443	100,0
OECD	457	958	475	278	8.162	1.745	183	12.259	31,9
EU-28	39	–	57	–	582	478	10	1.166	3,0
OPEC	5.428	886	3.580	–	59	1	–	9.953	25,9

¹ einschließlich Tight Gas

Tabelle 7: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2015: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht-konventionell	konventionell	nicht-konventionell ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	230	94	208	535	12.564	2.958	271	286	17.146	3,2
GUS	1.155	1.027	4.973	1.933	70.292	18.958	1.397	103	99.837	18,5
Afrika	1.214	322	1.351	1.814	6.656	4	842	264	12.467	2,3
Naher Osten	1.254	171	1.607	524	1.008	–	53	–	4.617	0,9
Austral-Asien	1.067	532	1.782	3.339	176.791	12.379	1.930	771	198.590	36,8
Nordamerika	1.082	2.803	1.493	2.794	166.883	17.547	1.981	427	195.009	36,1
Lateinamerika	990	2.870	879	1.560	686	173	395	466	8.019	1,5
Welt	6.993	7.818²	12.293	12.498	438.705³	52.019	6.869	3.178⁴	540.371	100,0
OECD	1.368	3.011	2.113	4.287	220.481	24.013	3.194	1.010	259.476	48,0
EU-28	109	67	118	498	12.524	2.688	270	55	16.330	3,0
OPEC	1.831	2.930	1.756	1.717	1.220	3	18	150	9.625	1,8

¹ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

² ohne Erdöl aus Ölschiefer (4.248 EJ)

³ einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

⁴ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (62 EJ)

Tabelle 8: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2015: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	7,3	9,7	2,7	4,5	0,1	24,4	4,7
GUS	28,2	31,6	11,0	1,2	15,2	87,2	16,7
Afrika	16,6	7,7	6,3	< 0,05	3,8	34,2	6,6
Naher Osten	58,9	23,0	< 0,05	–	–	82,0	15,7
Austral-Asien	16,4	20,3	120,5	3,3	3,9	164,4	31,5
Nordamerika	38,1	36,8	20,4	0,9	7,3	103,4	19,8
Lateinamerika	16,3	6,6	2,5	< 0,05	< 0,05	25,5	4,9
Welt	181,7	135,8	163,4	9,9	30,2	521,1	100,0
OECD	45,8	49,4	34,9	5,0	10,2	145,2	27,9
EU-28	3,1	5,1	2,6	3,6	0,1	14,5	2,8
OPEC	75,3	26,8	0,1	–	–	102,1	19,6

Tabelle 9: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2015: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	27,5	18,9	8,3	4,5	10,0	69,2	13,2
GUS	8,0	24,0	7,7	1,2	3,3	44,2	8,5
Afrika	8,2	4,9	4,6	< 0,05	0,2	17,9	3,4
Naher Osten	17,1	18,5	0,3	–	0,1	36,0	6,9
Austral-Asien	63,0	26,1	122,2	3,3	9,2	223,8	42,8
Nordamerika	43,6	36,6	18,6	0,9	10,4	110,1	21,0
Lateinamerika	14,3	6,3	1,1	< 0,05	0,3	22,0	4,2
Welt	181,9	135,3	162,8	9,9	33,4	523,4	100,0
OECD	86,6	62,6	36,9	4,9	23,9	215,0	41,1
EU-28	24,7	16,6	7,2	3,5	9,8	61,8	11,8
OPEC	19,4	19,7	0,1	–	0,1	39,3	7,5

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Tabelle 10: Deutschland: Rohöllieferländer 2014/2015 [kt]

Land / Gruppe	2014	2015	%	Veränderung 2014 / 2015	%
Russische Föderation	30.025	32.577	35,7	2.552	8,5
Norwegen	15.183	12.455	13,6	-2.728	-18,0
Vereinigtes Königreich	9.727	9.953	10,9	226	2,3
Nigeria	7.119	6.691	7,3	-428	-6,0
Kasachstan	6.777	6.421	7,0	-356	-5,3
Aserbaidshjan	4.132	5.316	5,8	1.184	28,7
Algerien	3.624	3.468	3,8	-156	-4,3
Ägypten	1.487	2.894	3,2	1.407	94,6
Libyen	3.194	2.874	3,1	-320	-10,0
Irak	919	2.392	2,6	1.473	160,3
Saudi-Arabien	1.414	1.195	1,3	-219	-15,5
Dänemark	273	707	0,8	434	159,0
Kolumbien	1.275	668	0,7	-607	-47,6
Mexiko	432	586	0,6	154	35,6
Tunesien	307	422	0,5	115	37,5
Côte d'Ivoire	443	364	0,4	-79	-17,8
Niederlande	626	362	0,4	-264	-42,2
Angola	251	340	0,4	89	35,5
Polen	420	254	0,3	-166	-39,5
Italien	222	219	0,2	-3	-1,4
Kuwait	234	192	0,2	-42	-17,9
Estland	32	175	0,2	143	446,9
Äquatorialguinea	68	163	0,2	95	139,7
USA	0	117	0,1	117	
Venezuela	8	109	0,1	101	1.262,5
Guatemala	109	66	0,1	-43	-39,4
Gabun	0	49	0,1	49	
Lettland	0	15	0,0	15	
Brasilien	704	10	0,0	-694	-98,6
V. Arab. Emirate	0	9	0,0	9	
Frankreich	5	4	0,0	-1	-20,0
Südafrika	0	2	0,0	2	
Albanien	10	0	0,0	-10	-100,0

Fortsetzung Tabelle 10
[kt]

Land / Gruppe	2014	2015	%	Veränderung 2014 / 2015	%
Pakistan	39	0	0,0	-39	-100,0
Belize	5	0	0,0	-5	-100,0
Turkmenistan	158	0	0,0	-158	-100,0
Kamerun	6	0	0,0	-6	-100,0
Trinidad und Tobago	135	0	0,0	-135	-100,0
Georgien	31	0	0,0	-31	-100,0
Einfuhr insgesamt	89.394	91.275	100,0	1.881	2,1
OPEC	16.763	17.270	18,9	507	3,0
Naher Osten	2.567	3.788	4,2	1.221	47,6
Afrika	16.499	17.267	18,9	768	4,7
GUS	41.123	44.314	48,5	3.191	7,8
Europa	26.498	24.144	26,5	-2.354	-8,9

Tabelle 11: Deutschland: Herkunft des verbrauchten Erdgases [Mrd. m³]

Herkunftsland	2014	%	2015	%
Russische Föderation	36,4	34,2	38,8	31,1
Niederlande	26,0	24,4	37,1	29,7
Norwegen	30,2	28,4	37,0	29,6
Sonstige	3,7	3,5	2,6	2,1
Eigenproduktion	10,1	9,5	9,3	7,5
Gesamtaufkommen	106,4	100,0	124,8	100,0
Re-Export	21,4	20,1	31,2	25,0
Speichersaldo	-0,4	-0,3	2,8	2,2
Gesamtverbrauch	84,7	79,5	96,4	77,3

Tabelle 12: Deutschland: Import von Steinkohle (STK) und Steinkohlekoks (STKK) nach Lieferländern [kt]

Land / Gruppe	2011	2012	2013	2014	2015	Veränderung 2014/2015	%
EU	7.025	6.704	8.364	11.024	8.248	-2.776	-25,2
STK	3.524	4.089	5.891	8.817	6.651	-2.166	-24,6
STKK	3.501	2.615	2.473	2.207	1.597	-610	-27,6
Nicht-EU	41.353	41.218	44.502	45.182	49.262	4.080	9,0
STK	40.626	40.858	44.228	44.854	48.894	4.040	9,0
STKK	727	360	274	328	368	40	12,2
Australien	4.280	4.451	4.739	5.673	5.737	64	1,1
STK	4.280	4.451	4.739	5.673	5.737	64	1,1
STKK	0	0	0	0	0	0	
Indonesien	34	0	0	0	53	53	
STK	34	0	0	0	53	53	
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kanada	1.736	1.516	1.214	1.462	1.316	-146	-10,0
STK	1.736	1.516	1.214	1.462	1.316	-146	-10,0
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kolumbien	10.826	9.352	9.999	7.381	9.948	2.567	34,8
STK	10.764	9.319	9.974	7.381	9.948	2.567	34,8
STKK	62	33	25	0	0	0	
Norwegen	857	395	680	435	561	126	29,0
STK	857	395	680	435	561	126	29,0
STKK	0	0	0	0	0	0	
Polen	5.139	3.971	4.325	4.389	4.096	-293	-6,7
STK	2.659	2.406	3.008	2.931	3.098	167	5,7
STKK	2.481	1.565	1.317	1.458	998	-460	-31,6
GUS	11.092	11.546	13.091	13.722	16.724	3.002	21,9
STK	10.731	11.227	12.842	13.495	16.528	3.033	22,5
STKK	361	319	249	227	196	-31	-13,7
Südafrika	2.644	1.972	2.533	5.082	3.400	-1.682	-33,1
STK	2.644	1.972	2.533	5.082	3.400	-1.682	-33,1
STKK	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	360	323	690	659	832	173	26,3
STK	30	7	365	362	566	204	56,4
STKK	330	316	325	297	266	-31	-10,4

Fortsetzung Tabelle 12
[kt]

Land / Gruppe	2011	2012	2013	2014	2015	Veränderung 2014 / 2015	%
USA	8.140	9.809	12.044	11.099	10.913	-186	-1,7
STK	8.140	9.809	12.044	11.099	10.913	-186	-1,7
STKK	0	0	0	0	0	0	
Venezuela	161	112	59	0	0	0	
STK	161	111	59	0	0	0	
STKK	0	1	0	0	0	0	
China	196	11	8	124	91	-33	-26,6
STK	12	9	8	23	16	-7	-30,4
STKK	184	2	0	101	75	-26	-25,7
sonstige nicht-EU Länder	1.389	2.054	135	204	519	315	154,4
STK	1.269	2.049	135	204	422	218	106,9
STKK	120	5	0	0	97	97	
insgesamt	48.378	47.922	52.866	56.206	57.510	1.304	2,3
STK	44.151	44.947	50.119	53.671	55.545	1.874	3,5
STKK	4.228	2.975	2.747	2.535	1.965	-570	-22,5

Tabelle 13: Übersicht Erdöl 2015 [Mio. t]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	1,4	58	25	23	106	48
	Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
	Bulgarien	0,1	9	2	32	44	34
	Dänemark	7,7	355	74	187	616	261
	Deutschland	2,4	304	34	90	428	124
	Estland	0,8	7	–	–	7	–
	Finnland	0,7	5	–	–	5	–
	Frankreich	0,8	128	11	710	848	721
	Griechenland	0,1	17	1	35	53	36
	Irland	–	–	–	245	245	245
	Italien	5,5	197	82	205	483	286
	Kroatien	0,8	104	9	20	134	29
	Litauen	0,2	5	2	60	66	62
	Malta	–	–	–	5	5	5
	Niederlande	1,4	148	15	455	619	470
	Norwegen	94,8	3.728	992	2.791	7.511	3.783
	Österreich	0,9	124	7	10	141	17
	Polen	0,9	65	14	260	339	274
	Rumänien	4,0	776	80	200	1.056	280
	Serbien	1,2	47	11	20	78	31
	Slowakei	< 0,05	3	1	5	9	6
	Slowenien	< 0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
	Spanien	0,2	39	19	34	92	53
	Tschechische Republik	0,6	12	2	30	44	32
Türkei	2,5	147	49	710	906	759	
Ungarn	0,9	102	3	20	125	23	
Vereinigtes Königreich	45,7	3.666	566	1.579	5.811	2.145	
Zypern	–	–	–	35	35	35	
GUS	Armenien	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Aserbaidshjan	41,6	1.888	952	1.242	4.082	2.194
	Georgien	< 0,05	24	5	51	79	55
	Kasachstan	79,3	1.784	4.082	12.881	18.746	16.962
	Kirgisistan	< 0,05	12	5	10	27	15
	Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
	Russische Föderation	533,6	23.278	13.384	35.527	72.190	48.911
	Tadschikistan	< 0,05	8	2	60	69	62
	Turkmenistan	12,7	562	82	1.700	2.343	1.782
	Ukraine	1,8	368	54	300	722	354
	Usbekistan	2,8	202	81	400	683	481
	Weißrussland	1,7	141	27	30	197	57

Fortsetzung Tabelle 13
[Mio. t]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
Ägypten	35,8	1.658	599	2.233	4.490	2.832
Algerien	68,1	3.096	1.660	2.375	7.131	4.035
Angola	88,7	1.646	1.709	5.095	8.451	6.804
Äquatorialguinea	13,5	235	149	250	634	399
Äthiopien	–	–	< 0,5	60	60	60
Benin	–	4	1	70	75	71
Côte d'Ivoire	1,0	33	14	300	346	314
Eritrea	–	–	–	15	15	15
Gabun	11,3	559	272	1.400	2.231	1.672
Gambia	–	–	–	20	20	20
Ghana	5,3	28	90	210	328	300
Guinea	–	–	–	150	150	150
Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
Kamerun	3,8	191	27	350	568	377
Kenia	–	–	–	300	300	300
Kongo, DR	1,0	47	24	144	215	169
Kongo, Rep.	14,3	384	218	519	1.120	737
Liberia	–	–	–	160	160	160
Libyen	20,1	3.831	6.580	4.750	15.161	11.330
Madagaskar	–	k. A.	k. A.	2.130	2.130	2.130
Mali	–	–	–	128	128	128
Marokko	< 0,05	2	< 0,5	1.627	1.629	1.627
Mauretanien	0,3	8	3	184	194	187
Mosambik	k. A.	k. A.	2	2.300	2.302	2.302
Namibia	–	–	–	300	300	300
Niger	0,7	k. A.	20	30	50	50
Nigeria	113,0	4.576	5.042	5.378	14.997	10.421
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	0,1	16	2	550	568	552
Sudan	5,2	–	202	365	567	567
Sudan & Südsudan	12,4	210	675	730	1.615	1.405
Südsudan, Republik	7,3	–	472	365	837	837
Tansania	–	–	–	500	500	500
Togo	–	–	–	70	70	70
Tschad	4,1	78	216	2.365	2.659	2.581
Tunesien	2,9	209	55	300	565	355
Uganda	–	–	137	300	437	437
Westsahara	–	–	–	57	57	57

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle 13
[Mio. t]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	10,1	262	17	200	478	217
	Irak	197,0	5.330	19.388	6.320	31.038	25.708
	Iran	182,6	9.916	21.551	7.200	38.667	28.751
	Israel	0,1	2	2	371	375	373
	Jemen	1,8	400	393	500	1.293	893
	Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	39	39	39
	Katar	79,3	1.750	3.435	700	5.884	4.135
	Kuwait	149,1	6.356	13.810	700	20.866	14.510
	Libanon	–	–	–	150	150	150
	Oman	46,6	1.489	722	1.490	3.701	2.212
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	60	60	60
	Saudi-Arabien	565,3	20.336	36.618	11.800	68.754	48.418
	Syrien	1,7	745	340	400	1.486	740
	V. Arab. Emirate	175,5	4.838	13.306	4.160	22.304	17.466
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	–	–	–	290	290	290
	Australien	16,3	1.049	542	3.480	5.071	4.022
	Bangladesch	0,2	4	4	30	38	34
	Brunei	6,2	526	150	160	836	310
	China	214,6	6.508	2.521	22.999	32.028	25.520
	Indien	37,1	1.333	635	1.840	3.808	2.475
	Indonesien	40,0	3.433	489	3.572	7.494	4.061
	Japan	0,6	52	6	24	82	30
	Kambodscha	–	–	–	25	25	25
	Korea, Rep.	< 0,05	k. A.	< 0,5	k. A.	< 0,5	< 0,5
	Laos	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Malaysia	31,9	1.127	510	850	2.487	1.360
	Mongolei	1,2	5	35	1.010	1.050	1.045
	Myanmar	0,8	57	7	560	624	567
	Neuseeland	1,9	62	12	250	324	262
	Pakistan	4,2	108	48	1.390	1.546	1.438
	Papua-Neuguinea	2,6	70	24	290	385	314
	Philippinen	1,1	19	19	270	308	289
	Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
	Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
Thailand	12,3	204	94	335	633	429	
Timor-Leste	3,3	50	56	175	280	231	
Vietnam	17,6	354	595	600	1.549	1.195	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
	Kanada	215,1	5.888	23.212	56.891	85.990	80.103
	Mexiko	128,8	6.548	1.321	4.761	12.630	6.082
	USA	567,2	32.447	6.871	27.773	67.091	34.644

Fortsetzung Tabelle 13
[Mio. t]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	29,7	1.599	328	4.175	6.103	4.503
	Barbados	< 0,05	2	< 0,5	30	33	30
	Belize	0,1	1	1	15	17	16
	Bolivien	3,3	87	29	280	396	309
	Brasilien	125,6	2.276	1.769	13.720	17.765	15.489
	Chile	0,3	63	20	330	413	350
	Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
	Ecuador	27,0	799	1.126	106	2.031	1.232
	Falklandinseln	–	–	–	800	800	800
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
	Guatemala	0,5	22	13	40	74	53
	Guyana	–	–	–	450	450	450
	Haiti	–	–	–	100	100	100
	Kolumbien	51,3	1.295	272	1.790	3.357	2.062
	Kuba	3,6	70	17	1.008	1.095	1.025
	Panama	–	–	–	122	122	122
	Paraguay	–	–	–	575	575	575
	Peru	7,4	393	193	1.401	1.986	1.594
	Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
	Suriname	–	15	14	700	728	714
Trinidad und Tobago	5,4	526	99	68	693	166	
Uruguay	–	–	–	275	275	275	
Venezuela	136,3	10.028	26.827	65.320	102.175	92.147	
Welt	4.346,2	183.573	215.665	354.317	753.555	569.982	
LÄNDERGRUPPE	Europa	173,7	10.047	1.998	7.770	19.816	9.769
	GUS	673,6	28.265	18.674	52.211	99.150	70.884
	Afrika	396,4	16.810	17.555	36.746	71.112	54.301
	Naher Osten	1.409,0	51.424	109.581	34.090	195.096	143.671
	Austral-Asien	391,9	14.967	5.747	38.245	58.959	43.992
	Nordamerika	911,1	44.883	31.404	92.925	169.212	124.329
	Lateinamerika	390,5	17.175	30.706	92.330	140.211	123.036
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	1.801,8	72.502	151.051	113.904	337.457	264.955
	OPEC-Golf	1.348,7	48.526	108.107	30.880	187.513	138.987
	OECD	1.096,2	55.159	33.856	104.745	193.761	138.601
	EU-28	73,7	6.066	922	4.216	11.205	5.138

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 14: Erdölressourcen 2015 [Mio. t]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl ¹
1	Venezuela	65.320	3.000	–	60.500	1.820
2	Kanada	56.891	3.500	50.000	1	3.390
3	Russische Föderation	35.527	20.000	5.225	2	10.300
4	USA	27.773	15.900	1.237	36	10.600
5	China	22.999	16.200	2.300	119	4.380
6	Brasilien	13.720	13.000	–	–	720
7	Kasachstan	12.881	4.000	7.441	–	1.440
8	Saudi-Arabien	11.800	11.800	–	–	–
9	Iran	7.200	7.200	–	–	–
10	Irak	6.320	6.100	–	–	220
11	Nigeria	5.378	5.300	78	–	–
12	Angola	5.095	5.000	95	–	–
13	Mexiko	4.761	2.980	–	1	1.780
14	Libyen	4.750	1.200	–	–	3.550
15	Argentinien	4.175	500	–	–	3.675
16	V. Arab. Emirate	4.160	1.100	–	–	3.060
17	Indonesien	3.572	2.400	97	–	1.075
18	Grönland	3.500	3.500	–	–	–
19	Australien	3.480	1.100	–	–	2.380
20	Norwegen	2.791	2.791	–	–	–
...						
100	Deutschland	90	20	–	–	70
...						
	sonstige Länder [121]	52.134	40.691	162	81	11.200
	Welt	354.317	167.282	66.635	60.740	59.660
	Europa	7.770	5.514	46	30	2.181
	GUS	52.211	27.635	12.666	19	11.890
	Afrika	36.746	29.044	276	8	7.418
	Naher Osten	34.090	30.005	–	1	4.084
	Austral-Asien	38.245	25.522	2.397	119	10.207
	Nordamerika	92.925	25.880	51.237	38	15.770
	Lateinamerika	92.330	23.682	13	60.525	8.110
	OPEC	113.904	43.800	173	60.506	9.425
	OPEC-Golf	30.880	27.600	–	–	3.280
	OECD	104.745	32.719	51.283	66	20.678
	EU-28	4.216	2.603	46	27	1.541

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen

– keine Ressourcen

Tabelle 15: Erdölreserven 2015 [Mio. t]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Bitumen/Ölsand	Schwerstöl	Schieferöl ¹
1	Saudi-Arabien	36.618	36.618	–	–	–
2	Venezuela	26.827	5.627	–	21.200	–
3	Kanada	23.212	560	22.583	–	68
4	Iran	21.551	21.551	–	–	–
5	Irak	19.388	19.388	–	–	–
6	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–
7	Russische Föderation	13.384	13.384	–	–	–
8	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–
9	USA	6.871	6.608	–	3	260
10	Libyen	6.580	6.580	–	–	–
11	Nigeria	5.042	5.042	–	–	–
12	Kasachstan	4.082	4.082	–	–	–
13	Katar	3.435	3.435	–	–	–
14	China	2.521	2.521	–	k. A.	–
15	Brasilien	1.769	1.769	–	–	–
16	Angola	1.709	1.709	–	–	–
17	Algerien	1.660	1.660	–	–	–
18	Mexiko	1.321	1.321	–	–	–
19	Ecuador	1.126	1.126	–	k. A.	–
20	Norwegen	992	992	–	–	–
...						
58	Deutschland	34	34	–	–	–
...						
	sonstige Länder [83]	10.429	10.426	–	3	–
	Welt	215.665	171.548	22.583	21.206	328
	Europa	1.998	1.995	–	3	–
	GUS	18.674	18.674	–	–	–
	Afrika	17.555	17.555	–	–	–
	Naher Osten	109.581	109.581	–	–	–
	Austral-Asien	5.747	5.747	–	–	–
	Nordamerika	31.404	8.489	22.583	3	328
	Lateinamerika	30.706	9.506	–	21.200	–
	OPEC	151.051	129.851	–	21.200	–
	OPEC-Golf	108.107	108.107	–	–	–
	OECD	33.856	10.941	22.583	3	328
	EU-28	922	922	–	–	–

¹ Erdöl aus dichten Gesteinenk. A. keine Angaben
– keine Reserven

Tabelle 16: Erdölförderung 2010–2015

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

Rang	Land/Region	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Anteil [%]	
								Mio. t	Land
1	USA	339,1	352,3	431,2	485,2	519,9	567,2	13,1	13,1
2	Saudi-Arabien	467,8	525,8	547,0	523,6	530,1	565,3	13,0	26,1
3	Russische Föderation	505,1	509,0	517,9	522,6	526,7	533,6	12,3	38,3
4	Kanada	162,8	165,3	179,2	192,4	208,0	215,1	4,9	43,3
5	China	203,0	203,6	207,5	208,1	211,4	214,6	4,9	48,2
6	Irak	117,1	134,2	148,1	152,6	160,3	197,0	4,5	52,8
7	Iran	203,2	205,8	185,8	177,7	169,2	182,6	4,2	57,0
8	V. Arab. Emirate	128,9	138,4	155,0	165,7	167,3	175,5	4,0	61,0
9	Kuwait	120,3	134,3	151,6	164,7	158,1	149,1	3,4	64,4
10	Venezuela	166,1	166,7	161,7	162,9	157,8	136,3	3,1	67,6
11	Mexiko	146,3	145,1	144,8	143,5	137,1	128,8	3,0	70,5
12	Brasilien	106,1	114,6	108,2	105,0	118,5	125,6	2,9	73,4
13	Nigeria	101,7	120,2	123,8	118,3	120,4	113,0	2,6	76,0
14	Norwegen	106,2	92,2	87,5	90,2	93,1	94,8	2,2	78,2
15	Angola	90,7	85,2	86,9	87,4	83,0	88,7	2,0	80,2
16	Kasachstan	81,6	82,4	79,2	83,8	82,1	79,3	1,8	82,1
17	Katar	71,0	78,5	83,0	84,2	83,5	79,3	1,8	83,9
18	Algerien	77,7	76,5	76,1	72,6	70,6	68,1	1,6	85,4
19	Kolumbien	39,9	45,4	46,9	52,9	52,2	51,3	1,2	86,6
20	Oman	41,0	42,1	45,8	46,1	46,2	46,6	1,1	87,7
...									
57	Deutschland	2,5	2,7	2,6	2,6	2,4	2,4	0,1	99,4
...									
	sonstige Länder [80]	672,4	586,8	597,6	562,1	542,7	532,2	12,2	100,0
	Welt	3.950,6	4.007,1	4.167,3	4.204,2	4.240,7	4.346,2	100,0	
	Europa	206,4	178,8	165,0	164,8	168,0	173,7	4,0	
	GUS	656,8	656,8	661,6	671,3	671,8	673,6	15,5	
	Afrika	461,9	422,1	461,6	430,5	406,9	396,4	9,1	
	Naher Osten	1.190,0	1.296,1	1.343,0	1.333,5	1.332,9	1.409,0	32,4	
	Austral-Asien	399,0	388,5	387,8	383,6	387,2	391,9	9,0	
	Nordamerika	648,2	662,7	755,2	821,1	865,1	911,1	21,0	
	Lateinamerika	388,3	402,0	393,2	399,4	408,9	390,5	9,0	
	OPEC	1.643,7	1.714,2	1.818,0	1.785,4	1.756,8	1.801,8	41,5	
	OPEC-Golf	1.108,4	1.217,0	1.270,6	1.268,4	1.268,5	1.348,7	31,0	
	OECD	875,4	859,1	935,2	997,1	1.044,9	1.096,2	25,2	
	EU-28	96,5 ¹	82,7 ¹	73,4 ¹	70,0	69,9	73,7	1,7	

¹ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 17: Mineralölverbrauch 2015

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	845,3	19,4	19,4
2	China	559,7	12,9	32,3
3	Japan	208,1	4,8	37,1
4	Indien	195,5	4,5	41,6
5	Saudi-Arabien	164,9	3,8	45,3
6	Brasilien	156,9	3,6	49,0
7	Russische Föderation	143,0	3,3	52,2
8	Korea, Rep.	113,7	2,6	54,9
9	Deutschland	109,9	2,5	57,4
10	Kanada	100,3	2,3	59,7
11	Mexiko	98,4	2,3	61,9
12	Iran	89,2	2,0	64,0
13	Frankreich	76,7	1,8	65,8
14	Indonesien	74,2	1,7	67,5
15	Vereinigtes Königreich	71,6	1,6	69,1
16	Singapur	69,5	1,6	70,7
17	Italien	59,0	1,4	72,1
18	Spanien	50,6	1,2	73,2
19	Australien	47,2	1,1	74,3
20	Taiwan	46,0	1,1	75,4
...				
	sonstige Länder [179]	1.072,2	24,6	100,0
	Welt	4.351,9	100,0	
	Europa	658,6	15,1	
	GUS	192,0	4,4	
	Afrika	197,2	4,5	
	Naher Osten	410,1	9,4	
	Austral-Asien	1.506,8	34,6	
	Nordamerika	1.044,2	24,0	
	Lateinamerika	341,5	7,8	
	OPEC	465,1	10,7	
	OPEC-Golf	362,0	8,3	
	OECD	2.072,9	47,6	
	EU-28	591,1	13,6	

Tabelle 18: Erdölexport 2015

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	352,6	16,7	16,7
2	Russische Föderation	241,3	11,5	28,2
3	Kanada	159,0	7,5	35,7
4	Irak	149,3	7,1	42,8
5	V. Arab. Emirate	121,3	5,8	48,6
6	Nigeria	105,1	5,0	53,6
7	Kuwait	97,6	4,6	58,2
8	Venezuela	96,9	4,6	62,8
9	Angola	85,0	4,0	66,9
10	Kasachstan	64,5	3,1	69,9
11	Norwegen	62,8	3,0	72,9
12	Mexiko	62,0	2,9	75,8
13	Iran	53,7	2,6	78,4
14	Oman	39,2	1,9	80,3
15	Kolumbien	36,6	1,7	82,0
16	Brasilien	36,5	1,7	83,7
17	Aserbaidshan	35,1	1,7	85,4
18	Vereinigtes Königreich	33,7	1,6	87,0
19	Algerien	31,9	1,5	88,5
20	Katar	24,4	1,2	89,7
...				
60	Deutschland	0,3	< 0,05	99,9
...				
	sonstige Länder [57]	217,5	10,3	100,0
	Welt	2.106,2	100,0	
	Europa	110,0	5,2	
	GUS	346,9	16,5	
	Afrika	295,8	14,0	
	Naher Osten	838,6	39,8	
	Austral-Asien	75,7	3,6	
	Nordamerika	243,8	11,6	
	Lateinamerika	195,5	9,3	
	OPEC	1.151,0	54,6	
	OPEC-Golf	799,0	37,9	
	OECD	368,3	17,5	
	EU-28	47,0	2,2	

Tabelle 19: Erdölimport 2015

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	367,8	16,7	16,7
2	China	334,0	15,1	31,8
3	Indien	196,9	8,9	40,8
4	Japan	166,0	7,5	48,3
5	Korea, Rep.	139,6	6,3	54,6
6	Deutschland	91,3	4,1	58,8
7	Spanien	64,6	2,9	61,7
8	Italien	63,1	2,9	64,6
9	Frankreich	57,6	2,6	67,2
10	Niederlande	52,9	2,4	69,6
11	Vereinigtes Königreich	50,5	2,3	71,9
12	Singapur	49,4	2,2	74,1
13	Thailand	43,4	2,0	76,1
14	Taiwan	41,6	1,9	78,0
15	Kanada	37,0	1,7	79,6
16	Belgien	35,4	1,6	81,2
17	Griechenland	26,9	1,2	82,5
18	Polen	26,6	1,2	83,7
19	Türkei	25,2	1,1	84,8
20	Australien	21,2	1,0	85,8
	...			
	sonstige Länder [66]	313,8	14,2	100,0
	Welt	2.204,7	100,0	
	Europa	613,8	27,8	
	GUS	25,2	1,1	
	Afrika	10,3	0,5	
	Naher Osten	34,0	1,5	
	Austral-Asien	1.062,6	48,2	
	Nordamerika	405,3	18,4	
	Lateinamerika	53,5	2,4	
	OECD	1.340,1	60,8	
	EU-28	580,0	26,3	

Tabelle 20: Übersicht Erdgas 2015 [Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	< 0,05	8	1	50	59	51
	Bulgarien	0,2	8	6	575	589	581
	Dänemark	4,6	187	31	236	454	267
	Deutschland	9,7	1.029	74	1.500	2.604	1.574
	Frankreich	0,1	229	9	3.984	4.222	3.993
	Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
	Irland	0,1	56	10	50	116	60
	Italien	6,2	756	45	405	1.205	450
	Kroatien	1,7	74	25	50	149	75
	Litauen	–	–	–	380	380	380
	Malta	–	–	–	10	10	10
	Niederlande	51,2	3.571	760	1.135	5.466	1.895
	Norwegen	121,3	2.102	1.856	2.090	6.048	3.946
	Österreich	1,3	99	8	33	140	41
	Polen	4,4	265	82	1.028	1.375	1.110
	Portugal	–	–	–	40	40	40
	Rumänien	11,2	1.308	105	1.611	3.024	1.716
	Schweden	–	–	–	280	280	280
	Serbien	0,6	34	20	10	64	30
	Slowakei	0,1	26	4	10	40	14
	Slowenien	< 0,05	k. A.	1	10	11	11
	Spanien	0,1	12	3	2.425	2.440	2.428
	Tschechische Republik	0,4	16	7	130	153	137
	Türkei	0,4	14	5	1.153	1.172	1.158
Ungarn	1,8	230	8	347	585	355	
Vereinigtes Königreich	41,3	2.539	333	1.737	4.609	2.070	
Zypern	–	–	–	250	250	250	
GUS	Armenien	–	–	–	10	10	10
	Aserbaidshjan	18,2	579	1.148	1.800	3.527	2.948
	Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
	Kasachstan	21,7	556	1.918	4.180	6.654	6.098
	Kirgisistan	< 0,05	7	6	20	33	26
	Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20
	Russische Föderation	636,0	22.325	47.768	152.050	222.143	199.818
	Tadschikistan	< 0,05	9	6	20	34	26
	Turkmenistan	80,2	2.636	9.904	15.000	27.540	24.904
	Ukraine	17,5	2.023	944	7.130	10.097	8.074
	Usbekistan	58,8	2.312	1.608	1.400	5.320	3.008
	Weißrussland	0,2	13	3	10	26	13
	Ägypten	44,3	870	2.168	10.830	13.868	12.998
Algerien	82,3	2.390	4.504	26.720	33.614	31.224	

Fortsetzung Tabelle 20
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
Angola	0,8	23	308	1.200	1.531	1.508
Äquatorialguinea	6,6	54	109	150	313	259
Äthiopien	–	–	–	176	176	176
Benin	–	–	–	100	100	100
Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
Côte d'Ivoire	2,1	30	16	400	446	416
Eritrea	–	–	–	29	29	29
Gabun	0,3	6	28	600	634	628
Gambia	–	–	–	25	25	25
Ghana	k. A.	k. A.	23	300	323	323
Guinea	–	–	–	200	200	200
Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
Kamerun	0,7	k. A.	135	200	335	335
Kenia	–	–	–	333	333	333
Kongo, DR	k. A.	k. A.	1	10	11	11
Kongo, Rep.	0,2	k. A.	106	200	306	306
Liberia	–	–	–	200	200	200
Libyen	11,7	319	1.504	4.650	6.473	6.154
Madagaskar	–	–	–	4.700	4.700	4.700
Marokko	0,1	3	1	2.220	2.224	2.221
Mauretanien	k. A.	k. A.	28	500	528	528
Mosambik	4,0	37	127	5.500	5.664	5.627
Namibia	–	–	–	350	350	350
Niger	–	–	–	250	250	250
Nigeria	43,7	535	5.111	3.200	8.846	8.311
Ruanda	k. A.	k. A.	1	50	51	51
São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
Senegal	–	–	–	200	200	200
Seychellen	–	–	–	600	600	600
Sierra Leone	–	–	–	300	300	300
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	–	261	261	261
Südafrika	1,0	44	8	12.620	12.672	12.628
Sudan & Südsudan	k. A.	k. A.	85	250	335	335
Tansania	0,9	k. A.	37	1.500	1.537	1.537
Togo	–	–	–	100	100	100
Tschad	–	–	–	1.450	1.450	1.450
Tunesien	3,0	55	65	750	870	815
Uganda	–	–	–	100	100	100
Westsahara	–	–	–	50	50	50

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle 20
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	15,5	296	172	200	668	372
	Irak	7,5	133	3.158	4.000	7.291	7.158
	Iran	183,9	2.563	33.500	10.000	46.063	43.500
	Israel	8,3	39	199	2.000	2.238	2.199
	Jemen	2,9	49	266	500	815	766
	Jordanien	0,1	5	6	350	361	356
	Katar	171,3	1.606	24.299	2.000	27.905	26.299
	Kuwait	15,7	352	1.783	500	2.635	2.283
	Libanon	–	–	–	850	850	850
	Oman	34,3	439	688	3.020	4.147	3.708
	Palästinensische Gebiete	–	–	–	380	380	380
	Saudi-Arabien	106,4	1.896	8.325	24.664	34.885	32.989
	Syrien	4,5	141	241	300	682	541
	V. Arab. Emirate	55,8	1.260	6.087	7.310	14.657	13.397
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,1	57	50	400	507	450
	Australien	69,9	1.156	3.471	35.085	39.712	38.556
	Bangladesch	25,8	373	233	800	1.406	1.033
	Brunei	12,5	423	263	200	886	463
	China	138,2	1.640	3.439	67.980	73.059	71.419
	Indien	29,2	790	1.488	7.039	9.318	8.528
	Indonesien	72,7	2.150	2.775	9.980	14.905	12.755
	Japan	2,7	138	21	10	169	31
	Kambodscha	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	0,2	k. A.	1	50	51	51
	Laos	–	–	–	10	10	10
	Malaysia	68,2	1.330	2.190	1.900	5.420	4.090
	Mongolei	–	–	–	133	133	133
	Myanmar	16,0	201	485	2.000	2.686	2.485
	Neuseeland	5,0	165	37	353	555	390
	Pakistan	40,0	881	669	4.570	6.120	5.239
	Papua-Neuguinea	0,1	3	141	1.000	1.145	1.141
	Philippinen	3,5	43	98	502	643	600
	Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
	Taiwan	0,4	52	3	5	60	8
Thailand	39,8	614	207	740	1.561	947	
Timor-Leste	k. A.	k. A.	88	300	388	388	
Vietnam	10,7	112	617	1.355	2.084	1.972	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.900	3.900	3.900
	Kanada	154,8	6.149	1.987	37.901	46.037	39.888
	Mexiko	46,0	1.661	324	17.770	19.755	18.094
	USA	768,1	35.051	10.441	53.246	98.738	63.687

Fortsetzung Tabelle 20
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	36,5	1.176	332	23.710	25.218	24.042
	Barbados	k. A.	k. A.	2	100	102	102
	Belize	–	–	–	10	10	10
	Bolivien	20,9	284	281	1.620	2.185	1.901
	Brasilien	23,1	312	424	18.446	19.181	18.869
	Chile	1,0	110	98	1.510	1.718	1.608
	Ecuador	0,5	7	11	20	38	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
	Kolumbien	12,7	269	148	2.282	2.700	2.430
	Kuba	1,2	16	71	400	487	471
	Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
	Peru	12,5	129	414	2.550	3.093	2.964
	Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
	Suriname	–	–	–	350	350	350
	Trinidad und Tobago	39,6	669	326	500	1.495	826
Uruguay	–	–	–	828	828	828	
Venezuela	24,8	1.140	5.617	7.130	13.887	12.747	
Welt	3.573,7	113.275	196.551	652.388	962.214	848.939	
LÄNDERGRUPPE	Europa	256,5	12.563	3.395	19.538	35.496	22.933
	GUS	832,5	30.463	63.313	181.742	275.517	245.055
	Afrika	201,7	4.367	14.365	83.274	102.006	97.639
	Naher Osten	606,2	8.781	78.725	56.074	143.579	134.799
	Austral-Asien	535,1	10.129	16.277	134.762	161.168	151.039
	Nordamerika	968,9	42.861	12.752	112.817	168.430	125.569
	Lateinamerika	172,8	4.112	7.724	64.181	76.017	71.905
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	704,3	12.226	94.207	91.394	197.828	185.601
	OPEC-Golf	540,6	7.811	77.152	48.474	133.437	125.626
	OECD	1.298,9	55.601	19.817	168.428	243.846	188.245
	EU-28	134,3	10.404	1.513	16.235	28.152	17.748

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 21: Erdgasressourcen 2015 [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	152.050	110.000	20.000	9.500	12.550
2	China	67.980	20.000	12.000	25.080	10.900
3	USA	53.246	23.000	8.500	17.276	4.470
4	Kanada	37.901	10.100	7.500	16.230	4.071
5	Australien	35.085	8.864	8.000	12.380	5.841
6	Algerien	26.720	1.200	5.500	20.020	–
7	Saudi-Arabien	24.664	19.000	–	5.664	–
8	Argentinien	23.710	1.000	–	22.710	–
9	Brasilien	18.446	11.500	–	6.940	6
10	Mexiko	17.770	2.300	–	15.440	30
11	Turkmenistan	15.000	15.000	–	–	–
12	Südafrika	12.620	1.000	–	11.050	570
13	Ägypten	10.830	8.000	–	2.830	–
14	Iran	10.000	10.000	–	–	–
15	Indonesien	9.980	5.500	–	1.300	3.180
16	V. Arab. Emirate	7.310	1.500	–	5.810	–
17	Venezuela	7.130	2.400	–	4.730	–
	Ukraine	7.130	500	–	3.630	3.000
19	Indien	7.039	2.000	–	2.720	2.319
20	Mosambik	5.500	5.500	–	–	–
...						
46	Deutschland	1.500	20	90	940	450
...						
	sonstige Länder [123]	100.777	65.111	1.182	30.551	3.933
	Welt	652.388	323.495	62.772	214.802	51.319
	Europa	19.538	5.467	312	12.563	1.196
	GUS	181.742	130.880	20.000	13.910	16.952
	Afrika	83.274	35.544	5.500	40.820	1.410
	Naher Osten	56.074	42.280	750	13.044	–
	Austral-Asien	134.762	46.889	20.200	44.700	22.973
	Nordamerika	112.817	39.300	16.000	48.946	8.571
	Lateinamerika	64.181	23.135	10	40.818	218
	OPEC	91.394	46.220	5.500	39.674	–
	OPEC-Golf	48.474	37.000	–	11.474	–
	OECD	168.428	55.611	24.312	72.949	15.555
	EU-28	16.235	3.117	312	11.893	913

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle 22: Erdgasreserven 2015 [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	47.768	47.724	–	44
2	Iran	33.500	33.500	–	–
3	Katar	24.299	24.299	–	–
4	USA	10.441	4.341	5.655	445
5	Turkmenistan	9.904	9.904	–	–
6	Saudi-Arabien	8.325	8.325	–	–
7	V. Arab. Emirate	6.087	6.087	–	–
8	Venezuela	5.617	5.617	–	–
9	Nigeria	5.111	5.111	–	–
10	Algerien	4.504	4.504	–	–
11	Australien	3.471	2.307	k. A.	1.164
12	China	3.439	2.632	500	306
13	Irak	3.158	3.158	–	–
14	Indonesien	2.775	2.775	–	–
15	Malaysia	2.190	2.190	–	–
16	Ägypten	2.168	2.168	–	–
17	Kanada	1.987	1.934	k. A.	53
18	Kasachstan	1.918	1.918	–	–
19	Norwegen	1.856	1.856	–	–
20	Kuwait	1.783	1.783	–	–
...					
58	Deutschland	74	74	–	–
...					
	sonstige Länder [76]	16.175	15.895	–	280
	Welt	196.551	188.104	6.155	2.292
	Europa	3.395	3.395	–	–
	GUS	63.313	63.269	–	44
	Afrika	14.365	14.365	–	–
	Naher Osten	78.725	78.725	–	–
	Austral-Asien	16.277	14.027	500	1.751
	Nordamerika	12.752	6.599	5.655	498
	Lateinamerika	7.724	7.724	–	–
	OPEC	94.207	94.207	–	–
	OPEC-Golf	77.152	77.152	–	–
	OECD	19.817	12.500	5.655	1.662
	EU-28	1.513	1.513	–	–

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

¹ einschließlich Tight Gas² z. T. Datenstand 2014

Tabelle 23: Erdgasförderung 2010–2015

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

Rang	Land/Region	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
									Mrd. m ³
1	USA	611,0	650,9	681,5	687,2	729,1	768,1	21,5	21,5
2	Russische Föderation	610,6	629,5	609,7	627,6	610,1	636,0	17,8	39,3
3	Iran	138,5	151,8	158,2	159,1	172,6	183,9	5,1	44,4
4	Katar	116,7	146,8	157,0	158,5	160,0	171,3	4,8	49,2
5	Kanada	159,8	160,5	156,5	154,8	161,3	154,8	4,3	53,6
6	China	96,8	103,1	110,7	119,3	132,8	138,2	3,9	57,4
7	Norwegen	106,4	101,4	114,8	107,1	108,8	121,3	3,4	60,8
8	Saudi-Arabien	83,9	92,3	95,2	103,0	108,2	106,4	3,0	63,8
9	Algerien	83,9	78,0	81,5	79,6	79,7	82,3	2,3	66,1
10	Turkmenistan	42,4	59,5	64,4	62,3	69,3	80,2	2,2	68,3
11	Indonesien	82,8	91,7	76,7	70,4	71,8	72,7	2,0	70,4
12	Australien	50,4	45,4	48,8	50,1	55,3	69,9	2,0	72,3
13	Malaysia	63,9	61,8	63,0	69,1	66,4	68,2	1,9	74,2
14	Usbekistan	64,7	58,8	57,7	58,7	59,3	58,8	1,6	75,9
15	V. Arab. Emirate	51,0	51,7	51,7	56,0	55,6	55,8	1,6	77,5
16	Niederlande	82,9	80,6	80,1	84,5	66,3	51,2	1,4	78,9
17	Mexiko	55,3	52,5	47,0	45,8	44,8	46,0	1,3	80,2
18	Ägypten	61,3	61,3	60,9	56,1	48,7	44,3	1,2	81,4
19	Nigeria	32,9	35,9	37,9	36,1	40,3	43,7	1,2	82,6
20	Vereinigtes Königreich	54,6	43,0	41,1	38,5	38,7	41,3	1,2	83,8
...									
43	Deutschland	14,2	13,3	12,1	11,1	10,5	9,7	0,3	97,8
...									
	sonstige Länder [69]	575,9	566,9	581,9	586,1	594,3	569,6	15,9	100,0
	Welt	3.239,8	3.336,7	3.388,5	3.421,0	3.483,9	3.573,7	100,0	
	Europa	299,8	278,2	286,8	276,3	258,2	256,5	7,2	
	GUS	790,3	811,4	795,9	817,1	807,6	832,5	23,3	
	Afrika	214,9	197,6	210,5	202,2	200,9	201,7	5,6	
	Naher Osten	461,0	523,5	541,1	566,8	587,6	606,2	17,0	
	Austral-Asien	486,0	492,1	491,9	492,5	515,1	535,1	15,0	
	Nordamerika	826,1	863,9	885,0	887,8	935,2	968,9	27,1	
	Lateinamerika	161,6	170,1	177,3	178,3	179,5	172,8	4,8	
	OPEC	565,5	611,1	648,2	655,6	682,3	704,3	19,7	
	OPEC-Golf	403,4	460,9	482,5	498,0	520,0	540,6	15,1	
	OECD	1.175,5	1.187,1	1.218,7	1.216,3	1.251,7	1.298,9	36,3	
	EU-28	192,5 ¹	175,6 ¹	170,8 ¹	168,0	148,3	134,3	3,8	

¹ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 24: Erdgasverbrauch 2015

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	777,6	21,8	21,8
2	Russische Föderation	461,5	13,0	34,8
3	China	191,0	5,4	40,2
4	Iran	182,7	5,1	45,3
5	Japan	114,1	3,2	48,5
6	Saudi-Arabien	106,4	3,0	51,5
7	Kanada	102,5	2,9	54,4
8	Deutschland	96,5	2,7	57,1
9	Mexiko	83,2	2,3	59,4
10	V. Arab. Emirate	69,1	1,9	61,3
11	Vereinigtes Königreich	68,3	1,9	63,3
12	Italien	61,4	1,7	65,0
13	Thailand	52,9	1,5	66,5
14	Indien	50,6	1,4	67,9
15	Usbekistan	48,5	1,4	69,2
16	Ägypten	47,8	1,3	70,6
17	Türkei	47,6	1,3	71,9
18	Argentinien	47,5	1,3	73,3
19	Katar	45,2	1,3	74,5
20	Korea, Rep.	43,6	1,2	75,8
...				
	sonstige Länder [90]	863,6	24,2	100,0
	Welt	3.561,7	100,0	
	Europa	496,4	13,9	
	GUS	632,5	17,8	
	Afrika	129,3	3,6	
	Naher Osten	486,2	13,7	
	Austral-Asien	687,9	19,3	
	Nordamerika	963,3	27,0	
	Lateinamerika	166,1	4,7	
	OPEC	518,0	14,5	
	OPEC-Golf	430,3	12,1	
	OECD	1.646,3	46,2	
	EU-28	436,4	12,3	

Tabelle 25: Erdgasexport 2015

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation	196,0	18,6	18,6
2	Katar	126,1	12,0	30,5
3	Norwegen	114,8	10,9	41,4
4	Kanada	78,3	7,4	48,8
5	USA	50,5	4,8	53,6
6	Niederlande	48,3	4,6	58,2
7	Turkmenistan	45,8	4,3	62,5
8	Algerien	43,4	4,1	66,6
9	Australien	39,8	3,8	70,4
10	Malaysia	34,2	3,2	73,6
11	Indonesien	32,9	3,1	76,7
12	Deutschland	31,2	3,0	79,7
13	Nigeria	25,2	2,4	82,1
14	Trinidad und Tobago	18,5	1,8	83,9
15	Bolivien	17,6	1,7	85,5
16	Myanmar	15,0	1,4	86,9
17	Vereinigtes Königreich	13,4	1,3	88,2
18	Usbekistan	13,2	1,3	89,5
19	Kasachstan	11,3	1,1	90,5
20	Oman	10,7	1,0	91,6
...				
	sonstige Länder [31]	89,2	8,4	100,0
	Welt	1.055,4	100,0	
	Europa	235,7	22,3	
	GUS	275,6	26,1	
	Afrika	84,3	8,0	
	Naher Osten	154,7	14,7	
	Austral-Asien	133,0	12,6	
	Nordamerika	128,9	12,2	
	Lateinamerika	43,2	4,1	
	OPEC	217,8	20,6	
	OPEC-Golf	142,2	13,5	
	OECD	404,1	38,3	
	EU-28	120,3	11,4	

Tabelle 26: Erdgasimport 2015

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	115,5	10,9	10,9
2	Japan	111,4	10,5	21,5
3	USA	77,0	7,3	28,7
4	China	59,8	5,7	34,4
5	Italien	56,2	5,3	39,7
6	Türkei	48,2	4,6	44,3
7	Korea, Rep.	43,4	4,1	48,4
8	Frankreich	42,5	4,0	52,4
9	Vereinigtes Königreich	41,8	4,0	56,4
10	Mexiko	37,0	3,5	59,8
11	Niederlande	35,9	3,4	63,2
12	Spanien	32,4	3,1	66,3
13	Belgien	27,6	2,6	68,9
14	Russische Föderation	25,0	2,4	71,3
15	Indien	21,7	2,1	73,3
16	V. Arab. Emirate	20,8	2,0	75,3
17	Kanada	19,6	1,9	77,2
18	Brasilien	18,1	1,7	78,9
19	Taiwan	17,3	1,6	80,5
20	Weißrussland	16,8	1,6	82,1
	...			
	sonstige Länder [56]	189,3	17,9	100,0
	Welt	1.057,3	100,0	
	Europa	474,4	44,9	
	GUS	74,7	7,1	
	Afrika	12,2	1,2	
	Naher Osten	35,2	3,3	
	Austral-Asien	291,8	27,6	
	Nordamerika	133,6	12,6	
	Lateinamerika	35,5	3,4	
	OPEC	32,6	3,1	
	OPEC-Golf	32,2	3,0	
	OECD	762,3	72,1	
	EU-28	420,9	39,8	

Tabelle 27: Übersicht Hartkohle 2015 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Belgien	–	–	4.100	4.100
	Bulgarien	–	192	3.920	4.112
	Deutschland	6,7	12	82.963	82.975
	Frankreich	< 0,05	–	160	160
	Irland	–	14	26	40
	Italien	0,1	10	600	610
	Montenegro	–	142	195	337
	Niederlande	–	497	2.750	3.247
	Norwegen	1,1	2	90	92
	Polen	72,5	18.700	160.917	179.617
	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	3,0	868	3.363	4.231
	Tschechische Republik	8,0	1.103	15.423	16.526
	Türkei	1,4	378	803	1.181
	Ungarn	–	276	5.075	5.351
Vereinigtes Königreich	8,6	70	186.700	186.770	
GUS	Armenien	–	163	154	317
	Georgien	0,4	201	700	901
	Kasachstan	101,0	25.605	123.090	148.695
	Kirgisistan	0,2	971	27.528	28.499
	Russische Föderation	300,1	69.634	2.658.281	2.727.915
	Tadschikistan	1,0	375	3.700	4.075
	Turkmenistan	–	–	800	800
	Ukraine	39,7	32.039	49.006	81.045
	Usbekistan	0,4	1.375	9.477	10.852
AFRIKA	Ägypten	0,3	16	166	182
	Algerien	–	59	164	223
	Botsuana	2,1	40	21.200	21.240
	Kongo, DR	0,1	88	900	988
	Madagaskar	–	–	150	150
	Malawi	0,1	2	800	802
	Marokko	–	14	82	96
	Mosambik	6,6	1.792	21.844	23.636
	Namibia	–	–	350	350
	Niger	0,2	–	90	90
	Nigeria	0,1	287	1.857	2.144
	Sambia	0,4	45	900	945
	Simbabwe	4,2	502	25.000	25.502
	Südafrika	252,0	9.893	203.667	213.560
	Swasiland	0,2	144	4.500	4.644
Tansania	0,3	269	1.141	1.410	
Uganda	–	–	800	800	
NO	Iran	1,1	1.203	40.000	41.203

Fortsetzung Tabelle 27
[Mt]

Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial	
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	1,4	66	k. A.	66
	Australien	439,6	68.310	1.542.829	1.611.139
	Bangladesch	0,7	293	2.967	3.260
	Bhutan	0,1	k. A.	k. A.	k. A.
	China	3.387,2	126.003	5.335.123	5.461.126
	Indien	638,2	89.782	170.715	260.497
	Indonesien	400,0	17.326	93.818	111.143
	Japan	–	340	13.543	13.883
	Korea, DVR	35,0	600	10.000	10.600
	Korea, Rep.	1,7	326	1.360	1.686
	Laos	0,1	4	58	62
	Malaysia	2,6	141	1.068	1.209
	Mongolei	18,2	1.170	39.854	41.024
	Myanmar	0,5	3	248	252
	Nepal	< 0,05	1	7	8
	Neukaledonien	–	2	k. A.	2
	Neuseeland	3,1	825	2.350	3.175
	Pakistan	2,2	207	5.789	5.996
	Philippinen	8,0	211	1.012	1.223
Taiwan	–	1	101	102	
Vietnam	41,5	3.116	3.519	6.635	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	183	200	383
	Kanada	51,2	4.346	183.260	187.606
	Mexiko	14,7	1.160	3.000	4.160
	USA	749,0	221.400	6.458.261	6.679.661
LATEINAMERIKA	Argentinien	0,1	500	300	800
	Bolivien	–	1	k. A.	1
	Brasilien	4,5	1.547	4.665	6.212
	Chile	3,2	1.181	4.135	5.316
	Costa Rica	–	–	17	17
	Kolumbien	85,5	4.881	9.928	14.809
	Peru	0,3	102	1.465	1.567
	Venezuela	1,0	731	5.981	6.712
Welt	6.701,5	712.211	17.711.955	18.424.166	
LÄNDERGRUPPE	Europa	101,5	22.737	470.035	492.772
	GUS	442,9	130.362	2.872.737	3.003.098
	Afrika	266,5	13.150	283.611	296.761
	Naher Osten	1,1	1.203	40.000	41.203
	Austral-Asien	4.980,0	308.728	7.224.360	7.533.088
	Nordamerika	815,0	227.089	6.644.721	6.871.810
	Lateinamerika	94,5	8.943	26.491	35.434
	Antarktis ¹	–	–	150.000	150.000
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	2,2	2.279	48.002	50.281
	OPEC-Golf	1,1	1.203	40.000	41.203
	OECD	1.363,9	320.061	8.671.970	8.992.031
	EU-28	98,9	21.814	468.494	490.307

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

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 28: Hartkohleressourcen 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.458.261	36,5	36,5
2	China	5.335.123	30,1	66,6
3	Russische Föderation ¹	2.658.281	15,0	81,6
4	Australien	1.542.829	8,7	90,3
5	Südafrika	203.667	1,1	91,5
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,5
7	Kanada	183.260	1,0	93,5
8	Indien	170.715	1,0	94,5
9	Polen	160.917	0,9	95,4
10	Kasachstan	123.090	0,7	96,1
11	Indonesien	93.818	0,5	96,6
12	Deutschland	82.963	0,5	97,1
13	Ukraine ¹	49.006	0,3	97,4
14	Iran	40.000	0,2	97,6
15	Mongolei ¹	39.854	0,2	97,8
16	Kirgisistan	27.528	0,2	98,0
17	Simbabwe	25.000	0,1	98,1
18	Mosambik	21.844	0,1	98,3
19	Botsuana	21.200	0,1	98,4
20	Tschechische Republik ¹	15.423	0,1	98,5
	...			
	sonstige Länder [57]	272.478	1,5	100,0
	Welt	17.711.955	100,0	
	Europa	470.035	2,7	
	GUS	2.872.737	16,2	
	Afrika	283.611	1,6	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	7.224.360	40,8	
	Nordamerika	6.644.721	37,5	
	Lateinamerika	26.491	0,1	
	Antarktis ²	150.000	0,8	
	OPEC	48.002	0,3	
	OPEC-Golf	40.000	0,2	
	OECD	8.671.970	49,0	
	EU-28	468.494	2,6	

¹ Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² Die Exploration und Produktion von Rohstoffen ist in der Antarktis völkerrechtlich untersagt

Tabelle 29: Hartkohlereserven 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	221.400	31,1	31,1
2	China	126.003	17,7	48,8
3	Indien	89.782	12,6	61,4
4	Russische Föderation ¹	69.634	9,8	71,2
5	Australien	68.310	9,6	80,8
6	Ukraine ¹	32.039	4,5	85,3
7	Kasachstan	25.605	3,6	88,8
8	Polen	18.700	2,6	91,5
9	Indonesien	17.326	2,4	93,9
10	Südafrika	9.893	1,4	95,3
11	Kolumbien	4.881	0,7	96,0
12	Kanada	4.346	0,6	96,6
13	Vietnam	3.116	0,4	97,0
14	Mosambik	1.792	0,3	97,3
15	Brasilien	1.547	0,2	97,5
16	Usbekistan	1.375	0,2	97,7
17	Iran	1.203	0,2	97,9
18	Chile	1.181	0,2	98,0
19	Mongolei ¹	1.170	0,2	98,2
20	Mexiko	1.160	0,2	98,4
...				
59	Deutschland ²	12	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [50]	11.736	1,6	100,0
	Welt	712.211	100,0	
	Europa	22.737	3,2	
	GUS	130.362	18,3	
	Afrika	13.150	1,8	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	308.728	43,3	
	Nordamerika	227.089	31,9	
	Lateinamerika	8.943	1,3	
	OPEC	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	OECD	320.061	44,9	
	EU-28	21.814	3,1	

¹ Hartkohlereserven umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² Abweichend von der BGR-Definition für Reserven weist die RAG AG einen „Technisch gewinnbaren Planvorrat“ von 2,5 Mrd. t aus (Stand 2011)

Tabelle 30: Hartkohleförderung 2010–2015

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

Rang	Land/Region	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Anteil [%]	
								Mt	Land
1	China	3.115,0	3.471,9	3.532,6	3.601,5	3.505,0	3.387,2	50,5	50,5
2	USA	918,2	920,4	850,5	823,4	835,1	749,0	11,2	61,7
3	Indien	532,7	539,9	557,7	565,6	612,4	638,2	9,5	71,2
4	Australien	355,4	345,2	374,1	412,3	441,3	439,6	6,6	77,8
5	Indonesien	285,0	364,5	406,3	430,0	410,8	400,0	6,0	83,8
6	Russische Föderation	247,9	258,5	276,1	279,0	287,0	300,1	4,5	88,3
7	Südafrika	257,2	252,8	258,6	256,3	260,5	252,0	3,8	92,0
8	Kasachstan	103,6	108,1	112,8	112,9	107,7	101,0	1,5	93,5
9	Kolumbien	74,4	85,8	89,0	85,5	88,6	85,5	1,3	94,8
10	Polen	76,7	76,4	79,8	77,1	73,3	72,5	1,1	95,9
11	Kanada	57,9	57,4	57,0	59,9	60,5	51,2	0,8	96,6
12	Vietnam	44,8	46,6	42,1	41,0	41,1	41,5	0,6	97,3
13	Ukraine ¹	75,0	81,7	85,6	83,4	65,0	39,7	0,6	97,9
14	Korea, DVR ²	24,0	31,5	32,2	31,6	33,0	35,0	0,5	98,4
15	Mongolei ¹	18,3	26,1	23,6	27,0	18,1	18,2	0,3	98,6
16	Mexiko	11,2	21,0	16,3	15,7	14,8	14,7	0,2	98,9
17	Vereinigtes Königreich	18,4	18,6	17,0	12,8	11,6	8,6	0,1	99,0
18	Tschechische Republik ¹	11,2	11,0	10,8	8,6	8,3	8,0	0,1	99,1
19	Philippinen	7,3	7,6	8,2	7,8	8,0	8,0	0,1	99,2
20	Deutschland	14,1	13,0	11,6	8,3	8,3	6,7	0,1	99,3
...									
	sonstige Länder [37]	41,2	39,0	41,7	44,8	52,0	44,8	0,7	100,0
	Welt	6.289,6	6.776,7	6.883,4	6.984,4	6.942,4	6.701,5	100,0	
	Europa	136,5	132,5	131,7	117,6	109,5	101,5	1,5	
	GUS	427,3	449,0	475,5	476,6	461,3	442,9	6,6	
	Afrika	261,7	257,6	267,6	268,1	276,3	266,5	4,0	
	Naher Osten	1,0	0,9	0,8	0,9	1,0	1,1	0,0	
	Austral-Asien	4.398,5	4.849,1	4.992,6	5.131,6	5.084,5	4.980,0	74,3	
	Nordamerika	987,3	998,7	923,8	899,0	910,4	815,0	12,2	
	Lateinamerika	77,3	88,9	91,3	90,5	99,4	94,5	1,4	
	OPEC	3,7	3,6	2,7	3,3	3,4	2,2	0,0	
	OPEC-Golf	1,0	0,9	0,8	0,9	1,0	1,1	0,0	
	OECD	1.485,0	1.481,7	1.434,9	1.436,3	1.471,8	1.363,9	20,4	
	EU-28	131,8 ³	128,2 ³	128,0 ³	113,6	105,9	98,9	1,5	

¹ Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation² vorläufig³ einschließlich Kroatien (vgl. Wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 31: Hartkohleverbrauch 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.586,0	53,6	53,6
2	Indien	837,4	12,5	66,1
3	USA	692,2	10,3	76,5
4	Japan	190,6	2,9	79,3
5	Südafrika	175,8	2,6	82,0
6	Russische Föderation ¹	172,7	2,6	84,5
7	Korea, Rep.	136,7	2,0	86,6
8	Kasachstan	75,9	1,1	87,7
9	Polen	71,6	1,1	88,8
10	Deutschland	62,0	0,9	89,7
11	Taiwan	61,8	0,9	90,6
12	Ukraine ¹	53,1	0,8	91,4
13	Australien	51,3	0,8	92,2
14	Vietnam	46,7	0,7	92,9
15	Indonesien	36,0	0,5	93,4
16	Türkei	35,4	0,5	94,0
17	Vereinigtes Königreich	32,4	0,5	94,5
18	Malaysia	28,9	0,4	94,9
19	Kanada	28,4	0,4	95,3
20	Brasilien	24,7	0,4	95,7
...				
	sonstige Länder [83]	288,6	4,3	100,0
	Welt	6.688,4	100,0	
	Europa	314,8	4,7	
	GUS	305,2	4,6	
	Afrika	196,4	2,9	
	Naher Osten	14,0	0,2	
	Austral-Asien	5.067,4	75,8	
	Nordamerika	743,0	11,1	
	Lateinamerika	47,6	0,7	
	OPEC	3,3	0,0	
	OPEC-Golf	3,1	0,0	
	OECD	1.455,7	21,8	
	EU-28	276,6	4,1	

¹ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 32: Hartkohleexport 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Australien	388,2	30,8	30,8
2	Indonesien	367,0	29,1	59,9
3	Russische Föderation	151,4	12,0	71,9
4	Kolumbien	82,4	6,5	78,5
5	Südafrika	77,3	6,1	84,6
6	USA	67,1	5,3	89,9
7	Kanada	30,4	2,4	92,3
8	Kasachstan	25,3	2,0	94,3
9	Korea, DVR	19,6	1,6	95,9
10	Mongolei	14,5	1,1	97,1
11	Polen	9,2	0,7	97,8
12	China	5,3	0,4	98,2
13	Mosambik	5,0	0,4	98,6
14	Tschechische Republik	4,2	0,3	98,9
15	Philippinen	3,1	0,2	99,2
16	Vietnam	1,7	0,1	99,3
17	Venezuela	1,6	0,1	99,4
18	Neuseeland	1,4	0,1	99,6
19	Ukraine	1,2	0,1	99,7
20	Chile	1,1	0,1	99,7
...				
26	Deutschland	0,2	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [5]	3,0	0,2	100,0
	Welt	1.260,4	100,0	
	Europa	15,9	1,3	
	GUS	177,9	14,1	
	Afrika	82,3	6,5	
	Austral-Asien	801,6	63,6	
	Nordamerika	97,5	7,7	
	Lateinamerika	85,2	6,8	
	OPEC	1,6	0,1	
	OECD	504,2	40,0	
	EU-28	14,8	1,2	

Tabelle 33: Hartkohleimport 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	204,1	16,3	16,3
2	Indien	199,9	16,0	32,3
3	Japan	190,6	15,2	47,5
4	Korea, Rep.	135,0	10,8	58,2
5	Taiwan	64,7	5,2	63,4
6	Deutschland	55,5	4,4	67,8
7	Türkei	34,0	2,7	70,6
8	Malaysia	26,3	2,1	72,7
9	Vereinigtes Königreich	24,2	1,9	74,6
10	Russische Föderation	24,0	1,9	76,5
11	Thailand	21,9	1,7	78,3
12	Niederlande	20,5	1,6	79,9
13	Brasilien	20,3	1,6	81,5
14	Italien	19,6	1,6	83,1
15	Spanien	19,0	1,5	84,6
16	Philippinen	16,7	1,3	85,9
17	Ukraine	14,6	1,2	87,1
18	Frankreich	12,5	1,0	88,1
19	Hongkong	11,2	0,9	89,0
20	Israel	10,6	0,8	89,8
	...			
	sonstige Länder [62]	127,4	10,2	100,0
	Welt	1.252,8	100,0	
	Europa	232,4	18,6	
	GUS	40,3	3,2	
	Afrika	12,2	1,0	
	Naher Osten	12,9	1,0	
	Austral-Asien	891,8	71,2	
	Nordamerika	25,5	2,0	
	Lateinamerika	37,7	3,0	
	OPEC	2,0	0,2	
	OPEC-Golf	2,0	0,2	
	OECD	599,1	47,8	
	EU-28	195,7	15,6	

Tabelle 34: Übersicht Weichbraunkohle 2015 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	< 0,05	522	205	727
	Bosnien & Herzegowina	6,5	2.264	3.010	5.274
	Bulgarien	35,9	2.174	2.400	4.574
	Deutschland	178,1	36.200	36.500	72.700
	Frankreich	–	k. A.	114	114
	Griechenland	46,0	2.876	3.554	6.430
	Italien	–	7	22	29
	Kosovo	8,2	1.564	9.262	10.826
	Kroatien	–	k. A.	300	300
	Mazedonien	5,9	332	300	632
	Montenegro	1,8	k. A.	k. A.	k. A.
	Österreich	–	–	333	333
	Polen	63,1	5.461	222.396	227.857
	Portugal	–	33	33	66
	Rumänien	25,5	280	9.640	9.920
	Serbien	37,3	7.112	13.074	20.186
	Slowakei	1,9	135	938	1.073
	Slowenien	3,2	315	341	656
	Spanien	–	319	k. A.	319
	Tschechische Republik	38,3	2.573	7.146	9.719
Türkei	50,4	10.975	3.405	14.381	
Ungarn	9,3	2.633	2.704	5.337	
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000	
GUS	Kasachstan	6,2	k. A.	k. A.	k. A.
	Kirgisistan	1,6	k. A.	k. A.	k. A.
	Russische Föderation	73,2	90.730	1.288.894	1.379.623
	Ukraine	–	2.336	5.381	7.717
	Usbekistan	3,6	k. A.	k. A.	k. A.
	Weißrussland	–	–	1.500	1.500
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
	Australien	63,0	76.508	403.382	479.890
	Bangladesch	–	–	3	3
	China	140,0	7.673	324.884	332.557
	Indien	43,9	4.987	38.054	43.041

Fortsetzung Tabelle 34
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	60,0	8.247	32.792	41.038
	Japan	–	10	1.026	1.036
	Korea, DVR	7,0	k. A.	k. A.	k. A.
	Laos	< 0,05	499	22	521
	Malaysia	–	39	412	451
	Mongolei	5,8	1.350	119.426	120.776
	Myanmar	< 0,05	3	2	5
	Neuseeland	0,3	6.750	4.600	11.350
	Pakistan	1,2	2.857	176.739	179.596
	Philippinen	–	105	912	1.017
	Thailand	15,2	1.063	826	1.889
	Vietnam	–	244	199.876	200.120
NORD-AMERIKA	Kanada	10,5	2.236	118.270	120.506
	Mexiko	–	51	k. A.	51
	USA	64,7	30.182	1.367.956	1.398.138
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	7.300	7.300
	Brasilien	3,6	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
	Welt	1.011,2	316.782	4.422.153	4.738.935
LÄNDERGRUPPE	Europa	511,3	75.776	316.676	392.452
	GUS	84,7	93.065	1.295.775	1.388.840
	Afrika	< 0,05	66	402	468
	Nahe Osten	–	–	–	–
	Austral-Asien	336,4	110.333	1.302.957	1.413.290
	Nordamerika	75,2	32.469	1.486.226	1.518.695
	Lateinamerika	3,6	5.073	20.118	25.191
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	–	81	320	401
	OECD	528,8	177.265	2.173.727	2.350.991
	EU-28	401,1	53.007	287.420	340.427

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

Tabelle 35: Weichbraunkohleressourcen 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.367.956	30,9	30,9
2	Russische Föderation ¹	1.288.894	29,1	60,1
3	Australien	403.382	9,1	69,2
4	China	324.884	7,3	76,5
5	Polen	222.396	5,0	81,6
6	Vietnam	199.876	4,5	86,1
7	Pakistan	176.739	4,0	90,1
8	Mongolei ¹	119.426	2,7	92,8
9	Kanada	118.270	2,7	95,5
10	Indien	38.054	0,9	96,3
11	Deutschland	36.500	0,8	97,2
12	Indonesien	32.792	0,7	97,9
13	Serbien	13.074	0,3	98,2
14	Brasilien	12.587	0,3	98,5
15	Rumänien	9.640	0,2	98,7
16	Kosovo	9.262	0,2	98,9
17	Argentinien	7.300	0,2	99,1
18	Tschechische Republik ¹	7.146	0,2	99,2
19	Ukraine ¹	5.381	0,1	99,4
20	Neuseeland	4.600	0,1	99,5
	...			
	sonstige Länder [32]	23.994	0,5	100,0
	Welt	4.422.153	100,0	
	Europa	316.676	7,2	
	GUS	1.295.775	29,3	
	Afrika	402	0,0	
	Austral-Asien	1.302.957	29,5	
	Nordamerika	1.486.226	33,6	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC	320	0,0	
	OECD	2.173.727	49,2	
	EU-28	287.420	6,5	

¹ Weichbraunkohleressourcen enthalten auch Hartbraunkohlen

Tabelle 36: Weichbraunkohlereserven 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russische Föderation ¹	90.730	28,6	28,6
2	Australien	76.508	24,2	52,8
3	Deutschland	36.200	11,4	64,2
4	USA	30.182	9,5	73,7
5	Türkei	10.975	3,5	77,2
6	Indonesien	8.247	2,6	79,8
7	China	7.673	2,4	82,2
8	Serbien	7.112	2,2	84,5
9	Neuseeland	6.750	2,1	86,6
10	Polen	5.461	1,7	88,3
11	Brasilien	5.049	1,6	89,9
12	Indien	4.987	1,6	91,5
13	Griechenland	2.876	0,9	92,4
14	Pakistan	2.857	0,9	93,3
15	Ungarn	2.633	0,8	94,1
16	Tschechische Republik ¹	2.573	0,8	95,0
17	Ukraine ¹	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]	6.960	2,2	100,0
	Welt	316.782	100,0	
	Europa	75.776	23,9	
	GUS	93.065	29,4	
	Afrika	66	0,0	
	Austral-Asien	110.333	34,8	
	Nordamerika	32.469	10,2	
	Lateinamerika	5.073	1,6	
	OPEC	81	0,0	
	OECD	177.265	56,0	
	EU-28	53.007	16,7	

¹ Weichbraunkohlereserven enthalten auch Hartbraunkohlen

Tabelle 37: Weichbraunkohleförderung 2010–2015

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

Rang	Land/Region	2010	2011	2012	Mt			Anteil [%]	
					2013	2014	2015	Land	kumuliert
1	Deutschland	169,4	176,5	185,4	183,0	178,2	178,1	17,6	17,6
2	China	125,3	136,3	145,0	147,0	145,0	140,0	13,8	31,5
3	Russische Föderation ¹	76,0	77,6	77,9	73,0	70,0	73,2	7,2	38,7
4	USA	71,0	73,6	71,6	70,1	72,1	64,7	6,4	45,1
5	Polen	56,5	62,8	64,3	65,8	63,9	63,1	6,2	51,3
6	Australien	68,8	66,7	69,1	59,9	58,0	63,0	6,2	57,6
7	Indonesien ¹	40,0	51,3	60,0	65,0	60,0	60,0	5,9	63,5
8	Türkei	70,0	72,5	68,1	57,5	62,6	50,4	5,0	68,5
9	Griechenland	53,6	58,4	62,4	54,0	48,0	46,0	4,5	73,0
10	Indien	37,7	42,3	46,5	44,3	47,2	43,9	4,3	77,4
11	Tschechische Republik ¹	43,9	46,8	43,7	40,6	38,3	38,3	3,8	81,2
12	Serbien ¹	37,8	40,6	38,0	40,1	29,7	37,3	3,7	84,9
13	Bulgarien ²	27,1	34,5	31,0	26,5	31,3	35,9	3,5	88,4
14	Rumänien ¹	27,7	32,9	34,1	24,7	23,6	25,5	2,5	90,9
15	Thailand	18,3	21,3	18,1	18,1	18,0	15,2	1,5	92,4
16	Kanada	10,3	9,7	9,5	9,0	8,5	10,5	1,0	93,5
17	Ungarn ¹	9,0	9,5	9,3	9,6	9,6	9,3	0,9	94,4
18	Kosovo	8,0	8,2	8,0	8,2	7,2	8,2	0,8	95,2
19	Korea, DVR ³	7,0	7,6	7,0	7,0	7,0	7,0	0,7	95,9
20	Bosnien & Herzegowina ¹	11,0	7,1	7,0	6,2	6,2	6,5	0,6	96,5
...									
	sonstige Länder [15]	39,7	45,0	43,4	43,8	37,5	35,1	3,5	100,0
	Welt	1.008,0	1.081,5	1.099,4	1.053,3	1.021,7	1.011,2	100,0	
	Europa	529,4	566,7	566,9	530,7	511,8	511,3	50,6	
	GUS	87,3	90,8	90,6	84,9	82,6	84,7	8,4	
	Afrika	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Austral-Asien	304,1	334,6	353,6	349,5	343,1	336,4	33,3	
	Nordamerika	81,2	83,3	81,1	79,0	80,6	75,2	7,4	
	Lateinamerika	5,9	6,0	7,1	9,1	3,6 ⁴	3,6 ⁴	0,4	
	OECD	560,1	584,4	590,8	556,3	544,9	528,8	52,3	
	EU-28	394,1 ⁵	428,4 ⁵	436,8 ⁵	410,3	398,0	401,1	39,7	

¹ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen² Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen ab 2014³ vorläufig⁴ Förderung ab 2014 aufgrund Änderung in der Statistik nicht mit den Vorjahren vergleichbar⁵ einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 38: Weichbraunkohleverbrauch 2015

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	173,7	17,3	17,3
2	China	140,0	13,9	31,2
3	Russische Föderation ¹	73,2	7,3	38,4
4	USA	64,7	6,4	44,9
5	Polen	63,1	6,3	51,1
6	Australien	63,0	6,3	57,4
7	Indonesien ¹	60,0	6,0	63,3
8	Türkei	50,4	5,0	68,4
9	Griechenland	46,0	4,6	72,9
10	Indien	43,9	4,4	77,3
11	Tschechische Republik ¹	38,3	3,8	81,1
12	Serbien ¹	37,3	3,7	84,8
13	Bulgarien ¹	35,9	3,6	88,4
14	Rumänien ¹	25,5	2,5	90,9
15	Thailand	15,1	1,5	92,4
16	Kanada	10,5	1,0	93,4
17	Ungarn ¹	9,3	0,9	94,4
18	Kosovo	8,2	0,8	95,2
19	Korea, DVR	7,0	0,7	95,9
20	Bosnien & Herzegowina ¹	6,5	0,6	96,5
	...			
	sonstige Länder [15]	35,1	3,5	100,0
	Welt	1.006,8	100,0	
	Europa	507,0	50,4	
	GUS	84,7	8,4	
	Afrika	0,0	0,0	
	Austral-Asien	336,4	33,4	
	Nordamerika	75,2	7,5	
	Lateinamerika	3,6	0,4	
	OECD	524,4	52,1	
	EU-28	396,8	39,4	

¹ Weichbraunkohleverbrauch enthält auch Hartbraunkohlen

Tabelle 39: Übersicht Uran 2015 [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	–	37	37	37
	Frankreich	< 0,05	76	–	12	88	12
	Griechenland	–	–	–	13	13	13
	Italien	–	–	5	11	16	16
	Portugal	–	4	5	4	12	9
	Rumänien	0,1	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	–	14	19	14
	Tschechische Republik	0,2	112	–	342	454	342
	Türkei	–	–	7	2	9	9
	Ungarn	–	21	–	27	48	27
GUS	Kasachstan	23,8	270	309	1.627	2.205	1.936
	Russische Föderation	3,1	162	27	780	969	807
	Ukraine	1,2	21	50	313	384	363
	Usbekistan	2,4	52	42	74	168	116
AFRIKA	Ägypten	–	–	–	2	2	2
	Algerien	–	–	–	20	20	20
	Botsuana	–	–	–	69	69	69
	Gabun	k. A.	25	–	6	31	6
	Kongo, DR	–	26	–	3	28	3
	Malawi	< 0,05	4	–	15	19	15
	Mali	–	–	–	13	13	13
	Namibia	3,0	124	–	513	637	513
	Niger	4,1	140	15	455	610	470
	Sambia	–	< 0,5	–	54	54	54
	Simbabwe	–	–	–	26	26	26
	Somalia	–	–	–	8	8	8
	Südafrika	0,4	160	113	448	721	561
	Tansania	–	–	38	20	58	58
	Tschad	–	–	–	2	2	2
Zentralafrikanische Rep.	–	–	–	32	32	32	
NAHER-OSTEN	Iran	–	< 0,5	–	17	17	17
	Jordanien	–	–	–	90	90	90
	Australien	5,7	199	–	1.912	2.111	1.912
	China	1,6	41	94	113	247	207
	Indien	0,4	12	–	266	278	266

Fortsetzung Tabelle 39
[kt]

	Land / Region	Förderung	kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	–	–	2	32	34	34
	Japan	k. A.	< 0,5	–	7	7	7
	Mongolei	–	1	108	1.444	1.553	1.553
	Pakistan	< 0,05	2	–	–	2	–
	Vietnam	–	–	–	85	85	85
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	271	271	271
	Kanada	13,3	497	322	1.433	2.252	1.755
	Mexiko	k. A.	< 0,5	–	6	6	6
	USA	1,3	375	17	2.252	2.644	2.269
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	3	5	96	104	101
	Brasilien	< 0,05	4	155	421	580	576
	Chile	–	–	–	4	4	4
	Kolumbien	–	–	–	228	228	228
	Peru	–	–	1	41	43	43
	Welt	60,5	2.574	1.326	13.738	17.638	15.064
LÄNDERGRUPPE	Europa	0,2	457	27	542	1.025	569
	GUS	30,4	505	428	2.794	3.726	3.222
	Afrika	7,5	480	166	1.685	2.330	1.851
	Naher Osten	–	< 0,5	–	107	107	107
	Austral-Asien	7,7	254	204	3.859	4.317	4.063
	Nordamerika	14,6	872	339	3.962	5.173	4.301
	Lateinamerika	< 0,05	7	162	790	958	952
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC	–	< 0,5	–	36	36	36
	OPEC-Golf	–	< 0,5	–	17	17	17
	OECD	20,4	1.509	366	6.389	8.264	6.755
	EU-28	0,2	457	20	540	1.017	560

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

Tabelle 40: Uranressourcen 2015 (>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
USA	121	k. A.	121	1.273	858	2.252	16,4	16,4
Australien	1.208	704	1.912	k. A.	k. A.	1.912	13,9	30,3
Kasachstan	132	659	791	536	300	1.627	11,8	42,1
Mongolei	–	33	33	21	1.390	1.444	10,5	52,7
Kanada	382	201	583	150	700	1.433	10,4	63,1
Russische Föderation	247	421	668	112	k. A.	780	5,7	68,8
Namibia	297	159	456	57	k. A.	513	3,7	72,5
Niger	310	80	390	14	51	455	3,3	75,8
Südafrika	121	217	338	110	k. A.	448	3,3	79,1
Brasilien	–	121	121	300	k. A.	421	3,1	82,1
Tschechische Republik	51	68	119	223	–	342	2,5	84,6
Ukraine	116	54	170	23	120	313	2,3	86,9
Grönland	–	221	221	k. A.	50	271	2,0	88,9
Indien	160	22	182	85	k. A.	266	1,9	90,8
Kolumbien	–	k. A.	–	11	217	228	1,7	92,5
China	26	79	105	4	4	113	0,8	93,3
Argentinien	6	20	26	14	56	96	0,7	94,0
Jordanien	–	40	40	–	50	90	0,7	94,7
Vietnam	1	2	3	81	k. A.	85	0,6	95,3
Usbekistan	18	32	50	25	–	74	0,5	95,8
Botsuana	13	56	69	k. A.	k. A.	69	0,5	96,3
Sambia	10	15	25	30	k. A.	54	0,4	96,7
Peru	–	2	2	20	20	41	0,3	97,0
Finnland	2	35	37	–	–	37	0,3	97,3
Indonesien	6	2	9	23	k. A.	32	0,2	97,5
Zentralafrikanische Rep.	32	k. A.	32	k. A.	k. A.	32	0,2	97,7
Ungarn	–	14	14	13	k. A.	27	0,2	97,9
Simbabwe	1	k. A.	1	–	25	26	0,2	98,1
Bulgarien	–	–	–	25	k. A.	25	0,2	98,3
...								
Deutschland	3	4	7	–	–	7	0,1	99,7

Fortsetzung Tabelle 40
[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=2+3	5	6	7=4+5+6	8	9
Welt	3.361	3.334	6.695	3.189	3.855	13.738	100,0	–
Europa	91	154	245	284	13	542	3,9	–
GUS	513	1.166	1.679	695	420	2.794	20,3	–
Afrika	835	563	1.398	210	76	1.685	12,3	–
Naher Osten	1	43	44	12	50	107	0,8	–
Austral-Asien	1.408	842	2.251	214	1.394	3.859	28,1	–
Nordamerika	505	423	928	1.426	1.608	3.962	28,8	–
Lateinamerika	6	143	150	347	293	790	5,8	–
OPEC	21	3	24	12	–	36	0,3	–
OPEC-Golf	1	3	4	12	–	17	0,1	–
OECD	1.809	1.278	3.086	1.684	1.618	6.389	46,5	–
EU-28	91	152	243	284	13	540	3,9	–

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

Tabelle 41: Uranreserven 2015 (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	Kanada	322	24,3	24,3
2	Kasachstan	309	23,3	47,6
3	Brasilien	155	11,7	59,3
4	Südafrika	113	8,5	67,8
5	Mongolei	108	8,2	76,0
6	China	94	7,1	83,0
7	Ukraine	50	3,8	86,8
8	Usbekistan	42	3,1	90,0
9	Tansania	38	2,9	92,9
10	Russische Föderation	27	2,1	94,9
11	USA	17	1,3	96,2
12	Niger	15	1,1	97,3
13	Slowakei	9	0,7	98,0
14	Türkei	7	0,5	98,5
15	Argentinien	5	0,4	98,9
16	Italien	5	0,4	99,3
17	Portugal	5	0,3	99,6
18	Indonesien	2	0,2	99,8
19	Slowenien	2	0,1	99,9
20	Peru	1	0,1	100,0
Welt		1.326	100,0	
	Europa	27	2,0	
	GUS	428	32,3	
	Afrika	166	12,5	
	Austral-Asien	204	15,4	
	Nordamerika	339	25,6	
	Lateinamerika	162	12,2	
	OECD	366	27,6	
	EU-28	20	1,5	

Tabelle 42: Uranressourcen 2015 (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	1.151,0	30,5	30,5
2	Kanada	509,3	13,5	44,0
3	Kasachstan	342,1	9,1	53,1
4	Niger	325,0	8,6	61,7
5	Namibia	248,2	6,6	68,3
6	Russische Föderation	228,4	6,1	74,3
7	Südafrika	175,3	4,6	79,0
8	Brasilien	155,1	4,1	83,1
9	China	120,0	3,2	86,3
10	Mongolei	108,1	2,9	89,2
11	Ukraine	100,1	2,7	91,8
12	USA	62,9	1,7	93,5
13	Usbekistan	59,4	1,6	95,0
14	Tansania	40,4	1,1	96,1
15	Zentralafrikanische Rep.	32,0	0,8	97,0
16	Botsuana	12,8	0,3	97,3
17	Argentinien	11,0	0,3	97,6
18	Sambia	9,9	0,3	97,9
19	Slowakei	8,8	0,2	98,1
20	Mali	8,5	0,2	98,3
...				
	sonstige Länder [15]	63,3	1,7	100,0
	Welt	3.771,6	100,0	
	Europa	38,8	1,0	
	GUS	730,0	19,4	
	Afrika	865,1	22,9	
	Naher Osten	1,0	0,0	
	Austral-Asien	1.394,1	37,0	
	Nordamerika	575,1	15,2	
	Lateinamerika	167,5	4,4	
	OPEC	1,0	0,0	
	OPEC-Golf	1,0	0,0	
	OECD	1.768,4	46,9	
	EU-28	32,0	0,8	

Tabelle 43: Natururanproduktion 2010–2015

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					kt				
1	Kasachstan	17,8	19,5	21,3	22,6	23,1	23,8	39,3	39,3
2	Kanada	9,8	9,1	9,0	9,3	9,1	13,3	22,0	61,4
3	Australien	5,9	6,0	7,0	6,4	5,0	5,7	9,3	70,7
4	Niger	4,2	4,4	4,7	4,5	4,1	4,1	6,8	77,5
5	Russische Föderation	3,6	3,0	2,9	3,1	3,0	3,1	5,0	82,6
6	Namibia	4,5	3,3	4,5	4,3	3,3	3,0	4,9	87,5
7	Usbekistan	2,4	3,0	2,4	2,4	2,4	2,4	3,9	91,5
8	China	0,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	2,7	94,1
9	USA	1,7	1,5	1,6	1,8	1,9	1,3	2,1	96,2
10	Ukraine	0,9	0,9	1,0	1,1	0,9	1,2	2,0	98,2
11	Südafrika	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,4	0,6	98,8
12	Indien	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	99,5
13	Tschechische Republik	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	99,7
14	Rumänien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	99,9
15	Pakistan	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	0,1	99,9
16	Brasilien	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	< 0,05	0,1	100,0
17	Frankreich	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,05	100,0
18	Deutschland ¹	< 0,05 ¹	0,1 ¹	0,1 ¹	< 0,05 ¹	< 0,05 ¹	< 0,05 ¹	< 0,05	100,0
19	Malawi	0,7	0,8	1,1	1,1	0,4	0,0	0,0	100,0
	Welt	53,7	54,6	58,4	59,6	56,2	60,5	100,0	
	Europa	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,4	
	GUS	24,6	26,3	27,5	29,2	29,4	30,4	50,3	
	Afrika	9,9	9,0	10,7	10,5	8,3	7,5	12,4	
	Austral-Asien	7,2	7,9	8,9	8,2	6,9	7,7	12,7	
	Nordamerika	11,4	10,7	10,6	11,2	11,1	14,6	24,1	
	Lateinamerika	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,1	
	OECD	17,6	17,0	17,9	17,8	16,3	20,4	33,7	
	EU-28	0,3 ²	0,4 ²	0,4 ²	0,3	0,3	0,2	0,4	

¹ nur im Rahmen der Sanierung von Produktionsstätten als Urankonzentrat² einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 44: Uranverbrauch 2015

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

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	18,69	27,9	27,9
2	Frankreich	9,23	13,8	41,7
3	China	8,16	12,2	54,0
4	Korea, Rep.	5,02	7,5	61,5
5	Russische Föderation	4,21	6,3	67,7
6	Japan	2,55	3,8	71,6
7	Ukraine	2,37	3,5	75,1
8	Deutschland	1,89	2,8	77,9
9	Kanada	1,78	2,7	80,6
10	Vereinigtes Königreich	1,74	2,6	83,2
11	Indien	1,58	2,4	85,6
12	Schweden	1,52	2,3	87,8
13	Spanien	1,27	1,9	89,7
14	Belgien	1,02	1,5	91,2
15	Taiwan	0,97	1,5	92,7
16	Finnland	0,75	1,1	93,8
17	Tschechische Republik	0,57	0,8	94,7
18	Schweiz	0,52	0,8	95,4
19	Slowakei	0,47	0,7	96,1
20	Ungarn	0,36	0,5	96,7
	...			
	sonstige Länder [11]	2,22	3,3	100,0
	Welt	66,88	100,0	
	Europa	20,07	30,0	
	GUS	6,66	10,0	
	Afrika	0,31	0,5	
	Naher Osten	0,18	0,3	
	Austral-Asien	18,38	27,5	
	Nordamerika	20,75	31,0	
	Lateinamerika	0,54	0,8	
	OPEC	0,18	0,3	
	OPEC-Golf	0,18	0,3	
	OECD	47,88	71,6	
	EU-28	19,55	29,2	

Tabelle 45: Übersicht Geothermie 2015¹

Region	el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh]	therm. Leistung ohne Wärme- pumpen [MW _{th}]	therm. Leistung [MW _{th}]	therm. Verbrauch ohne Wärme- pumpen [GWh]	therm. Verbrauch [GWh]
Albanien	–	–	16	21	30	35
Belgien	–	–	7	277	18	450
Bosnien & Herzegowina	–	–	23	25	83	86
Bulgarien	–	–	106	–	399	–
Dänemark	–	–	–	400	–	598
Deutschland	31	151,0	337	4.237	1.099	6.803
Finnland	–	–	–	2.500	–	5.000
Frankreich	18	83,0	500	2.300	1.306	4.366
Griechenland	–	–	83	231	245	442
Irland	–	–	–	191	–	252
Island	661	5.003,0	2.131	2.132	7.676	7.681
Italien	915	5.916,0	1.371	1.902	2.916	3.822
Kroatien	–	–	68	–	131	–
Litauen	–	–	14	95	34	227
Mazedonien	–	–	45	48	123	136
Niederlande	–	–	115	1.275	667	4.067
Norwegen	–	–	–	1.300	–	2.296
Österreich	1	2,2	77	1.577	298	2.298
Polen	–	–	105	605	354	1.068
Portugal	23	182,0	20	21	108	109
Rumänien	< 0,5	0,4	176	195	362	402
Schweden	–	–	48	5.848	140	20.240
Schweiz	–	–	40	1.572	250	2.636
Serbien	–	–	111	124	488	516
Slowakei	–	–	148	–	–	–
Slowenien	–	–	66	202	137	340
Spanien	–	–	–	225	–	315
Tschechische Republik	–	–	7	307	25	457
Türkei	624	–	2.844	2.886	12.278	12.545
Ungarn	–	–	753	814	1.874	1.996
Vereinigtes Königreich	–	–	3	373	17	682
Europa	2.273	11.337,6	9.212	31.681	31.057	79.865
EU-28	988	6.334,6	4.001	23.574	10.130	53.934

¹ Aktuelle Daten außerhalb Europas liegen für das Jahr 2015 nicht gesichert vor

Europa: Datenerhebung EGEC, wie in ANTICS et al. 2016 zitiert

– keine Daten verfügbar

Tabelle 46: Geothermie – elektrisch installierte Leistung 2010–2015

Rang	Land/Region	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Anteil [%]	
								Land	kumuliert
					MW				
1	USA	3.102	3.389	3.442	3.525	3.450	3.567	27,1	27,1
2	Philippinen	1.904	1.848	1.904	1.917	1.870	1.930	14,6	41,7
3	Indonesien	1.197	1.341	1.333	1.401	1.340	1.404	10,7	52,4
4	Mexiko	887	1.017	1.017	834	1.017	1.069	8,1	60,5
5	Neuseeland	792	843	895	971	1.005	973	7,4	67,9
6	Italien	772	876	876	916	916	915	6,9	74,8
7	Island	665	660	664	665	665	661	5,0	79,8
8	Türkei	114	242	167	368	397	624	4,7	84,6
9	Kenia	169	249	249	590	594	607	4,6	89,2
10	Japan	538	537	537	539	519	540	4,1	93,3
11	Costa Rica	166	207	207	208	207	218	1,7	94,9
12	El Salvador	204	204	204	204	204	204	1,5	96,5
13	Nicaragua	82	150	150	160	159	155	1,2	97,7
14	Russische Föderation	82	82	82	82	82	97	0,7	98,4
15	Papua-Neuguinea	56	56	56	56	50	56	0,4	98,8
16	Guatemala	52	48	48	48	52	49	0,4	99,2
17	Deutschland	7	29	24	27	27	31	0,2	99,4
18	China	24	27	27	27	27	27	0,2	99,6
19	Portugal	30	23	29	29	29	23	0,2	99,8
20	Frankreich	18	17	17	17	16	18	0,1	99,9
	...								
	sonstige Länder [6]	40	49	11	10	10	10 ¹	0,1	100,0
	Welt	10.901	11.893	11.938	12.594	12.636	13.178¹	100,0	
	Europa	1.553	1.848	1.850	1.850	2.133	2.273	17,3	
	GUS	82	82	82	82	82	97	0,7	
	Afrika	176	220	200	200	601	614	4,7	
	Austral-Asien	4.512	4.720	4.800	4.800	4.812	4.930	37,4	
	Nordamerika	3.988	4.920	5.100	5.100	5.089	4.636	35,2	
	Lateinamerika	534	639	609	620	622	626	4,8	
	OECD	6.927	7.635	7.670	7.894	8.043	8.423 ¹	63,9	
	EU-28	829 ²	946 ²	946 ²	991	989	988	7,5	

¹ Daten für Australien, Thailand, Taiwan mit Stand 2014² einschließlich Kroatien (vgl. wirtschaftspolitische Gliederungen)

Tabelle 47: Geothermie – Ressourcen 2015

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	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 48: Verbrauch Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft) 2015

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

Rang	Land/Region	Mtoe	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	71,7	19,7	19,7
2	China	62,7	17,2	36,9
3	Deutschland	40,0	10,9	47,8
4	Vereinigtes Königreich	17,4	4,8	52,6
5	Brasilien	16,3	4,5	57,0
6	Indien	15,5	4,2	61,3
7	Spanien	15,4	4,2	65,5
8	Italien	14,7	4,0	69,5
9	Japan	14,5	4,0	73,5
10	Frankreich	7,9	2,2	75,7
11	Kanada	7,3	2,0	77,7
12	Schweden	6,2	1,7	79,4
13	Polen	4,6	1,3	80,6
14	Australien	4,5	1,2	81,9
15	Dänemark	4,3	1,2	83,0
16	Türkei	3,8	1,0	84,1
17	Mexiko	3,5	1,0	85,0
18	Portugal	3,5	1,0	86,0
19	Belgien	3,2	0,9	86,9
20	Finnland	3,1	0,8	87,7
	...			
	sonstige Länder [47]	2,22	3,3	100,0
	Welt	364,9	100,0	
	Europa	139,9	38,3	
	GUS	0,6	0,2	
	Afrika	3,8	1,0	
	Naher Osten	0,5	0,1	
	Austral-Asien	110,9	30,4	
	Nordamerika	82,6	22,6	
	Lateinamerika	24,2	6,6	
	OPEC	0,3	0,1	
	OPEC-Golf	0,2	0,0	
	OECD	246,3	67,5	
	EU-28	136,0	37,3	

Tabelle 49: Erneuerbare Energien – elektrisch installierte Leistung 2015

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

Rang	Land/Region	MW	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	519.748	26,2	26,2
2	USA	219.343	11,1	37,3
3	Brasilien	114.220	5,8	43,0
4	Deutschland	104.978	5,3	48,3
5	Kanada	93.357	4,7	53,0
6	Japan	90.089	4,5	57,5
7	Indien	82.117	4,1	61,7
8	Italien	54.790	2,8	64,4
9	Russische Föderation	51.960	2,6	67,1
10	Spanien	51.451	2,6	69,7
11	Frankreich	44.274	2,2	71,9
12	Norwegen	32.408	1,6	73,5
13	Vereinigtes Königreich	32.367	1,6	75,2
14	Türkei	31.694	1,6	76,7
15	Schweden	27.142	1,4	78,1
16	Österreich	18.477	0,9	79,0
17	Australien	18.046	0,9	80,0
18	Mexiko	17.567	0,9	80,8
19	Schweiz	17.450	0,9	81,7
20	Vietnam	16.882	0,9	82,6
...				
	sonstige Länder [184]	345.757	17,4	100,0
	Welt	1.984.118	100,0	
	Europa	520.969	26,3	
	GUS	77.003	3,9	
	Afrika	36.255	1,8	
	Naher Osten	17.487	0,9	
	Austral-Asien	809.904	40,8	
	Nordamerika	330.267	16,6	
	Lateinamerika	191.781	9,7	
	OPEC	36.031	1,8	
	OPEC-Golf	14.726	0,7	
	OECD	957.619	48,3	
	EU-28	428.357	21,6	

QUELLEN

Anuário Estatístico Brasileiro (Brasilien)
Apea 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 Zusammenarbeit und Entwicklung – BMZ
Bundesverband Geothermie – GtV
Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs (Taiwan)
Bureau of Resources and Energy Economics – BREE (Australien)
Canadian Association of Petroleum Producers – CAPP (Kanada)
CARBUNION (Spanien)
China Coal Information Institute
China India Limited – CIL
Comité Professionnel Du Pétrole – CPDP (Frankreich)
CORES (Spanien)
Customs Statistics of Foreign Trade (Russische Föderation)
Department of Business Enterprise & Regulatory Reform – BERR (Vereinigtes Königreich)
Department of Energy – DOE (Philippinen)
Department of Energy (Südafrika)
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 Pelletinstitut – DEPI
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 Commission – ESA
European Geothermal Congress – EGC
European Geothermal Energy Council – EGEC (Belgien)
Extractive Industries Transparency Initiative – EITI
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 Resource 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 Authority of Mongolia
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 (Slovakei)
National Coal and Mineral Industries Holding Corporation – Vinacomin (Vietnam)
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
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 – PİGM (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)
Servicio Geológico Mexicano – SGM
Servicio Nacional de Geología y Minería – Sernageomin (Chile)
Singapore Energy Statistics - SES (Singapur)
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
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)
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 (Österreich)
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 schwerem Erdöl
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
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	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
CBM	coalbed methane (Kohleflözgas); in Kohlen enthaltenes Gas, u. a. Methan
cif	cost, insurance, freight (Kosten, Versicherungen und Fracht); im Überseegegeschäft übliche Transportklausel, entspricht der ‚free on board‘-Klausel zu der der Verkäufer zusätzlich die Kosten der Lieferung, die Versicherung 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 (Energieministerium der USA)
downstream	Aktivitäten ab Fördersonde wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGC	European Geothermal Congress
EGS	enhanced geothermal systems; durch Fracking künstlich erweiterte geothermische 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 Entölungsgrades einer Erdöllagerstätte
Erdgas	<p>natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung.</p> <p><i>Nasses Erdgas</i> enthält außer Methan auch längerkettige Kohlenwasserstoff-Komponenten.</p> <p><i>Trockenes Erdgas</i> enthält ausschließlich gasförmige Komponenten und besteht überwiegend aus Methan.</p> <p><i>Saures Erdgas</i> oder <i>Sauergas</i> enthält unterschiedliche Mengen an Schwefelwasserstoff (H₂S) im ppm Bereich.</p> <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></p> <p>Allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)</p> <p><i>Nicht-konventionelles Erdöl:</i></p> <p>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
ESA	Euratom Supply Agency – European Commission
ESMAP	Energy Sector Management Assistant Program
EU-AITF	European Union-Africa Infrastructure Trust Fund
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></p> <p>die Energie, 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
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 Mio. t Erdöl oder > 85 Mrd. m ³ Erdgas, Super-Giant: > 680 Mio. t Erdöl oder > 850 Mrd. m ³ Erdgas, Mega-Giant: > 6.800 Mio. t Erdöl oder > 8.500 Mrd. m ³
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
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
Hochenthalpielagerstätte	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
ICEIDA	Icelandic International Development Agency
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; <i>s. u.: 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)
MB	Süddeutsches Molassebecken
MENA	Ländergruppe (Ägypten, Algerien, Bahrain, Dschibuti, Irak Iran, Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Libyen, 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

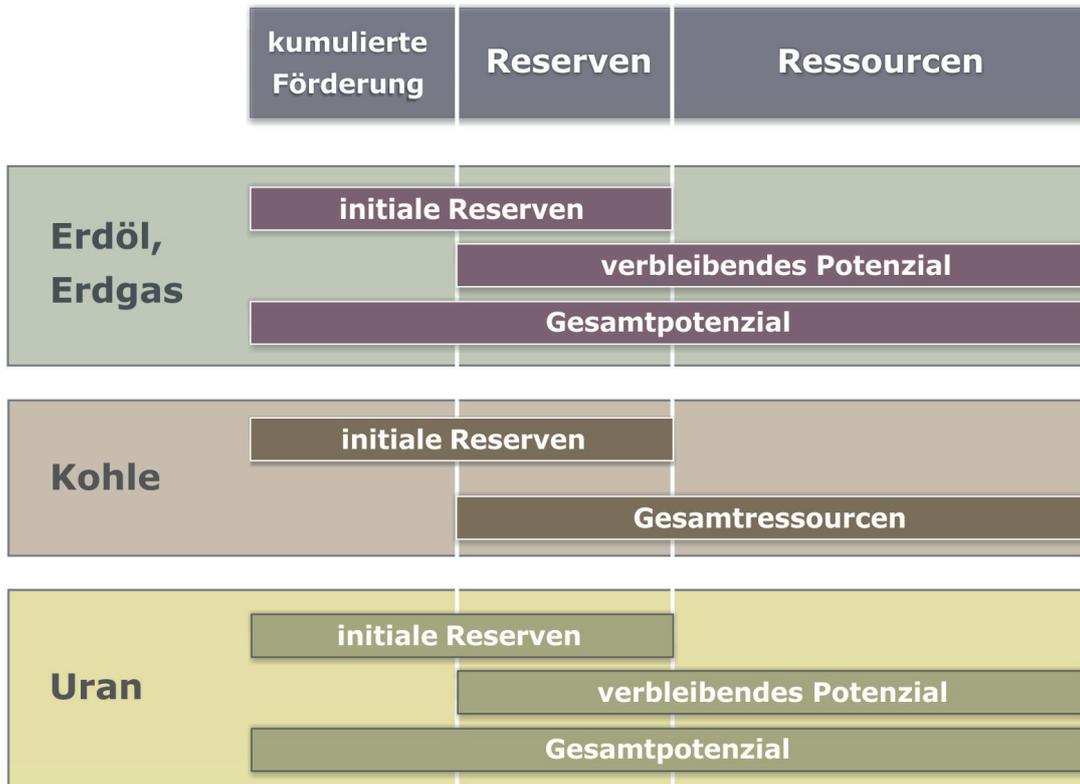
NGL	natural gas liquids; (→ Kondensat)
NGPL	natural gas plant liquids; Bestandteile des geförderten Erdgases, die in Prozessanlagen separat verflüssigt werden; (→ Kondensat)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; s. u.: <i>Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
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	Oberrheingraben
"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.: Maßeinheiten
Porosität	Porenraum eines Gesteins; Maßeinheit: [%]
Potenzial	Gesamtpotenzial: kumulierte Förderung plus Reserven plus Ressourcen verbleibendes Potenzial: Reserven plus Ressourcen
Primärenergieverbrauch (PEV)	bezeichnet die insgesamt für die Versorgung einer Volkswirtschaft benötigte Energiemenge
REEGLE	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership
Reingas	normiertes Erdgas 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
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; <i>s. u.: Umrechnungsfaktoren</i>
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
SWM	Stadtwerke München
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (→ <i>SKE</i> , hier: in Tonnen) entspricht ca. $29,308 \times 10^9$ Joule; <i>s. u.: Umrechnungsfaktoren</i>
toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; <i>s. u.: 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	<p>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 Lagerstättentypen: Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätte (LS), LS in Sandsteinen, Hydrothermale Ganglagerstätten, LS in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate, Brekzienkomplex-LS, Intragranitische und meta-somatische LS</p> <p>Uran aus nicht-konventionellen Vorkommen (kurz: <i>nicht-konventionelles Uran</i>): 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</p>
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
USAID	United States Agency for International Development
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten

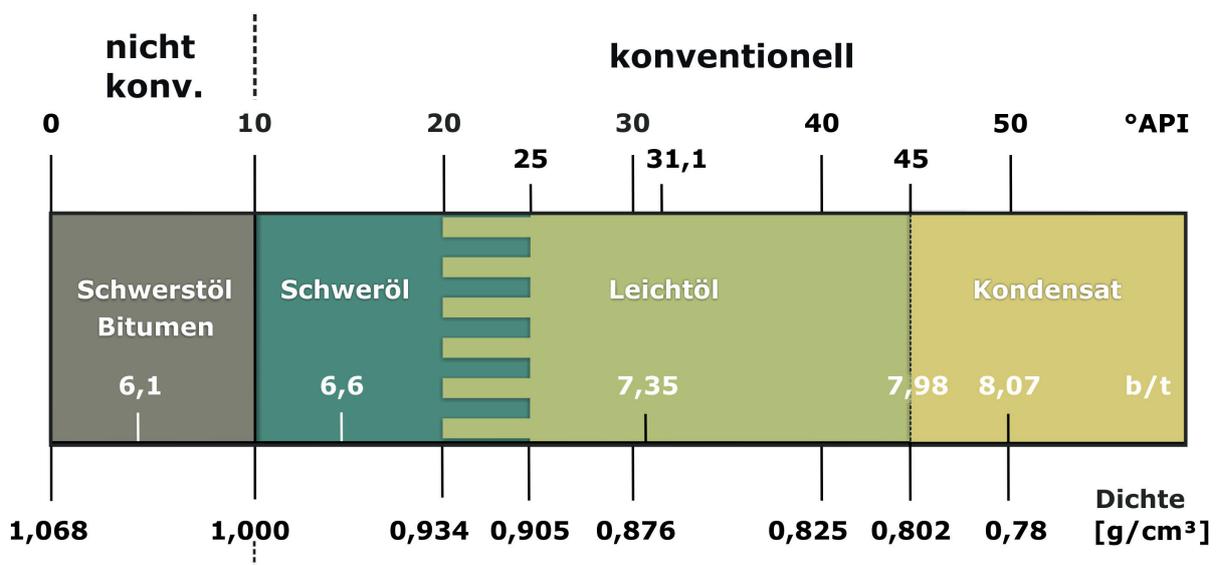
USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
VDKi	Verein der Kohlenimporteure e.V.; Sitz: Hamburg
WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress)
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (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 Oberflächen-nahen als auch der Tiefen Geothermie auf nationaler Ebene erhoben und auf dem Kongress vorgestellt
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

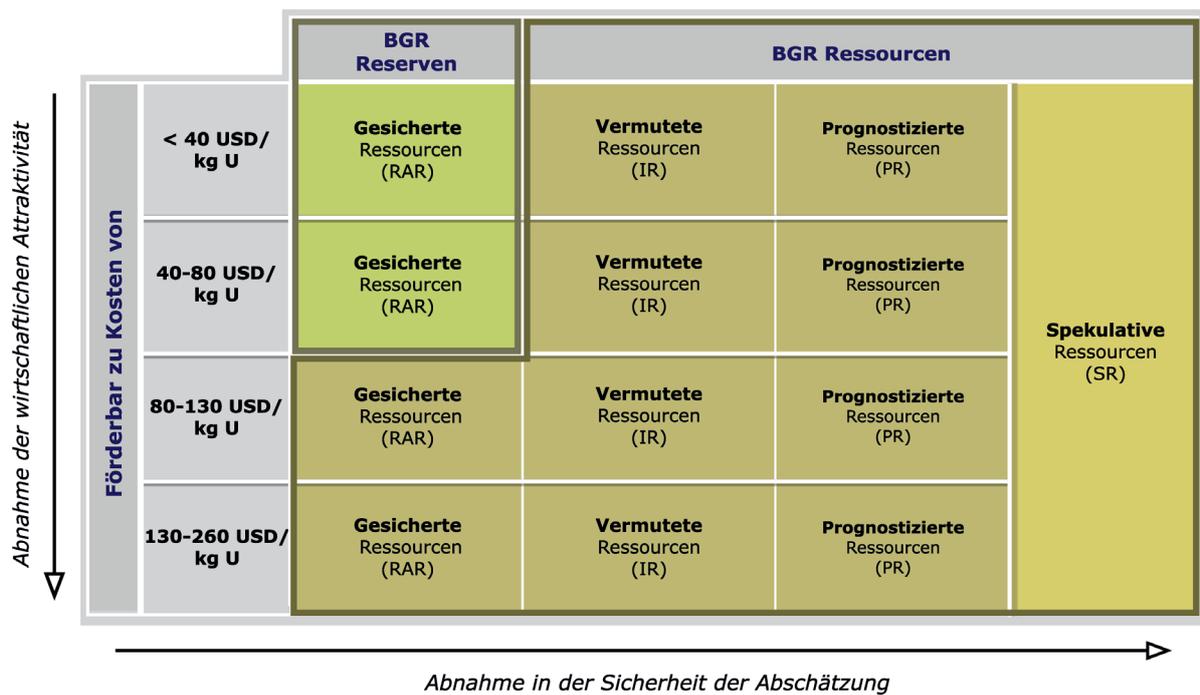


Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien

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

Europa

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

GUS

Armenien, Aserbaidshan, Georgien, Kasachstan, Kirgisistan, Moldau (Republik), Russische Föderation, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Weißrussland (Republik)

Afrika

Ägypten, Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Äthiopien, Benin, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Côte d'Ivoire, Dschibuti, Eritrea, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kamerun, Kap Verde, 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, Westsahara, Zentralafrikanische Republik

Naher Osten

Bahrain, Irak, Iran (Islamische Republik), Israel, Jemen, Jordanien, Katar, Kuwait, Libanon, Oman, Palästina, 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, Pazifische Inseln (zu USA), Pitcairn, Riukuinseln, Salomonen, Samoa, Timor-Leste, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis und Futuna, West-Timor (zu Indonesien)

„Asien“-Anteil:

Afghanistan, Bangladesch, Bhutan, Brunei Darussalam, China, Hongkong, Indien, Indonesien, Japan, Kambodscha, Korea (Demokratische Volksrepublik), Korea (Republik), Laos (Demokratische Volksrepublik), Macau, 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), Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaika, Jungferninseln (Brit.), Jungferninseln (Amerik.), Kaimaninseln, Kolumbien, Kuba,

Martinique, Montserrat, Nicaragua, Niederländische Antillen, 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:2015

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, Tschechische Republik, 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; 167 Länder)

Afghanistan (Islamische Republik), Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Antigua und Barbuda, Argentinien, Armenien, Aserbaidschan, Äthiopien, Australien, Bahamas, Bahrain, Bangladesch, Barbados, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botswana, 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, Südafrika, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Swasiland, Tadschikistan, Tansania (Vereinigte Republik), Thailand, Togo, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechische Republik, Türkei, Tunesien, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vanuatu, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, Weißrussland (Republik), Zentralafrikanische Republik, Zypern

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development; 34 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, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten

OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries; 12 Länder)

Algerien, Angola, Ecuador, 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 1.013 mbar [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)	

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	$1 \text{ Wh} = 3,6 \text{ kWh} = 3,6 \text{ kJ}$
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 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

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. Die Daten sind zum Teil vorläufig. Jegliche Verwendung der Inhalte, auch von Auszügen, geschieht auf eigenes Risiko des Nutzers. Für die Inhalte von verlinkten Seiten ist stets der jeweilige Anbieter oder Betreiber der Seiten verantwortlich. Die Inhalte der Studie einschließlich aller Abbildungen, Grafiken und Tabellen sind geistiges Eigentum der BGR. Alle Rechte vorbehalten. Die BGR behält es sich ausdrücklich vor, Teile oder die gesamte Studie ohne gesonderte Ankündigung zu verändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen.

Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
Internet: <http://www.bgr.bund.de>

